



ANÁLISE PETROFÍSICA DE ROCHAS CARBONÁTICAS EM AFLORAMENTOS NA PEDREIRA SÁ, BACIA SERGIPE - SE

Marcella Mayara Costa Araújo Aragão¹; José Agnelo Soares²; Leyllanne Renalle Batista de Almeida³;

¹ Universidade Federal de Campina Grande, Mestranda no Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral (PPGEPM) - marcella.may@hotmail.com

² Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia de Minas – agnelosoares@gmail.com

³ Universidade Federal de Campina Grande, Mestranda no Programa de Pós-graduação em Exploração Petrolífera e Mineral (PPGEPM) - leylla_almeida@hotmail.com

RESUMO

O estudo das propriedades físicas das rochas é de fundamental importância para verificar o comportamento à distribuição dos fluidos no espaço poroso. Neste trabalho foram medidas e analisadas as propriedades permoporosas e elastodinâmicas de amostras oriundas do afloramento Pedreira Sá - Bacia de Sergipe. As amostras foram preparadas e analisadas no Laboratório de Petrofísica da Unidade Acadêmica de Mineração e Geologia da UFCG. Os ensaios foram realizados com as amostras secas e sob temperatura ambiente. O ensaio de porosidade e de densidade de grãos foi executado sob pressão ambiente, enquanto que os ensaios de permeabilidade foram realizados sob pressão confinante de 2000 psi. Para os ensaios de velocidades elásticas foi inicialmente aplicada uma pressão confinante de até 40 MPa, capturando as ondas em intervalos decrescentes de 5 MPa. Pode-se observar que em geral os valores mais elevados de porosidade são apresentados pelos calcilutitos. Pelas linhas de tendência para um mesmo valor de porosidade os calcilutitos apresentam menor valor de permeabilidade, os calcarenitos apresentam uma permeabilidade intermediária e a dolomita apresenta uma permeabilidade elevada.

Palavras-chave: Petrofísica, calcarenitos e calcilutitos.

1. INTRODUÇÃO

A petrofísica é uma ferramenta fundamental para investigar as propriedades que possibilitam determinar porosidade, permeabilidade e saturação de fluidos em rochas-reservatório, que é de fundamental importância para caracterização do armazenamento e da transmissão de fluidos na rocha, com a finalidade de gerenciar e prover o desempenho de um reservatório [SOARES, 2011].

Por englobar diversas áreas do conhecimento, como geologia, geofísica, química, mecânica, engenharia de petróleo e outras, a petrofísica é

considerada uma ferramenta de uso amplo e interdisciplinar. A petrofísica também é aplicada às atividades relacionadas à exploração e produção de recursos minerais subterrâneos [SOARES, 2011].

Neste trabalho as propriedades petrofísicas foram determinadas, realizando-se experimentos em laboratório utilizando-se amostras (plugues) extraídas dos testemunhos de rochas com potencial para reservatórios.

O presente trabalho investiga as propriedades petrofísicas de rochas carbonáticas da Bacia de Sergipe - SE. Esta área situa-se nas limitações de três províncias estruturais: a província São



Francisco, a Província Borborema e a Província Costeira e Margem Continental.

O estudo tem como objetivo medir e analisar propriedades permoporosas e elastodinâmicas das rochas carbonáticas de um afloramento da bacia acima citada.

1.1. Aspectos geológicos da bacia Sergipe

A Bacia de Sergipe-Alagoas situa-se na região nordeste do Brasil e abrangem os estados de mesmo nome, Sergipe e Alagoas, separados pelo rio São Francisco. Em sua porção terrestre apresenta uma área de 13.000 km².

A parte submersa se estende por uma área de 32.760 km², até a cota batimétrica de 3.000 metros.

A bacia limita-se, a norte, com a Bacia de Pernambuco/Paraíba, pelo Alto de Maragogi; a sul, o limite da porção emersa é constituído pela Plataforma de Estância e, no mar, pela Bacia de Jacuípe, através do sistema de falhas do Vaza-Barris.

A área de estudo está localizada na porção sergipana da bacia, onde ocorre a sequência transicional que apresenta uma importante seção evaporítica com idade compatível com o final do estágio Rifte.

De todas as bacias da margem continental brasileira, esta é a que registra a sucessão estratigráfica mais completa, incluindo remanescentes de uma sedimentação paleozóica, um pacote jurássico a e o cretácico pré-rifte amplamente desenvolvido e as clássicas seqüências meso-cenozóicas sin rifte e pós-rifte [ANP, 2001].

A Figura 1 apresenta um mapa com a localização da Bacia Sergipe-Alagoas.



Figura 1: Mapa de localização da Bacia Sergipe-Alagoas mostrando a subdivisão nas Sub-bacias de Sergipe, ao sul e Alagoas ao norte.

1.2. Rochas sedimentares

As rochas sedimentares são formadas a partir do intemperismo que é o conjunto de processos naturais que causa a alteração das rochas, próximas a superfície terrestre, originando produtos em equilíbrio com novas condições físico-químicas [Ollier,1981]. A Figura 2 apresenta um tipo de rocha sedimentar.



Figura 2: Rocha Sedimentar.

Segundo Santiago [2009], a rocha sedimentar é formada por sedimentos, que são as inúmeras partículas da rocha podendo ainda ter em sua composição restos corpóreos de vegetais e animais.

O processo ocorre a partir do transporte das partículas até um determinado local, onde sofrerão ação da temperatura acontecendo o fenômeno da diagênese que é a transformação do sedimento em rocha.

A Figura 3 exemplifica o processo de formação das rochas sedimentares.



As rochas sedimentares podem ser formadas pela acumulação de fragmentos de minerais ou rochas intemperizadas como o argilito, arenito e siltito, o acúmulo de restos de organismos marinhos também gera restos de rochas sedimentares, como exemplo temos o calcário.

Outra maneira de originar as rochas sedimentares é pela precipitação de sais, a partir da evaporação de soluções aquosas saturadas, formando os depósitos de evaporitos. Uma classificação das partículas em função do diâmetro é apresentada na Figura 4.

De acordo com Suguio [2009], os sedimentos vão sendo depositados gerando a formação das camadas que com o tempo vão sendo compactadas, ou seja, o volume entre si vai diminuindo colocando, portanto as partículas em contato umas com as outras. Outra etapa é a cimentação que é o preenchimento dos espaços porosos dos sedimentos com substâncias de precipitação química.

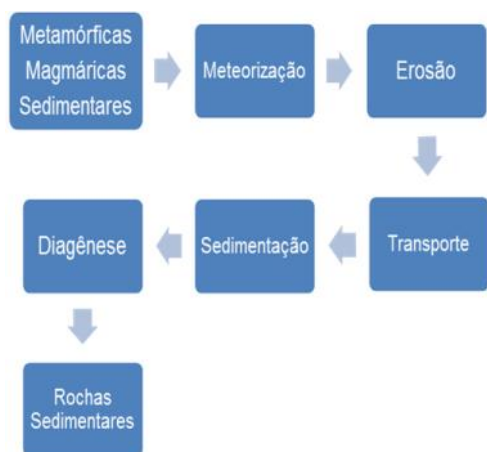


Figura 3: Esquema representando o processo de formação das rochas sedimentares.

Areia média	0,5 a 0,25
Areia fina	0,25 a 0,125
Areia muito fina	0,125 a 0,062
Silte	0,062 a 0,00394
Argila	0,00394 a 0,0002

Figura 4: Classificação dos sedimentos em função do diâmetro.

Conforme Rainho [2009], as rochas sedimentares são classificadas segundo a origem dos sedimentos que a constituem, podendo ser detríticas, biogênicas e quimiogênicas.

As rochas sedimentares são classificadas como detríticas quando os sedimentos que a constituem são exclusivamente fragmentos provenientes do desgaste de outras rochas, as rochas biogênicas apresentam na sua constituição sedimentos provenientes de organismos, como conchas ou porções de carvão e as quimiogênicas são formadas por material dissolvido na água proveniente de processos de meteorização química. Quando os sedimentos precipitam formam de novo uma rocha sólida.

1.3. Rochas carbonáticas

Segundo Sousa et. al, [2005], as rochas carbonáticas ocupam um extenso volume da crosta terrestre, elas estão presentes nas diversas unidades litoestratigráficas que compõem a história litológica da Terra. Sua representatividade nos espaços ocupados por rochas sedimentares e metamórficas aflorantes chega a oscilar entre 25 a 35%.

Os principais tipos de carbonatos são: calcita - CaCO_3 ; dolomita - $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$; siderita - FeCO_3 ; Magnesita - MgCO_3 e a ankerita - $\text{Ca}(\text{Mg, Fe})(\text{CO}_3)_2$. Sendo entre os principais tipos a calcita a que forma mais da metade em

Classificação	Mm
Areia muito grossa	2 a 1
Areia grossa	1 a 0,5



volume de carbonatos, tendo como aplicabilidade a cimentação de arenitos quartzosos, oóliticos entre outros [SUGUIO, 2009].

Um tipo de classificação das rochas carbonáticas é a classificação de Folk [1962], baseada nos grãos aloquímicos, na matriz e no cimento.

- Carbonatos onde os grãos aloquímicos estão cimentados por calcita espática;
- Carbonatos onde os grãos aloquímicos estão relacionados à matriz micrítica;
- Carbonatos formados por calcita microcristalina sem a presença de aloquímicos;
- Carbonatos formados por estruturas orgânicas.

1.4. Propriedades petrofísicas

As propriedades petrofísicas são de fundamental importância para a realização da análise dos reservatórios, neste trabalho vamos destacar a porosidade, permeabilidade e as propriedades elásticas.

1.5 Porosidade

A porosidade é a propriedade que define o espaço disponível para o armazenamento dos hidrocarbonetos. O volume de vazios presentes nas rochas é representado pela porosidade, ou seja, é a porcentagem de espaços vazios em relação ao volume total da rocha [SILVA, 2007]. A equação para realizar o cálculo da porosidade é dada por:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad [1]$$

$$V_t = V_v + V_s \quad [2]$$

Onde:

ϕ =Porosidade

V_v =Volume de espaços vazios

V_t =Volume de Total

V_s =Volume do material sólido

A porosidade pode ser classificada em primária e secundária, pode-se dizer que a porosidade é primária quando ela se desenvolveu durante a deposição do material sedimentar e é secundária quando é resultante de alguns processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas. Outra classificação da porosidade é em porosidade absoluta e porosidade efetiva. A porosidade é dita como absoluta quando se tem a relação entre o volume total de vazios de uma rocha e o volume total da mesma, por fim temos a porosidade efetiva que é a relação entre espaços vazios interconectados de uma rocha e o volume total da mesma [ROSA, 2011]. A Figura 6 representa a porosidade efetiva e a não efetiva.

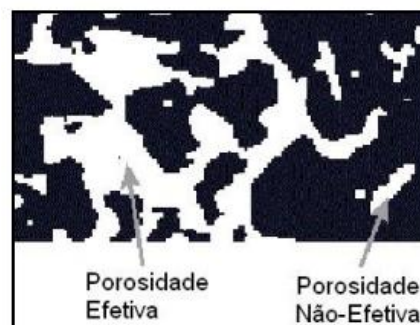


Figura 6: Exemplo de um meio poroso com porosidade efetiva e não efetiva.

1.6 Permeabilidade

Segundo Rosa et, al. [2011], a permeabilidade de um meio poroso é a medida de sua capacidade de se deixar atravessar por fluidos. A permeabilidade é a propriedade dos meios porosos que representa a capacidade do meio conduzir fluidos. Em 1856, Darcy criou uma relação para permeabilidade através do fluxo de água através de filtros de areia com o objetivo de purificá-la. O instrumento utilizado por ele é apresentado na Figura 7.

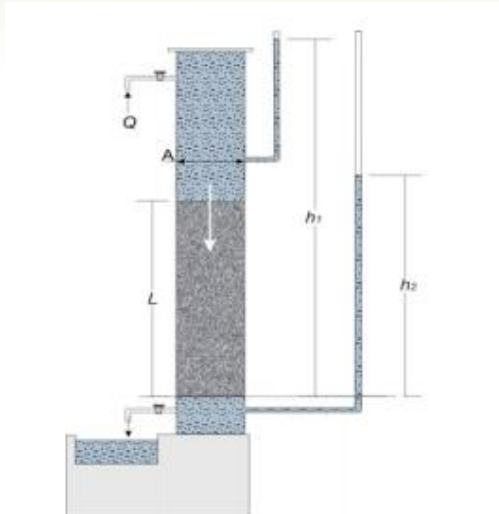


Figura 7: Esquema do experimento de Henry Darcy sobre fluxo de água através de filtro de areia.

Mediante a realização do seu experimento Darcy verificou que os resultados da experiência seguiam a equação 3:

$$q = KA \frac{(h_1 - h_2)}{L} \quad [3]$$

q = Fluxo que passa através da amostra.

L = É a altura do meio poroso.

h_1 e h_2 = São as alturas da água em manômetros colocados nas faces de entrada e de saída do filtro.

K = Constante de proporcionalidade característica do meio poroso e do fluido.

A = Área da amostra pela qual passa o fluido.

Esta equação foi desenvolvida com base em algumas condições:

1. Fluxo isotérmico, laminar e permanente;
2. Fluido incompressível, homogêneo e de viscosidade invariável com a pressão;
3. Meio poroso homogêneo, que não reage com o fluido;
4. Fluido único saturando 100% a rocha.

2. METODOLOGIA

Para realização dos ensaios foram necessárias a realização de algumas etapas desde a preparação das amostras até a realização da pesagem e da medição das dimensões.

2.1 Preparação da amostra

Foram enviadas para realização deste trabalho 39 amostras, porém 14 delas possuíam o tamanho inadequado para preparação dos plugues.

Para realizar os ensaios as amostras devem ser transformadas em plugues com as seguintes características: possuam a forma cilíndrica, com diâmetro de 1,5 polegada e 5 cm de comprimento aproximadamente.

A preparação da amostra é realizada no laboratório de preparação de amostras, situado no Departamento de Mineração e Geologia (DMG) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), onde realizamos a serragem das amostras, obtenção de plugues em uma plugadeira, retificação das extremidades dos plugues para assegurar faces planas e perfeitamente paralelas, necessárias para realização dos ensaios.

Com o fim da preparação das amostras elas são levadas para o Laboratório de Petrofísica (UFCG) onde são colocadas em uma estufa durante 24 horas a 80° C para realizar a secagem das mesmas. Após a secagem das amostras foi realizada a medição das dimensões e a pesagem através do uso de um paquímetro digital e uma balança eletrônica, respectivamente.

2.2 Ensaios de permeabilidade

No interior do *core holder* há um cilindro vazado de borracha onde a amostra é inserida e limitada, em sua parte superior e inferior, por dois êmbolos móveis de aço e adaptáveis ao tamanho da amostra.



Além de uma bomba hidráulica a óleo, conectada a um vaso de pressão, no qual a borracha está inserida.

Para medir a permeabilidade de uma amostra, é necessário que o operador forneça os dados de comprimento (cm), diâmetro (cm), temperatura, pressão de confinamento e pressão barométrica (psi). A permeabilidade e a porosidade são medidas no Permoporosímetro.

2.3 Ensaios elastodinâmicos

O objetivo dos ensaios elastodinâmicos é medir a velocidade de propagação das ondas P, S₁ e S₂. A realização destes ensaios é feita utilizando o equipamento Autolab500[®] foi produzido pela *New England Resarch*. O processo baseia-se na medição do tempo de trânsito da transmissão direta de ondas elástica que percorrem a amostra ao longo do seu comprimento axial.

Os ensaios elastodinâmicos foram realizados em 24 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 estabilização varia dependendo do tipo de amostra. Após a primeira onda ser capturada, as demais ondas com pressão de 35, 30, 25, 20, 15, 10 e 5 MPa, são capturadas quando as mesmas permanecerem estáveis por no mínimo 2 minutos.

Durante a realização dos ensaios de velocidades de onda, é necessário que o operador forneça dados de comprimento (mm), diâmetro (mm), densidade total (g/cm³) e a porosidade (%). A amostra é inserida numa borracha e presa a dois transdutores (uma fonte e um receptor). A fonte gera pulsos que atravessam a amostra e são registrados pelo receptor, que transforma esses pulsos em sinal

elétrico e os envia para o osciloscópio, onde é mostrado na tela do mesmo.

Após as ondas serem capturadas, é necessário fazer a picagem das mesmas, que é marcação dos tempos de chegada das ondas P, S₁ e S₂. Com isso será obtido um relatório contendo informações de módulo de Young, coeficiente de Poisson e as velocidades elásticas.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 10 mostra a porosidade das amostras. Pode-se observar que em geral os valores mais elevados de porosidade são apresentados pelos calcilutitos.

A Figura 11 apresenta valores de densidade de grãos medidos em 26 amostras distribuídas em calcarenitos e calcilutitos, pode-se observar que a densidade de grãos está em torno de 2,62 g/cm³ a 2,82 g/cm³, de modo que os calcarenitos apresentaram valores mais próximos do esperado que é 2,7 g/cm³ enquanto que os calcilutitos apresentaram valores inferiores. Acredita-se que estes valores menores que o esperado acontece devido a três possíveis fatores: Presença de matéria orgânica, ocorrência de poros não interconectados e enriquecimento diagenético por sílica após a dissolução preferencial do carbonato de cálcio. A amostra que apresenta densidade de grãos em torno de 2,82 g/cm³ corresponde a uma dolomita pura.

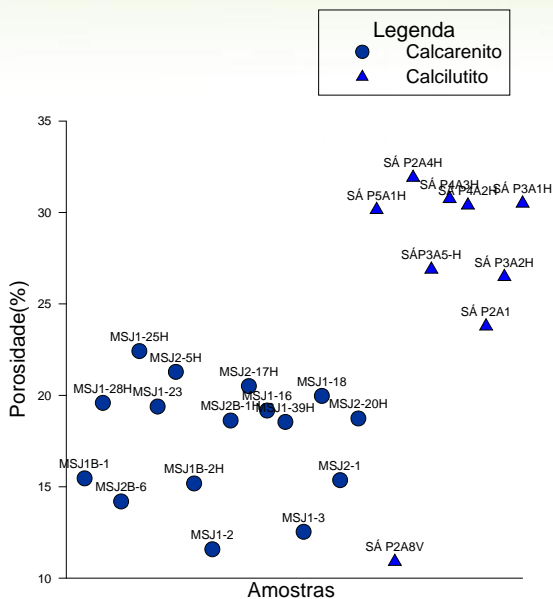


Figura 10: Relação entre amostras e porosidade.

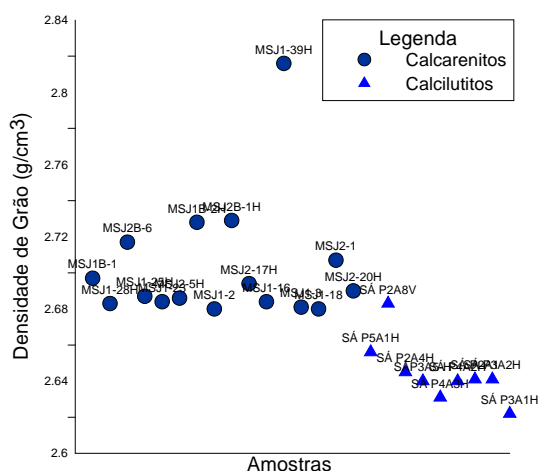


Figura 11: Relação entre amostras e densidade do grão.

A Figura 12 apresenta valores de porosidade e o RHOB (Densidade Total). O RHOB foi calculado a partir da seguinte expressão $B = \rho_g (1 - \phi / 100)$. Observa-se uma excelente correlação linear entre o RHOB e a porosidade para cada litotipo. Isto permite estimar a porosidade com razoável precisão a partir da densidade total.

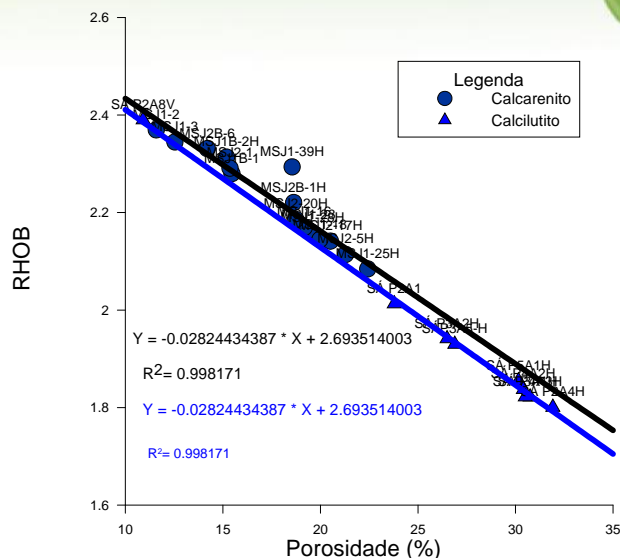


Figura 12: Relação entre porosidade e RHOB.

A Figura 13 apresenta os valores da porosidade e permeabilidade. Pelas linhas de tendência para um mesmo valor de porosidade os calcilititos apresentam menor valor de permeabilidade, os calcarenitos apresentam uma permeabilidade intermediária e a dolomita apresenta uma permeabilidade elevada.

A Figura 14 apresenta a velocidade de onda P e a porosidade medida nas amostras, pode-se observar que à medida que a porosidade aumenta acontece um decréscimo na velocidade P. Há uma linha de tendência geral, mas com forte dispersão. Isto provavelmente ocorre devido às variações na qualidade da matriz mineral causadas por variações na microporosidade e na composição mineral.

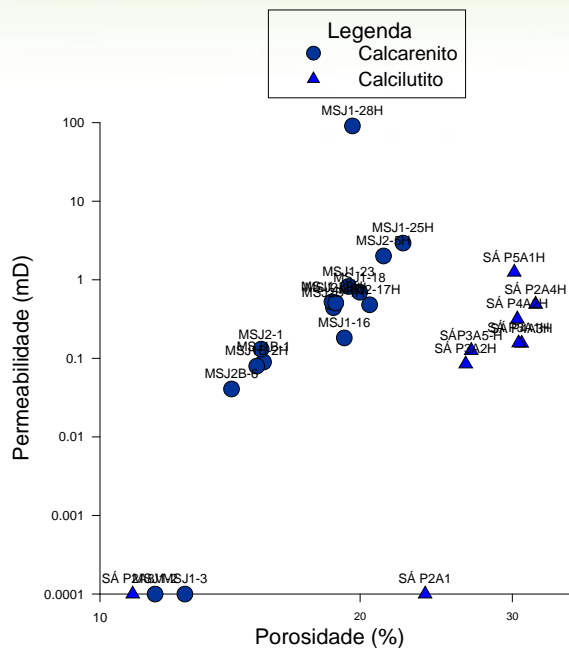


Figura 13: Relação entre porosidade e permeabilidade.

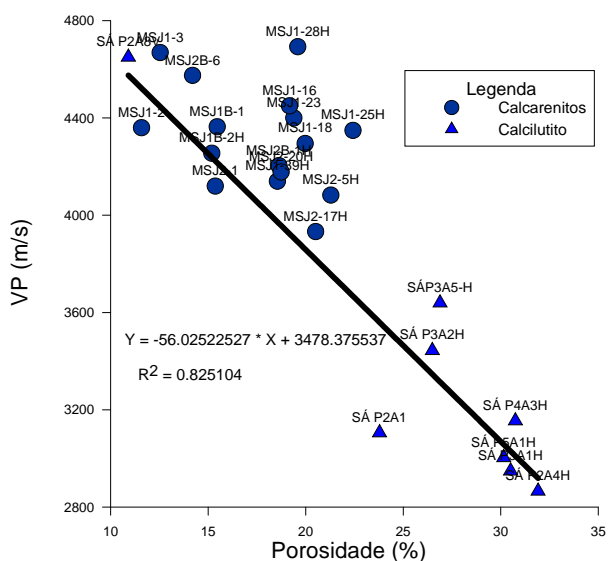


Figura 14: Relação entre porosidade e a velocidade P.

A Figura 15 nos mostra a velocidade de onda S1 e a porosidade verificaram-se a partir do gráfico que houve uma relação de aumento entre as velocidades e a porosidade. Há uma linha de tendência geral, mas com forte dispersão. Isto provavelmente ocorre devido às variações na qualidade da matriz mineral causadas

por variações na microporosidade e na composição mineral.

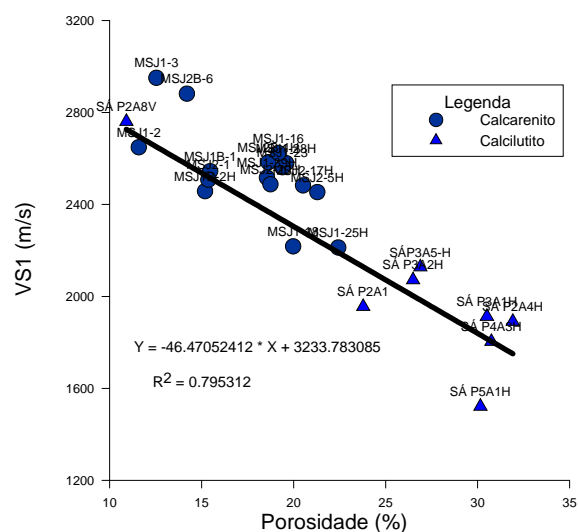


Figura 15: Relação entre porosidade e velocidade S1.

A Figura 17 apresenta a porosidade e a VS1/VS2. Nesta Figura observa-se que a maioria das amostras estão com valores próximos de 1 sendo assim, pode-se afirmar que existe isotropia na maioria das amostras.

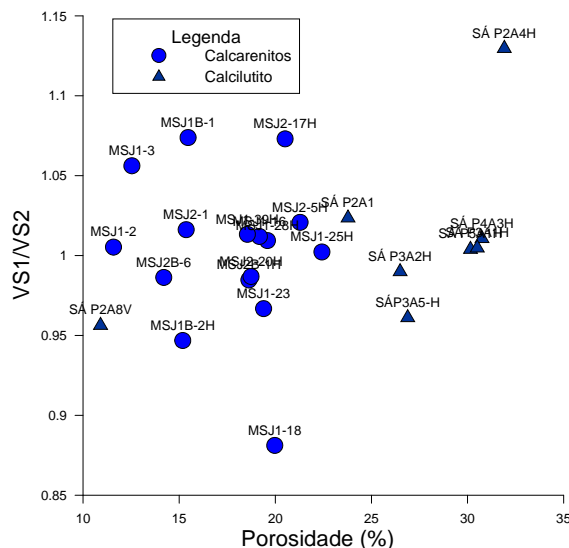


Figura 17: Relação entre porosidade e as velocidades VS1/VS2.



4. CONCLUSÕES

Neste trabalho foram analisadas as propriedades petrofísicas de amostras vindas da Pedreira Sá e localizadas na Bacia de Sergipe – SE. Os resultados apresentados mostram que:

- Considerando que a densidade de grão é um bom indicador da composição mineral das amostras, os valores medidos para esta propriedade variam entre 2,62 g/cm³ a 2,82 g/cm³, acredita-se que as amostras que apresentaram valores inferiores a 2,70 g/cm³ pode ter sido causado por: Presença de matéria orgânica, ocorrência de poros não interconectados e enriquecimento diagenético por sílica após a dissolução preferencial do carbonato de cálcio. A amostra com valor de 2,82 g/cm³ é característico da uma dolomita pura;

- Os valores medidos de permeabilidade e porosidade indicam que para um mesmo valor de porosidade: os calcilutitos apresentam uma menor permeabilidade, para uma permeabilidade intermediária têm-se os calcarenitos e a dolomita é a que possui maior permeabilidade;

- Para os valores de porosidade e velocidades de ondas P pode-se verificar que existe uma linha de tendência geral, porém com uma forte dispersão que pode ser explicada: pela variação na qualidade da matriz mineral causada por variações na microporosidade e composição mineral;

- A razão entre as velocidades S1 e S2 apresentaram valores próximos de 1,

portanto considera-se que a maioria das amostras são isotrópica.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Livro :

OLLIER, C. 1981. **Tectonics and landforms**. In: Ollier C. (Ed). *Series Geomorphology Texts*. New York: Clayton, pp. 161-180.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro : Interciência, 2011. 808p.

SANTIAGO, C. **Rochas Sedimentares**. Brasil, 2009.

SUGUIO, K. **Geologia Sedimentar**. 3. reimpressão. São Paulo: Blucher, 2009. 400p.

Artigo de periódico:

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

SOUSA, F. J. Vidal., H. W. F., **Rochas carbonáticas**. Rio de Janeiro, 2005.

Tese/dissertação:

SILVA, I. T. **Faciologia, diagênese e propriedades petrofísicas da Formação Jandaíra – Porção Oeste da Bacia Potiguar**. Relatório de graduação, Natal (RN), 2007.

Referências Digitais:

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. Bacia Sergipe – Alagoas. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brasilrounds/round2/pdocs/pbacias/PBframe02.htm>. Acesso em 20 de Dezembro de 2014.



RAINHO, R. A. **Classificação das Rochas Sedimentares**. Espaço Ciências, 2009. Disponível em: <http://espacociencias.com/site/ciencias-7o-ano/rochas-e-minerais/rochas-sedimentares/classificacao-das-rochas-sedimentares/>. Acesso em 25 de Julho de 2014.