



Análise do sistema poroso de coquinas da formação morro do chaves, bacia sergipe - alagoas pelas técnicas de pressão capilar por injeção de mercúrio e microtomografia computadorizada.

Raissa Maria Siqueira da Silva* - UFRJ, Fábio André Perosi – UFRJ, José Leão de Luna – UFPA, Mariléa Gomes do Santos Ribeiro – UFPA.

Copyright 2019, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, 19-22 August 2019.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 16th International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

Resumo

Reconhecer a estrutura porosa de uma rocha reservatório, carbonática, é importante para a indústria do petróleo no objeto de aumentar o máximo possível, e com segurança, o índice de produtividade desses complexos reservatórios. A correlação entre porosidade e permeabilidade influencia no quantitativo acumulado e na condição de fluxo de fluidos dentro da rocha. Assim, pode-se inferir no quanto de hidrocarboneto pode ser produzido e no quanto pode ser recuperado.

A estrutura porosa de amostras de coquinas pertencentes à Formação Morro do Chaves da Bacia Sergipe/Alagoas, foram estudadas por técnicas de petrografia, pressão capilar por injeção de mercúrio (MICP) e por microtomografia computadorizada (μ CT), técnicas que determinaram de forma satisfatória a distribuição de poros, conectividade e tamanho da garganta de poros.

Para a classificação proposta por Lucia (1983), “*Rock Fabric Classification*” as amostras foram em sua maioria classificadas como *packstone*, sendo esta discordante da classificação petrográfica. As amostras analisadas foram classificadas petrograficamente como sendo *grainstone* e *packstone* grão-suportada. Os resultados obtidos determinaram que as amostras possuem uma distribuição de gargantas de poro bimodal com predominância das frações micro e mesoporosas. A textura *grainstone* influencia na grande variedade de tamanhos e tipos de poro. Para o modelo de Zonas Indicadoras de Fluxo (FZI/GHE), as amostras foram classificadas nas GHEs 3, 5 e 6.

Introdução

A importância do estudo das rochas carbonáticas tem como base o fato de que expressivos volumes de hidrocarboneto do mundo encontram-se em reservatórios desta natureza geológica (Kinoshita, 2010). No entanto, estas rochas apresentam um alto grau de complexidade quando comparadas às rochas siliciclásticas.

Em reservatórios areníticos a relação porosidade-permeabilidade apresenta um comportamento linear, o que torna fácil a predição da permeabilidade nesse tipo

de reservatório. Por sua vez, nas rochas carbonáticas a porosidade é complexa devido à natureza dos processos envolvidos tanto na deposição quanto após esta, fazendo com que as relações permoporosas do reservatório não sejam determinadas de forma direta (Lucia, 2007).

Com a descoberta de volumes expressivos de hidrocarbonetos no pré-sal do Brasil nas bacias de Campos e Santos, o conhecimento detalhado das propriedades petrofísicas, tais como porosidade, permeabilidade e como elas se relacionam, passou a ter um papel de destaque na indústria de petróleo. Dado os altos custos e exclusividade das empresas de exploração para estudar amostras diretas dos reservatórios, o estudo de afloramentos análogos torna-se essencial para que se possa entender a complexidade dessas rochas (Kinoshita, 2010; Câmara, 2013).

Método

Foram coletadas nove amostras de coquinas pertencentes a um afloramento da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas, que fica localizada em uma frente de lavras da parte leste da Mina São Sebastião, Município de São Miguel do Campos, Alagoas (Figura 1). Dessas nove amostras coletadas, somente cinco foram utilizadas no presente trabalho.

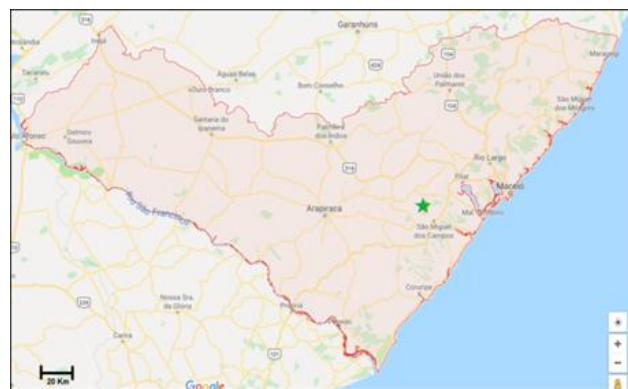


Figura 1 - Mapa de localização da Mina São Sebastião localizada no Município de São Miguel dos Campos – AL, com estrela indicando localização da Mina. Foto extraída do Google maps.

As amostras foram cedidas pelo Laboratório de Geologia Sedimentar da UFRJ / LAGESED, como cinco plugues. As amostras foram coletadas com a finalidade de representar a maior variedade faciológica das coquinas da pedra. Foram analisadas e descritas 15 lâminas segundo os planos ortogonais (XY, YZ, ZX) seguindo a descrição textural de Dunham, 1962 e petrofísica

segundo Lucia, 1983. Toda a preparação e medidas de petrofísica básica foi realizada pelo laboratório da Schlumberger Reservoir Sampling and Analysis, localizado no BRGC (Schlumberger Brazil Research and Geoenvironment Center) na Cidade Universitária. Para a petrofísica básica os plugues foram lavados com tolueno para remoção de traços de hidrocarboneto, e com metanol, para a remoção do sal inorgânico. Posteriormente os plugues foram secos em forno úmido a 60°C por 24 horas. Após tais etapas, os plugues foram armazenados em um dessecador visando manter o material seco.

Petrografia

Foram preparadas 3 lâminas a partir de cada amostra, sendo essas impregnadas com resina epóxi azul, para a visualização dos poros. As lâminas petrográficas foram descritas em microscópios de luz transmitida/polarizada para o reconhecimento da composição, texturas e tipos de poros.

Diversos autores já classificaram as amostras utilizadas no presente trabalho (Câmara, 2013; Tavares, 2014; Hoerle, 2018), porém nesse trabalho o foco da descrição foi para a petrofísica. As amostras foram classificadas, em sua maioria, como sendo grainstones, sendo a amostra PET-08 classificada como packstone grão suportada. A Tabela 1 apresenta um resumo da descrição de cada amostra.

Tabela 1 - Classificação e tipos de porosidades encontradas nas lâminas analisadas.

AMOSTRA	CLASSIFICAÇÃO	TIPOS DE POROSIDADE
PET-01	GRAINSTONE	Intragranular/Móldica; Interpartícula e raras
PET-02	GRAINSTONE	Intragranular/Móldica; Interpartícula e raras
PET-06	GRAINSTONE	Intragranular/Móldica; Interpartícula
PET-08	PACKSTONE GRÃO-SUPORTADO	Fratura e intrapartícula
PET-09	GRAINSTONE	Móldica e interpartícula

Os principais tipos de porosidades encontrados foram interpartícula/intergranular seguido por porosidade móldica, também pode ser encontrada porosidade intragranular e algumas fraturas.

As amostras são compostas por bivalves com a presença de quartzo, litoclóstos e minerais opacos. A granulometria descrita varia entre areia e seixo.

A amostra PET-08 é uma amostra bem fechada, que a difere das outras, com porosidade concentrada basicamente ao longo do plano de fratura e porosidade intrapartícula não havendo conexão aparente do sistema poroso por ser bem cimentada.

A Figura 2 apresenta os principais tipos de porosidade encontrados.

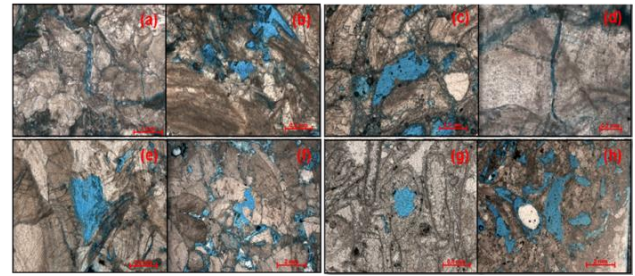


Figura 2 - Petrografia. (a) PET-1C fratura; (b) PET-1B Interpartícula; (c) PET-2C móldica; (d) PET-2C fratura; (e) PET-6A intragranular; (f) PET-6C interpartícula; (g) PET-8A intrapartícula e (h) PET-9B móldica.

Petrofísica Básica

Da petrofísica básica foram considerados os valores de porosidade a gás (hélio) como sendo os resultados mais próximos da porosidade efetiva. As porosidades obtidas variam de 12 e 20 %, e a permeabilidade foi obtida pelo método de *pulse-decay* apresentando variação entre 18,6 mD e 282 mD. A Tabela 2 apresenta um resumo dos valores obtidos.

Tabela 2 - Dados de porosidade (expansão de gás) e permeabilidade (pulse-decay) e densidade de grãos.

AMOSTRAS	Φ (%)	K (mD)	ρ_G
PET-1	12,0	18,6	2,70
PET-2	15,0	27,9	2,69
PET-6	19,5	282,0	2,70
PET-8	5,0	0,061	2,69
PET-9	16,5	94,1	2,71

O gráfico de porosidade versus permeabilidade, de modo geral, apresente uma correlação linear, Figura 3.

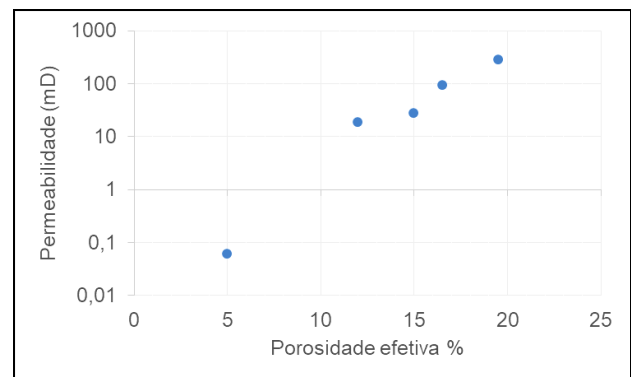


Figura 3 - Correlação entre a porosidade e a permeabilidade das 5 amostras estudadas.

Relações permoporosas

O modelo "*Rock Fabric Classification*" foi proposto por Lucia (1983). O modelo propõe que valores de permeabilidade podem ser estimados a partir dos valores de porosidade relacionados à classificação do carbonato.

A classe 1 – *grainstones*, a classe 2 - *packstones* e a classe 3 - trama dominada por lama. Para cada classe Lucia propõe uma fórmula para a estimativa das permeabilidades.

$$k_1 = (43,35 \times 10^8) \cdot \Phi_{ip}^{8,537}$$

$$k_2 = (2,040 \times 10^6) \cdot \Phi_{ip}^{6,38}$$

$$k_3 = (2,884 \times 10^3) \cdot \Phi_{ip}^{4,275}$$

Onde k_i (com $i = 1, 2$ e 3) representa o valor da permeabilidade para cada classe e Φ_{ip} é o valor da porosidade interpartícula.

Os valores de permeabilidade e porosidade obtidos na petrofísica básica, foram plotados no gráfico de “*Rock Fabric Classification*” e as amostras caíram na classe 2, sendo esta a classe pertencente aos *packstones*, contudo, esta classificação difere da determinada pela análise petrográfica.

Quando analisadas as estimativas de permeabilidade pela equação 1 nas classes 1 e 2, os resultados não se mostram satisfatórios, uma vez que são bem diferentes do k real. Os valores de estimativa podem ser vistos na Tabela 3. Onde podemos observar k_1 com valores superestimados e k_2 subestimados. Como a PET-8 é bem fechada os valores sempre são sempre subestimados.

Tabela 3 Estimativa de permeabilidade utilizando a Tabela 2 e Equação 1.

AMOSTRAS	K (mD)	k_1	k_2
PET-1	18,6	59,698	2,721
PET-2	27,9	401,125	11,300
PET-6	282	3767,164	60,263
PET-08	0,061	0,034	0,010
PET-9	94,1	905,002	20,758

Nestes termos, utilizando os valores da petrofísica básica e plotando o gráfico para cada classe (Figura 4) observa-se a ocorrência da classe 1 e 2.

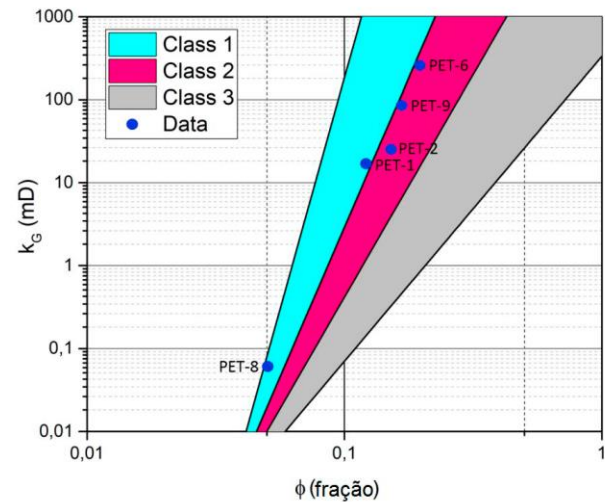


Figura 4 - Aplicação do Modelo de “*Rock-Fabric Classification*”, Lucia (2007).

Com o objetivo de realizar a avaliação petrofísica de rocha reservatório Corbett & Potter (2004) definiram o termo petrotype, como sendo os elementos de um conjunto finito de classes petrofísicas em um sistema, utilizando critérios globais. Os autores apresentam os limites entre cada petrotype a partir de zonas indicadoras de fluxo (FZI – Flow Zone Indicator), sendo os valores das zonas definidos a partir da variação típica da porosidade e permeabilidade dentro de um sistema de reservatório e que pode ser calculada.

$$FZI = \frac{0,0314 \cdot \sqrt{k}}{\frac{\phi}{1-\phi}}$$

Onde ϕ e k são respectivamente a porosidade e a permeabilidade observadas em amostras das zonas de interesse.

Tendo FZI como um valor fixo e variando o valor da porosidade de 0 a 1, obtém-se um gráfico k - ϕ com a representação das respectivas zonas gerando um gráfico de classificação GHE (Global Hydraulic Units).

A partir da equação 2 foram calculados os valores de FZI e foram plotados no gráfico de GHE os valores de k - ϕ para cada amostra, os valores são apresentados na Tabela 4.

Tabela 5 – Valores de FZI e o GHE.

AMOSTRA	FZI	GHE
PET-1	3,0	5
PET-2	2,5	5
PET-6	7,5	6
PET-8	0,6	3
PET-9	3,8	6

Os valores de $k \times \Phi$ (a gás) foram plotados no gráfico de GHE da Figura 5.

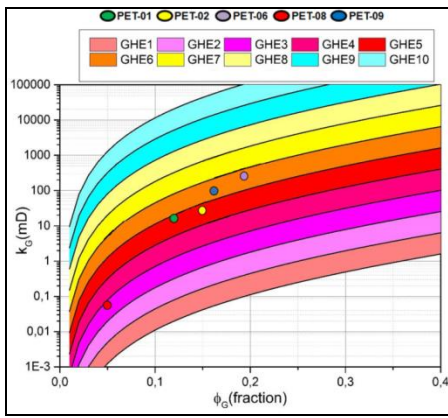


Figura 5 - Classificação GHE das amostras, utilizando os valores de porosidade e permeabilidade a gás.

As amostras foram classificadas nas GHEs 3, 5 e 6 que apresentam comportamento hidráulico distinto favorecendo o fluxo de fluido.

Porosimetria por intrusão de mercúrio (MICP)

A técnica de MICP apresenta com resultado a distribuição de tamanho de gargantas de poro que está diretamente relacionada a permeabilidade da rocha. Seguindo a classificação utilizada no trabalho de Allen *et. al.* (2001) e Schuab (2015), onde o tamanho da garganta de poro são definidos como: microporos, diâmetros menores que 0,5 µm; mesoporos, diâmetros entre 0,5 e 5µm; e, macroporos com diâmetros superiores a 5 µm. Nossos resultados estão na Figura 6.

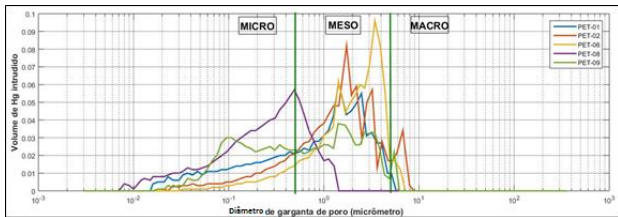


Figura 6 - Distribuição de diâmetros de garganta de poros das amostras. As áreas indicam as zonas micro, meso e macroporosas, respectivamente.

A microporosidade está associada - relativa às gargantas de poros – estão associadas a porosidades intragranularese a meso e a macro estão associadas aos diversos poros presentes nestas amostras. A Tabela 6 mostra os valores percentuais da distribuição de garganta de poro obtidos.

Tabela 6 - Percentual da distribuição da porosidade em relação ao tamanho da garganta de poros.

AMOSTRA	MICRO (%)	MESO (%)	MACRO (%)
PET-01	40,1	57,2	2,7
PET-02	41,1	50,4	8,5
PET-06	36,7	58,6	4,7
PET-08	65,1	34,9	0,0
PET-09	48,2	45,4	6,4

Porosidade por µCT

A técnica de microtomografia computadorizada tem como base a utilização de uma série de imagens de raio-x. Essas imagens são reconstruídas e transformadas em imagens 3D possibilitando a visualização da amostra como um todo. A técnica fica limitada pela resolução tendo o tamanho mínimo visível para cada amostra analisada de 38 µm. Os valores de porosidade e diâmetro máximo, mínimo e médio foram calculados a partir do software Avizo® 8 e são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 - Porosidade obtida pela µCT, diâmetro máximo e mínimo de poros e a média de maior frequência.

Amostra	φ (%)	Diâmetro		
		Média	Max	Min
PET-01	5,8	111,4	1049,4	23,6
PET-02	11,7	182,4	1909,6	25,3
PET-06	12,1	134,2	1924,7	23,9
PET-08	1,0	68,1	1881,4	23,9
PET-09	6,0	132,3	825,1	26,1

A partir das imagens de µCT também foi possível analisar a distribuição de porosidade ao longo do plug. Os gráficos de distribuição da porosidade ao longo do eixo z é apresentado na Figura 7.

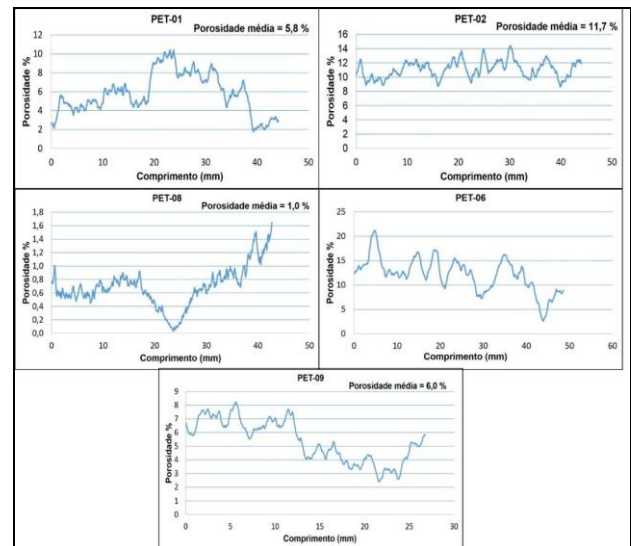


Figura 7 - gráficos da distribuição da porosidade ao longo do eixo z da amostra.

A partir dos gráficos pode ser constatado mais uma vez a heterogeneidade do sistema poroso, uma vez que existe uma grande variação da porosidade ao longo da mesma amostra. Os valores máximo, mínimo e média para cada amostra são apresentados na Tabela 8.

Tabela 8 - Valores máximo, mínimo e a média da porosidade ao longo do eixo z.

Porosidade ao longo da amostra (%)

Amostra	Min	Max	Média
PET-01	1,7	10,3	5,7
PET-02	8,6	36,9	11,6
PET-06	2,5	21,1	12,1
PET-08	0,03	1,6	1,0
PET-09	2,4	20,3	6,1

Na Figura 8 podem ser vistas todas as imagens de μ CT. Em azul a imagem somente dos poros e a imagem colorida como sendo a porosidade conectada.

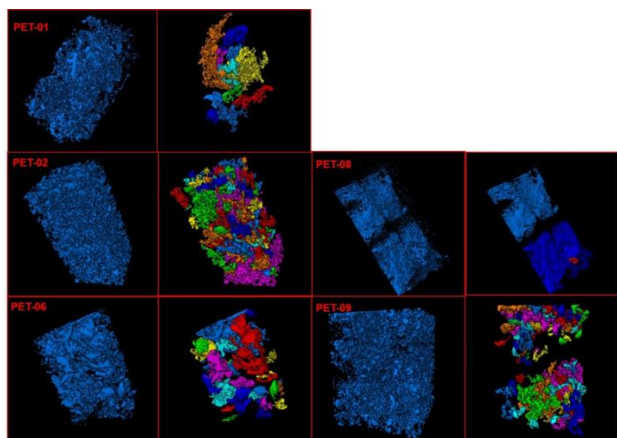


Figura 8 – Imagem 3D do volume de poros de cada amostra em azul, na imagem 3D colorida o volume de poros conectados. Cada cor representa a parte da porosidade conectada por um mesmo ramo.

Conclusões e discussões

Os dados de MICP revelam que as amostras possuem distribuição de gargantas de poro bimodal, sendo predominante micro e meso poros para a análise de MICP. Essa distribuição está diretamente ligada a principal textura *grainstone*, comprovada pela petrografia, onde a distribuição de tamanho varia bastante o que confere essa diversidade de tamanhos de garganta de poros.

A tendência de quanto maior a fração macroporosa maior a permeabilidade, sugere que a boa permeabilidade é controlada pela macroporosidade. A amostra PET-08 é amostra mais cimentada o que ocasionou uma diminuição acentuada da permeabilidade, sendo também a amostra que apresenta menor fração macroporosa e nenhuma garganta macroporosa o que corrobora para essa baixa permeabilidade.

A classificação "*Rock-Fabric Classification*" não se mostrou satisfatória para as amostras utilizadas, isso pode ocorrer devida a dificuldade de determinação do que é porosidade interpartícula fração determinante para a estimativa permeoporosidade utilizada no trabalho de Lucia. Para a classificação GHE, as amostras se enquadram no grupo de GHEs 3, 5 e 6. O resultado corrobora para a classificação realizada no trabalho de Câmara (2013)

onde o autor sugeriu cinco fácies petrofísicas (FP-1, FP-2, FP-3, FP-4 e FP-5) sendo as amostras classificadas nas fácies FP-1 e FP-2.

Os valores de estimativa da permeabilidade foram muito diferentes dos valores reais de permeabilidade. Para as imagens de μ CT os diâmetros médios dos macroporos variaram entre 182,4 μ m até 68,1 μ m e é possível observar a partir da Figura 7 a distribuição da porosidade ao longo da amostra é bastante variável o que reafirma a heterogeneidade do sistema poroso sistema poroso das amostras.

Nas imagens de μ CT é possível notar que praticamente todas as amostras apresentam uma boa conexão do sistema macroporoso o que confere boa permeabilidade, porém para a amostra PET-08, que é altamente cimentada, apresentam macroporosidade e conexão do sistema macroporoso somente ao longo do plano da fratura, sendo o plano interrompido na metade da amostra não fornecendo uma conexão completa da porosidade. Todos esses motivos justificam uma permeabilidade bem baixa para essa amostra.

Agradecimentos

Ao Programa de Recursos Humanos da Petrobras S. A., PRH-PB 234, pela bolsa de mestrado e suporte à pesquisa, fundamental para a realização deste trabalho. Ao Laboratório de Geofísica e Petrofísica – LAGEP/UFRJ e ao Laboratório de Geologia Sedimentar – LAGESED/UFRJ, e todos os seus membros por todo apoio técnico e científico. A BG E&P Brasil (Shell Brasil), pelo financiamento do projeto SACL (Sergipe-Alagoas Carbonate Laboratory), fundamental para a obtenção das amostras. Ao LAGESED, por fornecer o material de estudo, plugues, dados de μ CT e dados de MICP ao LAGEP/UFRJ.

Referências

- Allen, D. F.; Boyd, A.; Massey, J.; Fordham, E. J.; Amabeoku, M. O.; Kenyon, W. E.; Ward, W. B. 2001. The practical application of nmr logging in carbonates: 3 case studies. In: SPWLA 42nd Annual Logging Symposium, Houston, 2001.
- Câmara, R.N. 2013. Caracterização petrofísica de coquinas da formação Morro do Chaves (barremiano/apitiano), intervalo pré-sal da bacia de Sergipe-Alagoas. Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 112p.
- Corbett, P., Camara, R., Monteiro, R., Tavares, A. C., Texeira, B., & Borghi, L, 2013. Framework for Modelling of Wireline Log Responses from Carbonate Outcrops. In 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013 (pp. 1948-1950). Society of Exploration Geophysicists and Brazilian Geophysical Society.
- Feijó, F.J. & Pereira, M.J. 1994. Bacia de Sergipe-Alagoas. Boletim de Geociências da Petrobrás, 8(1): 149-161.

HOERLLE, F. O., 2018. Estudo da heterogeneidade, anisotropia e conectividade do sistema poroso das coquinas da Formação Morro do Chaves (Bacia de Sergipe-Alagoas). 142 p. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE.

Kinoshita, E.M., 2010. Modelagem sísmica-geométrica de fácies dos carbonatos lacustres do Mb. Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas. RJ – Brasil. Boletim de Geociências da Petrobras, 18 (2): 249-269.

Lima, O. A. L. 2014. Propriedades Físicas das Rochas – Bases da Geofísica Aplicada. Rio de Janeiro, Sociedade Brasileira de Geofísica, 342p.

Lucia, F.J. 2007. Carbonate Reservoir Characterization – An Integrated Approach, Second Edition. Berlin, Springer, 336p.

Luna, J. L.; Perosi, F. A.; Ribeiro, M.G.S.; Souza, A.; Boyd, A.; Borghi, L. & Corbett, P., 2016. Petrophysical Rock Typing of Coquinas from the Morro do Chaves Formation, Sergipe-Alagoas Basin (Northeast Brazil). Revista Brasileira de Geofísica, Vol. 34(4)

Scholle, P. A. & Ulmer-Scholle, D. S. 2003. A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks: Grains, Textures, Porosity, Diagenesis. Tulsa, OK, American Association of Petroleum Geologists Memoir 77, 474 p.

Schuab, F. B. 2015. Integração do perfil de ressonância magnética nuclear (rmn) com resultados de ensaios de laboratório em reservatórios carbonáticos. Programa de Pós-graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo, Universidade Estadual de Campinas, Dissertação de Mestrado, 78p.

TAVARES, A.C., 2014, Fácies diagenéticas em coquinas da Formação Morro do Chaves (Barremiano/Aptiano da Bacia de Sergipe-Alagoas). Dissertação de M.Sc., UFRJ, Rio de Janeiro, 212 p.