

ANÁLISE ESTATÍSTICA DE PARÂMETROS PETROFÍSICOS: POROSIDADE E PERMEABILIDADE DE BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS

Luize Bernardi Gonçalves ¹

Larissa Pinheiro Costa ²

RESUMO

O petróleo brasileiro é encontrado em bacias sedimentares, em terra ou em mar. As bacias de Sergipe-Alagoas, Recôncavo, Paraná, Santos, Campos e Potiguar, foram descritas de acordo com a sua localização (*onshore/offshore*), litologia e propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade). Os dados foram obtidos através de uma extensa pesquisa bibliográfica, onde os parâmetros de porosidade e permeabilidade foram usados para classificar as bacias de forma qualitativa, no que diz respeito a qualidade do reservatório. A estatística descritiva dos dados foi realizada, e valores de mínimo, máximo, média e desvio padrão foram utilizados para descrever as bacias quantitativamente. O coeficiente de correlação de Pearson foi utilizado para estabelecer a correlação positiva entre porosidade e permeabilidade. A porosidade apresentou baixo desvio padrão e destacou-se por ser uma propriedade homogênea e os valores das bacias sedimentares brasileiras se comparam a valores internacionais. As maiores porosidades encontradas foram em bacias *offshore*, com destaque para as bacias de Campos e Potiguar. Já a permeabilidade demonstrou altos desvios padrões, o que reflete a alta heterogeneidade desta propriedade. A bacia de Campos apresentou um alto coeficiente de correlação de Pearson entre porosidade e permeabilidade, e merece destaque pela sua capacidade comercial de produção. De forma geral, os dados petrofísicos das bacias brasileiras não apresentaram diferenças significativas entre *onshore* e *offshore*.

Palavras-chave: Bacias sedimentares, Litologia, Porosidade, Permeabilidade.

INTRODUÇÃO

Petróleo (do latim *petra* = rocha e *oleum* = óleo) é o nome dado às misturas naturais de hidrocarbonetos que podem ser encontrados no estado sólido, líquido ou gasoso, dependendo das condições de pressão e temperatura que estejam submetidos (ROSA *et. al.*, 2006). O petróleo brasileiro está localizado em bacias sedimentares na terra ou nos oceanos (*onshore* ou *offshore*, respectivamente), elas são responsáveis por grande parte da produção de petróleo e gás no Brasil.

¹ Graduando do Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Pelotas - RS, bernardiluize@gmail.com;

² Professor orientador: Doutora em Oceanografia Física, Química e Geológica, Universidade Federal do Rio Grande - RS, larissap.costa@hotmail.com.

Dentre as bacias sedimentares brasileiras, a bacia de Sergipe-Alagoas é uma das mais antigas em termos de produção, e situa-se na margem continental do nordeste brasileiro, cobrindo cerca de 35.000 km², dos quais dois terços estão em sua porção marítima (MILANI & ARAÚJO, 2003). O Morro do Chaves, uma de suas formações, é composta por coquilhas de moluscos bivalves, ostracodes e alguns gastrópodes, intercalados com calcilutitos e folhelhos fossilíferos, ricos em matéria orgânica. (BELILA, 2014; PINHO, 2015). Outra importante bacia é a bacia do Recôncavo, que situa-se no centro-leste do estado da Bahia, região nordeste do Brasil, e cobre uma área de aproximadamente 12.000 km². Os principais reservatórios da bacia são compostos por arenitos flúvio-eólicos das formações Sergi, Itaparica e Água Grande (PRATES & FERNANDEZ, 2015). A formação Água Grande é composta por arenitos flúvio-eólicos (CUNHA, 2018). Permanecendo ao nordeste do país, a bacia de Potiguar está localizada ao extremo leste da margem equatorial brasileira e compreende uma parte em terra e outra em mar. Sua maior parte está localizada no estado do Rio Grande do Norte e parcialmente no estado do Ceará. A bacia abrange uma área de aproximadamente 60.000 km², sendo que 24.000 km² encontram-se emersos e o restante submersos (MOHRIAK, 2003). Pertencente à bacia, a formação Jandaíra é composta por rochas carbonáticas que afloram em praticamente toda a porção emersa da bacia (SENA, 2017) e também tufas que ocorrem na porção oeste (ARAÚJO *et. al.*, 2013).

Já a bacia do Paraná localiza-se no centro e sul do Brasil, cobrindo uma área de mais de 1.000.000 km², estendendo-se aos vizinhos Paraguai, Uruguai e Argentina (MILANI & ARAÚJO, 2003). Na bacia encontra-se depositada a formação Rio Bonito, considerada de suma importância devido a presença de hidrocarbonetos, decorrente da existência de rochas geradoras na base e de rochas reservatório no topo (FRANÇA, 2017). Há predominância de arenitos, folhelhos, siltitos e intercalações de carvão no topo (FRANÇA, 2017). Enquanto que no grupo Itararé, também pertencente à Bacia Paraná, a litologia é mais diversificada, sendo constituída por folhelhos, diamictitos, conglomerados, arenito, siltitos e argilitos (NEVES, 2019). Ainda ao sul do país, encontra-se também, a bacia de Santos, localizada mais precisamente na porção sudeste, abrangendo os litorais dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, com área de aproximadamente 350.000 km² (FERNANDEZ, 2017). A bacia possui intervalos carbonáticos presentes em águas ultra profundas do pré-sal (DEMANI, 2018). Podemos ainda acrescentar às bacias do sudeste, Campos, situada na costa do Rio de Janeiro ocupando uma área de aproximadamente 120.000 km², englobando a formação Macaé, composta por carbonatos de água rasa (Albiano-Cenomaniano) (MILANI &

ARAÚJO, 2003). As cinco bacias sedimentares citadas estão circuladas na cor verde e podem ser vistas na Figura 1, que mostra um apanhado geral das bacias brasileiras.



Figura 1: Localização das bacias sedimentares brasileiras, com destaque para as bacias estudadas. Adaptado: CPRM, 2003.

Todas as bacias acima citadas são importante produtoras de óleo e/ou gás no Brasil e, portanto, investigações a cerca destes reservatórios são de extrema relevância. Nesse sentido, Rosa *et. al.* (2006) definem porosidade como sendo uma das mais importantes propriedades de uma rocha na engenharia de reservatórios pela capacidade de armazenamento de fluidos, assim como a permeabilidade é a capacidade de se deixar atravessar por fluidos, ou ainda, é uma medida da condutividade de fluidos de um material. Juntas, estas propriedades são imprescindíveis ao estudo de qualidade de rochas reservatórios de óleo e/ou gás. Quanto maior a porosidade e permeabilidade, mais fácil será a retirada de fluido da rocha, tornando um poço de qualidade e produtivo. Para um reservatório de óleo/gás, tais características são tão relevantes que impulsionaram o estudo deste trabalho, que tem como objetivo principal realizar uma análise estatística do comportamento dessas características em diferentes bacias, estando elas em terra (*onshore*), ou no mar (*offshore*), no nordeste ou sudeste do país.

METODOLOGIA

A metodologia aplicada a este trabalho consiste em uma ampla pesquisa teórica em livros e trabalhos pertinentes. As informações encontradas acerca das principais características que descrevem a qualidade de um reservatório foram mencionadas qualitativa e quantitativamente. Pela dificuldade de acesso aos dados de porosidade e permeabilidade de bacias, preferiu-se buscar em trabalhos pré-existentes. As variáveis qualitativas mais relevantes foram encontradas em seis das nove bacias sedimentares analisadas, sendo destas, três do tipo *onshore* e três do tipo *offshore*. Com o uso do Excel foi possível calcular dados estatísticos, como média, mínima, máxima, desvio padrão e coeficiente de correlação de Pearson, auxiliando ainda na produção de tabelas e gráficos para uma melhor visualização das comparações feitas entre as propriedades. Por fim, foi possível analisar qualitativamente as bacias de acordo com as informações de porosidade e permeabilidade nelas contidas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

De acordo com *Petroleum Geoscience Technology* (PGT), a porosidade de uma rocha pode ser classificada como insignificante (0-5%), pobre (5-10%), regular (10-15%), boa (15-20%) ou muito boa (>20%). Quanto a permeabilidade, pode ser baixa (< 1mD), regular (1-10 mD), boa (10-100 mD), muito boa (100-1000 mD) e excelente (>1000 mD). Os valores destas propriedades para as bacias analisadas encontram-se na Tabela 1.

Como já mencionado anteriormente, a qualidade das rochas reservatório está intimamente ligada a propriedades como porosidade e permeabilidade. Na Tabela 1, observamos que assim como grande parte dos depósitos comerciais de petróleo, os reservatórios analisados são constituídos de rochas sedimentares, principalmente arenitos, assim como rochas carbonatadas que são os calcários e as dolomitas (ROSA *et. al.*, 2006). Todas elas tem em comum boa porosidade e permeabilidade. Outras rochas como conglomerados e brechas, folhelhos fraturados, siltes, arcósios e rochas ígneas e metamórficas fraturadas também fazem parte desta classificação (ROSA *et. al.*, 2006). Ao contrário do grupo anterior, essas já não possuem parâmetros tão bons para porosidade e permeabilidade, salvo os casos em que sofrem fraturas.



Tabela 1: Informações sobre litologia e propriedades petrofísicas de bacias sedimentares brasileiras. Para porosidade (%) e permeabilidade (mD) valores no numerador referem-se a mínimos e máximos, enquanto no denominador são apresentadas as médias e desvio padrão.

<i>Onshore</i> <i>Offshore</i>	Bacia	Grupo Formação	Litologia	N	Porosidade (%)	Permeabilidade (mD)	Coef. Pearson	Referência
<i>Onshore</i>	Sergipe- Alagoas	Formação Morro do Chaves	Coquinas intercaladas com calcilutitos e folhelhos fossilíferos	38	<u>9,8 - 19,75</u> 14,97 ± 2,37	<u>0,86 - 1392,00</u> 243,71 ± 266,88	0,59	Pinho, 2015 Belila, 2014
<i>Onshore</i>	Recôncavo	Formação Água Grande	Sedimentos areno- argilosos	16	<u>7,98 - 13,54</u> 11,87 ± 1,23	<u>69,70 - 243,74</u> 140,64 ± 45,75	0,24	Cunha, 2018
<i>Onshore</i>	Paraná	Grupo Itararé	Folhelhos, diamictitos, conglomerados, arenitos, siltitos e argilitos.	7	<u>5,00 - 32,00</u> 15,71 ± 10,00	<u>73,00 - 950,00</u> 366,29 ± 305,86	0,58	Neves, 2019
<i>Offshore</i>	Santos	-----	Intervalos carbonáticos	41	<u>0,50 - 17,90</u> 11,38 ± 4,07	<u>0,00 - 2620,00</u> 187,65 ± 564,39	0,30	Demani, 2018
<i>Offshore</i>	Campos	Grupo Macaé	Sistema turbidítico	9	<u>27,80 - 34,80</u> 30,57 ± 1,96	<u>147,00 - 631,00</u> 273,89 ± 141,21	0,84	Petrobras, 1982
<i>Offshore</i>	Potiguar	Formação Jandaíra	Carbonáticos e Tufas	24	<u>6,80 - 44,60</u> 28,96 ± 10,97	-----	-----	Sena, 2017 Araújo <i>et. al.</i> , 2013
-----	Internacional	-----	Rochas sedimentares	30	2,00 - 35,60 19,30 ± 7,71	-----	-----	Almeida <i>et. al.</i> , 2016

Ao analisar os valores médios de porosidade encontrados (Tabela 1) podemos inferir que as bacias Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Santos apresentam porosidade regular, enquanto que a porosidade é considerada como boa para a bacia Paraná e muito boa para Campos e Potiguar. Nota-se ainda que quando comparadas com os padrões internacionais ($19,30 \pm 7,71$), as porosidades das bacias sedimentares brasileiras podem ser até superiores, como no caso de Campos e Potiguar (Figura 2). Destaca-se ainda que a bacia de Campos apresentou os melhores valores de porosidade. Ademais, quando observamos os padrões internacionais, o desvio padrão das amostras é de 7,71, e para as bacias brasileiras os desvios padrões foram (no geral) inferiores a este valor. O baixo desvio padrão dos dados de porosidade apontam para um comportamento mais homogêneo desta propriedade. As exceções foram as bacias Paraná e Potiguar, que apresentaram um desvio padrão igual ou superior a 10. Entretanto, ainda é possível afirmar que a porosidade não é uma propriedade fortemente heterogênea, e seus valores são homogeneamente distribuídos tanto em reservatórios *onshore* quanto *offshore* (Tabela 1).

Já para a permeabilidade, quando considera-se as médias calculadas todas as bacias apresentam classificação de muito boa. Entretanto, todas apresentaram um alto desvio padrão (Tabela 1) o que leva-se a discussão da heterogeneidade desta propriedade. Realmente, a permeabilidade é uma propriedade que apresenta maior anisotropia, quando comparada com a porosidade (SELLEY & SONNENBERG, 2016). Não houveram diferenças significativas quanto as bacias *onshore* e *offshore* (Figura 3). Por fim, ao se analisar o coeficiente de correlação de Pearson, todas as bacias apresentaram valores positivos o que indica uma relação direta entre porosidade e permeabilidade, o que é comumente retratado na literatura (e.g., ROSA *et. al.*, 2006). Entretanto, esta não é uma correlação forte para todas as bacias, e observa-se que a Bacia de Campos é que apresentou o maior valor de correlação. De fato, esta é uma importante bacia sedimentar brasileira, onde está localizado o Campo de Namorado (Grupo Macaé), importante campo produtor brasileiro (MILANI & ARAÚJO, 2003).

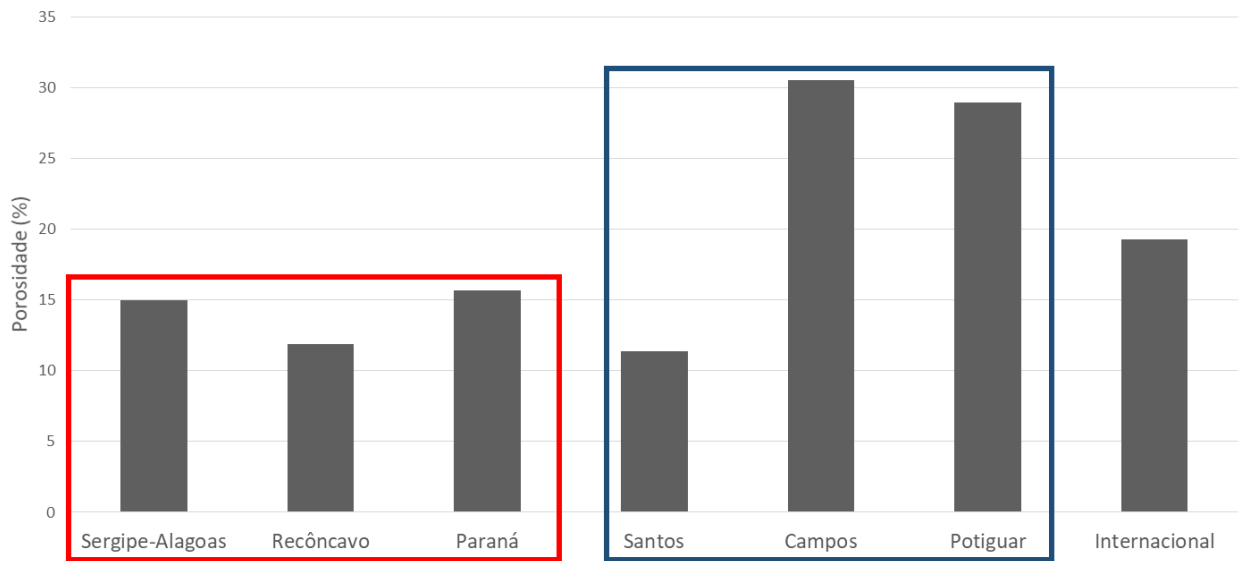


Figura 2 – Distribuição das médias de porosidade (%). Valores no quadrado vermelho são referentes a bacias *onshore*, enquanto que azul indicam bacias localizadas *offshore*.

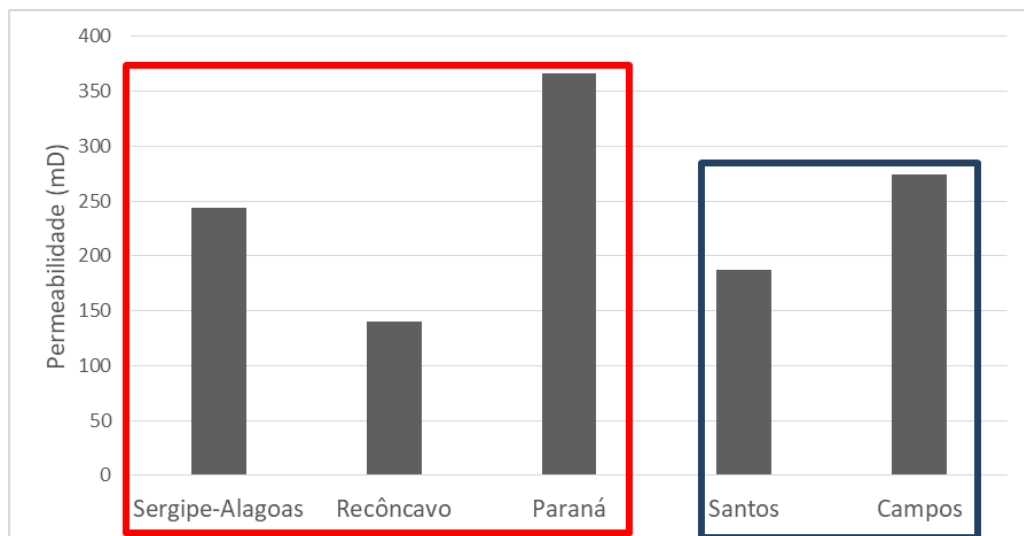


Figura 3: Distribuição das médias de permeabilidade (mD). Valores no quadrado vermelho são referentes a bacias *onshore*, enquanto que azul indicam bacias localizadas *offshore*.

Estas características petrofísicas destacadas corroboram com questões produtivas de cada bacia analisada. Ao exemplo, na Bacia Sergipe-Alagoas - Formação Morro do Chaves são observadas variações verticais de qualidade de reservatório, que refletem o alto desvio padrão da permeabilidade (Tabela 1) e até o momento não foram descobertas nenhuma área produtora de óleo comercial dentro das coquinas (NOGUEIRA *et. al.*, 2003). Outra bacia que apresentou um grande desvio padrão para permeabilidade e também não registra produção

comercial de hidrocarbonetos é a Bacia do Paraná, porém consta ocorrência de condensado e gás em reservatórios associados ao Grupo Itararé, constituindo o campo de Barra Bonita, sendo os volumes *in situ* do campo estimados em 2,7 milhões de m³ de condensado e 1,33 bilhão de m³ de gás (CIOCCARI & MIZUSAKI, 2019). Já dentre as bacias com grande produção podemos destacar a Bacia de Campos, Grupo Macaé. Neste grupo, o campo de Namorado apresenta produção acumulada de 417,15 milhões de barris de petróleo e 8.334,98 milhões de m³ de gás natural (ANP, 2016), correspondendo aos valores de porosidade e permeabilidade aqui encontrados.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A dificuldade ao acesso de informações à bacias brasileiras, como dados de porosidade e permeabilidade foram notórias ao analisar o valor amostral encontrado. Com os resultados encontrados foi possível perceber que as bacias sedimentares brasileiras apresentam valores bons de porosidade, quando comparadas a padrões internacionais. A correlação positiva desta propriedade com a permeabilidade ficou clara. Observou-se ainda que a permeabilidade é o fator determinante na qualidade de um reservatório, e consequentemente sua produção. Os reservatórios aqui analisados apresentaram uma alta heterogeneidade para esta propriedade. A Bacia de Campos se destacou justamente por ser a bacia que apresentou a maior correlação entre porosidade e permeabilidade, sendo ambas propriedades com desvios relativamente baixos. Não observou-se nenhuma diferença significativa entre as bacias *onshore* e *offshore*.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, L.R.B; SOARES, J.A.; TABOSA, L.D.G. Propriedades petrofísicas de padrões internacionais de rochas sedimentares. **VII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE GEOFÍSICA**. Ouro Preto, 2016.
- ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. **Plano de Desenvolvimento – Namorado**. Reunião de Diretoria nº 850 de 04/07/2016; Resolução nº 495/2016. 2016.
- ARAÚJO, A.M.M.; SOARES, J.A.; DIAS, C.H.; RIBEIRO, G.A.V.; MEDEIROS, L.C. Petrofísica de tufas carbonáticas da Formação Jandaíra, Bacia Potiguar. **THIRTEENTH INTERNATIONAL CONGRESS OF THE BRAZILIAN GEOPHYSICAL SOCIETY**. Rio de Janeiro, 2013.
- BELILA, A.M.P. **Caracterização Petrofísica dos Carbonatos da Formação Morro do Chaves, Bacia de Sergipe-Alagoas**. 2014. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Universidade Estadual de Campinas.

- CIOCCARI, G.M., MIZUSAKI, A.M.P., **Sistemas Petrolíferos Atípicos Nas Bacias Paleozoicas Brasileiras – Uma Revisão**. Revista Geociências - UNESP. São Paulo, 2019.
- CUNHA, E.C.L. **Análise de Parâmetros Petrofísicos a partir de Rochas Aflorantes ao longo da Bacia do Recôncavo**. 2018. Trabalho de Graduação – Curso de Geofísica do Departamento de Geofísica do Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia.
- DEMANI, U.B. **Influência da Dolomitização na Modificação das Propriedades Petrofísicas de Rochas Reservatório de Petróleo**. 2018. Dissertação ao Curso de Pós-Graduação em Geociência, Universidade Federal Fluminense.
- FERNANDEZ, R.O. Bacia De Santos, Sumário Geológico e Setores em Oferta. ANP, 2017.
- FRANÇA, O.M. **Caracterização Petrofísica e Petrográfica de Arenitos do Poço 1-PN-14-SC-02. Formação Rio Bonito – Bacia do Paraná**. 2017. Trabalho de conclusão do curso – Curso de Graduação em Geofísica, Universidade Federal Fluminense.
- MILANI, E.J; ARAÚJO, L.M. Recursos Minerais Energéticos: Petróleo. In: BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS C.; VIDOTTI R. M.; GONÇALVES J. H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003. Cap. X, p.553.
- MOHRIAK, W.U. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS C.; VIDOTTI R. M.; GONÇALVES J. H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília: CPRM – Serviço Geológico do Brasil, 2003. Cap. III, p.136.
- NEVES, L.F. **Fácies, Propriedades Petrofísicas e Geoquímicas em Análogos a Reservatórios Heterogêneos do Grupo Itararé, Bacia do Paraná**. 2019. Dissertação Geologia – Programa de Pós-Graduação em Geologia-Área de Concentração em Geologia Exploratória, Universidade Federal do Paraná.
- NOGUEIRA, M.S., LEMOS, V.B., TERRA, G.J.S. As “Coquinas” A do membro Morro Do Chaves, Cretáceo Inferior da Bacia de Alagoas, e seu Potencial para Reservatório e Petróleo. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS, 2**. Rio de Janeiro, 2003.
- PETROBRAS. **Special core analysis study. Campo de Namorado Field, Brazil**. File number: SCAL – 309-81343. Rio de Janeiro, 1982.
- PINHO, R.R.E. **Variação da Porosidade e da Permeabilidade em Coquinas da Formação Morro Do Chaves (Andar Jiquiá), Bacia De Sergipe-Alagoas**. 2015. Trabalho final de curso - Curso de Graduação em Geologia do Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- PRATES, I.; FERNANDEZ, R. Bacia Do Recôncavo, Sumário Geológico e Setores em Oferta. ANP, 2015.
- ROSA, A.J; CARVALHO, R.S; XAVIER, J.A.D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.
- SELLEY, R.C., SONNENBERG, S.A. **Geologia do Petróleo**. Ed nº 3. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.
- SENA, M.R.S. **Petrofísica e Caracterização Mineralógica de Rochas Carbonáticas do Nordeste Brasileiro**. 2017. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Programa de Pós-Graduação em Exploração Petrolífera e Mineral – Universidade Federal de Campina Grande.