

Análise petrofísica em fácies da Formação Sousa, Bacia Rio do Peixe

Andrezza S. Silva¹, Karina F. F. L. Santiago¹, Felipe B. Leal¹, Franklyn M. Souza¹, Louis D. G. Tabosa¹, Francisco C. C. Nogueira¹, José A. Soares¹.

¹Universidade Federal de Campina Grande

Copyright 2015, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 14th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Rio de Janeiro, Brazil, August 3-6, 2015.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 14th 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.

Abstract

The Rio do Peixe Basin, located in the extreme west of the state of Paraíba, presents its stratigraphic column divided into three formations: Antenor Navarro, Sousa and Rio Piranhas. This basin is current object of interest due to the occurrence of oil near the surface, NW from Sousa city. This work aims to analyze petrophysics data from facies presents in Sousa Formation, through lithological (facies description and petrography) and petrophysical (porosity, permeability, bulk and grain density) analysis in subsurface samples. Through lithological analysis were identified five facies belonging to Sousa Formation, red calcilitite (LTF 1), gray calcilitite (LTF 2), interbedded sandstone with red and green calcilitite (LTF3), black shale (LTF 4), and marl (LTF 5). The permeability values are relatively low for all facies. The higher porosity values refer to LTF 3 and LTF 5, while the lowest value is associated with LTF 4. The higher values of grain density are all associated with the presence of carbonate cementation. Through the analysis it was concluded that the most representative facies on the 300 m of core is the LTF 1, the highest values of permeability and porosity are associated the LTF 3 and LTF 5 and high values of bulk and grain density indicate strong carbonate cementation.

Introdução

A Bacia do Rio do Peixe (BRP) é uma das principais bacias interiores do nordeste brasileiro, correspondendo a um conjunto de remanescentes bacias eocretáceas sobrepostas ao embasamento pré-cambriano da Província Borborema. Estas bacias estão associadas ao evento de rifteamento que moldou a atual margem continental do nordeste brasileiro (Córdoba et al., 2008). Nos vários modelos tectônicos propostos para gênese das bacias interiores (Sztamari et al., 1987; Conceição et al., 1988; Sénant & Popoff, 1991; Ponte & Ponte Filho 1996, p.ex.), as mesmas definem o chamado trend Cariri-Potiguar, demarcando um eixo de rifteamento de direção NE-SW e idade neocomiana a barremiana, como sendo a principal estruturação responsável pela abertura e evolução destas bacias riftes. A BRP é descrita de um modo simplificado como sendo constituída por três semi-grabens basculados para sul, representados pelas sub-bacias de Brejo das Freiras, Sousa e Pombal (Figura 1),

controlados respectivamente por três falhas principais: Portoalegre, Malta e Rio Piranhas (Sénant & Popoff, 1991; Françolin et al., 1994). Estas sub-bacias são compostas por rochas sedimentares de origem terrígenas a partir do Cretáceo Inferior, representadas pelas formações, do topo para a base, Rio Piranhas, Sousa e Antenor Navarro, compondo o Grupo Rio do Peixe.

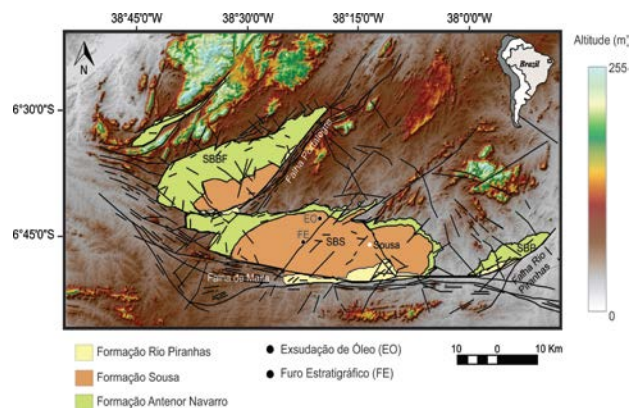


Figura 1: Mapa geológico da BRP.

A BRP foi alvo de investigações exploratórias concentradas nos arenitos e conglomerados da Formação Antenor Navarro, tendo em vista que as outras formações geológicas não despertaram interesse comercial. Como parte das investigações foram perfurados cinco poços por empresas petrolíferas, revelando dois poços com indícios de óleo e gás, com a ausência de reservas economicamente viáveis.

No entanto, esta bacia é uma fronteira exploratória de hidrocarboneto em território brasileiro, tendo em vista o volume de sedimentos siliciclásticos depositados durante sua formação, e principalmente por apresentar óleo maduro acumulado nas suas rochas sedimentares, além de anomalias geoquímicas de metano e etano. Grande parte desses indícios está associada à Formação Sousa, composta principalmente por folhelhos, apresentando também arenitos, argilitos e siltitos. Por isso, a BRP ainda é alvo de investigações exploratórias.

Segundo Tiab & Donaldson (2004), a natureza das rochas reservatório contendo óleo e gás determina a quantidade de fluidos retidos dentro do espaço vazio dessas rochas, a capacidade destes fluidos escoarem através das rochas, e outras propriedades físicas relacionadas. A medida do espaço vazio é definida como porosidade da rocha, e a capacidade da rocha conduzir fluidos é a permeabilidade.

As propriedades físicas das rochas são o resultado de sua composição mineralógica, história geológica,

deformacional e ambiental, incluindo os processos de alteração sofridos durante sua evolução. As rochas são então constituídas por grãos minerais sólidos interligados e por discontinuidades ou vazios existentes entre esses grãos. As propriedades da matriz rochosa dependem, assim, das características destes grãos (mineralogia), sendo muito influenciadas pelo tamanho e arranjo espacial dos grãos minerais (estrutura ou textura da rocha) e também pela forma, quantidade e distribuição das discontinuidades ou vazios (Vallejo et al, 2002).

Os folhelhos são rochas sedimentares que em geral não apresentam boas características petrofísicas para um reservatório, portanto são desfavoráveis ao acúmulo de óleo. As características petrofísicas dos folhelhos e outras fácies da Formação Sousa são controladas por fatores tectônicos e deposicionais, tornando fundamental seu estudo.

O objetivo deste trabalho é analisar as propriedades petrofísicas em diferentes fácies existentes na Formação Sousa, através de análise litológica, ensaios de porosidade e permeabilidade em amostras de subsuperfície.

Metodologia

As amostras estudadas são provenientes dos testemunhos de sondagem estratigráfica, referente ao poço 1-BSB01-PB. O mesmo foi perfurado pela empresa Geosol em setembro de 2013, através de um convênio PETROBRAS/UFCEG. Localizada nas coordenadas S 6°45'25.92" e W 38°22'42.85", a sondagem foi realizada nas rochas da Formação Sousa, e resultou em 300 m de testemunhos que estão alocados em caixas para análises no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande.

Análise Litológica

A análise litológica foi realizada através de análises faciológica e petrográfica. A primeira consiste em descrição dos testemunhos de sondagem através da classificação das rochas siliciclásticas, onde os aspectos relevantes são: cor, textura, litologia, estruturas sedimentares, mineralogia e a tectônica envolvida. Foi utilizada a escala 1:100, com auxílio de trena para medição de intervalos. Também foram utilizados lupa e ácido clorídrico com concentração de 10%. A análise petrográfica foi realizada através de descrição em lâminas delgadas de amostras de rocha da Formação Sousa.

Análise Petrofísica

Para a realização da análise petrofísica foram preparadas 28 amostras, extraídas do furo estratigráfico no formato de plugues cilíndricos com uma polegada e meia de diâmetro e cerca de cinco centímetros de comprimento. Após sua preparação, os plugues foram submetidos à secagem em estufa por 24 horas, com temperatura constante de 80°C, pesados em balança eletrônica de precisão e foi realizada a medição de suas dimensões (diâmetro e comprimento) com paquímetro digital.

Após a secagem, pesagem e medição das dimensões dos plugues, foram realizados os ensaios no

permporosímetro a gás. A medição da porosidade foi realizada utilizando o equipamento UltraPoroPerm 500 fabricado pela Corelab, o qual se utiliza do método da porosimetria por expansão gasosa. Com o uso de um copo matriz 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 da amostra.

O volume de grãos é medido pela expansão do nitrogênio contido em uma câmara no interior do permporosímetro. Nesta câmara, de volume conhecido V_1 , mede-se a pressão P_1 na qual o gás se encontra comprimido. Em seguida permite-se que o gás se expanda através de uma conexão ao copo matriz, de volume V_2 também conhecido, no qual está 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: $V = V_1 + V_2 - V_G$, onde 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.

Uma vez que a amostra se encontra seca pode-se assumir que a sua massa corresponde à massa de sua fase sólida, sendo a densidade de grãos dada pela razão entre a massa do plugue e o volume de grãos medido. Através da razão entre massa e volume total da amostra é calculada a densidade total.

A permeabilidade absoluta foi medida no equipamento UltraPoroPerm 500 acoplado a um *coreholder* modelo HCH, também fabricado pela Corelab. Para a medição, o plugue é colocado no *coreholder* e em seguida é aplicada uma pressão confinante entre 400 e 10.000 psi. Para estas medições foi utilizada uma pressão confinante de 1.000 psi. Em seguida, gás é injetado (neste caso nitrogênio) na extremidade superior do plugue sob uma pressão de até 1000 psi. Neste trabalho a pressão de entrada do gás nos plugues foi de aproximadamente 60 psi. Após a estabilização do fluxo de gás na amostra, mede-se a queda de pressão ΔP (diferença entre a pressão de entrada e a pressão de saída) e o fluxo. Considerando que o gás utilizado nas medições é o nitrogênio, de viscosidade η conhecida e que não interage quimicamente com os grãos minerais, e que o fluxo é laminar e monofásico, a permeabilidade é calculada através da Lei de Darcy.

Resultados

Análise Faciológica

Através da descrição faciológica dos 300m de testemunho do poço em estudo, foram identificadas cinco fácies (Figura 2).

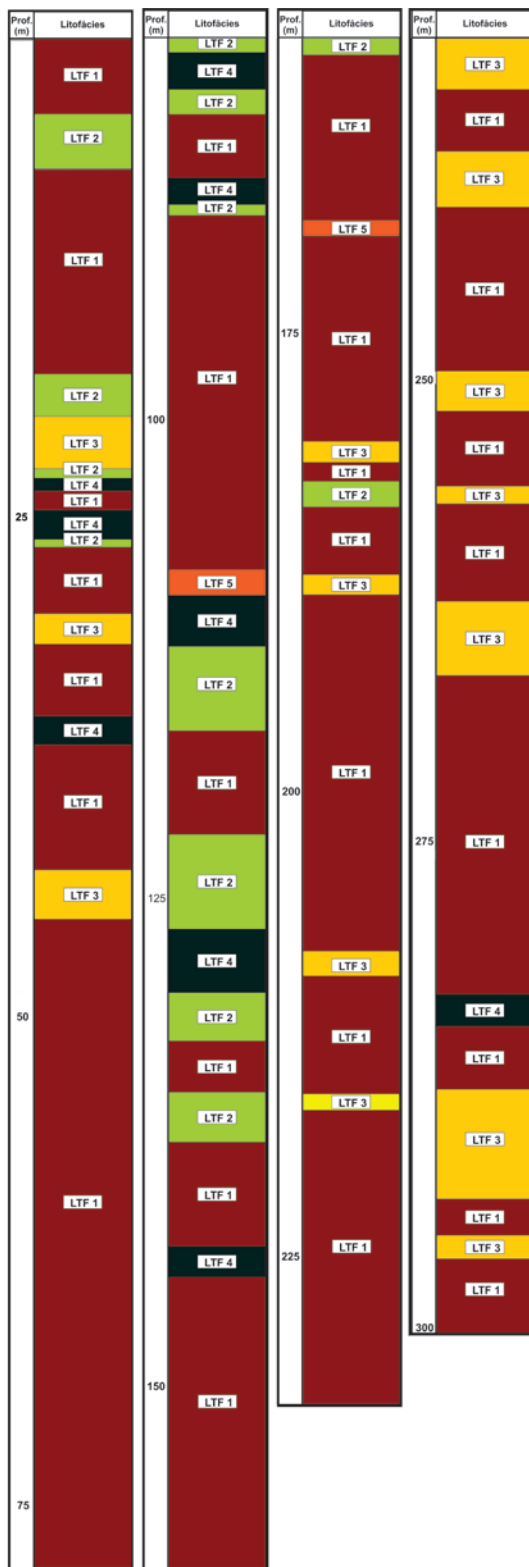


Figura 2: Distribuição de fácies do furo de sondagem 1-BSB01-PB realizada na Formação Sousa.

A fácies calcilito vermelho (LTF 1) é proveniente da decantação de material pelítico, arenoso e químico/biogênico em corpo aquoso raso, oxidante e salino. Em termos de estruturas sedimentares identificou-

se estrutura maciça ou microbrechada, com ocorrência de faces polidas, gretas de ressecamento, principalmente nos primeiros metros, e nódulos carbonáticos, algumas vezes concentrados ao longo de fraturas distensivas. A fácies calcilito cinza (LTF 2) possui origem deposicional relacionada à decantação de material pelítico e químico/biogênico em ambiente redutor, anóxico e de baixa energia. Em termos de estruturas sedimentares são observadas camadas intercaladas siltico/arenosas e calcilito vermelho, com laminações cruzadas e marcas de ondulação. A fácies LTF 3 é caracterizada pela presença de camadas de arenito fino intercaladas aos calcilitos cinza e vermelho, formadas por eventos deposicionais como correntes torrenciais e depósitos inundação fluvial. Possui como principais estruturas sedimentares estratificações cruzadas acanaladas, estruturas de liquefação e estruturas de sobrecarga. Além disto, na LTF 3 são encontradas regiões nas quais há saturação de óleo, como também bandas de deformação que barram a passagem de fluidos (Figura 3 a). A fácies LTF 4 compreende folhelhos negros, por vezes calcíferos. Composta por rochas ricas em fósseis e matéria orgânica, a LTF 4 possui trecho com fraturas que permitem o fluxo de óleo, onde o mesmo se encontra como betume (Figura 3 b, c, d).



Figura 3 - (a) Arenito falhado pertencente a fácies LTF 3, com a presença de falhas formando barreiras à migração de fluidos internamente a rocha. (b) e (c) Migração de óleo ao longo dos planos de ruptura identificados ao longo da fácies LTF 4. (D) Plano de falha preenchido por óleo de elevada viscosidade, presente na fácies LTF 4.

A fácies LTF 5, ou margas, consiste em carbonato argiloso, onde são observadas lâminas de argilito intercaladas com carbonato na direção de acamamento, porosidade secundária proveniente de dissolução carbonática (Figura 4 a), fraturas com preenchimento carbonático (Figura 4 b e c) e poros com cimentação carbonática (Figura 4 c).

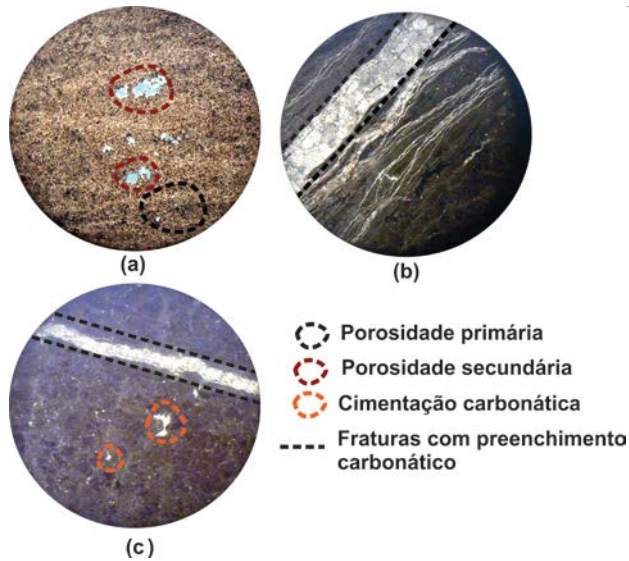


Figura 4: Lâminas delgadas da fácies LTF 5.

Análise Petrofísica

A relação entre os dados de permeabilidade e porosidade obtidos é apresentada na Figura 5, na qual é possível observar valores de permeabilidade relativamente baixos para todas as fácies, inferiores a 0,1 mD. Há duas faixas de permeabilidade, 1×10^{-5} e 1×10^{-4} mD, onde a maioria das fácies estão contidas, exceto a LTF 3 (arenito com intercalações de argila). Esta informação expõe a necessidade de conhecer as propriedades físicas em micro escala dessas amostras. Os valores de porosidade encontrados variam de 0,56% a 20,19%. As fácies LTF 3 e LTF 5 possuem os maiores valores médios de porosidade, que são respectivamente 13,70% e 13,42%. A fácies LTF 4 (folhelho negro) apresenta o menor valor médio de porosidade, 4,99%.

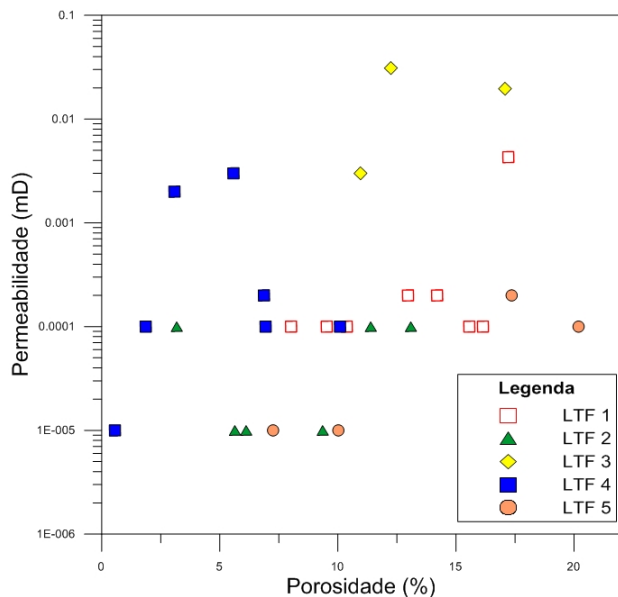


Figura 5: Gráfico de porosidade versus permeabilidade de amostras de subsuperfície da Formação Sousa.

Os dados de porosidade e permeabilidade, juntamente com os dados litológicos, anteriormente citados, indicam que ambas as propriedades físicas são influenciadas por fatores tectônicos (falhas e fraturas) e deposicionais. Os principais fatores deposicionais são cimentação carbonática, estruturas de liquefação e dissolução carbonática. Isso explica os resultados de algumas amostras que apresentam consideráveis valores de porosidade associados a baixos valores de permeabilidade.

Em ensaios de permoporosidade, os dados de densidade de grãos distribuem-se em um intervalo que vai de 2,25 g/cm³ a 2,74 g/cm³ (Figura 6), divididos nitidamente em três níveis: folhelhos negros, provavelmente ricos em matéria orgânica com densidade de grãos entre 2,25 e 2,55 g/cm³; arenitos argilosos com cimentação carbonática, calcilutitos vermelho e verde, com densidade de grãos entre 2,58 e 2,65 g/cm³, como também a fácies marga, com densidade de grãos entre 2,69 e 2,74 g/cm³.

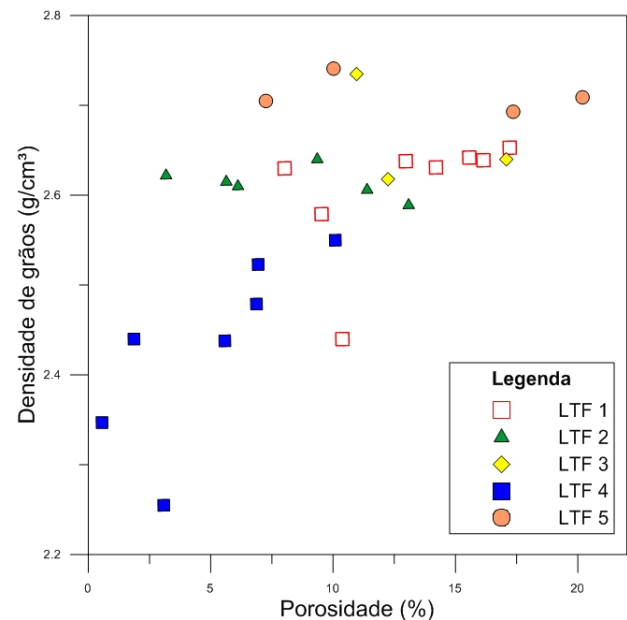


Figura 6: Gráfico de porosidade e densidade de grãos.

A relação entre a porosidade e a densidade total de todas as fácies é apresentada na Figura 7. Através do gráfico pode-se observar que geralmente amostras com altos valores de porosidade apresentam baixos valores de densidade total. Esta relação pode ser explicada pelo fato dos poros contidos na amostra estarem ocupados por ar, que apresenta uma densidade bem menor que a densidade da matriz rochosa, sendo assim, quanto maior a presença de poros, maior será a influência da densidade do ar na redução da densidade total da amostra. A fácies LTF 4 não apresenta uma boa correlação entre porosidade e densidade total das amostras ensaiadas, devido a presença de matéria orgânica. Outras dispersões são observadas em algumas amostras das fácies LTF 1, LTF 2 e LTF 5, devido a influência dos processos de cimentação e dissolução carbonática presente nas mesmas, enquanto as

dispersões correspondentes a fácies LTF 3 ocorrem devido a presença de óleo no interior da amostra.

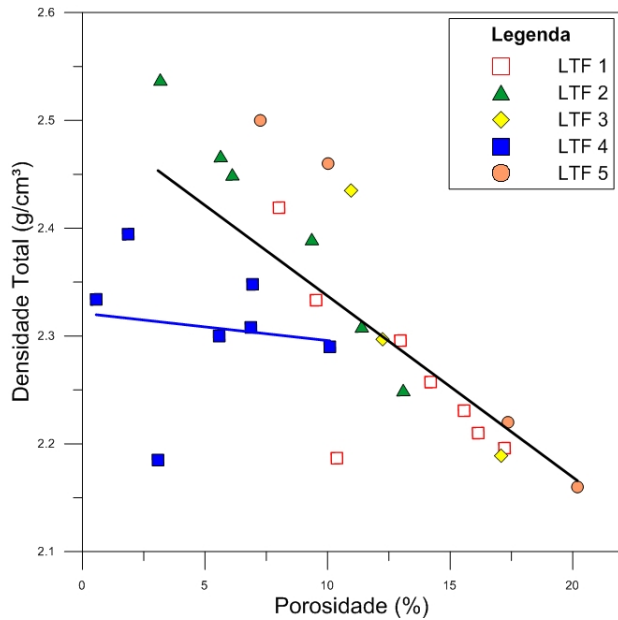


Figura 7: Gráfico de porosidade e densidade de total.

Conclusões

Diante do exposto é possível concluir que a Formação Sousa apresenta cinco fácies no intervalo avaliado: calcilito vermelho (LTF 1), calcilito cinza (LTF 2), arenito com intercalações de calcilitos vermelho e verde (LTF 3), folhelho negro (LTF 4) e margas (LTF 5). A fácies mais representativa entre os 300 m de testemunho é a LTF 1. A alternância frequente entre as litofácies, presentes na sondagem, indica constantes mudanças climáticas e tectônicas durante a deposição dos sedimentos na Formação Sousa.

Os maiores valores de porosidade e permeabilidade estão associados às LTF 3 e LTF 5, demonstrando ser potenciais rotas de migração e acúmulo de hidrocarboneto associado a Formação Sousa. Os valores de densidade de grãos e total são controlados pela presença de cimentação carbonática, saturação em óleo, matéria orgânica, bem como a porosidade das fácies.

Por fim as propriedades petrofísicas das rochas da Formação Sousa são fortemente controladas por fatores tectônicos e deposicionais.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao convênio PETROBRAS/UFCG TC 0050.0057323.10.9 pelo financiamento das atividades desenvolvidas neste trabalho, à PETROBRAS pela permissão para a publicação destes resultados, ao auxílio do PRH-42 e do CAPES.

Referências

- Conceição, J. C. DE J., Zalán, P. V. & Wolff, S. Mecanismo, Evolução e cronologia do rift sul-atlântico *Boletim de Geociências da Petrobras*, v.2, p. 255-265, 1998.
- Córdoba, V. C., Antunes, A. F., Jardim De Sá, E. F., Silva, A. N., Sousa, D. C., Lins, F. A. P. L. Análise

estratigráfica e estrutural da Bacia do Rio do Peixe, Nordeste do Brasil: integração a partir do levantamento sísmico pioneiro 0295_RIO_DO_PEIXE_2D. *Boletim de Geociências da Petrobras*. v. 16, n. 1, p. 53-66, 2008.

Françolin, J. B. L.; Cobbold, P. R.; Szatmari, P. Faulting in the Early Cretaceous Rio do Peixe basin (NE Brazil) and its significance for the opening of the Atlantic. *Journal of Structural Geology*, v.16, n. 5, p. 647-661, 1994.

Ponte, F.C. & Ponte Filho, F.C. Estrutura geológica e evolução tectônica da Bacia do Araripe. Recife, PE, DNPM/DMME (Pernambuco e Ceará), 1996.

Sénant, J., Popoff, M. Early Cretaceous extension in northeast Brazil related to the South Atlantic opening. *Tectonophysics*, p. 35-46, 1991.

Szatmari, P., Françolin, J. B. L., Zanotto, O., Wolff, S. Evolução tectônica da margem equatorial brasileira. *Revista Brasileira de Geociências*, v.17, n.2, p. 180-188, 1987.

Tiab, D., Donaldson, E.C. 2004. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2. ed. Oxford: Elsevier, 2004. 926 p.

Vallejo, L. I.; Ferrer, M.; Ortuño, L.; Oteo, C. Ingeniería Geológica. 1ª Ed. Madrid: Pearson Educación, 2002. 744 p.