

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE LITOLÓGICA E PETROFÍSICA DE ROCHAS DE SUBSUPERFÍCIE DA
FORMAÇÃO SOUSA – BACIA RIO DO PEIXE

AUTORES:

Andrezza Sousa Silva¹, Karina Felícia Fisher Lima Santiago¹, Felipe de Brito Leal¹, Franklyn Macedo de Souza¹, Louis Dostoievsky Gomes Tabosa¹, Francisco César Costa Nogueira¹, José Agnelo Soares¹.

INSTITUIÇÃO:

¹ Universidade Federal de Campina Grande

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, 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 8º PDPETRO.

ANÁLISE LITOLÓGICA E PETROFÍSICA DE ROCHAS DE SUBSUPERFÍCIE DA FORMAÇÃO SOUSA – BACIA RIO DO PEIXE

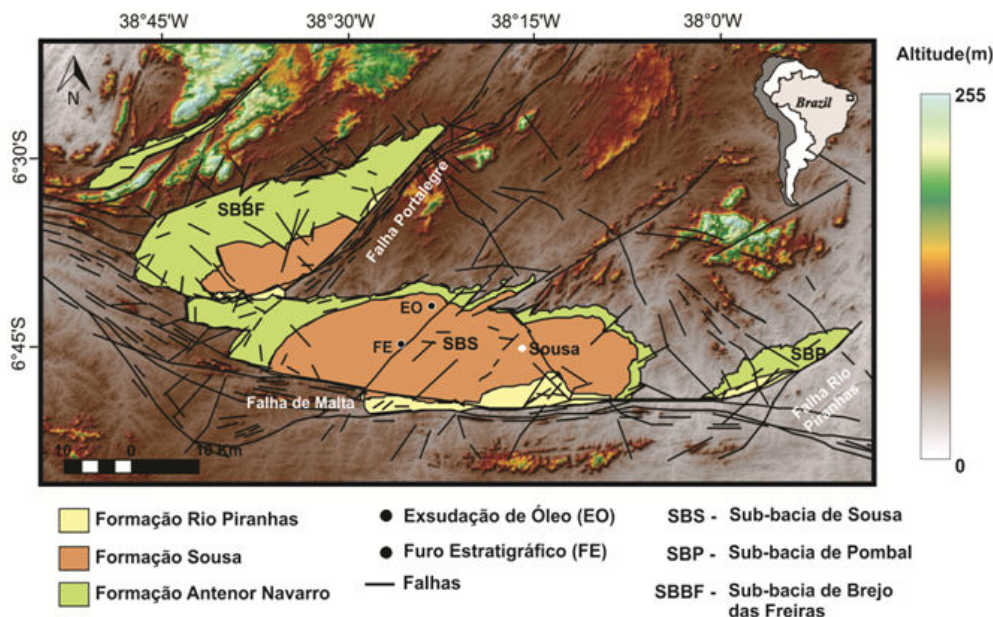
Abstract

The Rio do Peixe Basin is divided into three lithological units, Antenor Navarro, Sousa and Rio Piranhas. The Antenor Navarro and Rio Piranhas formations did not reveal the presence of petroleum reservoirs, however the Sousa Formation can be an exploratory alternative to the Rio do Peixe Basin, since most of the evidence related to the presence of hydrocarbons are associated with this formation. This work aims is to analyze the facies and petrophysical properties of stratigraphic well in the central portion of the sub-basin of Sousa. The methodology consists in facies analysis of 300m evidence of the borehole 1-BSB01-PB, but also the realization of porosity and permeability analysis on samples of Sousa Formation. Five facies were identified: red calcilitito (LTF-1), gray calcilitito (LTF- 2), clay sandstone (LTF-3), black shale (LTF-4) and marl (LTF- 5), the LTF-1 more representative during the analysis. The permeability values were relatively low for all facies, the highest average porosity values are associated with facies LTF-5 and LTF-3.

Introdução

A Bacia Rio do Peixe (BRP) é uma das principais bacias interiores do nordeste brasileiro. Estas bacias estão associadas ao evento de rifting eocretácio que moldou a atual margem continental do nordeste brasileiro (Córdoba et al., 2008). 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, controlados respectivamente por três falhas principais: Portalegre, Malta e Rio Piranhas (Figura 1) (Sénant & Popoff, 1991; Françolin et al., 1994). O arcabouço estratigráfico da BRP é formado por diferentes litofácies englobadas em três formações: Antenor Navarro, Sousa e Rio Piranhas (Figura 1). A Formação Antenor Navarro é composta principalmente por arenitos grossos a conglomeráticos, moderadamente selecionados (Costa, 2010). A Formação Sousa é composta por folhelhos e siltitos intercalados a arenitos. A Formação Rio Piranhas, por sua vez, agrega arenitos finos a grossos intercalados a pelitos. (Córdoba et al., 2008).

Figura 1: Mapa geológico da BRP, sobreposto ao modelo digital de terreno gerado a partir de dados do shuttle radar topography mission (SRTM).



Em 2007 foi realizada a Nona Rodada de Licitações de Blocos para E&P de Petróleo e Gás Natural da ANP, nesta ocasião foram ofertados 19 blocos da BRP, dos quais 12 foram contratados (Silva, 2013). A BRP foi classificada como área de novas fronteiras tecnológicas e do conhecimento. O fato de a BRP tornar-se uma nova fronteira exploratória está associado principalmente a exsudações de óleo em poços artesianos perfurados na bacia. Dentre os principais pontos de exsudação tem-se o poço artesiano de 50m de profundidade localizado no Sítio Salguinho (EO na Figura 1), em rochas da Formação Sousa (Mendonça Filho et al, 2006). Exploração petrolífera associadas às formações Antenor Navarro e Rio Piranhas revelaram indícios de óleo e gás e a ausência de reservas economicamente viáveis, entretanto a Formação Sousa pode ser uma alternativa exploratória para a BRP, pois a maioria dos indícios relacionados à presença de hidrocarbonetos encontram-se associados a essa formação.

Para obter informações de subsuperfície sobre as rochas da Formação Sousa foi perfurado um furo estratigráfico denominado de 1-BSB01-PB, através de um convênio PETROBRAS/UFCG. A sondagem foi realizada na porção central da Sub-bacia de Sousa (FE na Figura 1), e resultou em 300m de testemunhos que estão alocados em caixas para análises no Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande. Portanto o objetivo deste trabalho é definir as fácies presentes nos 300 m do poço 1-BSB01-PB, bem como suas propriedades petrofísicas (porosidade, permeabilidade, densidade total e de grãos), classificando as fácies com melhores valores de permoporosidade e quais fatores influenciam essas propriedades.

Metodologia

Os procedimentos experimentais deste trabalho foram realizados no Laboratório de Petrofísica da UFCG, sendo divididos basicamente em duas etapas.

Análise Litológica

A primeira etapa dos ensaios experimentais consistiu na descrição litológica dos 300m de sondagem da Formação Sousa, onde os aspectos relevantes foram: cor, textura, litologia, estruturas sedimentares, mineralogia e a tectônica envolvida. Para esta análise foi utilizada a escala 1:100, com auxílio de trena para medição dos intervalos. Também foram utilizados lupa e ácido clorídrico com concentração de 10%. Para melhor compreensão da litologia das rochas estudadas, uma das litofácies foi submetida à análise petrográfica, realizada através de descrição em lâminas delgadas. Em meio ao progresso desta etapa, amostras correspondentes as litofácies identificadas foram selecionadas para realização de ensaios petrofísicos.

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 a secagem, pesagem e medição das dimensões dos plugues, foram realizados os ensaios no permoporosímetro a gás. O volume de grãos é medido pela expansão do nitrogênio contido em uma câmara no interior do permoporosímetro. 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. 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. Assim, o gás é injetado (neste caso nitrogênio) na extremidade superior do plugue sob uma

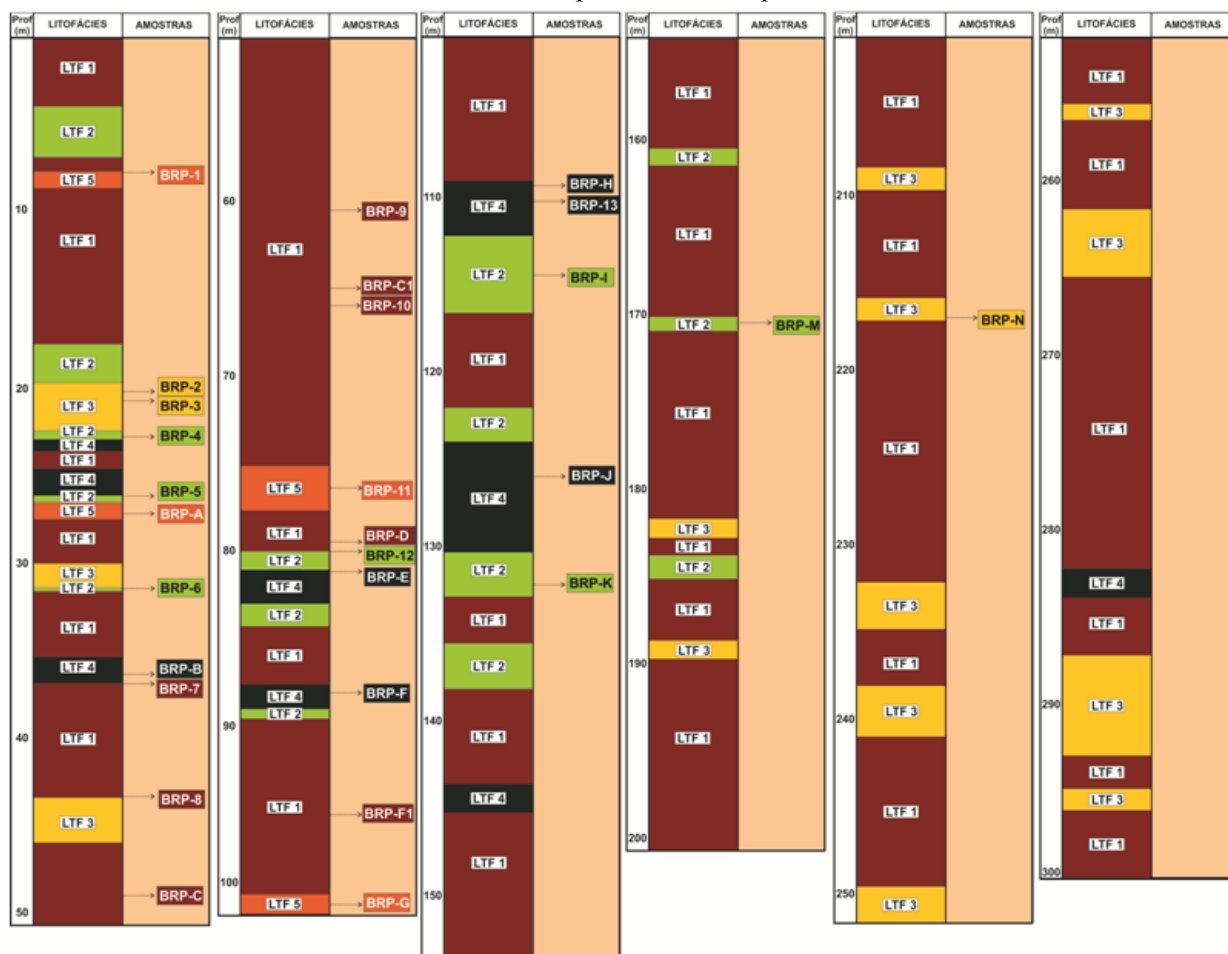
pressão de até 1.000 psi. Neste trabalho a pressão de entrada do gás nos plugues foi de aproximadamente 60 psi. Após a estabilização do fluxo de gás na amostra, mede-se a queda de pressão ΔP (diferença entre a pressão de entrada e a pressão de saída) e o fluxo. Considerando que o gás utilizado nas medições 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 e Discussão

Através do estudo litológico desenvolvido no poço 1-BSB01-PB foram identificadas 5 litofácies presentes nos 300m de testemunhos (Figura 2), foram identificadas 4 fácies argilosas e 1 fácies arenosa, as mesmas foram denominadas de LTF e receberam numeração de 1 a 5. A representatividade das fácies ao longo dos testemunhos da Formação Sousa é apresentada na Figura 3. A descrição completa das fácies será apresentada a seguir.

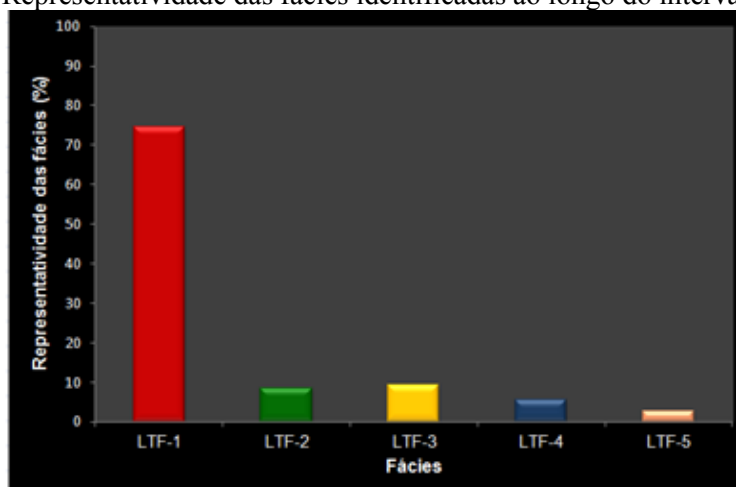
- Calcilutito Vermelho (LTF-1) – Consiste em aproximadamente 74,5% dos 300m de testemunhos, sendo assim a litofácia mais representativa ao longo dos 300m de rocha analisados (Figura 3). Com uma boa distribuição no poço 1-BSB01-PB, a LTF-1 possui espessura de intervalos que vão de 0,81a 29m, por vezes apresenta pequenas intercalações com siltito, arenito e calcilutito cinza. Em termos de estruturas sedimentares identificou-se diques de argila (Figura 4a), estrutura maciça (Figura 4b), ocorrência de faces polidas, estilólitos, gretas de ressecamento e nódulos carbonáticos, algumas vezes concentrados ao longo de fraturas distensivas (Figura 4c).

Figura 2 – Distribuição de fácies do furo de sondagem 1-BSB01-PB realizada na Formação Sousa e amostras selecionadas para os ensaios petrofísicos.



- Calcilutito Cinza (LTF-2) – Representada por calcilutitos esverdeados e acinzentados com matriz argilosa e calcária a LTF-2 corresponde a 8,4% do intervalo total estudado. Nessa litofácies são observadas diversas intercalações de calcilutito vermelho (LTF-1), siltito e/ou arenito muito fino em camadas milimétricas a centimétricas. Nódulos de pirita e sulfeto são encontrados na LTF-2, bem como alguns fósseis.
- Arenito argiloso (LTF-3) – É a segunda fácies mais representativa e engloba 9,2% dos testemunhos. Encontrada em diferentes profundidades na sondagem, o primeiro registro de deposição da LTF-3 ao longo dos 300m avaliados ocorre próximo aos 20m e o último próximo aos 294m de profundidade, a espessura mínima em que a LTF-3 é encontrada consiste em 0,86m e a máxima 5,75 m. De forma mais detalhada o arenito argiloso se apresenta das seguintes formas: arenito muito fino com matriz argilosa e cimentação carbonática; e arenito fino a médio com intercalações de calcilutito cinza e/ou vermelho, em raros casos há intercalações de siltito. Essa litofácies apresenta diversas estruturas rúpteis (falhas e fraturas). Alguns intervalos foram submetidos à liquefação durante sua formação, os mesmos caracterizam-se por laminações convolutas (Figura 5a), estruturas de sobrecarga (diques de argila e areia), apresentam também escapes de fluido (Figura 5 a,b e c), clastos de areia imersos nas intercalações com os calcilutitos. Associado a esta litofácies também é observado laminações plano-paralelas e cruzadas acanaladas (Figura 5 b e d), além da presença de sulfeto (Figura 5e). Na LTF-3 foram observadas diversas regiões com presença de óleo preenchendo seus poros (Figura 5e), nas quais a espessura do arenito é maior que 20cm, chegando a intervalos próximos a 1m de espessura.

Figura 3 – Representatividade das fácies identificadas ao longo do intervalo estudado.



- Folhelho Negro (LTF-4) – Essa fácies possivelmente engloba os folhelhos geradores dos hidrocarbonetos da BRP. Seu primeiro registro durante os 300m de testemunho ocorre próximo aos 24m de profundidade. Composta por rochas ricas em fósseis e matéria orgânica, a LTF-4 apresenta faces polidas e poucas regiões calcíferas. As estruturas identificadas foram laminações planares e estilólitos, próximo aos 110 m de profundidade. Essa fácies se apresenta na cor verde e as seções transversais se apresentam nas cores cinza escura e preta.
- Marga (LTF-5) – Consiste na fácies menos representativa nos testemunhos analisados. Através de análise petrográfica realizada em amostras dessa fácies foi possível identificar lâminas de argilito intercaladas com carbonato na direção de acamamento, porosidade secundária proveniente de dissolução carbonática (Figura 6 a), fraturas com preenchimento carbonático (Figura 6 b e c) e poros com cimentação carbonática (Figura 6 c). A estrutura sedimentar característica dessa fácies é o estilólito (Figura 7), com a presença de preenchimento carbonático de forma pontual (Figura 7).

Figura 4: Algumas estruturas sedimentares e tectônicas identificadas na LTF-1.

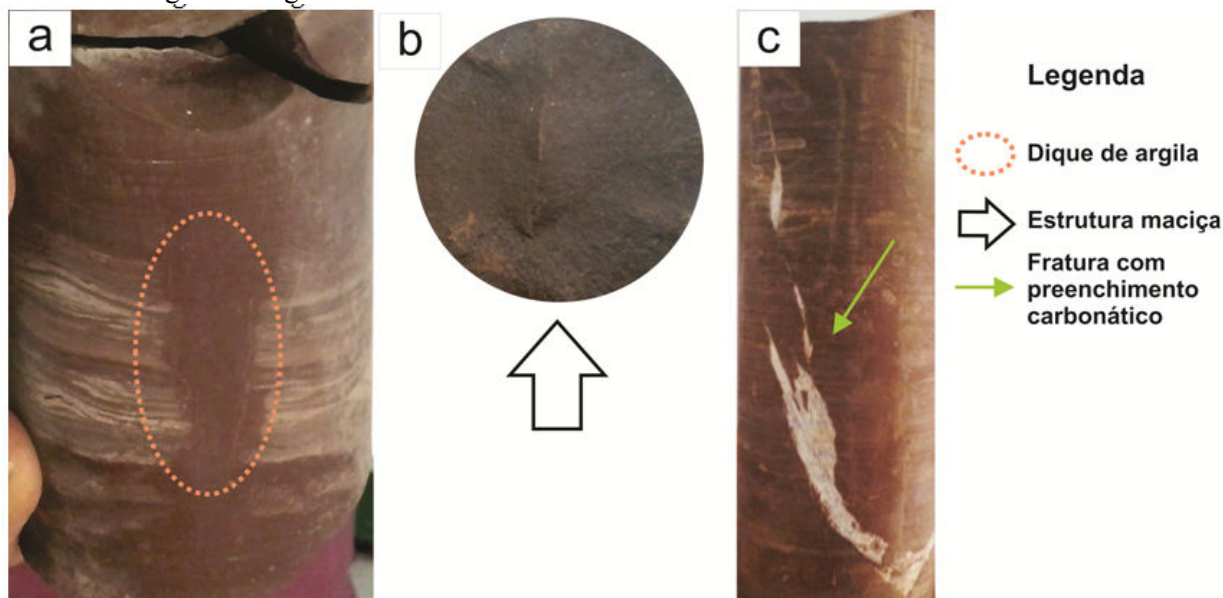
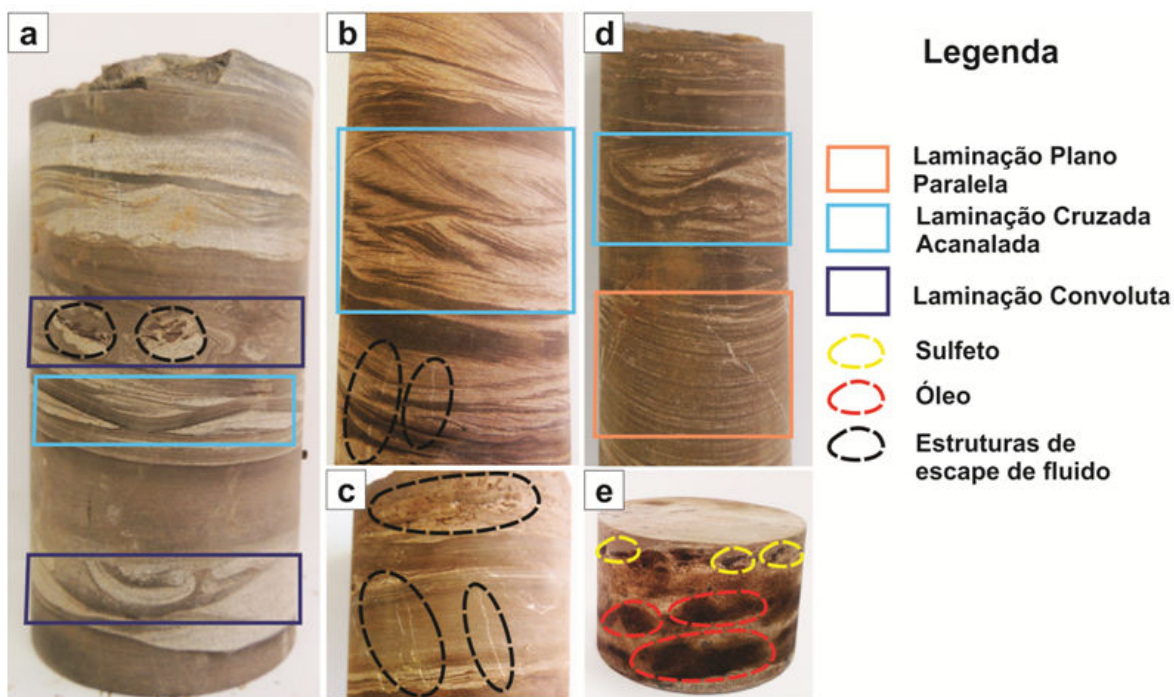


Figura 5: Amostras da fácies LTF-3, representada pelo arenito argiloso. (a) amostra com presença de laminação convoluta, escapes de fluido e laminações cruzadas acanaladas; (b) arenito argiloso com estratificação cruzada acanalada e estruturas de escape de fluido; (c) presença de estruturas de escape de fluido; (d) amostra com laminações cruzadas acanaladas e plano-paralelas; (e) arenito argiloso com presença de óleo e sulfeto.



Os dados de densidade de grãos distribuem-se em um intervalo que vai de 2,25 g/cm³ a 2,74 g/cm³ (Figura 9a), 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, calcilitos vermelho e verde, com densidade de grãos entre 2,58 e 2,65 g/cm³, como também a fácies margá, com densidade de grãos entre 2,69 e 2,74 g/cm³. Entretanto uma das amostras da LTF-3 apresenta densidade de grãos em torno de 2,73 g/cm³, que é explicado pelo alto nível de cimentação carbonática e estruturas rúpteis com preenchimento de cimento carbonático.

Figura 6 – Fotografias tiradas de lâminas da fácies LTF-5. Figura 7 – Estilólitos e preenchimento carbonático presente na LTF5

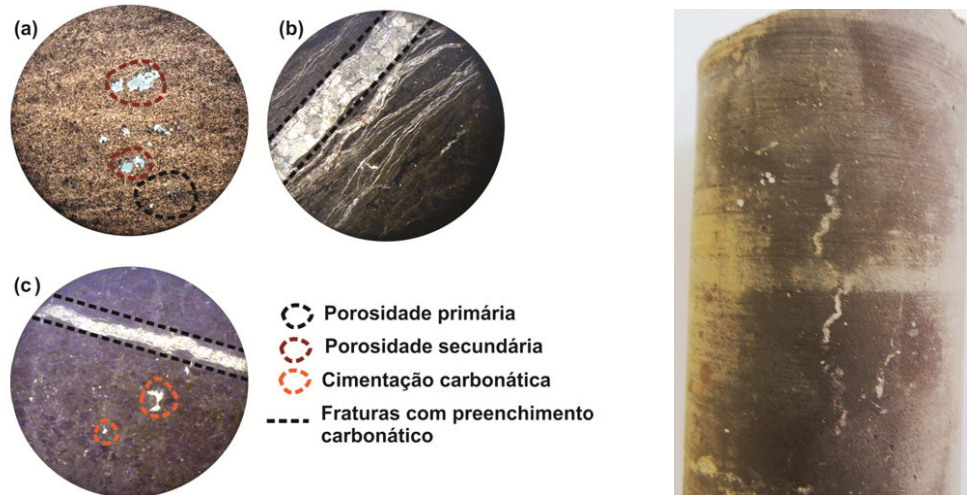


Figura 8 – Gráfico de porosidade versus permeabilidade de amostras de subsuperfície da Formação Sousa.

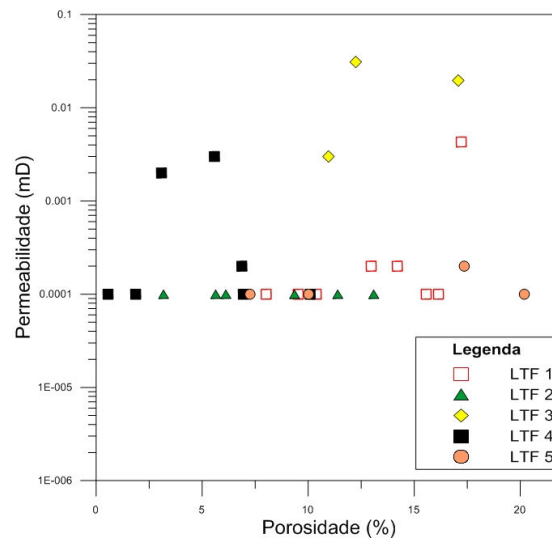
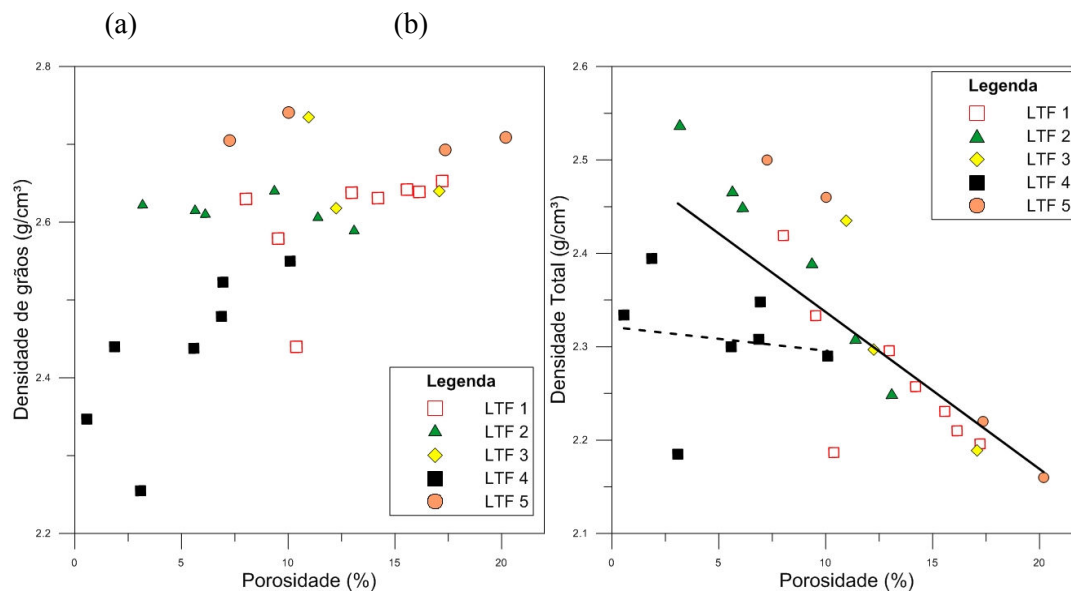


Figura 9 – Gráficos de densidade total e de grãos versus porosidade.



Através do gráfico de densidade total versus porosidade (Figura 9b) 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 litofácia LTF -4 não apresenta uma boa correlação entre porosidade e densidade total das amostras ensaiadas, devido a presença de matéria orgânica e carbonatos, esse fato pode ser visualizado através da linha pontilhada na Figura 9b. Outras dispersões são observadas em algumas amostras das outras litofácies, devido a influência dos processos de cimentação e dissolução carbonática presente nas mesmas.

Conclusões

Diante do exposto é possível concluir que a Formação Sousa apresenta cinco fácies no intervalo avaliado: calcilitito vermelho (LTF-1), calcilitito cinza (LTF- 2), arenito argiloso (LTF-3), folhelho negro (LTF-4) e marga (LTF-5). A fácies mais representativa entre os 300 m de testemunho é a LTF-1, correspondendo a 74,5% dos testemunhos, já a menos representativa é a LTF-5 com representatividade em torno de 2,6%. 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 estão associados às fácies LTF-5 e LTF-3, todas as fácies apresentam valores relativamente baixos de permeabilidade. Os valores de densidade de grãos e total são controlados pela presença de cimentação carbonática, matéria orgânica, bem como a porosidade das fácies.

Agradecimentos

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

Referências Bibliográficas

- 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 Petrobrás. v. 16, n. 1, p. 53-66, 2008.
- Costa, B., S. **Diagênese e Proveniência dos Arenitos da Tectonossequência Rifte nas Bacias do Rio do Peixe e do Araripe, NE do Brasil**. PPGG/UFRN (Dissertação de Mestrado). Natal, 2010.
- 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.
- Mendonça Filho, J. G., Carvalho, I. S., Azevedo, D. A. **Aspectos geoquímicos do óleo da Bacia de Sousa (cretáceo inferior), nordeste do Brasil: Contexto geológico**. São Paulo, UNESP, Geociências, v. 25, n. 1, p. 91-98, 2006.
- Sénant, J., Popoff, M. **Early Cretaceous extension in northeast Brazil related to the South Atlantic opening**. Tectonophysics, p. 35-46, 1991.
- Silva, J., F., F. **Análise Crítica das Devoluções dos Blocos Do Pré-Sal Concedidos nas Rodadas de Licitação da ANP**. Projeto de Graduação – UFRJ. Rio de Janeiro, 2013.