

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

RELAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E GEOMECÂNICAS DE BANDAS DE DEFORMAÇÃO

AUTORES:

Ana Luísa de Medeiros Costa¹, Franklyn Macedo de Souza¹, Francisco César Costa Nogueira¹, Jorge André Braz de Souza², Bruno Raphael Barbosa Melo de Carvalho²

INSTITUIÇÃO:

Unidade Acadêmica de Engenharia de Petróleo (UFCG)¹, Petrobras²

RELAÇÃO ENTRE PROPRIEDADES PETROFÍSICAS E GEOMECÂNICA DE BANDAS DE DEFORMAÇÃO

Abstract

A variety of brittle structures can be found in the Antenor Navarro Formation belonging to the Rio do Peixe Basin, among which the deformation bands were the object of study of this work. These structures are mainly developed in porous sandstones, typical rocks of oil reservoir. The objective of this work is to analyze the behavior of the different types of deformation band, as well as to relate petrophysical properties, such as porosity and permeability, to the geomechanical properties in zones with deformation bands and zones that do not have them. The methodology used consisted of plugs analysis, where it was possible to distinguish between the different types of bands deforming the basin sandstones. These same plugs were submitted to the petrophysical tests of porosity and permeability. The geomechanical test was done with the aid of the Schmidt Hammer on the deformation bands and in zones that did not have these structures. The obtained data demonstrated the presence of two types of deformation band, cataclastic and filosilictic. In a relation with porosity, it was verified that the bands of the cataclastic type have lower values of porosity than the filosilictic bands due to the process of cataclase that closes the pores of the rock. However, no relation was observed between the different band types and the permeability, possibly due to the variation of the band width of the deformation that changes the connectivity of the pores. Still in relation to petrophysics, an average of 11.97% for porosity and 4.15 mD for permeability were obtained for areas with bands of deformation, both cataclastic and phyllosilictic. For areas with no deformation bands, the result was 12.72% on average for porosity and 76.27mD on average for permeability. For areas without deformation bands, the result was 12.72% on average for porosity and 76.27mD on average for permeability. As for geomechanics, the average values of uniaxial compression strength obtained were 98.75 MPa for zones with deformation bands and 39.47 MPa for zones without deformation bands.

Introdução

Estudos relacionados à prospecção petrolífera são desenvolvidos na Bacia do Rio do Peixe (BRP) (figura 1), localizada no extremo oeste do estado da Paraíba. Esta é uma das principais bacias interioranas de idade eocretácia do nordeste brasileiro e sua formação está associada ao rifteamento que moldou a atual margem continental a partir do Mesozoico, conduzida pela ruptura do paleocontinente Gondwana, e pela separação definitiva das placas africana e sul-americana, acompanhando a formação do Oceano Atlântico Sul (MILANI et al., 2001). Dentro deste mesmo contexto geológico de formação, pode-se exemplificar as bacias interioranas do Araripe, Iguatu, Malhada Vermelha e Coronel João Pessoa, localizadas na Província da Borborema.

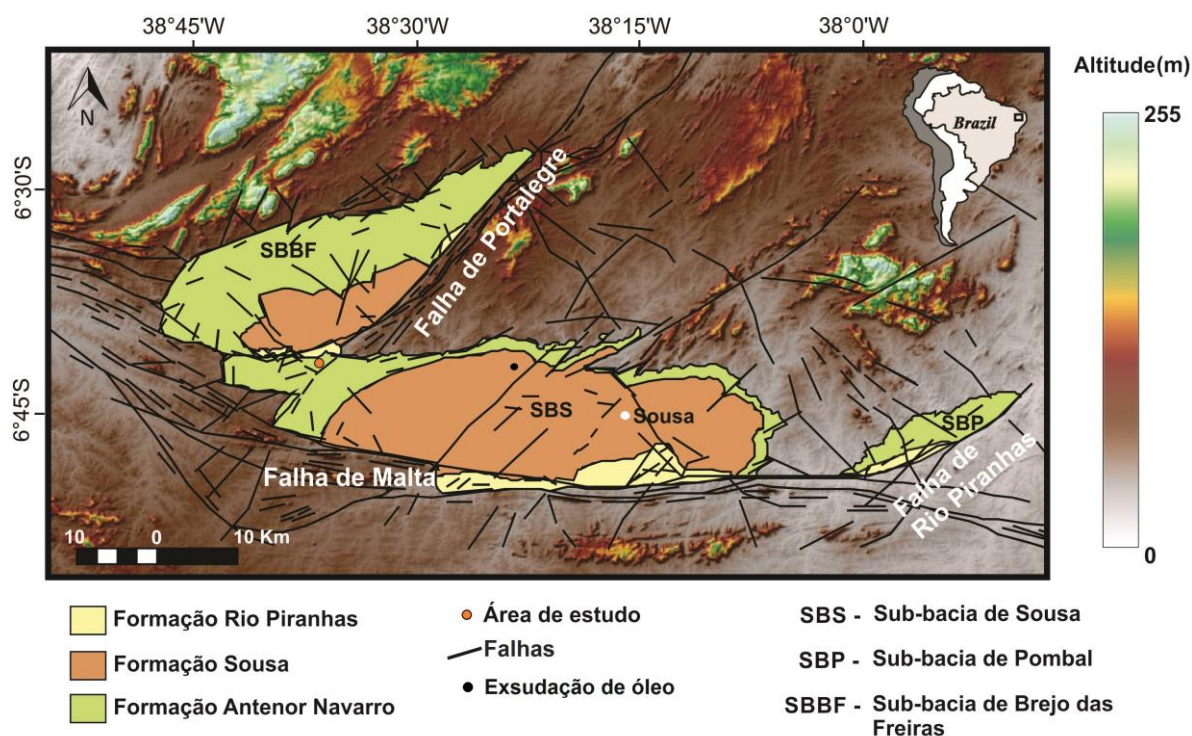


Figura 1: Mapa geológico da BRP, sobreposto ao modelo digital de terreno gerado a partir de dados do shuttle radar topography mission (SRTM)

A BRP pode ser considerada como fronteira exploratória, ou seja, não há petróleo ou gás com volume suficiente para a exploração comercial, podendo ser utilizada como importante fonte de informações sobre abertura, evolução tectônica, sedimentação e sistemas petrolíferos de bacias sedimentares localizadas na margem passiva do continente sul-americano. Isso pode ser evidenciado pela presença de óleo na Formação Sousa que segundo MENDONÇA et.al. 2006, apresenta características de um óleo leve.

A BRP é controlada pelas Zonas de Cisalhamento de Portalegre (NE-SW) e de Patos (E-W) (MENDONÇA et.al. 2006) apresenta uma imensa variedade de estruturas rúpteis sin e pós-rifte, dentre as quais estão relacionadas às bandas de deformação. Estas apresentam forte importância pelo fato de exercer controle no acúmulo e migração de óleo em arenitos porosos.

As bandas de deformação são caracterizadas por se desenvolverem principalmente em arenitos porosos, os quais frequentemente se comportam como rochas reservatório em sistemas petrolíferos (AYDIN, 2000; FOSSEN, 2012). Estas estruturas podem atuar em reservatórios petrolíferos como conduto ao fluxo de fluido ou como barreira, selando a passagem deste fluxo. Este fato tem levado a um grande interesse na compreensão do processo de formação e desenvolvimento das referidas estruturas.

A presença de bandas de deformação no reservatório petrolífero pode ser identificada através de uma análise em mesoescala. Porém, quando identificadas em subsuperfície, o estudo das mesmas é dificultado, visto que são insensíveis aos métodos sísmicos de análise indireta. Dessa forma, a BRP torna-se um grande atrativo para um melhor entendimento das bandas de deformação, visto que essas estruturas apresentam-se em escala de afloramento nessa bacia, facilitando o entendimento de como tais estruturas afetam o comportamento de análogos de reservatórios petrolíferos siliciclásticos.

Metodologia

Inicialmente, foram feitos estudos bibliográficos sobre a BRP e sobre as bandas de deformação. Em visitas a campo, realizou-se coletas de amostras (figura 2) com bandas de deformação e amostras sem bandas de deformação, fazendo uso de uma plugadeira portátil para a extração de pequenos blocos de rochas (cilindros) com diâmetro de 1,5 polegadas. As amostras tiveram a orientação das bandas identificadas com o uso de uma bússola. A precisão exigida no corte da rocha é condicionado pelos equipamentos de corte e serragem das amostras. Após a coleta das amostras, os plugues foram destinados às operações de corte e serragem nas máquinas. Essas operações são realizadas com o intuito de retirar as arestas das extremidades do plugue. Dessa forma, possíveis erros instrumentais são reduzidos. Essas amostras foram descritas de forma individual, diferenciando-se sua composição mineralógica, textura, grau de arredondamento, esfericidade, grau de selecionamento, litologia, tipos de banda de deformação e ainda a direção dessas bandas.

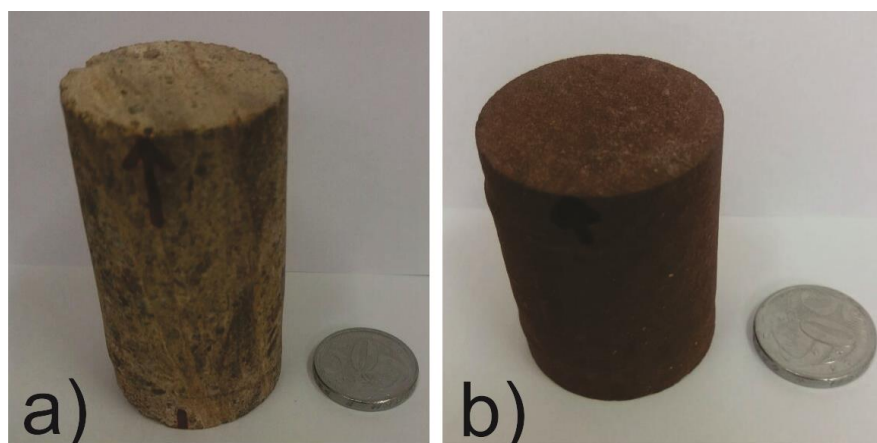


Figura 2: a) amostra com banda de deformação, b) amostra sem banda de deformação

Posteriormente, as amostras retificadas seguiram para o Laboratório de Petrofísica da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG), onde passaram por uma estufa sob temperatura de 80° C durante um período de 24h para a garantia da ausência de fluido no interior da rocha. Em seguida, foram medidas as dimensões do plugue (comprimento, diâmetro e peso) para que pudesse ser realizado o ensaio de porosidade, onde o equipamento fornece o volume de grãos e através dos cálculos no próprio *software*, tem-se a porosidade. Os ensaios petrofísicos de porosidade e permeabilidade foram realizados através da injeção de nitrogênio em um permoporosímetro a gás, UltraPoroPerm 500®.

Em campo também foi realizado ensaio geomecânico com o auxílio do martelo de *Schmidt*. O martelo foi pressionado contra a banda de deformação, marcando assim o valor de rebote. Os valores de rebote foram convertidos através do ábaco de *Muller* no qual se obteve os valores de resistência à compressão uniaxial. Para cada ponto considerado, fez-se 10 medições. Com os valores já convertidos, calculou-se a média e considerou apenas os valores que estavam variando sete unidades dentro da média. Assim calculou-se uma nova média que representa o valor da resistência de cada ponto.

Resultados e Discussão

Para a análise petrofísica, foi selecionado um conjunto de 24 amostras de rocha siliciclástica da Formação Antenor Navarro, sendo 20 amostras deformadas por bandas de deformação, separadas de acordo com a direção dessas bandas, representando a direção das paleocorrentes que permitiram a formação das mesmas, e quatro amostras sem bandas de deformação. Todos esses plugues tiveram suas litologias identificadas, sendo três plugues de arenitos siltosos e 21 de conglomerados.

O valor médio de porosidade para as zonas afetadas por bandas de deformação foi de 11,97% e para as zonas sem bandas de deformação foi de 12,72%. Quanto ao valor médio de permeabilidade, tem-se para as zonas com bandas de deformação um valor de 4,15 mD e para as zonas sem bandas de deformação um valor de 76,27 mD. A tabela 1 estabelece esses valores.

Tabela 1: Dados médios de porosidade e permeabilidade

Região	Porosidade Média	Permeabilidade Média
Com BD	11,97 %	4,15 mD
Sem BD	12,72 %	76,27 mD

Para o gráfico de porosidade x permeabilidade (figura 3), foi possível observar que amostras sem bandas de deformação, de fácies arenito siltoso, possui alta porosidade e baixa permeabilidade quando comparadas às amostras com bandas de deformação, de fácies conglomerática. Isto acontece devido à matriz argilosa que fecha a garganta de poros. A amostra sem banda de deformação de fácies conglomerática apresenta alta permeabilidade e baixa porosidade comparada às demais amostras, onde seus poucos poros existentes possuem uma alta conectividade. As amostras com bandas de direção NW apresentam uma correlação quase linear, onde alta porosidade correlaciona-se à alta permeabilidade. As amostras de direção NE também apresentam uma correlação em que alta porosidade ocasiona alta permeabilidade. Já as amostras de direção NS denotam uma variação de 2%, em média, na porosidade provocando uma alta variação na permeabilidade. Por fim, as amostras de direção EW retratam pouca variação na porosidade e alta variação em sua permeabilidade.

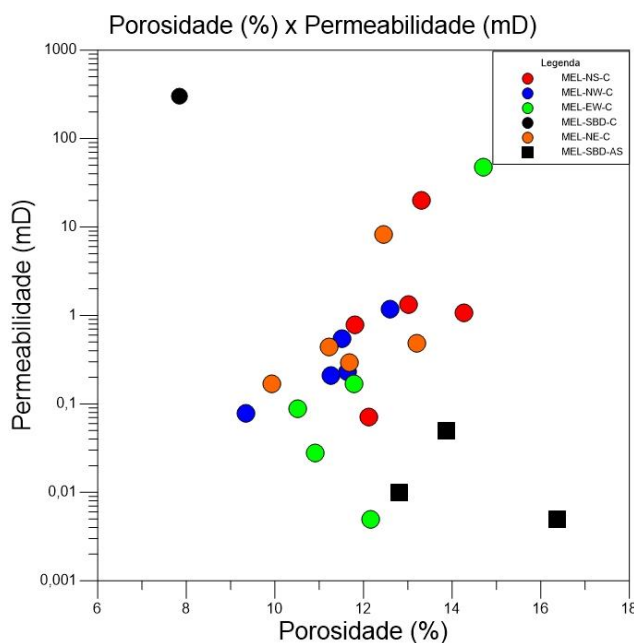


Figura 3: Gráfico de porosidade x permeabilidade

Para a realização do ensaio geomecânico, utilizou-se 23 pontos distintos pertencentes ao mesmo afloramento, sendo 19 localizados sobre a banda de deformação e 4 em áreas ausentes de bandas de deformação. O valor médio de resistência à compressão uniaxial para as zonas afetadas por bandas de deformação foi de 98,75 MPa e para as zonas sem bandas de deformação foi de 39,47 MPa, como pode ser visto na tabela 2.

Tabela 2: Valores médios de Resistência à Compressão Uniaxial

Região	Média dos valores de resistência à compressão uniaxial
Com banda de deformação	98,75 MPa
Sem banda de deformação	39,47 MPa

O gráfico abaixo (Figura 4) mostra a relação entre rochas que possuem ou não bandas de deformação e a resistência à compressão uniaxial. Rochas que apresentam bandas de deformação são mais resistentes mecanicamente quando comparadas às rochas que não possuem bandas de deformação. Isso acontece devido à compactação de grãos e fragmentos dos grãos em bandas de deformação. Há o rearranjo dos grãos de forma a permitir uma maior coesão da rocha.

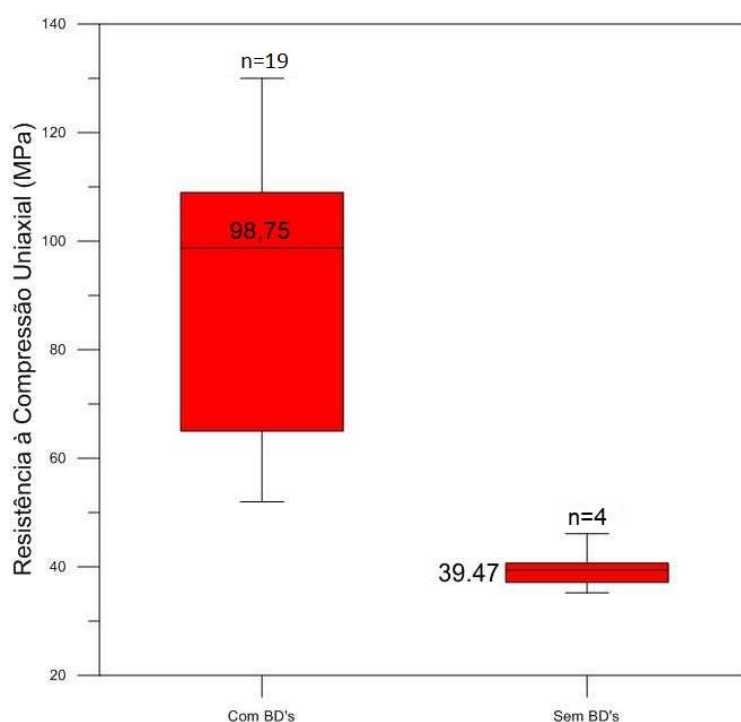


Figura 2: Gráfico dos valores médios de resistência à compressão uniaxial para zonas com e sem bandas de deformação

Conclusões

Diante do exposto, foi possível concluir que há uma redução das propriedades petrofísicas de porosidade e permeabilidade diante da presença de bandas de deformação, isso possivelmente ocorre devido ao fraturamento dos grãos que geram zonas de *gouge*. Neste caso, temos que as bandas estão atuando como barreira ao fluxo de fluido em um possível reservatório petrolífero. Mesmo com uma redução média dos valores petrofísicos em bandas de deformação, vale salientar que as amostras de arenito siltoso também podem atuar reduzindo essas propriedades, como foi observado para o conjunto de três amostras sem bandas de deformação. Outro fato importante a se considerar, é a importância em identificar a fácies da rocha, em que a composição mineralógica pode alterar os dados petrofísicos.

Como foi observado, viu-se que os arenitos siltosos apresentam variações consideráveis de suas propriedades quando comparados aos conglomerados.

Quanto às propriedades geomecânicas averiguou-se que as bandas de deformação apresentam valores de resistência à compressão uniaxial bem superiores às zonas que não possuem as mesmas. Isso também ocorre devido a maior coesão que as bandas de deformação proporcionam às rochas.

Agradecimentos

Os autores agradecem ao convênio PETROBRAS/UFCG TC 00500096065159 pelo financiamento das atividades desenvolvidas neste trabalho, à PETROBRAS pela permissão para a publicação destes resultados, à ANP, ao auxílio do PRH-42, ao Grupo de Estudos em Exploração Petrolífera da UFCG e ao Laboratório de Petrofísica da UFCG.

Referências Bibliográficas

AYDIN, A. Fractures, faults, and hydrocarbon entrapment, migration and flow. *Marine Petroleum Geology* 17, 797–814, 2000.

FOSSEN, H., *Geologia Estrutural*, Editora Oficina de textos, 2012. 584p.

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.

MILANI, E. J., BRANDÃO, J. A. S. L., ZALÁN, P. V., GAMBOA, L. A. P. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. *Brazilian Journal of Geophysics*, Rio de Janeiro, Vol 18(3), 05 dez. 2001.