

A Formação Serra Geral (Bacia do Paraná) como modelo análogo para reservatórios não convencionais - um estudo da porosidade por fratura.

Luis Felipe de Sales Dorneles da Silva¹, Ana Maria Pimentel Mizusaki¹

¹ Instituto de Geociências/UFRGS

OBJETIVOS:

A Formação Serra Geral (Cretáceo, Bacia do Paraná) é considerada como modelo análogo para os reservatórios vulcânicos de hidrocarbonetos. Os reservatórios com maior relevância são os arenitos e carbonatos, embora acumulações de óleo e gás também possam ocorrer em folhelhos, conglomerados ou mesmo em rochas ígneas e metamórficas. Rochas ígneas constituem um tipo especial de reservatório de hidrocarbonetos, denominado não convencional, onde o sistema permo-poroso é dominado por fraturas interligadas, fator responsável pela porosidade e permeabilidade, capacidade de transmitir fluido, do reservatório. Com este trabalho pretende-se analisar a porosidade por fratura, definida como os espaços vazios entre as paredes das fraturas.

LOCALIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO:

Este trabalho foi realizado na região central do Estado do Rio Grande do Sul, a coleta de amostras e de dados de campo abrangem o entorno das cidades de: Salto do Jacuí, Santa Cruz do Sul, Herveiras, Sinimbu e Rio Pardo.

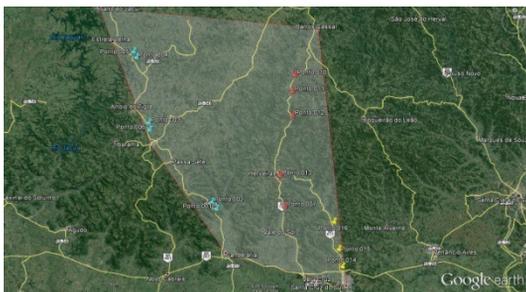


Figura 01 – Localização da área de estudo.

Esta localidade foi escolhida por englobar alguns aspectos importantes para o desenvolvimento do trabalho, como: material bibliográfico já existente, intenso fraturamento dos afloramentos, entre outros.

RESULTADOS INICIAIS:

Os resultados iniciais mostram destaque para duas estruturas: (a) NE-SW, mais representativa na área de estudo (b) E-W, que ocorrem com uma frequência menor. As estruturas NE-SW estão sendo consideradas como mais importantes do ponto de vista de acréscimo de porosidade por fratura. Estas fraturas, em geral, no campo dispõem-se de forma paralela e formam zonas fraturadas com largura de poucos metros (até 4 a 5 m). Outra característica destas fraturas é que podem apresentar "abertura" entre as paredes de até 1 cm e possivelmente seccionam verticalmente vários derrames. Este último é fator importante para conexão interna em reservatório com porosidade por fratura

METODOLOGIA:

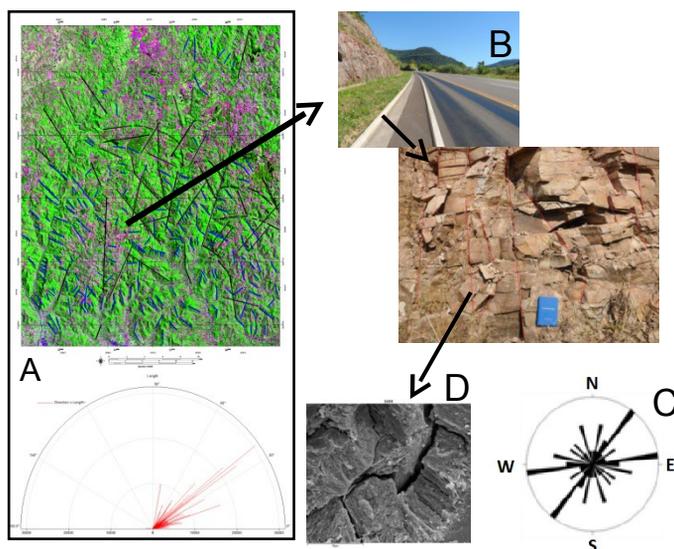
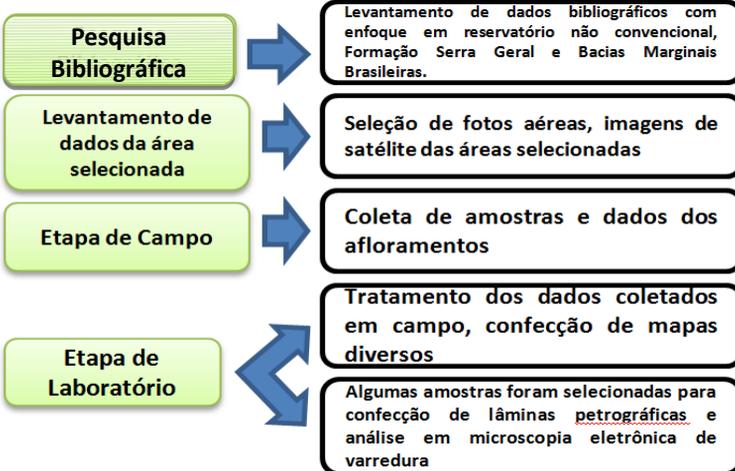


Figura 02 – A) Mapa de Lineamentos da área; B) Foto do afloramento; C) Diagrama de Roseta das Direções medidas em campo; D) Microfraturas visualizadas através de microscopia eletrônica de varredura.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- MIZUSAKI, A. M. P. Rochas ígneo-básicas do Neocomiano da Bacia de Campos – caracterização e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Dissertação de Mestrado, 104p, 1986.
- FAROOQUI, M. Y., et al. Evaluating Volcanic Reservoirs. Oilfield Review, v. 21, no. 1, spring 2009.
- THOMAZ FILHO, A.; MIZUSAKI, A. M. P.; ANTONIOLLI, L. Magmatism and petroleum in the Paleozoic Brazilian Basins. Marine and Petroleum Geology, v. 25, p. 143-151, 2008.

PRÓXIMAS ETAPAS:

Como próxima etapa deste trabalho está previsto um cálculo do incremento da porosidade a elas associada.