

# O potencial de geração de hidrocarbonetos da Bacia do Parnaíba – Formação Pimenteiras baseado em Carbono Orgânico Total (COT) e Pirólise Rock-Eval.

Okoe, Paul M. N. A.<sup>1</sup>; Kalkreuth, W.<sup>1</sup>

Núcleo de Estudo de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo - IGEO, UFRGS.

## Introdução

A Bacia do Parnaíba é uma das bacias sedimentares brasileiras intracratônica, do Paleozoico e com uma extensão de cerca de 600 mil Km<sup>2</sup>. No depocentro, a espessura total de suas rochas atinge cerca de 3.500 m. Inserida na plataforma Sul Americana e localizada no nordeste do Brasil (Fig. 1), esta abrange os estados de Maranhão, Tocantins, Para, Ceará e o estado da Bahia segundo Vaz e colaboradores (2007).



Fig 1: Bacia sedimentar brasileira (mod. Milani et al., 2000)

## Contexto Geológico

A Bacia do Parnaíba se desenvolveu em um embasamento continental composto de rochas metamórficas, ígneas e sedimentares, cujas idades variam desde Arqueano até Ordoviciano durante a estabilização da plataforma Sul Americana (Almeida e Carneiro, 2004). As rochas predominantes foram formadas entre o fim do Proterozóico e o início do Paleozóico que corresponde à época da consolidação desta plataforma. Segundo Almeida e Carneiro, (2004), o início da subsidência da bacia é provavelmente relacionada à deformação e eventos térmicos pós-orogênico do ciclo brasileiro, ou na fase de transição da plataforma. Essa formação constitui de um ciclo completo de sedimentação associada com transgressão e regressão. A litestratigrafia da Bacia do Parnaíba se apresenta com 3 superseqüências principais que são: a Superseqüência Siluriana do Grupo Serra Grande com as formações Ipu, Tianguá e Jaicós (Silva et al., 2003); a Superseqüência Mesodevôniano-Eocarbonífera do Grupo Caninde, com cinco (5) formações sendo Itaim Formação (Devoniano Inferior), composto de arenito médio com grãos bem selecionados e xisto bioturbado na base (Fig. 2), Góes e Feijó (1994); Silva et al. (2003). A Formação Pimenteiras, composto por xisto de cor cinza escuro a preto esverdeado, parcialmente bioturbado, radioativamente rica em matéria orgânica e com uma espessura de aproximadamente 300m. A Formação Pimenteiras representa a ingressão marinha mais importante da bacia. Intercalações de silte e arenitos são observadas e essa sedimentação ocorreu em um ambiente marinho de plataformal raso dominado por tempestade, (Vaz et al., 2007). Trata-se da principal Formação considerada geradora nesta Bacia e que será objeto de estudo neste trabalho.

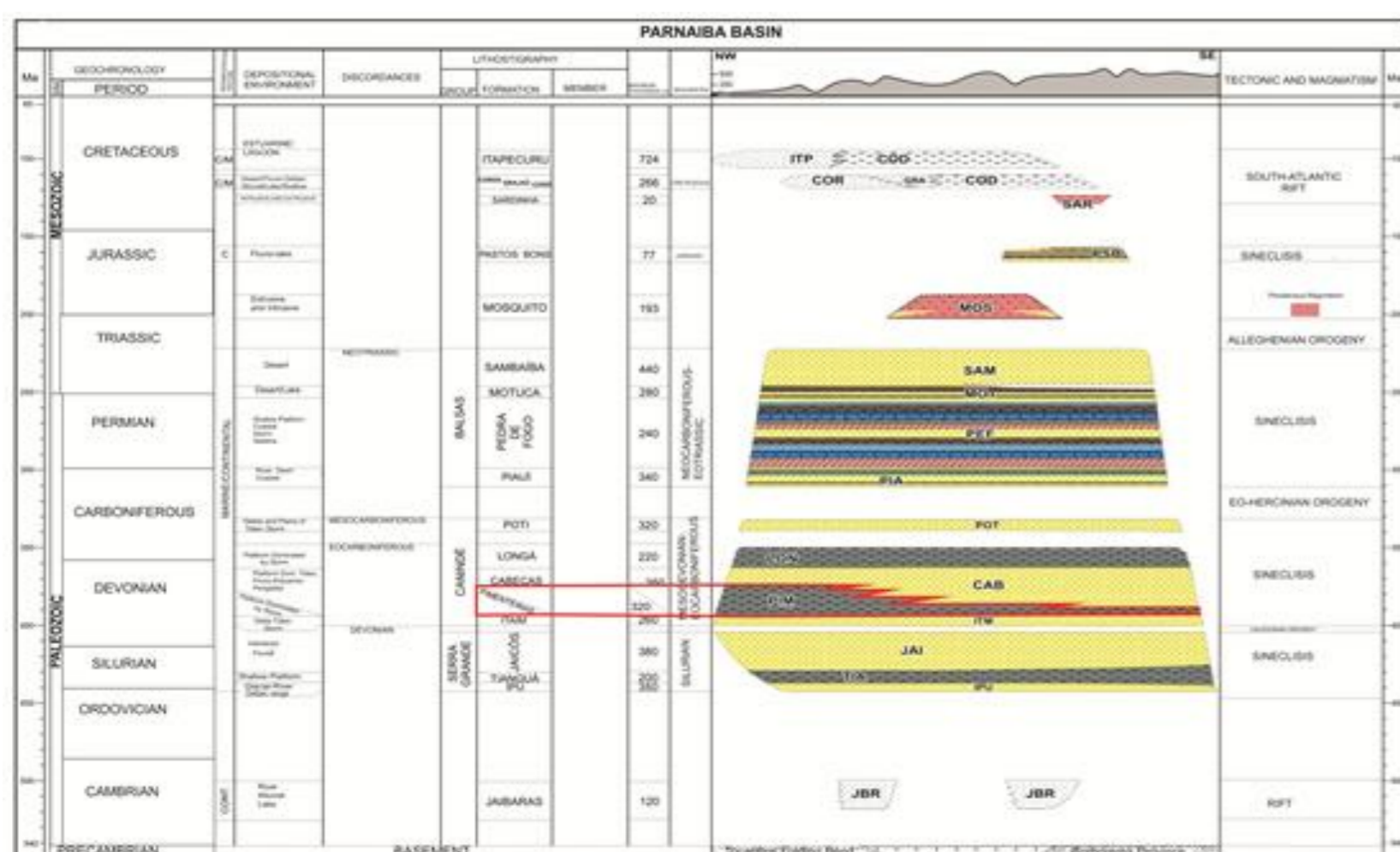


Fig 2. Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba mostrando suas litologias, ambiente deposicional e os principais eventos tectônica (mod. Vaz et al., 2007).

## Metodologia

Foram usados os parâmetros geoquímicos, Carbono Orgânico Total (COT) e pirólise Rock-Eval dos poços perfurados e analisada a Formação Pimenteiras. As análises foram feitas em 17 poços onde ocorre a intrusão ígnea de diabásio localizados no centro da Bacia (Fig. 3), com 502 amostras cedidas pela ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). É importante realçar que foram fornecidos um banco de dados com dados geoquímicos destes poços pela ANP, responsável pelas análises de COT e Pirólise Rock-Eval.

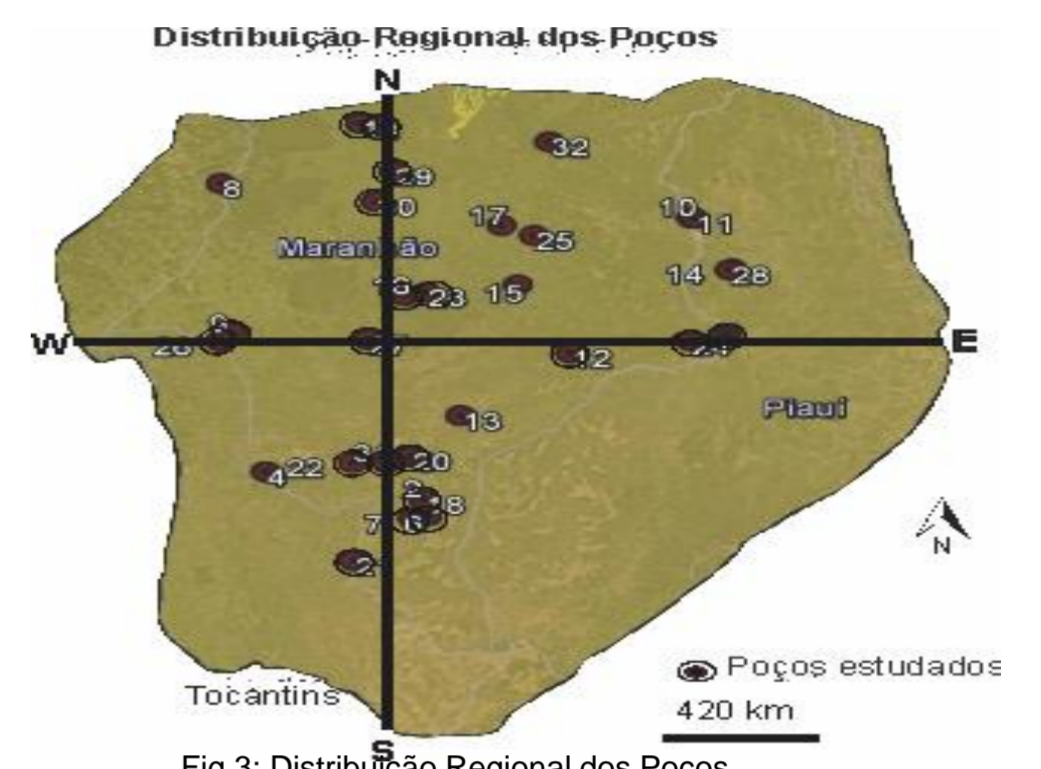


Fig 3: Distribuição Regional dos Poços

## Resultados

Com o resultado dessas análises, constatou-se que os poços avaliados têm Carbono Orgânico Total (COT) variando entre 0.01-4,7wt%. Com querogênios tipos II e III que correspondem ao ambiente marinho com transição para continental, este tem potencial para a geração de gás natural. Essa variação do COT pode estar relacionada com a intrusão ígnea que afeta a matéria orgânica sedimentar da Bacia, contribuindo assim para a maturação da matéria orgânica. A pirólise Rock-Eval dos 17 poços mostrou uma variação dos valores de S1-Hidrocarbonetos livres, entre 0,01-3,2 (mg HC/g rocha) classificado de bom a muito bom em potencial de geração de hidrocarbonetos ao passo que S2-Hidrocarbonetos liberados entre 0,01-14,9 (mg HC/g rocha) que corresponde de intermediário à muito bom em potencial de geração de hidrocarbonetos (Peter e Cassa, 1994). O índice de hidrogênio dos poços com intrusão varia de 0,6-638,3 (mg HC/g COT) contendo os querogênios tipos II/III, III e IV e a temperatura máxima (Tmax) entre 0-516 ( C) classificando a matéria orgânica como imatura, madura e supermatura respectivamente (Peter and Cassa, 1994).

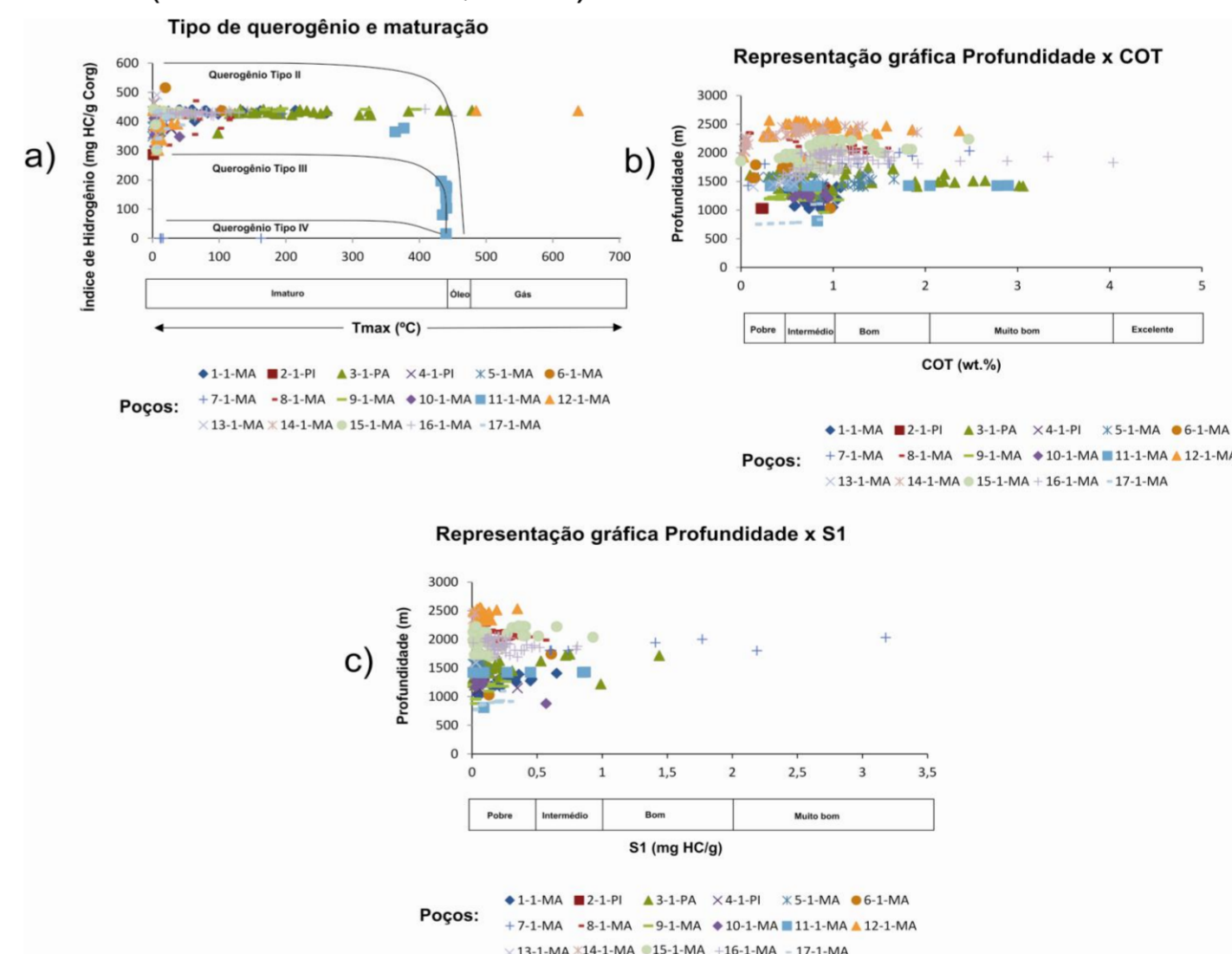


Fig 4. Gráficos das variações de Profundidade/COT, IH/Tmax, e Profundidade/S1.

## Conclusões

Feito a avaliação sobre o potencial de geração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, chegou-se as seguinte conclusão:

- Os poços mostraram um Carbono Orgânico Total (COT) variando entre 0.01-4,7wt% que pode estar relacionada com a intrusão ígnea que afetou provavelmente a maturação da matéria orgânica. O querogênio é tipo II e III que corresponde ao ambiente marinho com transição para continental, tendo potencial para a geração de gás natural.
- Os valores de S1-Hidrocarbonetos dos poços analisados mostrou uma variação entre 0,01-3,2 (mg HC/g rocha) classificado de bom a muito bom em potencial de geração de hidrocarbonetos .
- O índice de hidrogênio dos poços varia de 0,6-638,3 (mg HC/g COT) e Tmax entre 0-516 ( C) classificando a matéria orgânica como imatura, madura e supermatura respectivamente.

## Referências

VAZ, P.T., REZENDE, N.G.A.M., WANDERLEY FILHO, J., R., TRAVASSOS, W.A.S., (2007) Bacia do Parnaíba, Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 253-263, 11p.  
SILVA, A.J.P., LOPES, R.C., VASCONCELOS, A.M., BAHIA, R.B.C., (2003) Bacias Sedimentares Paleozóicas e Meso-Cenozóicas Interiores-Paleozóico and Meso-Cenozoic Sedimentary Basins, CPRM-Serviço Geológico do Brasil, 31p.  
GOES, A.M.O., FEIJÓ, F.J., (1994) Bacia do Parnaíba. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v.8, n. 1, p. 57-67, 11p.  
ANP- Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (2015), Brasil, 13ª Rodada de Licitações de Petróleo e Gás, Sumário das Bacias Sedimentares ANP, Brasil, 16p.  
Peters K.E., Cassa M.R., (1994) Applied Source Rock Geochemistry, Mobil Exploration and Producing Technical Center, Dallas, Texas, USA, pp: 93-115.  
ALMEIDA, F. F. M.; CARNEIRO, C. D. R. Inundações marinhas fanerozóicas no Brasil e recursos minerais associados. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES, B. B. (Org.). Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo: Beca, 2004. p.43-58.