

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



TÍTULO DO TRABALHO:

DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS GEOQUÍMICOS EM AMOSTRAS DE ROCHAS GERADORAS DA BACIA DO PARNAÍBA

AUTORES:

Eileen Rocío Niño Zambrano, Rui Jesus Lorenzo Garcia, Olivia Maria Cordeiro de Oliveira, Hélio Jorge Portugal Severiano Ribeiro.

INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (POSPETRO), Instituto de Geociências, UFBA

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.

DETERMINAÇÃO DE PARÂMETROS GEOQUÍMICOS EM AMOSTRAS DE ROCHAS GERADORAS DA BACIA DO PARNAÍBA

Abstract

The main aim of this research is the geochemical characterization of source rocks of the Parnaíba basin deposited in a shallow-platform environment (GÓES and FEIJÓ, 1994). Tianguá Formation is considered as one of the generating units of crude oil from the Parnaíba Basin (GÓES et al., 1990), and is part of the group of intracratonic basins, Brazilian Paleozoic. Geochemical characterization of the Parnaíba Basin was first described by Rodrigues (1995). The present work focuses for the Tianguá Formation, in the transgressive systems tract and part of the systems of high sea level. Tianguá Formation represents the maximum flooding surface of the Silurian. Shales are at a depth less than the top of mature area. Therefore, the thermal evolution achieved by subsidence is not compatible with the production of crude oil. In the case of source rocks with a unconventional model whose maturity was coming from the heat of igneous intrusions (Rodrigues 1995), called Mosquito and Sardinha Formation. In this research were collected eight shale samples in a single point of outcrop of Tianguá Formation, the collections were performed in sequential intervals of one meter. The sequential sampling aims to study the variability of the geochemical parameters of Tianguá Formation, through the techniques of TOC and Rock-Eval pyrolysis. For the Tianguá Formation, the TOC values range from 0,65% - 1,88%. The values of the Rock-Eval pyrolysis analysis suggests that the samples are classified with potential generator between regular and good. These values are characteristic of type II kerogen. Around of 37% of the samples are classified as type II/III kerogen which indicates potential generator of oil and gas. All samples in the study area were thermally immature, indicating stage of diagenesis. Therefore, the samples doesn't have enough thermal maturation to generate hydrocarbons.

Introdução

A Bacia do Parnaíba está localizada na região nordeste ocidental brasileira. Esta bacia ocupa uma área de cerca de 600.000 km² e abrange a quase totalidade dos estados do Maranhão e Piauí e pequenas faixas do Pará, Ceará, Tocantins, Goiás e Bahia.

A caracterização geoquímica da Bacia do Parnaíba foi descrita pela primeira vez por Rodrigues (1995) e constitui a principal referência para a geoquímica orgânica da bacia. O trabalho citado na Bacia do Parnaíba revelou que no topo do trato de sistemas transgressivos existem folhelhos ricos em matéria orgânica.

A Formação Tianguá representa a superfície de inundação máxima do Siluriano. Os folhelhos encontram-se em uma profundidade menor que o topo da zona madura. Portanto, a evolução térmica alcançada por subsidência não é compatível com a geração de petróleo. Tratando-se de um modelo de rochas geradoras não convencionais cuja maturação foi oriunda do calor das intrusões ígneas (RODRIGUES 1995), denominadas de Formação Mosquito e Sardinha.

Com o objetivo de contribuir para o conhecimento geoquímico dos folhelhos da bacia do Parnaíba, nesta pesquisa foram coletadas oito amostras de folhelhos na borda oeste da bacia, em um ponto de afloramento da Fm. Tianguá. A coleta foi realizada em intervalos sequenciais de um metro. A amostragem sequencial tem o intuito de estudar a variabilidade dos parâmetros geoquímicos com as técnicas de COT e Pirólise Rock-Eval.

Metodologia

O trabalho de campo foi realizado em afloramentos da formação Tianguá na borda oeste da bacia do Parnaíba, no estado do Tocantins. Estes afloramentos foram escolhidos baseados em trabalhos prévios realizados por Rodrigues (1995) e Parra (2012). Foram coletadas 8 amostras de rochas, em intervalos sequenciais de um metro verticalmente e lateralmente dentro dos afloramentos.

Inicialmente as amostras de rocha foram limpas, eliminando-se as impurezas, depois foram pulverizadas e guardadas em frasco limpos de vidro, com capacidade de 300 g. Posteriormente, as amostras foram pulverizadas até uma granulometria de 80 mesh.

Para o ensaio de COT (carbono orgânico total) foi utilizada 1 grama de cada amostra. As amostras foram tratadas com ácido clorídrico (HCl) para eliminação dos carbonatos. Após essa etapa, as mesmas foram lavadas com água quente para eliminação dos cloretos. Após secagem as amostras foram pesadas e levadas à combustão em um analisador marca LECO 628. Este equipamento tem um detector infravermelho, que determina a quantidade de carbono contido na amostra em valores C % em peso.

Para avaliarmos o nível de maturação, tipo de matéria orgânica e potencial gerador de petróleo, foram utilizados aproximadamente de 15 a 20 mg de rochas pulverizadas na técnica de Pirólise *Rock-eval*. Através da utilização dessa técnica, foram evidenciados os hidrocarbonetos livres contidos na rocha (S1), o potencial gerador de hidrocarbonetos (S2) e a temperatura máxima em que ocorre o craqueamento do querogênio (Tmax).

Resultados e Discussão

Como contribuição ao conhecimento geoquímico da bacia do Parnaíba, o estudo objetiva a análise de Carbono orgânico total (COT) e Pirólise *Rock-eval*, em amostras da formação Tianguá. Um total de 8 amostras foram coletadas sequencialmente, a cada metro, em um ponto do afloramento na região do Tocantins, na borda oeste da bacia do Parnaíba.

Os resultados obtidos revelaram o potencial gerador de petróleo e o grau de maturidade termal dos folhelhos, além do provável tipo de matéria orgânica depositada e as condições paleoambientais de deposição.

Quantidade da Matéria Orgânica

Mediante a análise do COT foi avaliada a quantidade de matéria orgânica presente nas amostras. Com valores que variaram entre 0,62% e 1,88%. Os valores são apresentados seguidamente na **tabela 1**.

Amostra	COT (%)	S1 (mg HC/g rocha)	S2 (mg HC/g rocha)	Tmax (%)	IH (mg HC/g COT)	IO (mg CO ₂ /g rocha)
PA-1	1,88	0	7,24	416	385,11	20,21
PA-2	1,58	0	5,68	429	359,49	40,51
PA-3	0,75	0	1,85	428	246,67	36,00

PA-4	0,83	0	2,62	427	315,66	20,48
PA-5	0,78	0	1,89	428	242,31	37,18
PA-6	0,62	0	1,06	430	170,97	29,03
PA-7	1,04	0	3,61	428	347,12	16,35
PA-8	0,77	0	1,98	428	257,14	51,95

Tabela 1- Resultados do COT, Tmax, S1, S2, IH e IO nas amostras

Baseados nos valores propostos por Peters e Cassa (1994), observado na figura 1 a distribuição das amostras através da quantidade da matéria orgânica.

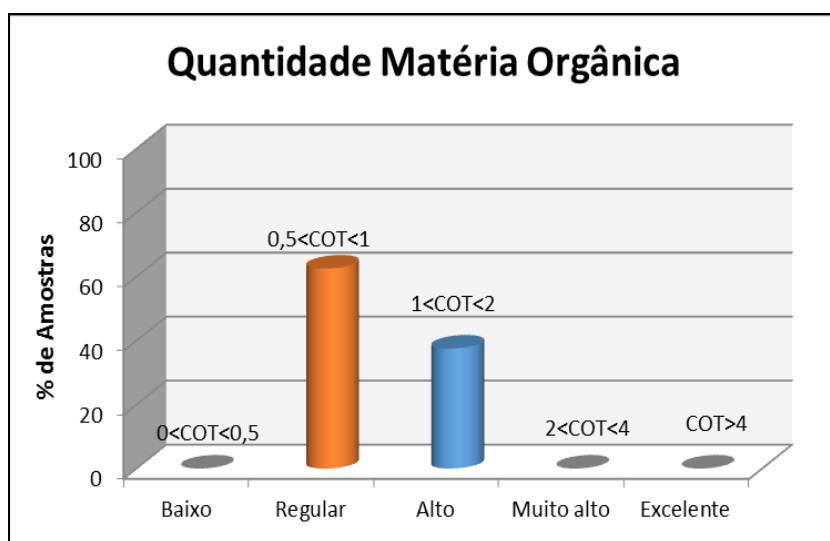


Figura 1- Distribuição das amostras com base na quantidade da Matéria orgânica (COT) conforme valores propostos por Peters e Cassa (1994)

Observou-se que os valores de COT nas amostras são equivalentes ao potencial gerador entre regular e alto. Onde 62,5% amostras são classificadas com potencial gerador regular (0,5%- 1%).

Qualidade da Matéria Orgânica

Com a técnica da Pirólise *Rock-eval* é possível avaliar a qualidade da matéria orgânica através dos parâmetros S1, S2 e IH. Observou-se na tabela 1, que os valores do S1 para todas as amostras são zero, o que indica que as amostras não possuem hidrocarbonetos livres característicos da geração de óleo.

Apresentam-se na figura 2 a distribuição das amostras segundo os intervalos propostos por Peters e Cassa (1994) na avaliação da qualidade da matéria orgânica.

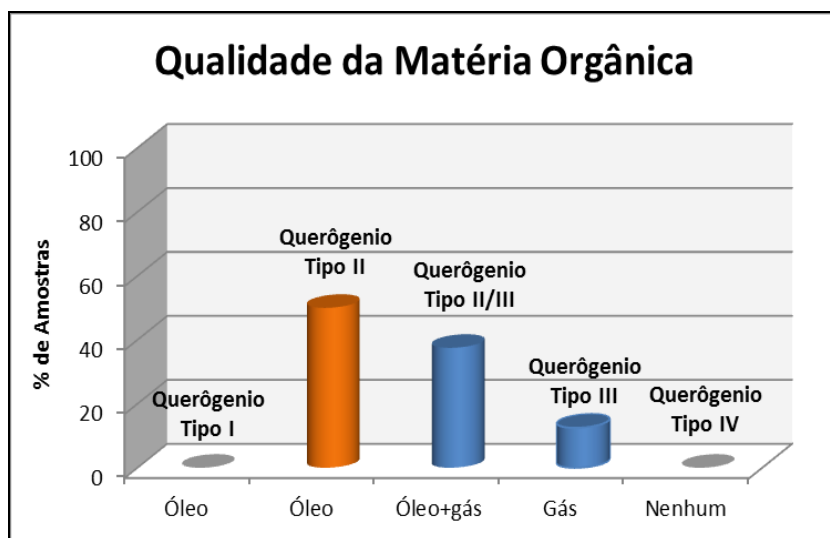


Figura 2- Distribuição das amostras com base na qualidade da Matéria orgânica baseados nos valores propostos por Peters e Cassa (1994)

Os resultados obtidos são predominantes do querogênio tipo II, com valores de índice de hidrogênio (IH) entre 300 e 600 mg HC/g COT. Indicando matéria orgânica de origem planctônica, com aporte de algas e um paleoambiente deposicional marinho. Espera-se conforme os resultados encontrados e existindo as condições adequadas, a provável geração de óleo. Um percentual de 38% das amostras foi característico de querogênio tipo II/III, correspondente a valores de IH entre 200 -300 mg HC/g COT , para um ambiente deposicional marinho terrestre. Por ultimo, com 13% encontra-se o querogênio tipo III, com valores de IH entre 50-200 mg HC/g COT. Nenhuma amostra foi classificada dentro dos tipos de querogênio I e IV.

Maturidade Termal

A maturidade termal foi avaliada pelo parâmetro de temperatura máxima (Tmax) resultante da Pirólise *Rock-eval*. A Tmax é a temperatura na qual ocorre maior geração de petróleo durante a pirólise.

A **figura 3** apresenta o parâmetro de índice de hidrogênio (IH) versus a temperatura máxima (Tmax).

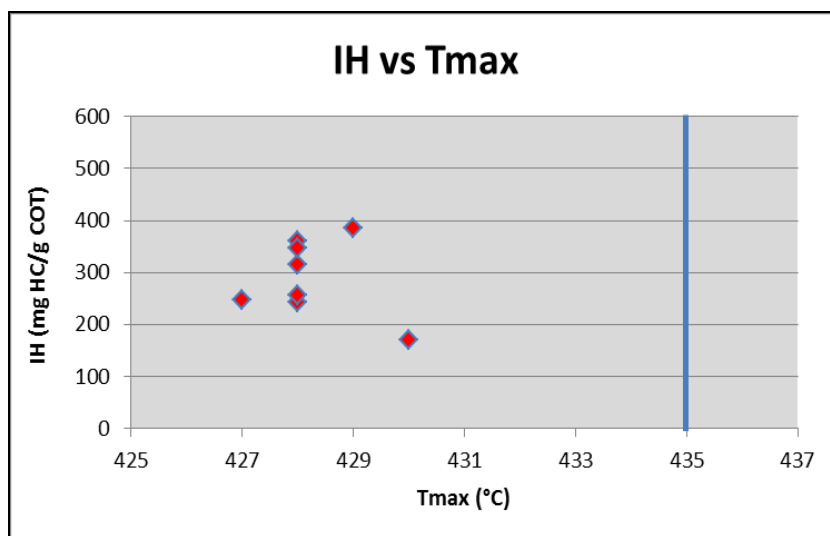


Figura 3- Maturidade termal das amostras de acordo com os valores propostos por Peters e Cassa (1994)

As amostras da formação Tianguá, na área estudada são termicamente imaturas com temperaturas máximas, menores do que 435 °C, segundo os valores reportados por Peters e Cassa (1994). Portanto, as amostras encontram-se na etapa de diagênese, sugerindo que as amostras encontram-se na fase imatura. Na figura 3 observa-se que os valores de Tmax são similares, devido a não estarem expostas a processos térmicos.

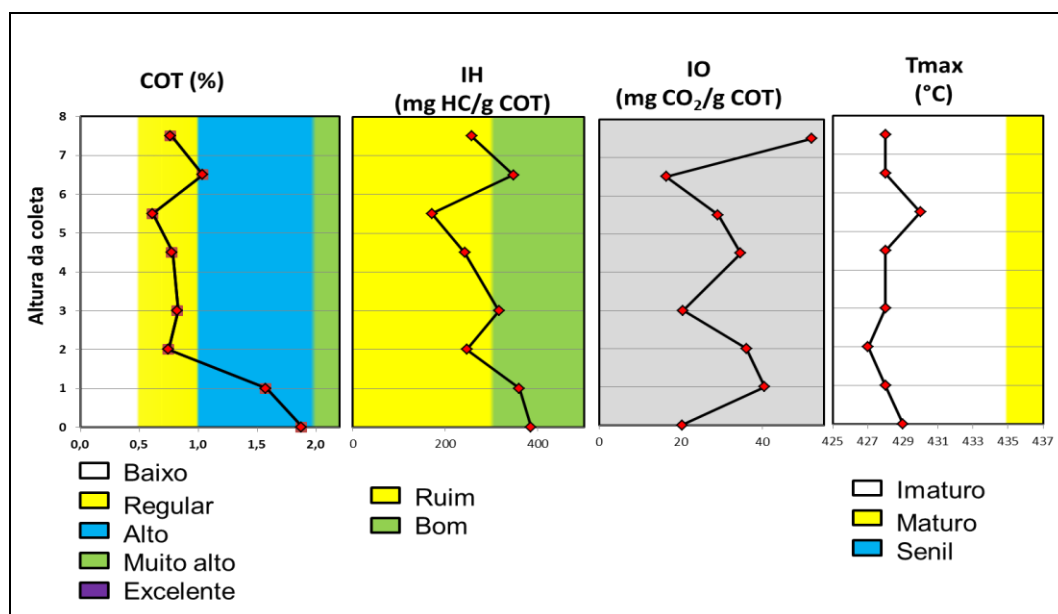


Figura 4 Efeito do deslocamento vertical das amostras com respeito aos parâmetros do COT, IH, IO e Temperatura máxima (Tmax).

Na **figura 4**, no gráfico do COT os valores mais altos estão nas amostras perto da base do afloramento, com potencial alto de geração. As amostras restantes apresentam valores similares. O gráfico do IH apresentou um comportamento análogo ao do COT, com valores mais elevados para as amostras perto da base do afloramento (amostra PA-7). O gráfico de índice de hidrogênio (IO) apresenta menores valores para as amostras PA-1, PA-3 e PA-7. Por outra parte, no gráfico de Tmax todas as amostras são imaturas independentemente da altura.

Conclusões

A quantidade da matéria orgânica presente nas amostras de rocha do afloramento, através dos valores de COT, mostram um potencial gerador de óleo entre regular e alto.

Enquanto à qualidade da matéria orgânica sugere-se predominância do querogênio tipo II, com possível geração de óleo, indicando paleoambiente deposicional marinho.

Todas as amostras na área estudada são termicamente imaturas, estão na etapa de diagênese. Portanto, não apresentam a maturação termal suficiente para gerar hidrocarbonetos.

Cabe ressaltar, que estas informações, apresentam um primeiro cenário, que podem ser confirmadas com o uso da técnica de cromatografia gasosa, com detector de massa, através do estudo de biomarcadores saturados.

Agradecimentos

Agradecemos a CAPES, BG Brasil pelo apoio financeiro e LEPETRO/IGEO/UFBA pela infraestrutura utilizada nesta pesquisa. Ao professor René Rodrigues pelas análises do COT e Pirólise *Rock-eval* realizadas nas amostras deste trabalho.

Referências Bibliográficas

GÓES, A. M. de O.; FEIJÓ F. J. Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da PETROBRÁS**. v. 8, n. 1, p. 57-67, 1994.

PARRA, C. J. O. **Caracterização geoquímica através de biomarcadores de amostras de afloramentos da Formação Pimenteiras (Devoniano) da borda oeste da Bacia do Parnaíba**. 2012. 178 p. Dissertação Mestrado em Engenharia de Reservatório e de Exploração, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro, Brasil.

PETERS, K. E., CASSA, M. R. **Applied Source Rock Geochemistry**. In: Magoon L. B., Dow W., *The petroleum system from source to trap*. p. 93-120, 1994.

PETERS, K. E.; MOLDOWAN, J. M. **The biomarker guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments**. Prentice Hall, Englewood Cliffs: New Jersey, 363p. 1993.

PETERS, K. E.; WALTERS, C. C.; MOLDOWAN, J. M. (2007). **The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History**, 2 ed. v. 2. New York: Cambridge University Press, 2007.

RODRIGUES, R. **A geoquímica orgânica da bacia do Parnaíba**. 1995. 226 p. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil.

TISSOT B.; WELTE, D. H. **Petroleum formation and occurrence: a new approach to oil and gas exploration**. 2 ed. Heidelberg: Springer Verlag. 699 p, 1984.