

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



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDOS GEOQUÍMICOS DA FORMAÇÃO SANTA BRÍGIDA, PERMIANO DA SUB-BACIA DO TUCANO NORTE, BRASIL, VISANDO A AVALIAÇÃO DE SUA POTENCIALIDADE COMO GERADORA DE PETRÓLEO

AUTORES:

¹Urânia Catarina Freire Fagundes de Brito Conceição, ²Antônio Fernando de Souza Queiroz, ³ Helio Jorge Portugal Severiano Ribeiro, ⁴Luiz Carlos Lobato dos Santos, ⁵José Roberto Cerqueira, ⁶Ilene Matanó Abreu

¹Bolsista FAPEX, ubrito_geologia@hotmail.com – Curso de Graduação em Geologia, Universidade Federal da Bahia (UFBA), ²Departamento de Oceanografia (DOcean) / Instituto de Geociências (IGEO) / POSPETRO/UFBA, ³ DOcean/IGEO/POSPETRO/UFBA, ⁴Departamento de Ciência e Tecnologia dos Materiais (DCTM) / Escola Politécnica (EP) / UFBA, ⁵DOcean/IGEO/POSPETRO/UFBA, ⁶PNPD/CAPES-POSPETRO/UFBA

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal da Bahia

ESTUDOS GEOQUÍMICOS DA FORMAÇÃO SANTA BRÍGIDA, PERMIANO DA SUB-BACIA DO TUCANO NORTE, BRASIL, VISANDO A AVALIAÇÃO DE SUA POTENCIALIDADE COMO GERADORA DE PETRÓLEO

Abstract

This study aims to evaluate the potential of Santa Brígida formation (the Permian Sub-Basin North Tucano) as oil source rock, and check for a possible petroleum system in that compartment of the basin. In lithological terms, the old Permian pelites of Santa Brígida formation, equivalent to Inga Member, are correlated with other pelitic sequences of Paleozoic basins of Brazil, especially in the Paraná Basin. Moreover, preliminary studies indicate that pelites of Inga Member show good source potential for hydrocarbon. Field trips have conducted and samples were collected on outcrops of Santa Brígida, Inajá and Curituba formations. Clay and sandy rock samples present fractures filled by dark material indicating the probable presence of oil. Pelites samples were analysed by total organic carbon (TOC). Those who had good source potential were extracted and further analyses will be done in order to determine their biomarkers. The biomarkers of oil extracted from sandstone samples will be compared to those of the shales Fm. Santa Brígida, thereby determining possible origin from that petroleum.

Keywords: oil system, Inga Member, Santa Brígida formation.

Introdução

A Bacia do Tucano é a porção maior do *rift* continental do Recôncavo-Tucano-Jatobá, que se instalou no limite entre duas províncias tectônicas, a província da Borborema e São Francisco compostas por blocos arqueanos e paleoproterozóicos, orientando-se na direção sudoeste-nordeste em uma faixa sedimentar que se prolonga do Recôncavo baiano à Bacia de Jatobá, já em território pernambucano. O substrato da Sub-Bacia de Tucano Norte é representado por um complexo metamórfico de rochas pré-cambrianas de alto grau metamórfico (terreno Canindé-Marancó e terreno Pernambuco-Alagoas), sendo recoberto por sedimentos do Siluriano (Fm. Tacaratu), folhelhos do Carbonífero (Fm. Curituba), pelitos e arenitos eólicos da Fm. Santa Brígida (Permiano), objetivo do nosso estudo composta pelos membros Ingá e Caldeirão, sedimentos do Jurássico e por fim uma espessa seção de sedimentos do Cretáceo Inferior onde se destacam os folhelhos geradores da Fm. Candeias. Os estudos voltados para a exploração de petróleo iniciaram em 1939, na Bacia do Recôncavo, desde então as sub-bacias de Tucano Sul, Tucano Central, Tucano Norte bem como a Bacia de Jatobá foram objeto de várias campanhas exploratórias, sendo que, com exceção da grande província petrolífera do Recôncavo, apenas na Sub-Bacia de Tucano Sul se obteve alguns resultados positivos.

Na porção leste da Sub-Bacia de Tucano Norte, nos arredores do município de Santa Brígida - Bahia, afloram sedimentos paleozoicos com grande importância para a prospecção de petróleo. Trata-se de pelitos permianos ricos em matéria orgânica descrito no mapeamento de Ghignone (1963). Para a comprovação da existência de um sistema petrolífero eficiente é necessário que existam elementos e processos geológicos necessários para geração, migração, traçamento e a acumulação de hidrocarbonetos. Em outras palavras, a existência de um sistema petrolífero está condicionada à presença dos seguintes elementos: (i) rochas geradoras maduras; (ii) rochas reservatórios (iii) rochas

selantes; (iv) processo de migração; (v) processo de acumulação; (vi) lapso de tempo geológico; e (vii) interação entre os elementos enumerados. Por outro lado, a presença de qualquer quantidade de hidrocarbonetos termogênicos já configura a existência de um sistema petrolífero, confirmando a presença da rocha geradora. Além do mais, para uma rocha ser considerada geradora o carbono orgânico total (COT) deve ser superior a 1%, segundo Tissot e Welte, 1984.

Amostras coletadas em superfície da Formação Santa Brígida (Membro Ingá), na Sub-Bacia de Tucano Norte, a avaliação geoquímica desenvolvida por Trindade *et al.*, (1985), revelou altos potenciais geradores e maturação térmica próxima da janela de geração. E, apesar de ter sido demonstrada através de análises do COT, em pelitos do Mb. Ingá o potencial gerador em média é 3%, além de notícias sobre exsudações de gás, ainda é pouco o conhecimento a respeito de sua potencialidade como rocha geradora de petróleo.

Através do resultado obtido pela cromatografia gasosa, principalmente da razão pristano/fitano, podemos comprovar a fonte da matéria orgânica, interpretar o provável ambiente de deposição e obter o nível da maturação através também das razões pristano/ nC_{17} e fitano/ nC_{18} . Com o aumento da maturação ocorre o aumento de n -parafinas o que resulta em valores menores que 1, que indicam a presença de óleos maduros.

Com a constatação da existência de rochas potencialmente geradoras de hidrocarbonetos na Sub-bacia do Tucano Norte torna-se interessante avaliar a potencialidade de geração de petróleo desses folhelhos, como uma alternativa a mais de rocha geradora para aquela região, além da Formação Candeias. Portanto, foram utilizadas amostras de folhelhos e de material oleoso de exsudações, para análises de geoquímica e petroquímica. E os dados obtidos estão alimentando um banco de dados e redação de textos científicos (monografia de graduação, artigos científicos e trabalhos para congressos).

Metodologia

Na fase inicial do trabalho foi feito o levantamento bibliográfico sobre a geologia da Bacia do Tucano e Jatobá e foram planejados os trabalhos de campo. Na segunda fase ocorreram duas campanhas de campo com coletas de amostras de pelitos e rochas com possibilidade de conterem óleo exsudado em afloramentos das formações Santa Brígida, Inajá e Curitiba. Foram feitos os trabalhos de laboratório com as seguintes sequências analíticas como demonstrado na figura 1:

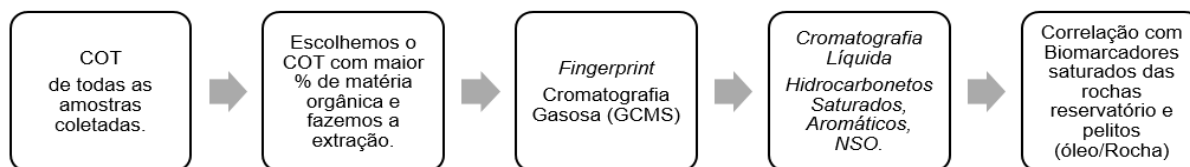


Figura 1 - Protocolo analítico para amostras de rochas argilosas coletadas nas formações Santa Brígida e Curitiba, comprovando a existência de rocha potencialmente geradora.

Estes processos analíticos foram realizados no LEPETRO sob a supervisão de um geoquímico de petróleo e consta as seguintes fases: as amostras das rochas coletadas (pelitos e arenitos), seguiram por uma sequência analítica de secagem, moagem, seguindo os métodos analíticos propostos:

- *Carbono Orgânico Total:* A amostra foi macerada e peneirada na peneira de 80 mesh. Logo, tratada com ácido clorídrico (HCl), água fervendo e secada, para descarbonatação. Posteriormente, foi pesada e levada à combustão em um analisador da marca LECO. Este equipamento tem um detector infravermelho, que determina a quantidade de carbono orgânico, nitrogênio e enxofre contido na amostra, em valores de % em peso como mostrado e descrito no protocolo analítico da figura 2.
- *Extração Soxhlet:* O material orgânico foi extraído das amostras que apresentaram maior potencial gerador. Assim mesmo, para as amostras com óleo exsudado. Neste processo é removido enxofre elementar. O betume foi extraído da rocha com diclorometano (CH_2Cl_2) em aparelhagem tipo Soxhlet. Os extratos foram concentrados com o evaporador rotatório.

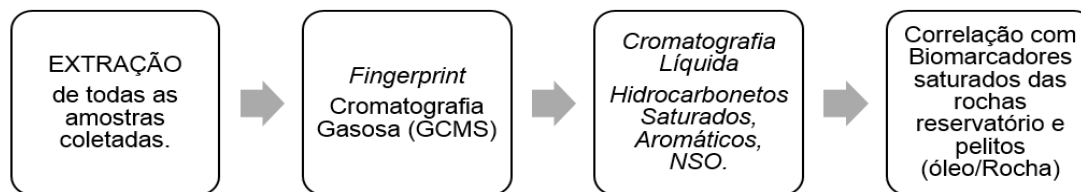


Figura 2 - Protocolo analítico para amostras nas exsudações da formação Santa Brígida, Curitiba e Inajá. Os resultados da cromatografia gasosa indicam óleo de origem terrestre.

- *Cromatografia gasosa:* As caracterizações das frações dos hidrocarbonetos saturados foram extraídas e na cromatografia gasosa GC/MS CP 3800, marca Varian, Saturn 2200 com detectores de FID e espectrometria de massas. Onde os hidrocarbonetos saturados foram identificados e quantificados. Com os dados obtidos foram realizados cálculos de razões entre alcanos com diferentes números de carbonos (como Pristano/ $n\text{-C}_{17}$ e Pristano/Fitano). Sendo estas, indicadoras do grau de maturação da matéria orgânica e ambiente deposicional.
- *Cromatografia Líquida preparativa:* Numa coluna de vidro foi adicionado uma suspensão sílica e alumina em n -hexano. Com auxílio de uma pipeta Pasteur foi transferido betume para a coluna. Com o objetivo de separar as frações e seguir a sequência de diluição: 20 ml de n -hexano (hidrocarbonetos saturados); 12 ml n -hexano e 8 ml tolueno (hidrocarbonetos aromáticos); por último, 12 ml n -hexano e 8 ml metanol (compostos polares). Após separar as frações foram concentradas num evaporador rotatório.

A alimentação de um banco de dados foram os trabalhos de escritório final: Os dados obtidos estão alimentando um Banco de Dados, a partir de softwares livres, de fácil aquisição, utilização e interpretação de resultados: Foram utilizados tratamentos estatísticos dos dados, através do Excel. Redação de textos: científicos/técnicos/material de divulgação, depósito de patente (s) e redação de textos científicos: Técnico (s) Parciais e Finais.

Resultados e Discussões

A partir dos objetivos propostos, foram gerados os resultados atualizados de rochas geradoras da formação Santa Brígida da Sub-Bacia do Tucano Norte relacionados ao teor de Carbono Orgânico Total, Nitrogênio Total e Enxofre Total, também resultados da cromatografia gasosa, cromatografia líquida e biomarcadores saturados dos extratos orgânicos e petróleo.

Com análise das amostras de folhelhos e arenitos foram determinados os teores de carbono orgânico total (COT), nitrogênio total (NT) e enxofre total (ST) apresentados na tabela 1. Os maiores valores do COT variam entre 1,88 e 3,10%. Uma das formas de se avaliar a origem da matéria orgânica nos

sedimentos é através da razão COT/NT (Carbono Orgânico Total/Nitrogênio Total) que resultou no valor de 31, valores maiores que 20 indicam aportes terrestres e presença de plantas superiores (Rodrigues et al., 2000). Outro parâmetro aplicado foi a razão COT/ST (Carbono Orgânico Total/Enxofre Total), indicativo de oxidação se o ambiente deposicional teve caráter redutor ou oxidante. Confirmando o ambiente oxidante com valores maiores que 2,8.

AMOSTRAS DA BACIA DO TUCANO e JATOBÁ - SEDIMENTOS			
AMOSTRA	% CARBONO	% NITROGENIO	% ENXOFRE
Sb 01 AI	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 AII	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 B	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 C	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 D	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 E	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 F	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 GI	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 GII	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 H	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 I	<0.04	< 0.1	0,05
Sb 01 J	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 01 L	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 02 A	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 02 B	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 02 C	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 03 A	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 04 A	3,10	< 0.1	<0.05
Sb 04 B	1,89	< 0.1	<0.05
R Sb 04 B	1,88	*	*
Sb 04 C	<0.04	< 0.1	<0.05
R Sb 04 C	<0.04	*	*
Sb 05 A	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 05 B	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 05 C	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 06 A	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 06 B	<0.04	< 0.1	<0.05
Sb 06 C	<0.04	< 0.1	<0.05
Afl 09 A	<0.04	< 0.1	<0.05
Afl 10 A	<0.04	< 0.1	0,09
Afl 10 B	<0.04	< 0.1	<0.05

Legenda: Sb (Santa Brígida), RSb (Réplica Santa Brígida) e Afl (Afloramento)

Tabela 1 – Valores do Carbono Orgânico Total (COT), Nitrogênio Total (NT) e Enxofre Total (ST) relativos a sedimentos coletados no segundo trabalho de campo na sub-bacia do Tucano Norte, confirmando a presença de rocha potencialmente geradora, apresentando o valor do COT 3,10, da amostra Sb 04 A, que foi injetada na cromatografia gasosa e interpretado o seu fingerprint.

Na cromatografia gasosa a identificação dos *n*-alcanos e alcanos isoprenóides é usada para identificarmos a origem da matéria orgânica, maturação térmica e biodegradação através das razões pristano/*n*-C₁₇ e fitano/ *n*-C₁₈ > 1, a razão da predominância de plantas terrestre/aquática RTA= C₂₇ + C₂₉ + C₃₁/C₁₅ + C₁₇ + C₁₉ que resultou no valor de 2,83 (Bourbonniere e Meyers, 1996) confirmam que valores maiores que 1 predomina a matéria de origem terrestre e o Índice Preferencial de Carbono (IPC) é uma medida da quantidade de hidrocarbonetos *n*-alcanos com número ímpar de carbono em

relação aos de número par, inseridos na faixa de C₂₅ até C₃₄ indicando grau de maturação vide figura 3. A razão dos alcanos isoprenóides pristano/fitano 0,8 mostrando que a contribuição é petrogênica e ambiente de deposição óxido (Peters et. Al. 2005) e *n*-C₂₉ é o maior pico do fingerprint da amostra Sb 04 A vide figura 4:

$$\text{IPC} = \frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33} \quad \text{ímpar}}{C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34} \quad \text{par}}$$

Figura 3 - Equação IPC (PETERS; MOLDOWAN, 2005)

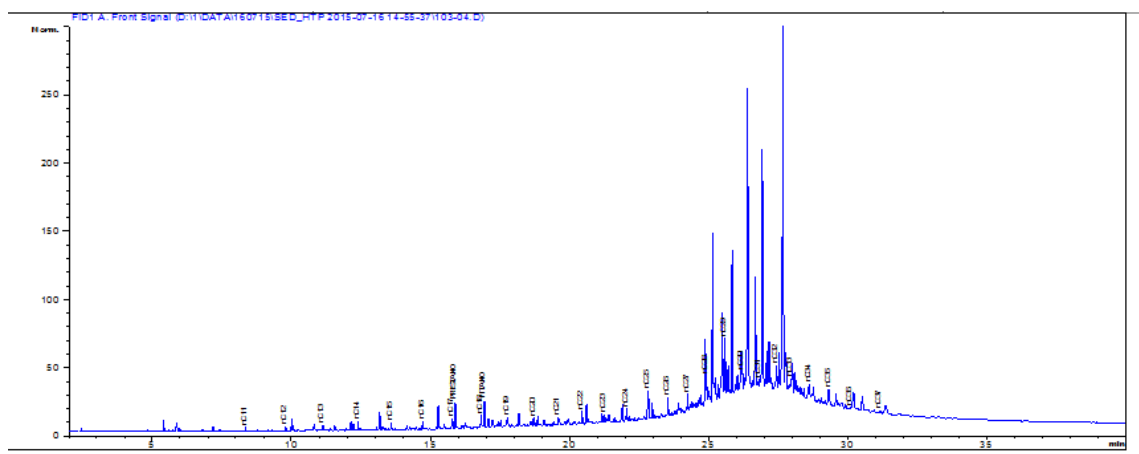


Figura 4 - Cromatograma do óleo total e fingerprint da amostra Sb 04 A da Sub-Bacia do Tucano Norte coletada no ponto 04, os laminitos silicificados em camadas alternando cores cinza e brancas que apresentam maiores silicificação. Foi possível analisar geoquimicamente essas amostras com presença de material asfáltico apresentando COT de 3%. Aqui é possível visualizar os componentes de baixo e alto peso molecular, o envelope de alcanos e o UCM (misturas complexas não resolvidas).

Conclusões

Tendo constatado a ocorrência de rochas com potencial gerador (comprovado através de análises geoquímicas como o valor do COT de 3,10% e fingerprings) em amostras coletadas na Formação Santa Brígida, Mb. Ingá, na Sub-Bacia do Tucano Norte. Essa matéria orgânica entrou em processo de maturação para produção de hidrocarbonetos como comprovado através da análise de HTP (hidrocarbonetos totais de petróleo). Existem presença de biomarcadores no extrato térmico, sugerindo geração de hidrocarbonetos líquidos porém biodegradados.

Foi identificado que a matéria orgânica presente no sedimento do ponto 04 do membro Ingá da formação Santa Brígida é de aporte terrestre, como comprovado pela razão COT/NT e ambiente oxidante pela razão COT/ST.

Os *n*-alcanos de maior predominância na amostra foram os de cadeia com 25 a 35 átomos de carbono com pico maior do *n*-C₂₉, comprovando origem da matéria orgânica terrestre. Foram calculados os índices de RTA e IPC que confirmaram a origem predominantemente terrestre da matéria orgânica do ambiente em estudo e maturidade igual ou superior ao da janela de geração respectivamente.

A razão pristano/fitano indica que as condições de deposição foram ligeiramente oxidadas e a relação pristano/ n -C₁₇ e fitano/ n -C₁₈ > 1 indicam biodegradação, juntamente com a Mistura Complexa Não Resolvida – MCNR.

A constatação de óleo na Bacia de Jatobá e sub-bacia do Tucano Norte refoça a necessidade de se realizar um programa sísmico específico nas respectivas áreas, melhor definir o embasamento, principalmente definir a seção sedimentar existente na Bacia que comprova a existência de um sistema petrolífero.

As prováveis rochas geradoras na Sub-Bacia do Tucano Norte e Bacia de Jatobá são as margas e pelitos Mb. Ingá da Fm. Santa Brígida (Permiano), e a Fm. Inajá (Devoniano) na Bacia de Jatobá também possui características de rochas geradoras.

Agradecimentos

Os autores agradecem a UFBA pelo apoio institucional e de infraestrutura, a BG E&P Brasil Ltda. pelo apoio financeiro e ao LEPETRO/NEA/IGEO/UFBA pela realização das análises.

Referências Bibliográficas

- BOURBONNIERE, R. A.; MEYER, P. A. **Sediments geolipid records of historical changes in the water sheds and productivities of lakes Ontario and Erie.** Limnology and Oceanography, 1996. 41 v., 252-359 p.
- HECKMANN, J. R.; LANDAU, L.; GONÇALVES, F. T. T.; PEREIRA, R.; DE ALMEIDA AZEVEDO, D. **Avaliação geoquímica de óleos brasileiros com ênfase nos hidrocarbonetos aromáticos.** *Quim. Nova*, Rio de Janeiro, v. 34, n. 8, p. 1328-1333, 2011.
- MILANI, E. J.; BRANDAO, J. A. S. L.; ZALAN, P. V. and GAMBOA, L. A. P. **Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas.** *Rev. Bras. Geof.*[online]. 2000, vol.18, n.3, p. 352-396. ISSN 0102-261X.
- MILANI, E. J.; DAVISON, I. **Basement control and transfer tectonics in the Reconcavo-Tucano-Jatoba rift, northeast Brazil.** *Tectonophysics*, Amsterdam, v. 154, n. 1, p. 41-70, 1988.
- PETERS, K. E.; WALTERS, C. C.; MOLDOWAN, J. M. (2005). **The Biomarker Guide**, v. 2, 2 ed. Inglaterra, Cambridge University Press, 2005.
- RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. **Origem e evolução de Bacias sedimentares.** 2 ed. Rio de Janeiro, PETROBRÁS, p.235-264 1991.
- RODRIGUES, N. R.; MADUREIRA, L. A. S. **Caracterização de biomarcadores nos sedimentos da lagoa do Peri, Ilha de Santa Catarina, SC.** *Acta Limnology Brasiliensis*, 200. 12 v., 113-125 p.
- TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. **Petroleum formation and occurrence.** 2. ed. Rev. e aum. Berlin: Springer-Verlag, 1984. p. 375-423.