

# 6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



## TÍTULO DO TRABALHO:

Caracterização geoquímica das exsudações de óleos na Formação Rio Bonito, região de Criciúma (SC), Bacia do Paraná.

## AUTORES:

Ivan Soares Loutfi, Egberto Pereira, René Rodrigues

## INSTITUIÇÃO:

Universidade do Estado do Rio de Janeiro

*Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.*

## **Caracterização geoquímica das exsudações de óleos na Formação Rio Bonito, região de Criciúma (SC), Bacia do Paraná.**

### **Abstract**

The work aims at the geochemical characterization system and secondly the tectonic stratigraphic responsible for the petroleum oils that occurs in Rio Bonito Formation, in the coalfield of Santa Catarina. Currently, it has been speculated that the geochemical signature of this oil is related to the Irati Formation associated with an unconventional generation model, by the thermal maturation of diabase intrusion, due to source rock insufficient burial. As the Irati is stratigraphically positioned above the Rio Bonito, the system is associated to a strong structural control for the migration model. The geochemical analysis of the oil (isotopes and biomarkers) collected at the Rio Bonito Formation, indicated that they are associated with the Assistência Member shales (Irati Formation), by having the ratio pristane / phytane lower than 1, gammacerane, and the presence of isoprenoid pentametilicosano (i-25) and squalane (i-30). Geochemical analysis on organic extracts taken from Irati shales intruded by diabase, revealed Ro values that indicated peak oil generation was reached. However, there are no records in the study area about a sufficient burial favoring this situation, leading us, in this case, to believe in an unconventional generation model through the diabase intrusion in the source rocks. The structural and oil studied in the region suggest the existence of a migratory process from southwest to northeast along the NE-SW fault system that was generated previously the basalt floods associated with the Serra Geral Formation.

### **Introdução**

Na região carbonífera de Santa Catarina, borda leste da bacia do Paraná, vem sendo registradas várias ocorrências de óleo nos arenitos da Formação Rio Bonito. Tais ocorrências despertam interesse, uma vez que o entendimento dos processos geológicos responsáveis pelas acumulações ainda são pouco conhecidas.

Normalmente, relaciona-se a assinatura geoquímica dos óleos destas acumulações com a Formação Irati (ARAÚJO E TRIGÜIS, 1996). Sabe-se que a Formação Irati apresenta-se termicamente pouco evoluída na Bacia do Paraná, em função de a mesma ter sofrido um soterramento insuficiente. Assim, torna-se necessário admitir que a geração de óleo a partir dessa unidade só foi possível devido a um modelo não convencional de geração, neste caso vinculado as intrusões de diabásio.

O presente trabalho tem como escopo a caracterização geoquímica das exsudações observadas na região de Criciúma, no contexto do Sistema Petrolífero Irati-Rio Bonito.

### **Metodologia**

Os dados preliminares para a confecção deste trabalho provem de relatórios do Projeto Borda Leste, fruto de um trabalho conjunto entre a CPRM e DNPM, efetuados na década de 70. Este projeto disponibilizou mapas geológicos, mapas aeromagnetométricos e furos de sondagem, dados fundamentais para a construção de um mapa base para área de estudo. Posteriormente, um mapeamento geológico detalhado permitiu caracterizar as principais unidades estratigráficas do

Sistema Petrolífero Iratí-Rio Bonito, nos arredores de Criciúma – SC, os possíveis contatos entre a geradora Iratí e reservatório Rio Bonito, falhas correlacionáveis, diques de diabásio, levantamento de seções das principais unidades estratigráficas, feições estruturais e coleta de amostras para análises geoquímicas.

Nos arredores de Criciúma, alguns afloramentos de arenito da Formação Rio Bonito apresentam manchas escuras de cor acinzentada superficiais ou penetrativas aos estratos da rocha. Estas feições atípicas foram investigadas para definir se as mesmas tratavam-se de exsudações de óleo, ou apenas alterações químicas resultante das intempéries do meio. Foram coletadas amostras de folhelhos associados à Formação Iratí e arenitos manchados com suspeita de óleo (figura 01). Tais amostras foram fundamentais para posterior correlação óleo-óleo, óleo-rocha geradora com base em análises geoquímicas (carbono orgânico total, isótopos estáveis do carbono e cromatografia gasosa associada à espectrometria de massa) realizadas no Laboratório de Estratigrafia Química e Geoquímica Orgânica (LGQM) da UERJ.

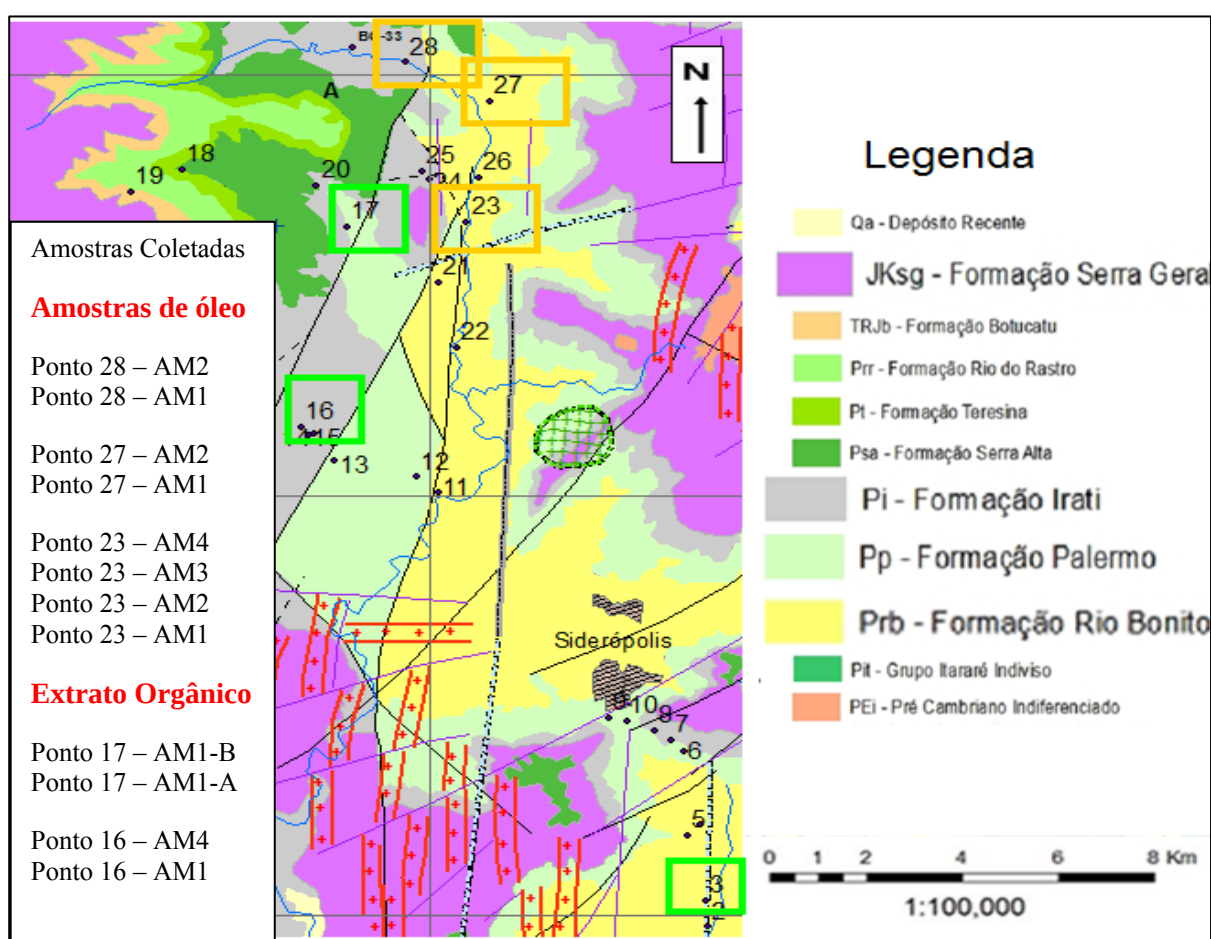


Figura 01 – Mapa geológico com a locação das amostras coletadas. Quadrados em laranja (Pontos 23, 27 e 28) – localização das amostras de óleo da Fm. Rio Bonito. Quadrados em verde (Pontos 16 e 17) – localização das amostras do extrato orgânico da Fm. Iratí.

## Resultados e Discussão

### Análise Geoquímica dos Óleos

Com base nas de evidências fornecidas pelas análises geoquímicas, as manchas escuras nos arenitos da Formação Rio Bonito foram identificadas como óleos.

A alta proporção de gamacerano, composto somente identificado no Membro Assistência da Formação Iratí, permite indicar esta parte da formação como a geradora dos indícios de óleos coletados na Formação Rio Bonito (figura 2).

A presença marcante de gamacerano e dos isoprenóides pentametilicosano e esqualano (figura 3) sugerem condições de hipersalinidade durante a deposição do Membro Assistência (MELLO ET. AL., 1993). Os valores de  $\delta^{13}\text{C}\%$ , como será visto posteriormente, também são sugestivos de ambiente de sedimentação restrito e hipersalino.

Utilizando os hidrocarbonetos triaromáticos e a fórmula sugerida por Radke e Welte, 1983 " $R_c(\%) = 0,6 \times \text{MPI} + 0,4$ " foi possível estabelecer que os indícios de óleo foram gerados em valores de reflectância calculados e correspondentes à faixa de 0,79 e 1,12% de reflectância da vitrinita.

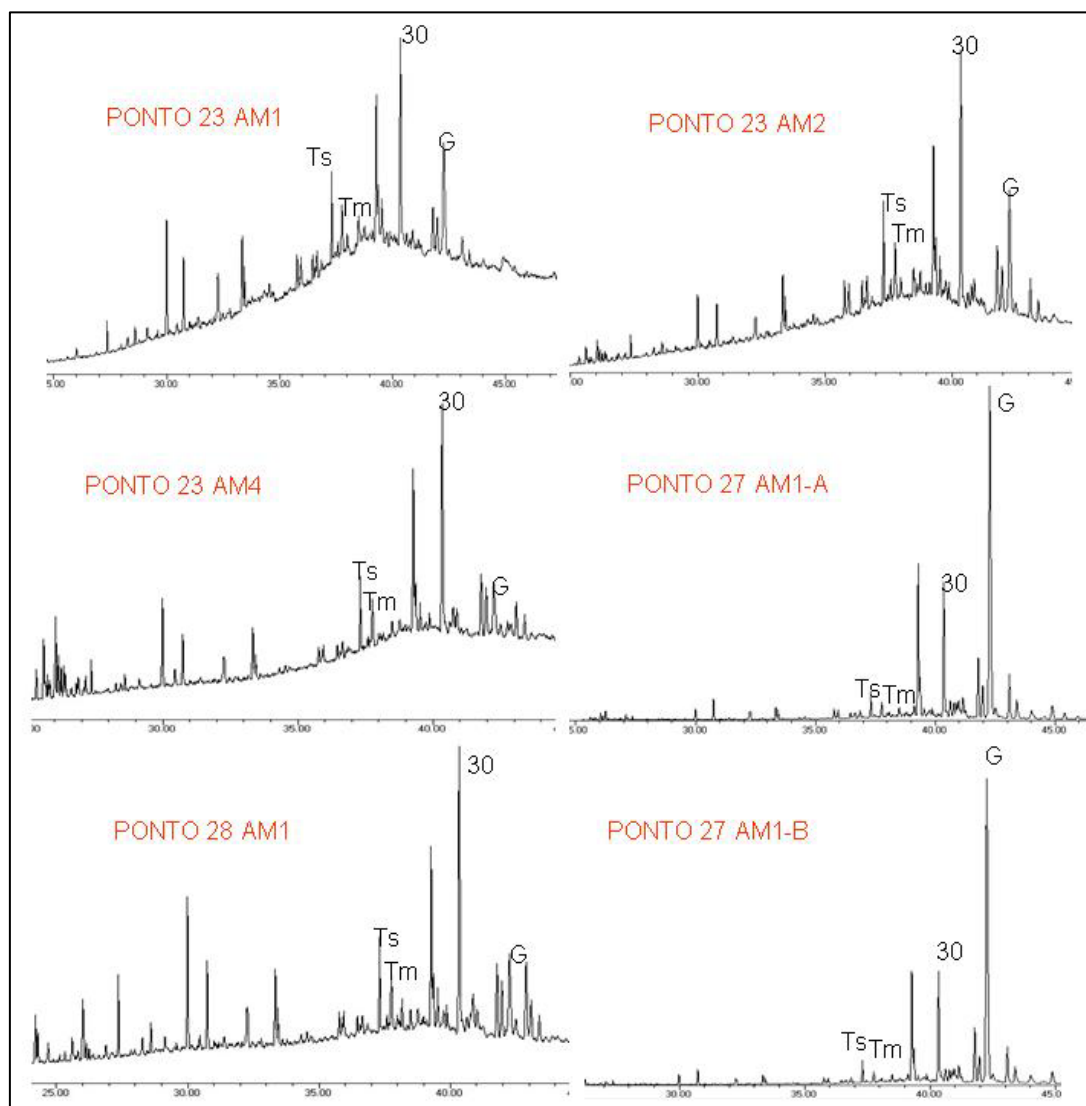


Figura 02 – Fragmentogramas m/z 191 do possível óleo da Fm. Rio Bonito da região carbonífera de Criciúma – SC, Ts = Trisnorhopano, Tm = Trisnorhopano, G = Gamacero

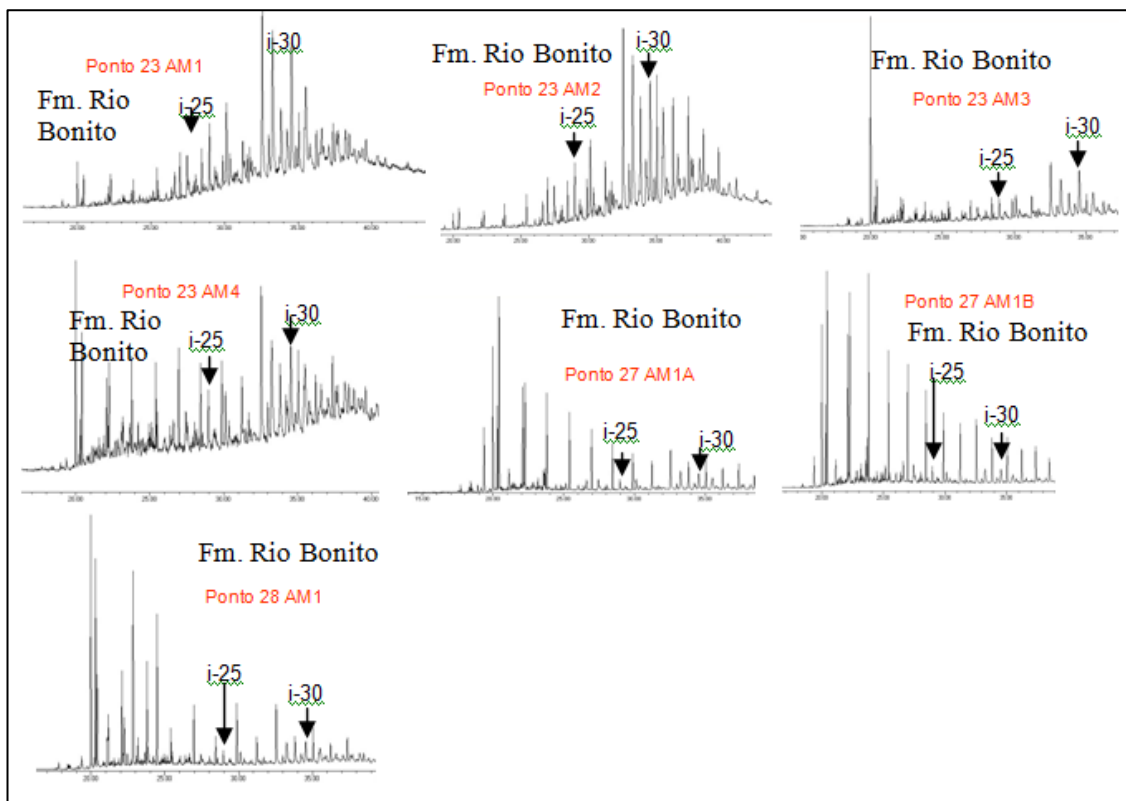


Figura 03 – Íon 183 (modo SCAN) amostra do possível óleo da Fm. Rio Bonito, região carbonífera de Criciúma – SC, isoprenóides acíclicos  $iC_{25}$  (2,6,10,15,19-pentametileicosano) e  $iC_{30}$  (esqualano).

### Análise Geoquímica dos Extratos Orgânicos

Os extratos orgânicos obtidos a partir da Formação Irati para proceder a correlação óleo-rocha geradora tratam-se de folhelhos com COT (Carbono Orgânico Total) elevado, presentes em horizontes da unidade Irati que estão em contato com soleiras de diabásio. Estes folhelhos apresentam um aspecto escuro, parecendo ter sofrido a ação térmica das soleiras de diabásio.

A presença marcante de gamacerano e dos isoprenóides pentametileicosano e esqualano sugerem condições de hipersalinidade durante a deposição do Membro Assistência (figuras 4 e 5) (MELLO ET. AL., 1993).

Utilizando os hidrocarbonetos triaromáticos foi possível estabelecer, segundo a fórmula de Radke e Welte, 1983, os indícios de óleo gerados em valores de reflectância que correspondem à faixa de 0,86 a 1,04% de reflectância da vitrinita.

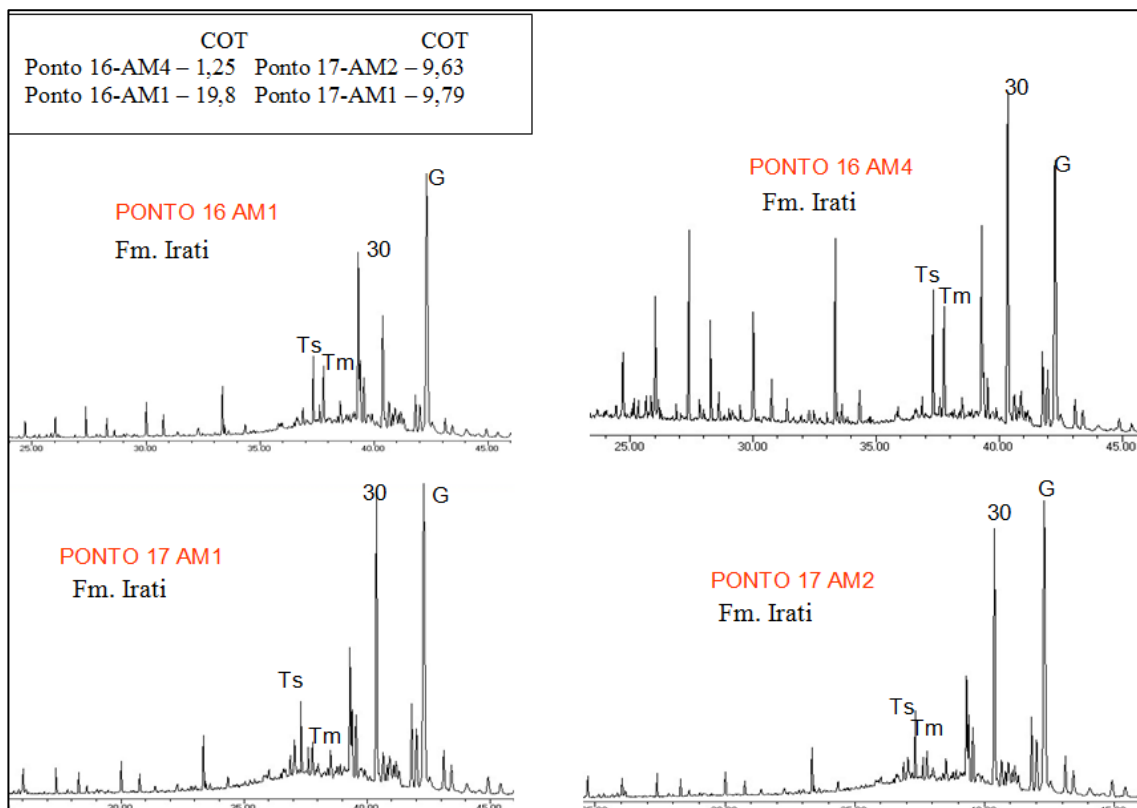


Figura 4 – Fragmentogramas m/z 191 do extrato orgânico da região carbonífera de Criciúma - SC, Ts = Trisnorheohopano, Tm = trisnorhopano, G = Gamacerano.

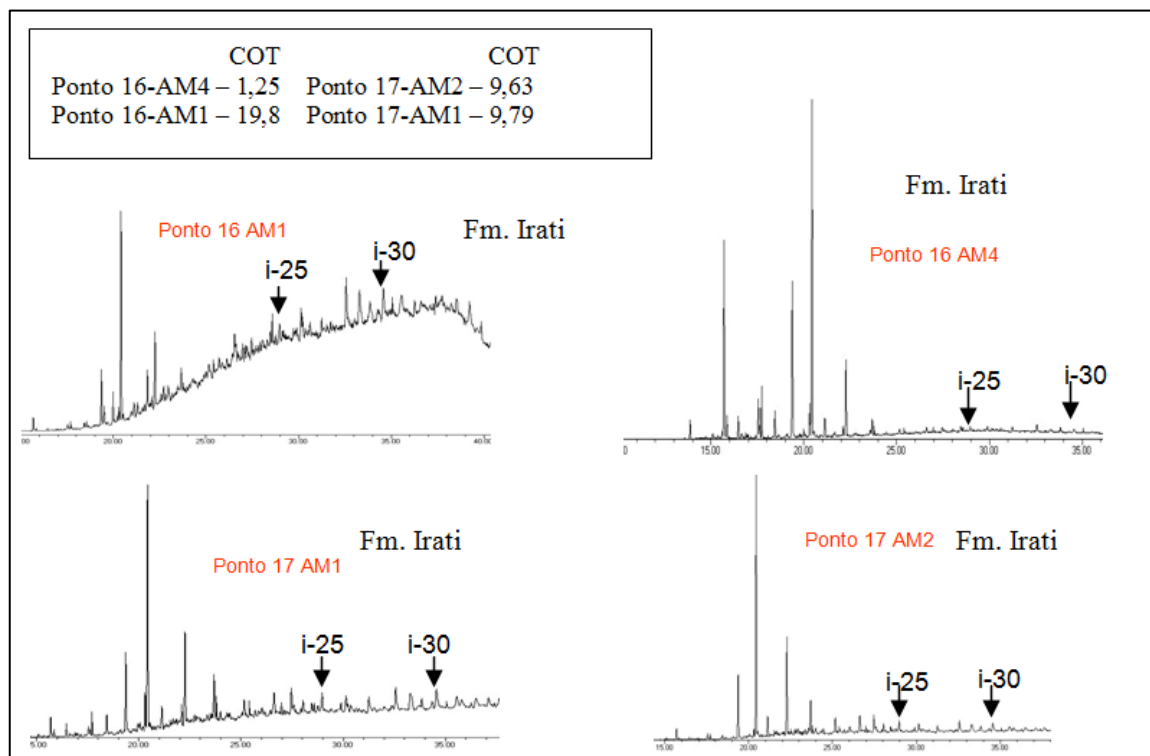


Figura 5 – Íon 183 (modo SCAN) do extrato orgânico da possível geradora de óleo na região carbonífera de Criciúma-SC. Isoprenóides acíclicos  $iC_{25}$  (2,6,10,15,19-pentameteicosano) e  $iC_{30}$  (esqualano), ND = Não Determinado.

Os valores de  $\delta^{13}\text{C}\%$  dos indícios de óleos variaram de -25,882 a -24,352 (tabela 1). Estes valores isotópicos, segundo Rodrigues & Takaki (1987), sugerem rocha geradora precursora formada em condições de maior salinidade.

Tabela 1 – Dados de  $\delta^{13}\text{C}\%$  das amostras de óleo da área de estudo e das potenciais rochas geradoras. ND = Não Determinado.

| Formação                              | Amostra          |                | $\delta^{13}$ (‰) | Exudação      |
|---------------------------------------|------------------|----------------|-------------------|---------------|
| FM. RIO BONITO<br>(fácies Sigmoidal)) | óleo             | Ponto 23-AM4   | -25.882           | Mancha        |
|                                       |                  | Ponto 23-AM3   | -24.354           | Intraestratal |
|                                       |                  | Ponto 23-AM2   | -25.804           | Mancha        |
|                                       |                  | Ponto 23-AM1   | -25.749           | Intraestratal |
|                                       |                  | Ponto 27-AM1-B | N.D               | Intraestratal |
|                                       |                  | Ponto 27-AM1-A | -24.506           | Intraestratal |
|                                       |                  | Ponto 28-AM1   | -24.352           | Mancha        |
| Cot                                   |                  |                |                   |               |
| FM. IRATÍ                             | Extrato Orgânico | Ponto 16-AM4   | -22.573           | 1,25          |
|                                       |                  | Ponto 16-AM1   | -23.518           | 19,8          |
|                                       |                  | Ponto 17-AM2   | -22.814           | 3,37          |
|                                       |                  | Ponto 17-AM1   | -23.010           | 3,38          |

## Conclusões

Considerando a análise geral das assinaturas químicas das amostras de óleo e de rocha coletadas, pôde-se concluir que o Membro Assistência da Formação Irati constitui a rocha geradora do óleo encontrado nos arenitos da Fm. Rio Bonito, região carbonífera de Criciúma.

A partir da análise estrutural-estratigráfica da área de estudo observa-se um sistema de *horst e grabens* com falhas de diferentes famílias, geradas ou reativadas durante o desenvolvimento da Bacia do Paraná, cujos rejeitos foram das mais variadas magnitudes. Trabalhos de campo e confecção de seções geológicas identificaram falhas NE-SW e, secundariamente, falhas E-W cujas capas apresentaram um rebatimento de tal ordem, que colocaram em alguns pontos a Fm. Irati em contato lateral com a Fm. Rio Bonito (LOUTFI, 2011). Essa configuração deve ter controlado a migração lateral direta da geradora para o reservatório, desde que a formação das falhas tenha ocorrido anterior ou, concomitantemente, ao magmatismo Serra Geral (LOUTFI, 2011).

A proximidade das amostras coletadas com falhas NE-SW mapeadas em campo (figura 1), sugerem uma possível rota de migração dos óleos ao longo destas falhas para o nordeste, concordando com o modelo proposto por Oliveira, (2009). Este autor apresenta um mapa de isólitais para a região carbonífera de Criciúma – SC, onde o mesmo propõe uma migração do óleo em direção NE, aproveitando o mergulho regional para SW da Fm. Rio Bonito.

## **Agradecimentos**

Laboratório de Geoquímica da Universidade Estadual do Rio de Janeiro (UERJ)

INOG (Instituto Nacional de Óleo e Gás)

CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior)

## **Referências Bibliográficas**

ARAÚJO, L. M.; TRIGÜIS, J. A. Avaliação do efeito térmico das intrusivas ígneas nas rochas geradoras da Formação Irati/Membro Assistência. Curitiba: Petrobras. E&P. NEXPAR.GEINT, 1996. 2v.il. Relatório técnico.

COMPANHIA BRASILEIRA DE GEOFÍSICA.. *Levantamento aeromagnético campo total. Projeto Ponta Grossa - Criciúma*. Rio de Janeiro: DNPM/CNEN/CPRM.. 1972. 10 p.

LOUTFI I. S. *Caracterização geológica da ocorrência de óleo na Formação Rio Bonito associada a um modelo não convencional de geração*. 147p. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

MELLO, M.R.; KOUTSOUKOS, E.A.M; SANTOS NETO, E.V.; TELLES JR, A.C.S.- Geochemical and micropaleontological characterization of lacustrine and marine hypersaline environments from Brazilian sedimentary basins. In: *Source rocks in sequence stratigraphic framework*. Tulsa: AAPG, 1993. p. 17-34. (AAPG Studies in Geology 37).

OLIVEIRA E. B. *Geração não convencional de hidrocarbonetos na região carbonífera de Santa Catarina* 2009. 141p. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

RODRIGUES, R.; TAKAKI, T. - O Cretáceo Inferior nas bacias sedimentares da costa sudeste do Brasil: análise isotópica e suas implicações paleoambientais. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 17, n.2, p. 177-179, 1987.

RADKE, M.; WELTE, D.H. The Methylphenanthrene Index (MPI): a maturity parameter based on aromatics hydrocarbons. In: BROOKS, J.; WELTE, D. (Ed.). *Advances in Organic Geochemistry*, London: Academic Press, 1983. p 1981, p. 504 - 512.