

O MPI 1 apresenta relação linear com a reflectância da vitrinita através da janela de óleo e pode ser usada para obter valores de reflectância equivalente (R_c) utilizando a equação abaixo (RADKE E WELTE, 1983).

$$R_c(\%) = 0,6 \times \text{MPI 1} + 0,4$$

Os íons 178 e 192 são específicos para monitoramento do fenantreno e dos metilfenantrenos, respectivamente.

6.2 Análises dos resultados obtidos

6.2.1 O óleo da Fm. Rio Bonito

Nos arredores de Criciúma, alguns afloramentos de arenito da Formação Rio Bonito (figura 46) apresentavam porções escuras de cor acinzentada com aspecto de manchas superficiais ou de forma penetrativa entre os estratos da rocha. Estas feições atípicas levantaram a questão se tais áreas tratavam-se de exudações de óleo, ou se eram apenas alterações químicas resultante das intempéries do meio. Amostras coletadas nestes locais para análise geoquímica foram fundamentais para responder tais dúvidas e elaborar uma correlação óleo-óleo, óleo-rocha geradora. Estas amostras estão apresentadas na tabela abaixo (tabela 1) exibindo os pontos de coleta com suas respectivas coordenadas. Os pontos de coleta (Pontos de Mapeamento) estão ilustrados na figura 47 e seu contexto geológico-estrutural está esboçado nas seções geológicas do capítulo 5.

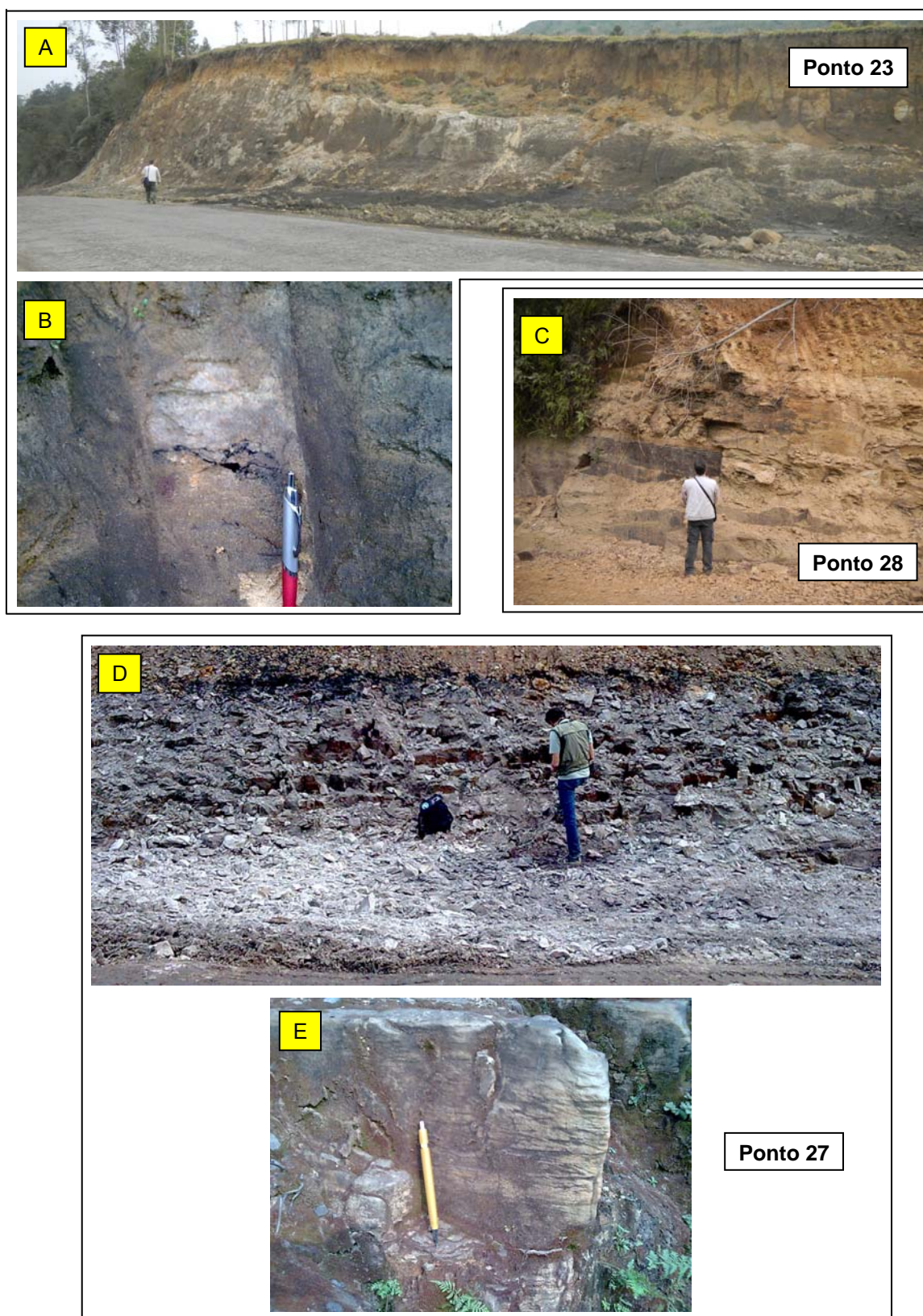


Figura 46 – Manchas escuras nos arenitos da Fm. Rio Bonito (possíveis exudações de óleo).
 A) Manchas superficiais escuras no Ponto 23. B) Lentes escuras intraestratais no Ponto 23. C) Manchas escuras superficiais no Ponto 28. D) Aspecto do Afloramento no Ponto 27. E) Aspecto em detalhe das lentes escuras intraestratais do Ponto 27.

Tabela 1 – Amostras coletadas de arenitos na Fm. Rio Bonito (região carbonífera de Criciúma – SC) para análise geoquímica (Isótopos e Biomarcadores).

Pontos de coleta	Coordenadas		Amostras	Exudação
	E	N		
Ponto 23	65075	684648	Ponto 23 - AM4	Mancha Superficial
			Ponto 23 - AM3	Intraestratal
			Ponto 23 - AM2	Mancha Superficial
			Ponto 23 - AM1	Intraestratal
Ponto 27	65121	684936	Ponto 27 - AM1 B	Intraestratal
			Ponto 27 - AM1 A	Intraestratal
Ponto 28	64948	685029	Ponto 28 - AM-1	Mancha Superficial

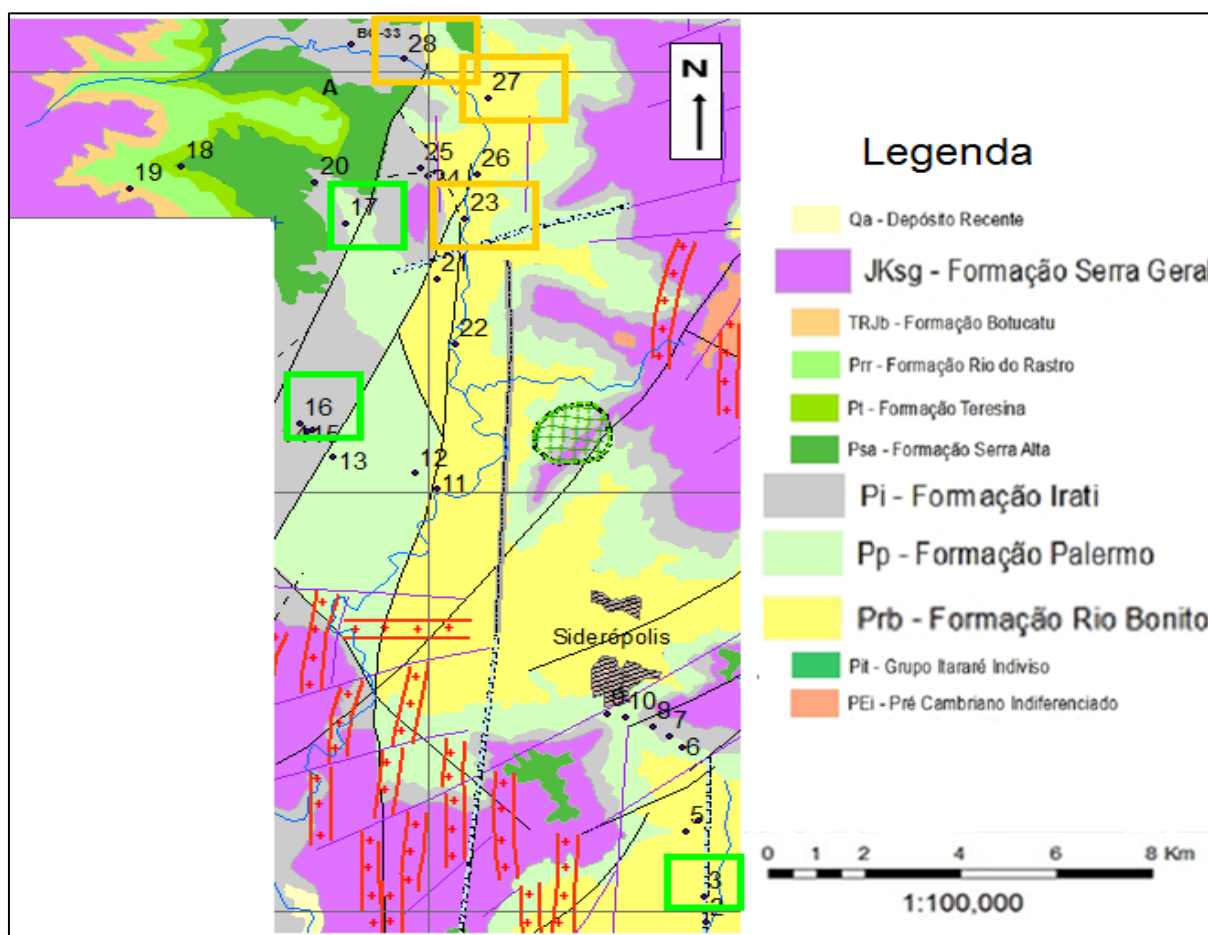


Figura 47 – Quadrados em laranja (Pontos 23, 27 e 28) – localização das amostras de óleo da Fm. Rio Bonito. Quadrados em verde – localização das amostras do extrato orgânico da Fm. Irati (Pontos 16 e 17) e da Fm. Rio Bonito (Ponto 3).

6.2.1.1 Alcanos normais e isoprenóides

Na figura 48 encontram-se os cromatogramas dos íons totais das amostras do suposto óleo da Formação Rio Bonito. Nota-se que o Pristano e o Fitano são compostos mais abundantes entre os saturados. Com exceção da amostra do Ponto 28-AM1 todas as outras apresentam razão pristano/fitano inferior a 1 (tabela 2). A presença dos isoprenóides 2, 6, 10, 15, 19-pentametilicosano (iC_{25}) e esqualano (iC_{30}) são comuns nas amostras (figura 49).

Essas feições moleculares, típicas de ambientes anóxicos hipersalinos, são freqüentemente observadas nos extratos orgânicos do Membro Assistência da Formação Irati (MELLO et al, 1993; LISBOA, 2006; ALFERES, 2007).

Tabela 2 – Relações entre os óleos na região carbonífera de Criciúma - SC. Razões P/F = pristano/fitano, Ts = Trisnorhopano, Tm = trisnorhopano, G = Gamacerano, $C_{30} = C_{30} (\alpha\beta)$ Hopano, Ro = Grau de maturação. ND = Não Determinado

Formação	Amostra	TIC	Terpanos		Esteranos	Aromáticos	Exudação
		P/F	Ts/Tm	G/C ₃₀	Ro	Ro	
Formação Rio Bonito (Fácies Sigmoidal)	Ponto 23-AM4	0,5	1,6	0,22	0,97	0,85	Mancha Superficial
	Ponto 23-AM3	0,2	0,75	16,8	2,06	1,12	Intraestratal
	Ponto 23-AM2	0,6	1,79	0,46	N.D	0,91	Mancha Superficial
	Ponto 23-AM1	0,31	1,7	0,54	1,21	0,99	Intraestratal
	Ponto 27-AM1-B	0,71	2,5	2,76	1,22	0,71	Intraestratal
	Ponto 27-AM1-A	1,0	1,7	2,49	1,32	0,79	Intraestratal
	Ponto 28-AM1	2,01	1,8	0,28	0,66	0,79	Mancha Superficial

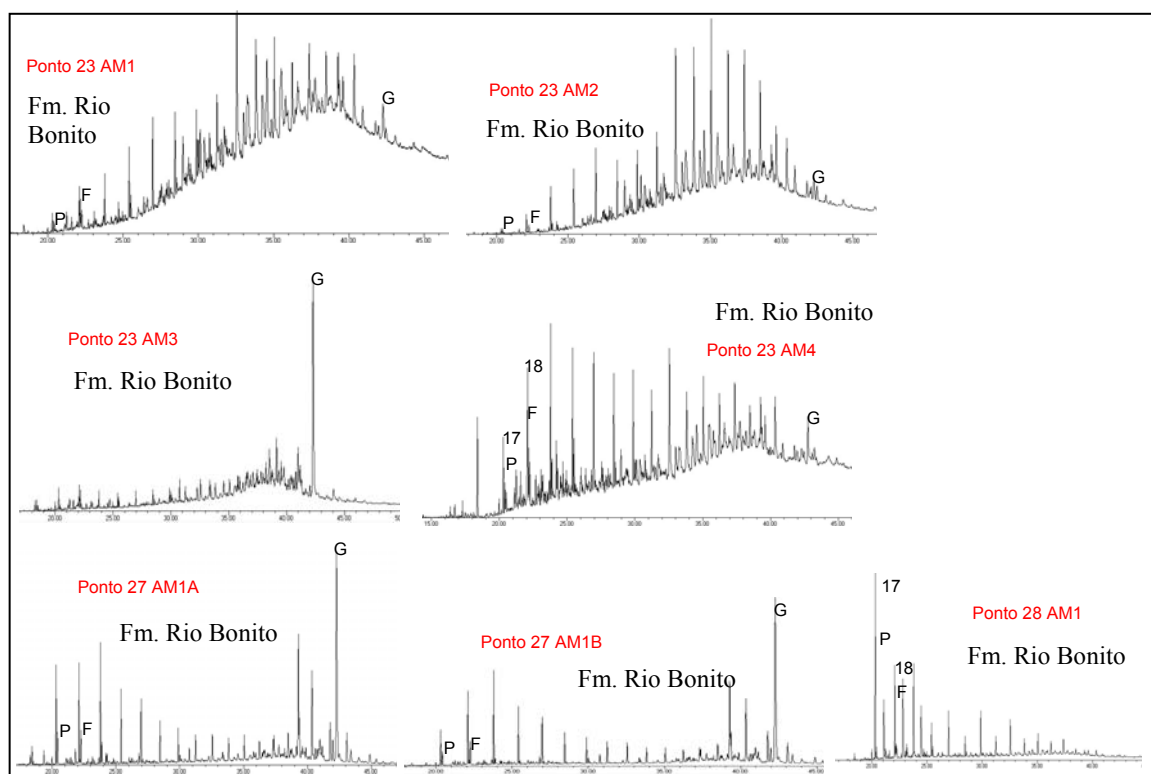


Figura 48 – Cromatogramas de íons totais (modo SCAN) amostra do possível óleo da Fm. Rio Bonito, região carbonífera de Criciúma – SC, P = Pristano, F = Fitano, G = Gamacerano

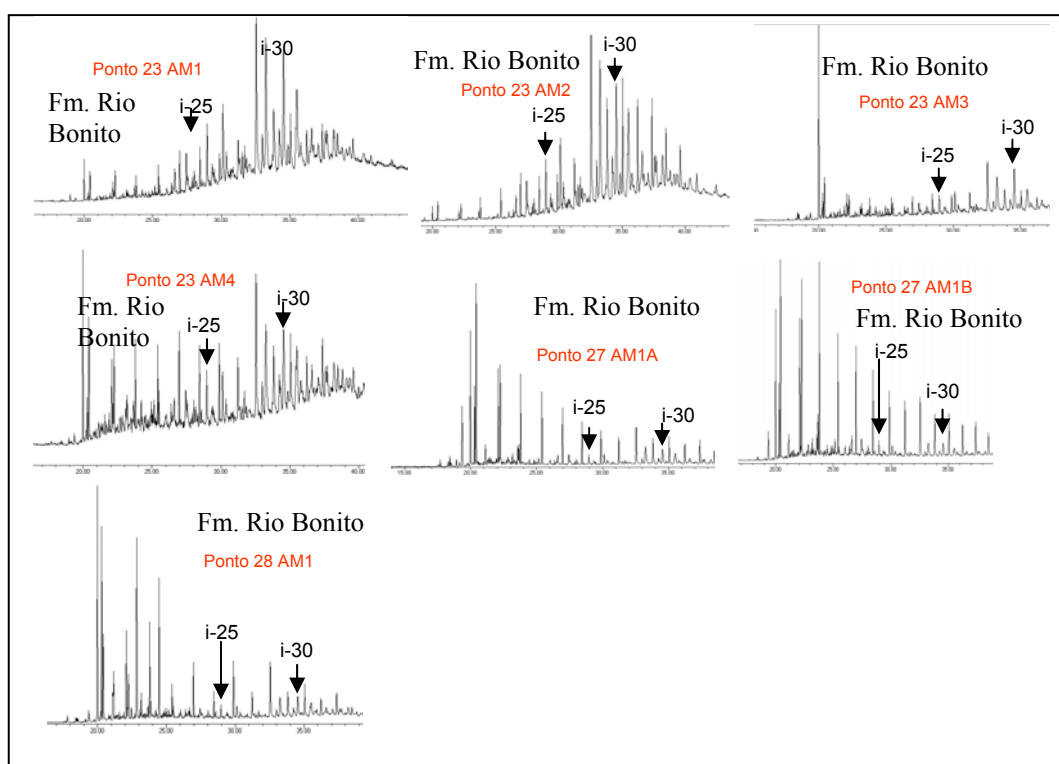


Figura 49 – Íon 183 (modo SCAN) amostra do possível óleo da Fm. Rio Bonito, região carbonífera de Criciúma – SC, isoprenóides acíclicos iC_{25} (2,6,10,15,19-pentametilicosano) e iC_{30} (esqualano).

6.2.1.2 Terpanos

Os valores das razões entre os terpanos são observados na tabela 2, enquanto os fragmentogramas m/z 191 das amostras coletadas na região carbonífera de Santa Catarina encontram-se na figura 50.

Destaca-se que, com exceção da amostra do Ponto 23-AM3, todas as outras apresentam razão Ts/Tm superior a 1, podendo indicar fácies hipersalinas marinhas.

Nos terpanos pentaciclos observa-se altos valores na razão Gamacerano / 30 Hopanos, sobretudo nas amostras do Ponto 23 – AM3 e Ponto 27; tais características são diagnósticos de ambientes hipersalinos.

Segundo Rodrigues et al., 2010, óleos relacionados aos folhelhos betuminosos tendem a possuir Gamacerano baixo e razão isotópica mais positiva, ao passo que folhelhos relacionados aos calcários tendem a possuir valores mais elevados de Gamacerano, que relacionam-se à salinidade e anoxia e valores isotópicos ligeiramente mais negativos.

Os menores conteúdos de Gamacerano foram encontrados nas manchas superficiais de óleo o que pode sugerir que foram gerados nas fácies menos carbonática do Membro Assistência (tabela 2).

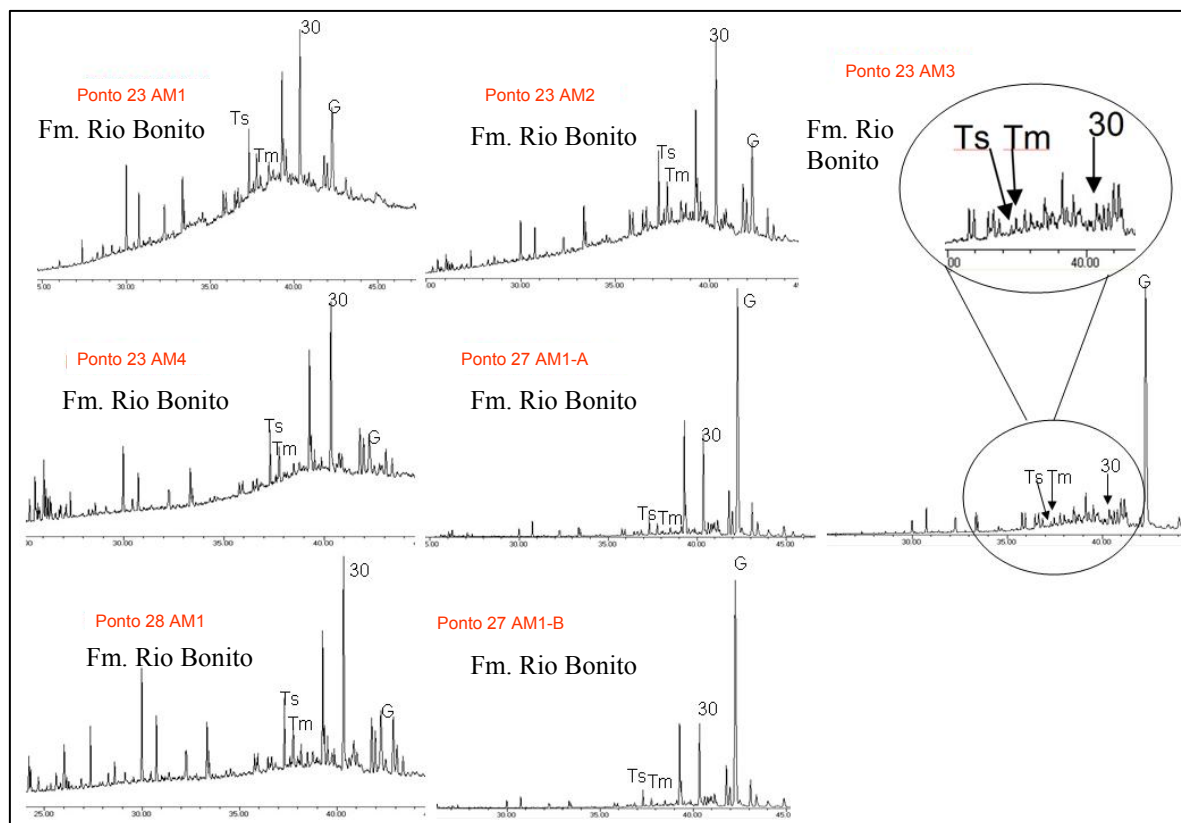


Figura 50 – Fragmentogramas m/z 191 do possível óleo da Fm. Rio Bonito da região carbonífera de Criciúma – SC, Ts = Trisnorheohopano, Tm = trisnorhopano, G = Gamacero.

6.2.1.3 Esteranos

A razão $20S/(20R+20S)$ dos esteranos é um indicador para avaliar o grau de maturação térmica dos óleos.

Entretanto, os dados obtidos entre a relação esteranos C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ $20S/20R$ de todas as amostras (tabela 2), estão acima dos máximos normalmente observados na razão ($\sim 1,1$), que são incoerentes com sua faixa de sensibilidade, cujos valores máximos são atingidos em torno de 0,9% de R_o (MACKENZIE et al, 1982). Portanto, a avaliação do grau de maturação térmica entre os esteranos não é mais possível; podendo ser mais bem analisada na relação dos compostos de hidrocarbonetos aromáticos.

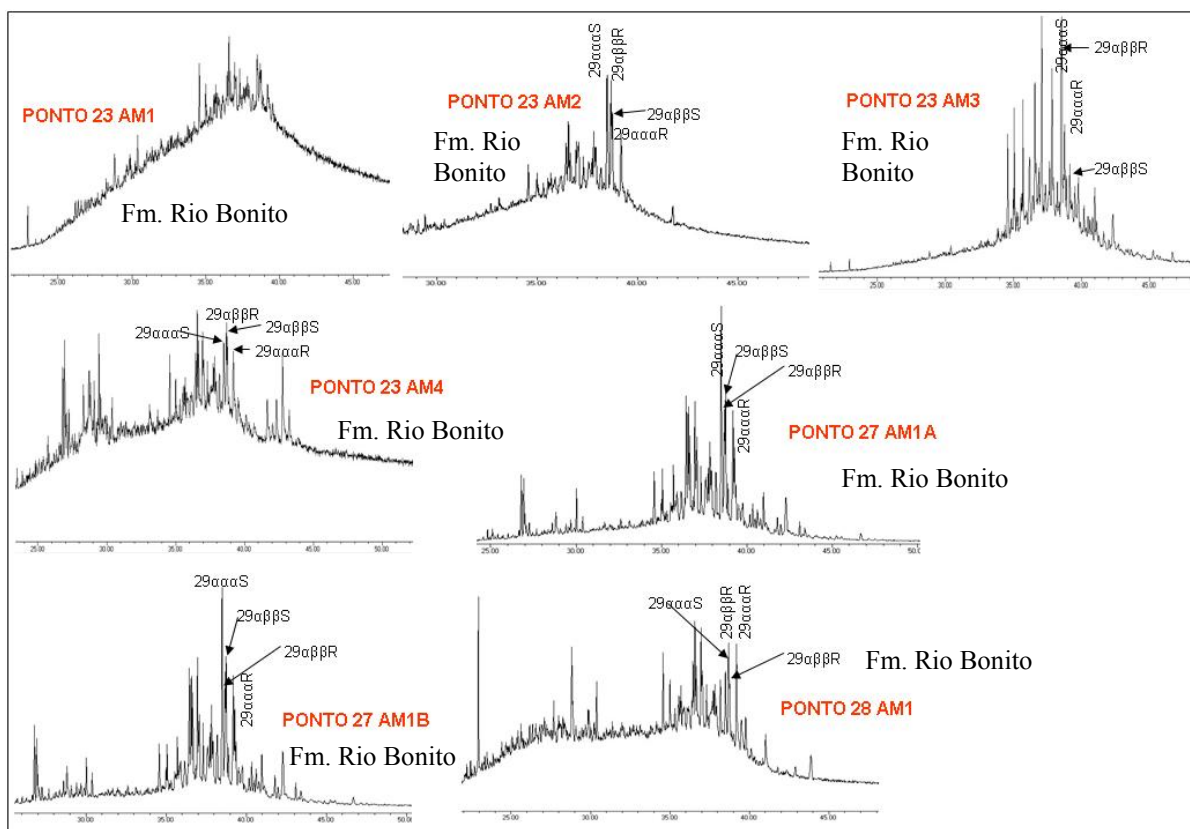


Figura 51 – Fragmentogramas m/z 217 das amostras de óleo da região carbonífera de Criciúma – SC.

6.2.1.4 Hidrocarbonetos Aromáticos

O início da geração de quantidades significativas de hidrocarbonetos termogênicos ocorre a partir da entrada do intervalo gerador na catagênese, que corresponde ao intervalo de maturidade térmica dado pela reflectância da vitrinitas (R_o), entre 0,60% e 2,00% (figura 52). Nas amostras analisadas observa-se que os valores de R_c dos óleos extraídos das manchas escuras do arenito Rio Bonito, através da relação dos hidrocarbonetos aromáticos, variaram na faixa 0,79 à 1,12% (tabela 2), sugerindo que o mesmo foi gerado durante o pico de geração de hidrocarbonetos. Em todas as amostras, exceto as coletadas no Ponto 27, foi constatada uma maior abundância de 9-metilfenantreno em relação ao 1-metilfenantreno (figura 53), uma característica típica de óleos de origem marinha (BUDZINSKI et al., 1995).

Portanto, com base na somatória de evidências identificadas na análise geoquímica com a utilização dos biomarcadores, as manchas escuras identificadas no arenito da Formação Rio Bonito (Pontos 23, 27 e 28), apresentam padrões geoquímicos de óleos.

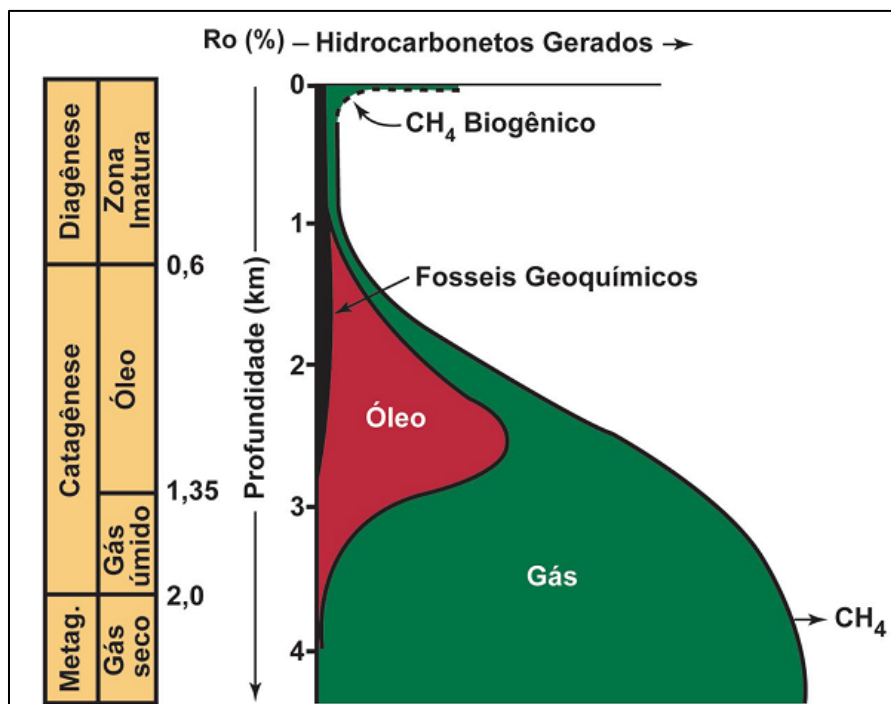


Figura 52 – Diagrama esquemático mostrando as abundâncias relativas dos hidrocarbonetos líquidos e gasosos em função da evolução térmica do querogênio.

Fonte: (modif. de Tissot & Welte, 1978).

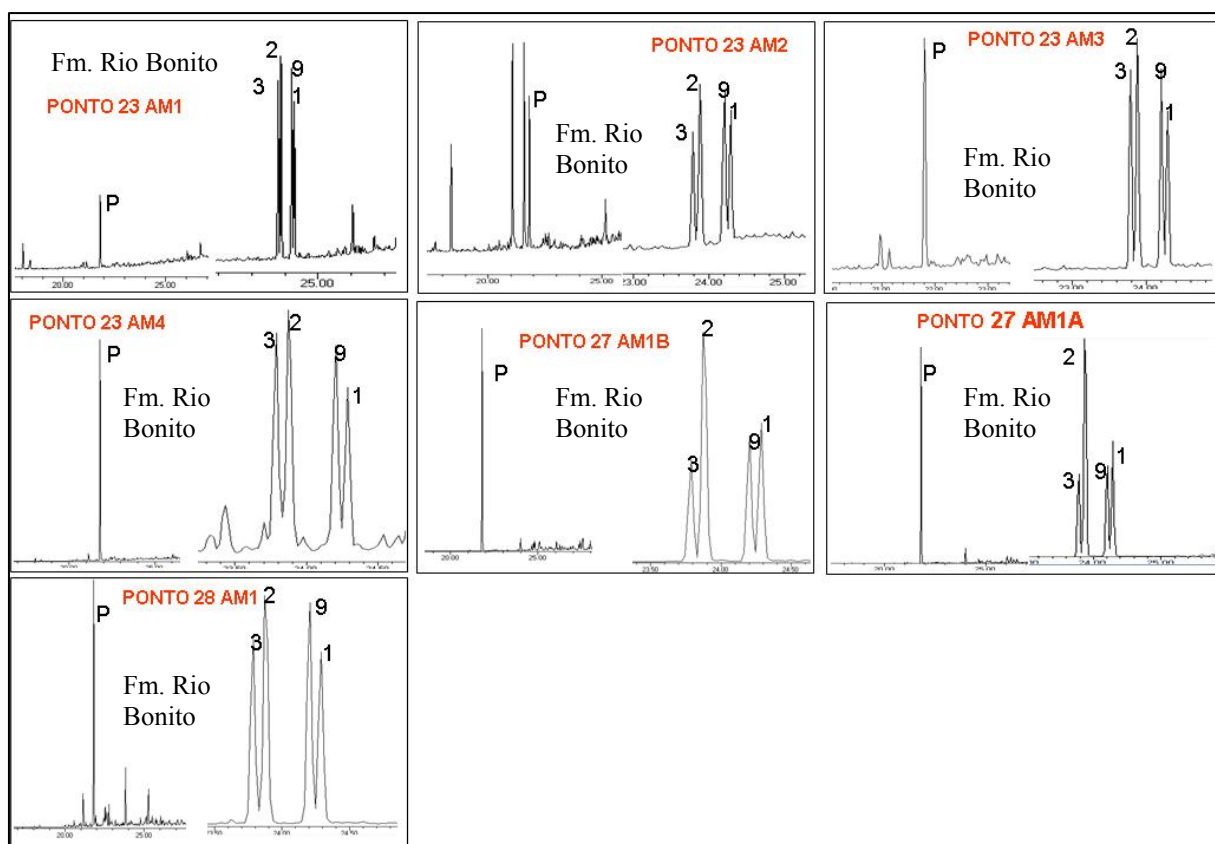


Figura 53 – Fragmentogramas das frações aromáticas das amostras de óleo da região carbonífera de Criciúma - SC: mz 178 (fenantreno) e mz 192 (metilfenantreno).

6.2.2 Análise do Extrato Orgânico – Identificação da Rocha Geradora.

Dentro das amostras coletadas, baseando apenas no teor de Carbono Orgânico Total, as únicas possíveis geradoras dos óleos encontrados na região são: os folhelhos da Formação Iratí, e a fácies síltica impregnados de material orgânico (horizontes carbonosos) da Formação Rio Bonito. Algumas rochas destas unidades apresentam COT acima de 1%, que é, geralmente, o valor mínimo para uma rocha ser considerada adequada a uma possível geração de hidrocarbonetos.

A Formação Palermo, mesmo se apresentar COT acima de 1%, não é considerada como possível geradora por possuir uma matéria orgânica mais lenhosa e ser frequentemente oxidada.

A tabela 3 apresenta os teores do carbono orgânico total das amostras coletadas em campo, quando foi possível identificar 5 possíveis geradoras: Ponto 3 – AM1, Ponto 16 – AM1, Ponto 16 – AM 4, Ponto 17 – AM1 e Ponto 17 – AM2. Os pontos de coleta (Pontos de Mapeamento) estão ilustrados na figura 47 e seu contexto geológico-estrutural estão esboçados nas seções geológicas do capítulo 6.

Tabela 3 – Apresentação das amostras coletadas na região carbonífera de Criciúma – SC, com teores de Carbono Orgânico Total (COT).

		<i>Amostra</i>	<i>Cot</i>	<i>Amostra</i>	<i>Cot</i>	<i>Amostra</i>	<i>Cot</i>			
Formação Iratí	Ponto 14	AM5	0.39	Ponto 15	AM 1	0.48	Ponto 16	AM 4	1.25	
		AM4	0.32		AM 2	0.49		AM 1	19.80	
		AM3	0.53		AM 3	0.47				
		AM2	0.65		AM 4	0.39				
		AM1	0.72		AM 5	0.33				
	Ponto 17	AM2	9.79	Ponto 20	AM 2	0.71	Ponto 25	AM2	0.56	
		AM1	9.78		AM 1	0.75		AM1	0.34	
	Formação Palermo	Ponto 1	AM4	0.32	Ponto 9	AM12	0.29	Ponto 10	AM 8	0.64
			AM3	0.52		AM11	0.35		AM 7	0.60
			AM2	0.41		AM10	0.32		AM 6	0.51
AM1			0.39	AM9		0.14	AM 5		0.58	
			AM8	0.17		AM 4	0.26			
			AM7	0.25		AM 3	0.48			
			AM6	0.31		AM 2	0.47			
			AM5	0.31		AM 1	0.47			
			AM4	0.16						
			AM3	0.16						
			AM2	0.25						
			AM1	0.22						
Fm. Rio Bonito		Ponto 3	<i>Amostra</i>	<i>Cot</i>						
			AM1	3,06						

Observa-se que os folhelhos com COT elevado relacionam-se com os horizontes da unidade Iratí, que estão em contato com soleiras de diabásio, devido à sua maior fissilidade. Estes folhelhos apresentam um aspecto escuro, parecendo estar “cozidos” pela ação térmica da soleira (figura 54). Também é importante salientar que como o Membro Taquaral é constituído por siltitos e folhelhos pobres em matéria orgânica, cabe ao Membro assistência da Formação Iratí a função de ser uma das possíveis geradoras dos óleos encontrados na região.

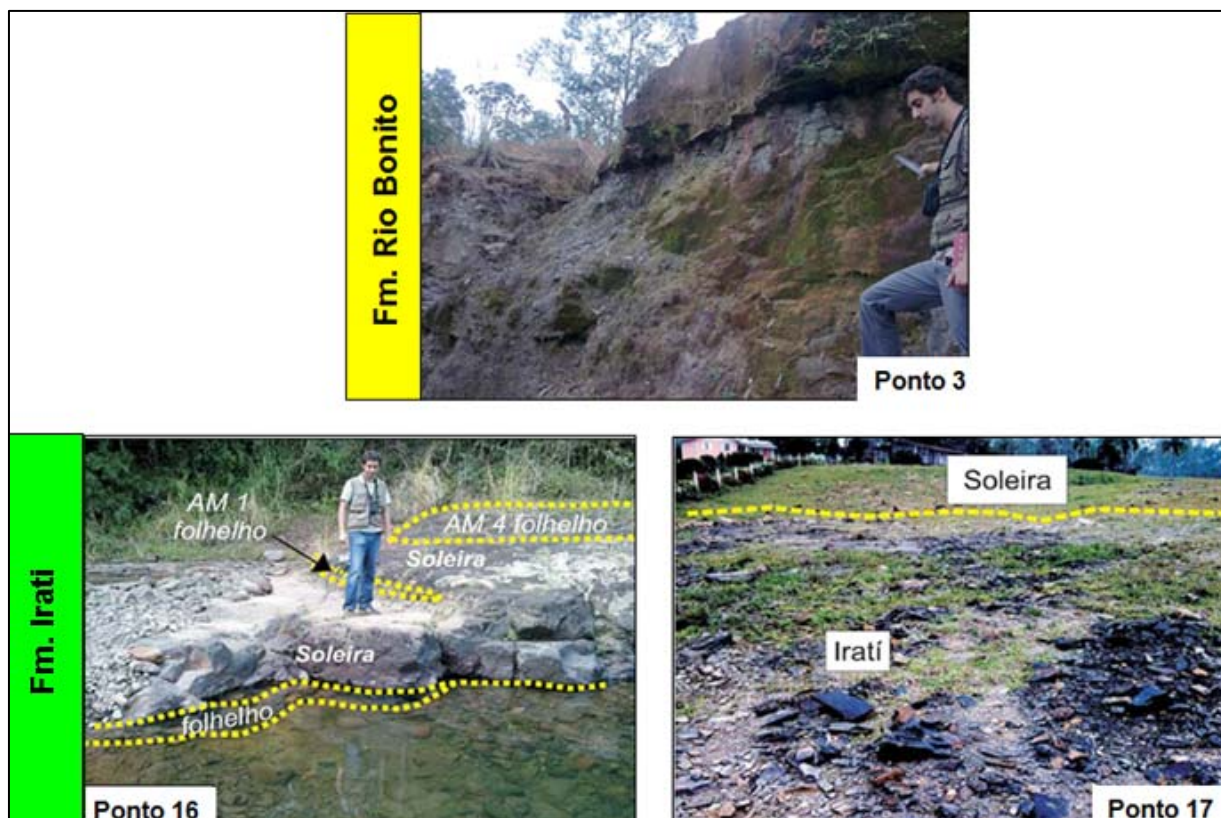


Figura 54 – Áreas de coleta de amostras das possíveis geradoras de óleo, baseando somente nos teores de carbono orgânico, encontrados na região carbonífera de Criciúma - SC: Ponto 3 (fácies pelítica com material lenhoso da Formação Rio Bonito), Ponto 16 e 17 (folhelho Irati intrudido por soleiras de diabásio).

6.2.2.1 Alcanos normais e isoprenóides

Na figura 55 encontram-se os cromatogramas dos íons totais do extrato orgânico da fácies síltica da Formação Rio Bonito e dos folhelhos da Formação Irati. Nota-se que o pristano e o fitano são compostos mais abundantes entre os saturados. Com exceção da amostra Ponto 3-AM1 todas as outras apresentam razão pristano/fitano superior a 1. A presença dos isoprenóides 2, 6, 10, 15, 19-pentametilicosano (iC_{25}) e esqualano (iC_{30}) são comuns nas amostras indicando folhelhos associados a ambiente hipersalino (figura 56).

Tabela 4 – Relações entre os compostos do extrato orgânico das possíveis geradoras de óleo na região carbonífera de Criciúma-SC. Razões P/F = Pristano/Fitano, Ts = Trisnorneohopano, Tm = trisnorhopano, G = Gamacerano, Ro = Maturação Térmica

Formação	Amostra	COT	TIC	Terpanos		Esteranos	Aromáticos
			P/F	Ts/Tm	G/C30	Ro	Ro
Fm. Rio Bonito (fácies pelítica)	Ponto 3 - AM1	3,06	0,64	1,6	0,1	N.D	0,64
Fm. Irati	Ponto 16-AM4	1,25	2,18	1,16	0,80	0,77	0,86
	Ponto 16-AM1	19,8	N.D	1,21	7,75	1,11	0,86
	Ponto 17-AM2	9,63	1,25	2,5	1,14	1,21	1,0
	Ponto 17-AM1	9,79	1,12	2,14	1,05	1,27	1,04

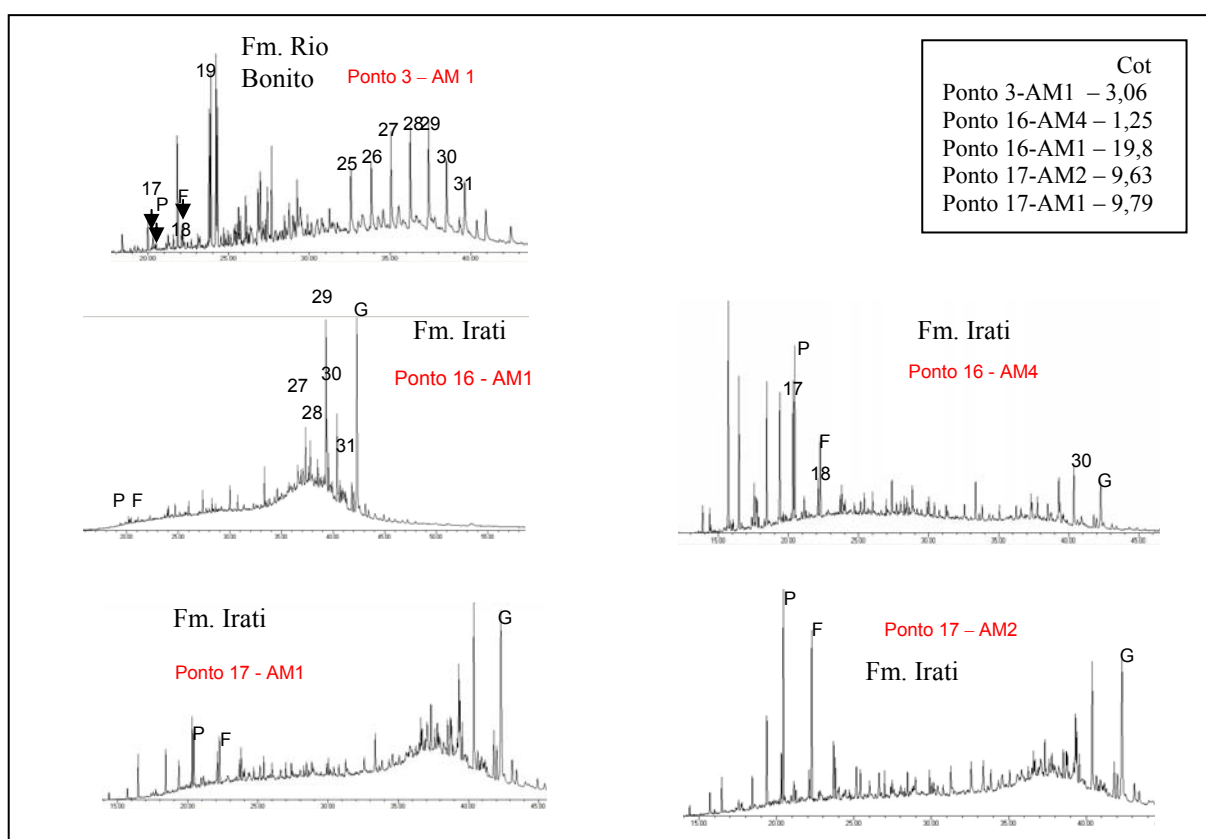


Figura 55 – Cromatogramas de íons totais (modo SCAN) do extrato orgânico das possíveis geradoras de óleo na região carbonífera Criciúma-SC. P = pristano, F = fitano, G = Gamacerano

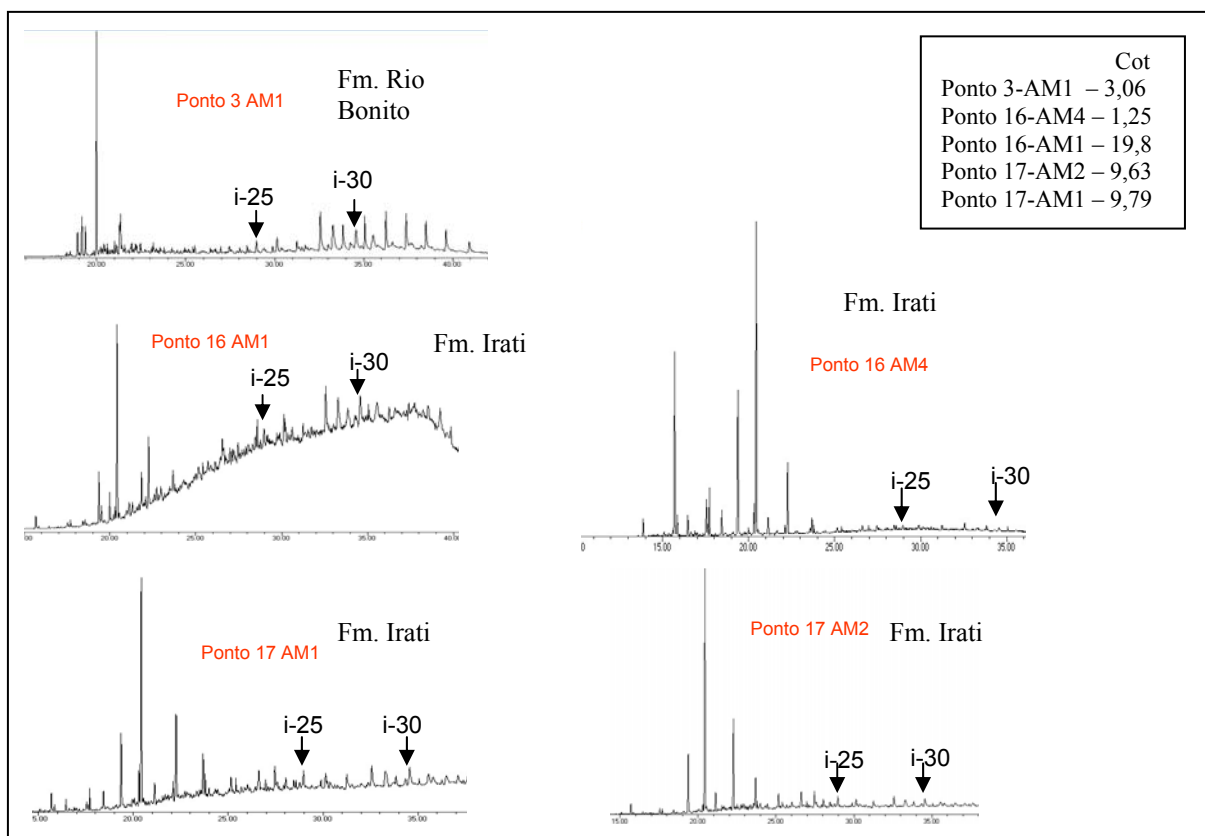


Figura 56 – Íon 183 (modo SCAN) do extrato orgânico da possível geradora de óleo na região carbonífera de Criciúma-SC. Isoprenóides acíclicos iC_{25} (2,6,10,15,19-pentametileicosano) e iC_{30} (esqualano), ND = Não Determinado.

6.2.2.2 Terpanos

Os valores das razões entre os terpanos são observados na tabela 4, enquanto os fragmentogramas m/z 191 das amostras coletadas na região carbonífera de Santa Catarina encontram-se na figura 57.

Todas as amostras apresentam razão T_s/T_m superior a 1, indicando fácies hipersalinas marinhas.

Entre os pentaciclos, observa-se alta razão entre as abundâncias de gamacerano e C_{30} -hopano, que são diagnósticos de ambientes hipersalinos; entretanto os mesmo valores não são encontrados na fácies pelítica da Formação Rio Bonito, correspondente ao Ponto 3 – AM1.

Comparando a razão entre as abundâncias de gamacerano e C_{30} -hopano entre as amostras referentes ao Ponto 16-AM1 e Ponto 16-AM4, observa-se que a primeira apresenta uma razão em torno de 7,75; e a segunda em torno de 0,80. Também o Ponto 16-AM1

apresenta COT elevadíssimo, em torno de 19,8; enquanto o Ponto 16-AM4 possui COT de 1,25. Esta grande variação dos resultados de amostras dentro do Ponto 16, pode estar relacionado a folhelhos de fácies diferentes entre as duas amostras conforme explicado no subcapítulo 5.3.3.2. O Ponto 16-AM1 formaria em um ambiente plataformar mais restrito se comparado com o Ponto 16-AM4; com menor circulação de água, aumento da taxa de anoxia, apresentando Gamaceranos mais altos, e também maior preservação dos teores orgânicos.

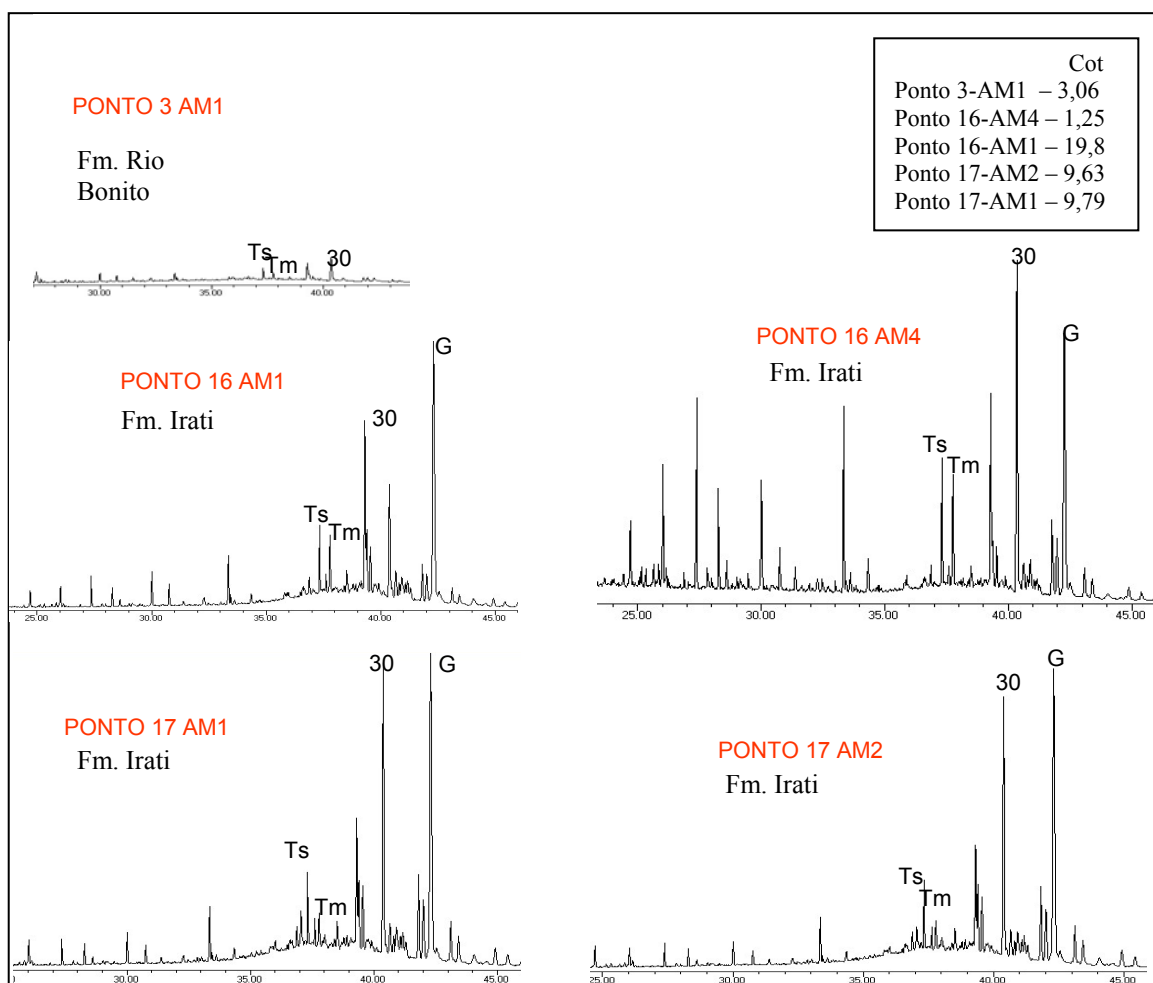


Figura 57 – Fragmentogramas m/z 191 do extrato orgânico da região carbonífera de Criciúma - SC, Ts = Trisnorhopano, Tm = trisnorhopano, G = Gamacerano.

6.2.2.3 Esteranos

De acordo com os dados obtidos (tabela 4), os valores da relação esteranos C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ 20S/20R da maioria das amostras, estão acima dos máximos normalmente observados ($\sim 1,1$), cujos valores máximos são atingidos em torno de 0,9% de R_o (Mackenzie *et al*, 1982). Portanto, estas amostras não poderiam ser utilizada como indicador de evolução térmica a partir de valores de R_o da relação esteranos C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ 20S/20R. Neste caso, o grau de maturação térmica torna-se melhor avaliada através da relação dos hidrocarbonetos aromáticos.

Apenas o R_o da relação esteranos C_{29} $\alpha\alpha\alpha$ 20S/20R da amostra Ponto 16-Am4 encontra-se dentro da faixa permitida como indicador de maturação térmica. De acordo com a tabela 7.4, o Ponto 16-AM4 encontra-se dentro da janela de geração de óleo.

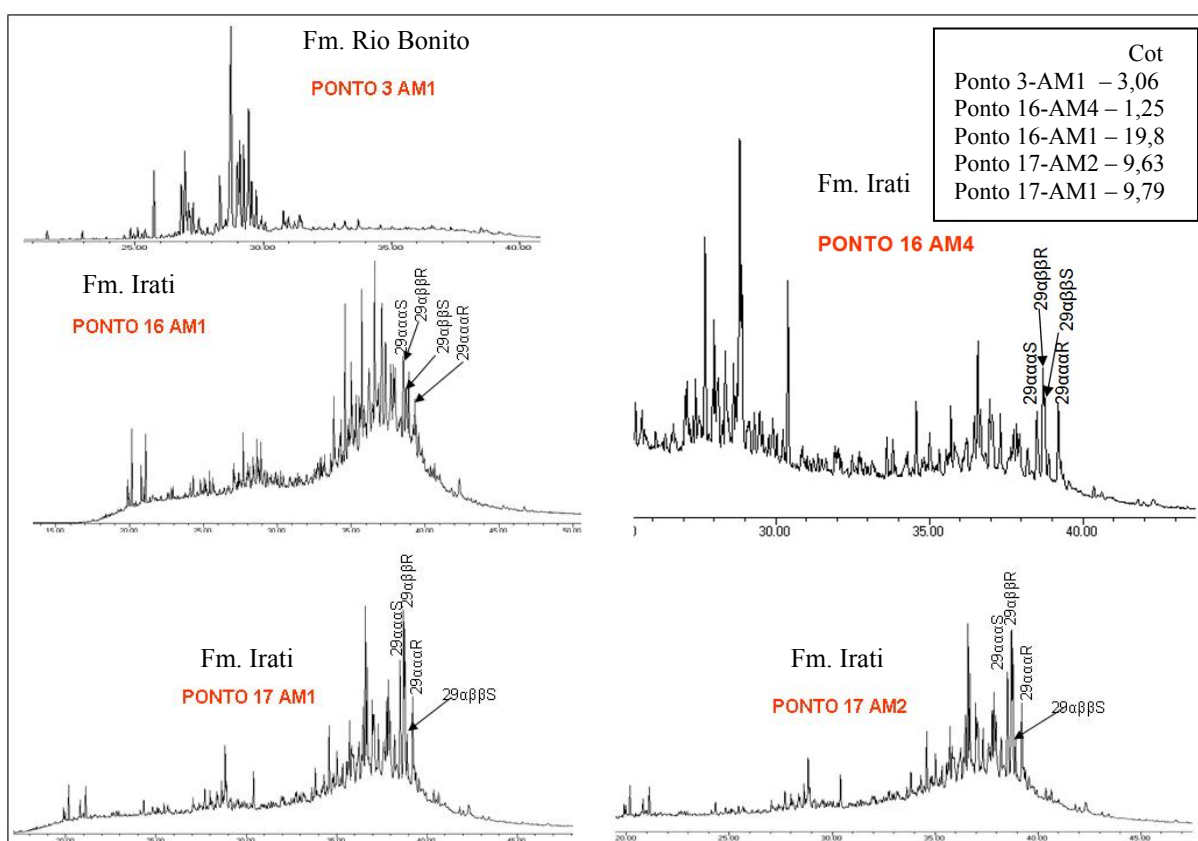


Figura 58 – Fragmentogramas m/z 217 dos extratos orgânicos da região carbonífera de Criciúma - SC.

6.2.2.4 Aromáticos

Os valores de Rc dos extratos orgânicos dos folhelhos da Formação Iratí que foram analisados pela relação dos hidrocarbonetos aromáticos, variaram na faixa 0,86 à 1,04 (tabela 4), sugerindo que o mesmo alcançou o pico de geração de óleo. Entretanto, a fácies pelítica da Formação Rio Bonito alcançou Rc 0,64, atingindo o início da geração.

Em todas as amostras foi constatada uma maior abundância de 9-metilfenantreno em relação ao 1-metilfenantreno (figura 59), uma característica típica de óleos de origem marinha (BUDZINSKI et al., 1995).

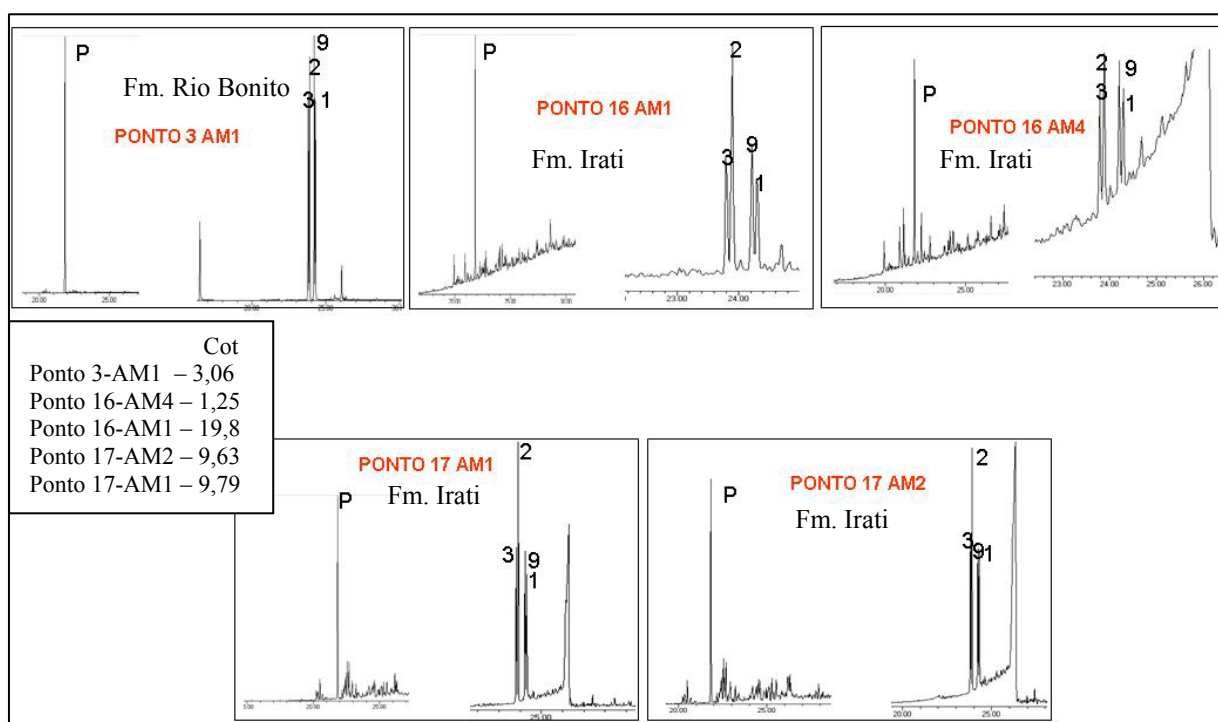


Figura 59 – Fragmentogramas das frações aromáticas das amostras do extrato orgânico da região carbonífera de Criciúma-SC: m/z 178 (fenantreno) e m/z 192 (metilfenantrenos).

6.2.3 Conclusão

Considerando a análise geral das assinaturas químicas das amostras de óleo e de rocha coletadas, tais como: razão pristano/fitano menores que 1 (neste caso apenas para a amostra

de óleo), presença de isoprenóides (pentametileicosano (i-25) e esqualano (i-30)), Ts/Tm superiores a 1 e gamacerano; pode-se concluir que o Membro Assistência da Formação Irati constitui a rocha geradora do óleo encontrado na região de carbonífera de Criciúma. Isto confirma os resultados obtidos por outros autores em outras áreas da Bacia do Paraná (por ex.: SOLDAN et al, 1988; MELLO et al, 1993; SANTOS NETO & CERQUEIRA, 2005; LISBOA, 2006; ALFERES, 2007). Todavia, observa-se que a fácies síltica da Formação Rio Bonito, por apresentar assinaturas geoquímicas diferentes dos óleos encontrados na Formação Rio Bonito, não poderiam ser consideradas geradoras destes óleos.

Oliveira (2009) analisando os extratos das três principais camadas de carvão do sul catarinense (Carvão Barro Branco, Carvão Irapuá e Carvão Bonito), constatou uma maior abundância do 1-metilfenantreno em relação ao 9-metilfenantreno, além de maiores concentrações dos isômeros mais estáveis 2- 3- metilfenantrenos e de fenantreno (figura 60). Essas características são, normalmente, associadas à matéria orgânica de origem terrestre (BUDZINSKI et al, 1995; HUGHES et al., 1995), incompatíveis com os óleos encontrados na fácies sigmoidal da Formação Rio Bonito.

Os menores conteúdos de Gamacerano encontrados nas amostras das manchas superficiais de óleo da Fm. Rio Bonito, sugerem uma geração onde a contribuição maior seria na fácies menos carbonática do Membro Assistência (tabela 2), ao passo que óleos coletados entre os estratos do arenito, podem ter sido gerados em fácies mais carbonáticas.

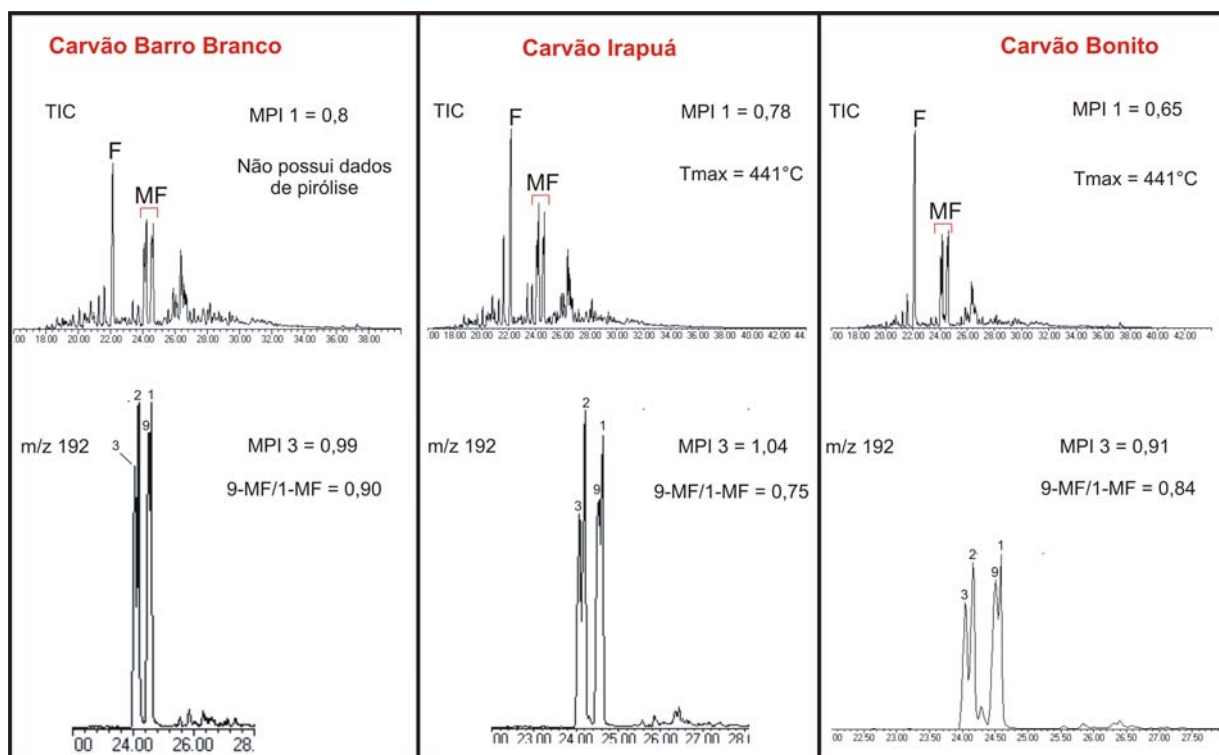


Figura 60 – Cromatograma de íons totais monitorados (TIC) e m/z 192 (metilfenantrenos) das principais camadas de carvão do sul catarinense. F = fenantreno, MF = metilfenantrenos.

Fonte: OLIVEIRA (2009).

6.2.4 Isótopos

Os valores de $\delta^{13}\text{C}\%$ dos óleos extraídos das amostras variaram de -25,882 a -24,352 (tabela 5). Estes valores isotópicos, segundo Rodrigues & Takaki (1987), sugerem que a rocha geradora precursora desses óleos foram formadas em condições de maior salinidade.

A diferença isotópica entre os óleos obtida nesta dissertação (tabela 5) pode ser explicada se levarmos em conta que na Formação Iratí existem distintos intervalos faciológicos potencialmente geradores. Rodrigues et al. (2010) analisando a Formação Iratí observaram que óleos relacionados aos folhelhos betuminosos tendem a possuir Gamacerano baixo e razão isotópica mais positiva, ao passo que folhelhos relacionados aos calcários tendem a possuir valores mais elevados de Gamacerano que relacionam-se à salinidade e anoxia e valores isotópicos ligeiramente mais negativos.

Tal conceito também é válido para explicar o fato dos valores isotópicos obtidos nesta dissertação (tabela 5) serem mais negativos se compararmos com os valores obtidos da dissertação de mestrado de Oliveira (2009) (tabela 6).

Entre as amostras de óleo extraídas no Ponto 23 (tabela 5), observa-se que a amostra de óleo relativa ao Ponto 23-AM3 é isotopicamente mais positivo que os demais. Tal situação pode estar relacionada ao fato deste ser termicamente mais evoluído, como observado nas razões envolvendo o fenantreno e o metilfenantreno, a partir da qual se obteve o R_o , através dos compostos aromáticos (tabela 2). A maturação acarreta o craqueamento das moléculas de alto peso molecular com liberação de hidrocarbonetos gasosos mais ricos em $\delta^{12}C$, conseqüentemente as moléculas residuais são enriquecidas em $\delta^{13}C$.

Comparando-se os isótopos dos óleos extraídos de arenitos da Formação Rio Bonito com os isótopos dos óleos extraídos dos folhelhos da Formação Iratí (tabela 5), observa-se que os primeiros apresentam valores isotópicos mais negativos. Uma forma alternativa de entender a diferença isotópica entre o óleo e seu extrato orgânico pode estar relacionada, além da diferença de fácies, também ao processo da migração dos hidrocarbonetos. Sabe-se que a migração do petróleo pode acarretar mudanças em sua composição química. Ao longo do percurso da migração há um aumento de hidrocarbonetos saturados em relação aos hidrocarbonetos aromáticos, resinas e asfaltenos. Como os hidrocarbonetos saturados são isotopicamente mais leves do que os demais componentes do petróleo, a análise do óleo bruto revelará um enriquecimento de $\delta^{12}C\%$, ao longo do caminho de migração (TAKAKI, 1983).

Na região de estudo (figura 61), observa-se a tendência de variação isotópica dos óleos com base em valores mais negativos que estão a norte (Pontos 23, 27 e 28) e os mais positivos a sul (Pontos 16 e 17), o que poderia sinalizar um processo migratório do sudoeste para o nordeste ao longo de falhas NE-SW utilizando-se um raciocínio análogo ao proposto por Takaki (1983). Entretanto é necessária maior prudência para tal hipótese, pois dados de $\delta^{13}C\%$ das amostras de óleo e do extrato orgânico, coletados na região, ainda são insuficientes, sendo necessários trabalhos mais acurados com maior número de informações.

Tabela 5 – Dados de $\delta^{13}\text{C}\%$ das amostras de óleo da área de estudo e das potenciais rochas geradoras. ND = Não Determinado.

Formação	Amostra		$\delta^{13}\text{C}\%$	Exudação
FM. RIO BONITO (fácies Sigmoïdal)	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

Tabela 6 – Dados de $\delta^{13}\text{C}\%$ das amostras de óleo coletados em poços na mina da Carbonífera Catarinense.

Fonte: Dissertação de mestrado de Oliveira (2009).

Formação	Amostra		$\delta^{13}\text{C}\%$
Fm. Rio Bonito	Óleo	CAT 215	-24,457
		CAT 179A	-23,438
		CAT 175B	-23,708
Fm. Iratí	Extrato Orgânico	Fm. Iratí - Membro Assistência	-25,410 a -24,584

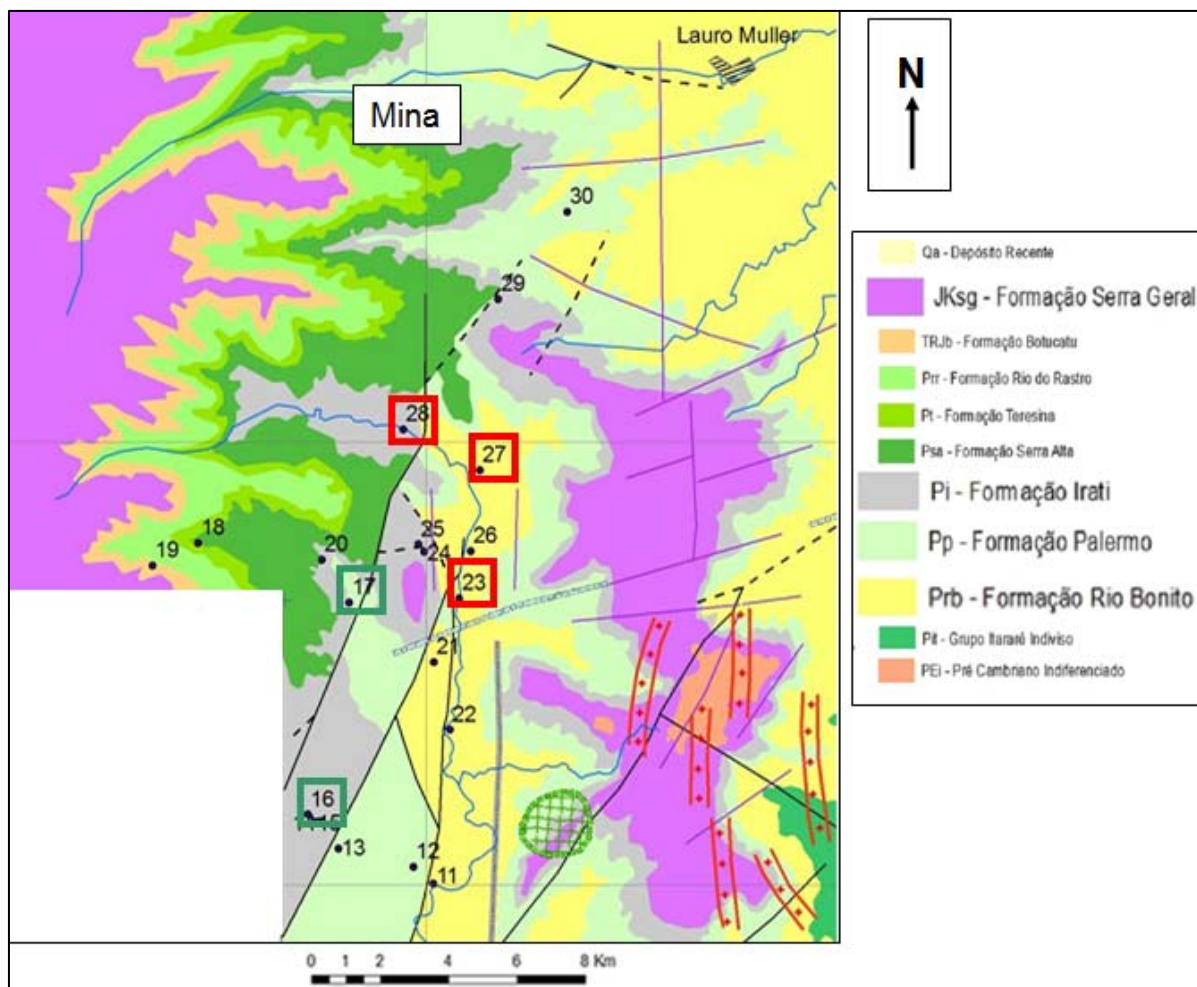


Figura 61 – Localização das amostras extraídas para análise geoquímica. Quadrados em vermelho (Pontos 23, 27 e 28) - amostras de óleo da tabela 5. Quadrados em verde (Pontos 16 e 17) - amostras do extrato orgânico da tabela 5. Quadrado em branco (Mina da Carbonífera Catarinense) amostras da tabela 6 extraídas da dissertação de mestrado de Oliveira (2009).

7 – SISTEMA PETROLÍFERO

A partir da análise estrutural-estratigráfica da área de estudo e da caracterização geoquímica dos óleos encontrados na região, foi possível identificar os elementos e processos que constituem o sistema petrolífero Iratí-Rio Bonito.

7.1 Geração

Como já discutido em diversos trabalhos (MILANI, 1997; CORRÊA & PEREIRA, 2005; ARAÚJO et al. 2000; etc), a maturação dos intervalos geradores da Fm. Irati está atrelada à presença de intrusões ígneas apoiados em um modelo não convencional de geração. Na área de estudo foi possível identificar, em alguns locais, afloramentos de folhelhos do Membro Assistência intrudidos por diques de diabásio (Ponto 16 e Ponto 17) (figura 54), cuja caracterização geoquímica mostrou COT bastante elevados, e reflectância de vitrinita apontando para janela de geração de óleo. As assinaturas geoquímicas das amostras coletadas para a correlação óleo-rocha geradora apresentaram razão pristano/fitano menores que 1 (neste caso, apenas nas amostras de óleo coletadas), razão T_s/T_m superiores a 1, gamacerano e presença de isoprenóides pentametilicosano (i-25) e esqualano (i-30); apontando ao Membro Assistência da Formação Irati como a rocha geradora do óleo encontrado na Fm. Rio Bonito.

Apesar das soleiras estarem expostas em regiões restritas da área de estudo, a partir do mapa de isóclinas das intrusivas, realizado com base em furos de sondagem da CPRM/DNPM por Oliveira (2009) é possível observar que intrusões na Formação Irati ocorrem em praticamente toda a área de estudo, chegando algumas atingir 136m de espessura (figura 62). Segundo Oliveira (2009), a ocorrência de soleiras com espessura inferior à do intervalo gerador (Formação Irati), identificados na área, é um fator determinante à presença de óleo na região; enquanto que nas regiões mais profundas da bacia, a grande espessura das intrusões, da ordem de centenas de metros, deve ter senilizado por completo os intervalos geradores da Formação Iratí.

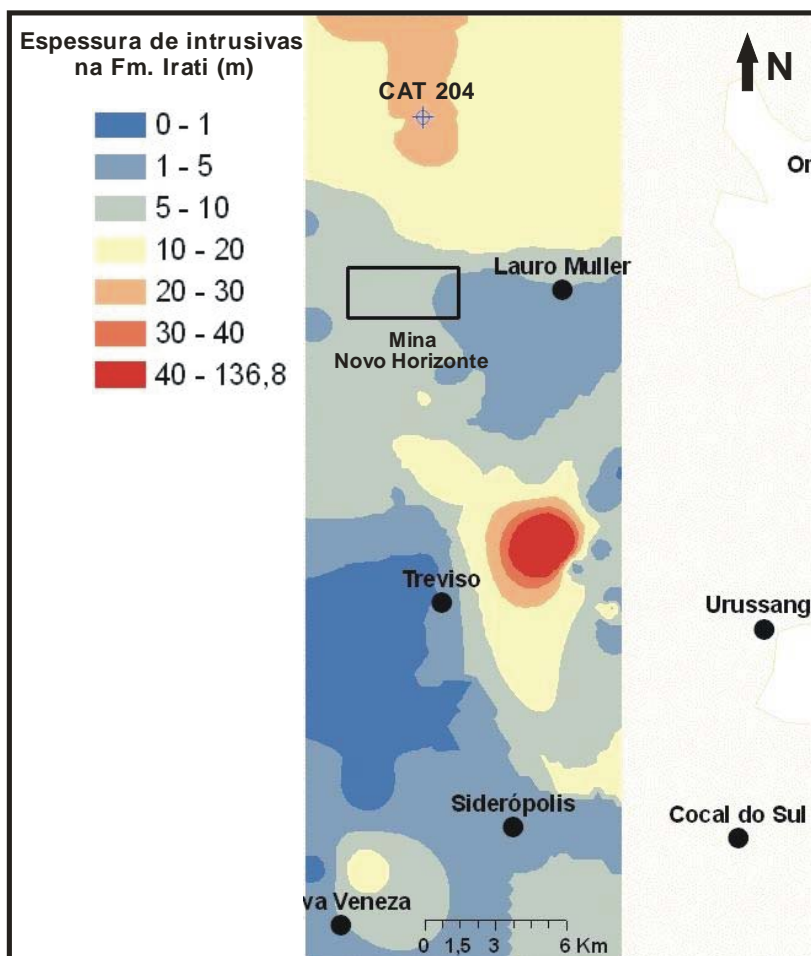


Figura 62 – Mapa de isólicas de intrusivas na Fm. Iratí na área de estudo
Fonte: Oliveira, 2009.

7.2 Migração na região

A área de estudo mostra um notável 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 da área de estudo identificaram falhas NE-SW e EW cujas capas apresentam um rebatimento de tal ordem, que podem condicionar o contato da geradora Iratí ao lado do reservatório Rio Bonito (figura 63). 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. Estas falhas também podem funcionar como rotas de migração de óleos em maiores distâncias até que o hidrocarboneto encontre uma trapa que o aprisione.

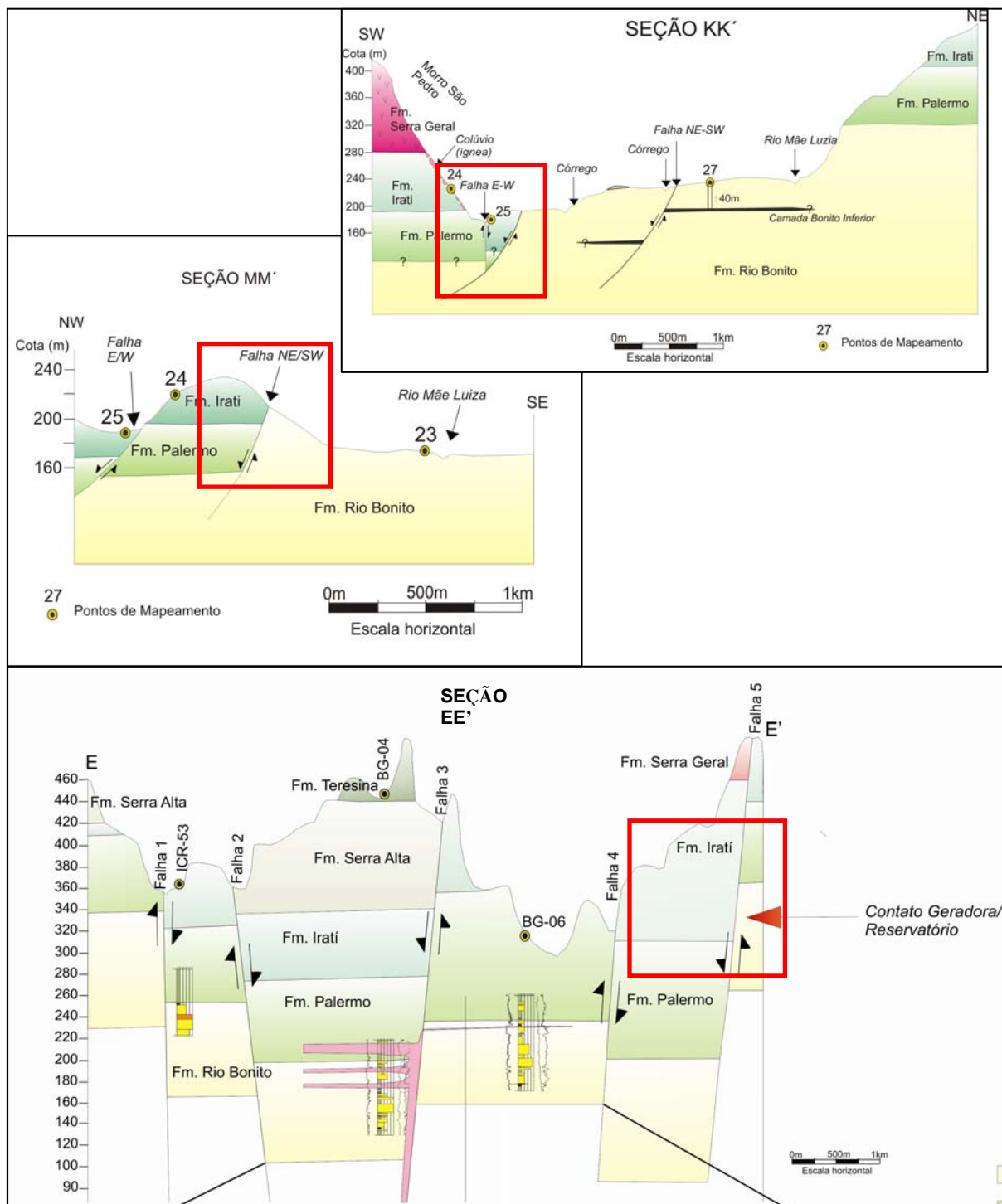


Figura 63 – Seções geológicas destacando, no quadrado em vermelho, a disposição da Fm. Irati em contato com a Fm. Rio Bonito.

Com base em dados de furo de sondagem da CPRM/DNPM (Projeto Borda Leste), Oliveira (2009) apresentou um mapa de isóclinas da região carbonífera de Criciúma – SC, na qual a camada Bonito revela um mergulho regional para SW (mapa à esquerda na figura 64), haja visto que o mergulho das camadas sedimentares na região é em torno de $0,5^\circ$ (CPRM,

Folha Criciúma). Segundo este autor, após a expulsão da rocha geradora, o óleo deve ter migrado lateralmente no sentido NE, aproveitando o mergulho regional das camadas, até alcançar alguma armadilha (trapa).

Na área de estudo, os resultados da análise geral das assinaturas geoquímicas das amostras de óleo coletadas ao norte (Pontos 23, 27 e 28) e dos extratos orgânicos obtidos ao sul (Pontos 16 e 17), indicaram o Membro Assistência como a rocha geradora do óleo. A proximidade destas amostras coletadas com falhas NE-SW mapeadas em campo, sugerem uma possível rota de migração dos óleos ao longo destas falhas, concordando com o modelo proposto por Oliveira (2009).

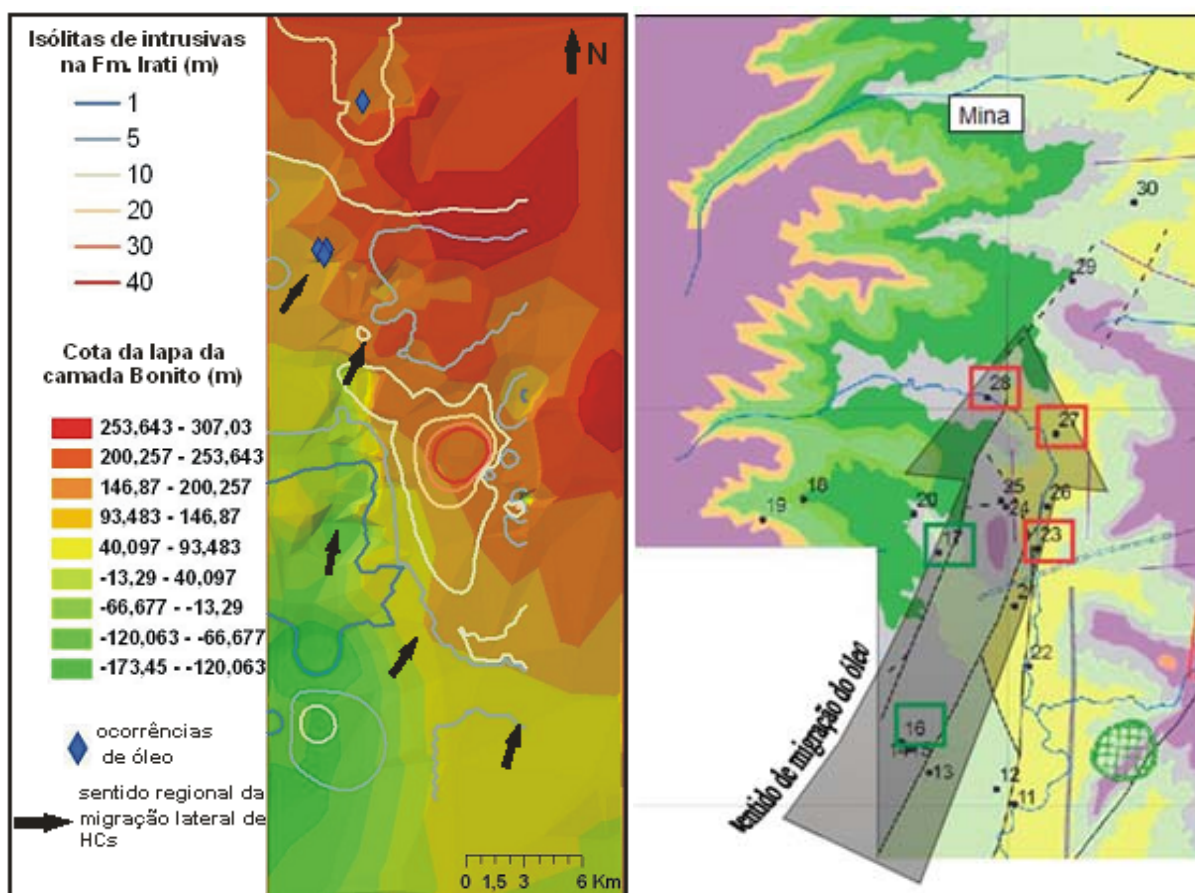


Figura 64 – Mapas comparativos do sentido regional da migração de hidrocarbonetos dentro da Fm. Rio Bonito, segundo Oliveira, 2009 (mapa à esquerda) e do modelo proposto nesta dissertação (mapa à direita). No mapa à direita têm-se os quadrados em Amarelo (Pontos 23, 27 e 28): locais de amostras de óleo. Quadrados em verde - (Pontos 16 e 17): locais de coleta de amostras do extrato orgânico.

7.2 Trapeamento

Com base em dados apresentados na área de estudo, observa-se que as possíveis armadilhas para a retenção de óleo associam-se, principalmente, a trapas estratigráficas.

Conforme ilustrado na figura 65, a migração lateral do óleo em direção à borda da bacia foi barrada, possivelmente, pela presença de diques de diabásio, em uma situação geológica análoga à proposta por Thomaz Filho (1982), para explicar a ocorrência dos arenitos asfálticos na região de Anhembi – SP.

A Formação Palermo, também pode ser caracterizada como um selo regional, por possuir horizontes pelíticos (folhelhos e siltitos) que estão sobreposto aos reservatórios da Fm. Rio Bonito.

Outros casos de trapeamento estratigráfico relacionam-se à grande variação faciológica e ampla predominância de arenitos com baixa porosidade/permeabilidade dentro da Formação Rio Bonito. Segundo Schneider (1980), os melhores indícios de hidrocarbonetos encontrados na Bacia do Paraná, até aquele momento, estavam relacionados a este tipo de trapa, onde as rápidas mudanças faciológicas oriundas da sedimentação flúvio-deltaica da Formação Rio Bonito teriam propiciado o aprisionamento de hidrocarbonetos em trapas estratigráficas. Dados de sondagem mostram a presença de óleo trapeados por lentes constituídas por fácies pelíticas da Formação Rio Bonito, tais como folhelho e siltitos (figura 66).

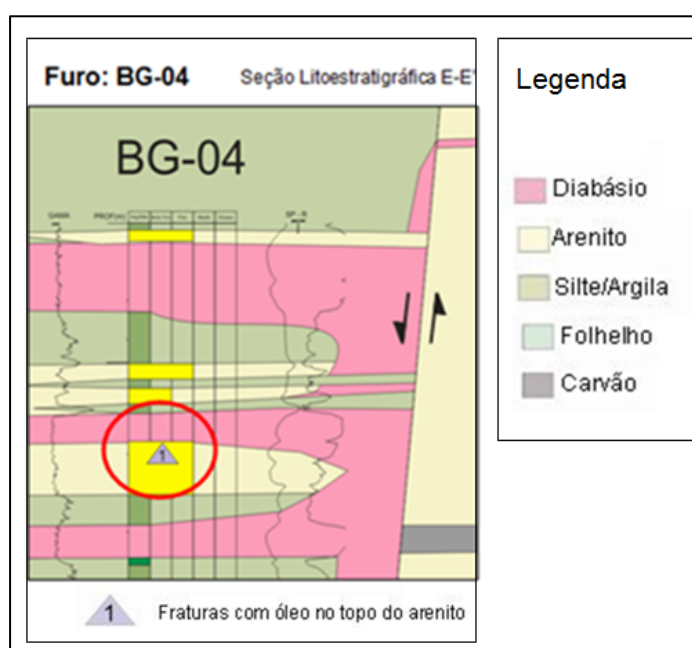


Figura 65 – Trapa estratigráfico encontrado no furo BG-04 da seção litoestratigráfica E-E'

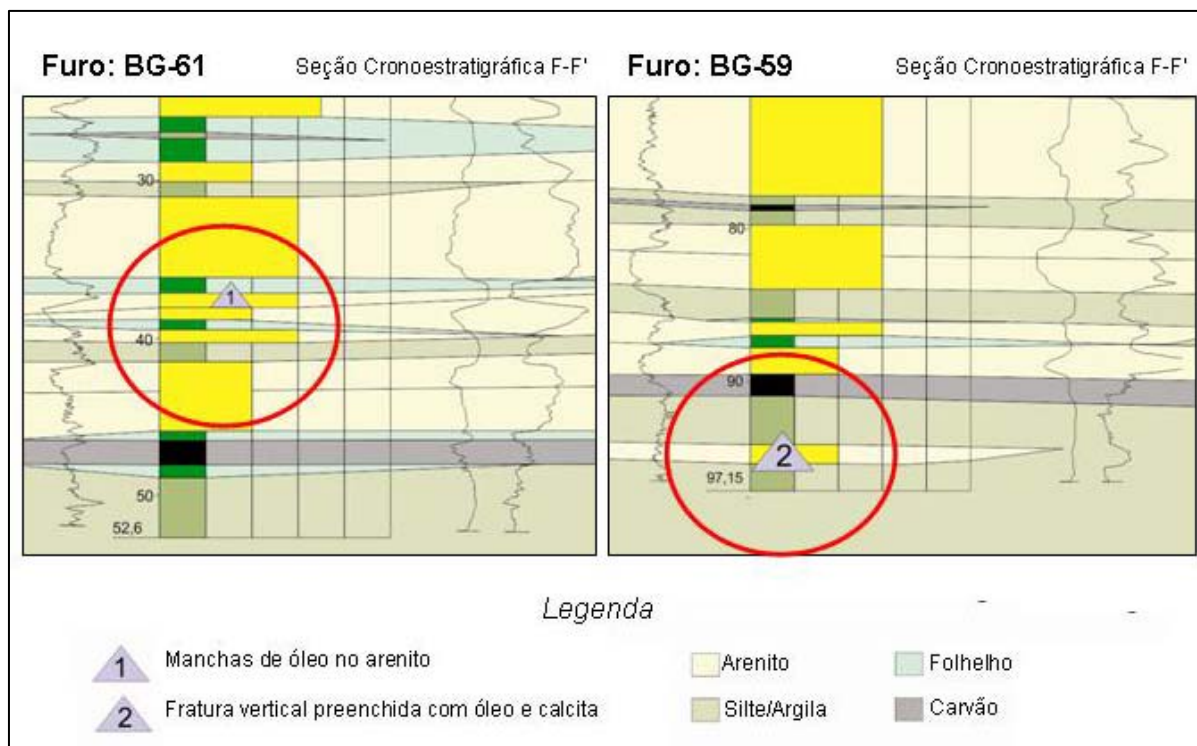


Figura 66 – Trapas estratigráficas na Formação Rio Bonito, encontrados nos furos BG-61 e BG-59 da seção geológica F-F’.

7.3 Relação Temporal entre os eventos

7.4.1 Principais estruturas tectônicas atuantes do Neopermiano ao Mesozóico

Na tentativa de estabelecer uma organização dos eventos tectônicos ocorridos na Bacia do Paraná, mais especificamente na região carbonífera de Criciúma – SC, foi confeccionado um bloco diagrama, de cunho estrutural, identificando as principais estruturas atuantes em ordem geocronológica, dividindo-os em 7 fases para efeito didático (figuras 67 e 68).

Nota-se que a fase 1 e a fase 2 estão relacionadas às falhas E-W pré-existentes que são deslocados por falhas NE-SW; tais feições são identificadas em imagens de satélite corroboradas com seções geológicas. Pelo fato destas falhas não apresentarem continuidade na Formação Serra Geral, conforme discutido no capítulo 6, supõe-se que estas feições são anteriores ao derrame que ocorreu no Juro-Cretáceo.

De forma análoga, Rostirolla et al. (2000) identificam no alto estrutural de Quatiguá (nordeste do estado do Paraná) a presença de diques não afetados por falhas sinistrais NE, o que corrobora que estas falhas NE –SW sejam anteriores ao Eocretáceo.

Ramos (1988), Tankard et al (1996) e Milani (1997) afirmam que as falhas NE-SW poderiam estar relacionada ao reflexo da propagação de tensões compressionais intraplaca verificada durante a Orogenia La Ventana, causados por uma tensão principal máxima (σ_1) de sul para norte, quando ocorreu a sutura da Patagônia à América do Sul, no limite entre o Permiano e o Triássico.

As fases 3 e 4 tratam-se da geração de falhas N-S seccionando as falhas NE-SW, sendo posteriormente condicionadas por diques. Estas feições são identificadas em mapas aeromagnetométricos confeccionados pelo Projeto Borda Leste – CPRM/DNPM, onde são interpretadas anomalias magnéticas muito bem marcadas de direção N-S.

Segundo Macedo (1989) estruturas N-S poderiam ter sua geração associada ao rifteamento cretáceo, ocorrido durante a abertura do Atlântico Sul, com uma propagação das estruturas distensionais na direção oeste, adentrando a Placa Sul-Americana.

No Arco de Ponta Grossa (ao norte da área de estudo), os diques estão associados a estruturas tectônicas com direção NW que se relacionam à forte atividade tectônica durante o quebramento juro-cretáceo do Gondwana, denominado de reativação Wealdeniana por Almeida (1967) ou evento Sul-Atlantiano (SCHOBENHAUS et al., 1984)

A fase 5 trata-se de um segundo evento das falhas NE-SW, em que estas seccionam os diques N-S, conforme ilustrado na porção sudeste da área de estudo. Como esses diques N-S constituem um prenúncio do grande derrame de lavas associados à Formação Serra Geral, e as falhas NE-SW correspondem a uma tectônica precursora ao derrame, sugere-se um caráter temporal bastante curto para a reativação de falhas NE-SW (figura 69). No entanto, a presença de alguns diques isolados de direção NE-SW pode indicar um certo envolvimento destas falhas durante a atividade magmática, sendo, porém de forma restrita.

De modo análogo, Rostirolla et al. (2000) identificam um segundo evento NE no Alto de Quatiguá, embora o mesmo seja correlacionado a uma história deformacional posterior ao magmatismo, de caráter transcorrente distensivo, por apresentarem diques NW-SE seccionados por pequenas falhas NE-SW.

A fase 7 corresponde à geração de falhas NW-SE que secciona a Formação Serra Geral e estruturas mais antigas. Grandes feições NW-SE foram identificadas em imagens de satélite, podendo ter tido um papel fundamental na geometria final do terreno. Na porção leste da área de estudo, a existência de diques N-S seccionados por falhas NW-SE indicam uma

tectônica pós-magmatismo. Diques isolados de direção NW-SE podem, no entanto, caracterizar um certo envolvimento destas falhas durante a atividade magmática.

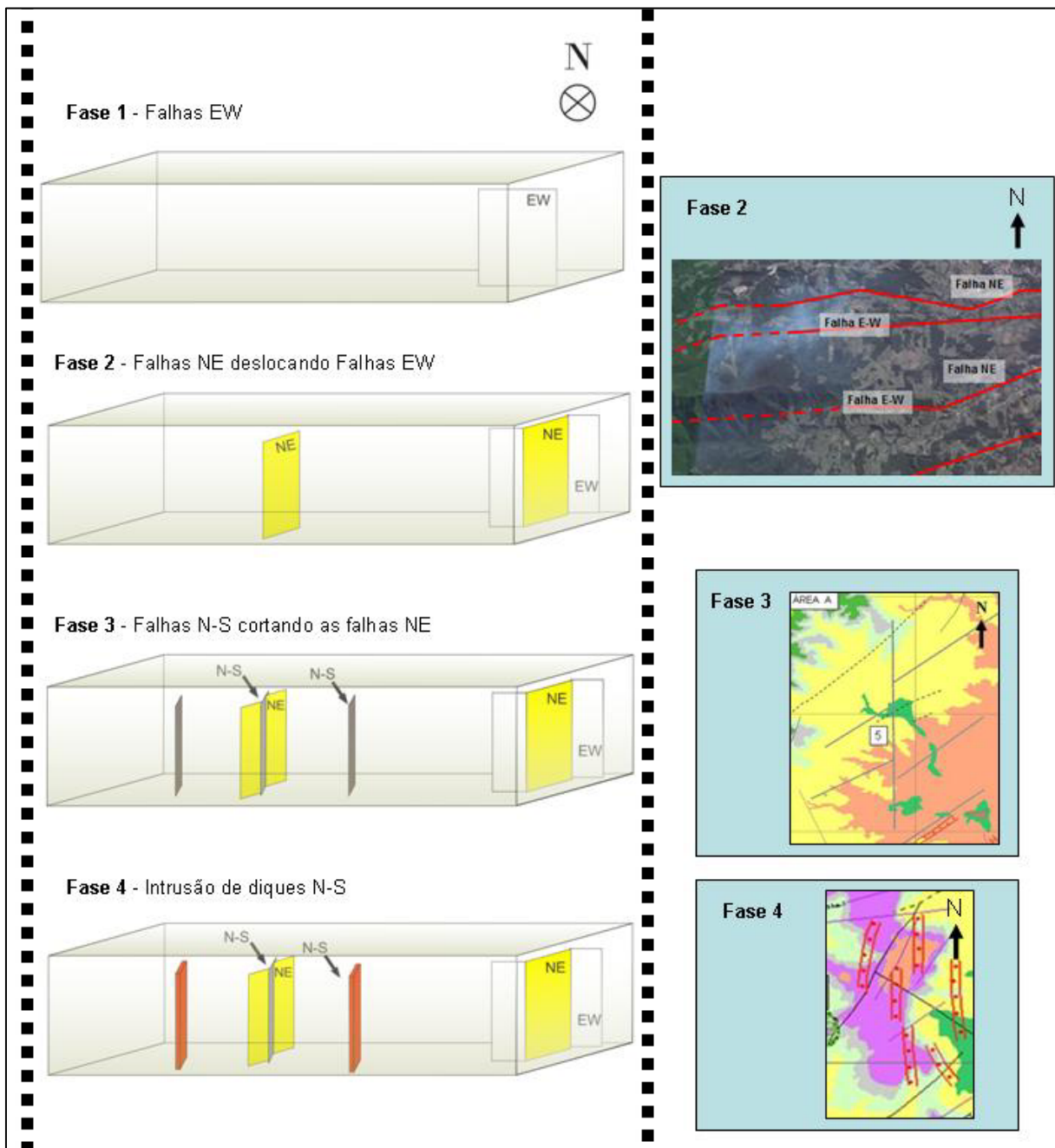


Figura 67 – Bloco diagrama apresentando os possíveis eventos tectônicos (Fases 1, 2, 3 e 4) ocorridos após a deposição da Fm. Rio Bonito.

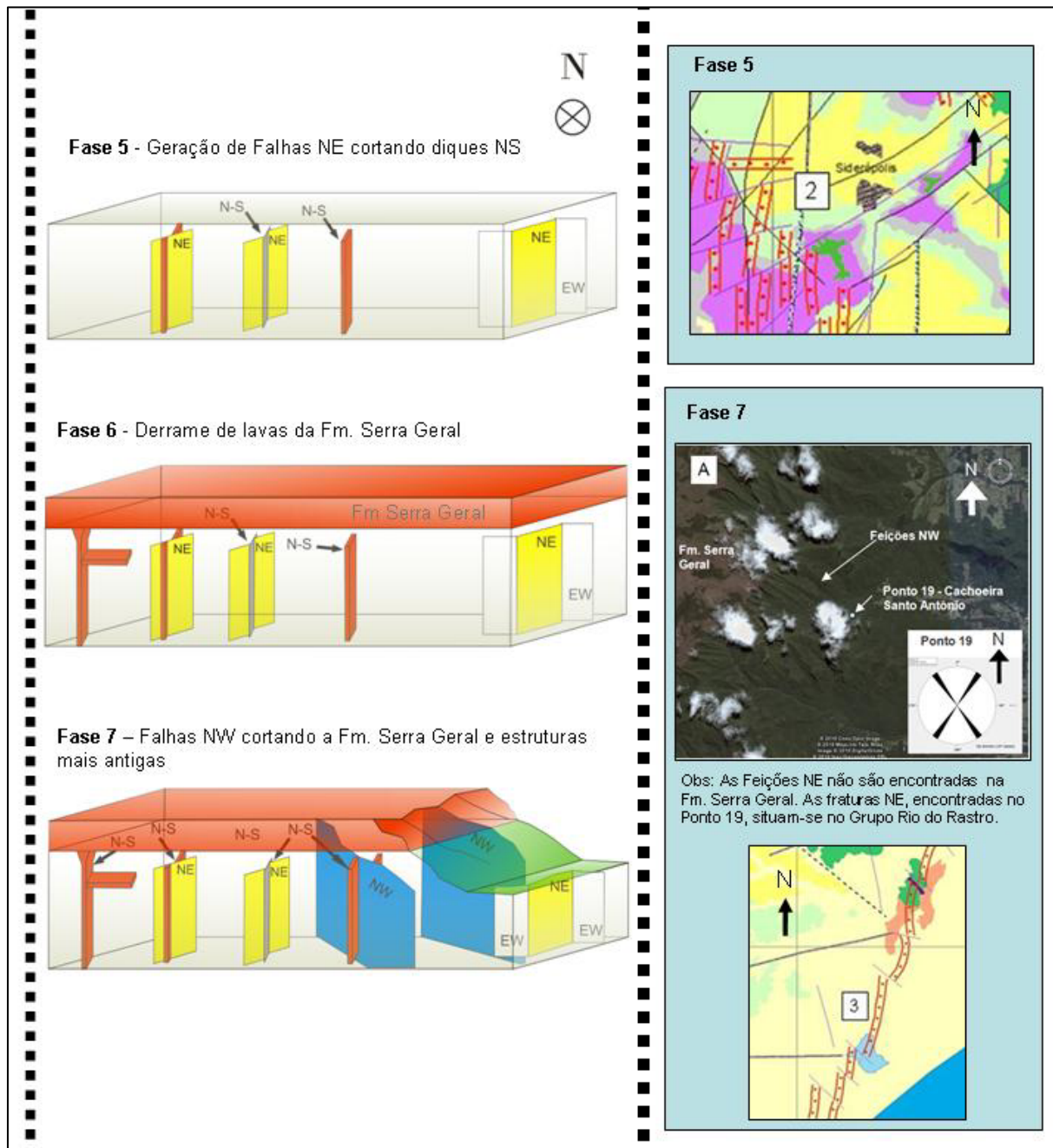


Figura 68 - Bloco diagrama apresentando os possíveis eventos tectônicos finais (Fases 5, 6 e 7).

7.4.2 Contemporaneidade entre os eventos

Seções cronoestratigráficas confeccionadas e apresentadas no Capítulo 5 mostram que durante a fase sindeposicional da Formação Rio Bonito, no Neopermiano, a tectônica era praticamente inexpressiva. Entretanto, trapas estratigráficas foram formados devido à grande variedade faciológica desta formação, com a deposição de sedimentos mais pelíticos em ambientes de planície deltaica e de prodelta, que capearam possíveis reservatórios.

Já possíveis trapas estruturais podem estar relacionados com as falhas da fase 1 e 2, correspondentes à Orogenia La Ventana, e falhas associadas às fases 5 e 6, relacionadas com a abertura do Atlântico Sul (figura 69).

Ernesto et al. (1999), baseados em dados paleomagnéticos, sugeriram dois pulsos magmáticos para intrusões da porção nordeste da Bacia do Paraná. De forma análoga, foram considerados, nesta dissertação, dois pulsos magmáticos para a geração de óleo durante o Juro-cretáceo balizado em dados estruturais. O primeiro pulso magmático relaciona-se com a intrusão de diques nas zonas de fraqueza referentes às falhas N-S. Dados de campo e aeromagnetométrico sugerem também a intrusão de diques nas falhas NW-SE, NE-SW e E-W, porém com pouca intensidade. O segundo pulso, mais intenso, promoveu formação de soleiras, extravasamento vulcânico, maturação e trapeamento dos óleos relacionados com o sistema petrolífero Irati-Rio Bonito (figura 69).

Rodrigues (1995) afirma que em função do efeito térmico causado pelas intrusões serem geologicamente rápido, existiu um curto espaço de tempo para as condições de geração, migração e acumulação neste tipo de sistema não convencional.

A migração dos óleos gerados podem ter sido lateral, devido ao posicionamento da geradora Irati ao lado do reservatório Rio Bonito, ou podem ter percorridos longas distâncias através de falhas NE-SW, gerados na fase 2 e 5 (figura 69).

Após o derrame Serra Geral, as falhas NW-SE (fase 7) podem ter funcionado com zonas de escape de óleo, pelo fato de seccionarem todas as estruturas mais antigas, inclusive os possíveis selos.

Provavelmente, os possíveis locais de acumulações de óleo do Sistema Petrolífero Irati-Rio Bonito ocorreram em reservatórios associados às fácies sigmoidal da Formação Rio Bonito, em regiões onde são menos frequentes as falhas NW-SE, trapeado por grandes selos regionais (soleiras de diabásio intrudidas no Membro Assistência, folhelhos da Formação Palermo) e fácies pelíticas da Fm. Rio Bonito.

A carta de eventos ilustrado na figura 70 trata-se de um resumo da contemporaneidade dos processos geológicos e estruturais observados no Sistema Petrolífero Irati-Rio Bonito, para a região carbonífera de Criciúma, baseado em Araújo et. al. (2000).

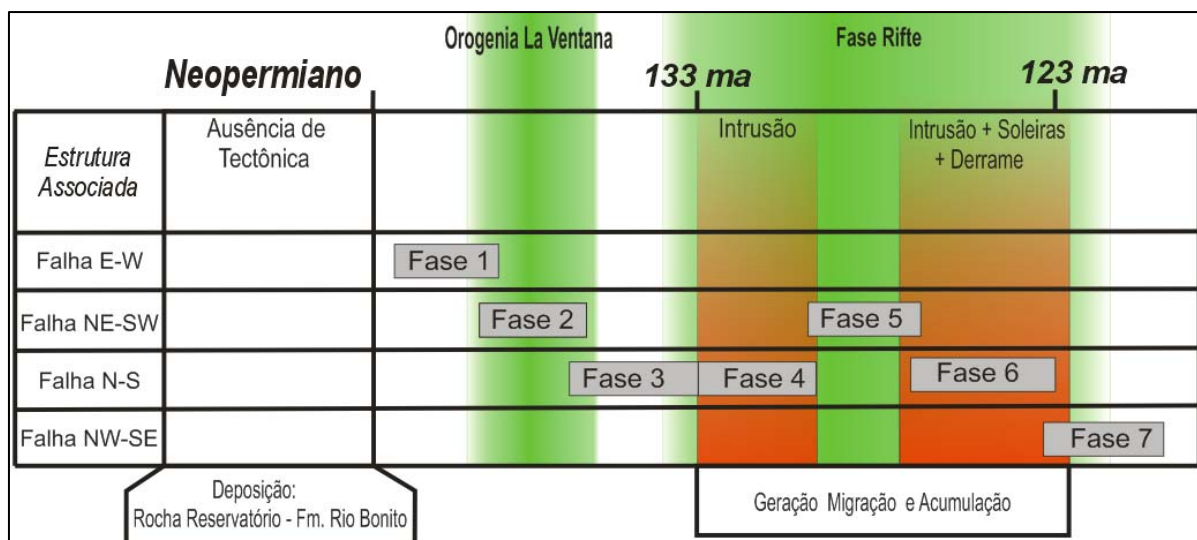


Figura 69 – Desenho esquemático das estruturas associadas com as fases tectônicas e os pulsos de magmatismo envolvidos, com idades de magmatismo baseadas em Corrêa & Pereira (2005).

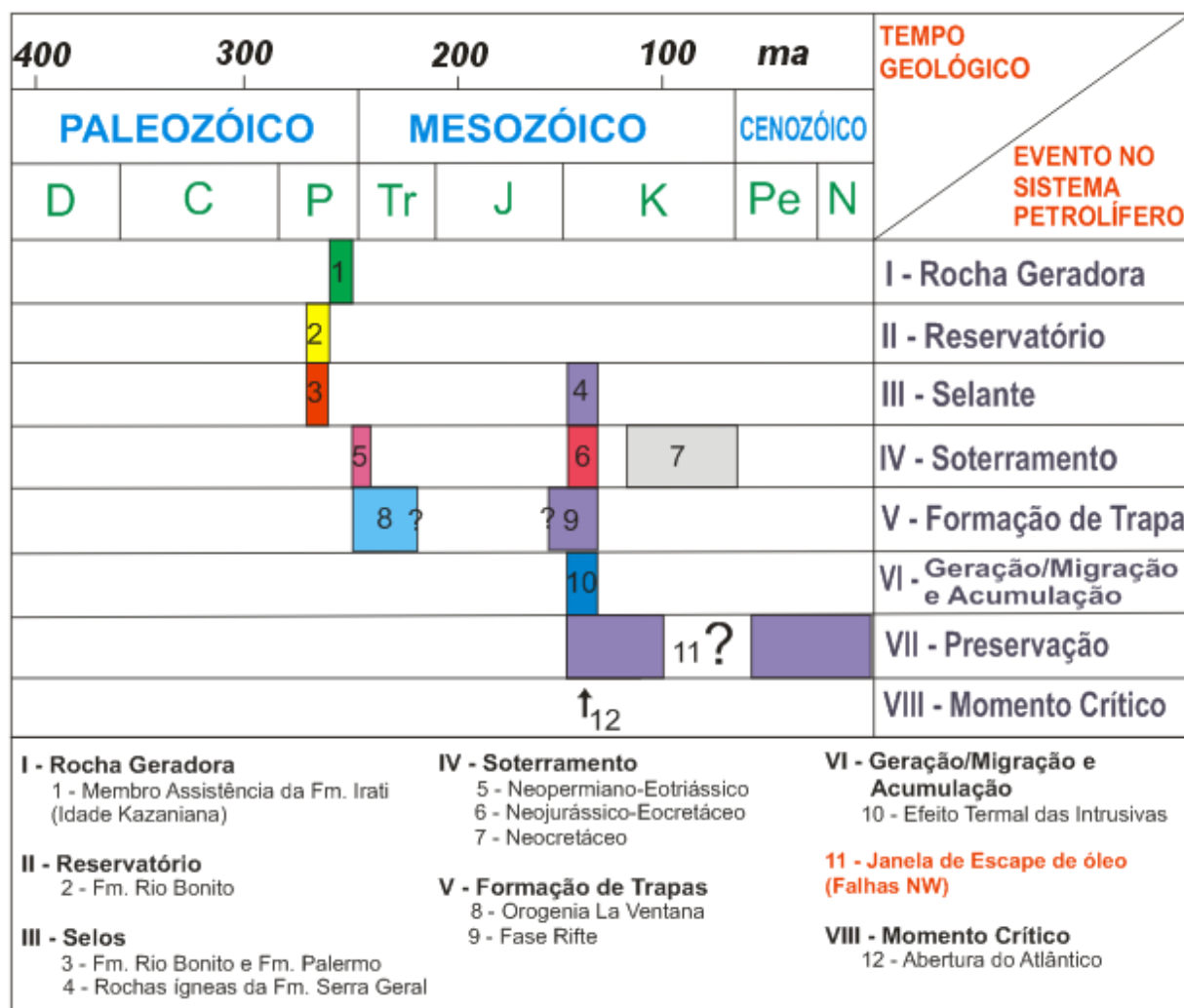


Figura 70 – Carta de eventos do sistema petrolífero Iratí - Rio Bonito na região carbonífera de Criciúma - SC

Fonte: (baseado em Araújo et al., 2000)

8 – COMENTÁRIOS FINAIS E CONCLUSÕES

8.1 Base de Dados Geológicos

Os mapas geológico e aeromagnetométrico da Bacia do Paraná confeccionados na década de 70 pelo Projeto Borda Leste (CPRM e DNPM) continuam bastante atualizados, sendo um importante acervo para estudos geológicos futuros. Da mesma forma, os furos de sondagem realizados no âmbito desse projeto, também mostraram uma excelente fonte de dados para a pesquisa.

A grande compatibilidade das informações obtidas a partir dos mapas do Projeto Borda Leste com aquelas adquiridas nos trabalhos de campo ou por meio de imagens de satélites, sobretudo para a identificação de falhas, contatos geológicos, feições estruturais, etc., demonstram a confiabilidade dos mapas produzidos.

8.2 O contato da Geradora Irati com o Reservatório Rio Bonito.

Na região carbonífera de Criciúma, seções geológicas confeccionados nesta dissertação mostram grandes incidências de falhas que promoveram um sistema de *Horst e Grabens* relacionadas por falhas NE-SW e secundariamente falhas E-W. Estas falhas atuaram, por vezes, em conjunto, que dependendo da magnitude do rejeito, resultou num rebatimento das camadas superiores posicionando a geradora Irati ao lado ou abaixo do reservatório Rio Bonito.

8.3 A maturação da rocha geradora por intrusivas

Assinaturas geoquímicas dos folhelhos associados à Formação Irati nos Pontos 16 e 17 foram identificados como pertencentes ao Membro Assistência, por apresentarem: razão Ts/Tm maior que 1, gamacerano, e presença de isoprenóides pentametileicosano (i-25) e

esqualano (i-30). Estes folhelhos, com COT bastante elevado, apresentam-se intrudidos por soleiras de diabásio, conforme ilustrado na figura 54.

A partir da relação dos hidrocarbonetos aromáticos, os valores de Ro dos extratos orgânicos coletados nestas áreas sugerem que os mesmos alcançaram o pico de geração de óleo, isto decorre do fato dos resultados estarem na faixa 0,86 a 1,04 (tabela 4).

Como a Formação Irati possui um soterramento insuficiente, para serem alcançados esses valores é necessário estabelecer um modelo não convencional de geração, cuja maturação da rocha geradora ocorreu pela ação de rochas intrusivas sob a rocha geradora (Formação Irati).

8.4 Amostras de óleo observadas na Formação Rio Bonito

As porções escuras de cores acinzentadas encontradas em arenitos (Pontos 23, 27 e 28) foram caracterizadas como óleo, através da confirmação por meio de análises geoquímicas (isótopos e biomarcadores).

Por meio dos trabalhos de campo e da análise faciológica, este óleo exsudado encontra-se na Formação Rio Bonito, preferencialmente em sua fácies sigmoidal. Esta fácies que migra no sentido SW é constituída por arenitos médios a grossos, bem selecionados, depositados em ambiente de frente deltaica.

Considerando a análise geral das assinaturas geoquímicas das amostras de óleo coletadas e dos extratos orgânicos obtidos a partir de amostras da área de estudo, a semelhança demonstrada entre ambas por meio de alguns parâmetros como: a razão Ts/Tm maior que 1, a ocorrência de gamacerano, e a presença de isoprenóides pentametilicosano (i-25) e esqualano (i-30); indicam o Membro Assistência da Formação Irati como a rocha geradora do óleo encontrado nos arenitos da Fm. Rio Bonito.

8.5 Paleoestruturas nos processos migratórios

Com base em dados estruturais observados em seções geológicas em campo e nos mapas aeromagnetométrico e geológico fornecidos pelo Projeto Borda Leste – CPRM/DNPM

sugere-se uma migração lateral do óleo, aproveitando um sistema de falhas NE-SW, responsáveis por condicionar a geradora Irati em contato lateral direto com o reservatório Rio Bonito.

8.6 Modelo de migração dos hidrocarbonetos.

Na área de estudo, a boa correlação dos óleos encontrados ao norte (Pontos 23, 27 e 28) com os extratos orgânicos encontrados ao sul (Pontos 16 e 17) sugere um processo migratório do sudoeste para o nordeste através de falhas NE-SW identificadas na região. Este sistema de migração vai de encontro com o modelo proposto por Oliveira (2009), que são favorecidos com o mergulho regional das camadas no sentido sudoeste.

Assim, dois mecanismos de migração podem ser advogados: um de caráter mais local por meio da migração direta da geradora para o reservatório, ou de mais longa distância a partir da migração por sistemas de falha normais de grande rejeito e extensão.

8.7 Momento Crítico (Geração/Migração/Acumulação)

Dois pulsos magmáticos no Juro-Cretáceo promoveram a geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos, num período bastante curto. Segundo Corrêa e Pereira (2005), o magmatismo da Formação Serra Geral ocorreu entre 133 a 123 milhões de anos.

Conforme ilustrado na figura 69, observa-se que, provavelmente, o segundo evento de falhas NE-SW ocorreu anteriormente a um segundo pulso de magmatismo, o qual foi o responsável pela formação de soleiras, maturação, extravasamento vulcânico e trapeamento. Sendo assim, as falhas NE-SW criaram condições favoráveis para a migração do óleo recém gerado, podendo ser retido por soleiras e acumulados nos arenitos da Formação Rio Bonito.

8.8 Zonas de Escape de Óleo

Após o derrame Serra Geral, a implantação de um sistema de falhas NW-SE pode ter funcionado como zonas de escape de óleo, pelo fato de as mesmas seccionarem todas as estruturas mais antigas, inclusive os possíveis selos.

REFERÊNCIAS

- ALFERES, C.L.F. - *A Geoquímica orgânica da Formação Irati na área de São Mateus do Sul, Paraná*. 2007. 99 p. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.
- ALMEIDA F.F.M. *Origem e evolução da Plataforma Brasileira*. Rio de Janeiro: DNPM-DGM, 1967. 36 p. Boletim, 241
- ARAÚJO L.M., TRIGUIS J.A. & CERQUEIRA J.B.,. Avaliação do efeito térmico das intrusivas ígneas nas rochas geradoras da Formação Irati – Membro Assistência. Curitiba: Petrobras/E&P/NEXPAR, 1996. 139 p. Relatório Interno.
- ARAÚJO, L. M.; TRIGÜIS, J. A.; CERQUEIRA, J. R.; FREITAS, L. C. S. The atypical permian petroleum system of the Paraná Basin, Brazil. In: MELLO, M.R., KATZ, B.J. (Ed.), *Petroleum systems of South Atlantic margins*. Tulsa, 2000. p. 377-402. (AAPG Memoir n. 73).
- ARAÚJO, C.C.; YAMAMOTO, J.K.; ROSTIROLLA, S.P. Arenitos asfálticos na Bacia do Paraná: estudo das ocorrências no Alto Estrutural de Anhembi. *Bol. Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 14, n.1, p. 47-70, 2006.
- ARTUR, P.C.; SOARES, P.C. Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná, Brasil. *Revista Brasileira de Geociências*, Curitiba, v. 32, n. 4, p. 433-438, 2002.
- BUDZINSKI, H.; GARRIGUES, P.; CONNAN, J.; DEVILLERS, J.; DOMINE, D.; RADKE, M.; OUDIN, J.L. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Amsterdam, v. 59, n. 10, p. 2043-2056, 1995.
- BORTOLUZZI, C.A.; PÍCCOLI, A.E.M., BOSSI, G.E.; SOMMER, M.G.; TOIGO, M.M.; PONS, M.E.H.; WOLF, M.; SILVA, Z.C.C. Pesquisa Geológica na Bacia Carbonífera de Santa Catarina. *Pesquisas*, Porto Alegre, v.11, p.33-192, 1978.
- CAETANO-CHANG, M.R. & WU, F. T. (2003) – Diagênese de arenitos da Formação Pirambóia no centro-leste paulista. *Geociências*, Rio Claro, v. 22, pp. 33-39, 2003.
- CHANG, H.K.; KOWSMANN, R.O.; BENDER, A.A.; MELLO, U.T. Origem e evolução termomecânica de bacias sedimentares. In: RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (Ed.). *Origem e evolução das bacias sedimentares*. Rio de Janeiro: Petrobras/SEREC/CEM-SUD, 1990. p. 49-71.
- CLAYTON J.L. & BOSTICK N.H. Temperature effects on kerogen and on molecular and isotopic composition of the organic matter in Pierre Shale near an igneous dike. *Organic Geochemistry*, Amsterdam, v. 10, p. 135-143, 1986.

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

CORDANI, U.G.; NEVES, B.B.B.; FUCK, R.A.; PORTO, R.; THOMAZ FILHO, A.; CUNHA, F.M.B. (1984) - *Estudo preliminar de integração do Pré-Cambriano com os eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras*. Rio de Janeiro: PETROBRAS-CENPES-SINTEP, 1984. 70 p. (Série Ciência-Técnica-Petróleo n. 15).

CORRÊA, L.M.S.A.; PEREIRA, E. Estudo da distribuição das intrusões mesozóicas e sua relação com os sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná. In: SIMPÓSIO DE VULCANISMO E AMBIENTES ASSOCIADOS, 3., 2005, Cabo Frio. *Anais...*, Cabo Frio: [s.n.], 2005. v. 1, p. 21-26.

CORRÊA, L.M.S.A.– *Avaliação do efeito térmico das soleiras de diabásio nas rochas geradoras da Formação Irati (Bacia do Paraná, Brasil) através de técnicas de modelagem numérica*. 2007. 96p. Dissertação (Mestrado em Geologia). Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 2007.

DAEMON, R.F.; QUADROS, L.P. *Bioestratigrafia do Neopaleozóico da Bacia do Paraná*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 24., Brasília, DF, 1970. *Anais...* Brasília, DF: SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOLOGIA, 1970. p. 359-412.

DEMAISON G. HUIZINGA B.J.. Genetic classification of petroleum systems. *AAPG Bulletin*, Tulsa, v. 75, n. 10, p. 1626-1643, 1991

DIDYK, B. SIMONEIT, B. R. T., BRASSELL, S. C., et al. Geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, [S. l.], v. 272 p. 216-222, 1978.

ERNESTO M., RAPOSO M.I.B., MARQUES L.S., RENNE P.R., DIOGO L.A. & DE MIN A. Paleomagnetism, geochemistry and $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ dating of the North-eastern Paraná Magmatic Province: tectonic implications. *Journal of Geodynamics*, [S. l.] v.28, n.4-5. p.321-340, 1999.

ESPITALIÉ, J.; MADEC, M. & TISSOT, B. Source rock characterization method for petroleum exploration. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE. 9., Houston, Texas, 1977. *Proceedings...* Houston, Tx, 1977.

ESTRELLA, G. GAGLIANONE, P.C. & MELLO, M.R. (1984). The Espírito Santo Basin-Brazil: source rock characterization and petroleum habitat. In: DEMAISON, G.; MURRIS, R. (Ed.). *Petroleum geochemistry and Basin Evaluation*. Tulsa: AAPG, 1984.p. 253-271. (AAPG . Memoir, n. 35)

FARRIMOND, P.; TAYLOR, A.; TELNAES, N.– Biomarker maturity parameters: the role of generation and thermal degradation. *Organic Geochemistry Amsterdam*, v. 29, n. 57, p.1181-1197, 1998.

FREITAS, R. C.; ROSTIROLLA, S. P.; FERREIRA, F.J.F. Geoprocessamento multitemático e análise estrutural no Sistema Petrolífero Irati-Rio Bonito. Bacia do Paraná p.71-93. *Boletim de Geociências*, [S. l.] v. 14, n. 1, 2006.

FULFARO, V.J. & LANDIM, P.M.B. Stratigraphic sequences of the intracratonic Paraná Basin. *Newsletter Stratigraphy*, Stuttgart, v.4, p.150-168, 1976.

GALUSHKIN, Y.I. - Thermal effects of igneous intrusions on maturity of organic matter: A possible mechanism of intrusion. *Organic Geochemistry*, Amsterdam, v. 26, n. 11-12, p. 645-658, 1997.

HACHIRO, J. *Litotipos, associações faciológicas e sistemas deposicionais da Formação Irati no Estado de São Paulo*. 1991. 175p. Dissertação (Mestrado em Geologia) Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1991.

HACHIRO J., *O Subgrupo Irati (Neopermiano) da Bacia do Paraná*. 1996. Tese (Doutorado) - Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

HOLZ M., KUCHLE J., PHILIPP R. P., ARIMA N., BISHOFF A. Hierarchy of Tectonic Control on Stratigraphic Signatures: Base-level changes during the Early Permian in the Paraná Basin in Southernmost Brazil. *Journal of South-America Earth Science*, Amsterdam, v.22 p.185-204, 2006.

HUGHES, W. B., A. G. HOLBA, AND L. I. P. DZOU. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum sour rocks: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Amsterdam, v.59, p. 358-3598, 1995.

JARVIE, D. M., Factors affecting Rock-Eval derived Kinetic parameters. *Chemical Geology*, Amsterdam, v.93, p.79-99, 1991.

KONTOROVICH, A. E., E. E. FOTIADI, V. I. DYOMIN, V. B. LEONTOVICH, AND A. A. RASTYOGIN, *Prediction for oil and gas fields (Prognoz mestorozhdenii nefi i gaza)*. Moscow: Nedra, 1981. 350 p.

LISBOA, A.C. *Caracterização geoquímica orgânica dos folhelhos neopermianos da Formação Irati – borda leste da Bacia do Paraná, São Paulo*. 2006. 171 p. Dissertação (Mestrado em Geologia) - COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, 2006.

MAACK, R. Breves notícias sobre a geologia dos estados do Paraná e Santa Catarina. Curitiba, *Arquivos de Biologia e Tecnologia (IBPT)*, Curitiba, v.11, p.63-154, 1947.

MACEDO, J.M. Evolução tectônica da bacia de Santos e áreas continentais adjacentes. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. Rio de Janeiro, v. 3, n. 3, p.159-173., 1989.

MACKENZIE, A.S.; PATIENCE, R.L.; MAXWELL, J.R.; VANDENBROUCKE, M.; DURAND, B. Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France I. Changes I the configuration of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Amsterdam, v. 44, p. 1709-172, 1980.

MACKENZIE, A.S.; BRASSEL, S.C.; EGLINTON, G.; MAXWELL, J.R. Chemical fossils: the geological fate of steroids. *Nature*, London, v. 217, p.491-504, 1982.

MAGOON, L.B.; DOW, W.G. (Ed.) *The petroleum system: from source to trap*. Tulsa: AAPG, 1994, 655 p.. (AAPG Memoir, n.60).

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).

MILANI, E.J.; RAMOS, V.A. Orogenias paleozóicas no domínio sul-continental do Gondwana e os ciclos de subsidência da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v.28, n. 4, p.473-484, dez. de 1998.

MILANI, E.J. *Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-ocidental*. 1997. 255 p. (Tese de Doutorado) Instituto de Geociências, UFRGS, Porto Alegre, 1997.

MILANI, E.J.; KINOSHITA, E.M.; ARAÚJO, L.M.; CUNHA, P.R.C. - Bacia do Paraná: possibilidades petrolíferas da Calha Central. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 4. p. 21-34, 1990.

MILANI E.J., FACCINI U, F, SCHERER C. M., ARAUJO L.M., CUPERTINO J. A. Sequences and stratigraphic hierarchy of the Parana Basin (Ordovician to Cretaceous), Southern Brazil. In: AMOS, A. J.; LOPEZ GAMUNDI, O.; ROCHA-CAMPOS, A. C. (Ed.). *Sedimentary Basins of South America*, Amsterdam: Elsevier, 1997.

MILANI, E.J.; FRANÇA, A.B.; MEDEIROS, R.A.. Roteiros Geológicos, Rochas geradoras e rochas-reservatório da Bacia do Paraná, faixa oriental de afloramentos, Estado do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 1. p. 135-162, 2007.

MINCATO R.L., ENZWEILER J., SCHRANK A. 2003. *Novas idades ^{40}Ar - ^{39}Ar e implicações na metalogênese dos depósitos de sulfetos magmáticos de Ni-Cu-EGP na Província Ígnea Continental do Paraná*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOQUÍMICA., 9, Belém, 2003. *Boletim de Resumos Expandidos...*, Belém, 2003.p. 425-427.

NEUMANN E.R., PLANKE S. & SORENSSEN A.M. *Emplacement mechanisms and magma flows in sheet intrusions in sedimentary basins*. In: *Sill Emplacement-NFR Application*. Oslo: [s.n.], 2003. p. 1-10. VBPR Report.

NORTHFLEET A. A., MEDEIROS R. A., MUHLMANN H. Reavaliação dos dados geológicos da Bacia do Paraná. *Boletim técnico da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v.12, n.3, p. 291-346, 1969.

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.

OURISSON, G.; ALBRECHT, P. & ROHMER, M. The microbial origin fossil fuels. *Scientific American*, [S.l.], v. 251 p. 44-51, 1984.

PETERS, K.E.; MOLDOWAN, J.M. - *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. New Jersey: Prentice Hall, 1993, 363 p.

PETERS K.E., WHELAN J.K., HUNT J.M. & TARAFKA M.A. Programmed pyrolysis of organic matter from thermally altered Cretaceous black shales., *AAPG Bulletin*, Tulsa, v.67, p. 2137- 2146,. 1983.

PETRI, S & FÚLFARO, VJ. *Geologia do Brasil (Fanerozóico)*. São Paulo. EDUSP. 1983, 633 p.

PHILP, R.P.– *Biological markers in fossil fuel production. Mass Spectrometry Reviews*, [S.l.], v. 4, n. 1, p. 1-54, 1985.

PROJETO BORDA LESTE CPRM/DNPM. Projeto Carvão Bonito Gaseificável. *Levantamento Aeromagnetométrico Ponta Grossa-Criciúma*. Rio de Janeiro: CPRM -DNPM, 1977

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.

RADKE, M. Organic geochemistry of aromatic hydrocarbons. In: BROOKS, J.; WELTE, D. (Ed.). *Advances in Petroleum Geochemistry*,. London: Academic Press, 1987. p. 141-207

RAMOS V. Late Proterozoic - Early Paleozoic of South America: *A collisional history. Episodes*, [S.l.], v.2 ,p. 168-174, 1988.

RAYMOND, A.C.; MURCHISON, D.G.– The relationship between organic maturation, the widths of thermal aureoles and the thicknesses of sills in the Midland Valley of Scotland and Northern England. *Journal Of The Geological Society*, London, v. 148, p. 215-218, 1991.

RENNE, P.R.; ERNESTO, M.; PACCA, I.G.; COE, R.S.; GLEN, J.M.; PRÉVOT, M.; PERRIN, M.– Age of Paraná Flood Volcanism, rifting of Gondwanaland, and the Jurassic-Cretaceous boundary. *Science*, [S.l.], v. 258, n. 5084, p. 975-979, 1992.

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.

RODRIGUES, R.; PEREIRA E.; BERGAMACHI S.; CHAVES, H.; ALFERES C.L.F.; Organic geochemistry of Irati Formation, lower permian of Paraná Basin. In: SOUTH AMERICAN SYMPOSIUM ON ISOTOPY GEOLOGY, 7., 2010, Brasília. *Anais...* Brasília: Instituto Nacional de Óleo e Gás, 2010.

RODRIGUES, R.– *A geoquímica orgânica na Bacia do Parnaíba*. 1995. 225 p. Tese (Doutorado) Instituto de Geociências, UFRGS, Porto Alegre. 1995.

ROSTIROLLA, S.P.; MANCINI, F.; RIGOTTI, A. Reativação de Megalineamentos na Evolução Fanerozóica da Placa Sul-Americana. In:, SIMPÓSIO NACIONAL DE ESTUDOS

TECTÔNICOS, 10, 2005, Curitiba. *Boletim de Resumos Expandidos*, Curitiba: SBG, 2005 v.1, p.290-293.

ROSTIROLLA, S.P.; ASSINE, M.L.; FERNANDES, L.A.; ARTUR, P.C. – Reativação de paleolineamentos durante a evolução da Bacia do Paraná – o exemplo do alto estrutural de Quatiguá. *Revista Brasileira de Geociências*, Curitiba, v. 30, n. 4, p.639-648, 2000.

ROSTIROLLA, S., ASSINE, M., FERNANDES, L., ARTUR, P.. Reativação de paleolineamentos durante a evolução da Bacia do Paraná - o exemplo do alto estrutural de Quatiguá. *Revista Brasileira de Geociências*, Curitiba, América do Norte, 30, jul. 2008.

SANTOS NETO, E.V.; CERQUEIRA, J.R. Carbon and hydrogen isotopic variations in specific compounds of the Irati Formation: reconstruction of a Permian sea environment in Southern Brazil. In: GONZÁLEZ-VILA, F. J.; GONZÁLE-PEREZ, J. A.; ALMENDROS, G. (Ed.) *Organic Geochemistry: challenges for the 21st Century*. Sevilha: IMOG, 2005. v. 2. Livro de Abstracts de comunicações apresentadas no 22nd International Meeting on Organic Geochemistry, Sevilha, Espanha, set. 12-16 2005.

SANTOS NETO, E.V. *Caracterização geoquímica e paleoambiente deposicional da seqüência carbonato-pelítica superior do Membro Assistência, Formação Irati no Estado de São Paulo, Bacia do Paraná*. 1993. 203 p. Dissertação (Mestrado em Geociências) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1993.

SANTOS R.V., SOUZA P.A., ALVARENGA C.M.S., DANTAS E.L., PIMENTEL M.M., OLIVEIRA C.G., ARAÚJO L.M. SHRIMP U-Pb zircon dating and palynology bentonitic layers from the Permian Irati Formation, Paraná Basin, Brazil. *Gondwana Research*, [S.l.], v.9, p.456-463, 2006.

SAXBY, J. D. & STHEPHENSON, L. C. Effect of na igneous intrusion on oil shale at Rundle (Australia). *Chemical Geology*, Amsterdam, v.63, p.1-16, 1987.

SEIFERT, W.K., AND J.M.MOLDOWAN. Use of biological markers in petroleum exploration. In: JOHNS, R. B. (Ed). *Methods in Geochemistry and Geophysics*, v.24, p. 261-290, 1986.

SCHNEIDER, R.L. *Prospectividade petrolífera da Bacia do Paraná*. In: MESA REDONDA: GEOLOGIA E POTENCIALIDADE DA BACIA DO PARANÁ NO ESTADO DE SÃO PAULO, São Paulo: SBG, 1980. p. 58-62. Publicação especial.

SCHNEIDER R.L., MUHLMANN H., TOMMASI E., MEDEIROS R.A, DAEMON, R.F. & NOGUEIRA A.A. *Revisão stratigráfica da Bacia do Paraná*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 28, Porto Alegre. *Anais...*, Porto Alegre: SBG, 1974, v.1, p. 41-65.

SCHOBENHAUS, C.; CAMPOS, D.A.; DERZE, G.R. 7 ASMUS, H.E. *Geologia do Brasil - texto explicativo do mapa geológico do Brasil e da área oceânica adjacente, incluindo depósitos minerais*: escala 1:2500000. Brasília: DNPM, MME, 1984.

SILVERMAN, S.R.; EPSTEIN. Carbon isotopic composition of petroleum and other sedimentary organic materials. *AAPG Bulletin*, Tulsa, v. 42, p. 998-1012, 1958.

SOARES, P. C. *Arenito Botucatu e Pirambóia no Estado de São Paulo*. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 26, 1972, Belém. Resumos ...: Belém: Sociedade Brasileira de Geologia, 1972. p. 250-251.

SOFER, Z. - Stable carbon isotope composition of crude oils: application to source depositional environments and petroleum alteration. *AAPG Bulletin*, Tulsa, v. 68, n. 1, p. 31-49. 1984.

SOLDAN, A.L.; SANTOS NETO, E.V.; CERQUEIRA, J.R; MARTINEZ, C.F.J.; CASTELLO, B.V.A.; ARAI, M.– Hidropirólise: Uma nova ferramenta para o estudo do processo de maturação. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 2, n. 1, p. 65-76, 1988.

SOUZA, P.A. Late Carboniferous palynostratigraphy of the Itararé Subgroup, northeastern Paraná Basin, Brazil. *Review of Palaeobotany and Palynology*, Amsterdam, v.138, p. 9-29, 2006.

TAKAKI, T. Caracterização de diferentes tipos de petróleos por espectrometria de massas - Isótopos estáveis de carbono. In: ENCONTRO BRASILEIRO DE ESPECTROMETRIA DE MASSAS. 1. Rio de Janeiro, 1983.

TANKARD A.J., ULIANA M.A., WELSINK H.J., RAMOS V.A., TURIC M., FRAÇA A.B., MILANI E.J., BRITO NEVES B.B., EYLES NL, SANTA ANA HL, WIENS E, CIRBIAN M., LÓPEZ PAULSEN *Structural and Tectonic Controls of Basin Evolution in Southwestern Gondwana During the Phanerozoic*. Tulsa: AAPG, 1995, p. 5-52. (AAPG Memoir 62).

THOMAZ FILHO, A. Ocorrência de arenito betuminoso em Anhembi (SP) - cubagem e condicionamento geológico In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32., 1982, Salvador. Anais... Salvador: Sociedade Brasileira de Geologia, 1982. v. 5, p. 2344-2348.

TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. - *Petroleum Formation and Occurrence..* Berlin: Springer-Verlag, 1978. 538 p.

TRIGÜIS, J.A. Caracterização geoquímica da Formação Palermo, Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobras*, Rio de Janeiro, v. 2, n.2, p. 121-131, 1988.

TURNER, S. P.; REGELOUS, M.; KELLEY, S.; HAWKESWORTH, C.J.; MANTOVANI, M.S.M. - Magmatism and continental break-up in the South Atlantic: high precision ^{40}Ar - ^{39}Ar geochronology. *Earth and Planetary Science Letters*, Amsterdam, v. 121, p. 333-348, 1994.

TYSON, R. V. *Sedimentary organic matter: organic facies and palynofacies*. London: Chapman & Hall, 1995. 615p.

VAN WAGONER, J.C.; MITCHUN, R.M.; CAMPION, K.M. & RAHMANIAN, V.D. 1991. *Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: concepts for high-resolution correlation of time and facies*. Tulsa: AAPG, 1991. p. 55. (AAPG, Methods in Exploration Series, n. 7)

WAPLES, D. W.; MACHIARA, T. *Biomarkers for geologists: a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology*. Tulsa: AAPG, 1991. 91p (AAPG Methods in Exploration, n.9).

WAPLES, D.W.; HAUG, P; WELTE, D.H. Occurrence of a regular C25 isoprenoid hydrocarbon in Tertiary sediments representing a lagoonal-type, saline environment. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Amsterdam, v. 38, p. 381-387, 1974.

WHITE, I.C. WHITE, I.C. *Relatório Final da Comissão de Estudos das Minas de Carvão de Pedra do Brasil*. Rio de Janeiro: DNPM, 1988. Parte I. Parte II, p. 301-617. Ed. Fac-similar 1906.

WHITE, I.C. *Relatório sobre as coal measures e rochas associadas ao sul do Brasil*. Rio de Janeiro: Comissão das Minas de Carvão de Pedra do Brasil, 1908, 300 p.

ZALÁN, P.V.; WOLF, S.; CONCEIÇÃO, J.C.J.; MARQUES, A.; ASTOLFI, M.A.M.; VIEIRA, I.S.; APPI, V.T.; ZANOTTO, O.A. Tectônica e Sedimentação da Bacia do Paraná. In: SIMPÓSIO SUL BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 3., 1987. Curitiba, *Atas...*, Curitiba, SBG, 1987. v. 1, p. 441-447.

ZALÁN, P.V.; WOLF, S.; CONCEIÇÃO, J.C.J.; MARQUES, A.; ASTOLFI, M.A.M.; VIEIRA, I.S.; APPI, V.T.; ZANOTTO, O.A. Bacia do Paraná. In: RAJA GABAGLIA, G.P. & MILANI, E.J. (Ed.). *Origem e evolução das bacias sedimentares*. Rio de Janeiro: Petrobras/SEREC/CEM-SUD, 1990. p. 135-168.