5 CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA DAS UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS

5.1 Quantidade e tipo da matéria orgânica

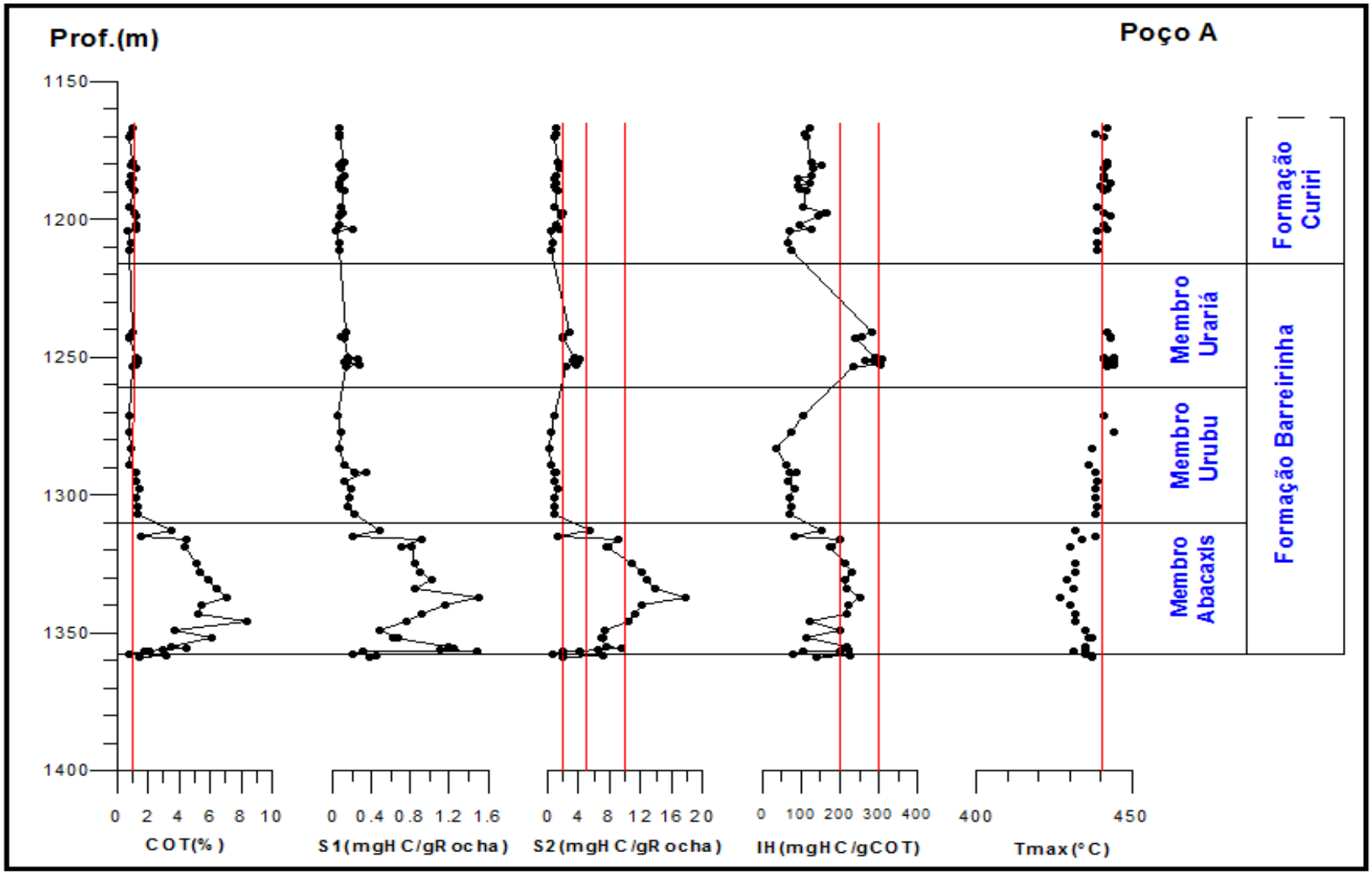
Nesta seção serão discutidos os parâmetros de Carbono Orgânico Total (COT), pirólise “Rock-Eval” e dos biomarcadores relativos à quantidade e tipo da matéria orgânica.

As Formações Ererê, Barreirinha (Membros Abacaxis,Urubu e Urariá) e Curiri são normalmente identificadas por perfis geofísicos dos poços e por variações na litologia e estruturas sedimentares. Esta diferenciação também pode ser facilmente observada utilizando os dados de carbono orgânico total (COT), pirólise “Rock-Eval” e biomarcadores. Estes dados permitiram a caracterização da quantidade e tipo da matéria orgânica presente em cada intervalo estratigráfico.

5.1.1 Poço A

As amostras analisadas pertencem às Formações Barreirinha (membros Abacaxis, Urubu e Urariá) e Curiri (figura 25). Devido à pequena quantidade de amostras do Membro Urubu, não foi possível o estudo dos biomarcadores deste intervalo, sendo aqui discutido apenas seus dados de pirólise e carbono orgânico total.

Figura 25 – Dados de COT e pirólise do poço A. As linhas em vermelho separam a matéria orgânica com COT > 1% e os dados de pirólise segundo ESPITALIÉ et al. (1985).



Fonte: O autor (2014).

5.1.1.1 Formação Barreirinha (Membro Abacaxis)

Trata-se do intervalo potencialmente gerador mais importante do poço A. Apresenta teores elevados de COT que variam de 1,43% a até 8,39% (figura 25).

Os valores de potencial gerador (S2) variam de 4 a até 17,76 mg de HC/g de rocha, indicando principalmente um bom à excelente potencial gerador residual; o índice de hidrogênio (IH), ligeiramente superior a 200 mg HC/gCOT, sugere um tipo de matéria orgânica ainda adequada para a formação de gás e condensado; o índice de oxigênio (IO) é menor que 50 mgHC/gCOT em praticamente todas as amostras. Os dados de IH e IO plotados no diagrama tipo Van Krevelen, mostram que matéria orgânica neste intervalo é heterogênea e se comporta como querogênio dos tipos II e III (figura 26).

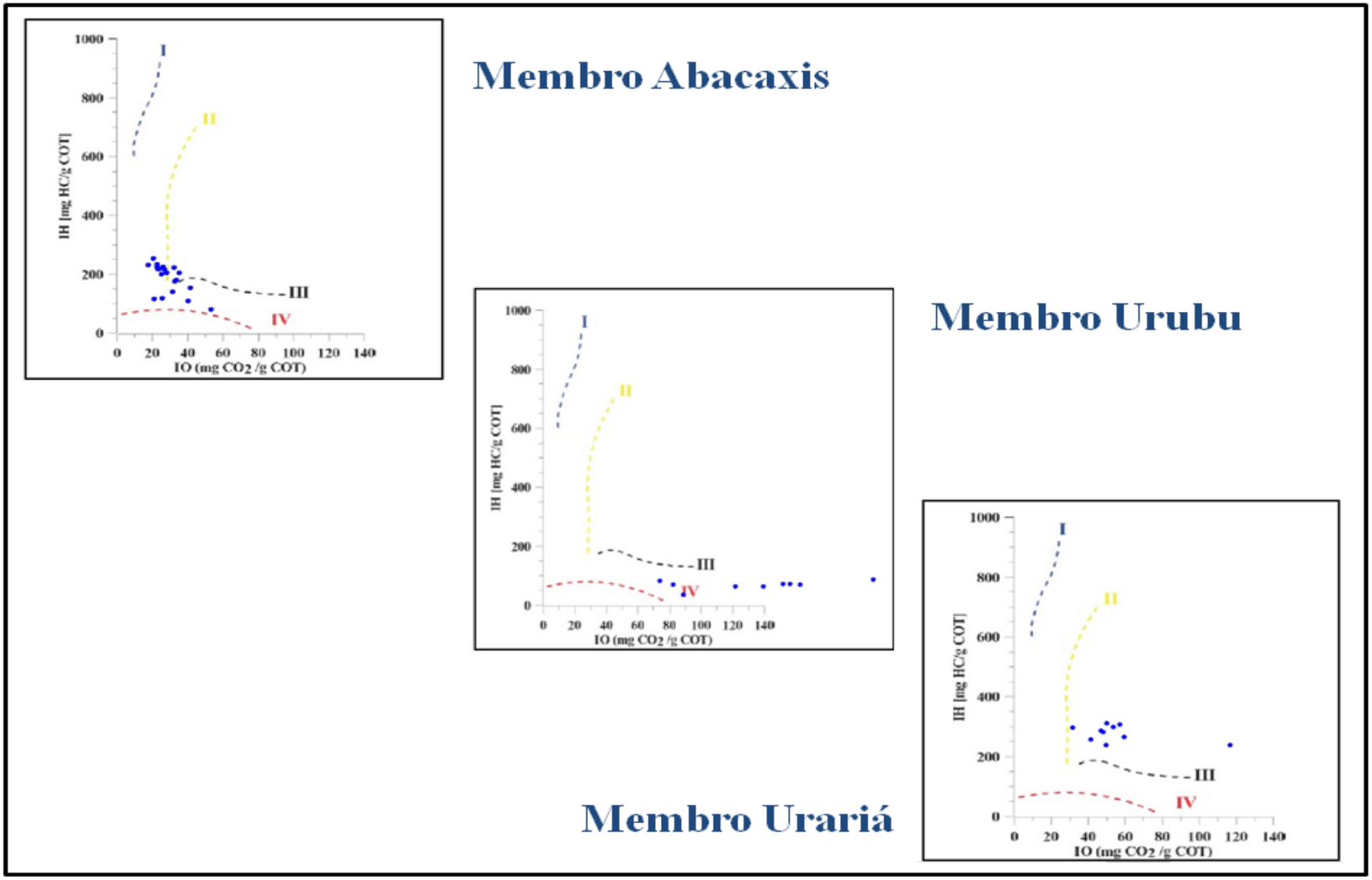
Os alcanos das amostras analisadas neste intervalo (1337m, 1346m e 1355,4m), observados nos cromatogramas de íons totais (TIC), apresentam predomínio dos hidrocarbonetos lineares sobre os ramificados, com predominância dos n-alcanos de mais baixo peso molecular. A figura 27 A mostra como exemplo a amostra 1346m. Esta última tendência pode ser observada através do aumento dos valores da razão nC17/nC27 (tabela 6 e figura 28). Este comportamento sugere contribuição de fitoplâncton marinho/algas.

Em relação aos cicloalcanos pode-se observar (tabela 6 e figuras 27 e 28):

- Predominância de C21 e C23 entre os terpanos tricíclicos;
- Razão Terpanos tricíclicos/terpanos pentacíclicos (C23/C30) > 1;
- Ausência da série dos terpanos tetracíclicos do C24 ao C26;
- Razão Ts/Tm próxima de 1;
- Razão C29/C30 hopanos < 1;
- Razão hopanos/esteranos < 1;

Estes resultados também sugerem uma matéria orgânica de origem marinha para o intervalo referente ao Membro Abacaxis. Esta ideia é sugerida pelo indicativo de presença de algas Tasmanites (Aquino Neto et al., 1982), ou seja, pela predominância molecular de terpanos tricíclicos sobre os pentacíclicos, sendo em sua maioria compostos com 23 átomos de carbono (figuras 27 B, 28 e tabela 6). A predominância de esteranos C27ααα(R) sobre C29 ααα(R) (figura 27 C), podem também significar presença de fitoplâncton marinho.

Figura 26 – Diagramas tipo Van Krevlen dos membros da Formação Barreirinha.



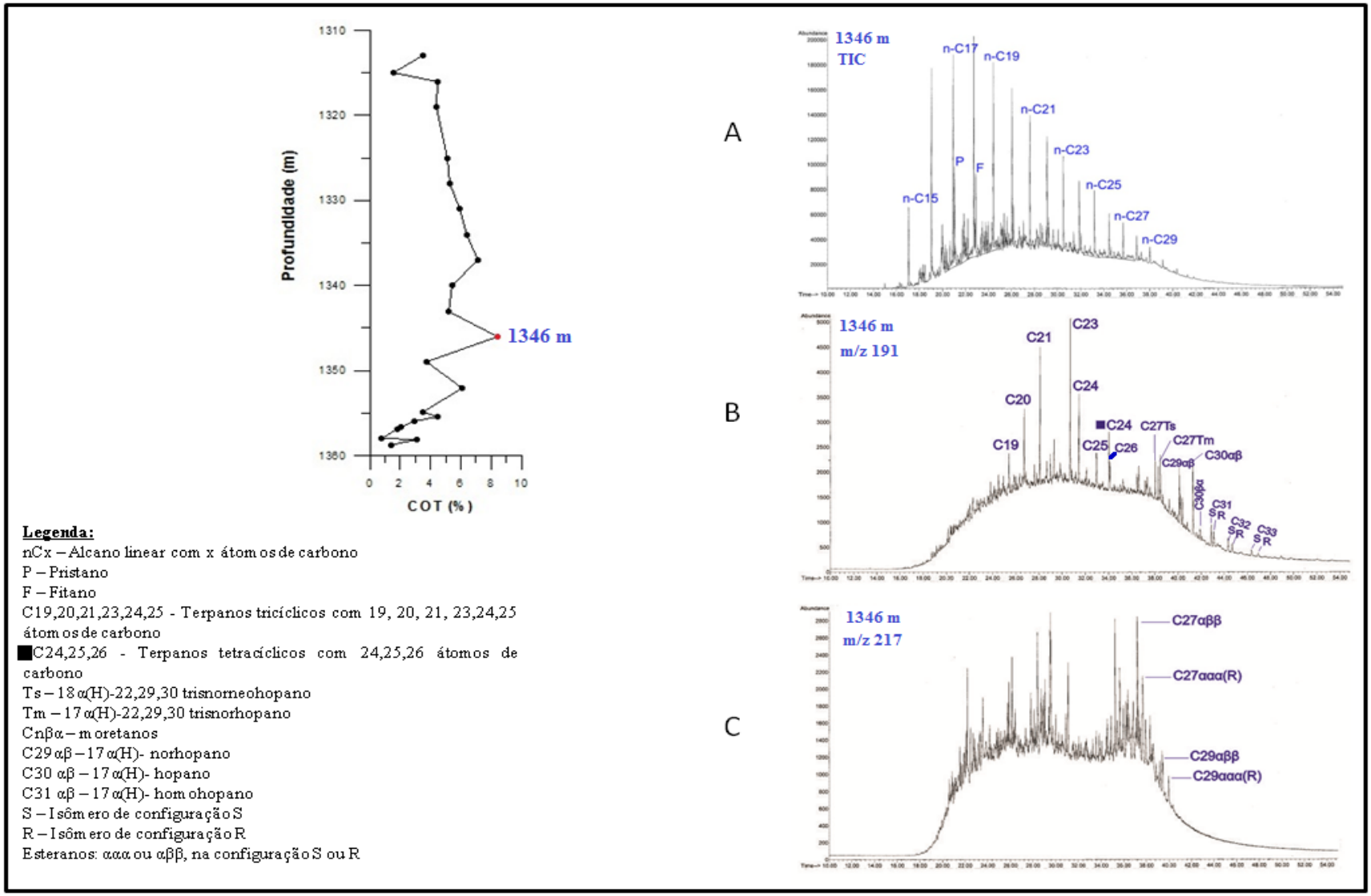
Fonte: O autor (2014).

Tabela 6 – Razões entre biomarcadores das amostras analisadas nas Formações Barreirinha (Membros Abacaxis e Urariá) e Curiri no Poço A.

Parâmetros geoquímicos	**Membro Abacaxis**	**Membro Urariá**	**Formação Curiri**
Alcanos lineares de baixo/alto peso molecular (nC17/nC27)	Razão >> 1 (5,83; 5,84; 11,1)	Razão > 1 (1,94)	Razão > 1 (1,48; 2,27; 2,56)
C20/C23 (Tricíclicos)	Razão < 1 (0,41; 0,46)	Razão > 1 (2)	Razão > 1 (1,8; 2,6; 3,4)
Terpano tricíclico/terpano pentacíclico (C23/C30)	Razão > 1 (2,1; 3; 3,5)	Razão < 1 (0,16)	Razão < 1 (0,05; 0,17; 0,25)
Terpano tetracíclico/C30-hopano (C24/C30)	Razão maior (0,77; 0,96; 1)	Razão menor (0,4)	Razão menor (0,26; 0,52; 0,53)
Abundância da série dos terpanos tetracíclicos do C24 ao C26	Ausência	Alta abundância	Alta abundância
C27 Pentacíclicos (Ts/Tm)	Razão maior (0,87; 0,89; 0,93)	Razão maior (0,75)	Razão menor (0,03; 0,06; 0,3)
C29/C30 Hopanos	Razão < 1 (0,7; 0,72; 0,84)	Razão < 1 (0,77)	Razão > 1 (1,07; 1,36; 1,49)
Razão hopanos/esteranos	Razão < 1 (0,46; 0,80; 0,87)	Razão > 1 (4,4)	Razão >> 1 (6,87; 28,4; 29,7)

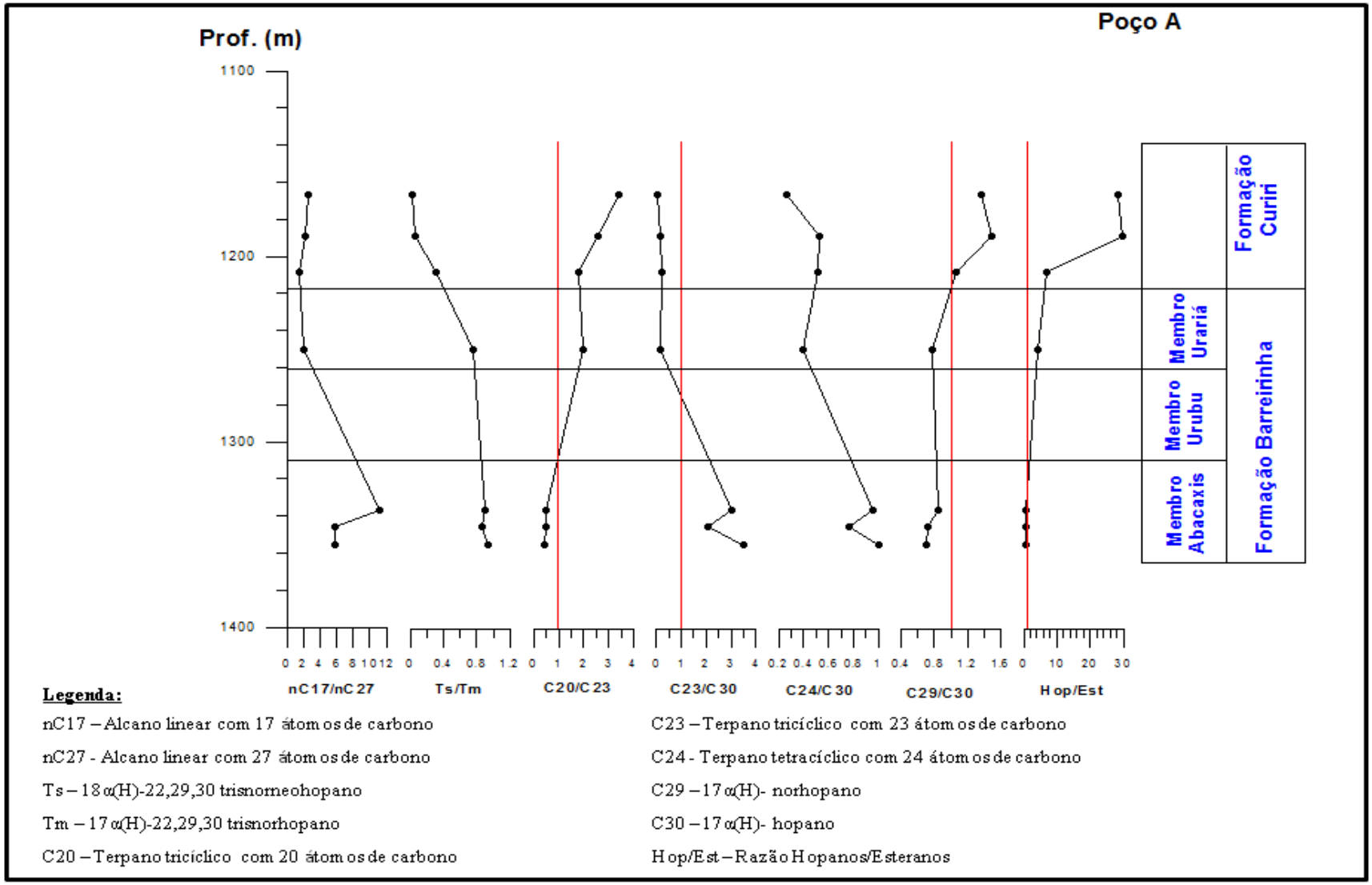
Em parênteses as amostras 1337m, 1346m e 1355,4m do Membro Abacaxis e as amostras1166,9m, 1189,4m e 1208,65m da Formação Curiri.

Figura 27 – Cromatograma de íons totais (TIC; A), e fragmentogramas *m/z* 191 (B) e *m/z* 217 (C) da amostra 1346 m (Membro Abacaxis).



Fonte: O autor (2014).

Figura 28 – Razões entre biomarcadores do poço A.



Fonte: O autor (2014).

5.1.1.2 Formação Barreirinha (Membros Urubu e Urariá)

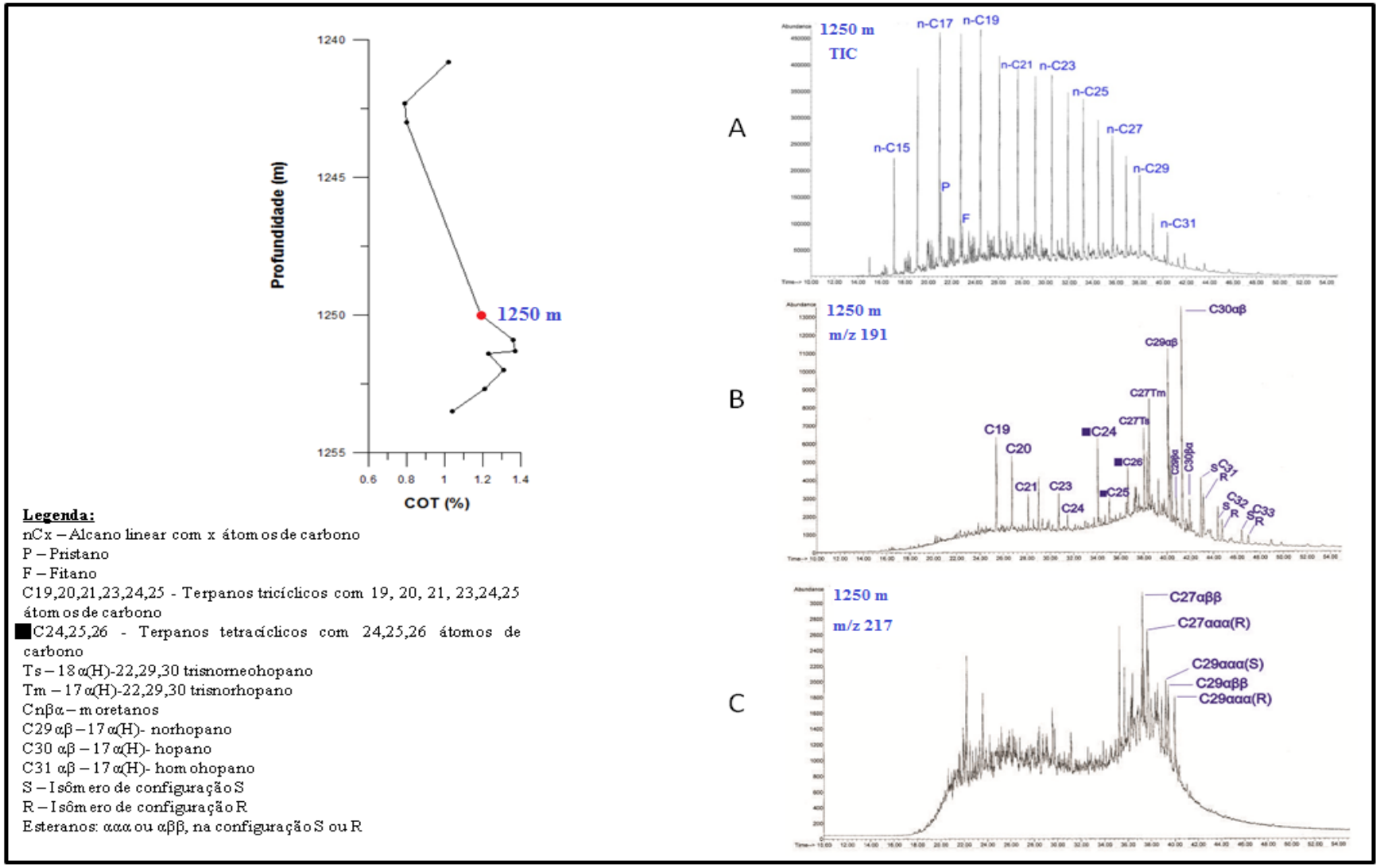
Estas duas unidades litoestratigráficas possuem teor de carbono orgânico total (COT) variando de 0,79 a 1,45%. Podem ser diferenciadas principalmente pelo potencial gerador (S2), onde os valores são de baixo potencial gerador no Membro Urubu e baixo a moderado no Membro Urariá e pelos valores do índice de hidrogênio (IH), que são inferiores a 100 no Membro Urubu (potencial para geração de gás) e entre 100 e 300 mg de HC/g COT no Membro Urariá (potencial para geração de gás e condensado) (figura 25).

Segundo diagrama tipo Van Krevlen, a matéria orgânica do Membro Urubu é do tipo III (figura 26), enquanto que Membro Urariá ela é do tipo II/III (figura 26).

O cromatograma de íons total (TIC) da amostra 1250m referente ao membro Urariá mostra também predominância dos n-alcanos de mais baixo peso molecular, mas já com maior proporção de n-alcanos de mais alto peso molecular (figuras 29 A e 28).

Em relação aos biomarcadores o Membro Urariá diferencia-se do Membro Abacaxis pelos valores das razões Hopanos/Esteranos, Alcanos lineares (nC17/nC27), tricíclicos C20/C23 (Tricíclicos) e terpano tricíclico/terpano pentacíclico (C23/C30) (figura 28 e tabela 6). Estas características mostram uma predominância de vegetais terrestres na composição da massa orgânica da amostra do Membro Urariá.

Figura 29 - Cromatograma de íons totais (TIC; A), e fragmentogramas *m/z* 191 (B) e *m/z* 217 (C) da amostra 1250 m (Membro Urariá).

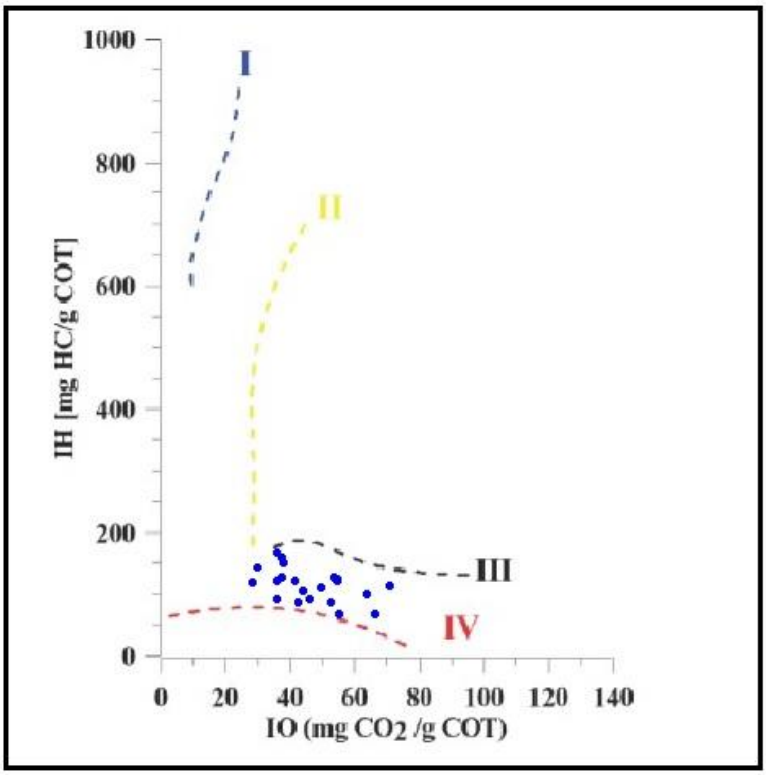


Fonte: O autor (2014).

5.1.1.3 Formação Curiri

Este intervalo litoestratigráfico apresenta teores de carbono orgânico total (COT) de no máximo 1,24%, sendo sua maioria ao redor de 1%. O potencial gerador (S2) é baixo, enquanto o índice de hidrogênio é de no máximo 166 mg de HC/g COT , indicando um baixo potencial para geração de gás (figura 25). A matéria orgânica presente na Formação Curiri, segundo diagrama tipo Van Krevlen é do tipo III (figura 30).

Figura 30 – Diagrama tipo Van Krevlen da Formação Curiri.



Fonte: O autor (2014).

Características geoquímicas específicas para a Formação Curiri (tabela 6 e figuras 28 e 33):

- Razão hopanos/esteranos: valores entre 4 até e 30 (figura 28);
- Predominância de C19 e C20 entre os terpanos tricíclicos (figura 33 B);
- Presença marcante dos tetracíclicos C24, C25 e C26 (figura 32 e 33 B);
- Razão C29/C30 hopanos > 1 (figura 28);
- Terpanos tricíclicos/terpanos pentacíclicos (C23/C30) < 1 (figura 33 B).

Estes dados sugerem uma influência importante de vegetais terrestres na composição da matéria orgânica deste intervalo, o que também é suportado pelos dados de pirólise (valores baixos de S2 e IH). A predominância de C27 esteranos e ainda uma predominância dos alcanos lineares de mais baixo peso molecular, as quais normalmente indicam origem a partir do fitoplâncton marinho estão concordantes com (Trigüis et al., 2005), que indicaram a presença de acritarcas e algas neste intervalo. A razão P/F próxima de 3 (figura 33 A), pode reforçar o indicativo de matéria orgânica proveniente de vegetais terrestres.

Em relação ao Membro Urariá, a Formação Curiri apresenta diversas características geoquímicas semelhantes, como:

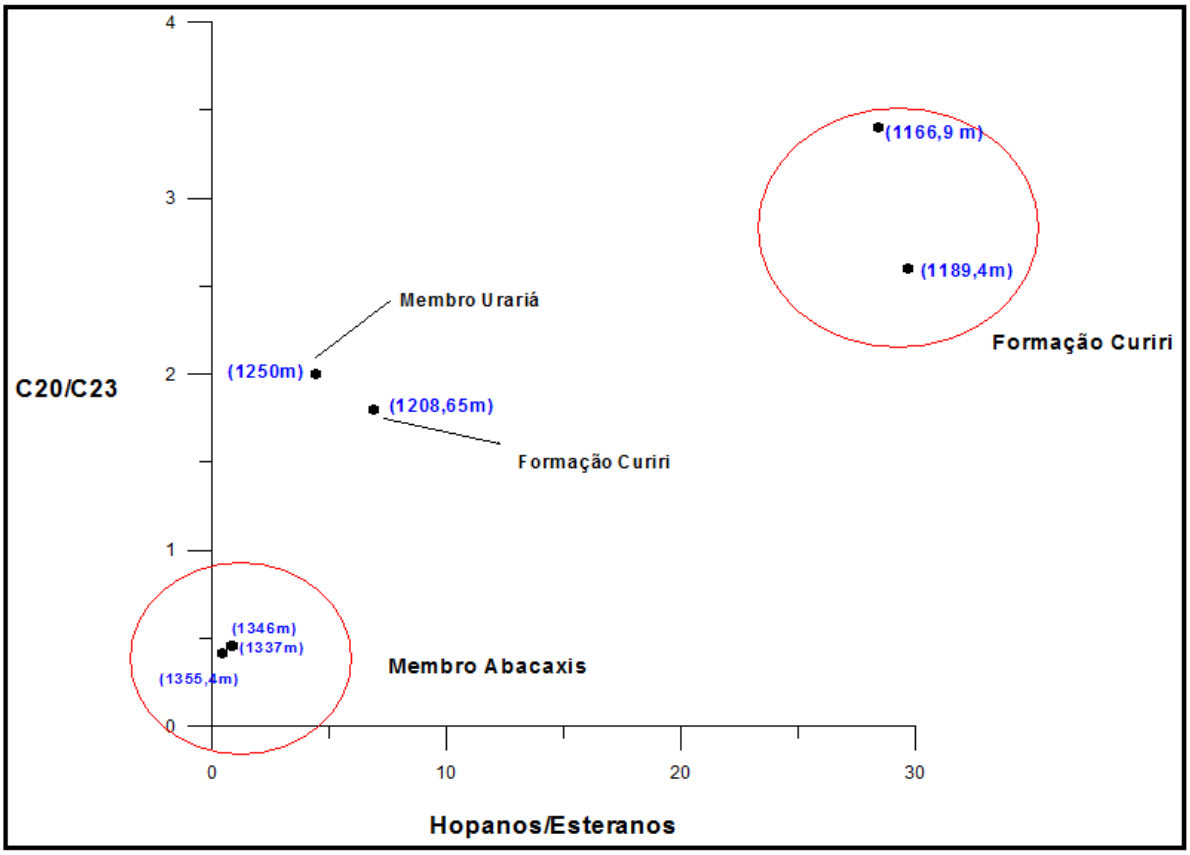
- Predominância de C19 e C20 entre os terpanos tricíclicos (figuras 29 B e 33 B);
- Presença marcante dos tetracíclicos C24, C25 e C26 (figuras 29 B, 32 e 33B);
- Terpanos tricíclicos/terpanos pentacíclicos (C23/C30) < 1 (figura 28);
- Razão hopanos/esteranos > 1, sendo que na Formação Curiri estes valores são maiores (figura 28).

No entanto, algumas diferenças podem ser observadas:

- Valores acentuadamente maiores da razão C27 (Ts/Tm), figura 28;
- Aumento dos valores da razão entre os hopanos C29/C30 (figura 28);
- Diferenças nos dados de pirólise (principalmente IH e S2) (figura 25).

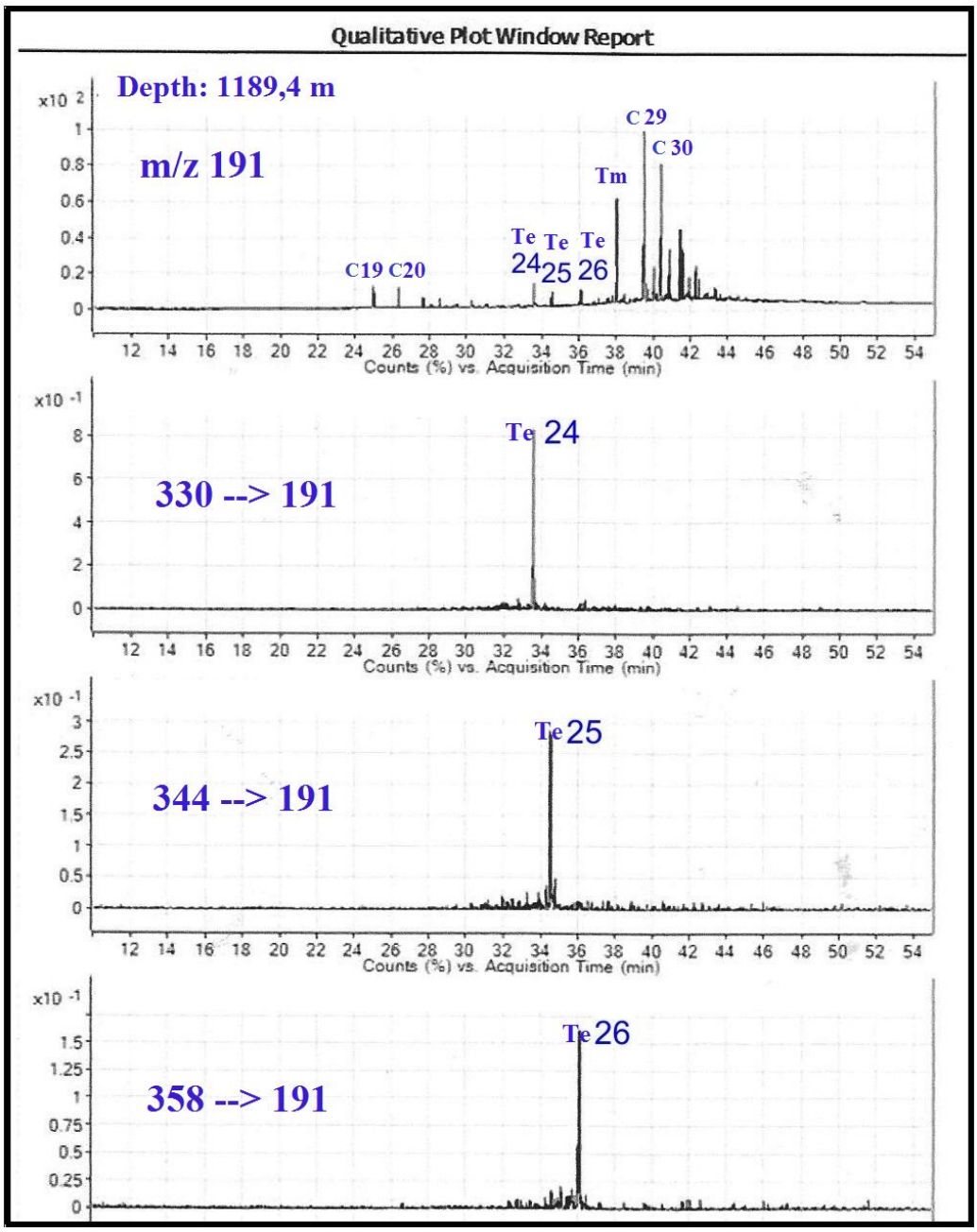
Estas características mostram uma melhor correlação entre os biomarcadores do Membro Urariá com os encontrados na Formação Curiri do que com os encontrados no Membro Abacaxis (tabela 6 e figuras 27, 28, 29 e 33). A figura 31 mostra essa correlação, onde observa-se que o Membro Urariá e a porção inferior da Formação Curiri apresentam uma característica intermediária entre o Membro Abacaxis e a porção superior da Formação Curiri. A região próxima dos vértices do gráfico sugere a presença de matéria orgânica de origem marinha e as outras regiões sugerem contribuição de vegetais terrestres e/ou maior ação de bactérias.

Figura 31 – Relação entre as razões dos terpanos tricíclicos C20/C23 e hopanos/esteranos.



Fonte: O autor (2014).

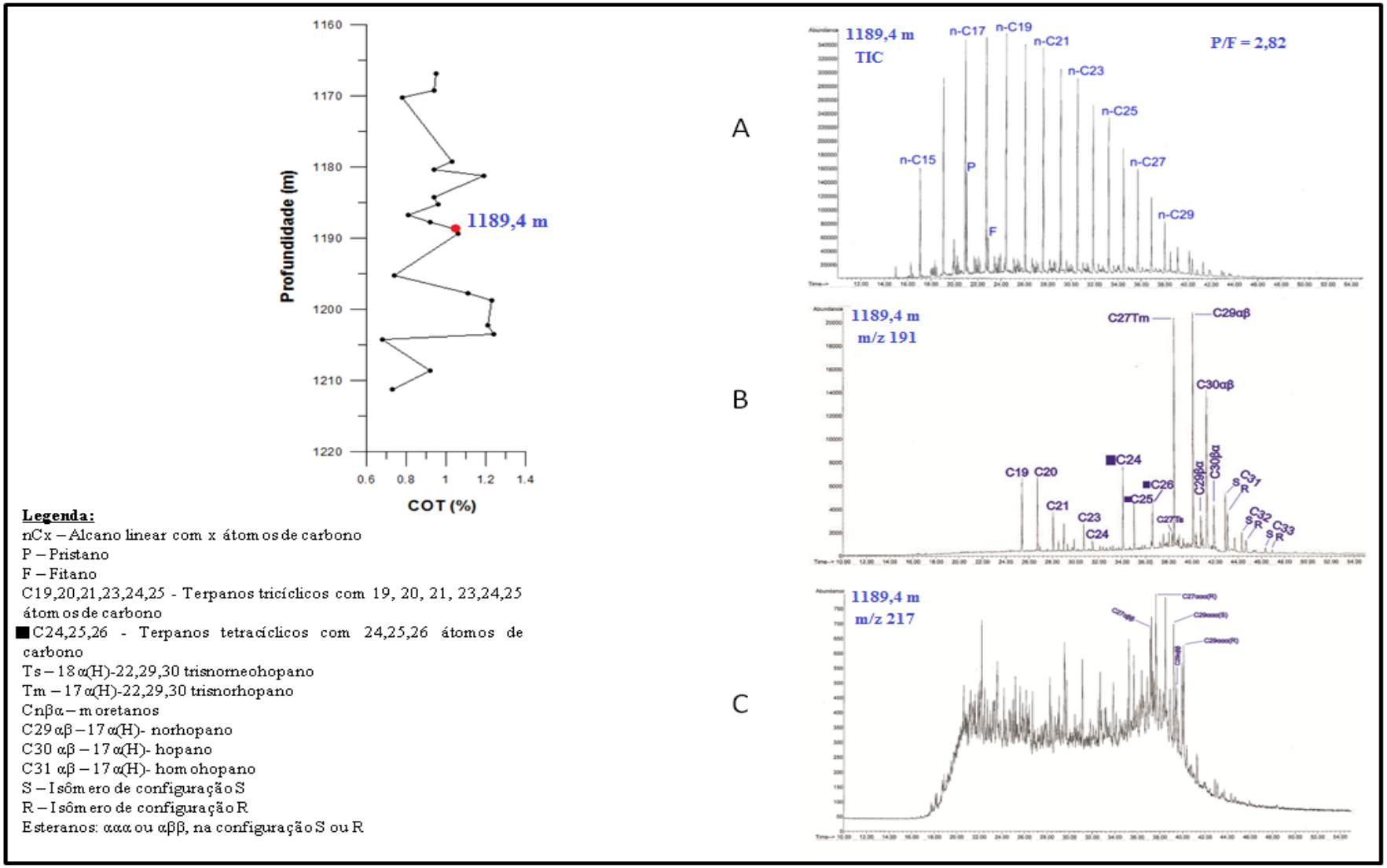
Figura 32 – Análise em CG-MS-MS da amostra 1189,4 m do Poço A. Transições m/z 330, m/z 344 e m/z 358 → m/z 191.



Legenda: C19 e C20 (terpanos tricíclicos), Te 24, 25, 26 (terpanos tetracíclicos), Tm (C27 trisnorhopano), C29 e C30 (norhopano e hopano).

Fonte: O autor (2014).

Figura 33 – Cromatograma de íons totais (TIC; A), e fragmentogramas *m/z* 191 (B) e *m/z* 217 (C) da amostra 1189,4 m (Formação Curiri).



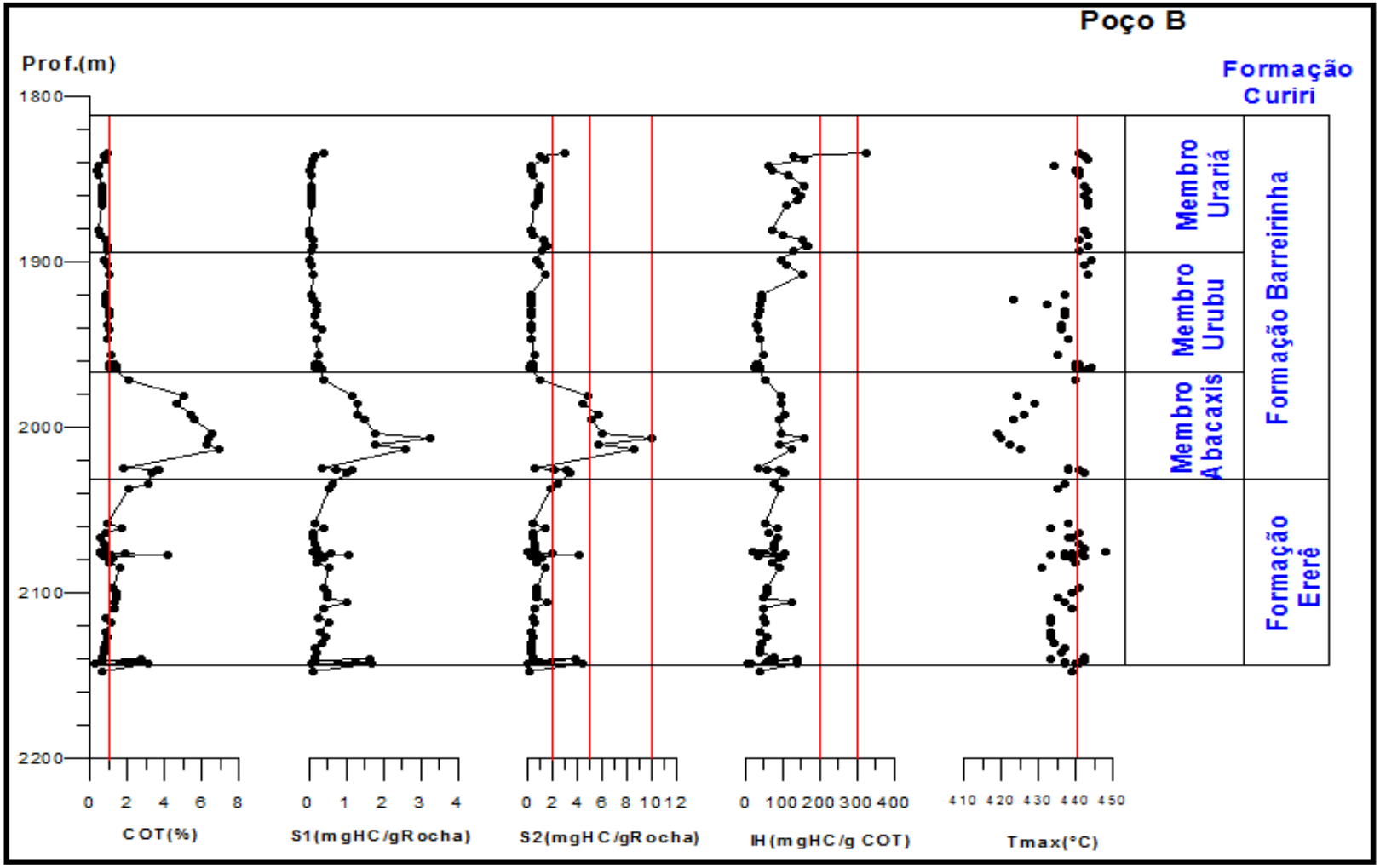
Fonte: O autor (2014).

5.1.2 Poço B

As amostras analisadas pertencem às Formações Barreirinha e Ererê (figura 34).

São apresentados e discutidos os dados de carbono orgânico total (COT), pirólise e os dados dos n-alcanos. Como este poço é mais profundo e está mais evoluído termicamente, os ciclo-alcanos não puderam ser analisados, devido as suas baixas concentrações. Já que com o aumento da evolução térmica, os hidrocarbonetos de mais alta massa molecular (como os ciclo-alcanos) são craqueados, aumentando assim os n-alcanos entre a faixa de C15-C17 (RODRIGUES, 1995).

Figura 34 - Dados de COT e pirólise do poço B. As linhas em vermelho separam a matéria orgânica com COT > 1% e os dados de pirólise segundo ESPITALIÉ et al. (1985).



Fonte: O autor (2014).

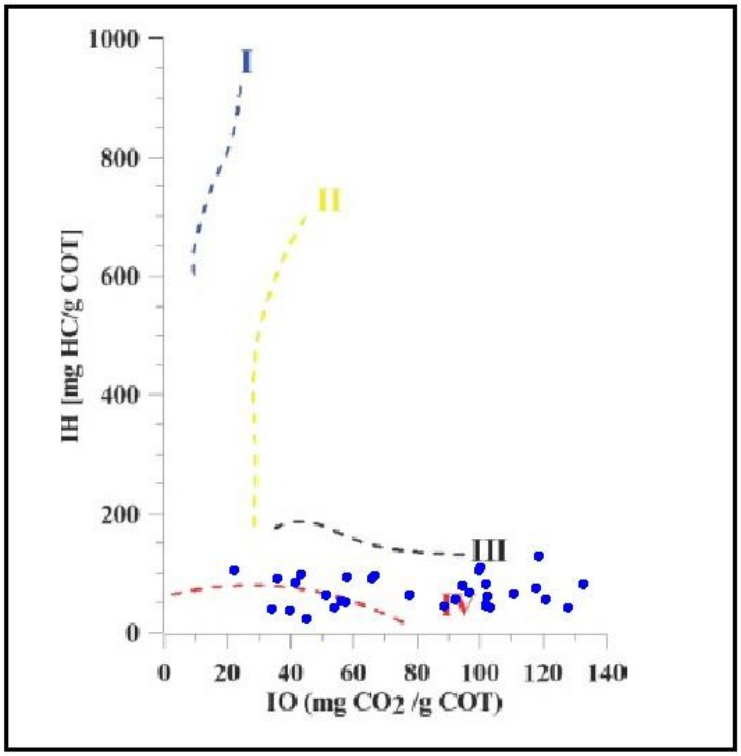
5.1.2.1 Formação Ererê

Este intervalo litoestratigráfico possui teores de carbono orgânico total (COT) normalmente em torno de 1%, figura 34.

Os valores de potencial gerador (S2) em geral abaixo de 2 mg de HC/g de rocha e do índice de hidrogênio (IH) predominantemente menores que 100 mg de HC/g COT indicam baixo potencial residual para a geração de gás (figura 34).

Os dados de IH e IO plotados no diagrama tipo Van Krevelen, mostram que matéria orgânica neste intervalo é heterogênea e se comporta como querogênio dos tipos III e IV, confirmando sua baixa capacidade de gerar hidrocarbonetos (figura 35).

Figura 35 - Diagrama tipo Van Krevlen da Formação Ererê.

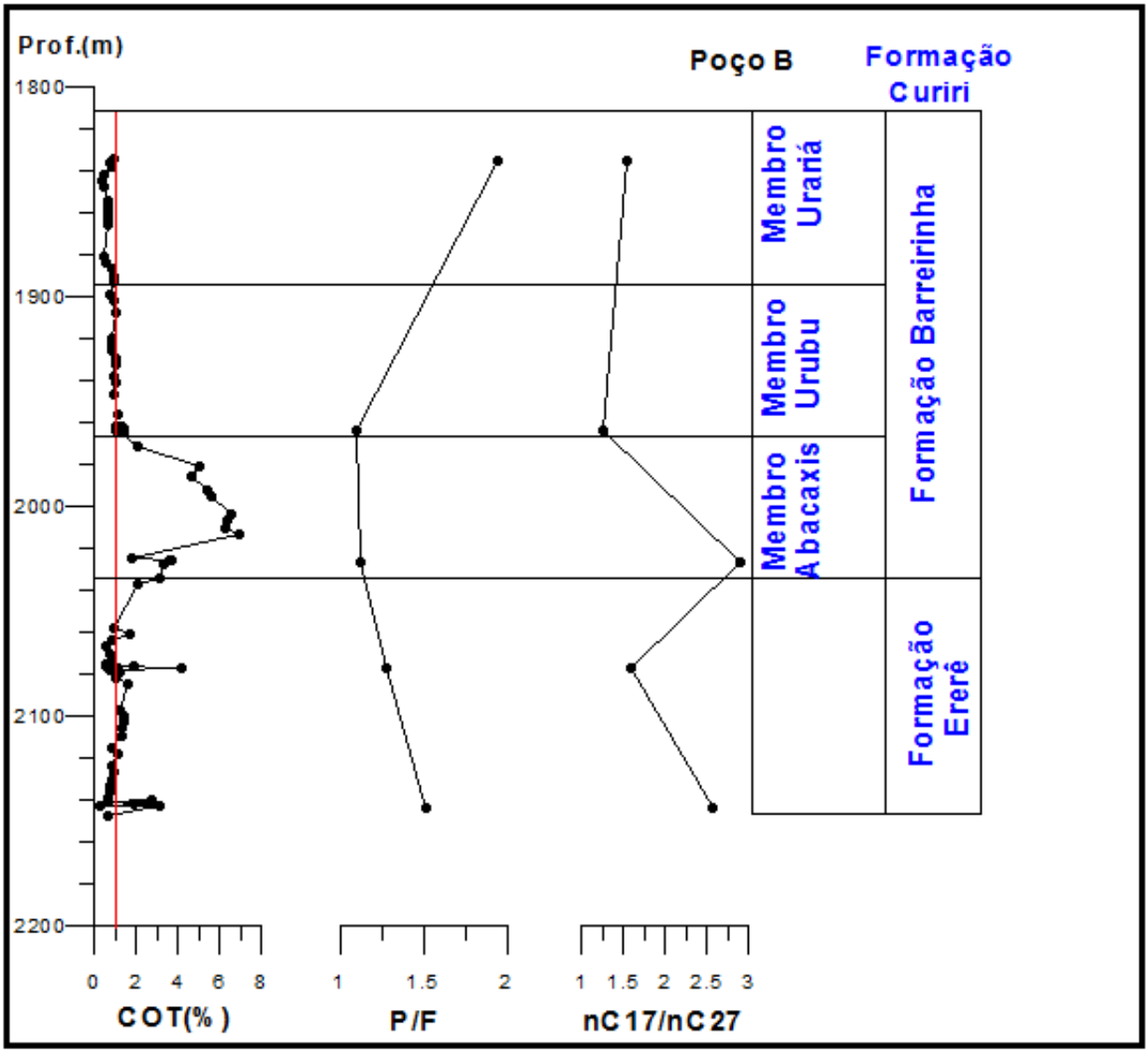


Fonte: O autor (2014).

Nos cromatogramas de íons total (TIC), a Formação Ererê, assim como os Membros Urariá, Urubu e Abacaxis da Formação Barreirinha, exibe maior proporção de alcanos lineares de menor peso molecular sobre os de maior peso (nC17/nC27) e a razão Pristano/Fitano maior que 1 em todas as amostras analisadas (figura 36). Comparado principalmente com o Membro Abacaxis, a Formação Ererê apresenta uma menor razão

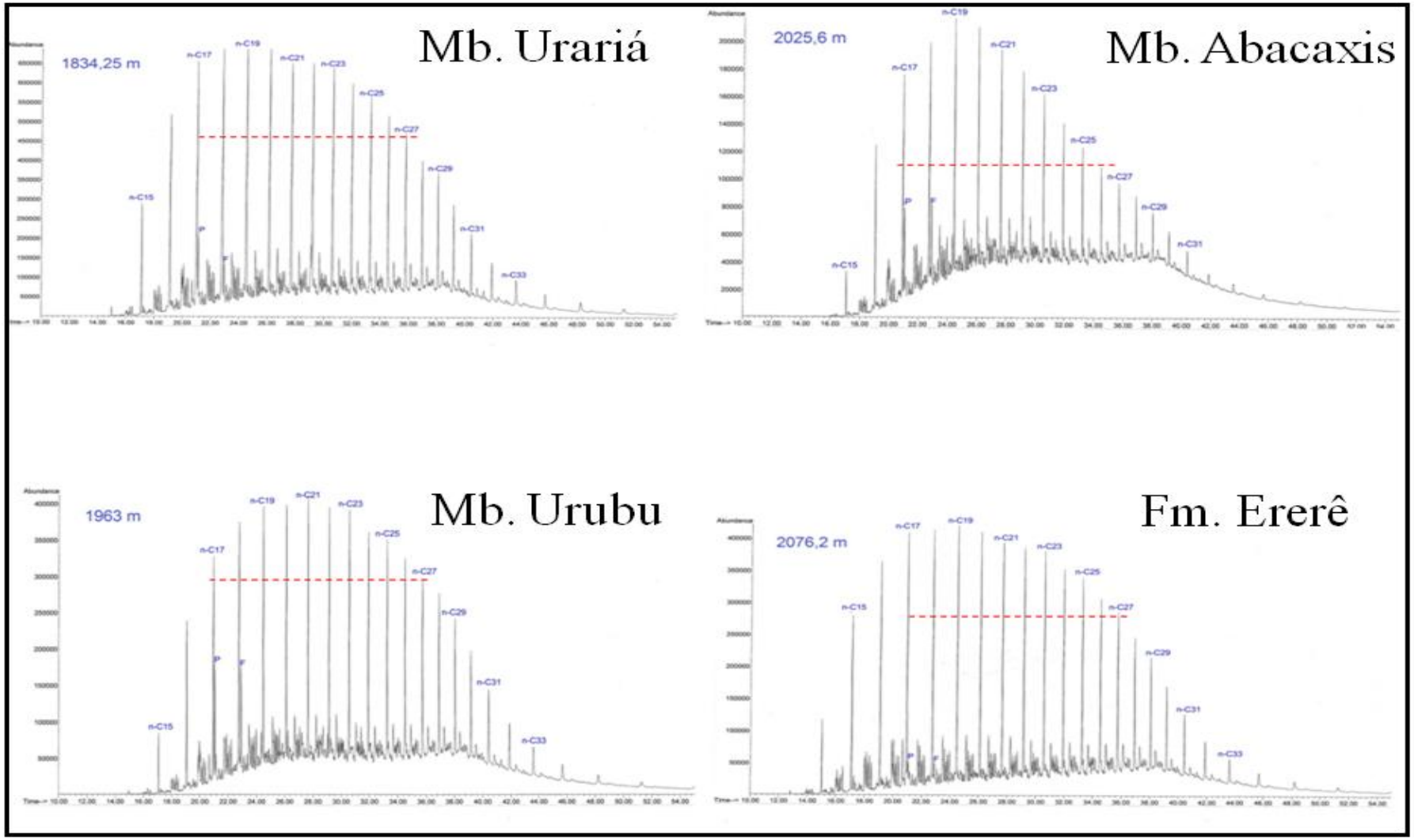
nC17/nC27, sugerindo uma maior proporção de vegetais terrestres na composição da matéria orgânica (figuras 36 e 37).

Figura 36 – Dados de carbono orgânico total (COT) e razões entre biomarcadores no poço B.



Fonte: O autor (2014).

Figura 37 – Cromatogramas de íons totais (TIC) dos alcanos, nas profundidades de 1834,25m (Membro Urariá), 1963m (Membro Urubu), 2025,6m (Membro Abacaxis) e 2076,2m (Formação Ererê). As linhas tracejadas vermelhas indicam a diferença na razão entre o nC17 e nC27.



Fonte: O autor (2014).

5.1.2.2 Formação Barreirinha (Membro Abacaxis)

Trata-se do intervalo gerador mais importante do poço B, apresenta teores elevados de carbono orgânico total (COT) que variam de 1,2% a 6,94%, figura 34.

Os valores de potencial gerador (S2) normalmente variam de 5 a 10 mgHC/g de rocha, indicando um intervalo com bom potencial gerador residual. Os valores de índice de hidrogênio (IH) são inferiores a 200 mgHC/gCOT (com valores entre 50 e 150), indicando um potencial residual para geração de gás (figura 34).

A matéria orgânica presente no Membro Abacaxis, segundo diagrama tipo Van Krevlen, é heterogênea e se comporta como tipo III e IV, sugerindo uma matéria orgânica com evolução térmica relativamente elevada, compatível com a geração de gás (figura 38).

A maior proporção dos alcanos lineares de mais baixo peso molecular (razão nC17/nC27 alta) observada nos cromatogramas de íons total (TIC) sugere uma maior proporção de algas na composição da matéria orgânica deste intervalo (figuras 36 e 37).

5.1.2.3 Formação Barreirinha (Membro Urubu)

Este intervalo apresenta teores de carbono orgânico total (COT) predominantemente menores que 1%, figura 34.

Os valores de potencial gerador (S2) e do índice de hidrogênio (IH), inferiores a 2 mgHC/g de rocha e 50 mgHC/gCOT, respectivamente, caracterizam este intervalo como de baixo potencial gerador residual, para geração de gás, figura 34.

A matéria orgânica presente no Membro Urubu, segundo diagrama tipo Van Krevlen, se comporta como do tipo III/IV, figura 38.

5.1.2.4 Formação Barreirinha (Membro Urariá)

Este intervalo apresenta teores de carbono orgânico total (COT) em torno de 1% (figura 34).

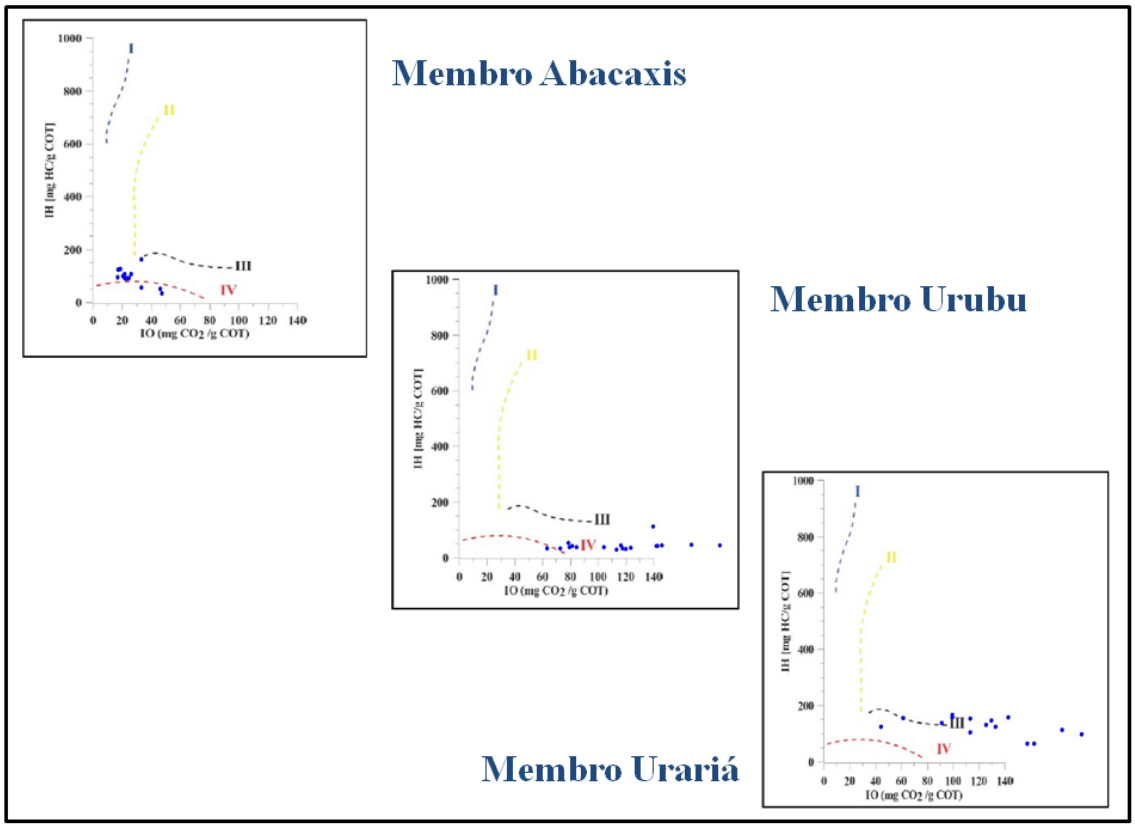
Os valores de potencial gerador (S2) e do índice de hidrogênio (IH) são inferiores a 2 mgHC/g de rocha e 200 mgHC/gCOT, respectivamente, também se caracterizam como baixo potencial gerador residual para geração de gás (figura 34).

A matéria orgânica presente no Membro Urariá, segundo diagrama tipo Van Krevlen se comporta como do tipo III (figura 38).

Segundo estudos de Volkman e Maxwell (1986), a relação P/F pode ser usada para amostras que estejam na janela de geração de óleo. Os autores mostraram que as altas razões P/F (>3) podem indicar input de matéria orgânica terrestre sob condições óxicas do ambiente e baixos valores (<0,6), podem sugerir anoxia em ambiente hipersalino. Já para amostras com valores entre 0,8 e 2,5, os autores não recomendam seu uso para descrever paleoambientes, como ocorre com todos os valores constatados nesse estudo (figura 36).

Com a utilização do diagrama tipo Van Krevelen, foi possível constatar que a matéria orgânica da Formação Barreirinha se comporta como tipos III/IV (figura 38). Por este critério, pode-se sugerir que a matéria orgânica da Formação Barreirinha no Poço B possui uma maior evolução térmica em relação ao Poço A.

Figura 38 – Diagramas tipo Van Krevlen dos membros referentes à Formação Barreirinha.



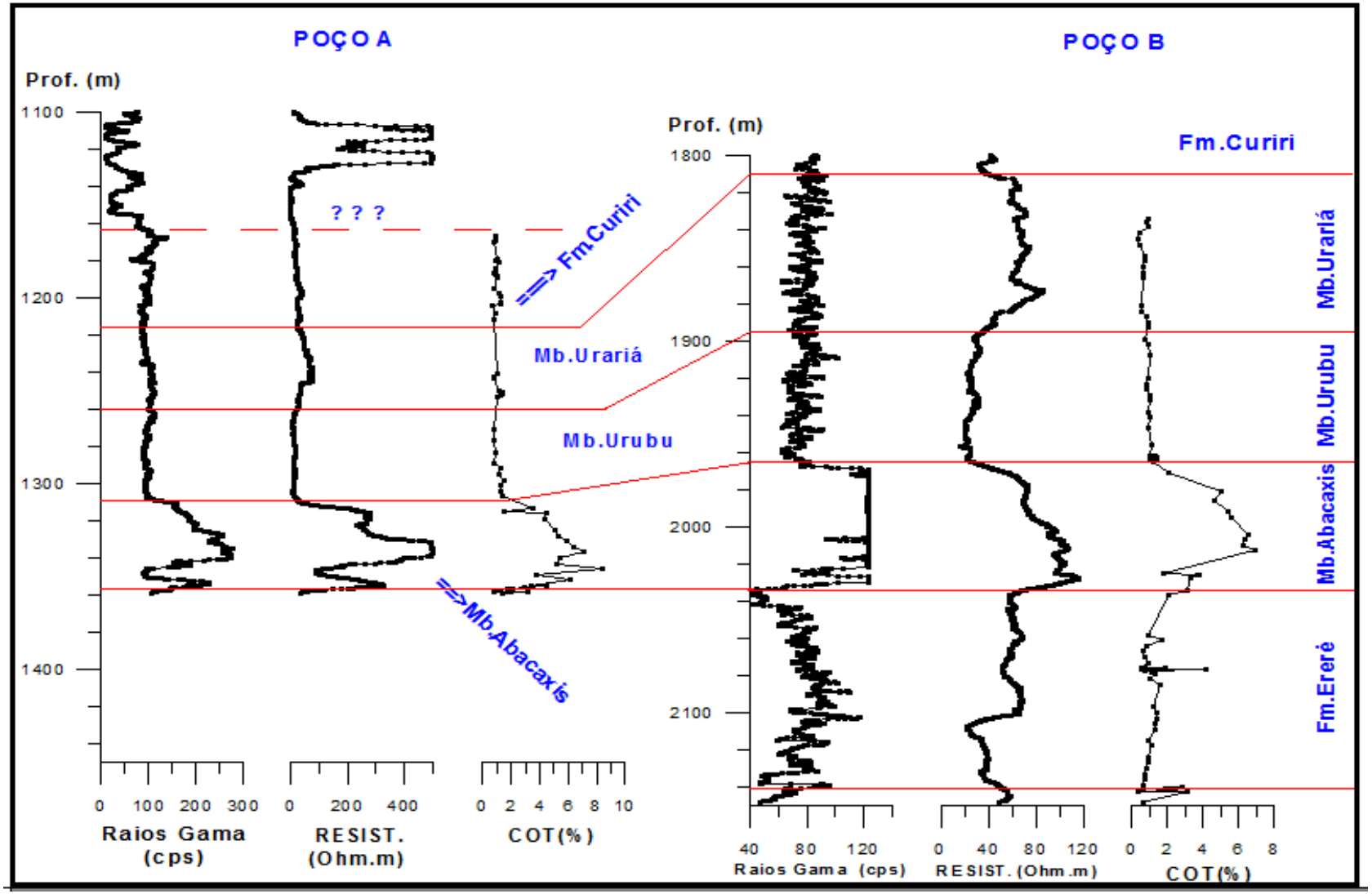
Fonte: O autor (2014).

5.1.3 Correlação entre os poços

A correlação entre os dois poços (figura 39) mostra que as os intervalos da Formação Barreirinha são menos espessos no poço A, situado mais afastado do depocentro da bacia em relação ao Poço B.

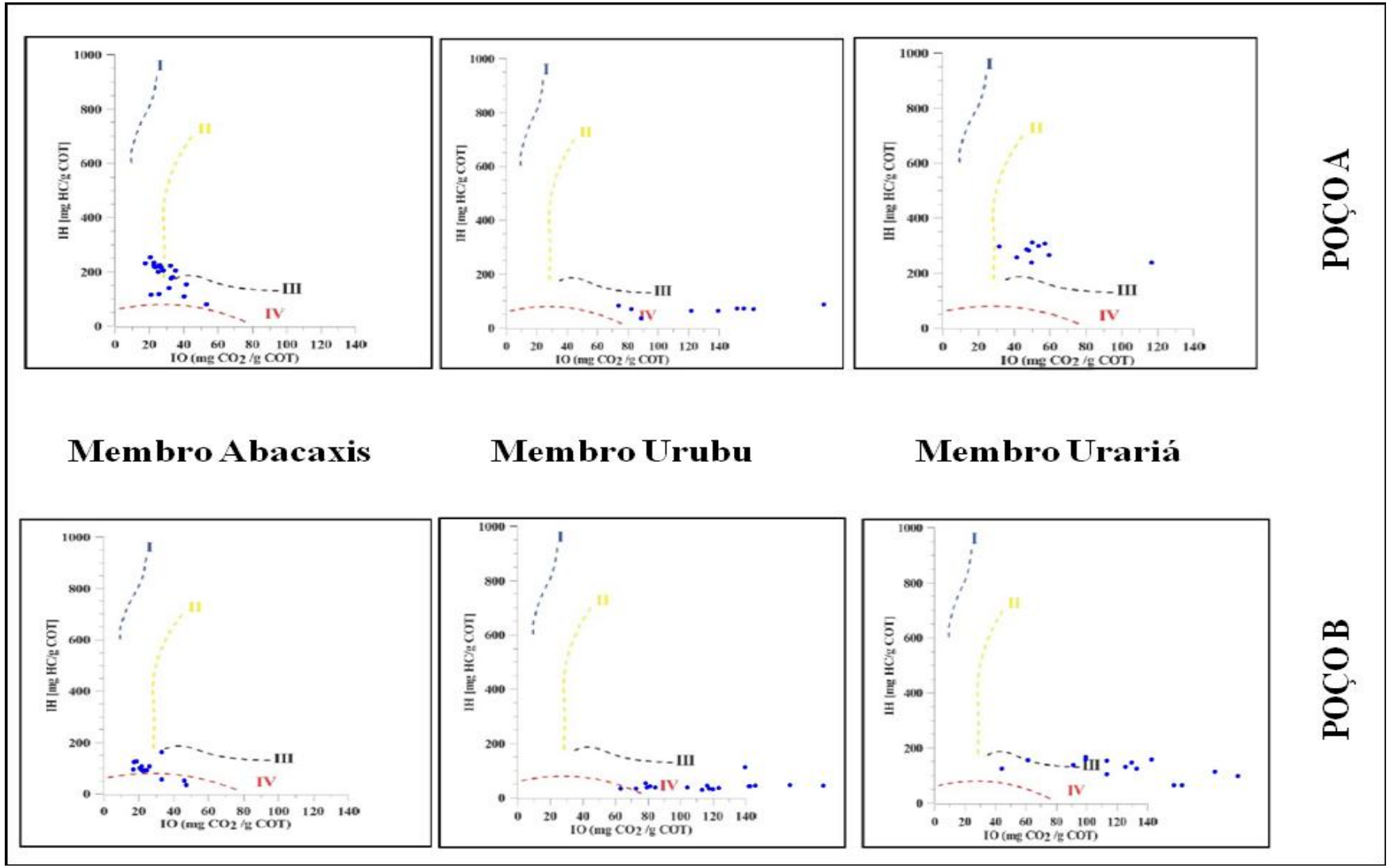
Ao se analisar os gráficos de COT e pirólise (figuras 25 e 34 e 39), observa-se que os teores de COT se mantêm com valores próximos nos dois poços. Os valores do potencial gerador (S2) diminuem do poço A para o B, com consequente aumento dos valores de S1 (betume), também observa-se essa diminuição do índice de hidrogênio (IH) (figura 40), essencialmente devido ao efeito da evolução térmica mais elevada no poço B (vide seção 5.2).

Figura 39 – Correlação quimioestratigráfica dos poços.



Fonte: O autor (2014).

Figura 40 - Diagramas tipo Van Krevlen dos membros referentes à Formação Barreirinha nos Poços A e B.



Fonte: O autor (2014).

5.2 **Maturação**

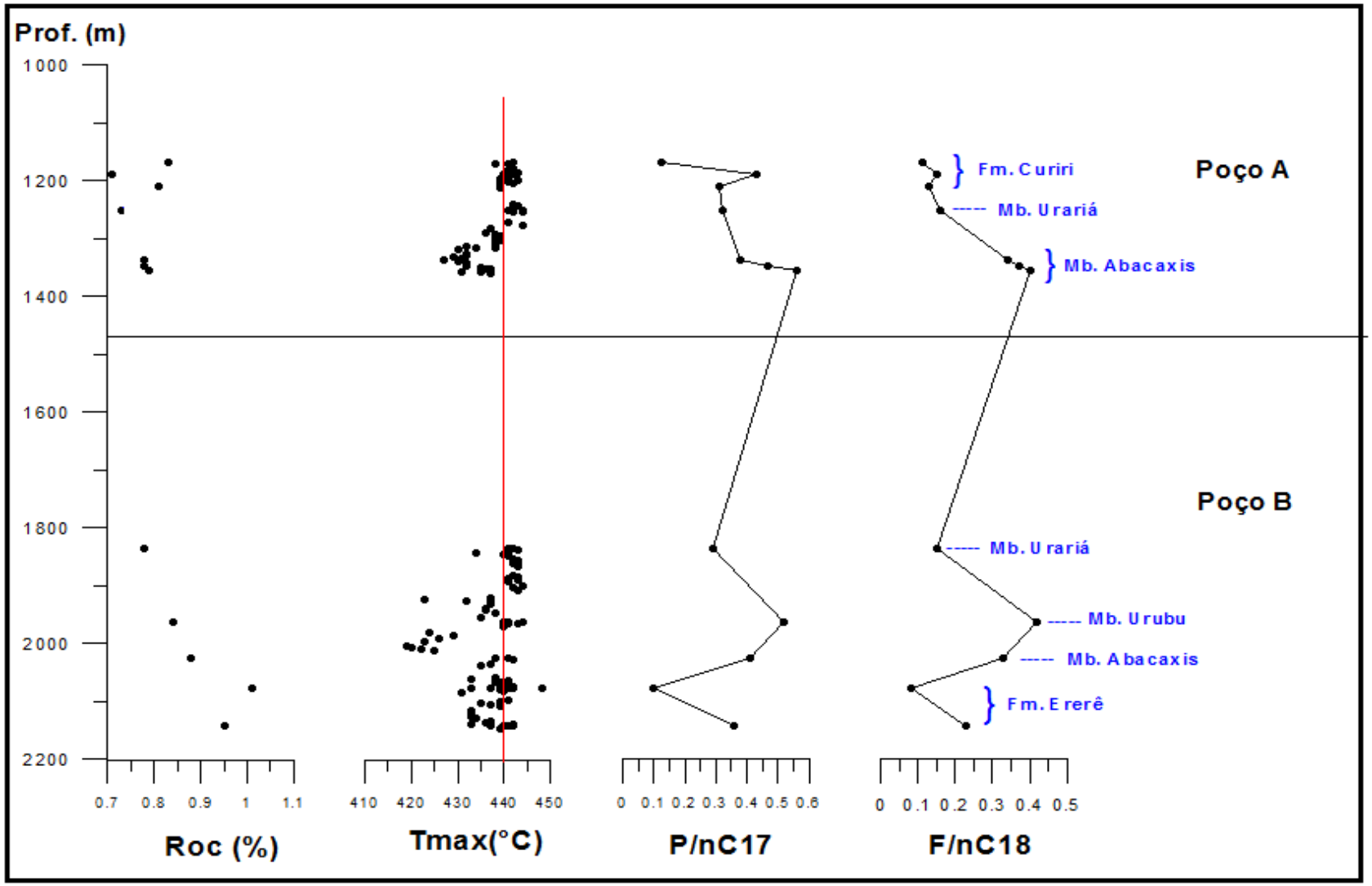
Nesta seção serão discutidos os resultados das análises de pirólise e biomarcadores.

Na ausência de dados de reflectância da vitrinita (Ro %) e do índice de coloração de esporos (ICE) para avaliar a evolução térmica das amostras, foram utilizados para este fim os dados de pirólise como: Tmax, índice de produção (IP) e taxa de transformação (TT) e de reflectância da vitrinita calculada (Roc) segundo a equação de Radke et al. (1986), utilizando os fenantrenos e metil fenantrenos. Secundariamente, também foram calculadas razões entre biomarcadores, como P/nC17 e F/nC18.

5.2.1 Pirólise e Biomarcadores

A figura 41 e a tabela 7 mostram os dados de Reflectância da vitrinita calculada (Roc %), Tmax (°C) e as razões P/n-C17 e F/nC18 de ambos os poços.

Figura 41 – Gráfico com dados de Roc (%), pirólise e biomarcadores.



Nota: Em vermelho tem-se a divisão da temperatura em imaturo (< 440°C) e maturo (> 440°C).

Fonte: O autor (2014).

Tabela 7 – Dados de Roc (%), Tmax (°C), P/nC17 e F/nC18 de cada amostra analisada (em extrato orgânico).

Intervalo litoestratigráfico	Roc (%)	Tmax (°C)	P/nC17	F/nC18	Profundidade (m)
Formação Curiri (A)	0,83	442	0,125	0,11	1166,9
Formação Curiri (A)	0,71	441	0,43	0,15	1189,4
Formação Curiri (A)	0,81	439	0,31	0,13	1208,65
Membro Urariá (A)	0,73	441	0,32	0,16	1250
Membro Abacaxis (A)	0,78	427	0,38	0,34	1337
Membro Abacaxis (A)	0,78	432	0,47	0,37	1346
Membro Abacaxis (A)	0,79	435	0,56	0,4	1355,4
Membro Urariá (B)	0,78	441	0,29	0,15	1834,25
Membro Urubu (B)	0,84	441	0,52	0,42	1963
Membro Abacaxis (B)	0,88	441	0,41	0,33	2025,6
Formação Ererê (B)	1,01	439	0,10	0,08	2076,2
Formação Ererê (B)	0,95	440	0,35	0,23	2142,6

Nota: As letras dentro dos parênteses indicam o poço a que se referem.

Fonte: O autor (2014).

Em relação aos dados observados no gráfico pode-se comentar:

- Roc: No geral, os dados de Roc mostram certa correlação entre si, mostrando que as amostras do poço B apresentam evolução térmica mais elevada que as do poço A. De acordo com Peters e Moldowan (1993), Dow (1974), entre outros, a partir de 0,6% de Ro, a matéria

orgânica já se encontra em sua fase matura de evolução térmica. Portanto, para este critério, todas as amostras se encontram maturas.

O máximo do pico de geração é estimado ao redor de Ro=0,9%, sendo atingidas, principalmente, apenas nas amostras do poço mais profundo (B).

A fase senil, onde é gerado apenas gás e condensado, é atingida a partir de Ro=1,35%, não sendo alcançada em nenhuma das amostras analisadas.

Segundo Tissot e Welte (1984), uma amostra que tenha a presença de óleo migrado ou não indígena geralmente resulta em um Roc mais elevado do que o Ro determinado em petrografia orgânica. Em função dessa afirmativa, os dados deste presente trabalho podem estar um pouco superestimados.

- Tmax: Os valores de Tmax não possuem um padrão nas amostras, tanto do poço A quanto do B e mostram uma oscilação por todas as profundidades, mudando da fase matura para a imatura sem apresentar uma correlação. Portanto, não se mostram confiáveis na análise final da evolução térmica como um parâmetro único.

A única correlação que se pode fazer com os resultados de Roc é em relação à ausência de amostras na fase senil de maturação.

No poço A e B, se observa uma diminuição nos valores de Tmax no intervalo (Membro Abacaxis) onde se tem um maior teor de COT, S1 (betume) e S2.

Os valores de Tmax abaixo do esperado, principalmente no intervalo relativo à Formação Barreirinha, devem-se a possível dependência deste parâmetro de evolução térmica em relação ao conteúdo e tipo da matéria orgânica. A diminuição dos valores de Tmax nos locais onde ocorrem os teores mais elevados de carbono orgânico e a maior concentração de betume (vide figuras 25 e 34, por exemplo), sugere esta dependência.

- P/nC17 e F/nC18: Com o aumento da evolução térmica a matéria orgânica gera preferencialmente alcanos lineares em relação aos ramificados e cíclicos. Assim, uma diminuição dessa relação pode sugerir um aumento da maturação.

Pelo fato de que todas as amostras apresentaram predominância dos alcanos lineares sobre os isoprenóides (razões P/n-C17 e F/nC18 < 1), há de se supor que todas as amostras possuem certo nível de maturação (o que pode ser corroborado com os resultados de Roc).

Como esta razão deve ser utilizada para comparar um mesmo tipo de matéria orgânica, observa-se que as amostras dos membros Abacaxis e Urariá do Poço B possuem valores

ligeiramente menores do que as do Poço A, indicando que o primeiro poço possui maior evolução térmica segundo este critério.

Em relação aos dados de Roc, há certa correlação, pois as amostras do poço B possuem essa razão ligeiramente menor que as encontradas no poço A (esses dois parâmetros são inversamente proporcionais).

A seguir serão descritos os efeitos da evolução térmica com relação à concentração dos compostos aromáticos fenantreno e metil fenantreno (fórmula 1), observados através dos cromatogramas dos hidrocarbonetos aromáticos em cada intervalo litoestratigráfico. Os resultados estão representados pelo Roc (fórmula 2).

$$MPI\ 1 = \frac{1{,}5([2MP] + [3MP])}{[P] + [1MP] + [9MP]} \qquad (1)$$

Fórmula 1 – Índice dos metil-fenantreno (2MP = 2-metil fenantreno; 3MP = 3-metil fenantreno; 1MP = 1-metil fenantreno; 9MP = 9-metil fenantreno e P = fenantreno).

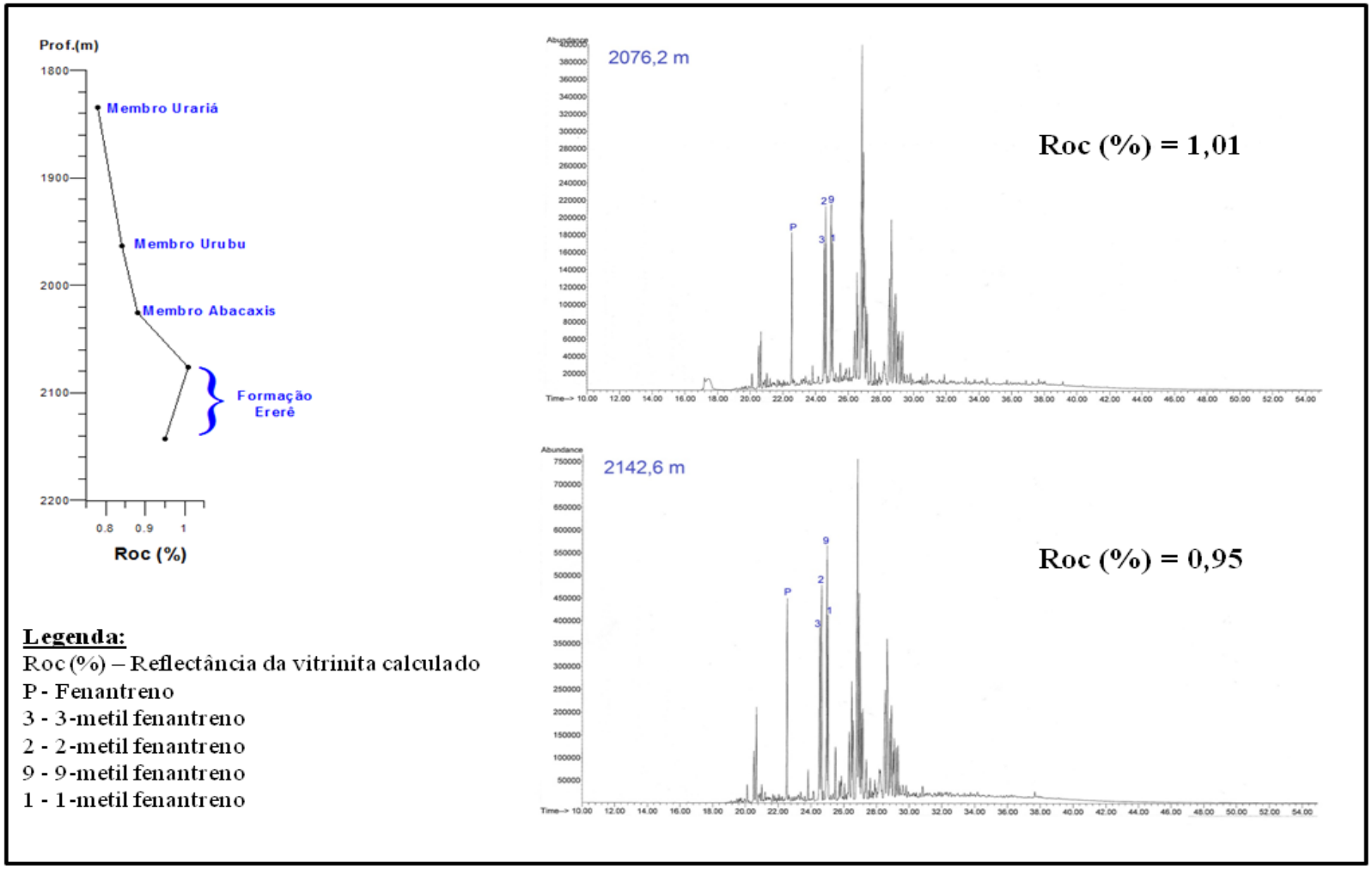
$$Roc = 0{,}60\ (MPI1) + 0{,}40 \qquad (2)$$

Fórmula 2 - Índice de reflectância da vitrinita calculado.

5.2.1.1 Formação Ererê

É o intervalo mais profundo estudado e está presente apenas no Poço B. As amostras deste intervalo apresentam Roc próximos de 1% (figura 42), encontrando-se na fase matura segundo este critério. Estes são os valores mais elevados encontrados para o Roc neste estudo.

Figura 42 – Cromatograma de íons totais dos hidrocarbonetos aromáticos (TIC) das amostras 2076,2 m e 2142,6 m, da Formação Ererê e dados de Roc (%) de todo o Poço B.



Fonte: O autor (2014).

5.2.1.2 Formação Barreirinha

5.2.1.2.1 Membro Abacaxis

Este intervalo apresenta variações em cada poço, o mais profundo (poço B) apresenta Roc mais elevado (0,88 %) em comparação com o poço mais raso (0,78%), (figuras 41, 43 e tabela 7). Portanto, segundo a análise a partir da reflectância da vitrinita calculada (Roc), a matéria orgânica deste intervalo no Poço B é mais evoluída termicamente que a do Poço A e ambas se encontram numa zona matura, sendo que a amostra do poço B se encontra mais próxima do máximo do pico de geração (Ro = 0,9 %).

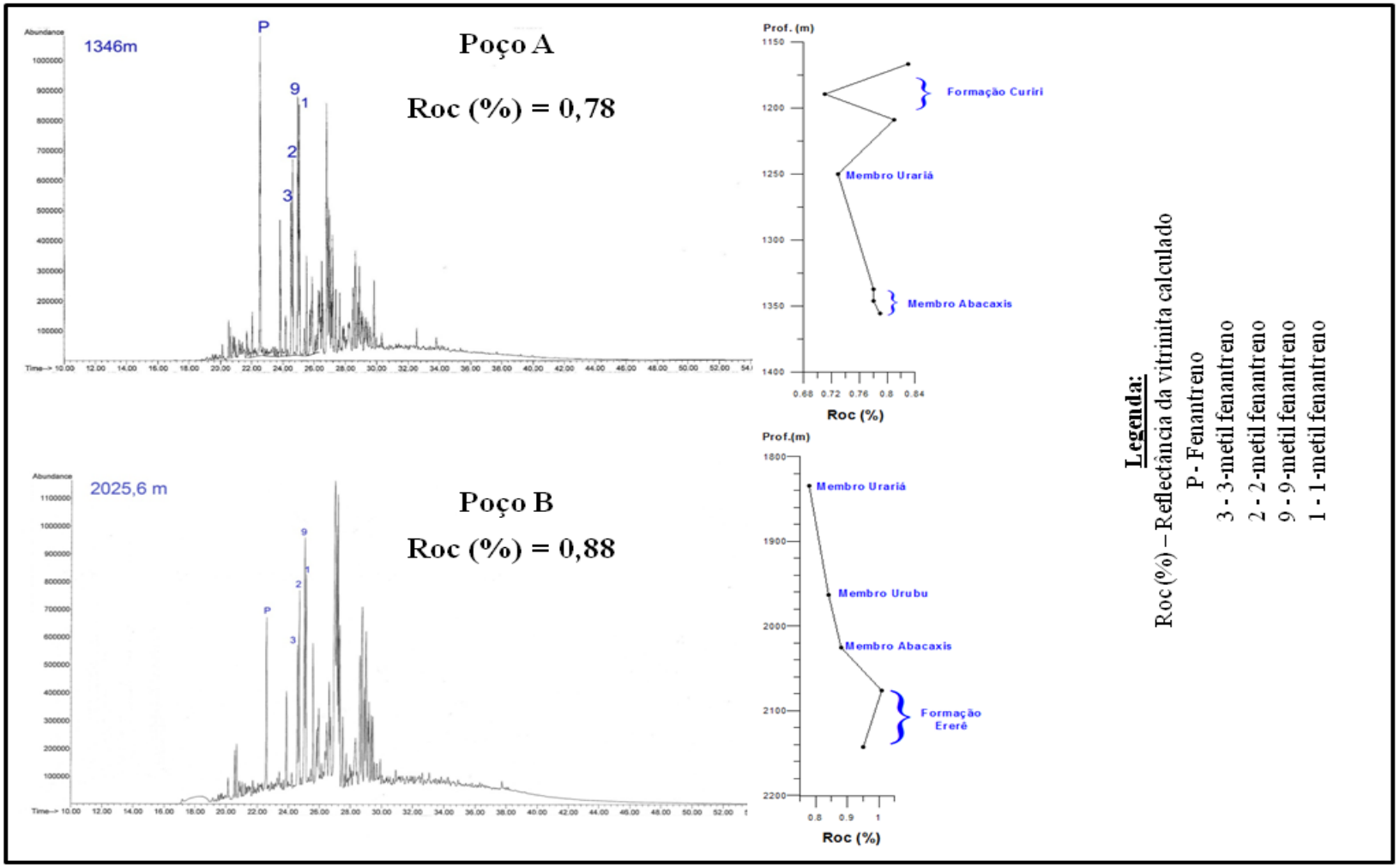
5.2.1.2.2 Membro Urubu

Foi analisada apenas uma amostra no Poço B, que apresenta valor de Roc intermediário (0,84 %) entre o intervalo litoestratigráfico superior e inferior (figura 41 e tabela 7).

5.2.1.2.3 Membro Urariá

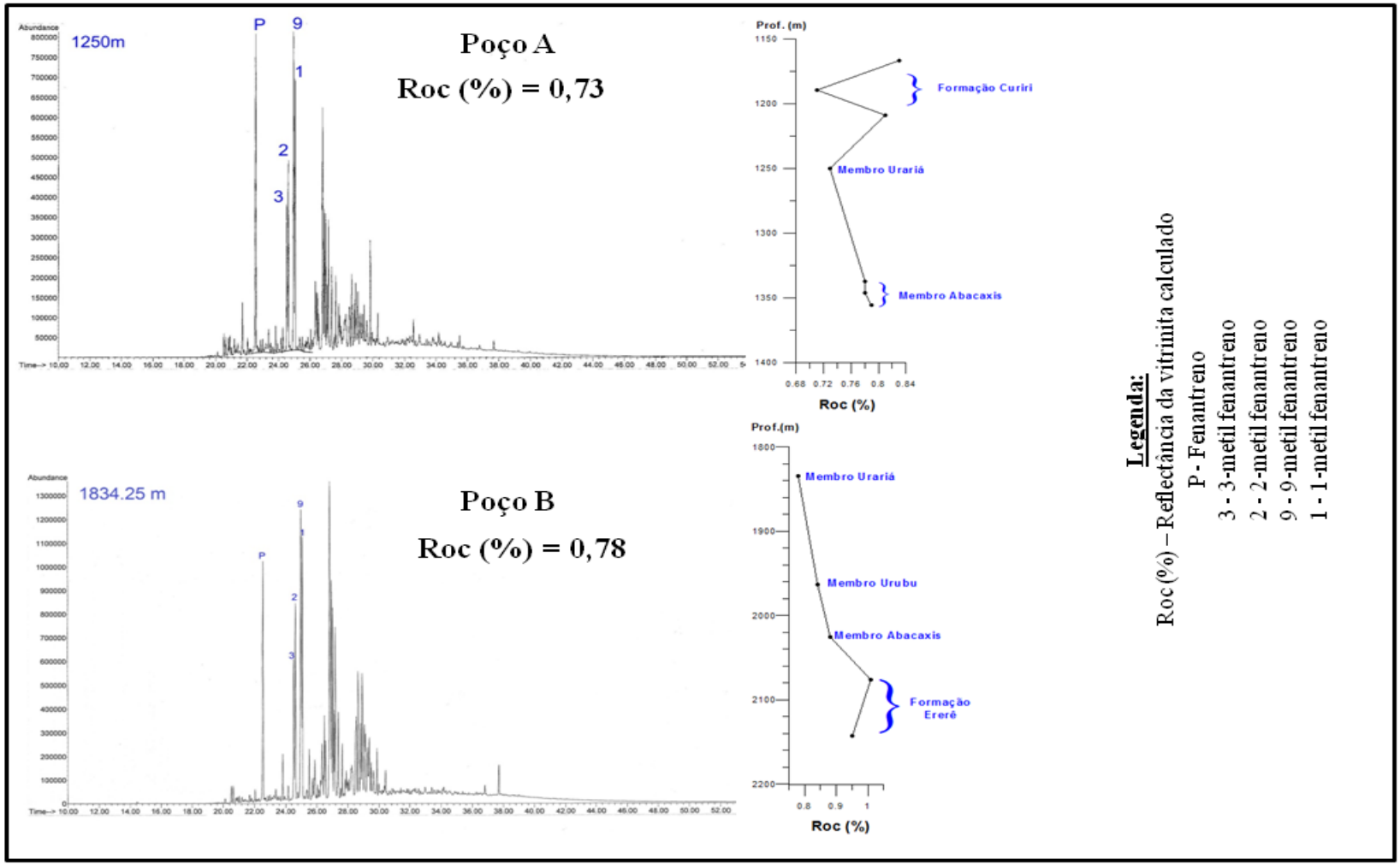
Este intervalo litoestratigráfico também apresenta variações nos valores de Roc (a amostra do Poço B possui valor de 0,78% e a do Poço A, 0,73%) (figuras 41, 44 e tabela 7). Estes valores indicam que ambas as amostras também se encontram na zona matura e que o Poço B também é mais evoluído termicamente que o A neste mesmo intervalo litoestratigráfico.

Figura 43 – Cromatogramas de íons totais dos hidrocarbonetos aromáticos (TIC) das amostras 2025,6m (Poço B) e 1346m (Poço A) do Membro Abacaxis e dados de Roc (%) de ambos os poços.



Fonte: O autor (2014).

Figura 44 – Cromatogramas de íons totais dos hidrocarbonetos aromáticos (TIC) das amostras 1834,25m (Poço B) e 1250m (Poço A) do Membro Urariá e dados de Roc (%) de ambos os poços.



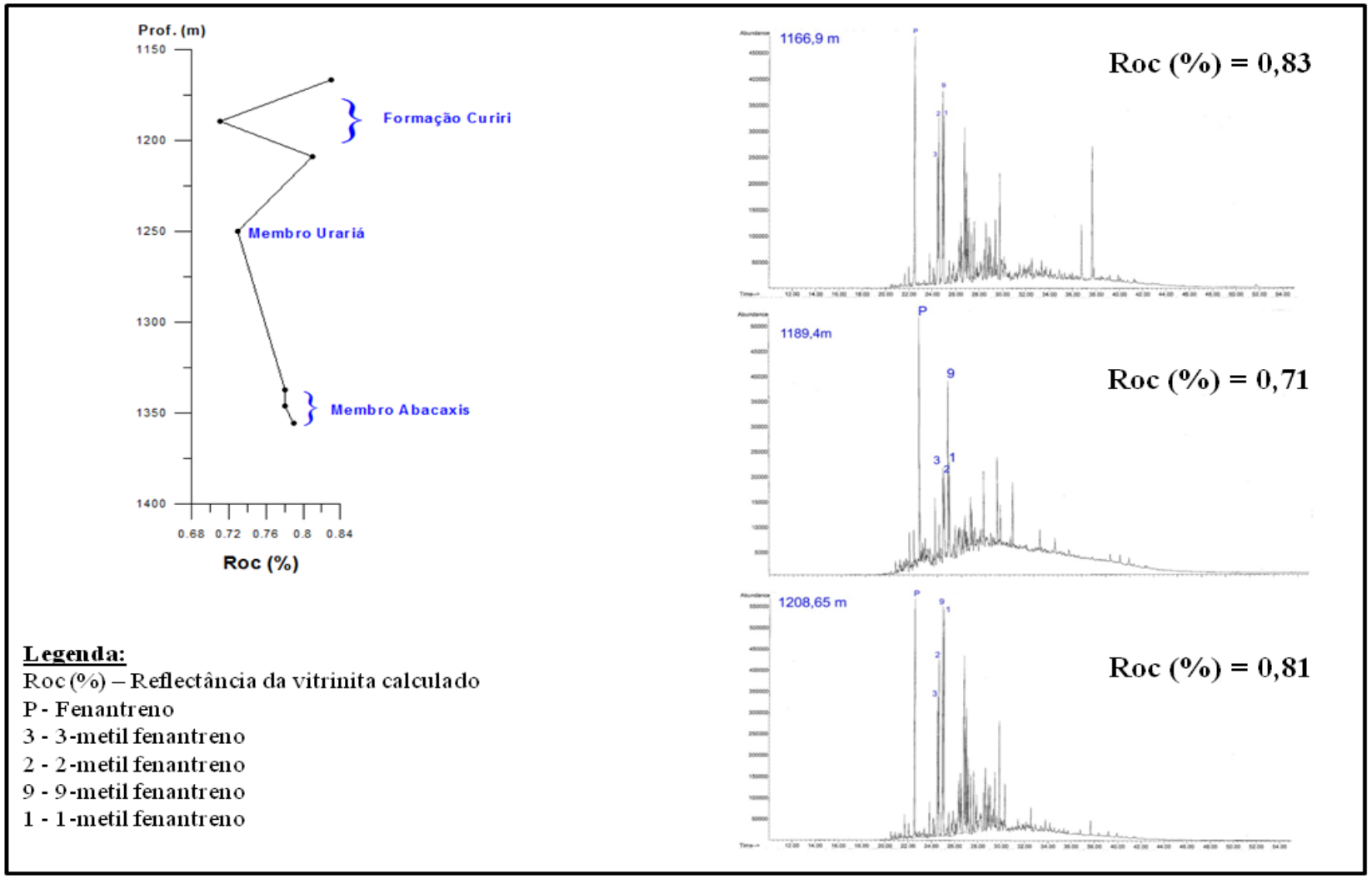
Fonte: O autor (2014).

5.2.1.3 Formação Curiri

Amostrada apenas no poço A, seus resultados apresentam oscilações nos valores de Roc. A amostra intermediária apresenta valor mais baixo de Roc do que as outras duas, que mostram-se com valores semelhantes (figura 45). A interpretação da análise de Roc indica que a matéria orgânica desta formação se encontra na zona matura.

Conclui-se que com o aumento da evolução térmica e consequente aumento do Roc, há uma diminuição da concentração dos compostos 9MF e 1MF em relação aos compostos 2MF e 3MF (fórmula 1). Esta relação pode ser observada nos cromatogramas das figuras 42, 43, 44 e 45. Também se conclui que todas as amostras se encontram na zona matura, sendo que a matéria orgânica do Poço B possui evolução térmica mais elevada em relação à do Poço A.

Figura 45 – Cromatograma de íons totais dos hidrocarbonetos aromáticos (TIC) das amostras 1166,9 m, 1189,4 m e 1208,65 m da Formação Curiri e dados de Roc (%) de todo o Poço A.



Fonte: O autor (2014).

5.2.2 Taxa de transformação (TT) e Índice de Produção (IP)

A TT e o IP foram calculados apenas para o Membro Abacaxis (tabela 8). No cálculo da TT e do IP utilizou-se a média dos valores de S1 e S2 mais representativos deste intervalo litoestratigráfico.

A tabela destes dados foi elaborada com o intuito de abranger todo o intervalo gerador em relação aos valores de TT e IP e não somente valores pontuais. A finalidade foi obter um resultado mais confiável do intervalo como um todo, evitando possíveis erros relacionados diferença composicional de uma amostra para outra.

Os dados do potencial gerador original (S2o) para o cálculo do TT devem ser obtidos em locais onde o intervalo referente ao Membro Abacaxis possuí suas características originais (sem sofrer maturação térmica). Como na área deste estudo não se tinha esta situação de baixa evolução térmica, foram adotados para o potencial gerador original (S2o) o valor de 15 mgHC/gRocha, valor este utilizado por GONZAGA et al. (2000) e TENÓRIO (2013).

A modelagem realizada por Gonzaga et al. (2000) mostrou que o querogênio do Membro Abacaxis alcança condições térmicas apropriadas para o início da geração ao redor de 1800m. As atuais TT que os autores encontraram foram de 10-20% nas plataformas e 95-100% no depocentro. Os estudos efetuados, aplicando parâmetros de maturação de biomarcadores e modelagem geoquímica, mostraram que a principal fase de expulsão de óleo começou quando a rocha fonte atingiu a TT de 50% e um Ro de 0,8%, condições estas atingidas apenas em regiões próximas ao depocentro da bacia.

Tabela 8 – Média dos valores representativos de TT e IP no Membro Abacaxis de ambos os poços (A e B).

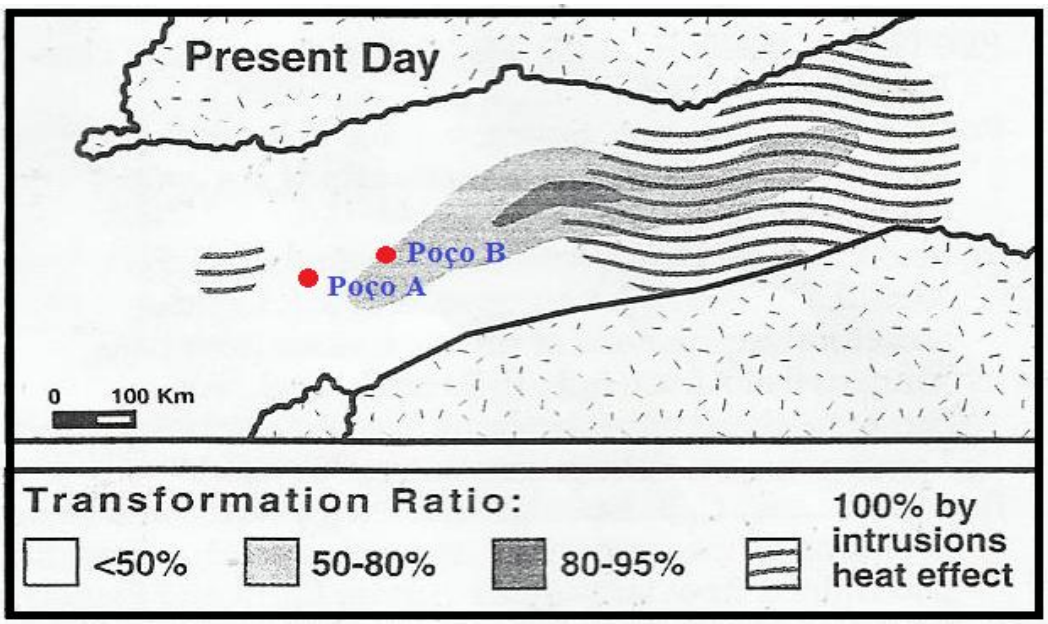
TT (%)	**IP**	**Intervalo**
39	0,09	Mb. Abacaxis (Poço A)
66	0,23	Mb. Abacaxis (Poço B)

Fonte: O autor (2014).

O poço A se encontra na zona de plataforma da bacia e apresenta dados de TT condizentes com os indicados em GONZAGA et al. (2000) (figura 46). O valor de TT inferior a 50% (tabela 8) e os dados de reflectância da vitrinita, calculada a partir de biomarcadores aromáticos (Roc), indicam que houve geração de hidrocarbonetos, mas ainda não ocorreu a migração. O valor de IP, ligeiramente abaixo de 0,1, sugere que este intervalo se encontra muito próximo da zona matura.

O poço B já se encontra mais próximo do depocentro da bacia em relação ao Poço A (figura 46) e também apresenta dados condizentes com os indicados em GONZAGA et al. 2000 (figura 46). O valor da TT de 66% (tabela 8) indica que este intervalo alcançou não somente a fase de geração de hidrocarbonetos, mas também a sua fase de expulsão. O valor de IP de 0,23 (tabela 8) indica que este intervalo se encontra na zona matura, porém ainda afastado do valor estimado para o pico de geração (IP = 0,4). Isto mostra que este valor deve estar subavaliado, conforme também observado nos dados de Tmax.

Figura 46 – Mapa de isovalores da TT segundo Gonzaga et al. (2000) e a localização aproximada dos poços utilizados neste estudo.



Fonte: Modificado de GONZAGA et al. (2000).

CONCLUSÕES

Com base nos dados de Pirólise “Rock-Eval”, utilizando o diagrama tipo Van Krevlen, verificou-se que a maioria das amostras se encontra oxidada ou parcialmente oxidada (tipos III e IV). Apenas as amostras dos membros Abacaxis e Urariá do poço A mostraram características mais próximas de uma matéria orgânica do tipo II. Porém, no Membro Urariá os teores de COT são baixos (<1%) e o potencial gerador varia de baixo a moderado para geração de gás e condensado. No Membro Abacaxis os teores de COT são mais elevados em ambos os poços, mas apresenta um bom a excelente potencial para geração de óleo, gás e condensado apenas no poço A. No poço B o potencial gerador é predominantemente moderado para gás e condensado. O Membro Abacaxis corresponde ao intervalo gerador mais importante da Bacia do Amazonas. Os seus valores de Roc no poço A situam este intervalo na fase inicial de geração de hidrocarbonetos, enquanto que no poço B, todos os indicadores geoquímicos sugerem uma maior evolução térmica para este intervalo. Os outros intervalos da Formação Barreirinha também apresentam esse padrão.

A ampla predominância de alcanos lineares de baixo peso molecular e certo nível de evolução térmica, em ambos os poços, impossibilitou o estudo em detalhe dos compostos cíclicos indicadores de evolução térmica, principalmente aqueles relacionados à izomerização entre os esteranos.

Com base principalmente nos terpanos, pôde-se determinar que a Formação Curiri apresenta predominância de matéria orgânica originária de vegetais terrestres, ao passo que a Formação Barreirinha, em particular o Membro Abacaxis, apresenta características de matéria orgânica de origem algal.

Considerando os parâmetros geoquímicos derivados dos biomarcadores, observou-se uma melhor correlação do Membro Urariá com a Formação Curiri do que com a Formação Barreirinha. De acordo com a literatura, esses dois intervalos litoestratigráficos se diferem pela presença de diamictitos na Formação Curiri. Portanto, pode ser que em determinados locais da bacia não tenha ocorrido as condições necessárias, mas vigentes em outros locais, para a sedimentação de diamictitos. Assim, deve-se separar esses dois intervalos litoestratigráficos com cautela.

Os valores de Roc e de Tmax não ultrapassam 0,88% e 443°C, respectivamente, no intervalo gerador da bacia em ambos os poços. Estudos de Gonzaga et al. (2000) indicaram que valores de Ro>1,4% apenas foram encontrados em locais que sofreram influência da

intrusão de diques e sills de diabásio e os valores mais baixos foram atingidos apenas pela ação do soterramento. Os autores também mostraram que na porção leste da bacia, onde os diques intrudiram nas sequências devonianas, a rocha geradora se encontra senil. Já na parte oeste, onde está situada a área deste estudo, as intrusões (sills) estão longe das rochas geradores e, portanto, a maturação é, predominantemente, controlada apenas pela subsidência.

Os resultados de TT e IP do intervalo gerador indicam que, no poço A, já ocorreu geração de hidrocarbonetos, mas não migração. Já no poço B, houve geração e migração. Portanto, neste último poço, este intervalo se encontra numa fase mais matura de evolução térmica e, provavelmente, na zona de geração de gás e condensado.

Os valores de Tmax são variáveis e não mostram um padrão uniforme, principalmente no intervalo gerador (Membro Abacaxis), mostrando dependência da concentração e tipo da matéria orgânica. Em relação a esses valores pode-se sugerir que eles estão subestimados.

Portanto, se tratando de evolução térmica, os dados mais confiáveis para uma melhor avaliação da maturação são os de taxa de transformação (TT), índice de produção (IP) e reflectância da vitrinita calculado (Roc), pois apresentaram resultados mais consistentes e correlatos.

REFERÊNCIAS

ALEXANDRE, M. R. *Analise de petróleo no Meio Ambiente*. 2004. Disponível em: http://mralexandre.files.wordpress.com/2010/07/106434aula1314.pdf. Acesso em: janeiro. 2014.

AQUINO NETO, F. R.; RESTLE, A.; CONNAN, J.; ALBRECHT, P.; OURISSON, G. Novel tricyclic terpanes (C19,C20) in sediments and petroleums. *Tetrahedron Letters*, v.23, p. 2027-2030, 1982.

AQUINO NETO, F. R.; TRENDEL, J. M.; RESTLE, A.; CONNAN, J.; ALBRECHT, P. A. Occurrence and formation of tricyclic and tetracyclic terpanes in sediments and petroleums. In: BJOROY, M. et al. (Ed.). *Advances in Organic Geochemistry.* New York: J. Wiley, 1983. p. 659-676.

AQUINO NETO, F. R.; TRIGUIS, J.; AZEVEDO, D. A.; RODRIGUES, R.; SIMONEIT, B. R. T. Organic geochemistry of geographically unrelated Tasmanites. In: INTERNATIONAL MEETING ON ORGANIC GEOCHEMISTRY, 14., 1989, Paris., *Abstract No. 189*. Paris, 1989.

ATKINS, P.W. *Moléculas*. São Paulo: EDUSP, 2000.

BACKHEUSER, Y. *Análise Estratigráfica e Paleoambiental da Formação Ererê, Bacia do Amazonas, na seção compreendida entre o Arco de Purus e a margem esquerda do Rio Tapajós*. 1988. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Ouro Preto, Ouro Preto, 1988.

BASTOW, T., P. *Sedimentary Processes Involving Aromatic Hydrocarbons*. 1998. Tese (Doutorado) - School of Applied Chemistry, Curtin University of Technology.1998.

BRASSELL, S. C. Biomarkers in sediments, sedimentary rocks and petroleuns: biological origins, geological fate and aplications. In: DROPP, R. (Org.). *Geochemical of organic matter in sediments and sedimentary rocks*. Tulsa: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 1992. p. 29-72.

BRASSELL, S.C.; EGLINTON, G.; MAXWELL, J.R.; PHILP, R.P. Natural background of alkanes in the aquatic environment. In Hutzinger, O., van Lelyveld, L.H., and Zoeteman, B.C.J. (Eds.), *Aquatic Pollutants: Transformation and Biological Effects:* Oxford (Pergamon Press). 1978. p. 69–86.

BRAY, E. E.; EVANS, E. D. Distribuition of n-paraffins as a clue to recognition of source beds. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, [S.I], v. 22. p. 2-15, 1961.

BROOKS, P. W. Unsual biological marker geochemistry of oils and possible source rocks, off-shore Beaufort-Mackenzie Delta, Canada. In: D. Leythaeuser and J. Rullkotter, eds., *Advances in Organic Geochemistry* 1986: Oxford, Pergamon, 1986. p. 401-406.

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. *Geochim. Cosmochim. Acta*. v *59. N. 10*. p. 2043-2056, 1995.

CAPUTO, M. V. *Stratigraphy, tectonics, palaeoclimatology and palaeogeography of northern basins of Brasi*l. 1984. 586 p. Thesis (PhD) – University Califórnia, Santa Bárbara, 1984.

CASSINI, F.; GALLANGOS, O.; TALUKDAR, S.; VALLEJOS, C.; EHRMANN, U. Methylphenanthrene maturity índex of marine source rock extracts and crude oils form the Maracaibo Basin. *Org. geochem*. v. 13, 73-89. 1988.

CHAPPE, B.; ALBRECHT, P.; MICHAELIS, W. Polar lipids of archaebacteria in sediments and petroleum. *Science*, v. 217, p. 65-66. 1982.

CONAN, J.; BOUROULLEC, J.; DESSORT, D.; ALBRECHT P. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha paleoenvironment from Guatemala: a molecular approach. In: D. Leythaeuser and J. Rullkotter, eds., *Advances in Organic Geochemistry* 1985: Oxford, Pergamon Press, p. 29-50. 1986.

CORDANI, U.G.; NEVES, B.B.B.; FUCK, R.A.; PORTO, R.; THOMAZ FILHO, A.; CUNHA, F.M.B. *Estudo Preliminar de Integração do Pré-Cambriano com os Eventos Tectônicos das Bacias Sedimentares Brasileiras*. Petrobrás/Cenpes – Rio de Janeiro, Brasil. 1984.

COSTA, M. G. F. *Fácies deposicionais e ambientes de sedimentação da Formação Monte Alegre (neocarbonífero) na área de Autás Mirim e adjacências, Bacia do Médio Amazonas*. 1984. 90 p. Tese (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 1984.

CPRM. *Carta geológica do Brasil ao milionésimo.* 2001. Disponível em: <http://geobank.sa.cprm.gov.br/pls/publico/geobank.Website.mapas?p_pagina=consulta&p_usuario=&p_mapa=%2Fflash%2Fmilhao.swf&p_webmap=N&p_radio=%2Fflash%2Fmilhao.swf>. Acesso em: jun. 2014.

CUNHA, P. R. C. *Análise estratigráfica dos sedimentos eo-mesodevonianos da porção ocidental da Bacia do Amazonas sob a ótica da estratigrafia de sequências no interior cratônico*. 2000. 263p. Tese (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2000.

CUNHA, P. R. C.; GONZAGA, F. G.; COUTINHO, L. F. C.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Amazonas. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. Rio de Janeiro, Brasil, v. 8, n. 1, p. 47-55. 1994.

CUNHA, P. R. C.; MELO, J. H. G.; SILVA, O. B. Bacia do Amazonas. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. Rio de Janeiro, Brasil, v. 15, n.2, p. 227-251. 2007.

DAMSTÉ, J.S.S.; DUIN, A.C.T.V.; HOLLNDER, D.; KOHNEN, M.E.L.; DE LEEUW, J.W. Early diagenesis of bacteriohopanepolyol derivatives: Formation of fossil homohopanoids. *Geochimica Cosmochimica Acta*, 59, p. 5141-5147. 1995.

DOW, W.G. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Willinston basin. *AAPG Bulletin*, Tulsa, v.58, n. 7, p. 1253-1262, 1974.

DOW, W. G. Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration*, v. 7, p. 79-99. 1977.

DURAND, B. Sedimentary Organic Matter and Kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen. In: *Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks*. Paris, Editions Technip, p. 13-34. 1980

ESPITALIÉ, J.; DEROO, G.; MARQUIS, F. La pyrolise rock-eval et sés aplications. *Ver. Inst. Français Petrol*., v. 40, n. 6, p, 755-784. 1985.

ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, J. L.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P.; PAULET, J. Méthod rapide de caractérization dês roches mères, de leur potential pétrolier et de leur degré d'évolution. *Ver. Inst. Français Pétrol*.,v. 32, n. 1, p. 23-43. 1977.

FAN PU, J. D. KING; G. E. CLAYPOOL. The characteristics of the biomarker compounds of Chinese crude oils. In: *The International Chemical Congress of Pacific Basins Societies*. 1984.

FARRIMOND, P.; EGLINTON, G.; BRASSELL, S. C.; JENKYNS, H. C. The Cenomanian/ Turonian anoxic event in Europe: an organic geochemical study. *Marine and Petroleum Geology*. v. 7. p. 75-89. 1990.

FARRIMOND, P.; TAYLOR, A.; TELN, N. Biomarker maturity parameters: the role of generation and thermal Degradation. *Org. Geochem*. v. 29, p. 1181-1197. 1998.

GAINES, S.; G. EGLINTON.; J. RULLKÖTTER. *Echoes of Life–What Fossil Molecules Reveal About Earth History*. Oxford University Press. New York. 2008.

GAMA, R. *Caracterização Geoquímica de óleos biodegradados dos campos de Marlim Sul e Roncador, na Bacia de Campos (Rio de Janeiro)*. 2008. 183p. Dissertação de mestrado. (COPPE/UFRJ, M.Sc., Engenharia Civil), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

GELPI, E.; SCHNEIDER, H.; MANN, J.; ORO, J. Hydrocarbons of geochemical significance in microscopic algae. *Phytochemistry*, v.. 9, p. 603-612. 1970.

GOMES, T. A. *Modelagem Geoquímica: Tratamento de dados de Pirólise Rock-Eval e Carbono Orgânico Total da Formação Barreirinha na Bacia do Amazonas*. 2008. 42p. Monografia de Graduação – Universidade Federal Rural do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

GONZAGA, F. G.; GONÇALVES, F. T. T.; COUTINHO, L. F. C. Petroleum geology of the Amazonas Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. In M. R. MELLO AND B. J. Katz, eds., *Petroleum systems of South Atlantic margins*: AAPG Memoir 73, p. 159-178. 2000.

GOOSENS, H.; DE LEEUW, J. W.; SCHENCK, P. A.; BRASSELL, S. C. Tocopherols as likely precursors of pristine in ancient sediments and crude oils. *Nature*, v. 312, p. 440-442. 1984.

GRAHN, Y. Silurian and Lower Devonian chitinozoan taxonomy and biostratigraphy of the Trombetas Group, Amazonas Basin, northern Brazil. *Bulletin of Geosciences*, Prague, v. 80, n. 4, p. 245-276, 2005.

HECKMANN, J. R.; LANDAU, L.; GONÇALVES, F. T. T.; PEREIRA, R.; AZEVEDO, D. A. 2011. Avaliação geoquímica de óleos brasileiros com ênfase nos hidrocarbonetos aromáticos. *Quim. Nova*, v. 34, n. 8, p. 1328-1333, 2011.

HEPPNHEIMER, H.; STEFFENS, K.; PUTTMANN, W.; KALKREUTH, W. Comparison of resinite-related aromatic biomarker distributions in Cretaceous-Tertiary coals from Canadá and Germany. *Org. Geochem*. v. 18, p. 273-287. 1992.

HUANG, W. Y.; MEINSCHEIN, W.G. Sterols as ecological indicators. *Geochim. Cosmochim. Acta*, v. 43. p. 739–745. 1979.

KASSIM, T.A.; SIMONEIT, B.R.T. *The Handbook of Environmental Chemistry – Pollutant-Solid Phase Interactions: Mechanism.* Chemistry and Modeling - Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 5 Part E, 6-8. 2001.

LANÇAS, F. M. *Cromatografia Fase Gasosa*. São Paulo FFQC/USP: Alta Editora, 1993. 254p.

LOBOZIAK, S.; MELO, J.H. G.; MATSUDA, N.S.; QUADROS, L.P. Miospore biostratigraphy of type Barreirinha Formation (Curuá Group, Upper Devonian) in the Tapajós River Area, Amazon Basin, North Brazil. Bull. Centre Rech. *Elf Explor. Prod.*, 21, 1, 187-205, 3 fig., 2 pl.; Pau, November 21, 1997.

LUDWIG, G. Divisão estratigráfico-faciológica do paleozóico da Bacia Amazônica. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1964. 72 p. (*Ciência Técnica Petróleo. Seção: Exploração de petróleo, n. 1*). 1964.

MACKENZIE, A. S. Applications of biological markers in petroleum geochemistry. In: J. Brooks and D. Welte, eds., *Advances in Petroleum Geochemistry*, Volume 1: London, Academic Press, p. 115-214. 1984.

MELO, J. H. G.; LOBOZIAK, S. Devonian-Early Carboniferous miospore biostratigraphy of the Amazon Basin, Northern Brazil. *Review of Palaeobotany and Palynology*: *an international journal*, Amsterdan, v. 124, n. 3-4, p. 131-202, May/2003.

MOLDOWAN, J. M.; FAGO, F.J.; LEE, C.Y.; JACOBSON, S.R.; WATT, D.S.; SLOUGUI, N.E.; JEGANATHAN, A.; YOUND, D.C. Sedimentary 24-n-propycholestanes, molecular fossils diagnostic of marine algae. *Science*, 247, p. 309–312. 1990

MOLDOWAN, J. M.; SEIFERT, W. K.; GALLEGOS, E. J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*: Tulsa, v. 69, p. 1255-1268, 1985.

NOBLE, R. A. *A geochemical study of bicyclic alkanes and diterpenoid hydrocarbons in crude oils, sediments, and coals*. Ph.D. (Thesis, Department of Organic Chemistry), University of Western Australia, 365 p. 1986.

OURISSON, G.; ALBRECHT, P.; ROHMER, M. Predictive microbial biochemistry, from molecular fossils to prokaryotic membranes. *Trends in Biochemical Sciences*, v. 7. p. 236-239. 1982.

PALACAS, J. G.; ANDERS, D. E.; KING, J. D. South Florida Basin: a prime example of carbonate source rocks of petroleum, In: J. G. Palacas, ed., Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks, *AAPG Studies in Geology* #18: Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, p. 71-96. 1984.

PETERS, K. E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 70, p. 318-329. 1986.

PETERS, K.E.; CASSA, M.R. Applied source rock geochemistry, In: Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., The petroleum system: From source to trap: Tulsa, Okla., *American Association of Petroleum Geologists. Memoir* v. 60, p. 93-117. 1994.

PETERS, K. E.; MOLDOWAN, J. M. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic Geochemistry*. v. 17, p. 47-61. 1991

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

PETERS, K. E.; WALTERS, C. C.; MOLDOWAN, J. M. *The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in the Petroleum Exploration and Earth History*, 2nd ed., University Press: Cambridge, v.. 2. 2005.

PGT (Petroleum Geoscience Technology). Geologia do Petróleo-Apostila. Disponível em: www.pgt.com.br. Acesso em: Fevereiro, 2014.

PHILIPPI, G. T. On the depth, time and mechanism of petroleum generation. *Geochim. Cosmochim. Acta*, 29, p. 1021-1049. 1965.

PHILP, R.P. *Fossil fuel biomarkers, Applications and Spectra.Methods.* In: Geochemistry and Geophysics. Elsevier, Amsterdam.1985

PHILP, R. P.; GILBERT, T. D. Biomarker distributions in oils predominantly derived from terrigenous source material. In: D. Leythaeuser and J. Rullkotter, eds., *Advances in Organic Geochemistry 1985*: Oxford, Pergamon Press, p. 73-84. 1986

PHILP, R. P.; FAN, A. Geochemical investigation of oils and source rocks from Qianjiang Depression of Jianghan Basin, a terrigenous saline basin, China, *Organic Geochemistry*, v. 11, p. 549-562. 1987

PRICE, P. L.; O'SULLIVAN, T.; ALEXANDER, R. The nature and occurrence of oil in Seram, Indonesia. In: Proceedings of Indonesian Petroleum Association, Sixteenth Annual Convention, v. 1: Jakarta, *Indonesian Petroleum Association*, p. 141-173. 1987

RADKE, M.; WELTE, D. H.; WILLSCH, H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. Advances in Organic Geochemistry 1985. *Org. Geochem*. v. 10. p. 51-63, 1986.

RADKE, M.; WILLSCH, H. Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: Relationship of yields to petroleum formation and expulsion. *Geochim. Cosmochim. Acta* 58, p. 5223–5244. 1994.

RAMANAMPISOA, I. M.; RADKE, R. G.; SCHAEFER, R.; LITTKE, R.; RULLKOTTER, J.; HORSFIELD, B. Organic-geochemical characterization of sediments from the Sakoa coalfield, Madagascar, *Organic Geochemistry*, v. 16, p. 235-246. 1990.

ROBINSON, K. M. An overview of source rocks and oils in Indonesia. In: Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, Sixteenth Annual Convention, v. 1: Jakarta, *Indonesian Petroleum Association*, p. 97-122. 1987.

RODRIGUES, R. Aplicação da geoquímica orgânica ao problema de geração de hidrocarbonetos na Bacia Amazônica. In: SBG, XXVI Cong. Bras. Geol., 27, *Anais*, v.3. 1973. p. 53-66.

RODRIGUES, R. Aplicação da geoquímica ao problema de geração de hidrocarbonetos na Bacia Amazônica. In: XXVII Cong. Bras. Geol., Soc. Bras. Geol., *Anais*, 3. 1975. p. 53-56.

RODRIGUES, R. *A geoquímica orgânica na bacia do Parnaíba*. 1995. 226p. Tese (Doutorado em Geociências). Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1995.

RODRIGUES, R. Fósseis químicos. In: CARVALHO, I. S. (Org.) *Paleontologia.* Rio de Janeiro: Interciência, 2004. p. 208-217.

RODRIGUES, R.; TAKAKI, T. Ordoviciano Inferior nas bacias sedimentares da costa sudeste do Brasil: Análise isotrópica e implicações paleoambientais. *Rev. Bras. Geociências*, 17: 1177-1179. 1987.

RULLKOTER, J.; PHILP, P. Extended hopanes up to C_{40} in Thornton bitumen, *Naiture*, v. 292, p. 616-617. 1981.

RULLKOTTER, J.; AIZENSHTAT, Z.; SPIRO, B. Biological markers in bitumens and pyrolysates of upper Cretaceous bituminous chalks from the Ghareb Formation (Israel), *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 48, p. 151-157. 1984.

RULLKOTTER, J.; MARZI, R. Natural and artificial maturation of biological markers in a Toarcian shale from northern Germany. In: I. Mattavelli and L. Novelli, eds., *Advances in Organic Geochemistry* 1987: Oxford, Pergamon Press, p. 639-645. 1988.

SEIFERT, I. A. *Caracterização geoquímica e efeito térmico de intrusão de diabásio na matéria orgânica da Formação Irati, Poço FP-12-SP, Bacia do Paraná*. 2013. 107p. Dissertação (Mestrado). Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

SEIFERT, W. K.; MOLDOWAN, J. M. Aplications of steranes, terpanes and monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. *Geochimica et Cosmochimica. Acta,* v. 42. p. 77-95. 1978.

SEIFERT, W. K.; MOLDOWAN, J. M. The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry. *Physics and Chemistry of the Earth*, v. 12. p. 229-237. 1980.

SOLOMONS, T.W.G. *Química Orgânica.* São Paulo*:* Livros Técnicos e Científicos, 2. ed, p. 437-465. 1983.

SOUSA JUNIOR, G. R.; DOS SANTOS, A. L. S.; DE LIMA, S. G.; LOPES, J. A. D.; REIS, F. A. M. *Análise de Biomarcadores Hidrocarbonetos Saturados (HS) e Policíclicos Aromáticos (HPA) na Caracterização de Óleos da Bacia Sergipe-Alagoas*. Universidade Federal do Piauí, Centro de Ciências da Natureza, Departamento de Química. 2012.

TEN HAVEN, H. L.; de LEEUW, J. W.; RULLKOTTER, J.; SINNINGHE DAMSTE, J. S. Restricted utility of the pristine/phytane ratio as a paleoenvironmental indicator. *Nature*. v. 330, p. 641-643. 1987.

TEN HAVEN, H. L.; LITTKE, R.; RULLKOTTER, J. Hydrocarbon biological markers in Carboniferous coals of different maturities. In: *Biological Markers in Sediments and Petroleum* (J. M. Moldowan; P. Albrecht; and R. P. Philp, eds.) Prentice Hall, Englewood Cliffs, N. J. p. 142-155. 1992.

TENÓRIO, M. F. *Avaliação do Potencial Gerador e Caracterização de Biomarcadores em Afloramentos Rochosos do Vale do Rio Tapajós, Borda Sul da Bacia do Amazonas*. 2013. 173p. Dissertação (mestrado) UFRJ/ COPPE - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2013. XV. 2013.

TISSOT, B.; CALIFET-DEBYSER, Y.; DEROO, G.; OUDIN, J. L. Origin and evolution of hydrocarbons in Early Toarcien shales, Paris basin, France. *Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull*., 55: p. 2177-2193. 1971.

TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration***.** Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag. 538 p. 1978

TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. *Petroleum Formation and Occurrence.* Springer-Verlag, New York, 699p. 1984.

TRIGÜIS, J.A.; RODRIGUES, R.; SOUZA, E. Estratigrafia química da seção tipo da Formação Barreirinha (Devoniano Superior), Bacia do Amazonas – Brasil. *Copyright 2005*, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. 3° Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. 2005.

Van AARSSEN, B.G.K.; Van HESSELS, J.K.C.; ABBINK, O.A.; DE LEEUW, J.W. The occurrence of polycyclic sesqui-, tri- and oligoterpenoids derived from a resinous polymeric cadinene in crude oils from South East Asia. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 56: p. 1231-1246. 1992.

Van GRAAS, G. W. Biomarker maturity parameters for high maturities: calibration of the working range up to the oil/condensate threshold. *Organic Geochemistry*, v. 16, p. 1025-1032. 1990.

VOLKMAN, J. K. A review of sterol biomarkers for marine and terrigenous organic matter. *Organic Geochemistry*. v. 9, p. 83-99. 1986.

VOLKMAN, J. K. Biological marker compounds as indicators of the depositional environments of petroleum source rocks. In: KELTS, K.; TALBOT, M. R.; FLEET, A. J. *Lacustrine Petroleum Source Rocks.* Oxford: Blackwell. p. 103-122. 1988

VOLKMAN, J.K.; MAXWELL, J.R. Acyclic isoprenoids as biological markers. In: *Biological Markers in the Sedimentary Record*. Methods in Geochemistry and Geophysics, 24 ,Elsevier Science Publishers BV. p. 1-42. 1986.

WANDERLEY FILHO, J.R. *Evolução Estrutural da Bacia do Amazonas e sua relação com o embasamento*. 1991. 125f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Pará. Belém, Brasil. 1991.

WAPLES, D. W.; MACHIHARA, T. *Biomarkers for Geologists. A practical guide to the application of Steranes and Terpanes on Petroleum Geology*. Tulsa: AAPG, 1991. (AAPG Methods in Exploration Series, n.. 9).

WENGER, M. L.; ISAKSEN, G. H. Control of hydrocarbon seepage intensity on level of biodegradation in sea bottom sediments. *Organic Geochemistry*, v. 33.n.12, p.1277-1292,2002.

WIELENS, J. B. W.; H. Von der DJCK; FOWLER, M. G.; BROOKS, P. W.; MONNIER, F. Geochemical comparison of a Cambrian alginate potential source rock and hydrocarbons from the Colville/Tweed Lake area, Northwest Territories. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, v. 38, p. 236-245. 1990.

ZALÁN, P. V. Influence of Pre-Andean Orogenesis on the Paleozoic Intracratonic Basins of South American. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO, 4. 1991, Bogotá. *Memorias...* Bogotá, Colombia. Tomo I, Trabajo 7. 1991.

ZALÁN, P. V. Evolução Fanerozóica das Bacias Sedimentares Brasileiras In: V. MANTESSO NETO; A. BARTORELLI; C. D. R. CARNEIRO; B. B. B. NEVES (Organizadores), *Geologia do Continente Sul- Americano: Evolução da Obra de Fernando Flavio Marques de Almeira*. Editora Beca, São Paulo, p. 595-612, 2004.

ZUMBERGE, J. E. Tricyclic diterpane distributions in the correlation of Paleozoic crude oils from the Williston Basin. In: *Advances in Organic Geochemistry*, 1981 (M. Bjorøy et al., eds) J. Wiley and Sons, New York. p. 738-745. 1983.

ZUMBERGE, J. E. Source rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia. In: PALACAS, J. G. (Ed.). *Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, Tulsa: AAPG, 1984. p. 127-133. (AAPG Studies in Geology, n.18)