

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS**

MARIANA BALBINOT

**Caracterização geoquímica de rochas geradoras do intervalo
Cretáceo-Terciário da Bacia de Santos, Brasil.**

Porto Alegre
2012

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS**

MARIANA BALBINOT

**Caracterização geoquímica de rochas geradoras do intervalo
Cretáceo-Terciário da Bacia de Santos, Brasil.**

Orientador: Prof. Dr. Wolfgang Dieter Kalkreuth

Banca Examinadora: Prof. Dra. Ana Maria Pimentel Mizusaki
Prof. Dr. João Graciano Mendonça Filho
Prof. Dra. Maria do Carmo Ruaro Peralba

**Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Geociências
como requisito para obtenção do título de
Mestre em Geociências**

Porto Alegre
2012

Balbinot, Mariana

Caracterização geoquímica de rochas geradoras do intervalo Cretáceo-Terciário da Bacia de Santos, Brasil. / Mariana Balbinot. - Porto Alegre : IGEO/UFRGS, 2012.
[152 f.] il.

Dissertação (Mestrado). - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Geociências. Programa de Pós-Graduação em Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2012.
Orientação: Prof. Dr. Wolfgang Dieter Kalkreuth

1. Geoquímica Orgânica. 2. Bacia de Santos. 3. Petrologia Orgânica. 4. Potencial de Geração de Hidrocarbonetos. 5. Rochas Geradoras. I. Título.

Catálogo na Publicação
Biblioteca Geociências - UFRGS
Renata Cristina Grun CRB 10/1113

Aos meus pais e irmãos, que a distância só faz aumentar o amor, e ao Renan, que fez da distância o menor dos impedimentos.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth, pela oportunidade e pelo conhecimento compartilhado.

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e a Panoro Energy do Brasil pelos dados cedidos para esse trabalho.

A Geochemical Solutions International, especialmente ao Sr. Craig Schiefelbein, por permitir a utilização dos dados geoquímicos.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo auxílio financeiro a esta pesquisa.

Aos membros da banca, Prof. Dra. Ana Maria Pimentel Mizusaki, Prof. Dr. João Graciano Mendonça Filho e Prof. Dra. Maria do Carmo Ruaro Peralba pela avaliação dessa dissertação.

Aos colegas da Panoro Energy, em especial ao Raul Rechden, o principal responsável por essa nova fase, e grande incentivador dessa dissertação!

A toda a equipe do Laboratório de Análise de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, pelos anos de convívio e por me receberem de braços abertos todas as vezes que lá voltei por conta (ou não!) dessa dissertação.

Aos meus amigos desde sempre e aos novos amigos que estão aqui pertinho.

Ao Renan, pelo incentivo, companheirismo, paciência e amor, minha fonte de inspiração para a conclusão dessa dissertação!

Aos meus pais, Gregório e Ivanilde por todo amor e apoio que sempre me deram, e aos meus irmãos Josiane e Jovani, que estão sempre no meu coração!

.

“Renda-se, como eu me rendi. Mergulhe no que você não conhece como eu mergulhei. Não se preocupe em entender, viver ultrapassa qualquer entendimento.”

Clarice Lispector

RESUMO

A Bacia de Santos é uma das principais bacias brasileiras para exploração e produção de hidrocarbonetos, e vem recebendo grandes investimentos em pesquisa nos últimos anos. O estudo das rochas geradoras serve como importante ferramenta para o estudo de modelos de geração, expulsão e migração de hidrocarbonetos e na identificação de sistemas petrolíferos. O principal objetivo deste trabalho é a identificação de intervalos e áreas com maior potencial para a geração de hidrocarbonetos dentro do pacote sedimentar estudado (Cretáceo-Terciário). As amostras de calha de 6 poços exploratórios, obtidas junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), foram analisadas através da geoquímica orgânica (Carbono Orgânico Total (COT), Pirólise Rock Eval e análise de Biomarcadores) e da petrologia orgânica (Reflectância da Vitrinita e Palinofácies) e foram interpretadas juntamente com os resultados do estudo de outros 10 poços exploratórios, obtidos pela Geochemical Solutions International cedidos para este trabalho. Esses 16 poços formam um perfil *strike* SW-NE que recobre praticamente toda a extensão da bacia. Amostras das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis foram analisadas, apresentando resultados semelhantes para o tipo de matéria orgânica, sua origem e ambiente deposicional (querogênio tipo II e III, originado pela mistura de material de origem terrestre e marinha depositado em ambiente transicional levemente oxidante). Os perfis analisados identificaram dois intervalos de maior conteúdo de carbono orgânico, maturação e potencial de geração de petróleo, um entre 2500 e 3000 metros de profundidade, que pode estar relacionado a eventos transgressivos do Terciário, e outro entre 4000 a 5000 metros de profundidade, possivelmente relacionado a um importante evento transgressivo de caráter regional ocorrido durante o Turoniano. A matéria orgânica encontrada nos poços situados na região sudoeste do perfil foi a que apresentou as melhores condições para a geração de hidrocarbonetos, tornando-se mais empobrecida na direção nordeste. Com base nos resultados geoquímicos e petrográficos obtidos, a matéria orgânica presente na Formação Itajaí-Açu possui o melhor potencial para geração de hidrocarbonetos, principalmente na porção basal do intervalo, na região sudoeste da bacia.

Palavras-chave: Bacia de Santos, rochas geradoras, geoquímica orgânica, petrologia orgânica, potencial de geração de hidrocarbonetos.

ABSTRACT

The Santos Basin is one of the main Brazilian sedimentary basins for hydrocarbon exploration and production and has been the focus of major geological research on hydrocarbon occurrences in recent years. Source rock studies are important tools for construction of hydrocarbon generation, expulsion and migration models of the basin and for identifying petroleum systems. The main objective of the present study is to identify areas and intervals with hydrocarbon generation potential inside the sedimentary sequence studied (Cretaceous-Tertiary). Cutting samples from 6 petroleum exploration wells obtained from the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels (ANP) were analysed by organic geochemical methods (Total Organic Carbon (TOC), Rock Eval Pyrolysis and Biomarkers analysis) and organic petrography (Vitrinite Reflectance and Palynofacies) and were interpreted together with results from organic geochemical studies on samples from 10 additional petroleum exploratory wells obtained from Geochemical Solution International (GSI), provided for this study. These 16 wells form a SW-NE strike section, that covers the basin almost completely in this direction. The samples from Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá and Florianópolis formations show similar results in regard to organic matter type, its origin and depositional paleoenvironment (type II-III kerogen, indicating a contribution of terrestrial and marine material, deposited in a transitional and slightly oxic environment). The stratigraphic profiles analysed identify two intervals with relatively high organic matter content, maturation and hydrocarbon generation potential, one between 2500 and 3000 meters depth, perhaps related to a Tertiary transgressive event and the other one between 4000 and 5000 meters depth, possibly related to an important regional transgressive event, which occurred during the Turonian. The organic matter encountered in the well samples located in the southwest of the SW-NE section has the best potential for hydrocarbon generation, whereas the organic matter of well samples located in the northwest direction has less potential to form hydrocarbons. Based on the results of the present study, the organic matter present in the Itajaí-Açu Formation has the best potential for hydrocarbon generation, in particular in the basal part of the formation in the southwest region of the basin.

Keywords: Santos Basin, petroleum source rocks, organic geochemistry, organic petrology, hydrocarbon generation potential.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização da Bacia de Santos, dos seus campos de produção, blocos exploratórios sob concessão e poços perfurados; em amarelo destaca-se a área que engloba os poços estudados (Fonte: BDEP WebMaps).	19
Figura 2 - Ciclo do carbono orgânico (Modificado de Tissot & Welte, 1984).	20
Figura 3 – Distribuição dos compostos formadores da matéria orgânica dispersa nas rochas sedimentares (Modificado de Tissot & Welte, 1984).	22
Figura 4 – Evolução térmica da matéria orgânica e a geração de petróleo e gás. CH: carboidratos, AA: amino-ácidos, AF: ácidos fúlvicos, AH: ácidos húmicos, L: lipídios, HC: hidrocarbonetos, N,S,O: compostos polares, Ro%: reflectância da vitrinita (modificado de Tissot & Welte, 1984).	23
Figura 5 – Correlação entre os compostos aromáticos, saturados e polares; a seta vermelha indica a evolução térmica do betume.	26
Figura 6 – Evolução térmica do querogênio com o craqueamento térmico e os compostos formados (modificado de Hunt, 1995).	26
Figura 7 – Esquema básico de refino do petróleo e os principais derivados obtidos (Fonte: Isto É Especial - Arte: Evandro Rodrigues).	27
Figura 8 - Esquema de um sistema petrolífero (modificado de Magoon & Down, 1994).	30
Figura 9 - Separação da América do Sul e África durante as fases rifte e drifte, abertura do Oceano Atlântico e evolução das bacias sedimentares brasileiras (Smith, 2008).	32
Figura 10 – Principais feições estruturais da Bacia de Santos (Modificado de Macedo, 1989).	33
Figura 11 – Principais eventos que influenciaram no preenchimento sedimentar da Bacia de Santos (modificado de Modica & Brush, 2004).	36
Figura 12 – Coluna estratigráfica da Bacia de Santos (Moreira <i>et al.</i> , 2007); em vermelho destaca-se o intervalo estudado.	37
Figura 13 – Seção dip da bacia (Modificado de Pereira <i>et al.</i> , 1989).	41
Figura 14 – Seção <i>strike</i> da bacia (Assine <i>et al.</i> , 2008).	41
Figura 15 – Distribuição no tempo geológico dos eventos magmáticos atuantes nas bacias sedimentares brasileiras (Thomaz Filho <i>et al.</i> , 2008).	42
Figura 16 – Carta de eventos do sistema petrolífero Guaratiba-Guarujá (Chang <i>et al.</i> , 2008).	44
Figura 17 – Carta de eventos do sistema petrolífero Itajaí-Açu-Ilhabela (Chang <i>et al.</i> , 2008).	45
Figura 18 – Ambiente deposicional das rochas geradoras marinhas da Bacia de Santos (Mello <i>et al.</i> , 1995).	50
Figura 19 – Perfil formado pelos 16 poços estudados.	53
Figura 20 – Fluxograma dos métodos analíticos. (COT=Carbono Orgânico Total; CG-EM=Cromatografia Gasosa acoplada à Espectrometria de Massa; NSO=Compostos polares).	54
Figura 21 – Ciclo de análise e exemplo de registro obtido pela Pirólise <i>Rock Eval</i> (modificado de Tissot & Welte, 1984).	56
Figura 22 – A - Aparato para extração <i>Soxhlet</i> ; B – Extração dos cartuchos utilizados (à esquerda) e extração de amostra (à direita, com papel alumínio).	58
Figura 23 - Cromatografia líquida em coluna de sílica/alumina.	59
Figura 24 – A: Fotografia do cromatógrafo gasoso como o utilizado neste trabalho; B: Esquema dos componentes do cromatógrafo gasoso.	60
Figura 25 – A – Vista superior e lateral dos plugs destinados à Reflectância da Vitrinita; B – Lâminas delgadas para análise de palinofácies.	61
Figura 26 – A: Microscópio de luz refletida utilizado nas análises da Reflectância da Vitrinita. B: Detalhe dos comandos do microscópio.	63
Figura 27 – Perfil esquemático dos poços estudados na Bacia de Santos, com orientação SW-NE. .	65

Figura 28 - Distribuição de COT nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaém, Guarujá e Florianópolis, em função da profundidade.	67
Figura 29 – Distribuição do COT nos poços estudados, em função da profundidade.	68
Figura 30 – Mapa de isópacas do intervalo Cenomaniano-Santoniano da Bacia de Santos (Assine <i>et al.</i> , 2008).	70
Figura 31 – Distribuição da concentração média de COT (% em peso) na Fm. Itajaí-Açu.	70
Figura 32 – Diagrama tipo van Krevelen mostrando a predominância de matéria orgânica tipo II e III nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis.	72
Figura 33 - Diagrama do tipo van Krevelen, mostrando a predominância de querogênio tipo III e II/III nos poços estudados.	73
Figura 34 – Variação da maturação térmica das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis, baseada no parâmetro Tmax, em função da profundidade.	74
Figura 35 – Variação da maturação térmica nos poços estudados, baseada no parâmetro Tmax, em função da profundidade.	76
Figura 36 – Variação da maturação térmica nos poços estudados, baseada no parâmetro Tmax, em função da profundidade, mostrando em detalhe o grupo destacado na Figura 31.	77
Figura 37 – Mapa de maturação da Fm. Itajaí-Açu a 50Ma e no presente (VIDAL, 2003).	78
Figura 38 – Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis, baseado no parâmetro S2, em função da profundidade.	80
Figura 39 - Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica nos poços estudados, baseado no parâmetro S2 em função da profundidade.	81
Figura 40 – Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis, indicado pela relação entre S2 e COT.	82
Figura 41 – Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica nos poços estudados, indicado pela relação entre S2 e COT.	83
Figura 42 – Distribuição do potencial de geração (S2) de hidrocarbonetos na área de estudo.	84
Figura 43 - Distribuição (em porcentagem) dos compostos saturados, aromáticos e polares (NSO), para as formações Marambaia, Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Guarujá.	86
Figura 44 – Diagrama mostrando a composição dos betumes das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá quanto às frações de compostos aromáticos, saturados e NOS, e a maturação baseada nesses componentes. A flecha preta indica o sentido de aumento da maturação.	87
Figura 45 - Diagrama mostrando a composição dos betumes de cada poço quanto às frações de compostos aromáticos, saturados e NOS, e a maturação baseada nesses componentes. A flecha preta indica o sentido de aumento da maturação.	88
Figura 46 - Distribuição bimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Marambaia (PI=Padrão Interno).	89
Figura 47 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Santos (PI = Padrão Interno).	90
Figura 48 – Distribuição bimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Santos (PI = Padrão Interno).	90
Figura 49 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Juréia.	91
Figura 50 – Distribuição bimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Itajaí-Açu (PI=Padrão Interno)	92
Figura 51 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Itajaí-Açu.	92
Figura 52 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Guarujá, com predomínio do grupo C ₁₇ a C ₂₁	93
Figura 53 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Guarujá, com predomínio do grupo C ₂₅ a C ₃₀ (PI=Padrão Interno).	94
Figura 54 - Razão Prist/Fit obtida nos extratos orgânicos das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.	95

Figura 55 – Perfil de distribuição das razões Prist/C ₁₇ nos extratos orgânicos das formações Marambaia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.	96
Figura 56 – Perfil de distribuição das razões Fit/C ₁₈ nos extratos orgânicos das formações Marambaia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.	97
Figura 57 – Razões Prist/C ₁₇ e Fit/C ₁₈ correlacionadas ao tipo de querogênio, ao nível de maturação e à biodegradação para as formações Marambaia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.	98
Figura 58 – Comportamento da razão Ts/(Tm+Ts) nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.	100
Figura 59 – Distribuição dos hopanos na amostra P-01_08, representativa da Fm. Marambaia.	101
Figura 60 - Distribuição dos hopanos na amostra P-01_25, representativa da Fm. Santos.	101
Figura 61 - Distribuição dos hopanos na amostra P-01_34, representativa da Fm. Itajaí-Açu.	102
Figura 62 - Distribuição dos hopanos na amostra P-02_09, representativa da Fm. Guarujá.	103
Figura 63 – Diagrama ternário mostrando as relações C ₂₇ , C ₂₈ e C ₂₉ (em porcentagem), indicando mistura de material terrestre e marinho para a maioria das amostras (modificado de Waples & Machiara, 1991).	104
Figura 64 – Distribuição dos esteranos da Fm. Marambaia.	105
Figura 65 – Distribuição dos esteranos da Fm. Santos.	106
Figura 66 – Distribuição dos esteranos da Fm. Itajaí-Açu.	106
Figura 67 – – Distribuição dos esteranos da Fm. Guarujá.	107
Figura 68 – Fotomicrografia da matéria orgânica observada na Fm. Marambaia: A – MOA da amostra P-01_14 (2403m de profundidade); B – Acritarco da amostra P-06_08 (2992m de profundidade).	108
Figura 69 – Exemplo de vitrinetas encontradas nas amostras analisadas (A e B) e de fusinita (C). A – Fm. Guarujá, amostra P-02_11, 4496 metros de profundidade; B – Fm. Itajaí-Açu, amostra P-06_26, 4777 metros de profundidade; C – Fm. Santos, amostra P-05_13, 3501 metros de profundidade.	109
Figura 70 – Exemplo de fragmentos encontrados nas amostras de matéria orgânica dispersa da Bacia de Santos (fluorescência): A (Fm. Marambaia, amostra P-03_03, 1480 metros de profundidade) – acritarco; B (Fm. Santos, amostra P-02_04, 3965 metros de profundidade) – matéria orgânica oxidada; C (Fm. Marambaia, amostra P-03_22, 3673 metros de profundidade) e D (Fm. Guarujá, amostra P-03_28, 5017 metros de profundidade)– Pólen bissacado; E (Fm. Itajaí-Açu, amostra P-03_22, 3673 metros de profundidade) e F (Fm. Santos, amostra P-03_15, 2560 metros de profundidade) – matéria orgânica amorfa.	110
Figura 71 – Histogramas representativos da reflectância da vitrineta, mostrando as diferentes famílias de vitrineta identificada em grande parte das amostras (F1=família 1; F2=família 2; F3=família 3).	111
Figura 72 – Maturação térmica da matéria orgânica nas formações estudadas, baseada na reflectância da vitrineta.	112
Figura 73 - Maturação térmica da matéria orgânica dos poços estudados, baseado na reflectância da vitrineta.	113

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Principais compostos orgânicos estudados na geoquímica orgânica e suas informações. (Modificado de Silva, 2007).	29
Tabela 2 – Caracterização das unidades litoestratigráficas da bacia de Santos, com base nas colunas estratigráficas de Pereira & Feijó (1994) e Moreira <i>et al.</i> (2007); em negrito destacam-se as formações estudadas.	38
Tabela 3 – Principais <i>plays</i> exploratórios da Bacia de Santos (modificado de VIDAL, 2003).....	48
Tabela 4 - Parâmetros geoquímicos que indicam o potencial de uma rocha geradora imatura (Peters & Cassa, 1994).	152
Tabela 5 - Parâmetros geoquímicos que descrevem o tipo de querogênio (qualidade) e o caráter dos produtos expelidos (Peters & Cassa, 1994).....	152
Tabela 6 - Parâmetros geoquímicos que descrevem o nível de maturação térmica (Peters & Cassa, 1994).....	152

LISTA DE ABREVIATURAS

ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

CG – Cromatografia Gasosa

CG-EM – Cromatografia Gasosa acoplada a Espectrometria de Massa

CL – Cromatografia Líquida

COT – Carbono Orgânico Total

Fit - Fitano

Fm. – Formação

HC – Hidrocarboneto

IH – Índice de Hidrogênio (mg HC/g COT)

IO – Índice de Oxigênio (mg CO₂/g COT)

m/z – massa/carga

Ma - Milhões de anos

Mb. – Membro

MOA – Matéria Orgânica Amorfa

NSO – Compostos polares

OEA-2 – Evento Anóxico Global 2 (Global Oceanic Anoxic Event – 2)

Prist – Pristano

Seq. – Sequência

Tm – 17 α (H)-Trisnorhopano

Tmax (°C) – Temperatura de geração máxima de hidrocarbonetos durante a Pirólise

Rock Eval

Ts – 18 α (H)-Trisnorhopano

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	16
1.1 OBJETIVO	17
1.2 ÁREA DE ESTUDO	18
1.3 REVISÃO CONCEITUAL.....	19
1.3.1 <i>Matéria Orgânica</i>	19
1.3.2 <i>Formação do Petróleo</i>	23
1.3.3 <i>Composição química do petróleo</i>	24
1.3.4 <i>Biomarcadores</i>	27
1.3.5 <i>Sistemas Petrolíferos</i>	30
2. GEOLOGIA REGIONAL	31
2.1 EVOLUÇÃO E PREENCHIMENTO SEDIMENTAR.....	31
2.2 MAGMATISMO	42
2.3 SISTEMA PETROLÍFERO	44
2.3.1 <i>Rochas Geradoras</i>	45
2.3.2 <i>Rochas Reservatório</i>	46
2.3.3 <i>Trapas e Selos</i>	47
2.3.4 <i>Geração e Expulsão</i>	47
2.3.5 <i>Migração e Acumulação</i>	48
2.4 ESTADO DA ARTE	49
2.5 HISTÓRICO DE EXPLORAÇÃO	52
3. METODOLOGIA	53
3.1 GEOQUÍMICA ORGÂNICA.....	55
3.1.1 <i>Carbono Orgânico Total</i>	55
3.1.2 <i>Pirólise Rock Eval</i>	55
3.1.3 <i>Extração Soxhlet</i>	57
3.1.4 <i>Cromatografia Líquida</i>	58
3.1.5 <i>Cromatografia Gasosa</i>	59
3.1.6 <i>Cromatografia Gasosa acoplada à Espectrometria de Massa</i>	60
3.2 PETROLOGIA ORGÂNICA.....	61
3.2.1 <i>Preparação das amostras</i>	61
3.2.2 <i>Palinofácies</i>	62
3.2.3 <i>Reflectância da Vitrinita</i>	62

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	64
4.1 GEOQUÍMICA ORGÂNICA.....	66
4.1.1 <i>Carbono Orgânico Total</i>	66
4.1.2 <i>Pirólise Rock Eval</i>	71
4.1.3 <i>Extração Soxhlet e Cromatografia Líquida</i>	84
4.1.4 <i>Cromatografia Gasosa</i>	88
4.1.5 <i>Cromatografia Gasosa acoplada à Espectrometria de Massa (CG-MS)</i>	98
4.1.5.1 <i>Hopanos</i>	98
4.1.5.2 <i>Esteranos</i>	103
4.2 PETROLOGIA ORGÂNICA.....	107
4.2.1 <i>Palinofácies</i>	107
4.2.2 <i>Reflectância da Vitrinita</i>	108
5. CONCLUSÕES	114
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	117
APÊNDICES	123
ANEXOS	151

1. INTRODUÇÃO

O termo petróleo, do latim *petroleum* (*petra* = pedra e *oleum* = óleo), designa genericamente os fluidos óleo, gás e condensado, cuja exploração e produção são de vital importância para o desenvolvimento da sociedade. O número crescente de descobertas nos últimos anos e as atividades relacionadas aos reservatórios pré-sal têm atraído empresas de diversas partes do mundo interessadas em investir nesse segmento nas bacias sedimentares brasileiras.

As atividades de exploração e produção de petróleo envolvem uma série de técnicas de pesquisa, dentre as quais a geoquímica e a petrologia orgânica se destacam como ferramentas para a elaboração de modelos de geração-expulsão-migração de petróleo. As características das rochas geradoras e do óleo por elas produzido auxiliam no entendimento do sistema petrolífero e também na elaboração dos planos de desenvolvimento dos campos petrolíferos.

A caracterização das rochas geradoras de petróleo envolve pesquisas relacionadas a composição, ao tipo de matéria orgânica e ao nível de maturação. Esses fatores influenciam na qualidade do fluido gerado, o qual possui valor econômico diferenciado dependendo das suas características (o óleo e o gás possuem grandes diferenças na forma de produção e transporte, por exemplo, o que influenciaria o seu custo para a empresa e conseqüentemente o seu valor de mercado).

A Bacia de Santos tem recebido grandes investimentos devido as recentes descobertas na área do pré-sal, embora a maioria dos campos produtores atuais da bacia estejam situados em *plays* pós-sal, sendo o campo de Lula a única exceção. Diversos autores (Macedo, 1989; Pereira & Feijó, 1994; Cobbold *et al.*, 2001; Modica & Brush, 2004; Mio *et al.*, 2005; Moreira *et al.*, 2007; Assine *et al.*, 2008; Chang *et al.*, 2008) têm estudado a Bacia de Santos do ponto de vista estratigráfico e estrutural. Os estudos geoquímicos sobre as rochas geradoras da bacia, no entanto, são bem mais restritos (Gibbons *et al.*, 1983; Arai 1988; Mello *et al.*, 1995; Schiefelbein *et al.*, 2000; Chang *et al.*, 2008).

As rochas geradoras de hidrocarbonetos, alvos de estudo do presente trabalho, foram definidas por Hunt (1995) como rochas capazes de gerar e expulsar hidrocarbonetos em quantidade suficiente para formar acumulações de óleo ou gás. Os principais parâmetros que as identificam e definem o seu potencial de geração de hidrocarbonetos são a quantidade de matéria orgânica (tanto a fração solúvel quanto a insolúvel), o tipo de matéria orgânica, a composição do betume extraído da rocha e o seu grau de maturação (Tissot & Welte, 1984).

Amostras de calha de poços exploratórios adquiridos pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul junto à Agência Nacional do Petróleo (ANP) foram analisadas por técnicas de geoquímica e de petrologia orgânica. Dados geoquímicos e petrológicos gerados pela Geochemical Solutions International (GSI) também foram utilizados neste trabalho.

A caracterização dessas amostras, feita através da geoquímica orgânica e da petrologia orgânica, permitiu a correlação de diversos parâmetros e a identificação de camadas e áreas com maior ou menor propensão a gerar hidrocarbonetos dentro do pacote sedimentar estudado.

1.1 Objetivo

O principal objetivo deste trabalho é a caracterização geoquímica e petrológica da matéria orgânica presente nas rochas da Bacia de Santos, através da análise de 224 amostras de calha coletadas de poços exploratórios (Figura 1), apresentando rochas geradoras de petróleo de idade Cretáceo-Terciárias. Estes dados permitirão a identificação de sequências com as mesmas características geoquímicas no intervalo estudado e a avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos dessas rochas.

São objetivos específicos para a realização desse trabalho:

- determinação do conteúdo de carbono orgânico;
- determinação do grau de maturação (imaturo, maturo ou senil), através de Pirólise *Rock Eval*, biomarcadores e reflectância da vitrinita;

- determinação do tipo de matéria orgânica (querogênio tipo I, II, III ou IV) através de Pirólise *Rock Eval*;
- determinação da origem da matéria orgânica (marinha, mista ou terrestre);
- identificação de camadas sedimentares com características semelhantes;
- identificação de áreas com condições adequadas para geração de hidrocarbonetos.

1.2 Área de estudo

A Bacia de Santos está localizada na margem leste do Brasil (Figura 1) abrangendo o litoral dos estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina, e é essencialmente marítima. Com cerca de 350.000 km² de área total (Pereira & Macedo, 1990), seu limite Norte é marcado pela Bacia de Campos e o limite Sul é marcado pela Bacia de Pelotas. À Leste, a bacia se estende até o Platô de São Paulo, e à Oeste é limitada por um cinturão de serras costeiras, que inclui a Serra do Mar e da Mantiqueira e o Maciço do Carioca (Macedo, 1989). A área estudada abrange 16 poços localizados em toda a extensão da bacia (N-S), desde águas rasas até quase 1000m de lâmina d'água, os quais formam um perfil SW-NE dentro dos limites do polígono amarelo apresentado na figura 1. A localização exata dos poços foi omitida por questões de confidencialidade envolvendo 10 dos 16 poços utilizados.

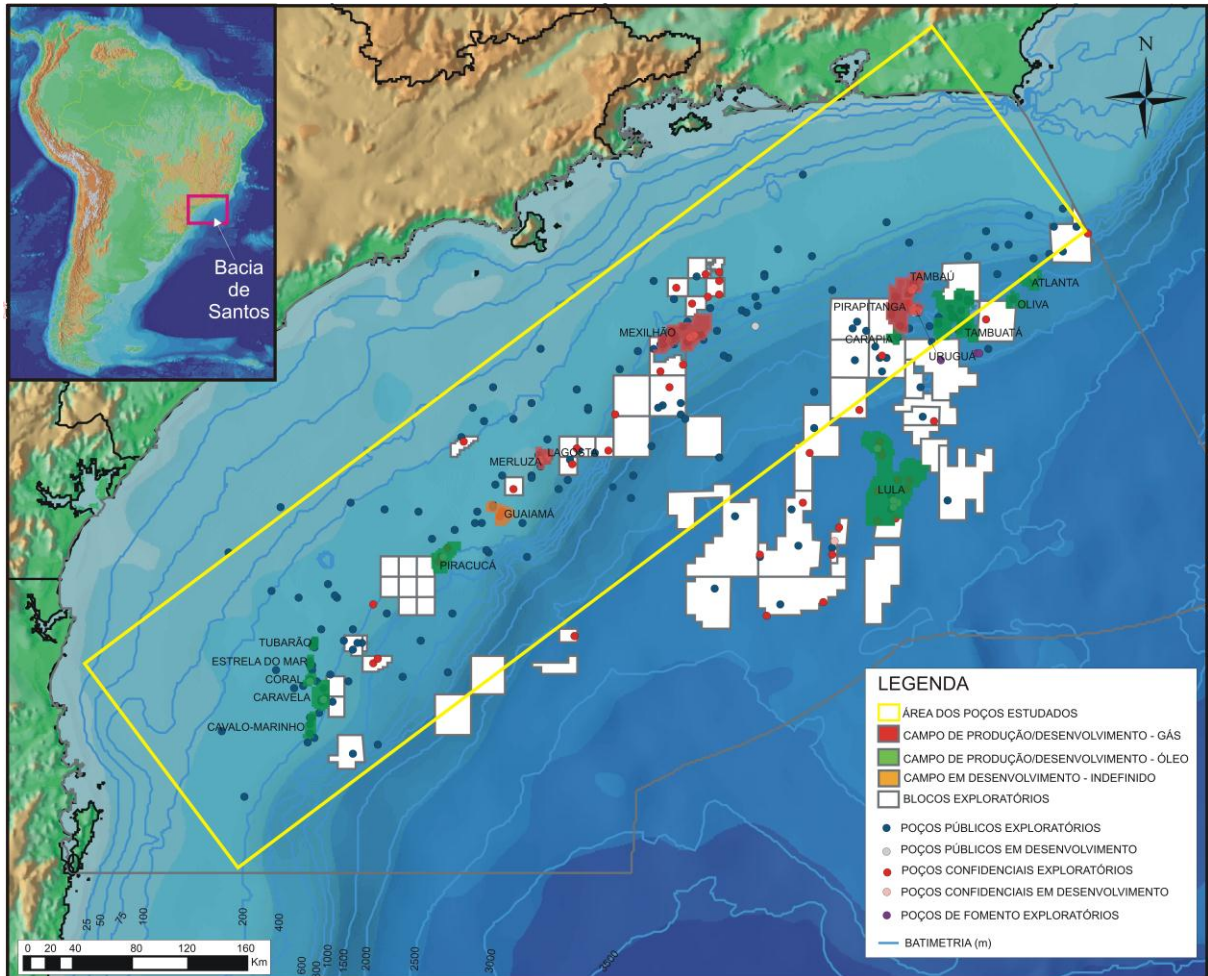


Figura 1 – Localização da Bacia de Santos, dos seus campos de produção, blocos exploratórios sob concessão e poços perfurados; em amarelo destaca-se a área que engloba os poços estudados (Fonte: BDEP WebMaps).

1.3 Revisão Conceitual

1.3.1 Matéria Orgânica

As rochas geradoras de hidrocarbonetos são caracterizadas por Hunt (1995) pela presença de matéria orgânica acumulada e preservada juntamente com a deposição de rochas sedimentares de grão fino. Uma rocha geradora deve satisfazer três requisitos geoquímicos: quantidade (um conteúdo mínimo de matéria orgânica), qualidade (tipo de matéria orgânica) e maturidade termal (Petters & Cassa, 1994). Tissot & Welte (1994) e Hunt (1995) consideram que, para ser

considerada uma rocha geradora, os folhelhos devem conter um COT mínimo de 0,5% em peso.

A quantidade de matéria orgânica presente em uma rocha sedimentar está relacionada a produtividade primária, aos processos controladores da sua deposição, aos fatores biogeoquímicos que controlam a preservação e aos processos físicos e geoquímicos que controlam a sua modificação (Mendonça Filho & Menezes, 2001). De todo o carbono orgânico produzido pelos organismos, apenas cerca de 0,01 a 0,1% é preservado e incorporado às rochas sedimentares. A Figura 2 apresenta o ciclo do carbono orgânico, que consiste de uma constante troca entre atmosfera, litosfera e hidrosfera.

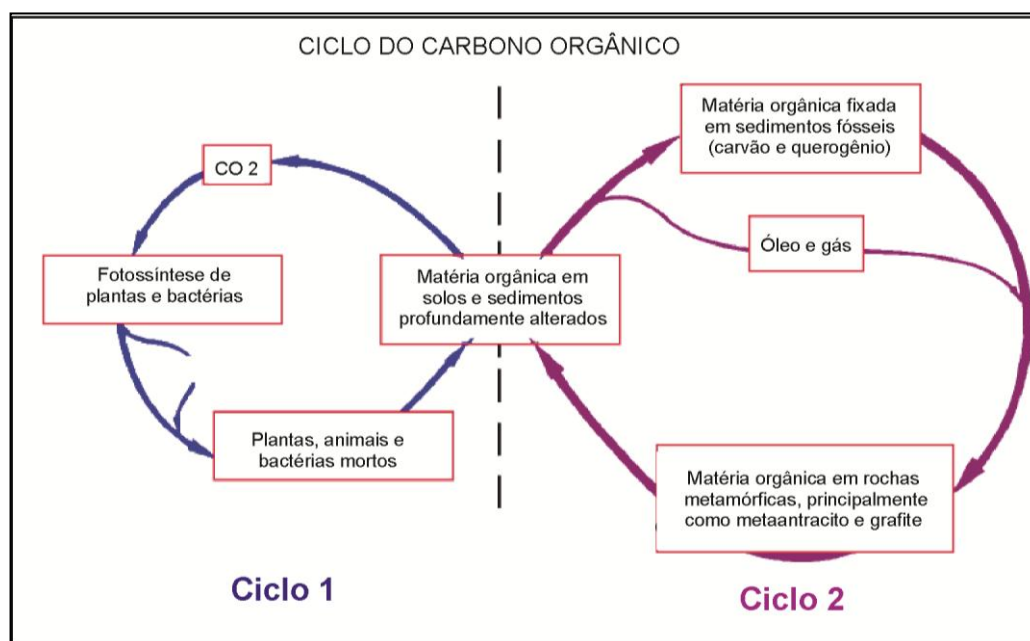


Figura 2 - Ciclo do carbono orgânico (Modificado de Tissot & Welte, 1984).

A produtividade primária é controlada principalmente pela luz, temperatura e composição química da água, essencialmente, no que se refere a nutrientes minerais, tais como fosfatos e nitratos, ocorrendo principalmente na plataforma continental, nos primeiros 100 metros de lâmina d'água. No caso dos oceanos, leva-se em conta ainda a fisiografia dos oceanos e as correntes oceânicas.

A matéria orgânica é constituída por moléculas orgânicas derivadas da parte orgânica dos organismos, sendo compostas por carbono, hidrogênio, oxigênio, nitrogênio e enxofre. Esse material provém de restos de plantas terrestres

(composta por lignina, celulose e carboidratos) e organismos planctônicos e bactérias (compostos basicamente por lipídios e proteínas). Após a morte desse organismos, eles estão sujeitos a degradação, geralmente pela ação do oxigênio ou de bactérias. Parte do produto dessa decomposição é reciclado, formando gás carbônico, oxigênio, água, metano, amônia e outros compostos, enquanto uma pequena parte não sofre decomposição e é incorporada aos sedimentos.

A acumulação da matéria orgânica ocorre preferencialmente em ambientes de baixa energia e sem oxigênio (anóxicos), que permitem a preservação deste material. Estes locais geralmente correspondem a lagos e ambientes marinhos profundos de circulação restrita. Nestes locais, a deposição de sedimentos finos, associada à baixa energia, limita o acesso de oxigênio, aumentando a preservação da matéria orgânica (Tissot & Welte, 1984)

Após a deposição, esse material de origem orgânica passa por diversas alterações devido ao aumento do soterramento e o conseqüente aumento da temperatura, transformando-se, progressivamente, em querogênio, betume, óleo e gás. Esta evolução térmica se reflete nas alterações progressivas na estrutura da matéria orgânica devido ao aumento da temperatura, propiciando a sua maturação. Assim, o querogênio pode ser classificado como imaturo, maturo ou senil dependendo do seu estágio evolutivo (Tissot & Welte, 1984).

A matéria orgânica imatura é aquela afetada pela diagênese, sofrendo apenas alteração biológica e química, sem grande influência da temperatura. A matéria orgânica matura é aquela que sofre catagênese, na qual ocorre uma grande degradação térmica do querogênio, equivalendo à janela de geração de óleo. Na fase senil, a matéria orgânica é afetada por altas temperaturas (metagênese), reduzindo a sua capacidade de geração de hidrocarbonetos.

O querogênio é formado por uma mistura de produtos da degradação da matéria orgânica disseminada nas rochas sedimentares e é, por definição, insolúvel em solventes orgânicos. Na escala da microscopia de luz refletida, macerais são restos de plantas e materiais que podem ser distinguidos por sua morfologia e reflectância em um microscópio de luz refletida (Peters & Cassa, 1994). A fração solúvel corresponde ao betume, que é a matéria orgânica gerada a partir da degradação térmica do querogênio e corresponde ao óleo retido na rocha, é uma

mistura de hidrocarbonetos (saturados e aromáticos) e de compostos polares (resinas e asfaltenos) (Figura 3).

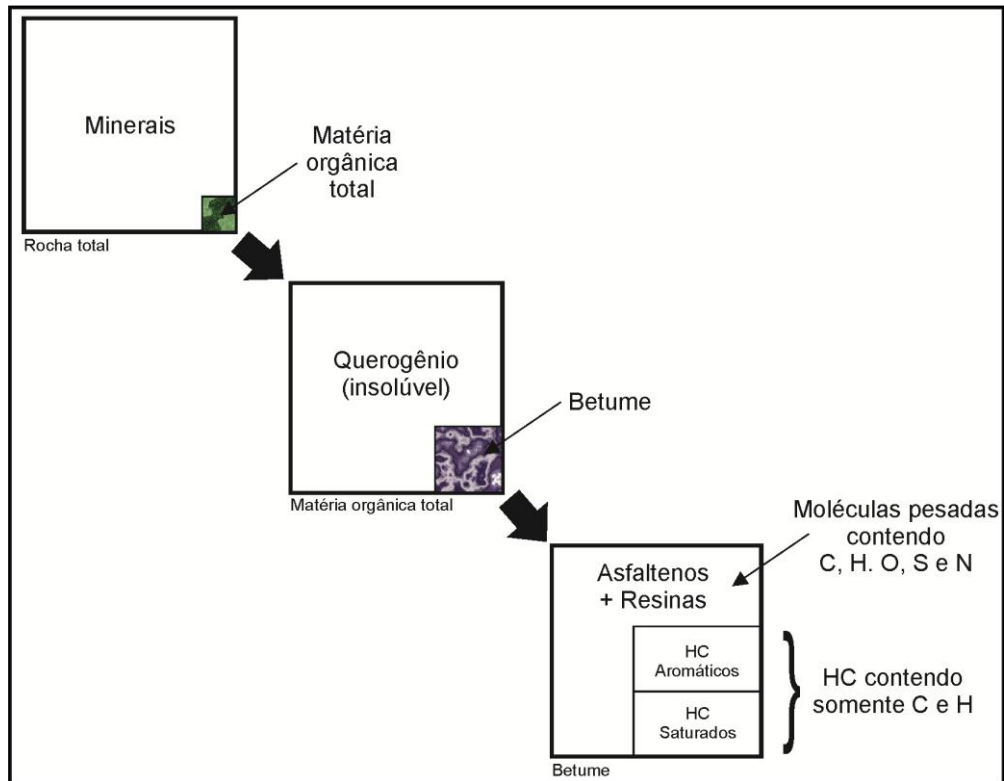


Figura 3 – Distribuição dos compostos formadores da matéria orgânica dispersa nas rochas sedimentares (Modificado de Tissot & Welte, 1984).

O tipo de querogênio depende da origem da matéria orgânica (marinha ou terrestre) e pode ser classificado de acordo com as características da matéria orgânica precursora. O querogênio tipo I é rico em hidrogênio, sendo derivado de restos de algas e tem origem marinha ou lacustre, possuindo o maior potencial para geração de óleo; o tipo II é considerado uma mistura de material de origem terrestre e marinha, podendo gerar óleo e gás; o tipo III é o mais empobrecido em hidrogênio, é derivado de plantas terrestres e possui potencial para geração de gás, com potencial limitado para gerar hidrocarbonetos líquidos, sendo característico de ambientes pantanosos deltáicos e continentais; e o tipo IV é composto por matéria orgânica retrabalhada e oxidada, sem potencial para geração de hidrocarbonetos.

1.3.2 Formação do Petróleo

A formação do petróleo está condicionada a acumulação e a preservação da matéria orgânica, e está intimamente relacionada à maturação térmica desse material, ocorrendo em três etapas principais, conforme mostrado na Figura 4. Estas etapas representam as condições em que ocorre a formação do petróleo e as mudanças causadas na matéria orgânica devido à atividade microbial (diagênese) e à temperatura (catagênese e metagênese) (Tissot & Welte, 1984).

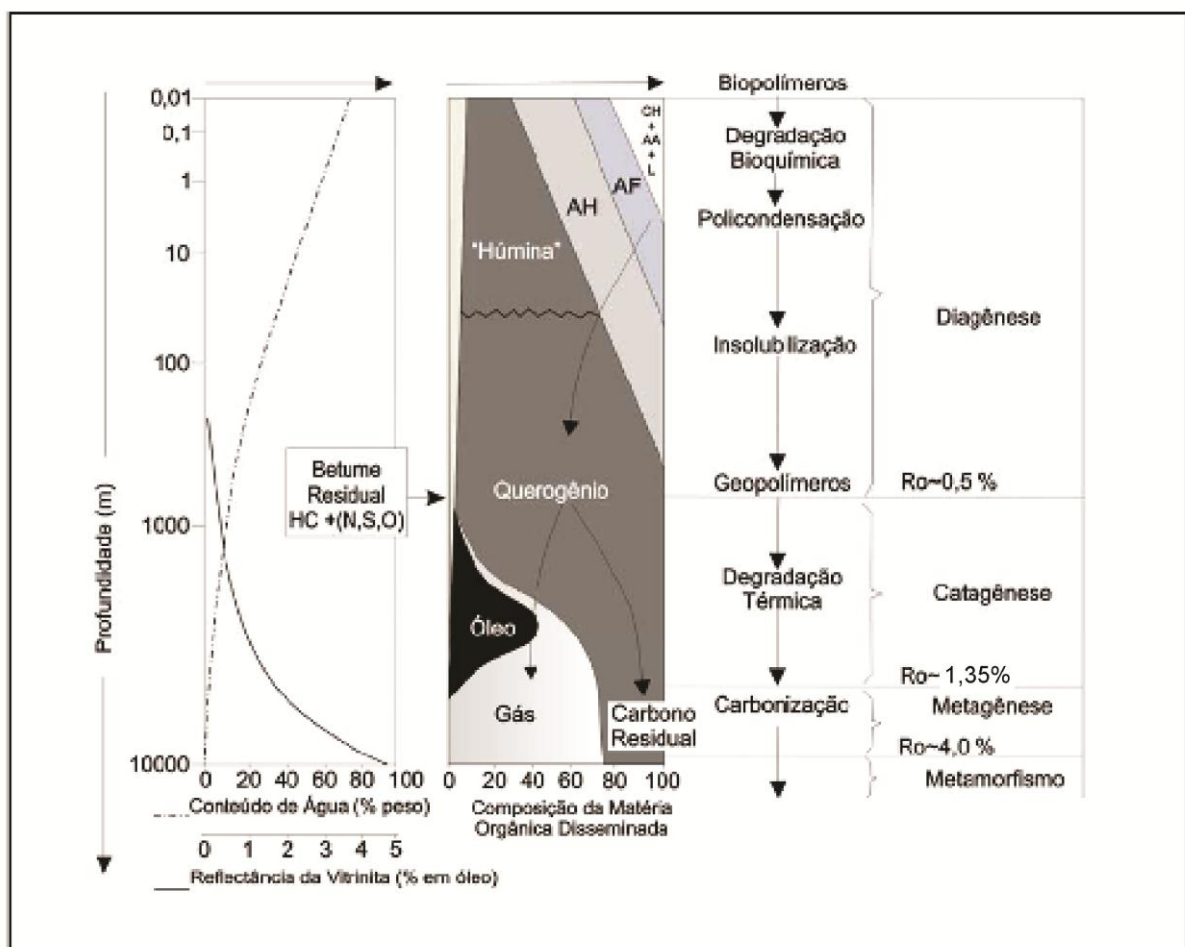


Figura 4 – Evolução térmica da matéria orgânica e a geração de petróleo e gás. CH: carboidratos, AA: amino-ácidos, AF: ácidos fúlvicos, AH: ácidos húmicos, L: lipídios, HC: hidrocarbonetos, N,S,O: compostos polares, Ro%: reflectância da vitrinite (modificado de Tissot & Welte, 1984).

Na diagênese, que ocorre durante e logo após o soterramento, a matéria orgânica sofre alterações sob baixas temperaturas (até 50°C) e baixas profundidades, sendo considerada imatura. Sob essas condições, as mudanças são devidas principalmente à atividade de microorganismos, que promovem a destruição

ou a transformação dos biopolímeros, gerando como novos constituintes os geopolímeros, que são precursores do querogênio. Com o incremento da profundidade e da temperatura, ocorrem as primeiras mudanças estruturais nas moléculas dos compostos orgânicos presentes, com a quebra de ligações nos compostos polares. Algumas moléculas sintetizadas por organismos sofrem poucas alterações nesta etapa e preservam sua estrutura original, sendo conhecidas como fósseis geoquímicos ou biomarcadores. No final da diagênese a matéria orgânica é constituída basicamente de querogênio.

A etapa seguinte é a catagênese e corresponde à fase principal de geração de petróleo, sendo também conhecida como “janela de geração do petróleo” ($R_{random} = 0,5 - 1,3\%$, Tissot & Welte, 1984) e corresponde à fase matura da matéria orgânica. Ela ocorre devido ao contínuo incremento na temperatura e subsidência da bacia. O incremento na temperatura (que varia de 50°C a 150°C) propicia a quebra de ligações químicas dos compostos polares, gerando hidrocarbonetos cada vez mais simples e de menor peso molecular (aromáticos e saturados). A degradação térmica do querogênio gera óleo e, num estágio mais avançado, gás úmido.

A etapa final de evolução da matéria orgânica é a metagênese, durante a qual a alta temperatura (150 a 200°C) provoca o craqueamento dos hidrocarbonetos líquidos. A matéria orgânica é representada basicamente por gás seco (metano), sendo considerada pós-matura ou senil.

1.3.3 Composição química do petróleo

O petróleo é composto, em termos elementares, por carbono, hidrogênio, enxofre, oxigênio, nitrogênio e traços de outros elementos, como níquel e vanádio. Esses elementos são unidos por ligações simples, duplas ou triplas ou formando anéis, em estruturas mais complexas. Os principais grupos de componentes do petróleo, classificados de acordo com a estrutura, são os hidrocarbonetos saturados,

os hidrocarbonetos aromáticos e os compostos polares, que possuem outros elementos na sua composição além de carbono e hidrogênio

Os hidrocarbonetos saturados (também chamados de alcanos ou parafinas), são compostos de carbono e hidrogênio, ligados em cadeia simples ou ramificadas. O mais simples destes componentes é o metano, com apenas um átomo de carbono. São compostos considerados inertes durante a formação do petróleo, possuindo uma boa preservação da sua estrutura. A distribuição deste tipo de hidrocarboneto fornece informações sobre a origem do material gerador: a predominância de hidrocarbonetos saturados de alto peso molecular (C_{25} a C_{33}) indica matéria de origem continental (plantas terrestres), enquanto a predominância de hidrocarbonetos saturados de baixo peso molecular (C_{15} a C_{17}) indica matéria orgânica de origem marinha (algas).

Os hidrocarbonetos aromáticos são compostos que apresentam um ou mais anéis aromáticos na sua estrutura, sendo o benzeno o composto mais simples, e que possuem menor teor de hidrogênio em comparação aos saturados e também são bastante estáveis.

Os compostos polares são formados por outros elementos além de carbono e hidrogênio, como o nitrogênio, o enxofre e o oxigênio. Estes três são os heteroátomos mais comuns e, por isso, estes compostos são também conhecidos como NSO. Os principais compostos são as resinas e os asfaltenos. A presença ou não do enxofre é um dado muito importante para a indústria do petróleo, pois em meio aquoso ocorre a formação de ácido sulfúrico, que é extremamente tóxico, afetando o andamento dos trabalhos de perfuração e produção diante da sua detecção, podendo causar intoxicação e corrosão de material.

A relação entre a quantidade de hidrocarbonetos saturados, aromáticos e de compostos polares reflete o grau de maturação do óleo ou extrato orgânico. O aumento da maturação térmica propicia a formação de hidrocarbonetos saturados devido ao craqueamento térmico e, portanto, quanto mais maturo for o óleo, maior a quantidade de hidrocarbonetos saturados em relação aos aromáticos e compostos polares. Da mesma forma, quanto mais imaturo, maior a quantidade de compostos polares (a fração mais pesada) no óleo (Rohrback, 1983, *apud* Silva, 2007). Essa relação geralmente é apresentada na forma de diagramas ternários das frações (Fig 5). A Figura 6 mostra a evolução do querogênio com o craqueamento térmico; com a

perda do hidrogênio, formam-se compostos cada vez mais leves e o querogenio residual torna-se cada vez mais denso.

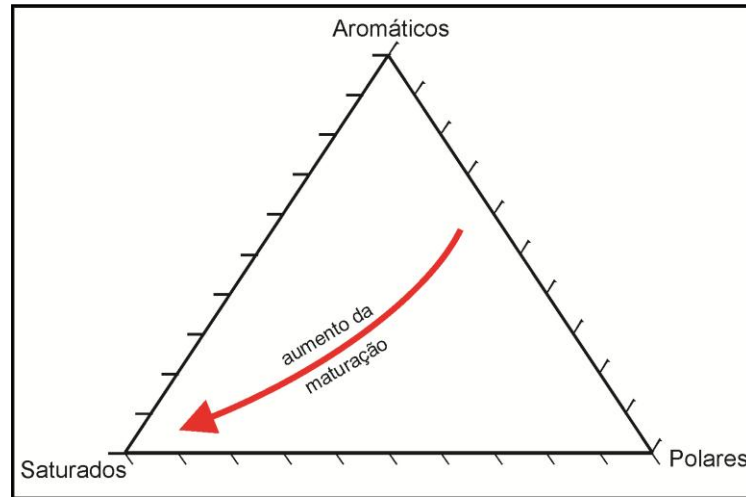


Figura 5 – Correlação entre os compostos aromáticos, saturados e polares; a seta vermelha indica a evolução térmica do betume.

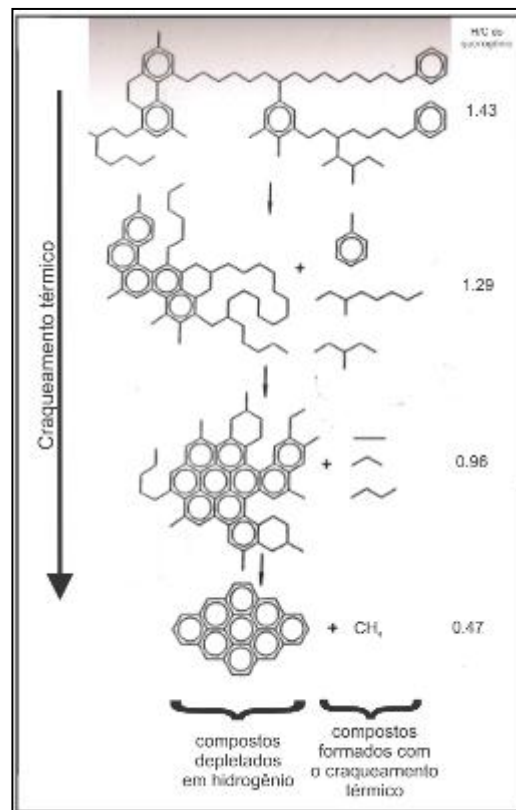


Figura 6 – Evolução térmica do querogenio com o craqueamento térmico e os compostos formados (modificado de Hunt, 1995).

A composição química dos óleos geralmente é dada em função da proporção de hidrocarbonetos saturados e aromáticos e dos compostos polares, e é formado por moléculas mais pesadas, enquanto o gás natural é uma mistura de hidrocarbonetos mais leves, que abrange desde o metano até o hexano (C_1-C_6) e pode ocorrer em jazidas de gás ou associado ao óleo.

Quando o petróleo é extraído, ele está no seu estado bruto, devendo ser refinado para um maior aproveitamento dos seus componentes. Nas refinarias, esses óleos são processados e seus derivados são separados, através de processos de fracionamento e craqueamento térmico (Figura 7). As parcelas de derivados produzidas variam de acordo com o tipo de óleo, sendo que petróleos mais leves geram maiores quantidades de gás liquefeito de petróleo (C_1-C_4), gasolina (C_5-C_{10}) e nafta, enquanto óleos pesados ($>C_{18}$) geram mais asfaltenos.

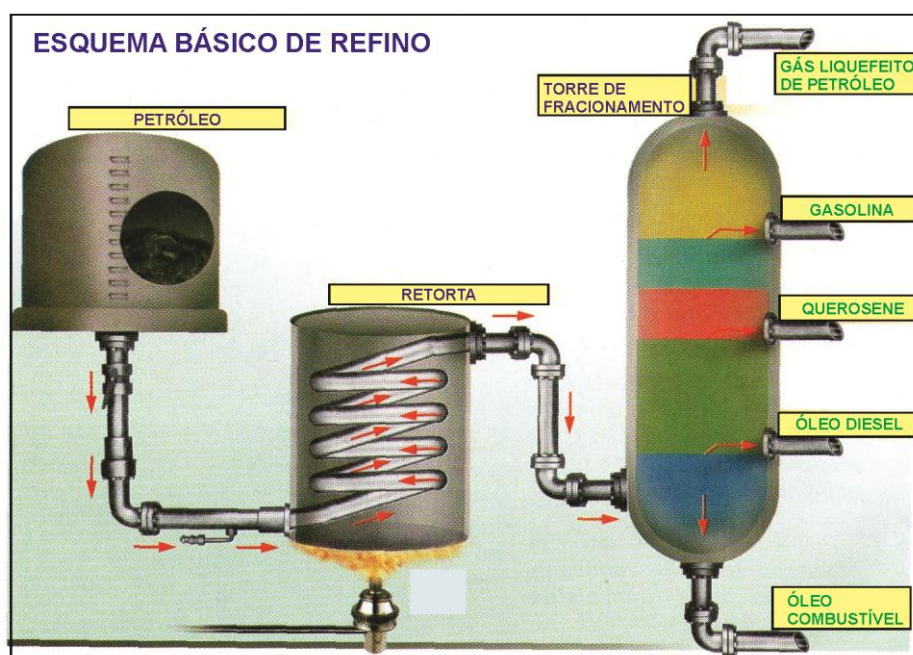


Figura 7 – Esquema básico de refino do petróleo e os principais derivados obtidos (Fonte: Isto É Especial - Arte: Evandro Rodrigues).

1.3.4 Biomarcadores

Os biomarcadores, também conhecidos como marcadores biológicos ou fósseis geoquímicos, são moléculas sintetizadas por plantas e animais e presentes

em sedimentos e óleos, e que apresentam pouca ou nenhuma alteração na sua estrutura durante a sedimentação e soterramento da matéria orgânica quando comparados a seus precursores presentes em plantas superiores, fitoplancton, zooplancton ou bactérias (Peters & Moldowan, 1993). Os principais biomarcadores pertencem ao grupo dos hidrocarbonetos saturados e são o Pristano, o Fitano, os Hopanos e os Esteranos. A análise dos biomarcadores fornece informações sobre a origem da matéria orgânica, o ambiente de sedimentação e também sobre o seu grau de maturação.

O Pristano (C_{20}) e o Fitano (C_{19}) são isoprenóide (hidrocarbonetos saturados ramificados) derivados da cadeia lateral da clorofila, presente em organismos que realizam fotossíntese. A relação entre estes dois compostos indica o paleoambiente deposicional, diferenciando ambientes anóxicos e óxicos, uma vez que a concentração destes compostos indica o potencial redox (Eh) dos ambientes. Assim, razões Pristano/Fitano altas (>1) indicam ambiente oxidante, com matéria orgânica derivada de fontes terrestres, enquanto razões baixas (<1) indicam ambiente redutor (anóxico), com matéria orgânica derivada de fontes marinhas ou lacustre (Killops & Killops, 1994). Estes biomarcadores podem ainda indicar o grau de maturação da matéria orgânica quando relacionado aos n-alcenos C_{17} e C_{18} , pois a proporção dos hidrocarbonetos saturados aumenta com a maturação (Peters & Moldowan, 1993). Assim, as razões Pristano/ C_{17} e Fitano/ C_{18} maiores que 1 indicam matéria orgânica imatura, enquanto as razões Pristano/ C_{17} e Fitano/ C_{18} menores que 1 indicam matéria orgânica madura.

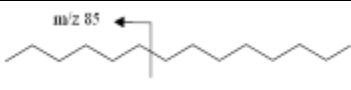
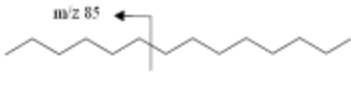
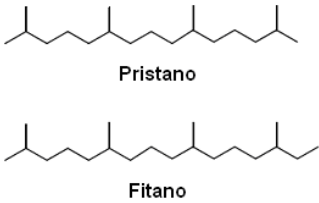
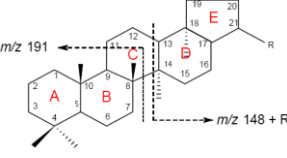
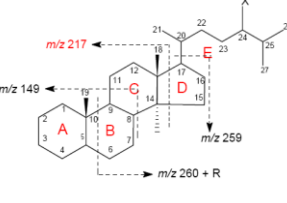
Os Hopanos (íon $m/z=191$), também conhecidos por terpanos pentacíclicos, contem de 29 a 35 átomos de carbono e são os biomarcadores mais comuns, sendo derivados de reações de redução e desidratação de compostos presentes em membranas celulares de organismos procariontes (bactérias e cianobactérias), durante a diagênese (Waples & Machihara, 1991). Alguns compostos como o $17\alpha(H)$ -Trisnorhopano (Tm) e o $18\alpha(H)$ -Trisnorhopano (Ts), por exemplo, apresentam isomerização (ou seja, os compostos têm a mesma fórmula molecular, porém diferente arranjo estrutural) durante a maturação, buscando uma configuração mais estável sob as novas condições do ambiente. Assim, com o aumento da maturação, a concentração de Tm diminui em relação ao Ts (mais estável), estabelecendo uma razão ($Ts/(Tm+Ts)$) que indica maturação. Segundo

Peters & Moldowan (1993) a razão $T_s/(T_m+T_s)$ é altamente influenciada pelo tipo de ambiente deposicional (se óxido, anóxico ou hipersalino) e pelo tipo de rocha geradora, se carbonática ou siliciclástica, que podem mascarar o valor desta razão.

Os Esteranos (íon $m/z=217$) contêm de 27 a 29 átomos de carbono e são derivados de reações de redução e desidratação de compostos presentes em membranas celulares de organismos eucariotes (algas e plantas terrestres). Os esteranos regulares C_{27} , C_{28} e C_{29} são utilizados como indicadores da origem da matéria orgânica (Waples & Machihara, 1991). A predominância de C_{27} indica matéria orgânica derivada de plâncton marinho, C_{28} indica contribuição de algas lacustres e C_{29} indica matéria orgânica de origem terrestre.

A Tabela 1 apresenta um resumo dos principais hidrocarbonetos e biomarcadores estudados neste trabalho.

Tabela 1 – Principais compostos orgânicos estudados na geoquímica orgânica e suas informações. (Modificado de Silva, 2007).

Composto	Estrutura genérica	Precursor	Informação
<i>n</i> -alcano (C_{15}, C_{17}, C_{19})		Algas marinhas	Origem da matéria orgânica
<i>n</i> -alcano ($C_{25}, C_{27}, C_{29}, C_{31}$)		Plantas terrestres	Origem da matéria orgânica
Pristano e Fitano		Organismos fototróficos	Tipo de ambiente deposicional Óxido vs. Anóxico
Hopanos		Organismos procariontes	Grau de maturação da matéria orgânica
Esteranos		Organismos eucariotes	- Grau de maturação da matéria orgânica - Origem da matéria orgânica

1.3.5 Sistemas Petrolíferos

Um sistema petrolífero corresponde à um sistema natural que relaciona uma rocha geradora efetiva de hidrocarbonetos e acumulações de óleo e gás, incluindo todos os elementos essenciais e processos necessários para a existência de tais acumulações, podendo ser utilizado como um modelo de acumulação de hidrocarbonetos. Esses elementos essenciais e processos são as rochas geradoras, as rochas reservatórios, as rochas selantes, a formação de trapas e a geração-acumulação-migração de hidrocarbonetos. Para que exista uma acumulação de hidrocarboneto (Figura 8), todos os elementos e processos devem estar sincronizados (*timing*) (Magoon & Dow, 1994). A Figura 8 mostra uma seção geológica esquemática de um sistema petrolífero hipotético.

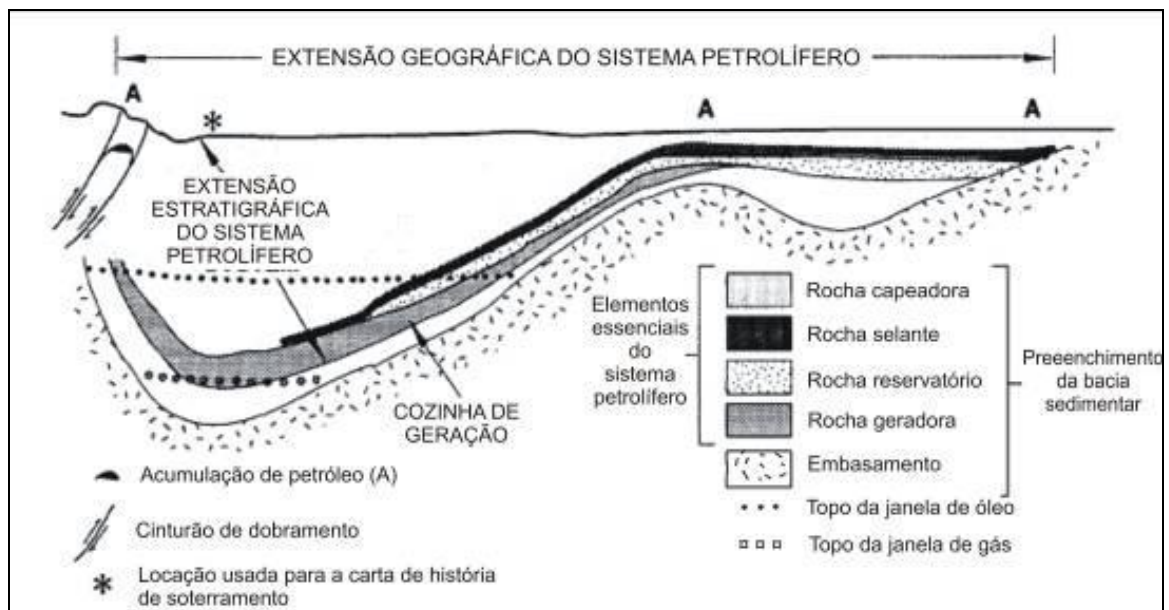


Figura 8 - Esquema de um sistema petrolífero (modificado de Magoon & Down, 1994).

2. GEOLOGIA REGIONAL

2.1 Evolução e preenchimento sedimentar

Representando uma grande depressão do embasamento da costa brasileira, a Bacia de Santos tem como limites fisiográficos o Alto de Cabo Frio a norte e o Alto de Florianópolis a sul (Pereira & Macedo, 1990), se estendendo para leste até o Platô de São Paulo e a Oeste até o cinturão de serras costeiras formado pelas Serra do Mar e da Mantiqueira e pelo Maciço da Carioca (Macedo, 1989). A área emersa adjacente corresponde a terrenos pré-cambrianos dos cinturões Ribeira e Dom Feliciano e do cráton Luiz Alves.

A origem da Bacia de Santos está relacionada à tectônica responsável pela ruptura e separação do supercontinente Gondwana durante o Juro-Cretáceo (Pereira & Macedo, 1990). Essa ruptura teve início na região da bacia com o posicionamento do *hot spot* Tristão da Cunha, a aproximadamente 130Ma, cuja ascensão causou o afinamento da crosta continental, contribuindo para o rifteamento e a consequente quebra do supercontinente, separando definitivamente o Brasil e a África (Figura 9).

A bacia foi formada sobre um cinturão colisional de idade pré-Cambriana (Ciclo Brasileiro) e seus crátons adjacentes, o que confere ao seu embasamento um caráter bastante variável e se reflete no complexo arcabouço estrutural da fase rifte (VIDAL, 2003).

O embasamento da bacia foi caracterizado por Macedo (1989) como um prolongamento para leste das rochas granito-gnaissicas do Cinturão Ribeira, cortado por falhas transcorrentes de idade pré-Cambriana de direção NE-SW. A Faixa Dom Feliciano, na região de Santa Catarina, teria influência sobre a evolução da Bacia de Santos, uma vez que o prolongamento da Faixa coincidiria com o *trend* NE de falhas presente na charneira da bacia (VIDAL, 2003). Mio *et al.* (2005) utilizou dados de levantamentos aeromagnéticos e gravimétricos e de linhas sísmicas para modelar o embasamento da bacia, que corresponde, segundo os autores, a uma crosta afinada, evidenciando o pronunciado estiramento crustal.

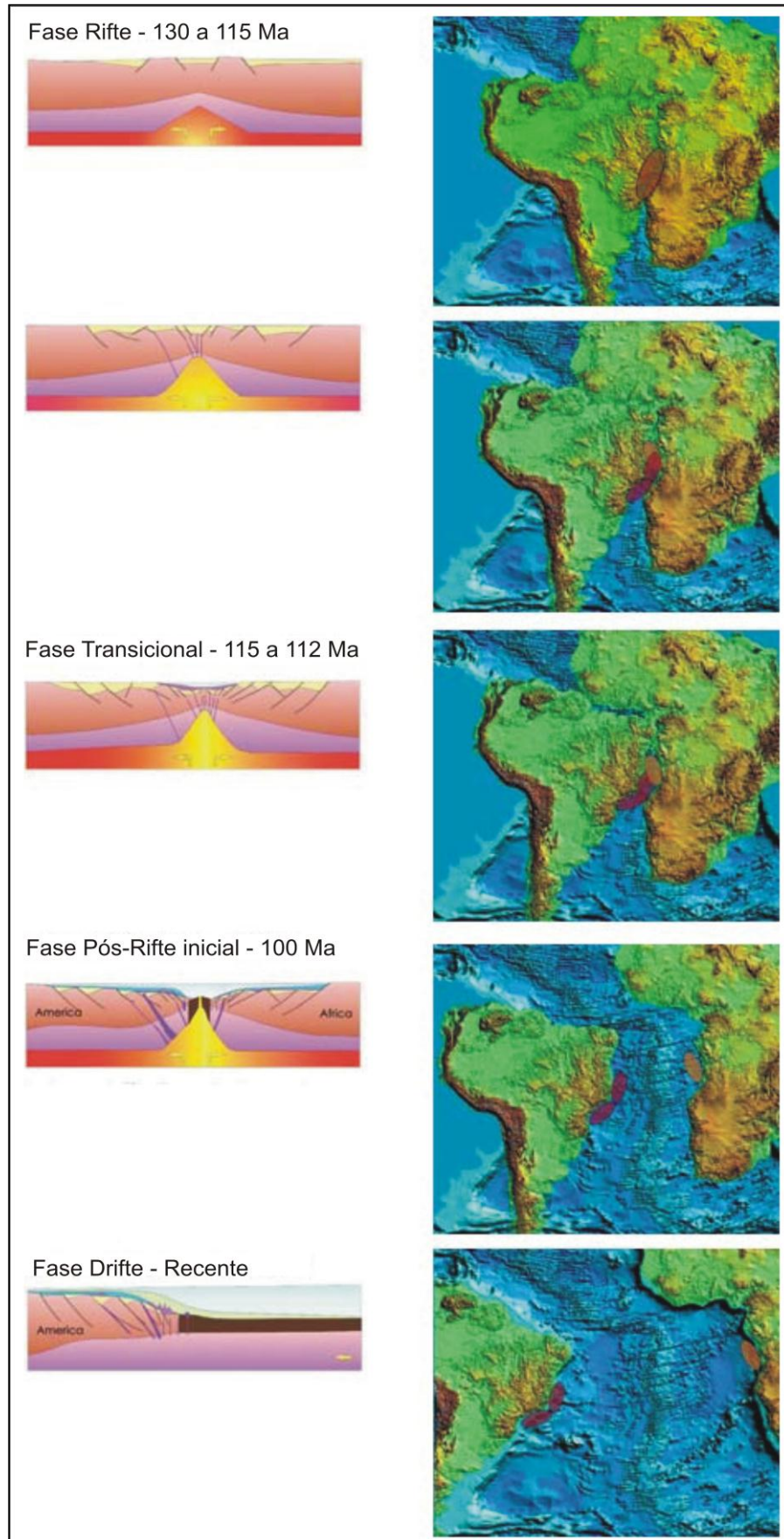


Figura 9 - Separação da América do Sul e África durante as fases rifte e drifte, abertura do Oceano Atlântico e evolução das bacias sedimentares brasileiras (Smith, 2008).

A Bacia de Santos apresenta duas sub-bacias distintas, conhecidas como Embaiamento Sul e Embaiamento Norte (Pereira & Macedo, 1990). Embora as duas possuam calhas sedimentares com direção NE, o Embaiamento Sul foi mais afetado pelo *hot spot* Tristão da Cunha, que estava posicionado diretamente abaixo dessa região. A região da Bacia de Santos se encontrava, portanto, mais aquecida que as áreas vizinhas, o que propiciou a formação de zonas de falha de transferência para a acomodação dos deslocamentos diferenciais entre blocos de mesma reologia. A Figura 10 apresenta essas zonas de transferência da bacia, conhecidas como Zona de Transferência de Florianópolis (a Sul), Zona de Transferência do Rio de Janeiro (a norte) e Zona de Transferência Curitiba, que separa os embaiamentos Norte e Sul e foi individualizada por Pereira (1986). Outra importante feição estrutural é a Charneira de Santos ou Charneira Cretácica (Figura 10), que limita os mergulhos suaves do embasamento a oeste de mergulhos mais acentuados a leste (Moreira *et al.*, 2007), representando também um limite entre a sedimentação da fase rifte e da fase pós-rifte cretácica (VIDAL, 2003).

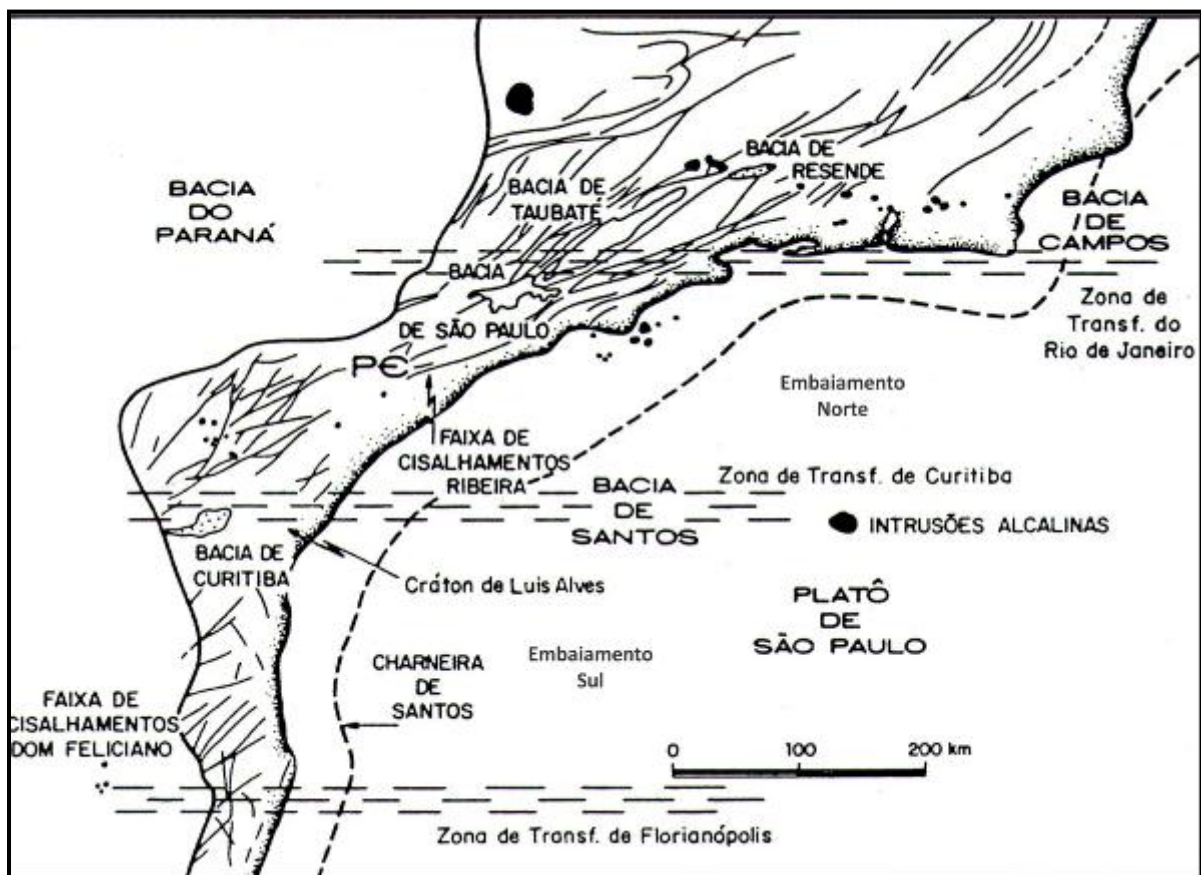


Figura 10 – Principais feições estruturais da Bacia de Santos (Modificado de Macedo, 1989).

A evolução tectônica da bacia tem início com o rifteamento conseqüente do afinamento litosférico e está dividida em 3 grandes fase: uma fase rifte, com deposição de sedimentos continentais, uma fase de transição e uma fase de margem passiva, com deposição de sedimentos marinhos.

Durante a fase rifte, houve o desenvolvimento de falhas normais a partir de esforços distensionais, formando fissuras através das quais teria ocorrido um intenso vulcanismo no Eocretáceo. Esse vulcanismo, encontrado na base da sequência rifte da Bacia de Santos, é relacionado por Macedo, (1989) e outros autores aos derrames vulcânicos da Formação Serra Geral na Bacia do Paraná. Durante a evolução do estiramento crustal na fase rifte, a acomodação dos blocos formou calhas que foram preenchidas por sedimentos de origem continental, iniciando o preenchimento sedimentar da bacia. A ocorrência da seção rifte na Bacia de Santos está limitada pela zona de charneira a NNW (VIDAL, 2003).

A fase transicional ou pós rifte é representada pela deposição de uma espessa seção evaporítica de idade Aptiana, num ambiente de mar restrito. O registro sedimentar deste período forma a Supersequência Rifte, que se estende do Hauteriviano (Andares Rio da Serra e Aratu) até o início do Aptiano (Andar Jiquiá).

No início da fase drifte, a subsidência térmica da bacia, propicia a formação de uma plataforma carbonática basculada, representada por depósitos de leques aluviais e deltáicos próximos a borda da plataforma, que pode estar relacionada a um novo surgimento da Serra do Mar (Macedo, 1990). Nesta fase também tem início a tectônica halocinética, que vai influenciar fortemente todos o pacote sedimentar da fase drifte.

A fase drifte representa a separação efetiva dos continentes, a entrada definitiva do mar e a criação de uma crosta oceânica, que provocaram uma subsidência térmica na bacia, responsável pelo basculamento e conseqüente início do desenvolvimento da fase de margem passiva na Bacia de Santos. O surgimento da Serra do Mar, durante o Cretáceo, está associada ao forte influxo sedimentar registrado na bacia durante este período. O rio Paraíba do Sul alimentou a bacia com um grande influxo de sedimentos clásticos, causando a progradação da plataforma e a deposição de turbiditos em águas profundas, principalmente na porção central e norte da bacia. Nesse período, a porção sul recebia um baixo influxo de sedimentos. Ao final do Cretáceo, um novo pulso tectônico promoveu um

novo soerguimento da Serra do Mar, sendo responsável pela reorganização do Rio Paraíba do Sul, cujo grande aporte sedimentar, resultado da erosão das áreas adjacentes, passou a desaguar na Bacia de Campos. Assim, a porção centro-norte da Bacia de Santos não recebia mais a carga sedimentar anterior, enquanto a porção sul foi completamente afogada e teve, do Oligoceno ao Neógeno, a deposição de uma espessa camada de sedimentos finos. Essa camada de finos teve forte influencia na maturação das rochas geradoras dessa porção da bacia. As sequências sedimentares depositadas neste período representam dois eventos transgressivos e um evento regressivo que atingiram a bacia. A Figura 11 apresenta um resumo dos eventos responsáveis pelo padrão de sedimentação encontrado na Bacia de Santos.

Diversos autores já propuseram a individualização de sequências deposicionais para a bacia (Modica & Bursh, 2004, Assine *et al.*, 2008, Moreira *et al.*, 2007). Pereira & Feijó (1994) definiram as unidades litoestratigráficas da Bacia (Tab. 2), que teve seu arcabouço cronolitoestratigráfico atualizado, com ênfase na individualização das sequências deposicionais por Moreira *et al.*, 2007 (Figura 12).

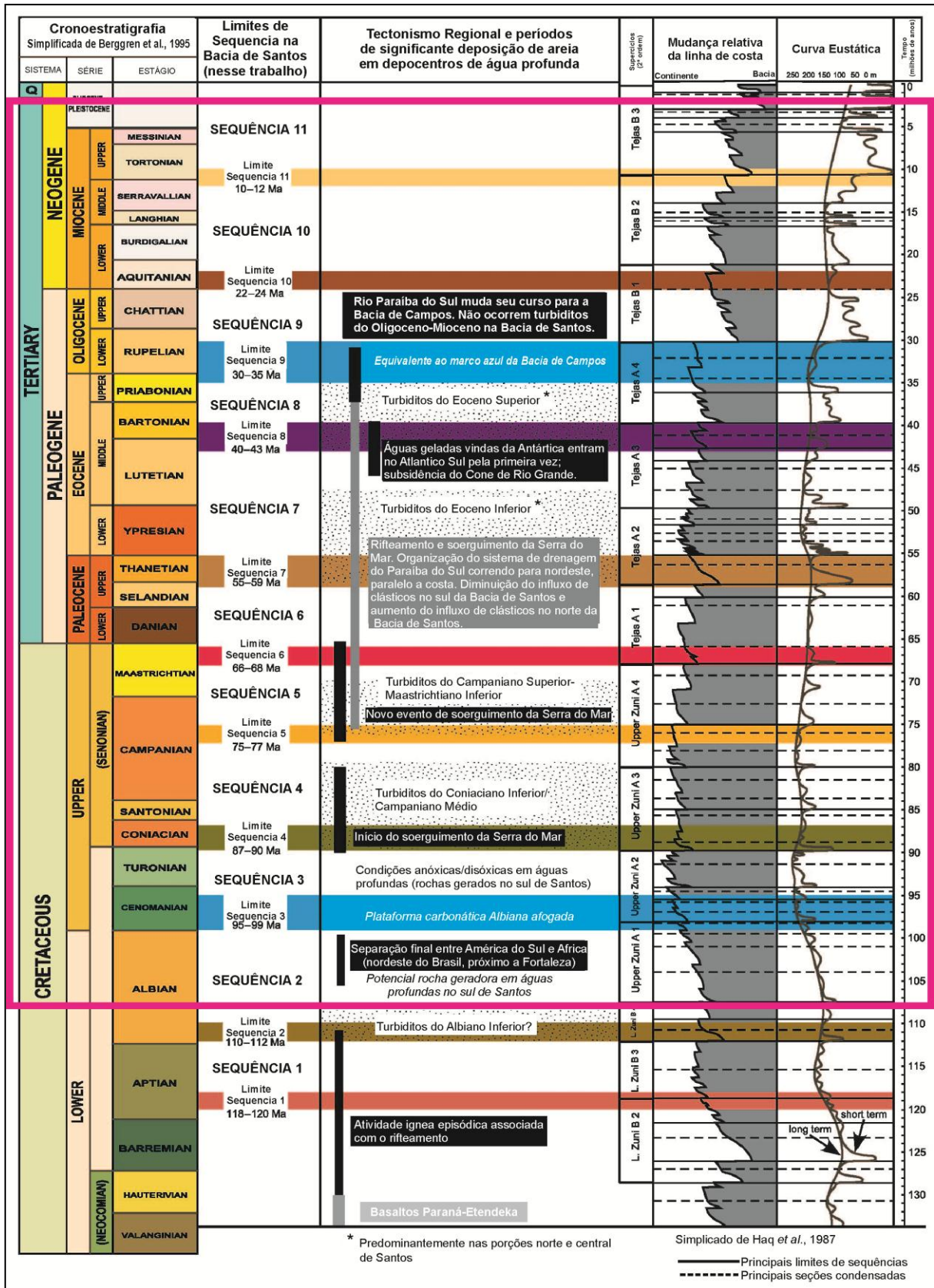


Figura 11 – Principais eventos que influenciaram no preenchimento sedimentar da Bacia de Santos (modificado de Modica & Brush, 2004).

Tabela 2 – Caracterização das unidades litoestratigráficas da bacia de Santos, com base nas colunas estratigráficas de Pereira & Feijó (1994) e Moreira *et al.* (2007); em negrito destacam-se as formações estudadas.

FORMAÇÃO	IDADE	LITOLOGIA	AMBIENTE DEPOSICIONAL
Sepetiba	Quaternário	Areias quartzozas feldspáticas e glauconíticas; coquinas de moluscos, briozoários e foraminíferos.	Leques costeiros
Iguapé	Oligoceno	Calcarenitos e calcirruditos bioclásticos intercalados com argilitos, siltitos, margas e conclomerados variegados.	Plataforma carbonática rasa com influência de leques aluviais
Marambaia	Terciário	Folhelhos e margas; arenitos turbidíticos do Membro Maresias	Talude e bacia
Ponta Aguda	Terciário	Conglomerados finos, arenitos grossos a finos intercalados a sedimentos pelíticos.	Leque aluvial, marinho costeiro e plataforma rasa
Santos	Cenomaniano a Maastrichtiano	Conglomerados e arenitos líticos, intercalados com folhelho e argila.	Continental transicional em forma de leques, rios entrelaçados e deltas
Juréia	Santoniano a Maastrichtiano	Folhelhos, siltitos, arenitos finos e calcilitos.	Plataforma marinha
Itajaí-Açu	Cenomaniano a Maastrichtiano	Folhelhos cinza-escuro e arenitos turbidíticos do Membro Ilhabela.	Talude e bacia
Itanhaém	Albiano	Folhelhos, siltitos, margas e calcilitos; corpos arenosos subordinados (Membro Tombo).	Nerítico interno a externo e batial superior
Guarujá	Albiano	Calcarenitos oolíticos bioclásticos, passando lateralmente a calcilitos e margas.	Mar restrito, raso, sob clima quente e seco.
Florianópolis	Albiano	Arenitos finos a grossos com matriz argilosa, folhelhos e siltitos micromicáceos.	Leques aluviais
Arii	Aptiano	Evaporitos (halita, anidrita, carnalita, taquidrita, silvinita), calcilitos, folhelhos e margas.	Marinho restrito, planícies de sabka
Barra Velha	Aptiano	Calcários estromatolíticos, lamitos microbiais, microbiolitos ricos em talco e argilas magnesianas e folhelhos carbonáticos.	Marinho restrito a lagunar
Itapema	Aptiano	<i>Grainstones</i> , <i>wackestones</i> e <i>packstones</i> bioclásticos, folhelhos carbonáticos e folhelhos ricos em matéria orgânica.	Lacustre
Piçarras	Barremiano	Arenitos e pelitos talco-estevensíticos e folhelhos ricos em matéria orgânica	Lacustre
Camboriú	Neocomiano	Basaltos	Continental

O registro sedimentar da fase rifte da bacia inicia com a deposição de basaltos eocretácicos da Fm. Camboriú (Tabela 2), que correspondem ao embasamento econômico da bacia e estão associados ao rifteamento (Seq. K20-K34). Sobre esses basaltos instalou-se um ambiente continental, com a deposição de leques aluviais e conglomerados nas porções proximais da Fm. Piçarras (Seq. K36) e Fm. Itapema (Seq. K38) e sedimentos lacustres, incluindo folhelhos talcoestevensíticos da Fm. Piçarras (Seq. K36) e intercalações de calcirruditos e folhelhos ricos em matéria orgânica da Fm. Itapema (Seq. K38) nas porções distais (Figura 12, Tabela 2).

Sobre essas sequências, instalou-se um ambiente transicional estressante no qual se depositaram calcários microbiais, estromatólitos, lamitos, *grainstones* e *packstones* (Fm. Barra Velha Inferior – Seq. K44). Os calcários estromatolíticos e lamitos microbiais totalmente dolomitizados da Fm. Barra Velha Superior e leques aluviais proximais correspondem a Seq. K46-K48 (Figura 12).

A sedimentação da fase drifte tem início com a deposição da Seq. K60 (Figura 12), que representa três grandes períodos de inundação marinha. Ocorrem nessa sequência as fácies proximais da Fm. Florianópolis, depósitos da plataforma carbonática da Fm. Guarujá e folhelhos da Fm. Itanhaem. Os depósitos da sequência K70 correspondem a sedimentos proximais da Fm. Florianópolis, distais da Fm. Itanhaem e depósitos arenosos de fluxo gravitacionais do Mb. Tombo. Essa sequência representa um padrão retrogradante, como resposta a uma progressiva subida do nível do mar, com afogamento da plataforma carbonática. A Seq. K82-K86 engloba sedimentos das formações Florianópolis, Santos, Juréia, Itanhaem e Itajaí-Açu e do Mb. Tombo, apresentando um padrão retrogradante e marcando o maior ingresso marinho no registro sedimentar, correspondendo ao Evento Anóxico Global 2 (Global Oceanic Anoxic Event – OEA-2). A sequência K88 é muito semelhante a sequência anterior porém menos expressiva, correspondendo a depósitos das formações Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Mb. Ilhabela (Tabela 2). A sequência K90 é similar a anterior, porém com maior expressão dos arenitos do Mb. Ilhabela e presença de vulcanismo associado ao pulso tectônico responsável pelo soergimento da Serra do Mar.

A sequência K100 dá início a uma tendência regressiva que se repete nas sequências K110, K120, K130, ocorrendo em todas elas as formações Santos,

Juréia, Itajaí-Açu e Mb. Ilhabela. A Seq. K100 tem como característica o avanço da quebra da plataforma cerca de 100km costa afora, que continua avançando na Seq. 120, que apresenta ainda cânions expressivos que serviram de conduto para grandes quantidades de areia para regiões profundas da bacia. Esse avanço da plataforma atinge seu ápice durante o Cretáceo, se posicionando cerca de 200km costa afora.

As sequências E10 e E20 possuem características muito semelhantes, e estão relacionadas a um importante rebaixamento no nível do mar. São representadas por sedimentos das formações Ponta Aguda e Marambaia, com a presença de cânions expressivos cortando a Fm. Marambaia, onde ocorrem os arenitos turbidíticos do Mb. Maresias. Na Seq. E20, Peixoto (2004, *apud* Moreira *et al.*, 2007), são encontrados indícios do soerguimentos das Serras do Mar e Mantiqueira a 60Ma (traços de fissão em apatitas).

A Seq. E30-E40 corresponde a sedimentos das formações Ponta Aguda e Marambaia e Mb. Maresias, de padrão progradacional, na qual ocorre um expressivo vulcanismo basáltico-alcalino com cones vulcânicos e derrames submarinos, ocorrendo também vulcanismo intrusivo sob a forma de soleiras de diabásio. Essa sequência dá início a um novo ciclo progradacional com avanço da quebra da plataforma, que é sucedida pela Seq. E50, que apresenta as mesmas características da sequência anterior, porém sem vulcanismo associado, seguida pela Seq. E60, que representa o final desse ciclo progradante. A sedimentação passa a ter um padrão agradacional no final dessa sequência, que registra a maior queda relativa do nível do mar durante o Paleógeno.

Novamente um caráter progradante é imposto na bacia, após uma grande elevação do nível do mar, recuando a borda da plataforma em relação à sequência anterior. Esse padrão deposicional é representado pelos sedimentos da Seq. E70 e E80 (Tabela 2), que possuem o mesmo padrão litológico das sequências anteriores, com a primeira ocorrência de sedimentos da Fm. Iguapé na bacia registrada na Seq. E70.

Uma importante queda eustática global marca o início do Neógeno, representado na Seq. N10-N30, formada por sedimentos das formações Marambaia, Ponta Aguda e Iguapé e do Mb. Maresias. Essa é a maior variação do nível do mar desde o Mioceno até o recente. A Seq. N40 segue o mesmo padrão deposicional e

litológico da sequência anterior, ocorrendo eventos erosivos correlacionáveis ao início das glaciações plio-pleistocênicas. A Seq. N50-N60 corresponde a mais recente das sequências deposicionais, com sedimentos da Fm. Marambaia e Mb. Maresias e os sedimentos de fundo marinho da Fm. Sepetiba. Esses sedimentos formam uma cunha progradante responsável pela posição atual da borda da plataforma.

A Figura 13 apresenta uma seção esquemática *dip* da bacia, na qual é possível visualizar toda a sedimentação da bacia, desde a fase rifte até a drifte, com as grandes muralhas e domos de sal da seção transicional. Na Figura 14, uma seção *strike* da bacia, que pode ser utilizada como análoga para a seção dos poços utilizados neste trabalho, que também englobam uma distribuição de norte a sul da bacia.

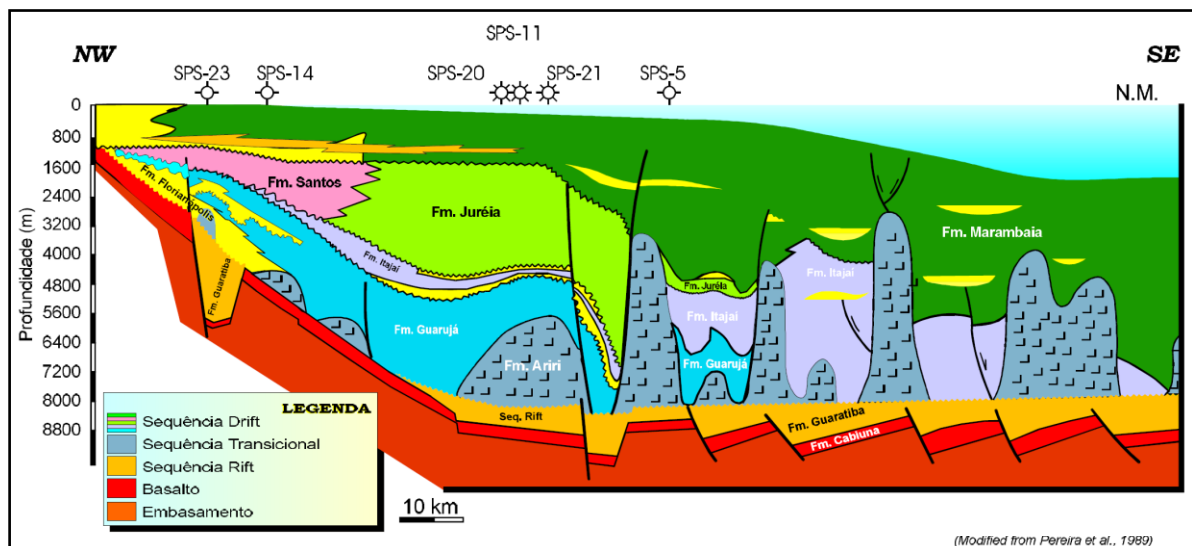


Figura 13 – Seção dip da bacia (Modificado de Pereira et al., 1989).

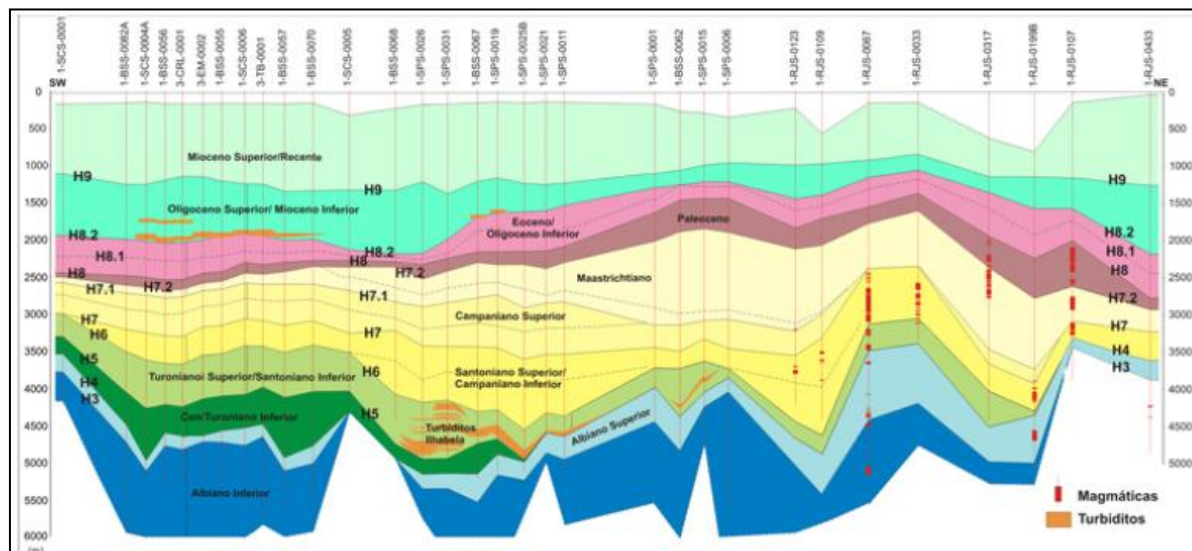


Figura 14 – Seção strike da bacia (Assine et al., 2008).

2.2 Magmatismo

O magmatismo presente nas bacias sedimentares pode assumir um papel muito importante para a exploração de petróleo, visto que podem influenciar na geração (aquecimento), migração (alterações estruturais e petrográficas), acumulação (basaltos fraturados) e barreira (diques e soleiras) de hidrocarbonetos (Thomaz Filho *et al.*, 2008).

As bacias sedimentares brasileiras foram afetadas por 6 eventos principais de magmatismo (Figura 15). Esses eventos estão representados por diques e derrames de composição toleítica, em dois picos distintos: um no Triássico (aproximadamente 135Ma) e outro no Jurássico (ao redor de 180Ma). Ocorrem também derrames e diques de composição toleítica a intermediária no Neocomiano (cerca de 130Ma, associados ao início do rifte), com um novo pulso no Santoniano-Turoniano (a cerca de 80-90Ma, associado a separação definitiva entre América e África), com predomínio de composições mais básicas a intermediárias. A partir do Eoceno ocorrem cones vulcânicos de composição intermediária a alcalina, com um pulso de maior importância entre 40-60Ma e outro com idades inferiores a 50Ma, estando associados a *hot spots* (Thomaz Filho *et al.*, 2008).

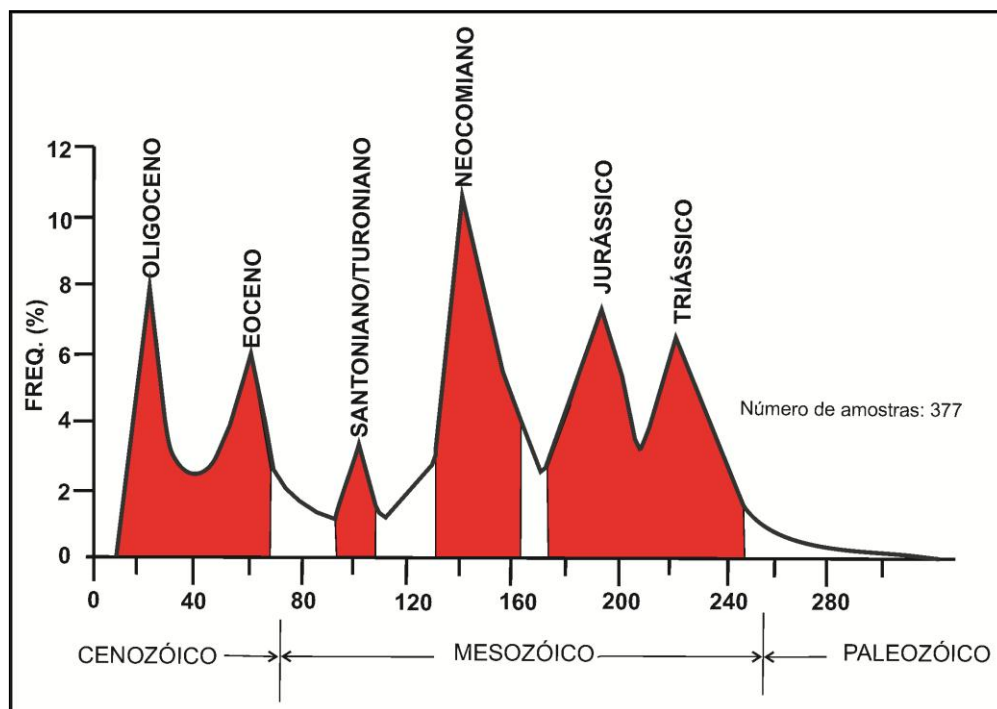


Figura 15 – Distribuição no tempo geológico dos eventos magmáticos atuantes nas bacias sedimentares brasileiras (Thomaz Filho *et al.*, 2008).

Os basaltos toleíticos do Neocomiano formam o embasamento econômico da Bacia de Santos, sendo correlacionáveis aos derrames toleíticos da Fm. Serra Geral. Esses basaltos possuem características que permitem classificá-los como do tipo MORB (*Mid Ocean Ridge Basalts*), provenientes da cadeia meso-oceânica, e basaltos do tipo CFB (*Continental Fluid Basalts*) (Fodor & Vetter, 1984, *apud* VIDAL, 2003). Damaceno (1966) datou alguns dos centenas de diques de diabásio encontrados próximo a Ilha de São Sebastião, litoral de São Paulo, indicando idades entre 124,5 e 131,1Ma.

Os eventos magmáticos do Santoniano-Turoniano também ocorreram na Bacia de Santos, sendo encontradas e datadas em poços ao longo da bacia e em ilhas ao longo da plataforma continental no litoral de São Paulo. Datações realizada no poço 1-RJS-81 indicam idades entre 90 ± 6 Ma, enquanto dados de K-Ar para as intrusões da plataforma continental datam de 80Ma a 82Ma (Almeida *et al.*, 1996). Os eventos vulcânicos básicos do Eoceno também estão representado na bacia, com vulcanismo básico ocorendo até 57Ma (Pereira *et al.*, 1986). Souza (1991 *apud* Oreiro, 2006) datou rochas vulcano-sedimentares do poço DSDP-516, localizado na região do alto de Cabo Frio, encontrando idade de 47Ma para essas rochas. Sztamari (2000) datou rochas magmáticas extrusivas e intrusivas da bacia pelo método Ar-Ar, encontrando idades de 82 ± 1 Ma e 48,9 Ma correspondentes aos eventos do santoniano-Turoniano e do Eoceno, respectivamente.

O Alto de cabo Frio, que separa a Bacia de Santos da Bacia de Campos, a norte, apresenta um intenso magmatismo, sendo reconhecido no seu registro três eventos correlacionáveis aos ocorridos na Bacia de Santos. Basaltos de idade variando entre 120 e 130Ma (K-Ar) são correlatos aos basaltos da Fm. Camboriú, enquanto basaltos de idade 80-90Ma (K-Ar) foram relacionados ao evento do Santoniano-Turoniano. Oreiro (2006) usa técnicas especiais em linhas sísmicas para visualização de condutos de diques vulcânicos, que seriam evidencias do vulcanismo extrusivo presente nessa região entre o Paleoceno e o Eoceno. Basaltos, diabásios e rochas vulcanoclásticas de idade variando entre 40-50Ma são relacionadas aos eventos do Eoceno e são as mais comuns na região do Alto de Cabo Frio (Almeida *et al.*, 1996).

A ocorrência de rochas ígneas na Bacia de Santos, principalmente aquelas relacionadas aos eventos magmáticos intrusivos e extrusivos do Santoniano-

Turoniano e do Eoceno tem forte influência na qualidade dos reservatórios devido a cloritização, relacionada a alteração de minerais ferromagnesianos dos fragmentos de rochas ígneas presente nesses reservatórios (De Ros *et al.*, 2003).

2.3 Sistema Petrolífero

As características das rochas geradoras, rochas reservatório, trapas e selos presentes na Bacia de Santos, bem como os processos de acumulação e migração dos hidrocarbonetos gerados são aqui descritas com base no trabalho apresentado por Chang *et al.* (2008). Esses elementos e processos formam os dois principais sistemas petrolíferos da bacia: o sistema Guaratiba-Guarujá e o sistema Itajaí-Açu-Ilhabela. As Figuras 16 e 17 mostram as cartas de eventos destes dois sistemas.

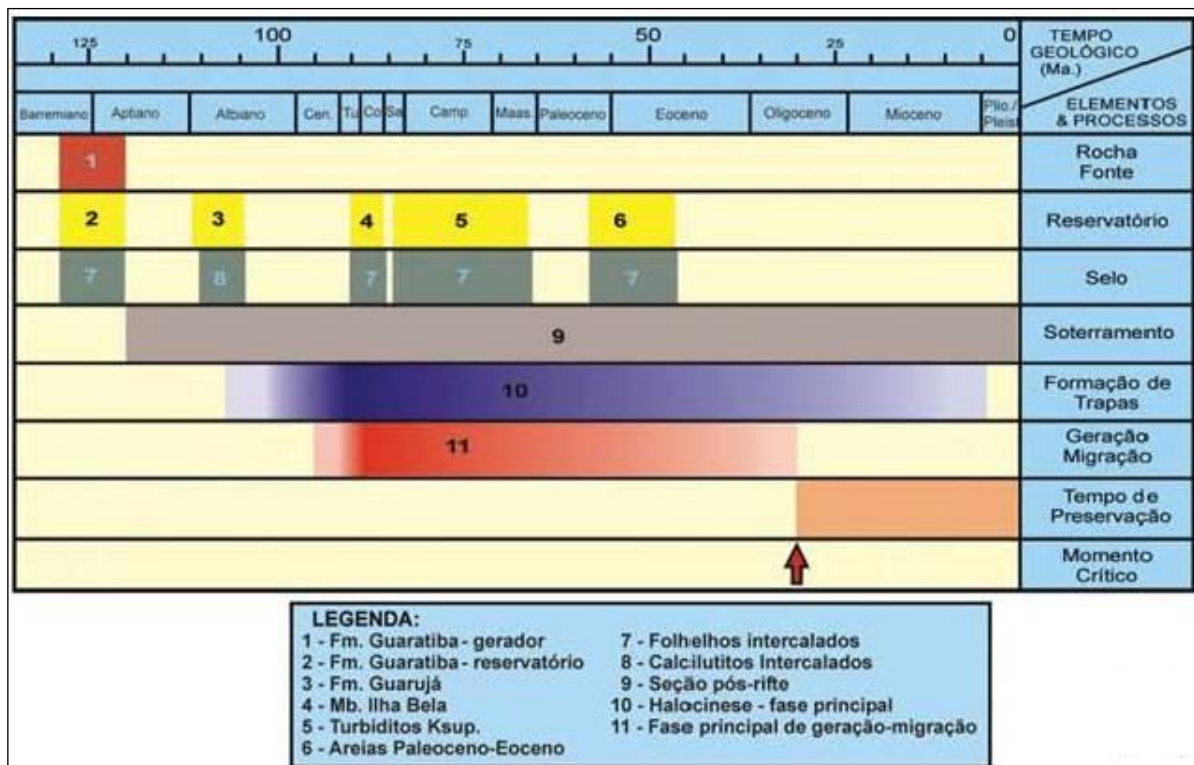


Figura 16 – Carta de eventos do sistema petrolífero Guaratiba-Guarujá (Chang *et al.*, 2008).

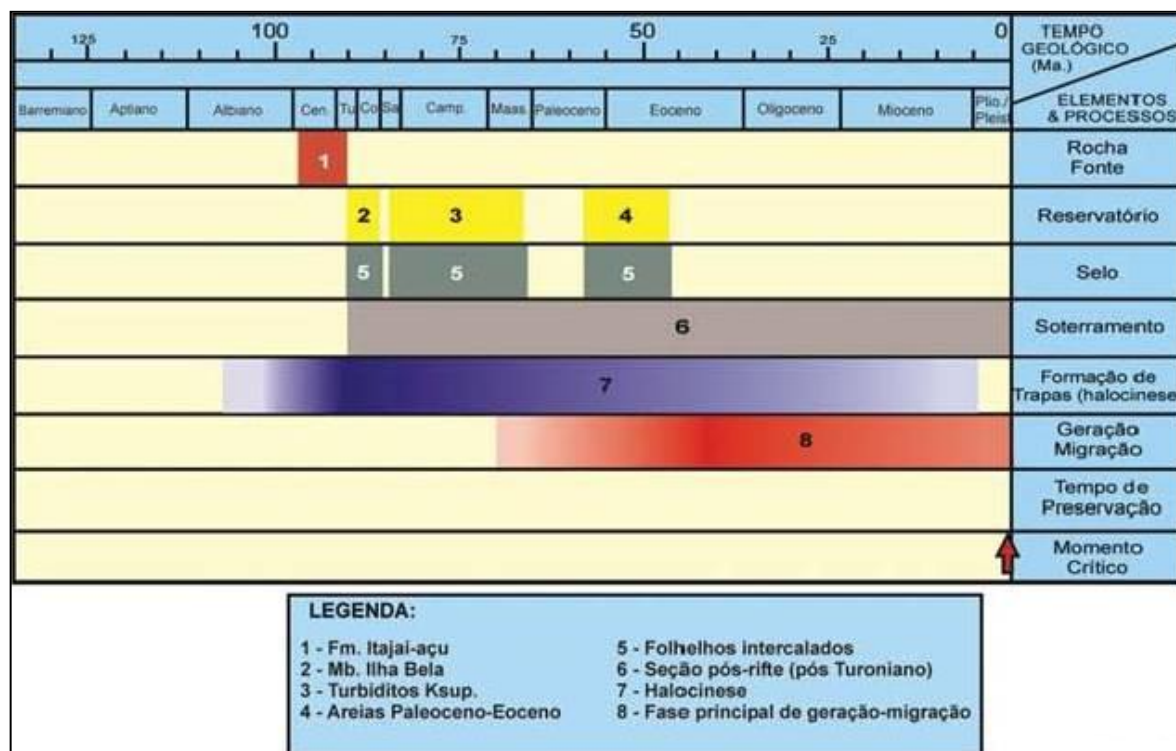


Figura 17 – Carta de eventos do sistema petrolífero Itajaí-Açu-Ilhabela (Chang *et al.*, 2008).

2.3.1 Rochas Geradoras

A rocha geradora da Fm. Guaratiba (na coluna estratigráfica usada neste trabalho (Moreira *et al.*, 2007) essa formação corresponde às formações. Itapema e Barra Velha, do Grupo Guaratiba) é considerada a principal geradora da bacia e corresponde aos sedimentos da fase rifte, depositados durante o Albiano. Poucos poços atingiram esta formação e o entendimento se dá através da análise de óleos de acumulações comerciais e por correlação a análoga Fm. Lagoa Feia, na Bacia de Campos. Dessa forma, acredita-se que, em águas profundas, apresente características compatíveis com a geração de hidrocarbonetos. Nesse mesmo trabalho, o autor cita o campo de Tupi (hoje rebatizado de Lula) como um exemplo deste sistema, cujos óleos tem origem lacustre.

A rocha geradora Itajaí-Açu foi depositada em ambiente marinho anóxico, durante o Cenomaniano/Meso-Turoniano, coincidindo com o segundo evento anóxico do Cretáceo (OAE-2). No entanto, as condições de maturidade térmica são

bastante variáveis ao longo da bacia, apresentando melhores condições de geração nos baixos relacionados a diápiros de sal.

2.3.2 Rochas Reservatório

Os reservatórios da Bacia de Santos são representados por carbonatos, arenitos plataformais e turbidíticos e aos reservatórios pré-sal.

Os reservatórios pré-sal correspondem aos estromatólitos e microbiólitos da Fm. Barra Velha (Tabela 2), nos quais estão armazenados os grande volumes de hidrocarbonetos relacionados ao campo de Lula, por exemplo.

Os calcarenitos oolíticos da Fm. Guarujá (Tabela 2), depositados em plataforma carbonática rasa durante o Albiano representam os reservatórios dos campos de Tubarão, Estrela do Mar, Coral e Cavalo Marinho, no sul da bacia. Esses reservatórios estão posicionados a mais de 4500 metros de profundidade e possuem porosidade média variando de 12% a 24%.

Os reservatórios siliciclásticos são representados pelos arenitos turbidíticos do Mb. Ilhabela da Fm. Itajaí-Açu (Neo-turoniano a Eo-Santoniano), e pelos arenitos plataformais e turbidíticos do Cretáceo Superior e Eoceno. Os arenitos turbidíticos do Mb. Ilhabela apresentam espessuras porosa superior a 100m, com porosidade superiores a 12% e estão posicionados entre 3000 e 3500 metros e 4500 e 5000 metros. Esses arenitos apresentam caracteristicamente o desenvolvimento de franjas de clorita, favorecendo a preservação da porosidade, e estão concentrados na porção central da bacia, sendo exemplo os reservatórios dos campos de Merluza e Lagosta. Os arenitos das Fm. Santos, Juréia e Marambaia, depositadas do Campaniano-Maastrichtiano ao Eoceno apresentam porosidades superiores a 15%, estando posicionadas de 1000 a 5000 metros de profundidade e ocorrem nas porções central e norte da bacia.

2.3.3 Trapas e Selos

As rochas selantes na Bacia de Santos são, geralmente, pelitos e calcilitos intercalados aos próprios reservatórios e o pacote evaporítico, que serve de selo para os reservatórios pré-sal.

As trapas das principais acumulações possuem caráter estrutural e misto, com grande influência da halocinese, tendo sido formadas desde o neo-Albiano até o Oligoceno. A grande maioria das trapas estruturais está associada a domos ou diápiros de sal, sendo comuns as estruturas *rollovers* e *casca-de-tartaruga*, enquanto que as trapas estratigráficas mais comuns são do tipo *pinch-out*. Também são comuns trapas mistas do tipo associadas a halocineses, formando *pinch-outs* associados a domos e diápiros de sal. Trapas associadas a altos estruturais da seção rifte também podem acumular hidrocarbonetos (caso do Campo de Lula).

2.3.4 Geração e Expulsão

O grande aporte sedimentar do Cratáceo foi responsável por acumular espessas seções de sedimento, o que provocou uma grande sobrecarga nos potenciais folhelhos geradores em profundidade, o que teve grande influência na maturação dessas rochas e conseqüentemente na geração e expulsão dos hidrocarbonetos.

As modelagens realizadas por Chang (2008) indicam que a geração e expulsão de hidrocarbonetos da seção rifte teve início em 100 Ma, com pico entre 90 e 70 Ma. Como esse processo se estende até o Eoceno, houve condições para o trapeamento em todos os reservatórios da bacia.

A modelagem realizada para os geradores marinhos da Fm. Itajaí-Açu indicam geração a partir de 70Ma, há condições para a acumulação em todos os reservatórios pós-sal.

O resultado dessas modelagens pode ser visualizado também nas cartas de eventos das Figuras 16 e 17.

2.3.5 Migração e Acumulação

Os hidrocarbonetos da seção pós-sal migraram por falhas lístricas originadas pela halocinese, enquanto que os hidrocarbonetos gerados na seção rifte tem seus processos de acumulação e migração ligados à dinâmica e à baixa permeabilidade da seção evaporítica. Estes hidrocarbonetos gerados na seção rifte migraram através de *carrier beds* até a base do sal, cuja geometria direcionou o fluxo criando várias redes de drenagem até a área de janela de sal (criada pelo grande aporte sedimentar entre o Campaniano e o Maastrichtiano que expulsaram os evaporitos para uma área mais profunda, feição conhecida como *gap* do albiano, permitindo a migração dos hidrocarbonetos para a seção pós-sal. A partir desse ponto, o fluxo se concentrou nas falhas distensionais e lístricas associadas aos domos e diápiros de sal até as trapas. As falhas do rifte também direcionaram o fluxo de hidrocarbonetos para os altos estruturais da seção (*carrier beds*)

Com a descrição do sistema petrolífero da Bacia de Santos são identificados 5 principais *plays* exploratórios, que são apresentados resumidamente na tabela 3.

Tabela 3 – Principais *plays* exploratórios da Bacia de Santos (modificado de VIDAL, 2003)

Plays Exploratórios	Migração	Reservatório	Selo	Trapa
Marambaia	Através de janelas na sequência de evaporitos e falhas da seção pós-evaporítica	Arenitos turbidíticos	Pelitos da Fm. Marambaia	Estrutural/ Estratigráfica /Mista
Cretáceo Superior	Através de janelas na sequência de evaporitos e falhas da seção pós-evaporítica	Arenitos turbidíticos	Pelitos da Fm. Juréia	Estrutural/ Estratigráfica /Mista
Ilhabela	Através de janelas na sequência de evaporitos e falhas da seção pós-evaporítica	Arenitos turbidíticos	Pelitos da Fm. Itajaí-Açu	Estrutural/ Mista
Guarujá	Através de janelas na sequência de evaporitos e falhas até o reservatório	Calcarenitos oolíticos	Calclutitos da Fm. Guarujá e pelitos da Fm. Itanhaem	Estrutural/ Mista
Rifte	Mergulho acima e através de falhas da fase rifte; lateral por contato direto geradora-reservatório	Coquinas	Pelitos da Fm. Guaratiba	Estrutural

2.4 Estado da arte

A seguir são apresentados resumidamente os resultados de estudos anteriores envolvendo a geoquímica e a petrologia orgânica na Bacia de Santos.

Gibbons et al. (1983) testou 4 poços (1-SPS-11, 1-SCS-4A, 1-SCS-5 e 1-SCS-6), com espessura de potenciais folhelhos geradores de hidrocarbonetos variando de 225 a 1000 metros. O COT médio desses folhelhos varia de 1 a 2,5%, com horizontes mais enriquecidos. O óleo é o principal produto gerado na área de estudo, com alguns horizontes apresentando maior potencial para geração de gás. No entanto, modelagens realizadas pelo autor indicam que esses folhelhos estão no estágio inicial de maturação e o potencial de geração para esses intervalos geradores é considerado baixo. Ainda segundo a modelagem realizada, há geração de hidrocarbonetos (embora não significativa) nos 4 poços estudados.

Arai (1988) analisou amostras da porção basal da Fm. Itajaí-Açu (Cenomaniano/EoTuroniano) recuperadas de poços exploratórios da seção centro-sudeste da bacia a fim de reconhecer a anoxia oceânica ocorrida durante o meso-Cretáceo, com ampla distribuição e deposição de folhelhos negros. O intervalo corresponde a sequências de siliciclásticos finos, ricos em matéria orgânica sapropélica e húmica, que se depositaram em ambiente nerítico médio a batial superior. A matéria orgânica apresentou valores médios de COT variando entre 1,2 a 1,8% em peso, potencial de geração (S₂) variando entre 2 e 4 kg HC/t rocha e IH variando entre 200 e 300 mg HC/g COT. A matéria orgânica é do tipo II e III, indicando contribuição terrestre e marinha. Valores de reflectância da vitrinite próximo a 0,7 % para a maioria das amostras indica moderada catagênese. O pico dos parâmetros geoquímicos está, na maioria dos poços, relacionado a sequência Cenomaniana/EoTuroniana. Esses parâmetros classificam o intervalo como um moderado gerador de hidrocarboneto nas áreas onde se encontra maturo.

Mello *et al.* (1995) utilizando dados geoquímicos e petrológicos (Pirólise *Rock Eval*, Reflectância da Vitrinite, Biomarcadores) de rochas geradoras e óleos, integrados a dados de geologia e paleontologia, definiu 7 paleoambientes deposicionais para as rochas geradoras de 10 bacias sedimentares brasileiras, distribuídas ao longo da margem leste e da margem equatorial. Os autores

classificam o ambiente deposicional das rochas geradoras da Bacia de Santos como marinho aberto anóxico (Figura 18). A origem dos óleos estudados está de acordo com o ambiente deposicional proposto. As rochas geradoras correspondem a folhelhos negros com até 3% de COT, baixo conteúdo de enxofre ($< 0,3\%$), $IH < 400\text{mg HC/g COT}$), indicando matéria orgânica tipo II, na qual há predominância de matéria orgânica amorfa (derivada de bactérias e algas). Outras características importantes são relacionadas a distribuição dos biomarcadores, como predominância do Pristano em relação ao Fitano, razão $Ts/Tm < 1$ e predominância de esteranos C_{28} e C_{29} em relação ao C_{27} .

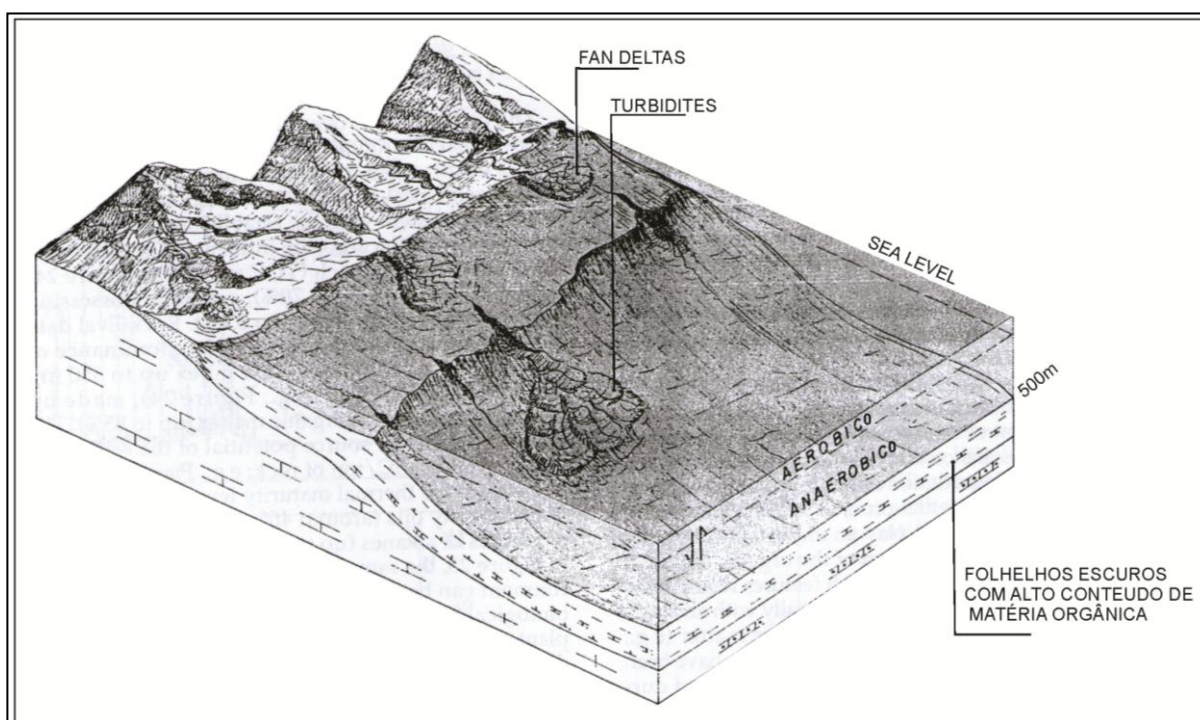


Figura 18 – Ambiente deposicional das rochas geradoras marinhas da Bacia de Santos (Mello *et al.*, 1995).

Pereira & Macedo (1990) apontam, com base em dados geoquímicos, a Bacia de Santos (até a isóbata de 400 metros) como tendo forte vocação para a geração de gás, condensado e óleos leves, com até 40^o API. Sugerem ainda que a rocha geradora desses hidrocarbonetos é de origem lacustre

Utilizando uma série de parâmetros geoquímicos baseado em biomarcadores (razões pristano/fitano distribuição de *n*-alcanos, a distribuição dos esteranos C_{27} , C_{28} e C_{29} , razão hopanos/esteranos, etc.), Schiefelbein *et al.* (2000) classificou e comparou os óleos de bacias da margem continental brasileira e da margem

africana. Os autores classificaram os óleos da Bacia de Santos em dois grupos, um com características francamente marinhas (razão Prist/Fit $< 1,5$) e outro com características tanto marinhas como lacustres (alguns possuem maior contribuição terrígena, com razão Prist/Fit > 2 e alta abundância dos n-alcenos C_{19} e C_{20}) o que pode sugerir tanto a mistura dos dois tipos de óleo no reservatório como a contribuição de material lacustre e marinho para a formação da matéria orgânica.

Arai *et al.*, (2006) registram a incidência de grande quantidade de palinomorfos terrestres totalmente carbonizados depositados juntamente com palinomorfos marinhos não carbonizados (amostras de testemunho) durante o Santoniano. Esse registro pode ser correlacionado aos eventos de magmatismo ocorridos durante esse período, que teria causado grandes incêndios nas porções continentais adjacentes a bacia.

Koike *et al.* (2007) analisou 25 amostras de óleo de diferentes campos da bacia, que apresentaram maturação similar e grau API variando de 27 a 46, com origem predominantemente lacustre salina (Fm. Guaratiba), com apenas 4 amostras apresentando origem marinha siliciclástica. Os critérios usados para essa diferenciação foram os definidos por Mello (1995) e a razão Pristano/Fitano, proporção de terpanos tricíclicos C_{26} em relação a C_{25} , proporção de esteranos em relação a hopanos (Schiefelbein *et al.*, 2000).

Segundo Chang *et al.*, (2008), a origem do óleo da bacia foi definida, utilizando análise de biomarcadores, como lacustre salino com contribuição marinha siliciclástica. A rocha geradora Guaratiba, segundo os autores, possui COT variando de 2 a 6% e matéria orgânica tipo I (IH > 900 mg HC/kg rocha). Os óleos possuem altos teores de hidrocarbonetos saturados, relativa abundância de n-alcenos de elevado peso molecular, teores médios de enxofre ($\sim 0.3\%$), presença de β -caroteno e relativa abundância de gamacerano. Os folhelhos geradores da Fm. Itajaí-Açu, por sua vez, possuem COT médio variando de 1% a 6%, sendo que os maiores valores encontram-se na porção basal da formação, S2 médio de 2,19 mg HC/g de rocha e matéria orgânica tipo II e III (algas marinhas, pólenes, esporos e fragmentos de vegetais terrestres), depositada em ambiente marinho anóxico. Análise dos cromatogramas indicam que a Fm. Itajaí-Açu entrou na janela de geração em diferentes locais da bacia, encontrando-se nos estágios iniciais de maturidade térmica e podendo apresentar condições de expulsão de hidrocarbonetos em baixos

localizados, adjacentes aos grandes domos e diápiros de sal. Os calcilitos da Fm. Guarujá também são considerados pelo autor como potenciais rochas geradoras.

Caldas (2007) e Januário *et al.* (2010) descrevem a ocorrência de folhelhos da Fm. Itajaí-Açu em mini-bacias, que correspondem a baixos relacionados a diápiros e domos de sal. Desse locais, esses folhelhos depositados durante o Turoniano, estão depositados em profundidades superiores a 4000 metros e teriam atingido maturação térmica suficiente para a geração de hidrocarbonetos.

2.5 Histórico de Exploração

A exploração na Bacia de Santos teve início na década de 1970, sendo o primeiro poço perfurado o 1PRS-0001-PR em 1971, no litoral do Paraná. O primeiro campo descoberto na bacia foi o campo de Merluza, em 1986 pela Pecten e em 1987, a Petrobras descobriu o campo de Tubarão. Após a quebra do monopólio da Petrobras e com o início das rodadas de licitação, que permitem e controlam a exploração de blocos exploratórios, diversas empresas privadas, nacionais e estrangeiras, passaram a atuar na bacia. Desde então, diversas descobertas, como os campos de Lagosta, Mexilhão e Piracucá foram anunciadas, incluindo as recentes descobertas de campos gigantes na seção pré-sal da Bacia, sendo Lula o único campo em produção no reservatório pré-sal.

Atualmente, a bacia conta com 7 campos de produção (3 de óleo e 4 de gás, entre os quais se inclui o campo de Lula, o mais recente e o mais profundo a entrar em produção, e outros 11 campos em desenvolvimento (8 de óleo e 3 de gás). Até novembro de 2011, foram perfurados 396 poços, entre exploratórios, de desenvolvimento e de fomento, públicos e confidenciais (BDEP WebMaps, 2011). Dos 55 blocos exploratórios sob concessão na bacia atualmente, a Petrobras se destaca como a empresa com a maior presença na área, tendo participação em 40 destes blocos. Outras 20 empresas nacionais e estrangeiras também atuam na área (ANP/SIGEP, 2011).

3. METODOLOGIA

Com o objetivo de caracterizar a matéria orgânica das possíveis rochas geradoras da Bacia de Santos, 224 amostras de calha de 16 poços foram analisadas utilizando as técnicas de COT e Pirólise *Rock Eval*. Destas, 76 foram analisadas para a determinação da reflectância da vitrinita, 36 para palinofácies, 36 para análise da composição dos hidrocarbonetos, 63 para identificação dos hopanos e 36 para identificação dos esteranos. As amostras foram selecionadas usando como critério a maior concentração de COT dentro dos intervalos de interesse e a maioria das amostras corresponde a folhelhos Fm. Itajaí-Açu. Os poços estão numerados de 1 a 16, com numeração crescente de Norte para o Sul da bacia (Figura 19). Os dados dos poços P-01 a P-06 foram adquiridos pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul junto a ANP, enquanto os dados dos poços P-07 a P-16 são de propriedade da empresa Geochemical Solutions International, gentilmente cedidos para este trabalho.

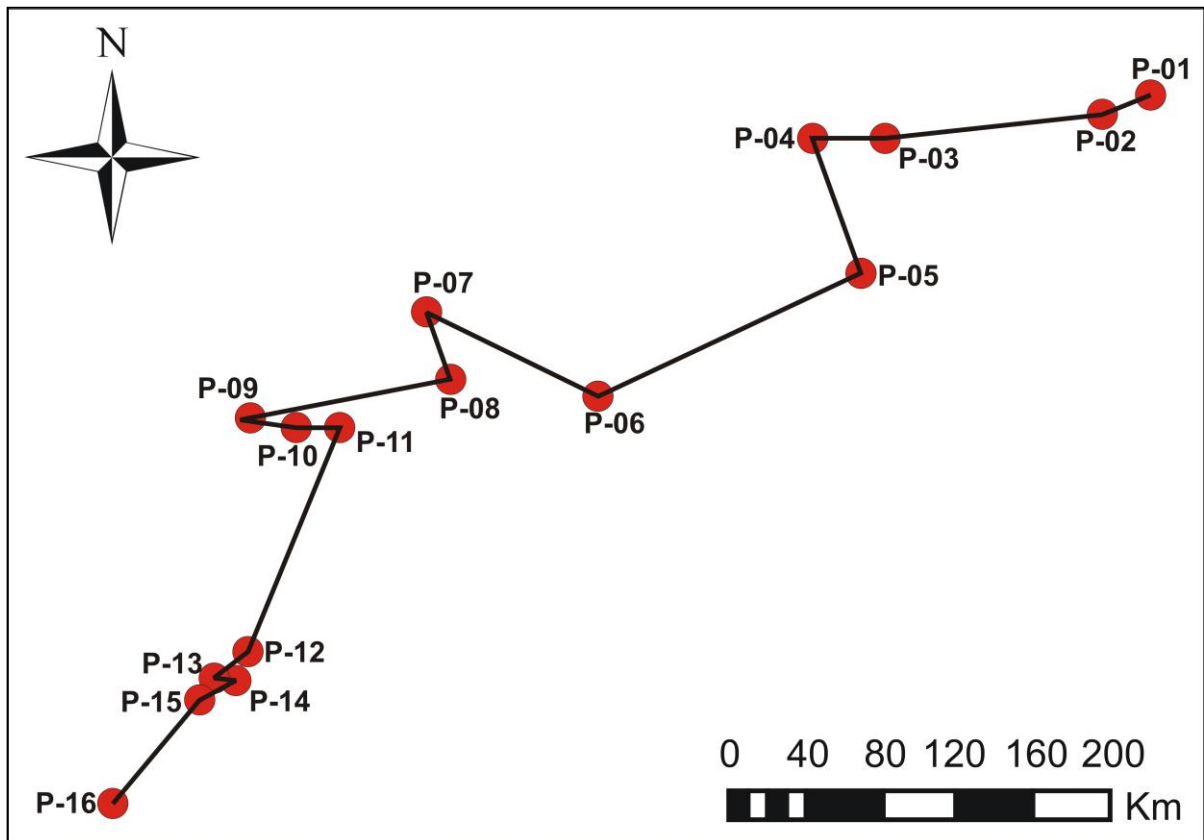


Figura 19 – Perfil formado pelos 16 poços estudados.

A Figura 20 apresenta o fluxograma com a sequência de análises a que as amostras foram submetidas.

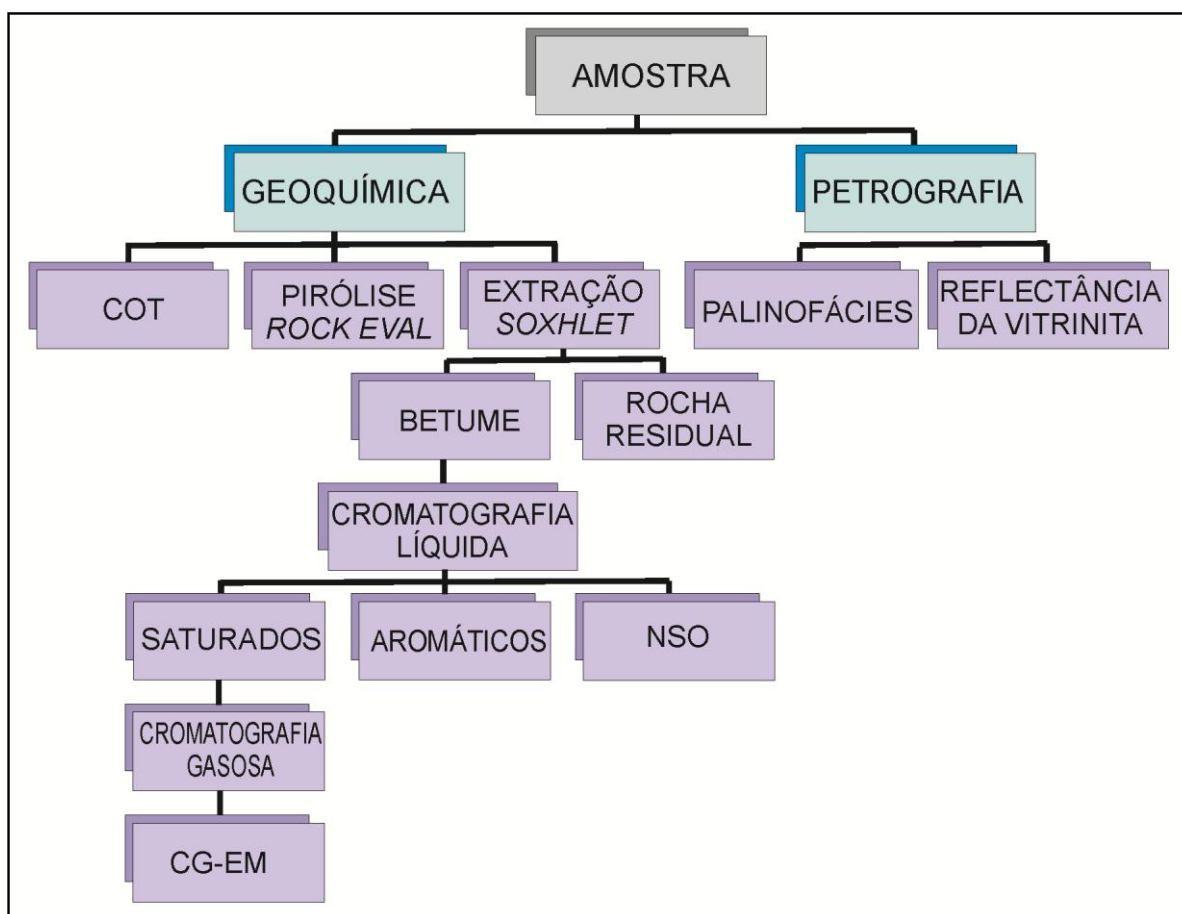


Figura 20 – Fluxograma dos métodos analíticos. (COT=Carbono Orgânico Total; CG-EM=Cromatografia Gasosa acoplada à Espectrometria de Massa; NSO=Compostos polares).

As análises realizadas na Universidade Federal do Rio Grande do Sul e aquelas realizadas pela *Geochemical Solution International* seguiram metodologia similar, o que proporciona maior credibilidade quando comparados os resultados obtidos pelas duas instituições. No entanto, nesse trabalho são descritos apenas os aparelhos e métodos utilizados na Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Na universidade, as análises foram realizadas no Laboratório de Análise de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo do Instituto de Geociências (petrografia) e no Laboratório de Química Analítica e Ambiental do Instituto de Química (extração *Soxhlet* e análises cromatográficas). As análises de COT e Pirólise Rock Eval das amostras em poder da universidade foram enviadas ao laboratório da *Humble Geochemical Services*, nos Estados Unidos, visto que a universidade não conta com tais equipamentos.

3.1 Geoquímica Orgânica

3.1.1 Carbono Orgânico Total

O Carbono Orgânico Total (COT) corresponde à quantidade de carbono orgânico contido nas rochas sedimentares, considerando tanto a matéria orgânica solúvel (betume) quanto a insolúvel (querogênio).

Para a determinação do COT, as amostras foram inicialmente tratadas com ácido clorídrico (HCl) para a eliminação dos carbonatos. Após este processo, a água presente na matéria orgânica é retirada por secagem em forno a vácuo, no qual a amostra é submetida a uma temperatura de 100°C por uma hora. As amostras foram então queimadas em um analisador SC-444 de carbono e enxofre não dispersivo, marca Leco®, onde as temperaturas alcançam os 1357 °C em uma atmosfera livre de oxigênio. Este equipamento possui um detector de infravermelho, que varre a amostra e determina, por adsorção, a quantidade de carbono orgânico contido na amostra. Os valores são dados em % em peso.

3.1.2 Pirólise Rock Eval

A Pirólise *Rock Eval* em rocha total é utilizada para a definição do nível de maturação e do tipo de matéria orgânica presente nas rochas, indicando o potencial de geração de petróleo. A técnica, apresentada por Epistalié *et al.* (1977), simula o processo de alteração térmica do querogênio na ausência de oxigênio, consistindo em submeter cerca de 100mg de amostra a temperaturas entre 300° e 550°C, a uma taxa de aumento de 25°C/minuto. O processo é automático, com duração de 21 minutos. Um detector de ionização de chama (*FID*) capta todos os componentes orgânicos gerados durante a pirólise, representando-os em 3 picos distintos – S1, S2 e S3 (Figura 21).

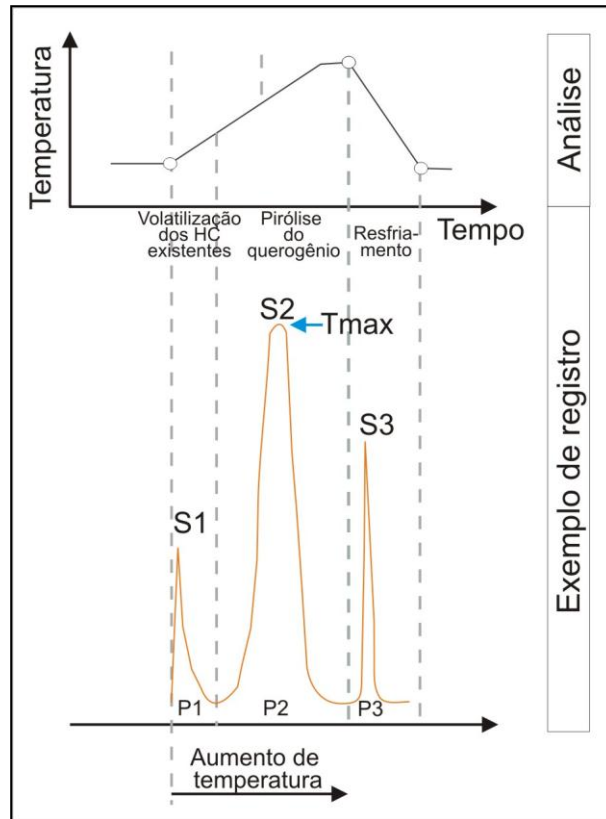


Figura 21 – Ciclo de análise e exemplo de registro obtido pela Pirólise *Rock Eval* (modificado de Tissot & Welte, 1984).

Os principais parâmetros obtidos por esta técnica são S1, S2, S3 e Tmax:

- S1 (mg HC/g rocha): representa os hidrocarbonetos livres presentes na amostra, ou seja, a quantidade de hidrocarbonetos gerados na natureza e anteriormente contidos na amostra.
- S2 (mg HC/g rocha): representa os hidrocarbonetos gerados pela pirólise, isto é, o potencial que a rocha ainda tem para gerar hidrocarbonetos se for submetida a condições ideais de temperatura.
- S3 (mg CO₂/g rocha): representa o CO₂ gerado pela matéria orgânica da rocha.
- Tmax (°C): indica a temperatura na qual a máxima quantidade de hidrocarbonetos foi gerada (em S2).

O tipo de matéria orgânica presente é determinado pelo Índice de Hidrogênio (IH), obtido pela relação S2/COT (mg HC/g COT), e pelo Índice de Oxigênio (IO), obtido pela relação S3/COT (mg CO₂/g COT). Estes dois índices correspondem,

aproximadamente, às razões H/C e O/C da análise elementar do querogênio (Epistalié *et al.*, 1977), podendo então ser plotados em diagramas tipo Van Krevelen, a partir do qual a matéria orgânica é classificada como tipo I, II, III ou IV (Tissot & Welte, 1984).

3.1.3 Extração Soxhlet

A extração *Soxhlet*, criada por Franz von Soxhlet em 1879, é utilizada no estudo de rochas geradoras de petróleo para a separação do betume da rocha total. Este betume é posteriormente separado em outros compostos (Figura 20), a fim de determinar a composição dos hidrocarbonetos contidos na amostra, possibilitando a determinação do tipo e da origem da matéria orgânica e os biomarcadores presentes.

No presente trabalho, o betume foi extraído da amostra de rocha total utilizando como solvente o diclorometano (CH_2Cl_2), um solvente orgânico polar no qual o betume é solúvel. As amostras de rocha foram inicialmente acondicionadas em cartuchos, pré-extraídos com diclorometano, e esses cartuchos foram então colocados no extrator *Soxhlet* (Figura 22), no qual foi acrescentado o solvente diclorometano. As amostras foram extraídas por um período de 24 horas, após as quais o betume extraído foi concentrado em um rota-vapor.

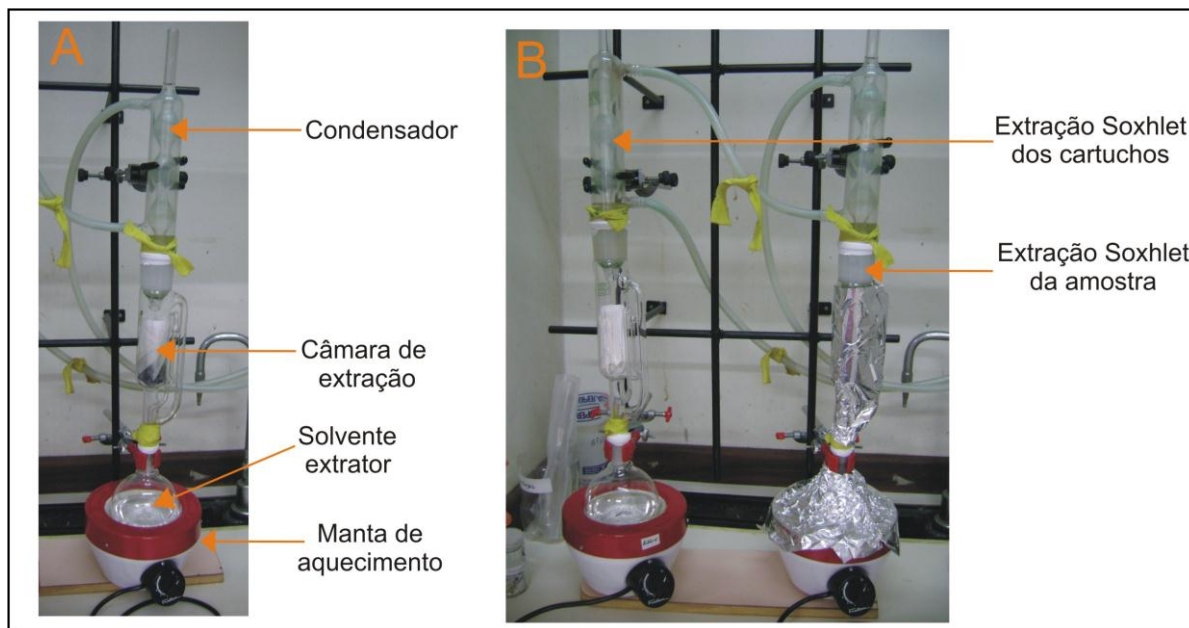


Figura 22 – A - Aparato para extração *Soxhlet*; B – Extração dos cartuchos utilizados (à esquerda) e extração de amostra (à direita, com papel alumínio).

3.1.4 Cromatografia Líquida

A cromatografia líquida é utilizada para separar do betume, anteriormente extraído, as frações de hidrocarbonetos saturados, hidrocarbonetos aromáticos, e compostos polares. A técnica, consiste em adicionar 1,5g de sílica (seca por 3 horas a 300 °C) e 3g de alumina (seca por 3 horas a 400 °C), ambos na forma de emulsão, em uma coluna de vidro que apresentava uma pequena quantidade de lã de vidro em sua parte inferior. O extrato foi adicionado ao topo da coluna com o auxílio de uma pipeta Pasteur. Para a separação das frações foram adicionados à coluna de vidro, na forma sequencial, 20ml de hexano (hidrocarbonetos saturados), mistura de 12ml de hexano e 8ml de tolueno (hidrocarbonetos aromáticos) e, finalmente, mistura de 12ml de hexano e 8 ml de metanol (resinas e asfaltenos). Na Figura 23 temos o exemplo da cromatografia líquida. As frações obtidas foram acondicionadas em vidro e concentradas em um rota-vapor.

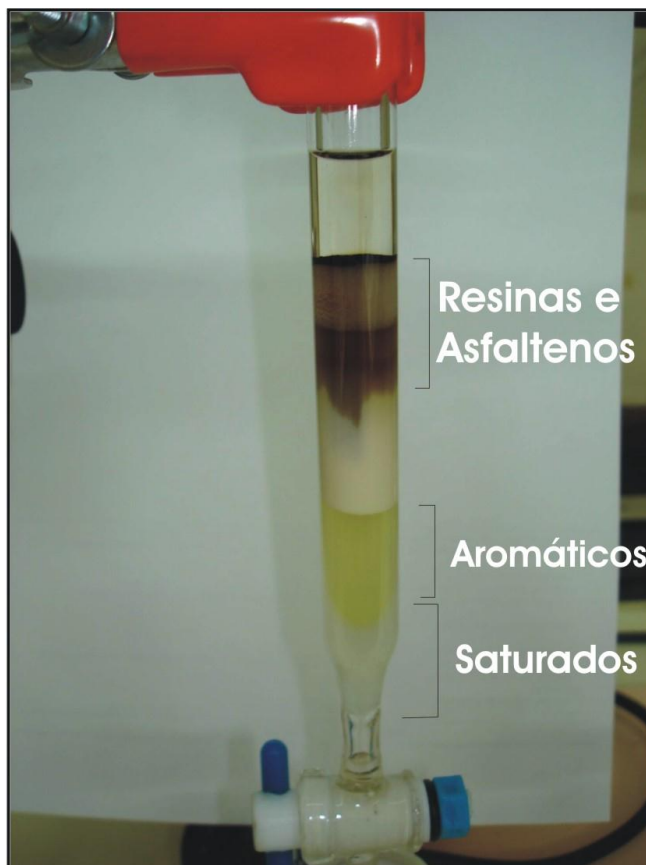


Figura 23 - Cromatografia líquida em coluna de sílica/alumina.

3.1.5 Cromatografia Gasosa

Na cromatografia gasosa é feita a caracterização da fração de hidrocarbonetos saturados anteriormente separada na cromatografia líquida. Os hidrocarbonetos saturados foram analisados em um cromatógrafo gasoso do tipo Shimadzu CG/FID 17A, equipado com uma coluna capilar de fase 5% fenilmetilpolixilosano (30m X 0,25 μ m X 0,25 mm) e detector de ionização em chama (FID). Os compostos foram injetados no cromatógrafo, onde fluem ao longo da coluna capilar e passam pelo detector FID, onde as substâncias são detectadas e enviadas ao registrador, na forma de picos cromatográficos. A área sob o pico é proporcional a quantidade de substância presente na amostra.

Estes dados permitem a realização de cálculos de razões entre n-alcenos de diferentes números de átomos de carbono (como Pristano/n-C₁₇ e Pristano/Fitano), e

estas razões dão informações sobre o grau de maturação da matéria orgânica e ambiente deposicional.

3.1.6 Cromatografia Gasosa acoplada à Espectrometria de Massa

A última etapa de análises consiste na identificação de biomarcadores presentes na amostra, como hopanos e esteranos. A análise foi realizada em um cromatógrafo gasoso modelo Agilent 6890 Series CG System com uma coluna capilar HP-5MS (5% fenilmetilpolisiloxano de 30m x 0,25 mm 0,25 μm), acoplado a um espectrômetro de massa modelo Agilent 5973, no modo de operação Seletivo de Íons (SIM). Neste aparato (Figura 24), controlado por um computador para a aquisição dos dados, a amostra é bombardeada por elétrons e produz íons eletricamente carregados, as quais são separadas por um quadrupolo de acordo com suas respectivas razões massa/carga.

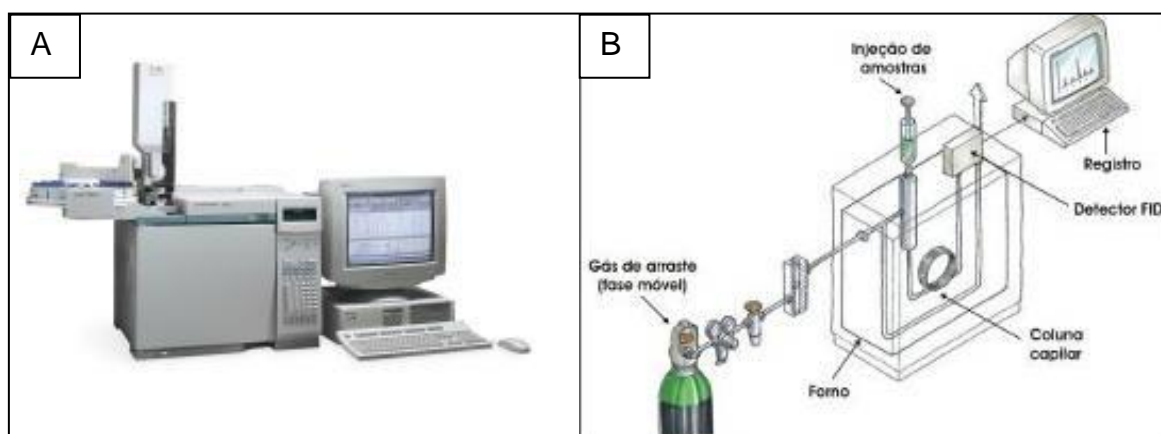


Figura 24 – A: Fotografia do cromatógrafo gasoso como o utilizado neste trabalho; B: Esquema dos componentes do cromatógrafo gasoso.

3.2 Petrologia Orgânica

3.2.1 Preparação das amostras

Para a análise da Reflectância da Vitrinita, as amostras foram tratadas a fim de concentrar a matéria orgânica dispersa.

A amostra foi inicialmente acidificada com ácido clorídrico (HCl a 25%) para a eliminação do carbonato. Após a amostra foi intensamente lavada com água destilada e deixada em repouso para a decantação do sólido. O próximo passo foi o tratamento com ácido fluorídrico (HF a 40%), utilizado para a eliminação dos silicatos, sendo novamente intensamente lavada com água destilada e decantada. HCl a quente (50°C) foi acrescido ao material para a eliminação de flúor-silicatos. Após este processo, o concentrado de matéria orgânica obtido foi novamente lavado com água destilada e a ele adicionado cloreto de zinco ($ZnCl_2$) de densidade 1,95 g/cm^3 . A solução foi então agitada e deixada em descanso por 24 horas, após as quais o material sobrenadante foi retirado. Este material sobrenadante foi transferido para um tubo com água destilada e levemente acidificada com HCl para evitar a floculação da matéria orgânica. O material concentrado é destinado à confecção dos *plugs* para análise da Refletância da Vitrinita (Figura 25 – A) e lâminas delgadas para análise de palinofácies (Figura 25 – B). Os *plugs* são confeccionados a partir da mistura do querogênio concentrado com resina do tipo araldite; o material é então lixado com discos de diamante e polido com tecidos com alumina em suspensão.

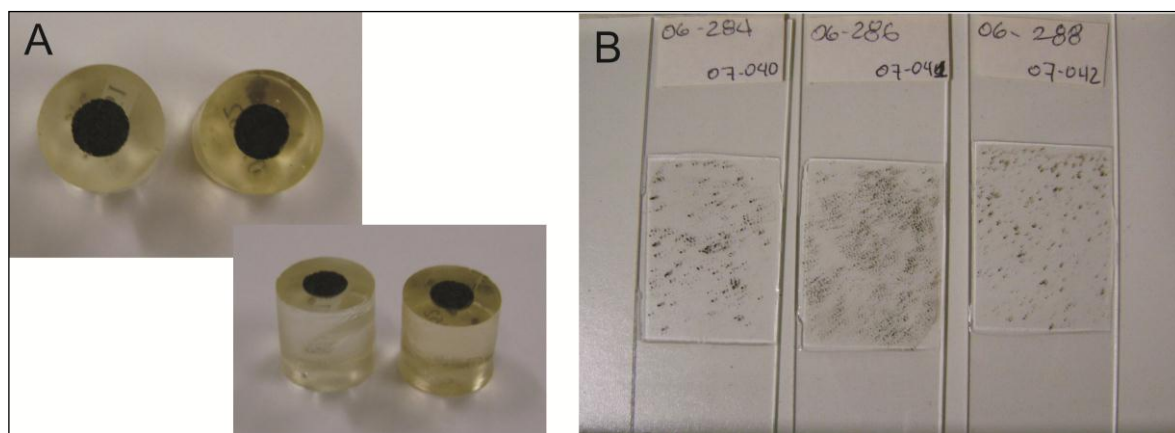


Figura 25 – A – Vista superior e lateral dos plugs destinados à Reflectância da Vitrinita; B – Lâminas delgadas para análise de palinofácies.

3.2.2 Palinofácies

A análise de palinofácies consiste no estudo palinológico da assembléia total de matéria orgânica contida em um sedimento após a acidificação com HCl (ácido clorídrico) e HF (ácido fluorídrico) para remoção da matriz mineral (Combaz, 1964 *apud* Mendonça Filho & Menezes, 2001). Esse estudo é feito através da identificação e da quantificação dos componentes palinológicos (fitoclastos - partículas derivadas de plantas superiores; palinomorfos - microfósseis de parede orgânica; e matéria orgânica amorfa (MOA) - material não estruturado, sem forma e contornos definidos, produto de retrabalhamento ou degradação bacteriana) e suas proporções relativas. A análise de palinofácies fornece informações sobre o grau de maturação, a origem da matéria orgânica e o potencial de geração de hidrocarbonetos (Mendonça Filho & Menezes, 2001).

A identificação e quantificação do material foi feita através da análise das lâminas delgadas dos poços P-01, P-02, P-05 e P-06 em microscopia de luz branca transmitida e em microscopia de luz refletida (fluorescência) simultaneamente, na qual foram contados 300 pontos para a definição da abundância relativa de cada grupo. A fluorescência natural da matéria orgânica quando submetida à luz de uma lâmpada de mercúrio de alta pressão com um filtro de excitação de luz azul permite a identificação de componentes orgânicos de difícil observação em luz transmitida branca e do seu estado de preservação. A fluorescência pode também ser empregada na determinação do nível de maturação do querogênio através da estimativa da intensidade e da cor de fluorescência dos palinomorfos, dos fitoclastos e da MOA (Tissot & Welte, 1984): a matéria orgânica imatura geralmente apresenta fluorescência amarela, tornando-se laranja no início da janela de geração e, quando madura, adquire a coloração marrom (Mendonça Filho & Menezes, 2001).

3.2.3 Reflectância da Vitrinita

A Reflectância da Vitrinita é uma técnica de microscopia que consiste na comparação do poder refletor da vitrinita da amostra analisada com padrões de

reflectância conhecidos, sendo um dos principais parâmetros utilizados para a definição do nível de maturação da matéria orgânica.

As análises dos *plugs* foram realizadas em um microscópio *Leica DM6000 M* de luz refletida, objetiva de 20X, em óleo de imersão *Immersol 518 F* e oculares de 20X com uma câmera digital acoplada a um monitor e conectado a um computador utilizando o programa *Diskus Fossil* (Figura 26). O Padrão utilizado foi de Yttrium – Aluminium – Garnet, com reflectância nominal de 0,895 Rrandon (ISO 7404/5, 1994). Ao final da análise, um histograma das medidas é gerado, e o valor médio das medidas é calculado e dado em % de Rrandon, onde o “Rrandon” indica que a análise foi realizada em modo aleatório (Waples, 1985).



Figura 26 – A: Microscópio de luz refletida utilizado nas análises da Reflectância da Vitrinita.
B: Detalhe dos comandos do microscópio.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os poços estudados formam um perfil SW-NW, que é apresentado na Figura 27 de forma esquemática, cujo intervalo estudado engloba as formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis (Figura 12). É possível observar a ocorrência da Fm. Marambaia em todos os poços, enquanto a Fm. Iguapé é mais comumente registrada nos poços da porção Sul e central do perfil. A base da Fm. Marambaia corresponde a uma importante discordância regional, que marca o limite entre o Cretáceo e o Terciário e que foi usada como datum para a correlação entre os poços do perfil.

Os sedimentos siliciclásticos da Fm. Juréia ocorrem somente na porção sul do perfil, enquanto os da Fm. Santos ocorrem na porção mais a norte, com exceção do poço mais a sul, no qual também é registrada.

A Fm. Itajaí-Açu, depositada entre o Cenomaniano e o Santoniano, também ocorre na maioria dos poços do perfil, apresentando maiores espessuras e profundidades nas porções sul e central. Os arenitos turbidíticos do Mb. Ilhabela e os sedimentos da Fm. Florianópolis são encontrados apenas nos poços da região central do perfil.

As formações Itanhaém e Guarujá apresentam boa distribuição no perfil estudado e o seu não aparecimento em alguns poços pode ser devido ao fato de esses poços não terem atingidos essas formações, que geralmente ocorrem a grande profundidades.

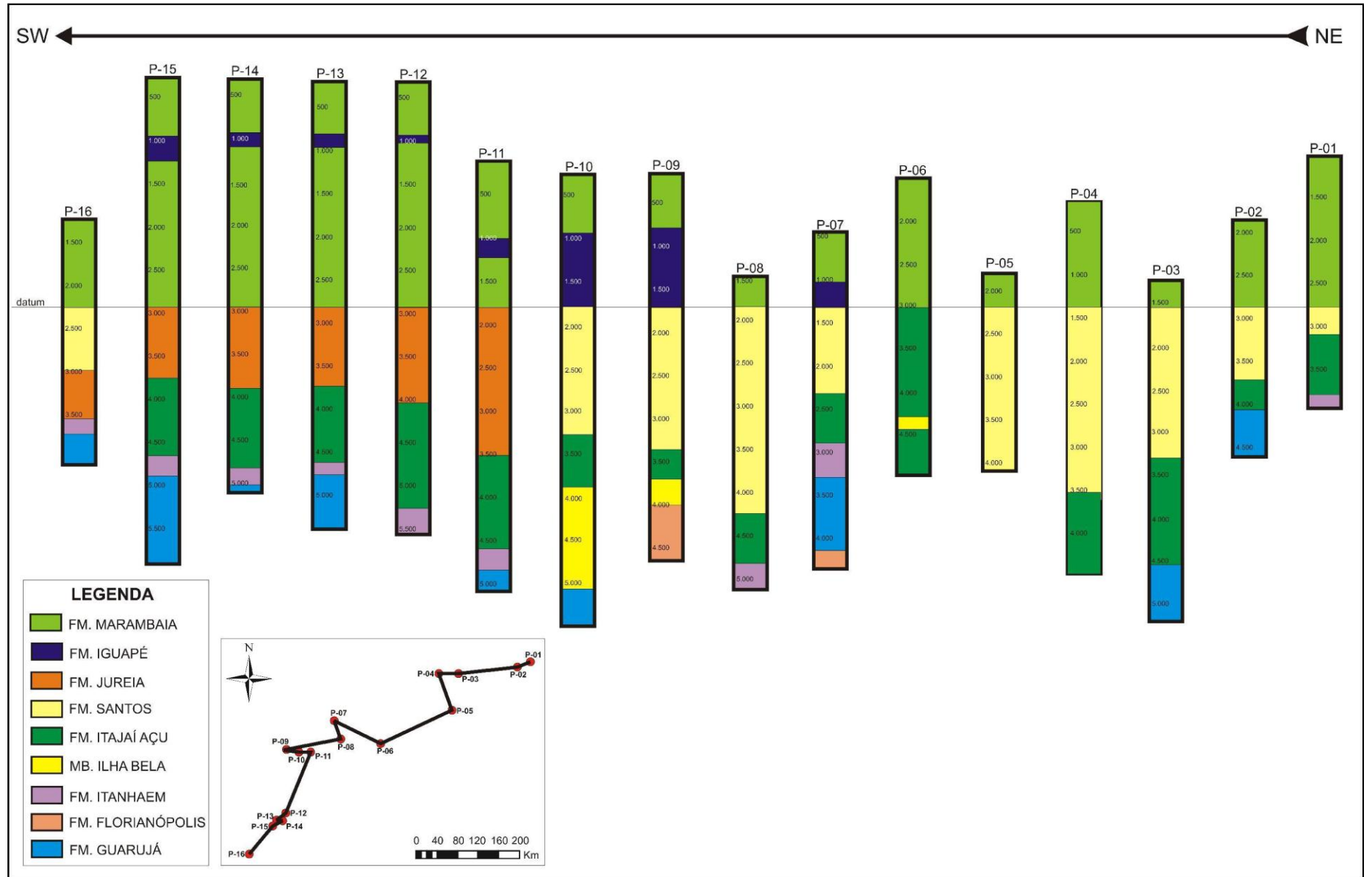


Figura 27 – Perfil esquemático dos poços estudados na Bacia de Santos, com orientação SW-NE.

4.1 Geoquímica Orgânica

Os resultados geoquímicos estão resumidos nos Apêndices A a D e em diagramas apresentados nesta seção. Os resultados para COT e Pirólise *Rock Eval* obtidos são comparados aos parâmetros geoquímicos definidos nas tabelas 4, 5 e 6 em anexo, propostas por Peters & Cassa (1994) e que definem potencial de geração, grau de maturação e tipo de querogênio para rochas geradoras imaturas. Perfis geoquímicos para cada poço foram construídos, mostrando a variação do resultados de COT, potencial de geração (S2), maturação (Tmax) e Índice de Hidrogênio com a profundidade. Esses perfis são apresentados nos apêndices F a V.

Esses resultados serão correlacionados para a construção mapas de distribuição de COT e Tmax para as formações com resultados mais expressivos.

4.1.1 Carbono Orgânico Total

O COT foi analisado considerando-se a distribuição das amostras por formação (Figura 28) e também a distribuição das amostras em cada poço (Figura 29) e a localização destes na bacia. Os resultados estão sumarizados no Apêndice A.

A formação que apresenta os melhores resultados para COT é a Fm. Itajaí-Açu (Figura 28), com muitas amostras contendo bom a muito bom conteúdo de carbono orgânico, entre 4000 e 5000 metros de profundidade, tendo uma amostra com conteúdo excelente (5,23% a 4502 metros de profundidade). As amostras com COT maior que 2% em peso concentram-se entre 4280 e 4732 metros de profundidades, destacando esse como um nível com maior concentração de matéria orgânica, tendo um COT médio de 2,72% em peso. A Fm. Guarujá também apresenta COT de regular a bom (média de 0,70% em peso), e ocorrem a grandes profundidades (>4000 metros) o que pode contribuir para a maturação térmica dessas rochas. As amostras das formações Marambaia (COT médio de 0,80% em

peso), Santos (COT médio de 0,52% em peso), Juréia (COT médio de 0,94% em peso) e Itanhaém (COT médio de 0,73% em peso) possuem, na maioria dos casos, COT inferior a 1%, (pobre a regular). Destaca-se um intervalo entre 2500 e 3000 metros de profundidade em que algumas amostras das formações Marambaia e Santos possuem bom a excelente COT. As amostras da Fm. Florianópolis possuem conteúdo de COT superior a 1%, considerado bom, com média de conteúdo de carbono de 1,17% em peso. A maioria das formações apresenta tendência de aumento do COT com o aumento da profundidade, tendo como única exceção a Fm. Juréia. No entanto, não foram realizadas análises em amostras com profundidades mais rasa que a do COT máximo encontrado para a Fm. Juréia (1,92% em peso a 2648 metros de profundidade).

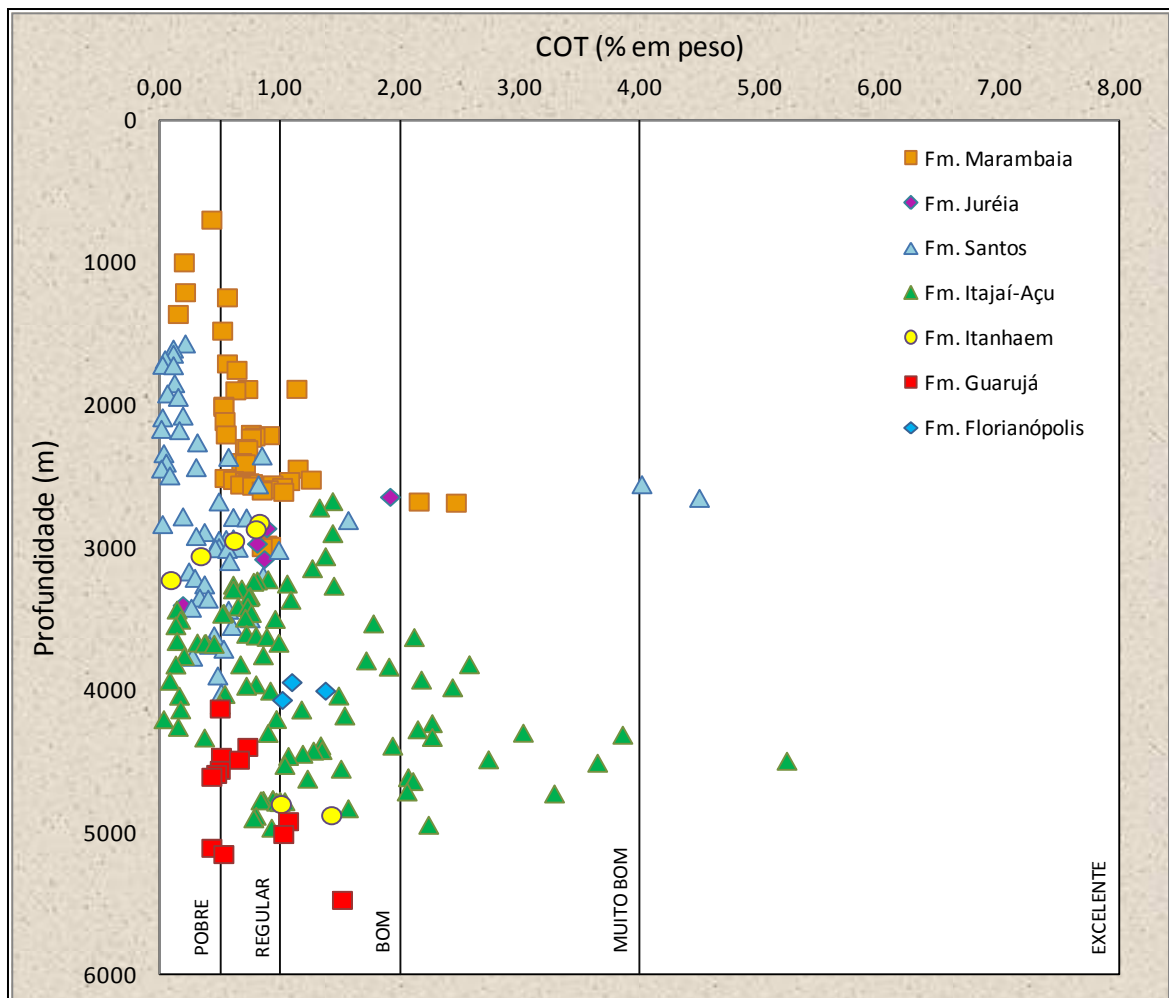


Figura 28 - Distribuição de COT nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaém, Guarujá e Florianópolis, em função da profundidade.

Dentre os 16 poços analisados (Figura 29), o poço P-04 é o que apresenta o perfil de carbono orgânico mais empobrecido, estando situado no norte da bacia. Os

poços P-01, P-02, P-03, P-06, P-07 apresentam um conteúdo de carbono regular, raramente ultrapassando 1% em peso de COT, enquanto que o poço P-05 também possui esse perfil, porém com um nível mais enriquecido a aproximadamente 2500 metros de profundidade (4,02 e 4,5 % em peso a 2559 e 2655 metros de profundidade, respectivamente). Os poços P-08 a P-16 possuem conteúdo de COT maior, variando de regular a muito bom na maioria dos casos, chegando a apresentar conteúdo de carbono orgânico excelente no poço P-12 (COT de 5,23% em peso a 4502 metros de profundidade). Os poços P-12, P-14 e P15 possuem dois níveis de COT que se destacam, com um conteúdo de COT superior a 2% em peso, um a aproximadamente 2500 metros de profundidade e outro a aproximadamente 4500 metros de profundidade. Já os poços P-08 e P-11 possuem maior COT a aproximadamente 3900 metros de profundidade, enquanto os poços P-10 e P-13 possuem maior conteúdo de carbono a aproximadamente 4500 metros de profundidade. É possível observar que os poços que apresentam um maior conteúdo de COT são os que se encontram mais a sul da bacia (lembrando que a numeração P-01 a P-16 aumenta em direção ao sul da bacia).

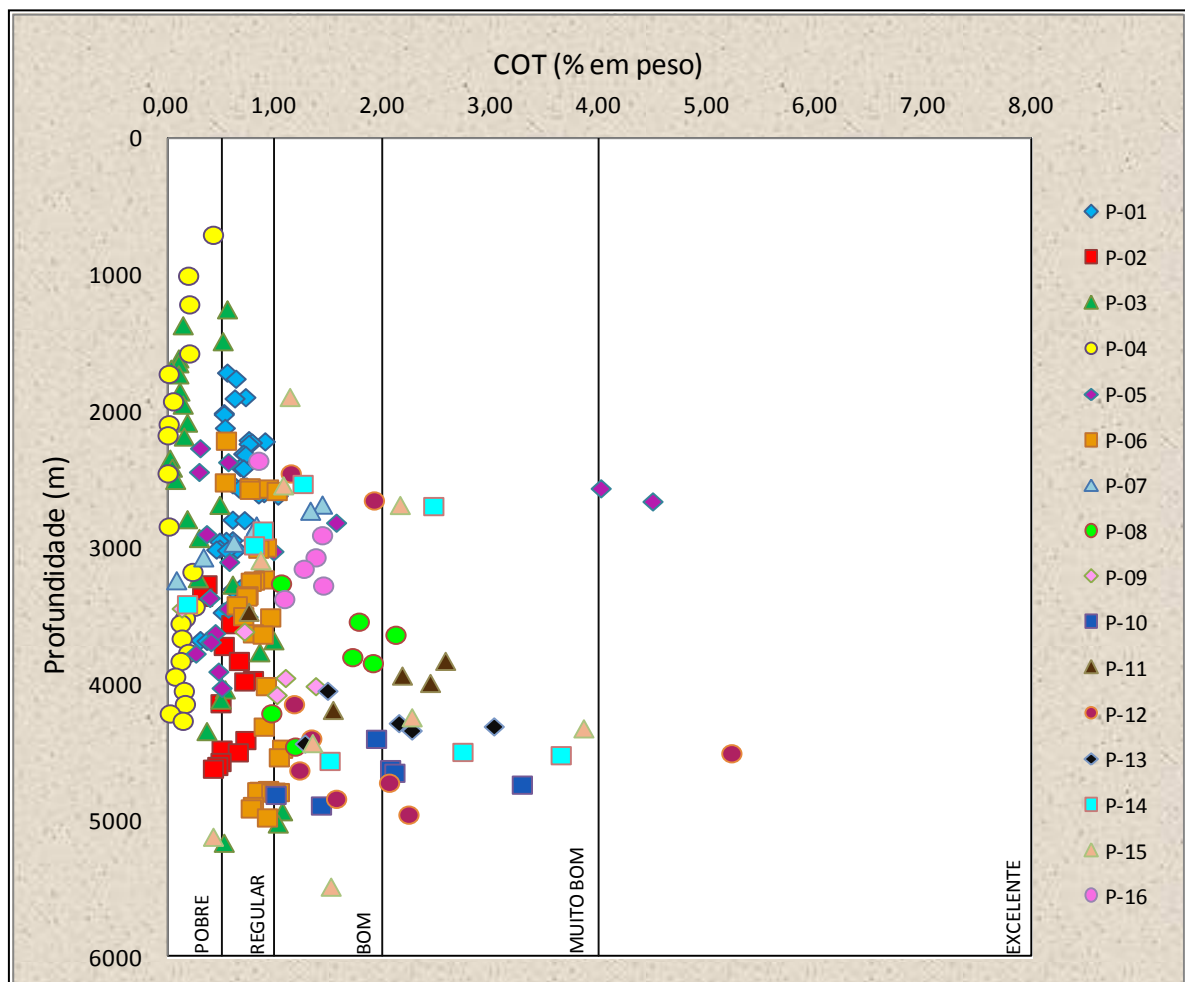


Figura 29 – Distribuição do COT nos poços estudados, em função da profundidade.

Nos gráficos das Figuras 28 e 29, observa-se 2 intervalos que se destacam como os de maior concentração de carbono orgânico: um entre 2500 e 3000 metros de profundidade com COT médio de 1,06% em peso e outro entre 4000 e 5000 metros de profundidade, com COT médio de 1,33% em peso. Dentro desse último intervalo, observa-se uma concentração de amostras com COT superior a 2% entre 4238 e 4952 metros de profundidade, todas pertencentes a porção basal da Fm. Itajaí-Açu. Esses intervalos podem estar relacionados a períodos transgressivos, onde há maior deposição de sedimentos ricos em matéria orgânica. O pico mais profundo e mais expressivo (4000 a 5000 metros de profundidade) foi depositado durante o período Turoniano, sendo relacionado ao segundo evento anóxico do Cretáceo (Arai, 1988), enquanto o pico mais raso pode estar relacionado a um evento transgressivo ocorrido durante o Terciário.

Utilizando uma versão demo do *software* Surfer 10, foi criado um mapa de distribuição do COT (Figura 29), através do método da Krigagem. Foram utilizados os valores médios de COT para a Fm. Itajaí-Açu, a única dentre as estudadas que ocorre em praticamente todos os poços e que possui conteúdo de carbono orgânico considerado bom. Considerada uma rocha geradora da bacia e depositada em ambiente marinho, pode-se observar no mapa da Figura 30 que esse intervalo possui valores de COT mais expressivos na região SW da bacia, com valores médios variando de 0,48 a 2,63 % em peso, e que diminuem na porção norte da bacia.

Quando esse mapa é comparado ao mapa de isópacas da Figura 31 (Assine *et al.*, 2008), percebe-se uma forte correlação entre os maiores valores de COT, superiores a 1,5% em peso, e o principal depocentro da bacia na época de deposição dessa formação (Cenomaniano ao Santoniano). A deposição dos níveis mais enriquecidos em carbono orgânico ocorreu no período Turoniano, durante um evento regressivo de forte expressão regional.

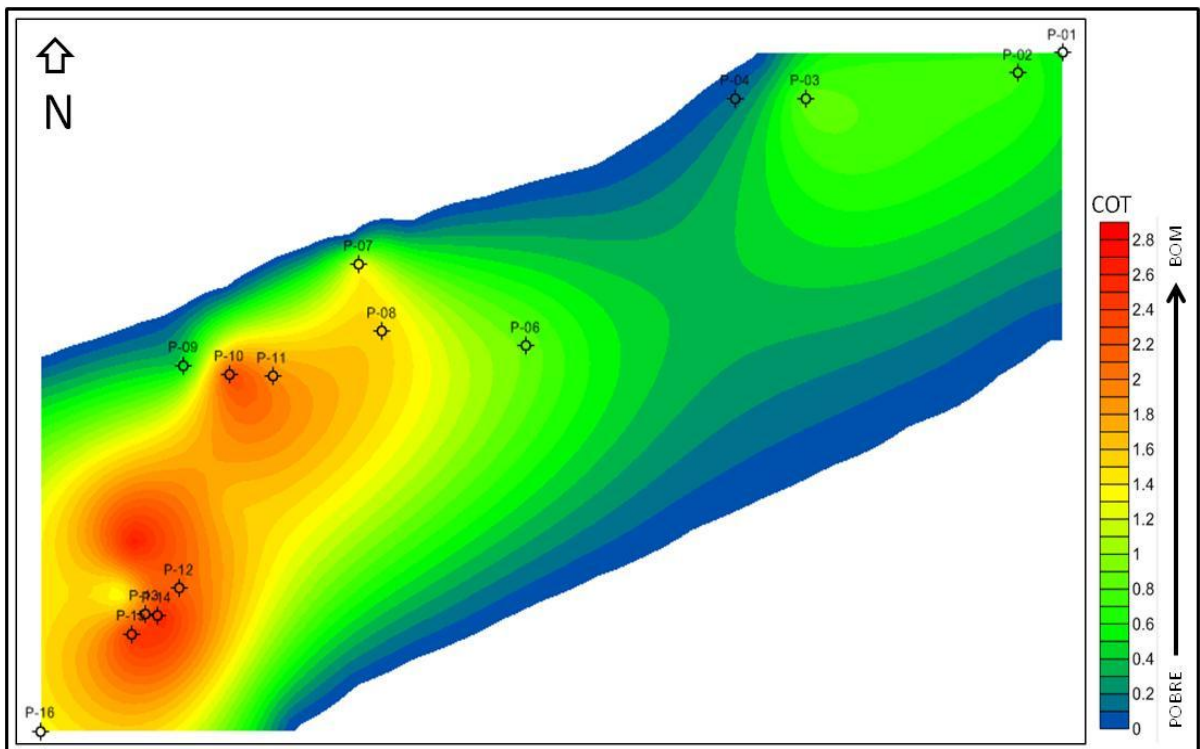


Figura 30 – Mapa de isópacas do intervalo Cenomaniano-Santoniano da Bacia de Santos (Assine *et al.*, 2008).

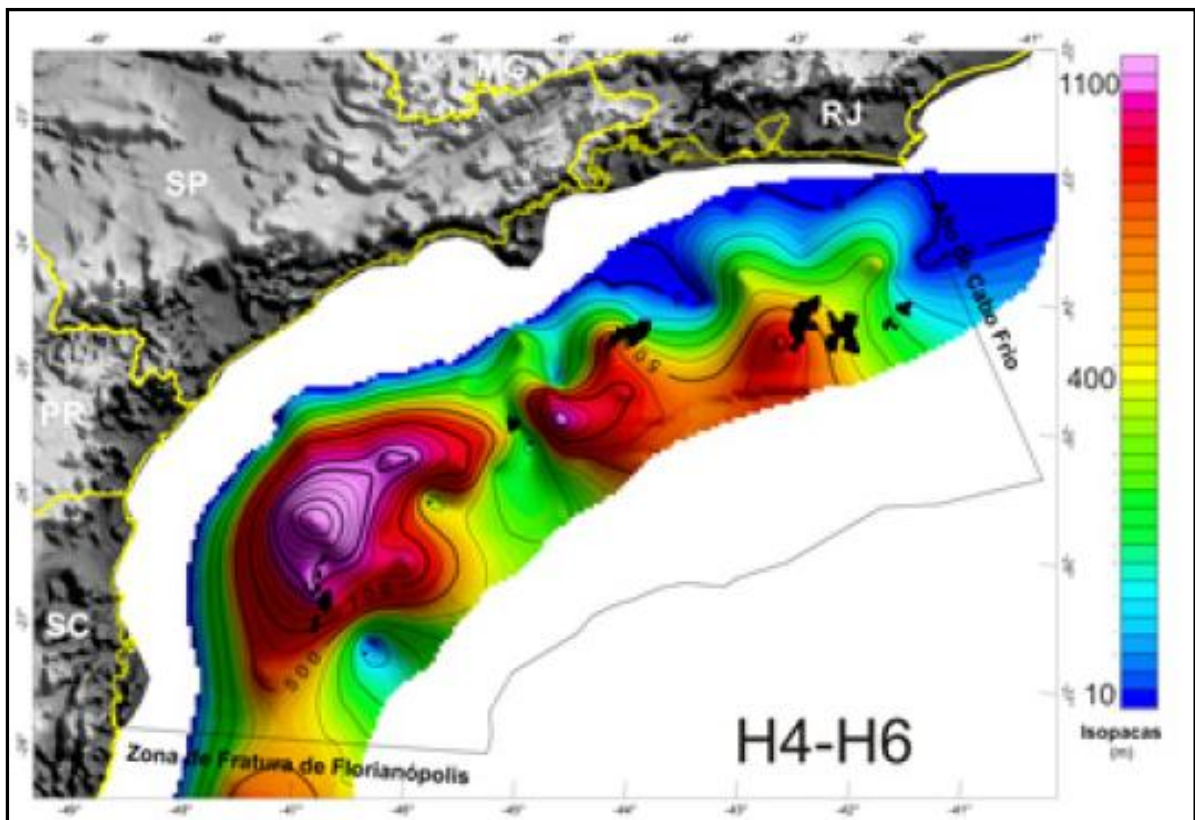


Figura 31 – Distribuição da concentração média de COT (% em peso) na Fm. Itajaí-Açu.

4.1.2 Pirólise Rock Eval

Os parâmetros S2, Tmax, Índice de Hidrogênio e Índice de Oxigênio obtidos pela Pirólise *Rock Eval*, foram correlacionados com a profundidade e entre si para a caracterização da matéria orgânica presente nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Florianópolis, Itanhaem e Guarujá. Os resultados obtidos, relativos ao tipo de matéria orgânica, maturação e potencial de geração são apresentados nessa seção e estão sumarizados no Apêndice A.

Os parâmetros IH e IO, obtidos pela Pirólise *Rock Eval*, foram analisados visando a classificação do tipo de matéria orgânica presente nas amostras. Estes dados foram plotados em diagramas do tipo van Krevelen, que relaciona esses índices e permite a classificação do querogênio em tipo I, II, III e IV. Esse diagrama é apresentado em relação as formações (Figura 32) e em relação ao poços estudados (Figura 33).

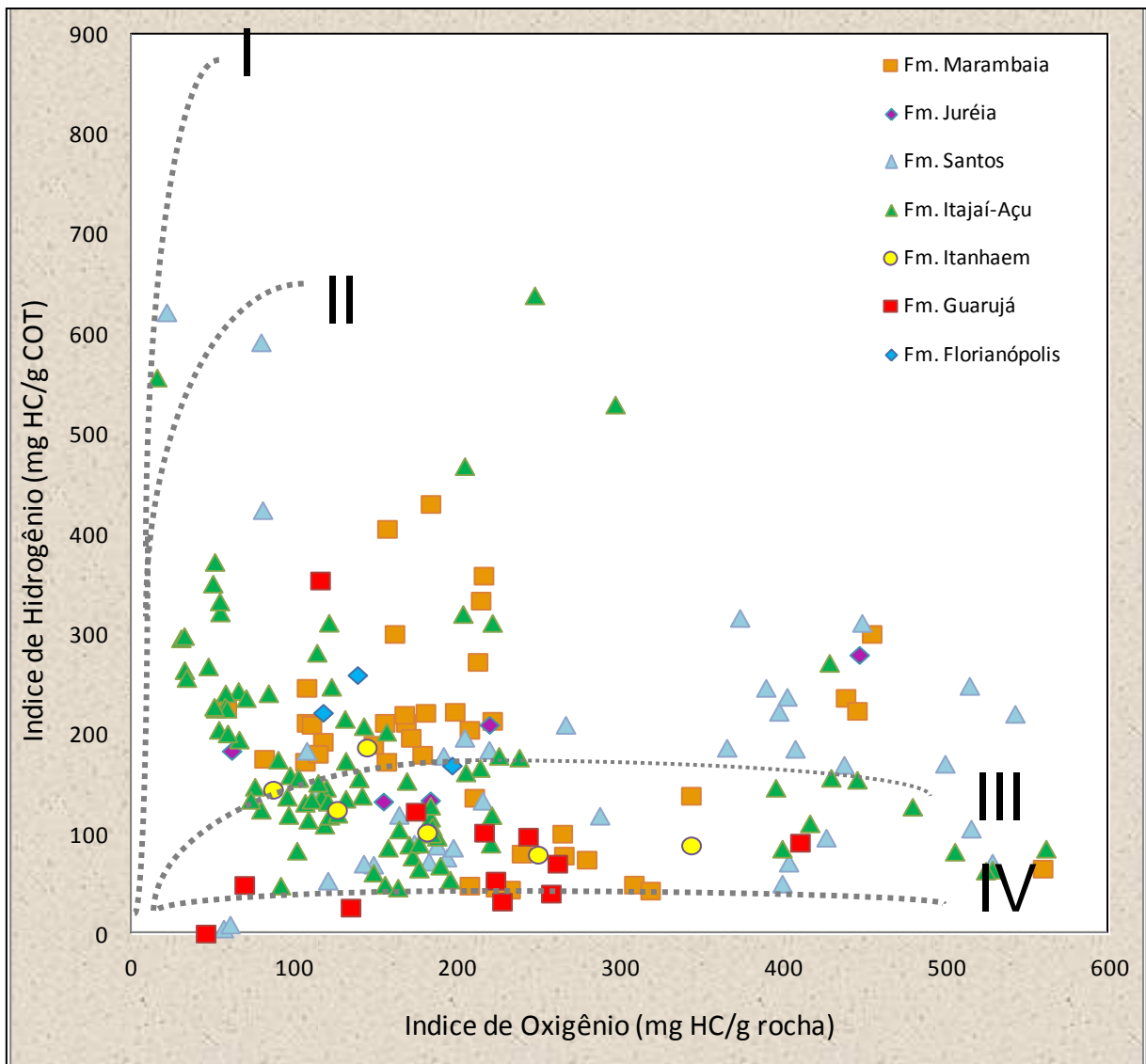


Figura 32 – Diagrama tipo van Krevelen mostrando a predominância de matéria orgânica tipo II e III nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis.

As amostras das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Itanhaem possuem matéria orgânica tipo II e III, indicando mistura de material terrestre e marinho na composição da matéria orgânica desses intervalos. A Fm. Florianópolis apresenta apenas matéria orgânica tipo II, também indicativa de mistura de materiais marinhos e terrestres, enquanto a Fm. Guarujá apresenta apenas matéria orgânica tipo III, indicando maior contribuição terrestre na composição da matéria orgânica. As formações Santos e Itajaí-Açu, além dos tipos II e III, possuem algumas amostras do tipo I, o que pode indicar uma maior contribuição de matéria orgânica algálica, podendo ser marinha ou lacustre (Figura 32). Essa mistura de material marinho e terrestre propicia a geração tanto de óleo quanto de gás para essas formações. As

formações Santos e Guarujá apresentam, ainda, algumas amostras classificadas como tipo IV.

Na Figura 33, que apresenta os resultados obtidos para cada poço, predomina mistura de matéria orgânica tipo II e III na maioria dos poços. As exceções são os poços P-05, P-11 e P-12, que apresentam matéria orgânica tipo II e os poços P-02 e P-04 que apresentam matéria orgânica tipo III. Nos poços P-05 e P-12 ocorrem, ainda, amostras (P-05_05 e P-12_05) com matéria orgânica tipo I, indicando origem algálica. Esse tipo de matéria orgânica pode estar relacionada a matéria orgânica de origem lacustre, o que seria condizente com óleos encontrados em porções próximas a estes poços.

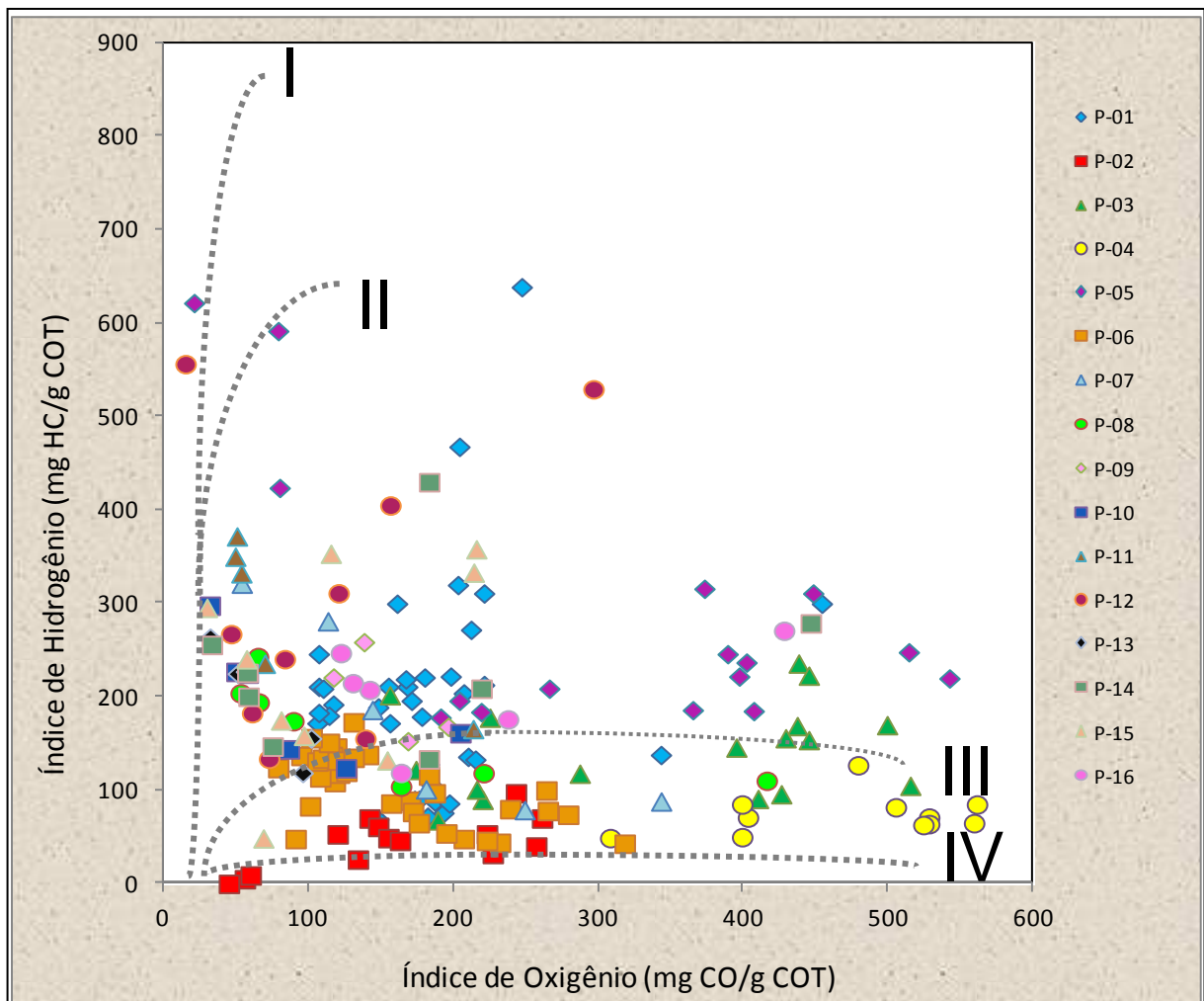


Figura 33 - Diagrama do tipo van Krevelen, mostrando a predominância de querogênio tipo III e II/III nos poços estudados.

A maturação térmica das rochas através da Pirólise *Rock Eval* é obtida através do parâmetro Tmax; a Figura 34 apresenta a variação desse parâmetro em função da profundidade e de acordo com a formação, enquanto a Figura 35 apresenta os mesmos resultados em relação a cada poço.

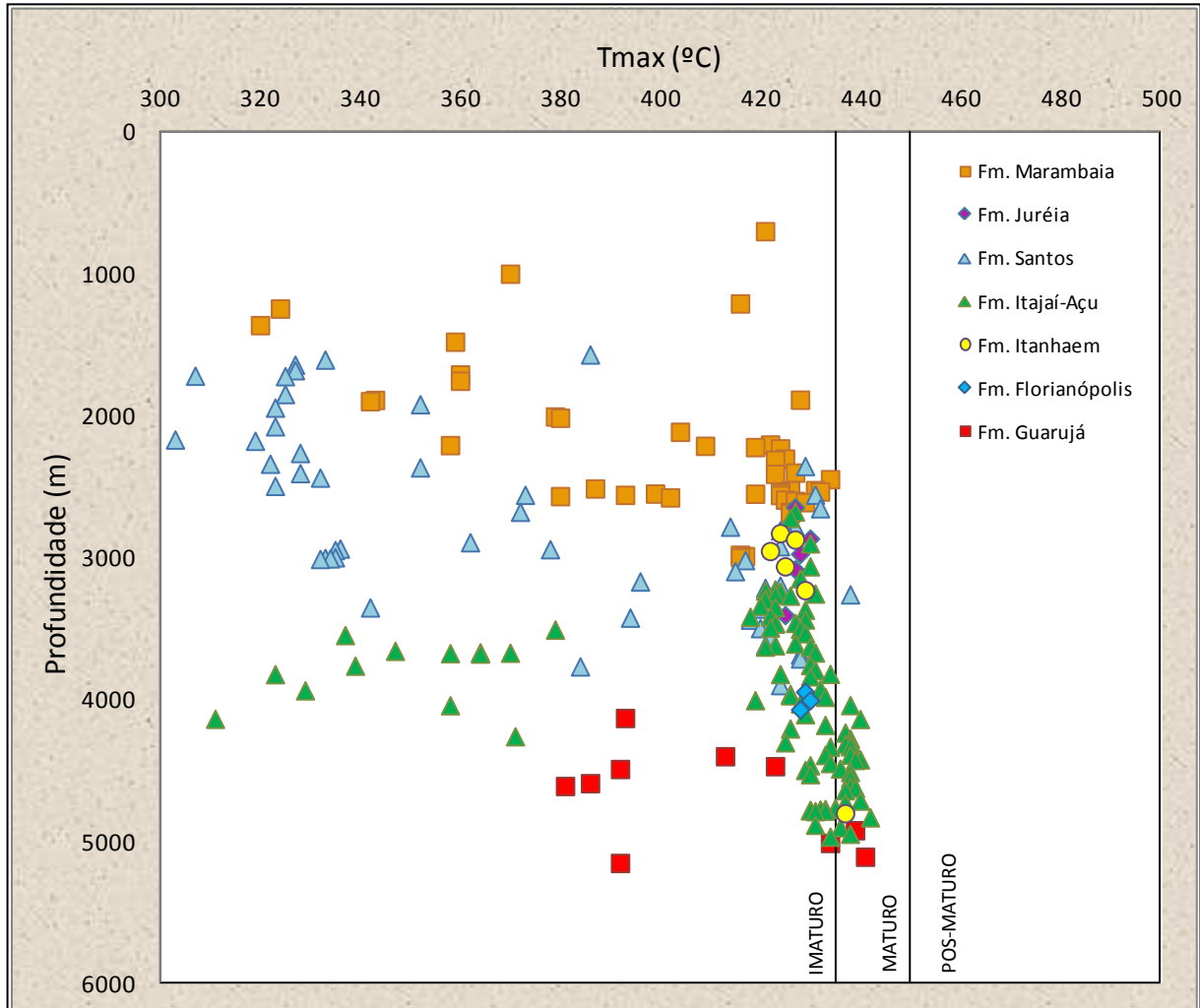


Figura 34 – Variação da maturação térmica das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis, baseada no parâmetro Tmax, em função da profundidade.

A Fm. Marambaia não apresenta nenhuma amostra madura ($T_{max} > 435^{\circ}\text{C}$), porém é observada uma tendência de aumento dos valores de Tmax com a profundidade, estando os maiores valores concentrados ($T_{max} > 420^{\circ}\text{C}$) entre 2205 e 2450 metros de profundidade. Esses valores colocam esse grupo de amostras da Fm. Marambaia numa fase de transição para o início da zona madura. A Fm. Santos possui comportamento semelhante, porém com maior dispersão das amostras de valores de Tmax mais próximas ao limite entre as zonas imatura e madura (desde

2357 até 4023 metros de profundidade) e com uma amostra considerada madura (amostra P-02_01, com $T_{max} = 438^{\circ}\text{C}$ a 3263 metros de profundidade).

As formações Juréia e Florianópolis possuem amostras imaturas, com T_{max} médio de 427°C e 429°C respectivamente. Já as amostras das formações Itajaí-Açu, Itanhaem e Guarujá passam de imaturas a maduras com o aumento da profundidade. A Fm. Itajaí-Açu apresenta amostras maduras a partir de 4044 metros de profundidade, tendo muitas amostras com T_{max} superior a 420°C , já próximo ao início da zona madura, enquanto as amostras das formações Itanhaem e Guarujá adentram a zona madura a 4885 e 4927 metros de profundidade respectivamente. Apenas a Fm. Guarujá apresenta uma amostra (P-15_09) no início do pico de geração, com $T_{max} > 445^{\circ}\text{C}$ (Peters & Cassa, 1994).

Foram observados 3 grupos de amostras, com comportamento distintos (Figura 35): as amostras dos poços P-02 e P-04 estão dispersas na zona imatura e no início da zona madura, sem apresentar nenhum tipo de tendência em função da profundidade; as amostras dos poços P-01, P-03 e P-05 também estão dispersas, porém pode-se perceber uma tendência de aumento da maturação em direção a zona madura com a profundidade. Os demais poços, no entanto, apresentam uma clara concentração e tendência de aumento da maturação com a profundidade. Para este último grupo, as amostras encontram-se numa fase de transição para a zona madura, embora somente uma amostra (P-15_09) atinja o pico da zona madura (entre 445 e 455°C).

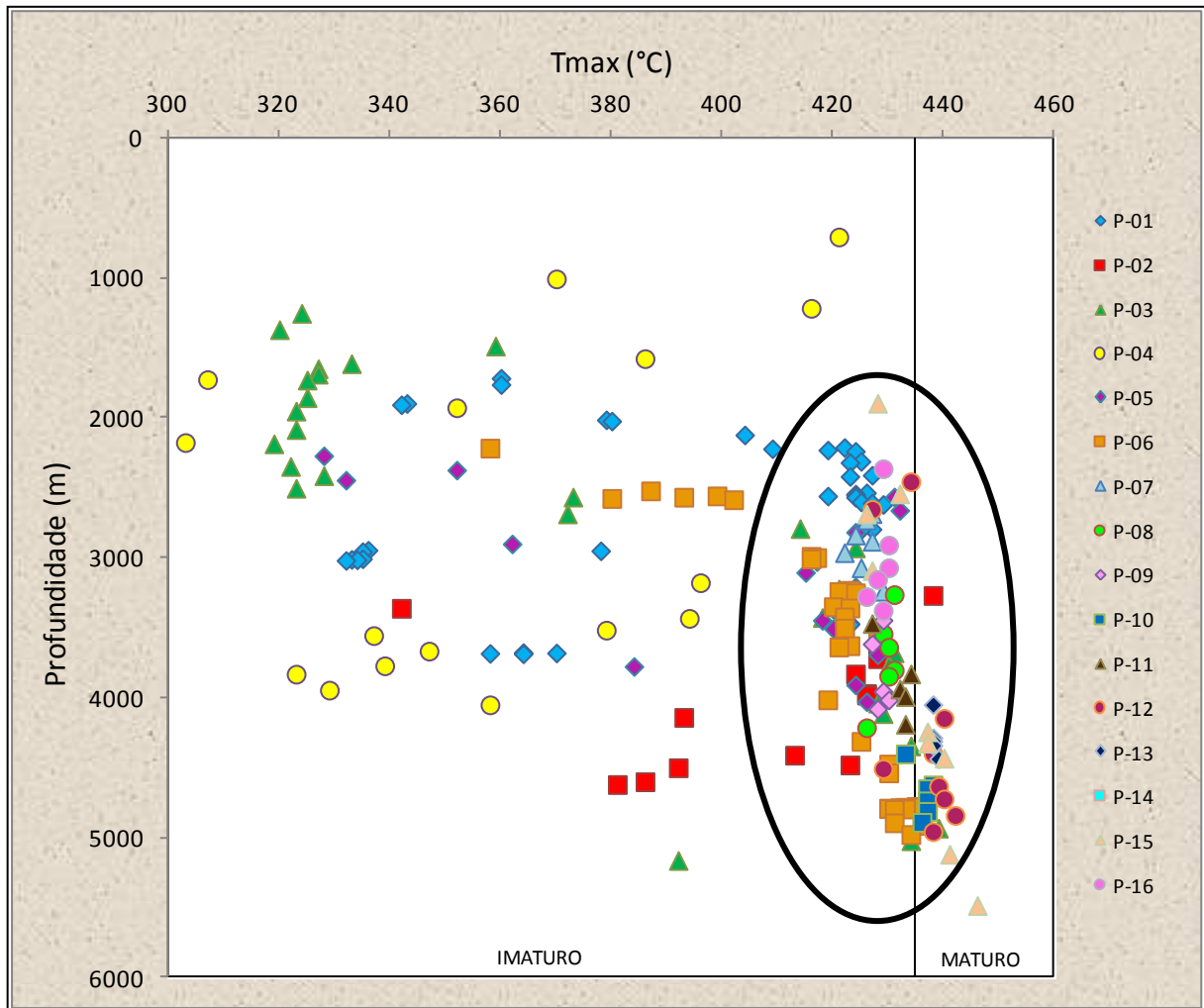


Figura 35 – Variação da maturação térmica nos poços estudados, baseada no parâmetro Tmax, em função da profundidade .

O grupo destacado na Figura 35 é apresentado com maior detalhamento na Figura 36, na qual é evidente o aumento do parâmetro Tmax com o aumento da profundidade, com muitas das amostras na zona de transição para a zona matura. Os poços P-10, P-12, P-13, P-14, e P-15, todos na porção sul da bacia, apresentam diversas amostras dentro zona matura, que se caracteriza por apresentar Tmax > 435°C, enquanto que os poços P-02 e P-03 são os únicos poços da porção norte a apresentar amostras com essa característica (apenas uma amostra em cada um dos poços). É possível observar uma tendência geral de aumento da maturação da matéria orgânica em direção ao sul da bacia, o que pode estar relacionado ao fato de que essa região apresenta um espesso pacote de sedimentos finos que recobrem essas rochas geradoras, o que pode ter influenciado a sua maturação

térmica. As amostras no início da zona madura concentram-se entre 4000 e 5000 metros, coincidindo com um dos picos observados no perfil de COT. No outro pico de COT, que encontra-se entre 2000 e 3000 metros, a matéria orgânica encontra-se ainda imatura, porém já próxima ao início da zona madura.

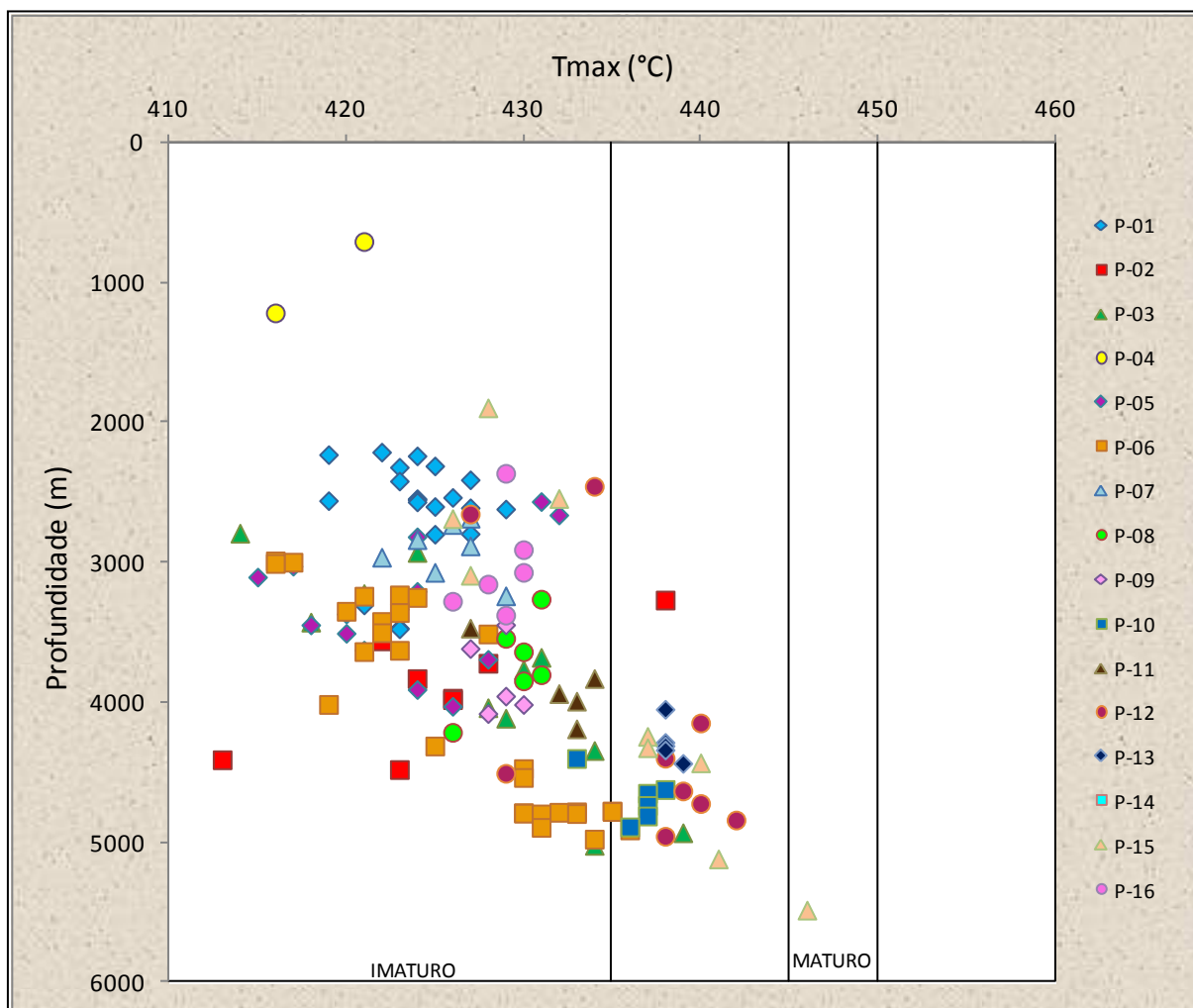


Figura 36 – Variação da maturação térmica nos poços estudados, baseada no parâmetro Tmax, em função da profundidade, mostrando em detalhe o grupo destacado na Figura 31.

Os baixos valores de Tmax (<400°C) observados nas figuras 34, 35 e 36 estão correlacionados aos baixos valores do parâmetro S2 (Peters, 1986) e não são considerados confiáveis para avaliação da maturação. Isso se deve ao fato de que o parâmetro Tmax é medido no ponto máximo da curva S2 (vide figura 21), durante a Pirólise *Rock Eval*. Essa relação pode ser observada nos perfis esquemáticos dos apêndices I a J, Q e N.

A Figura 37 apresenta mapas de maturação do intervalo gerador da Fm. Itajaí-Açu elaborados a partir de modelagem numérica (VIDAL, 2003). A Figura 37A apresenta a distribuição da maturação dessas rochas no tempo de 50Ma, período no qual, segundo os autores, essas rochas entram na fase de geração de hidrocarbonetos (*vide* carta de eventos da Figura 17), enquanto a figura 37B apresenta a distribuição atual da maturação desse intervalo gerador. Os resultados obtidos pelo parâmetro Tmax para a Fm. Itajaí-Açu apresentam boa correlação os mapas da figura 37, sendo que as áreas que apresentam maior maturação para as amostras da formação Itajaí-Açu são próximas as áreas com maior maturação observadas no mapa, na porção sul e central.

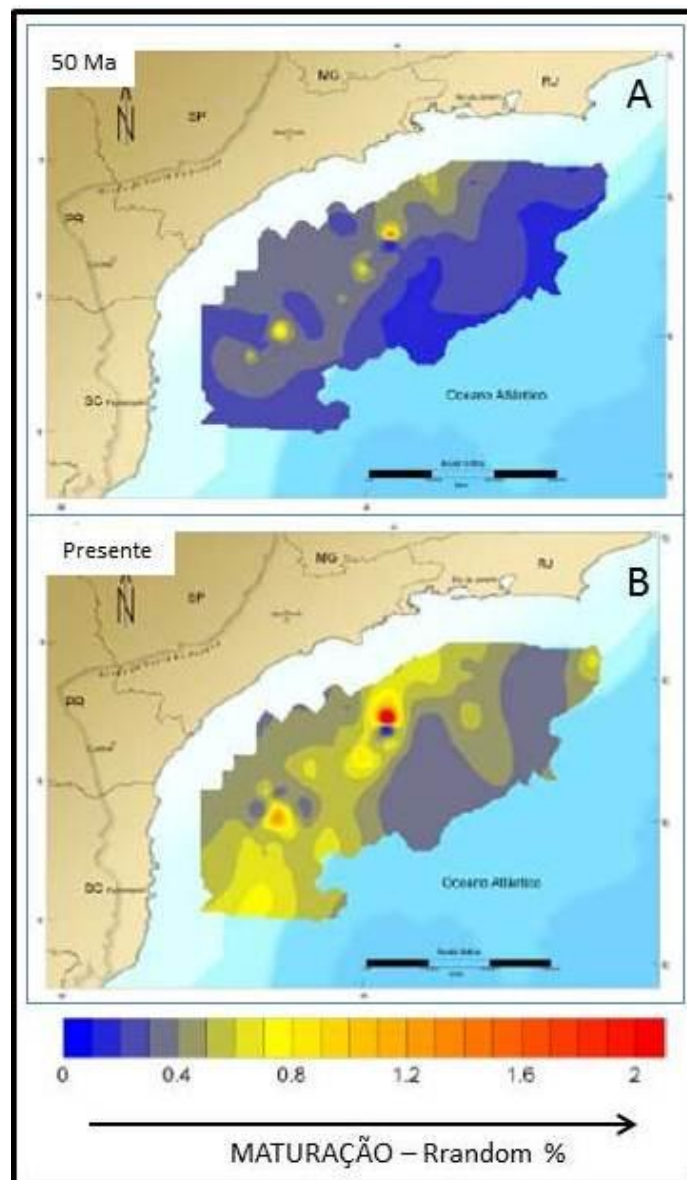


Figura 37 – Mapa de maturação da Fm. Itajaí-Açu a 50Ma e no presente (VIDAL, 2003).

O potencial de geração de hidrocarbonetos pode ser inferido diretamente pelos valores de S2 (mg HC/g rocha) como nas Figuras 38 e 39 ou relacionando os valores de S2 com os valores de COT (% em peso), como na Figura 39 e 40.

As formações Marambaia e Itajaí-Açu (Figura 38) são as que apresentam o melhor potencial de geração de hidrocarbonetos de acordo com os valores de S2, que chegam a 5,58 e 29,11 mg HC/g rocha, respectivamente. A média de S2 para Fm. Marambaia é de 1,60 mg HC/g rocha, com maiores concentrações (S2 > 2,5 mg HC/g rocha) entre 2612,5 e 2689 metros de profundidade, ficando evidente o aumento dos valores desse parâmetro com o aumento da profundidade. Já para a Fm. Itajaí-Açu, o S2 médio (excetuando-se o valor de 29,11 mg HC/g rocha da amostra P-12_05, muito superior aos demais) é de 2,34 mg HC/g rocha, o que confere um potencial de geração de hidrocarbonetos apenas regular para essa formação. No entanto, se destaca um intervalo com valores de S2 variando de 2,73 a 29,11 mg HC/g rocha entre 3824 e 4952 metros de profundidade, com S2 médio de 6,03 mg HC/g rocha (excetuando-se novamente a amostra P-12_05), com um pico dos máximos a aproximadamente 4500 metros de profundidade.

A maioria das amostras da Fm. Santos possui valores de S2 inferiores a 2,5 mg HC/g rocha, o que lhe confere um baixo potencial de geração, com exceção de um intervalo entre 2559 e 2811 metros de profundidade, no qual algumas amostras possuem S2 elevado, chegando a ter um excelente potencial de geração (amostras P-05_04 e P-05_05).

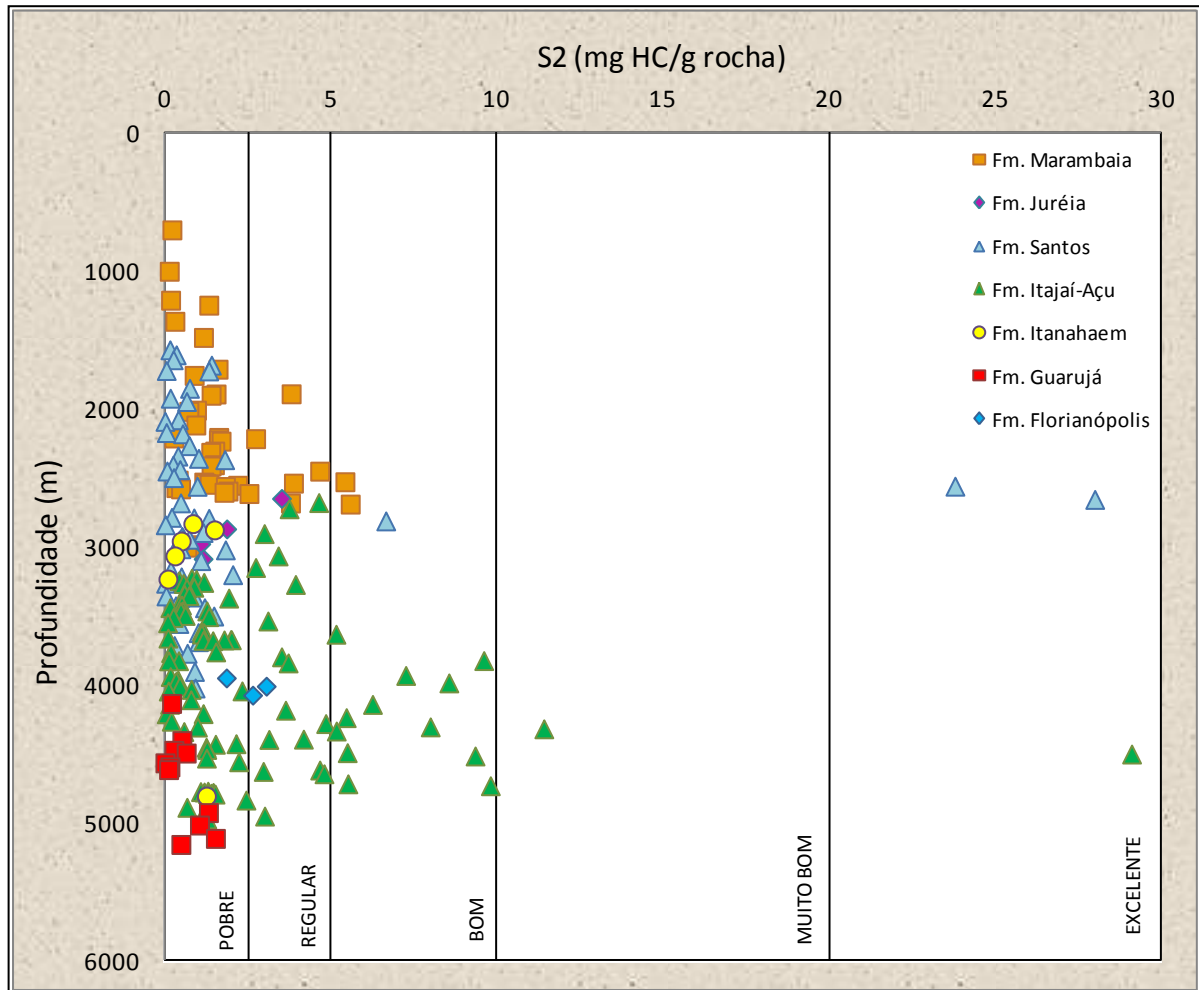


Figura 38 – Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis, baseado no parâmetro S2, em função da profundidade.

Quando analisados os poços individualmente (Figura 39), observa-se que os poços P-01, P-02, P-03, P-04, P-05 e P-06 são os que apresentam o menor potencial de geração de hidrocarbonetos, embora o poço P-05 apresente duas amostras com excelente potencial, que coincidem com um dos picos de COT e de Tmax, estando a aproximadamente 2500 metros de profundidade. Os demais poços possuem potencial de geração regular a bom, com os melhores valores entre 4000 e 5000 metros de profundidade, coincidindo com um pico de COT e Tmax apresentado nos gráficos anteriores. Apenas uma amostra do poço P-12 apresenta potencial de geração excelente (P-12_05) com 29,11 mg HC/g rocha.

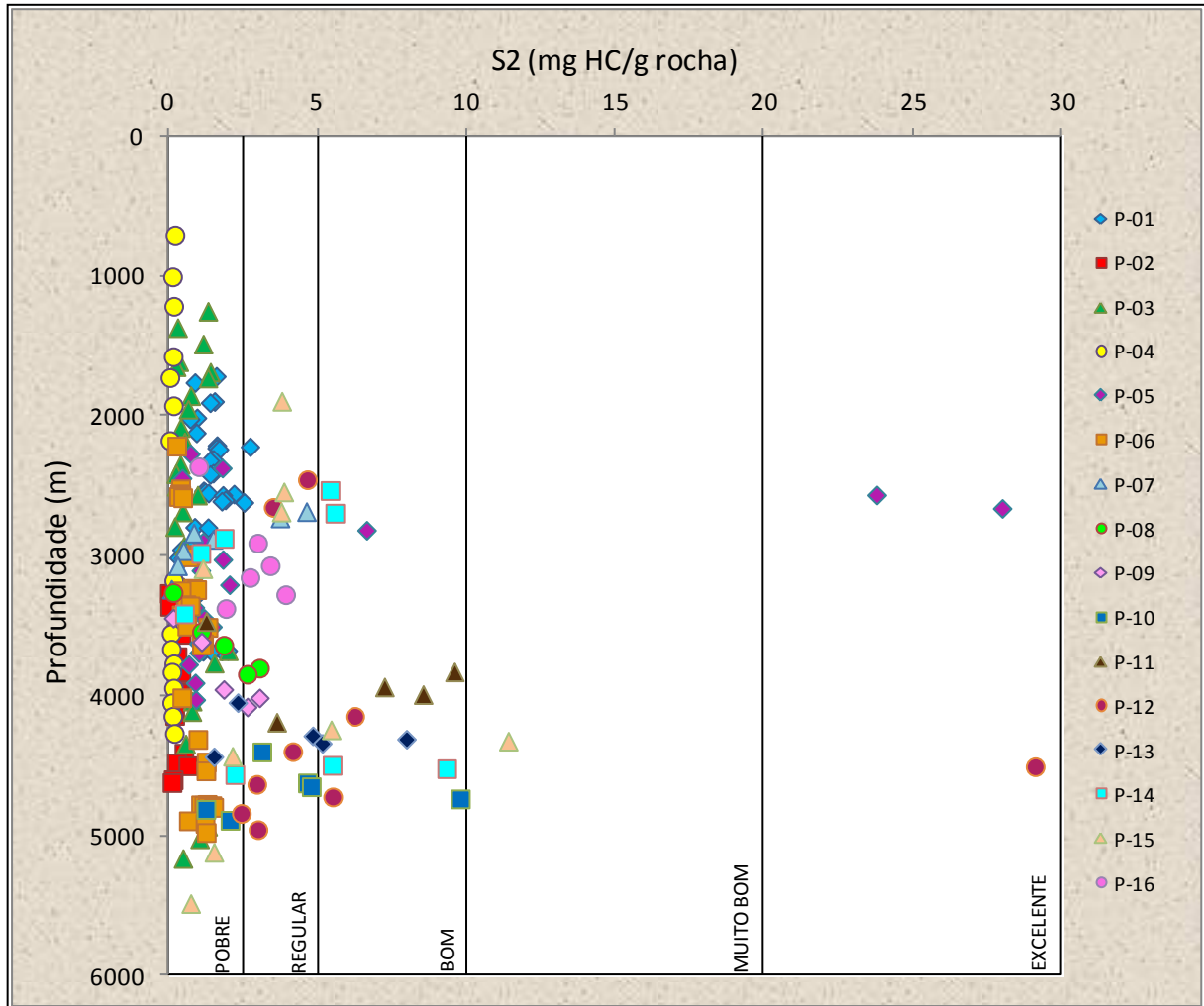


Figura 39 - Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica nos poços estudados, baseado no parâmetro S2 em função da profundidade.

Nos dois gráficos apresentados (Figura 38 e 39) são observados dois picos de geração, um entre 2500 e 3000 metros de profundidade e outro entre 4000 e 5000 metros. Esses picos coincidem com os picos de COT e de Tmax, estando o pico mais profundo possivelmente relacionado ao evento anóxico do Cretáceo.

Quando relacionados os valores de S2 aos valores de COT (Figura 40), o resultado está de acordo com os resultados observados nos gráficos anteriores (Figura 38 e 39), tendo as formações Marambaia e Itajaí-Açu os melhores potenciais para geração de hidrocarbonetos, com algumas amostras da Fm. Santos apresentando também bom a excelente potencial.

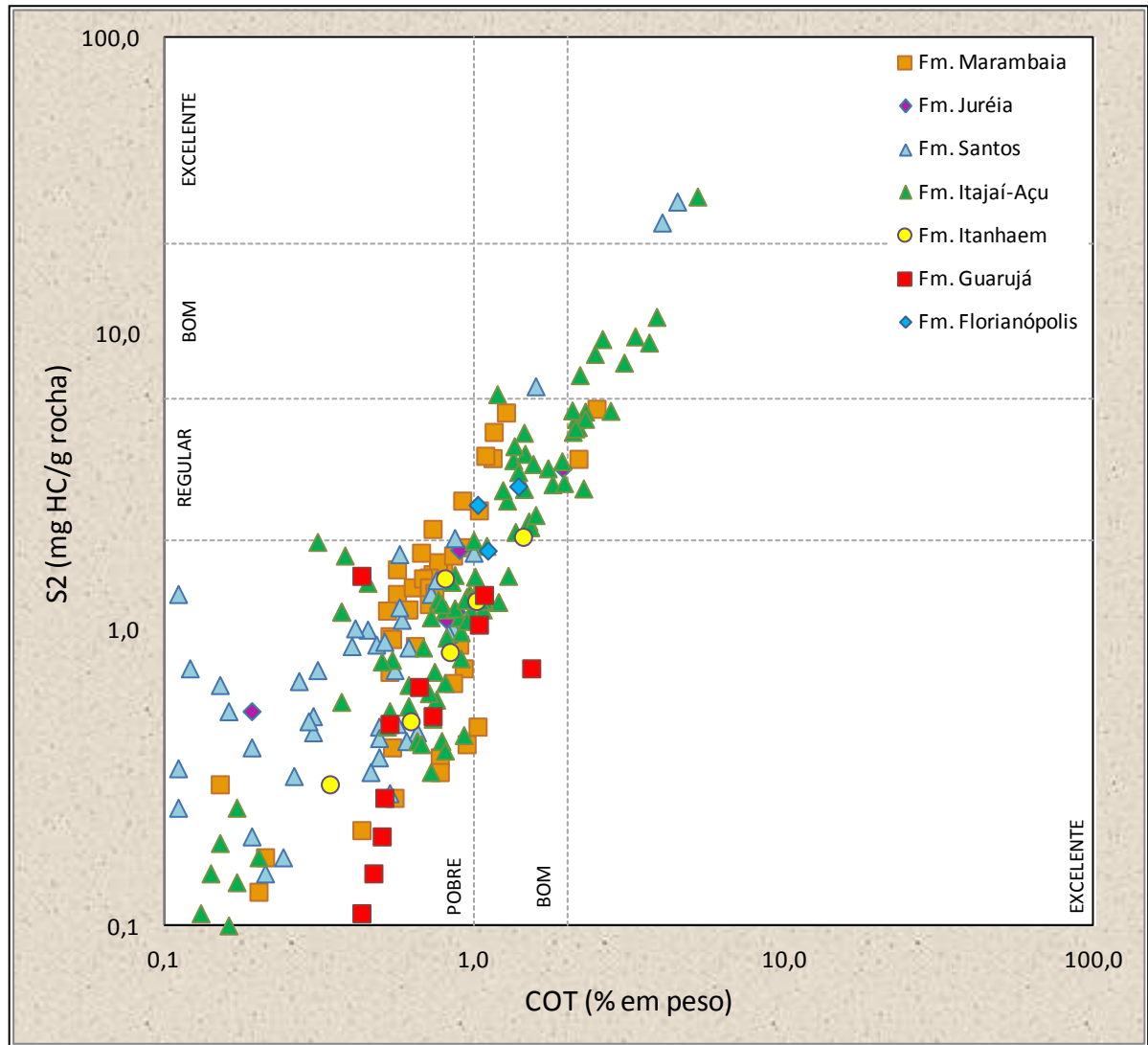


Figura 40 – Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis, indicado pela relação entre S2 e COT.

Os poços com melhores potenciais para geração de hidrocarbonetos são os poços mais a sul da bacia e o poço P-05, que possui potencial superior aos outros poços localizados na porção norte da bacia de Santos (Figura 41).

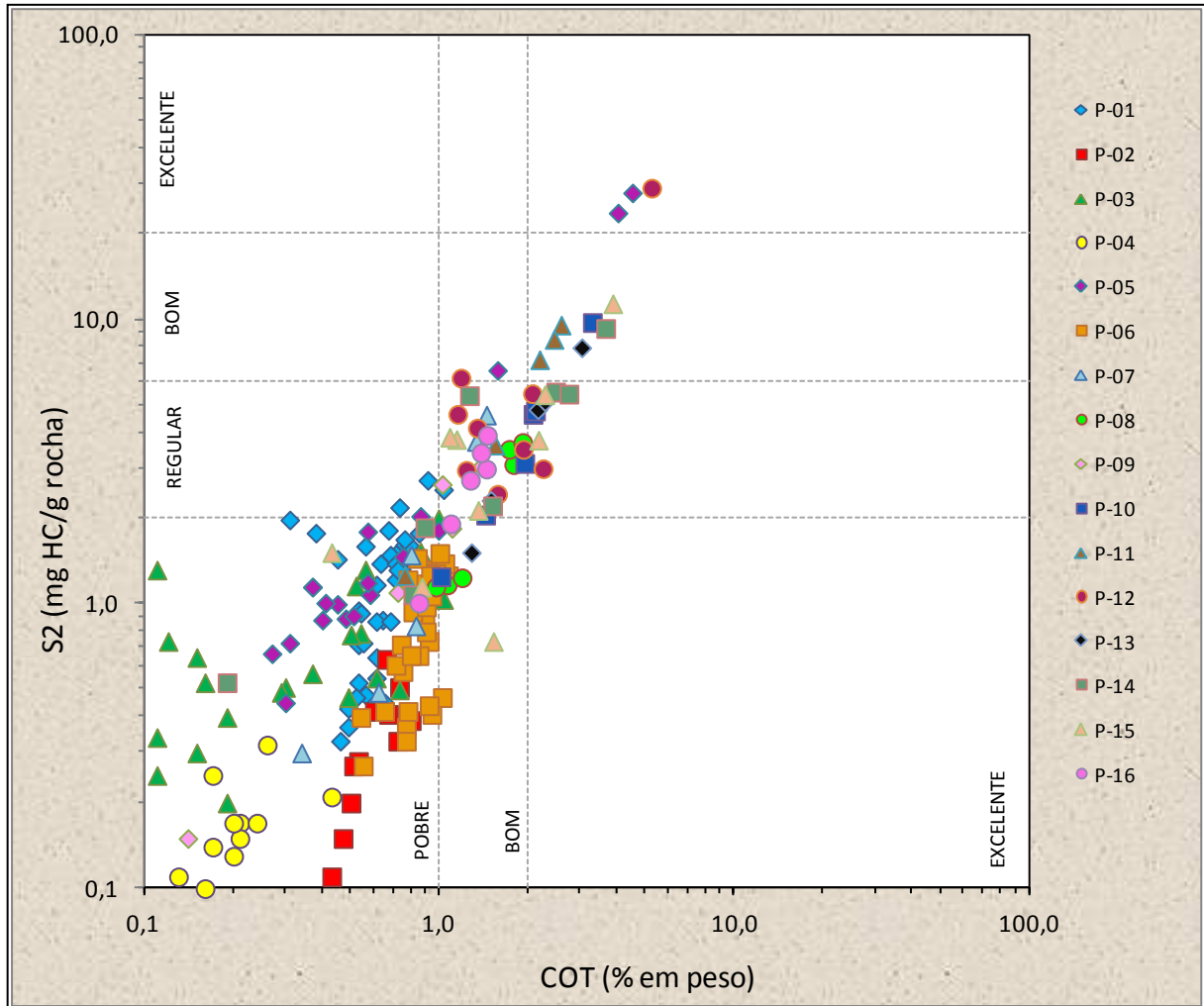


Figura 41 – Potencial de geração de hidrocarbonetos da matéria orgânica nos poços estudados, indicado pela relação entre S2 e COT.

O mapa da Figura 42 apresenta a distribuição do potencial de geração da Fm. Itajaí-Açu na área de estudo. Para confeccionar esse mapa utilizou-se uma versão demo do *software* Surfer 10, criando-se uma mapa de distribuição do parâmetro S2 através do método da Krigagem, para o qual foram considerado os valores médios de S2 para a Fm. Itajaí-Açu em cada poço. Esse mapa apresenta a área a sul como a mais propensa para a geração de hidrocarbonetos, com S2 médio nessa área variando de 0,13 a 7,63 mg HC/g rocha.

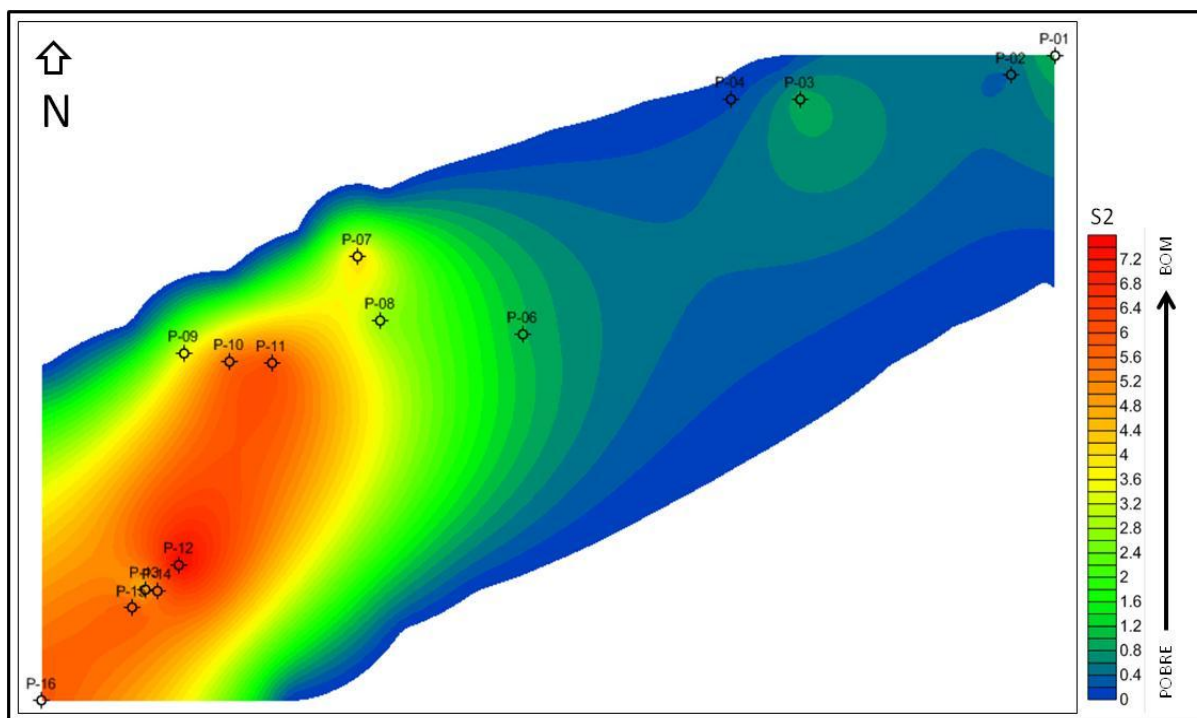


Figura 42 – Distribuição do potencial de geração (S2) de hidrocarbonetos na área de estudo.

4.1.3 Extração Soxhlet e Cromatografia Líquida

O betume extraído de 36 amostras através da extração *Soxhlet* foi submetido à cromatografia líquida para a separação dos hidrocarbonetos saturados, aromáticos e compostos polares. Das amostras analisadas, foi determinada a composição percentual desses compostos, sendo que a maioria possui predominância de compostos polares (algumas apresentam apenas esses componentes), mas com contribuição significativa também de hidrocarbonetos saturados em muitas delas. A composição destes betumes pode ser observada no Apêndice B e na Figura 43, na qual é observada a distribuição média, em porcentagem, das três frações para cada formação.

O extrato obtido para as 5 amostras da Fm. Marambaia (Figura 43A) é formado, predominantemente, pela fração NSO (52% em média), porém com uma forte contribuição de compostos saturados (41% em média), com menor contribuição de compostos aromáticos (7%). No entanto, uma amostra posicionada a 2205

metros de profundidade (poço P-01) contém 91,7% de compostos saturados, indicando uma maior maturação da matéria orgânica nessa profundidade.

A Fm. Santos (Figura 43B) também apresenta predominância da fração NSO (67%) sobre hidrocarbonetos aromáticos (18%) e saturados (15%), sendo que duas das cinco amostras analisadas, posicionadas a 2789 e 3715 metros de profundidade (poços P-01 e P-02, respectivamente) possuem 100% de NSO na sua composição.

Para a Fm. Juréia (Figura 43C), apenas uma amostra foi analisada (poço P-12), sendo predominante a presença da fração NSO (56%) sobre hidrocarbonetos saturados (24%) e aromáticos (20%).

Foram analisadas 23 amostras da Fm. Itajaí-Açu (Figura 43D), que apresentam predominância da fração NSO (57% em média). Destas amostras, duas apresentam mais de 85% de compostos polares (a 3537 e 3851 metros de profundidade, ambas no poço P-10) e 1 amostra contendo 100% destes compostos, sendo essa última a mais rasa das amostras analisadas (3235,5 metros no poço P-06). Foram identificadas, ainda, 3 amostras com predominância de hidrocarbonetos saturados, posicionadas a 4396, 4718 e 4836 metros de profundidade (poços P-08 e P-12, respectivamente). Essa formação possui em média 30% de compostos saturados e 13% de compostos aromáticos na sua composição.

A Fm. Guarujá (Figura 43E), com apenas duas amostras analisadas (poço P-02 e P-15) apresenta, em média, 71% de compostos polares na sua composição, sendo formada ainda por 21% de compostos saturados e 8% de compostos aromáticos.

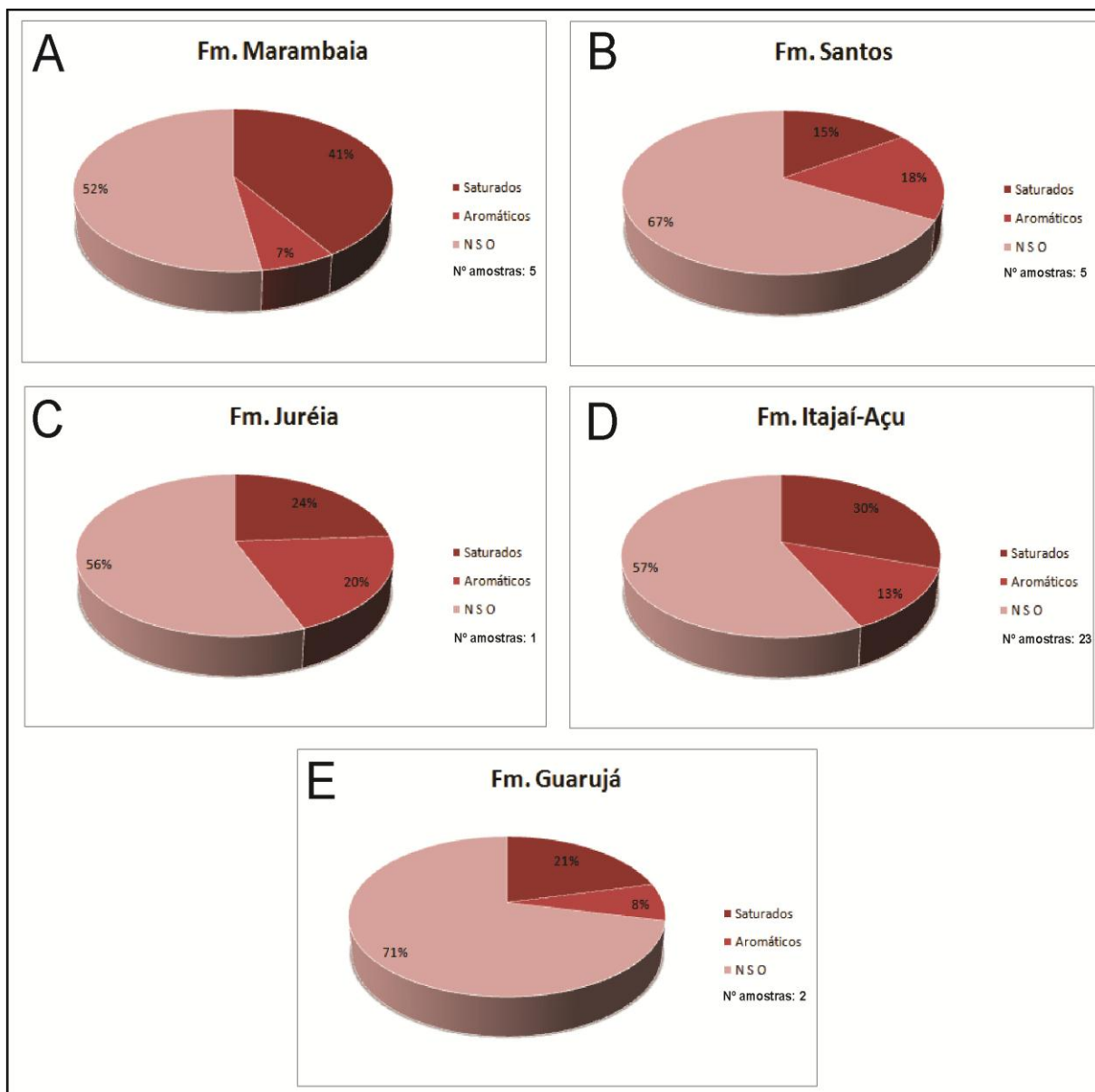


Figura 43 - Distribuição (em porcentagem) dos compostos saturados, aromáticos e polares (NSO), para as formações Marambaia, Santos, Juréia, Itajaí-Açu e Guarujá.

No diagrama ternário da Figura 44 pode-se observar a composição do betume em função da fração de hidrocarbonetos saturados, aromáticos e NSO para cada formação estudada, enquanto a Figura 45 apresenta essa relação separando as amostras por poço. As proporções destes compostos indicam o estágio de evolução térmica dos sedimentos, ocorrendo um aumento da fração saturada com o aumento da maturação. As maioria das amostras das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá apresentam maior contribuição de compostos polares em sua composição, porém com uma boa contribuição de compostos saturados, situando-

se, portanto, numa fase de transição entre as zonas imatura e matura. Essa classificação está de acordo com aquela observada pelo parâmetro Tmax, obtido pela Pirólise Rock Eval, e também pela Reflectância da Vitrinita, cujos resultados são apresentados no item 4.2.2. Apenas uma amostra da Fm. Itajaí-Açu (poço P-12) e uma da Fm. Marambaia (poço P-01) são mais enriquecidas em compostos saturados, apresentando uma maior maturação segundo esse parâmetro.

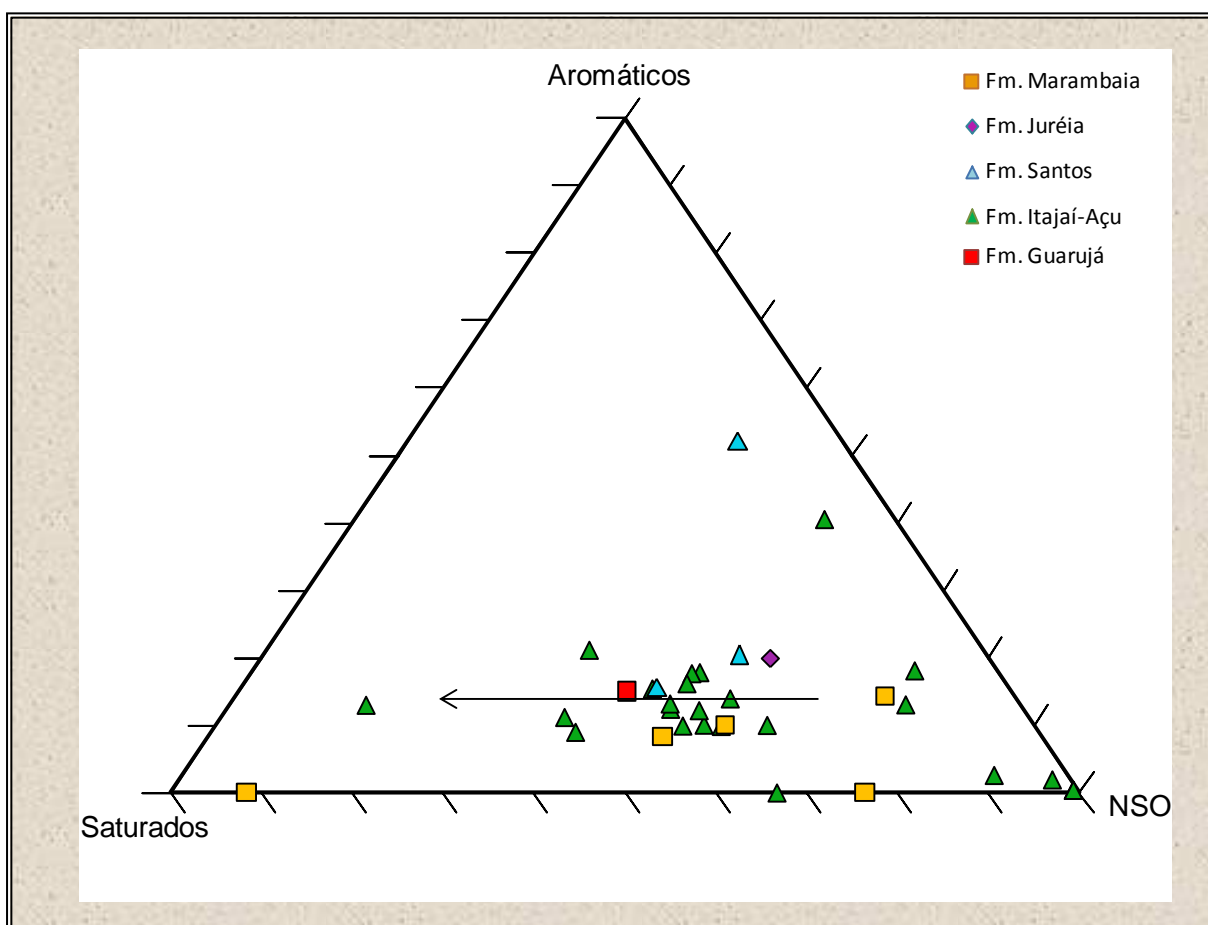


Figura 44 – Diagrama mostrando a composição dos betumes das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá quanto às frações de compostos aromáticos, saturados e NOS, e a maturação baseada nesses componentes. A flecha preta indica o sentido de aumento da maturação.

Não há uma relação clara entre a localização dos poços na bacia e a composição dos extratos orgânicos obtidos das amostras de cada um deles, visto que a maioria das amostras possui composição e estágio de maturação térmica semelhante (Figura 45).

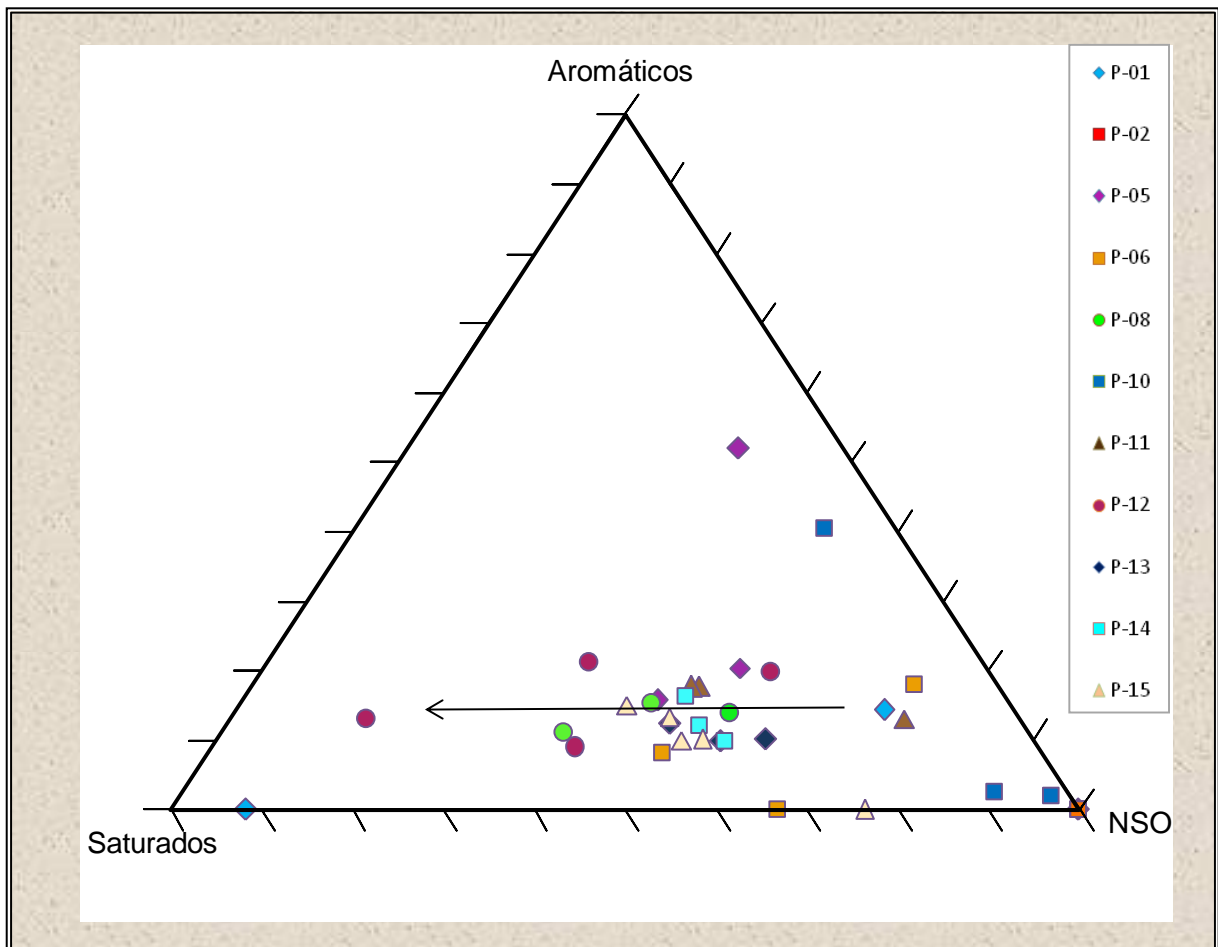


Figura 45 - Diagrama mostrando a composição dos betumes de cada poço quanto às frações de compostos aromáticos, saturados e NOS, e a maturação baseada nesses componentes. A flecha preta indica o sentido de aumento da maturação.

4.1.4 Cromatografia Gasosa

A partir dos resultados das análises dos cromatogramas do extrato orgânico, foi possível identificar um padrão bimodal dos hidrocarbonetos saturados (n-alcenos). O padrão de distribuição dos n-alcenos varia na maioria das amostras, o que nos permite inferir um ambiente transicional, com contribuição tanto de matéria orgânica marinha quanto terrestre.

O cromatograma representativo da Fm. Marambaia (Figura 46) apresenta um padrão bimodal na distribuição dos n-alcenos, com um grupo de n-alcenos C_{14} a C_{18} e outro com n-alcenos C_{20} a C_{30} . Esse padrão pode ser considerado como indicativo de contribuição tanto marinha (compostos de baixa massa molecular) quanto terrestre (compostos de alta massa molecular) para a matéria orgânica dessa formação. Há predominância do isoprenóide Pristano sobre o Fitano, indicando ambiente de deposição oxidante.

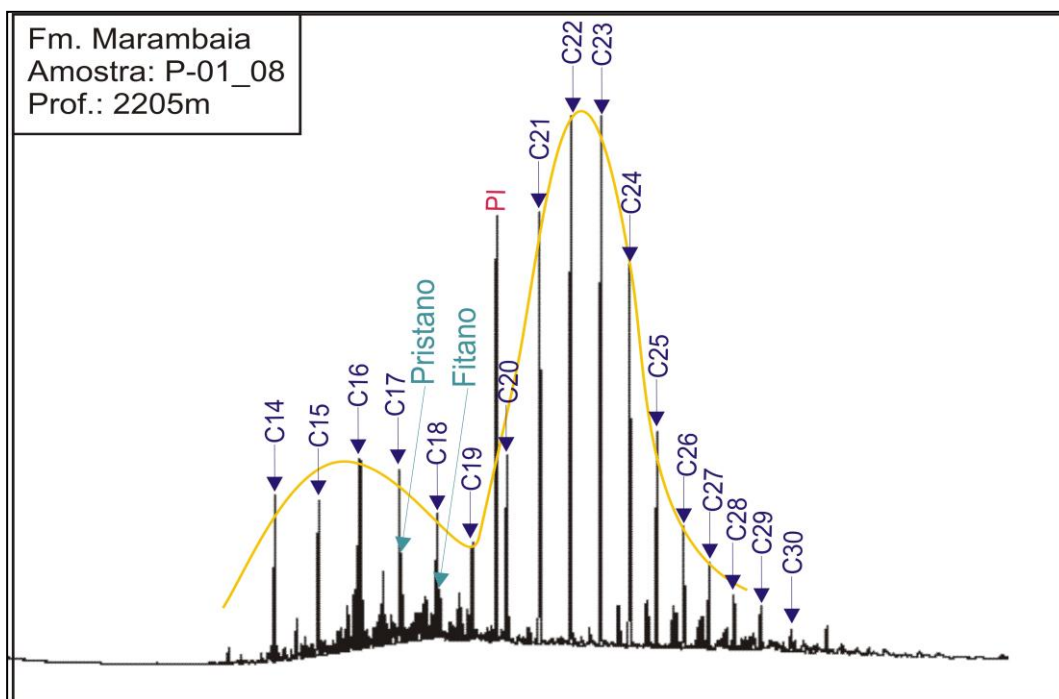


Figura 46 - Distribuição bimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Marambaia (PI=Padrão Interno).

Os cromatogramas representativos da Fm. Santos apresentam duas tendências: alguns cromatogramas apresentam bimodalidade, com um grupo na faixa do C_{15} a C_{17} e outro grupo com os n-alcenos C_{25} a C_{29} (Figura 47), enquanto alguns apresentam predominância do grupo C_{15} a C_{18} , numa distribuição unimodal (Figura 48). Esse comportamento sugere contribuição de material tanto marinho quanto terrestre na composição do extrato orgânico. Também é possível observar a predominância do isoprenóide Pristano sobre o Fitano, caracterizando um ambiente com condições mais oxidantes.

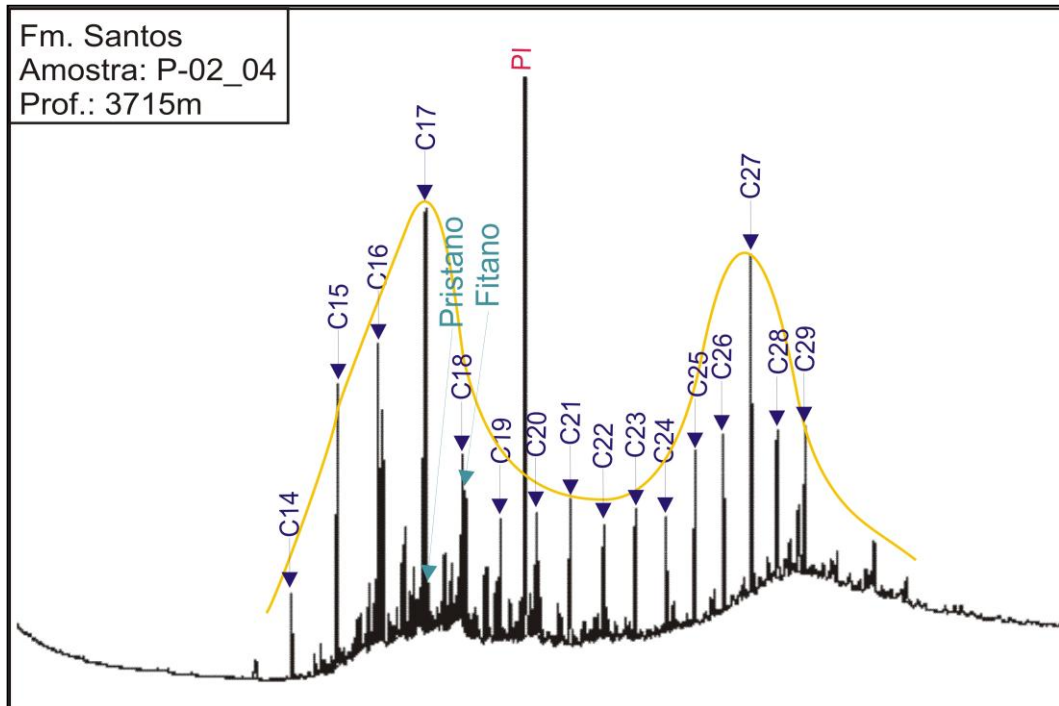


Figura 47 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Santos (PI = Padrão Interno).

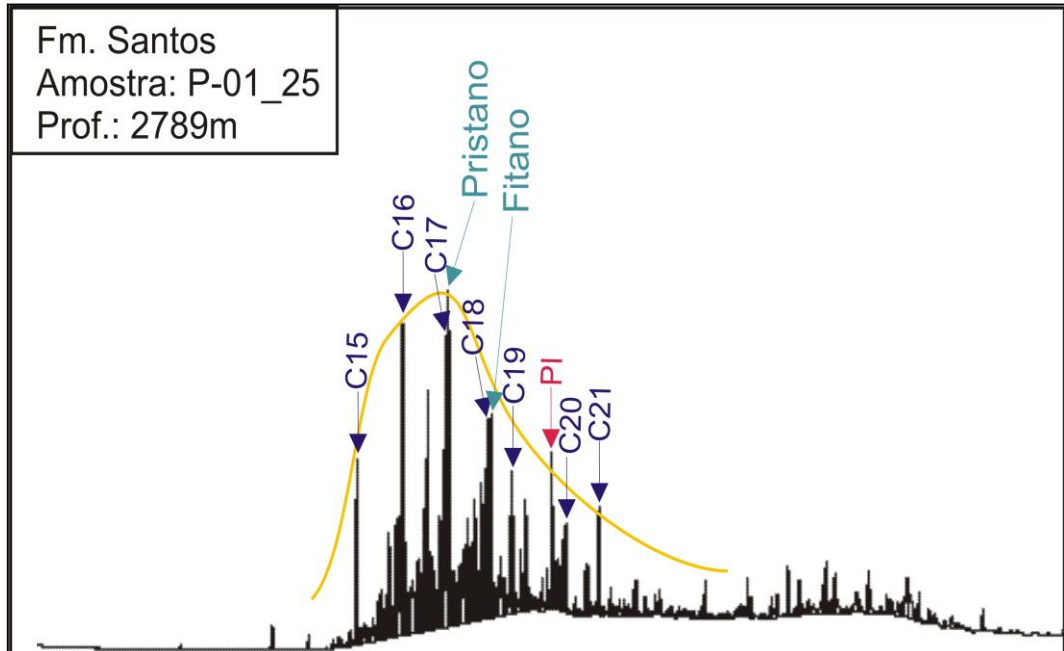


Figura 48 – Distribuição bimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Santos (PI = Padrão Interno).

O cromatograma representativo da Fm. Juréia apresenta predominância dos grupos C₂₀ a C₂₅ (Figura 49), num padrão unimodal, indicando contribuição terrestre para os extratos orgânicos dessa formação.

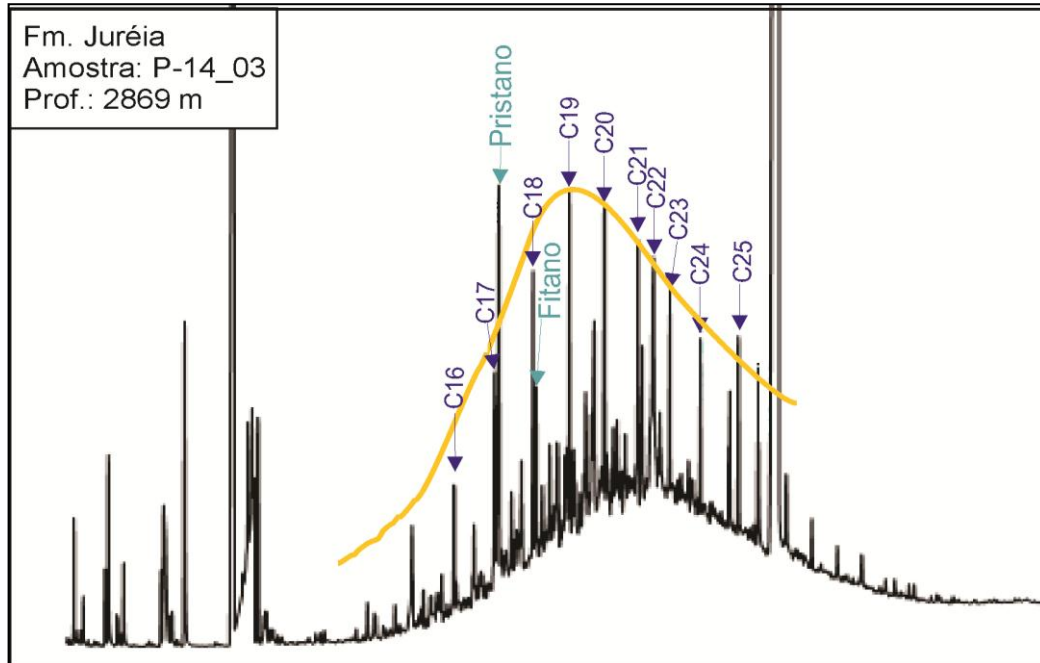


Figura 49 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Juréia.

Na Fm. Itajaí-Açu (Figura 50) é observada novamente uma bimodalidade na maioria dos cromatogramas, com predominância de dois grupos distintos, um com n-alcenos na faixa de C₁₄ a C₁₈ e outro na faixa de C₂₀ a C₂₅. Para os outros cromatogramas, observa-se um comportamento unimodal, na faixa de C₁₄ a C₂₁ (Figura 51). A presença desses dois padrões é indicativa de mistura de material terrestre e marinho. Há predominância do isoprenóide Pristano, indicando novamente um paleoambiente oxidante.

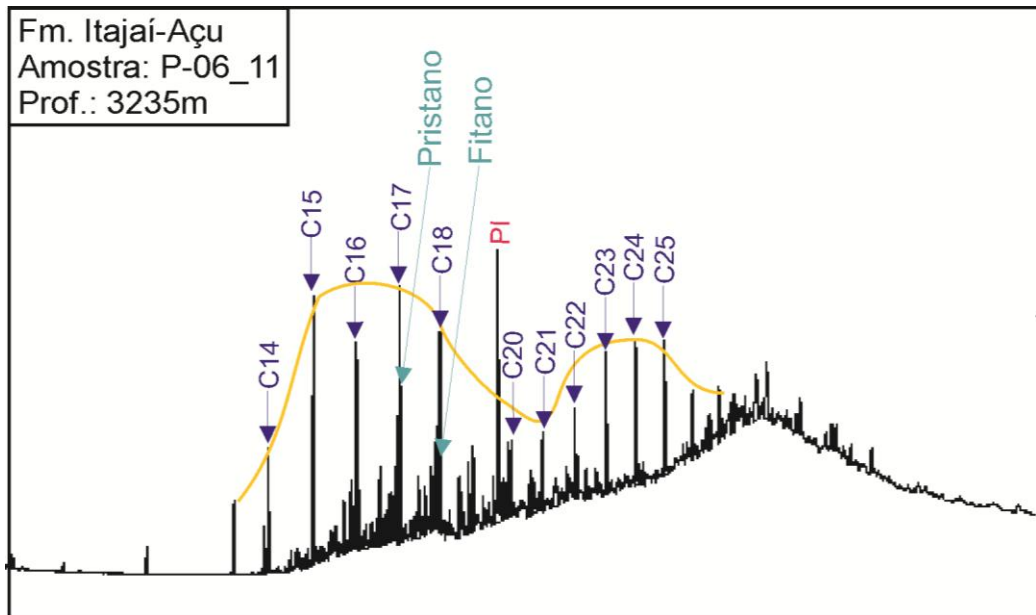


Figura 50 – Distribuição bimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Itajaí-Açu (PI=Padrão Interno)

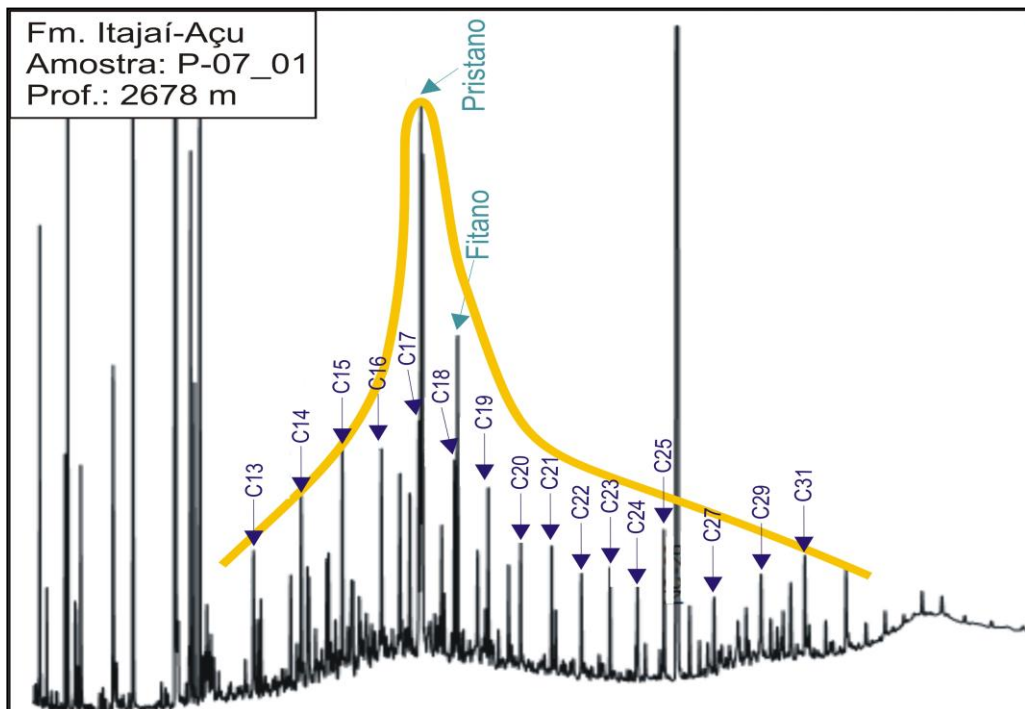


Figura 51 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Itajaí-Açu.

Para a Fm. Guarujá os cromatogramas apresentam comportamento unimodal, no entanto com gupos predominantes distintos: em alguns predomina o grupo dos n-alcenos C_{17} a C_{21} (Figura 52), enquanto em outros predomina o grupo C_{25} a C_{30} (Figura 53). Esse comportamento é indicativo de matéria orgânica de origem mista, marinha e terrestre. As amostras da Fm. Guarujá apresentam leve predominância do isoprenóide Fitano, indicando um ambiente levemente mais redutor que os ambientes observados para as outras formações.

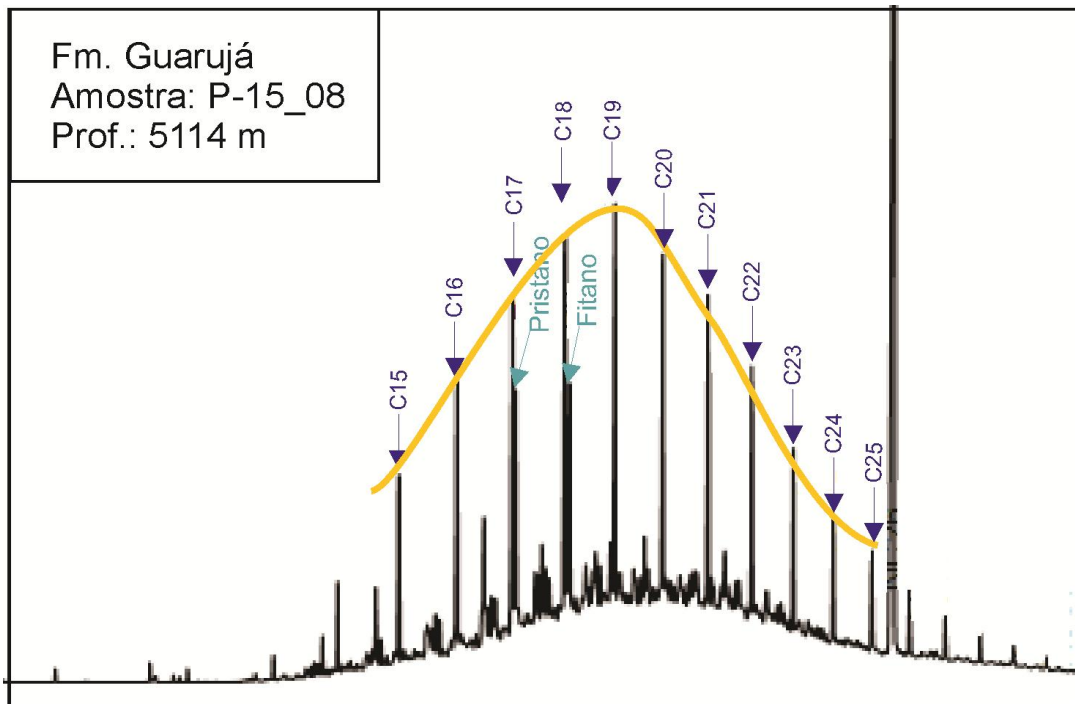


Figura 52 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Guarujá, com predomínio do grupo C_{17} a C_{21} .

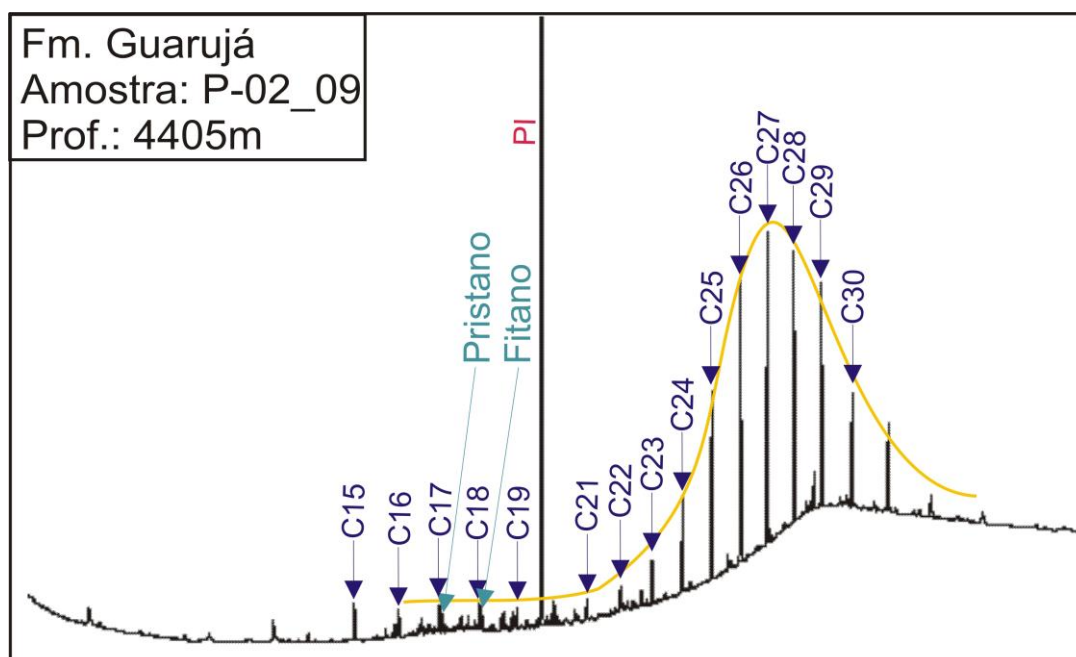


Figura 53 – Distribuição unimodal dos hidrocarbonetos saturados na Fm. Guarujá, com predomínio do grupo C₂₅ a C₃₀ (PI=Padrão Interno).

As análises dos extratos apresentam alguns cromatogramas da distribuição dos n-alcenos com elevação da linha de base (*Unresolved Complex Mixture – UCM*), indicando uma leve biodegradação.

As condições do paleoambiente deposicional podem ser inferidas através da razão entre os isoprenóides Pristano e Fitano (Prist/Fit). Uma razão Prist/Fit superior a 1 é indicativa de paleoambiente oxidante, enquanto razão Prist/Fit inferior a 1 é indicativa de paleoambiente redutor (Killops & Killops, 1994).

O comportamento da razão Prist/Fit para cada formação pode ser observado no Apêndice C e na Figura 54, sendo maior que 1 para a maioria das amostras, caracterizando ambiente deposicional oxidante. Todas as amostras das formações Juréia e Guarujá e algumas amostras das demais formações apresentam razão Prist/Fit inferior a 1, indicando características mais redutoras para o ambiente de deposição dessas rochas. Algumas amostras das formações Marambaia, Santos e Itajaí-Açu apresentam razão Prist/Fit superior a 2, indicando maior contribuição de material terígeno na composição desses extratos (Schiefelbens *et al.*, 2000).

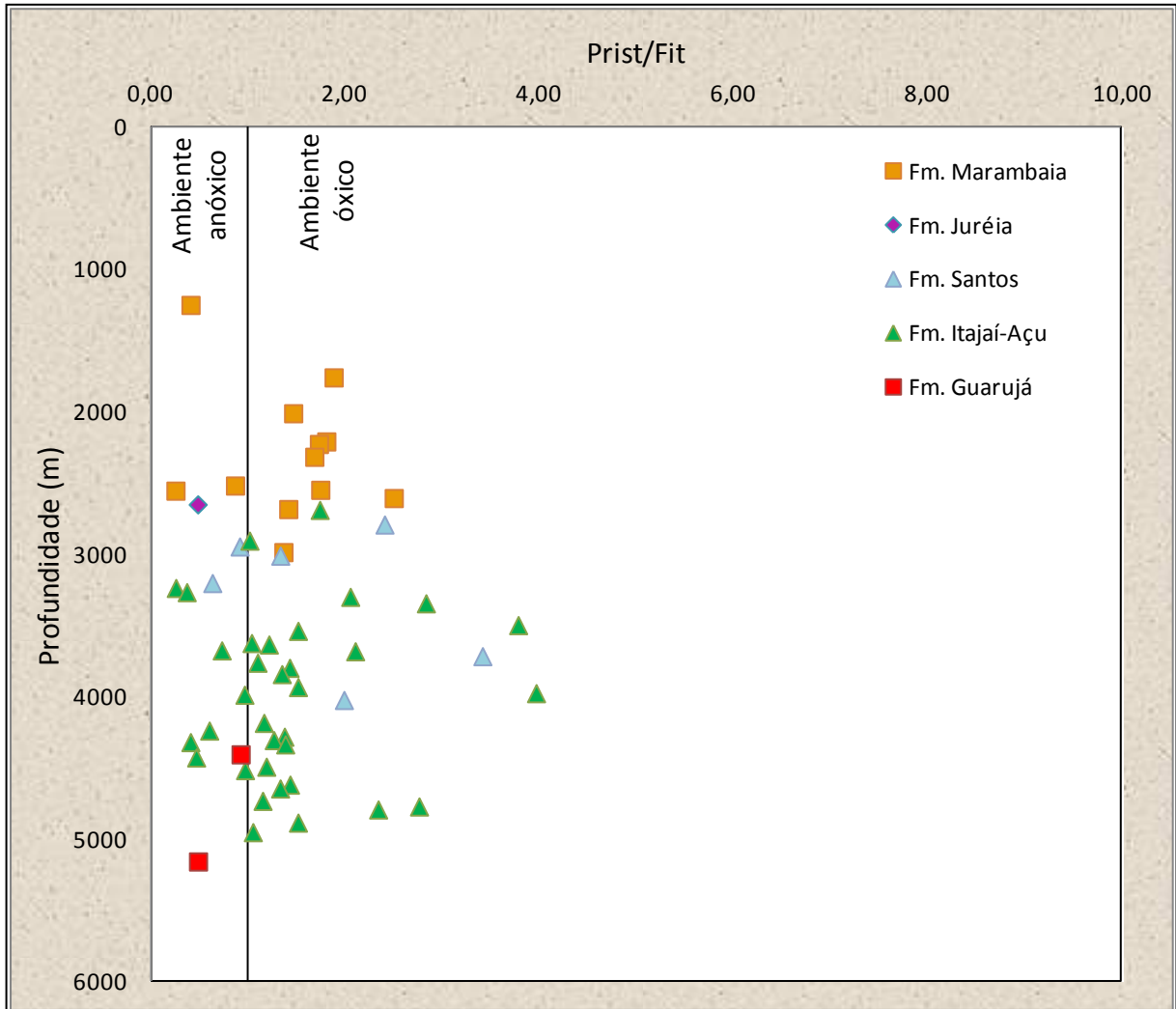


Figura 54 - Razão Prist/Fit obtida nos extratos orgânicos das formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.

As razões $Prist/C_{17}$ e Fit/C_{18} são empregadas para a avaliação da maturação do extrato orgânico: quando superiores a 1 indicam material imaturo e quando inferiores a 1 indicam material maturo. No Apêndice C e nas Figuras 55 e 56 é apresentado o comportamento das razões $Prist/C_{17}$ e Fit/C_{18} , respectivamente, para cada formação.

As formações Marambaia, Santos e Guarujá apresentam comportamento semelhante para as duas razões (Figura 55), com valores de $Prist/C_{17}$ e Fit/C_{18} maiores que 1, ou quando inferiores bem próximas a esse valor, o que classifica os extratos orgânicos analisados como imaturos numa fase de transição para o início da zona de geração de hidrocarbonetos. Os extratos orgânicos da Fm. Itajaí-Açu

também apresentam comportamento semelhante, porém com muitas amostras plotadas na zona madura, com uma leve tendência de aumento da maturação com a profundidade, estando as amostras mais maduras entre 4000 e 5000 metros de profundidade. Esses resultados estão de acordo com aqueles observados pelo parâmetro Tmax e também pela Reflectância da Vitrinita (item 4.2.2), conferindo um caráter transicional da zona imatura para a zona madura a essas formações.

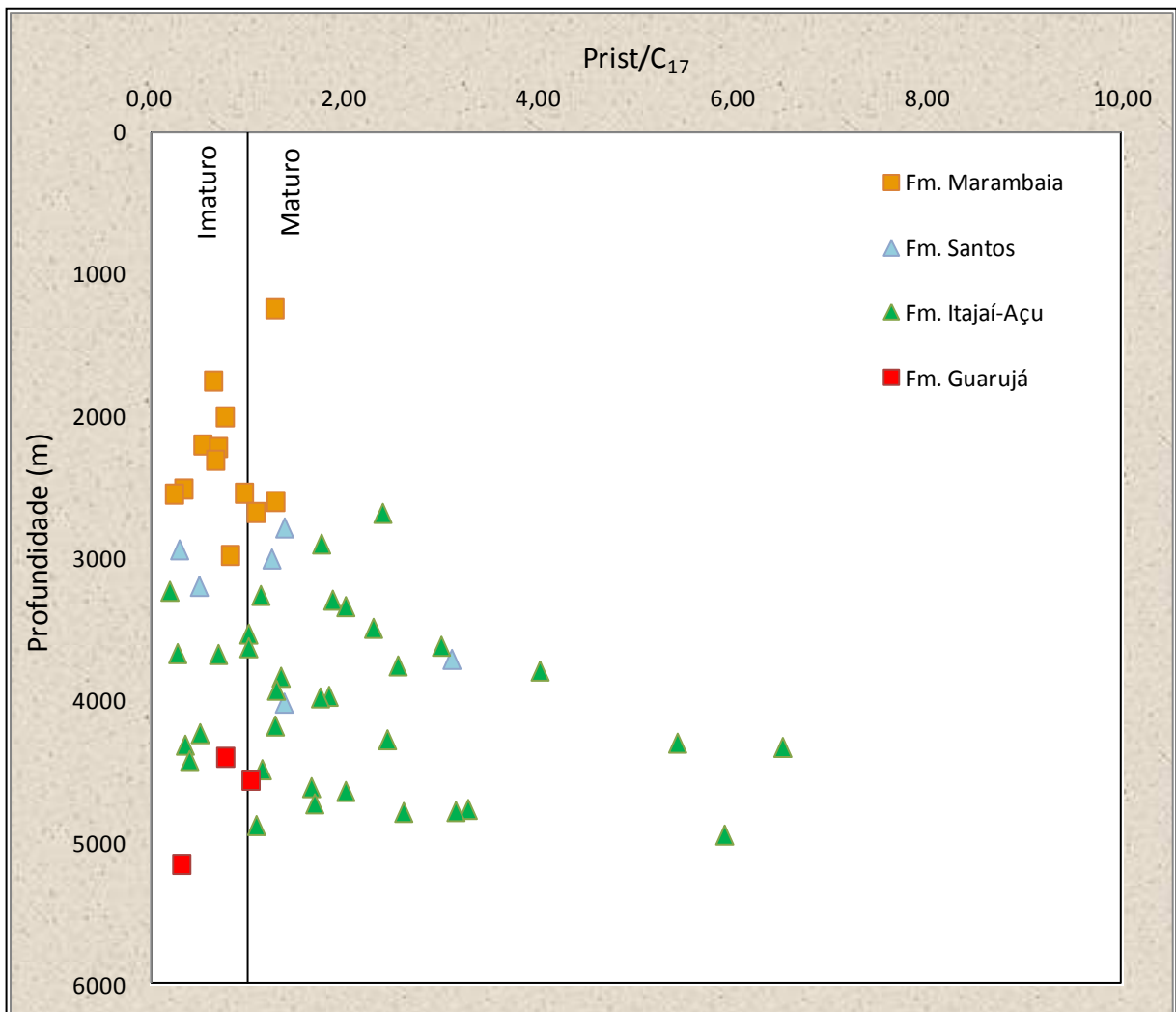


Figura 55 – Perfil de distribuição das razões Prist/C₁₇ nos extratos orgânicos das formações Marambaia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.

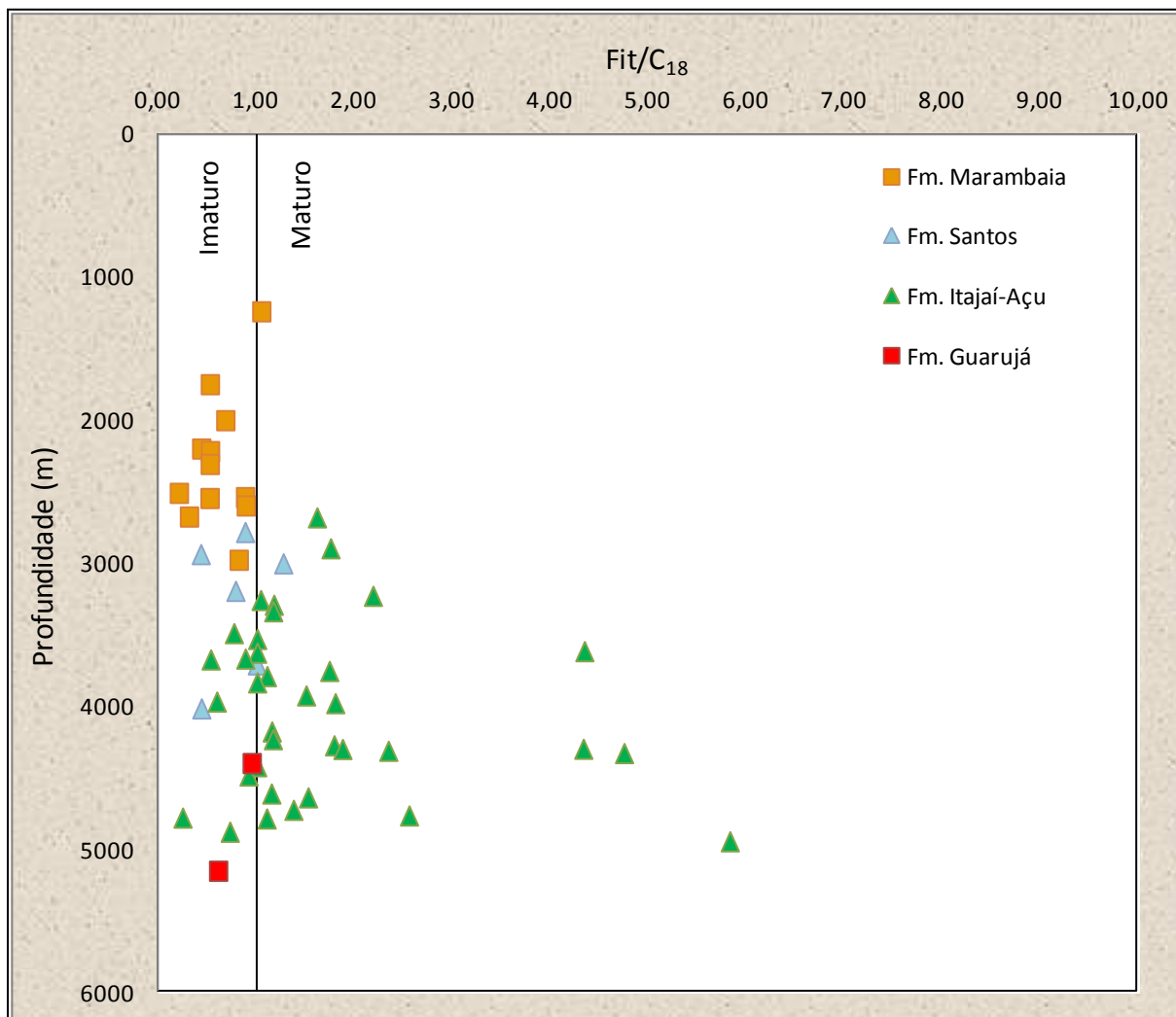


Figura 56 – Perfil de distribuição das razões Fit/C_{18} nos extratos orgânicos das formações Marambaia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.

A Figura 57 correlaciona as razões $\text{Prist}/\text{C}_{17}$ e Fit/C_{18} com o tipo de querogênio, o nível de maturação e a biodegradação, indicando o sentido de aumento da maturação e colocando a maioria das amostras numa zona de transição entre a zona imatura e a zona madura, tendo sido depositadas num ambiente também transicional, característico da presença de mistura entre querogênio tipo II e III. A correlação entre essas razões demonstrando diferentes condições de deposição, aporte de matéria orgânica e preservação. Estas condições permitem caracterizar ciclos de deposição oxidantes e outros levemente mais redutores com aporte de matéria orgânica marinha, continental e mista.

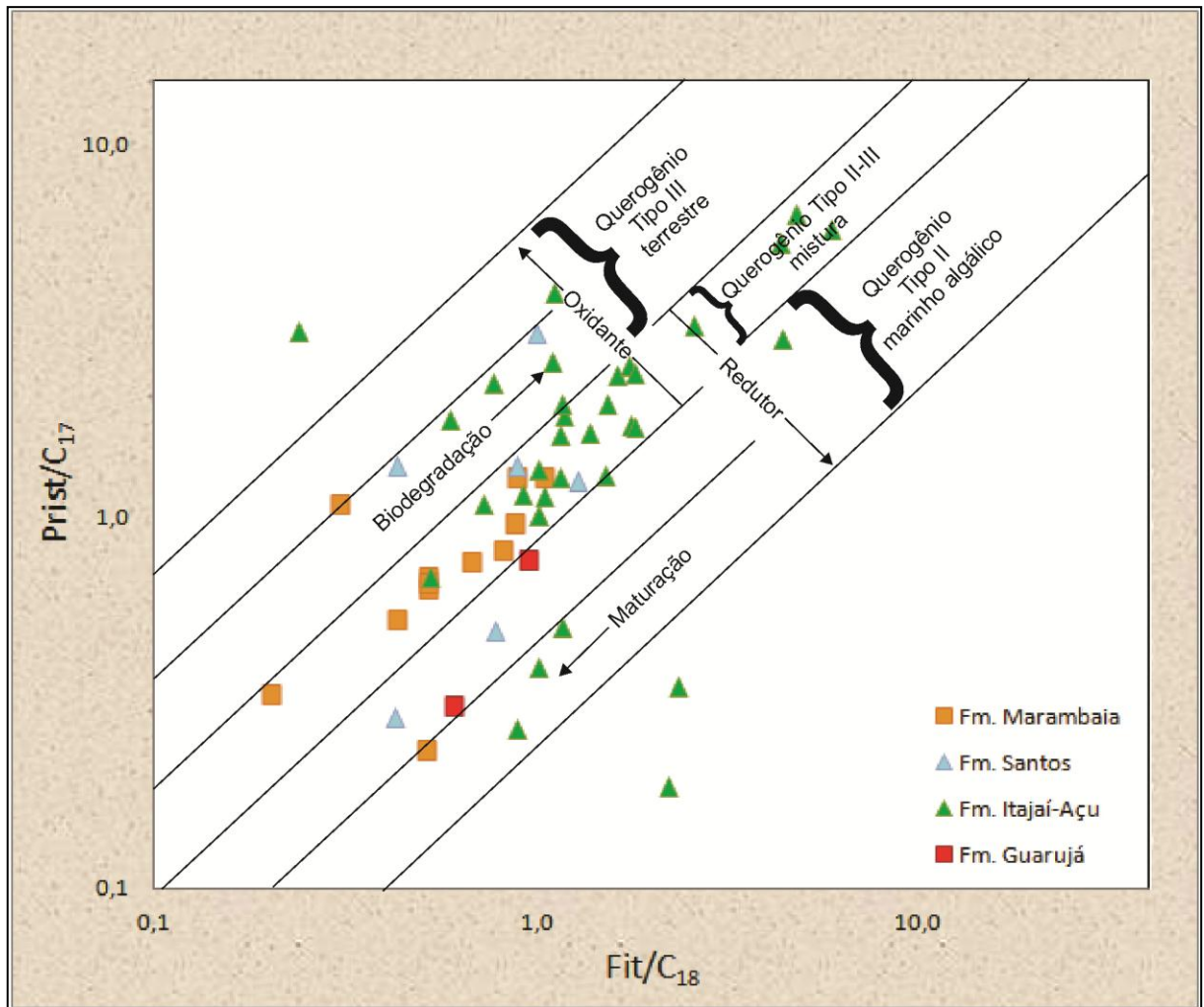


Figura 57 – Razões $Prist/C_{17}$ e Fit/C_{18} correlacionadas ao tipo de querogênio, ao nível de maturação e à biodegradação para as formações Marambaia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.

4.1.5 Cromatografia Gasosa acoplada à Espectrometria de Massa (CG-MS)

4.1.5.1 Hopanos

A identificação dos hopanos (íon m/z 191) e dos esteranos (íon m/z 217), permite a obtenção de informações sobre a origem e a evolução térmica da matéria orgânica, assim como inferem o ambiente deposicional. Neste trabalho, serão utilizados como parâmetros geoquímicos indicativos de maturação a razão $Ts/(Tm+Ts)$ e a abundância relativa dos compostos pentacíclicos em relação aos compostos tricíclicos. Como indicativo da origem da matéria orgânica é usada a

correlação entre os esteranos C_{27} - C_{28} - C_{29} . Os resultados relativos a razão $Ts/(Tm+Ts)$ são sumarizados no Apêndice C, enquanto aqueles relativos aos esteranos C_{27} - C_{28} - C_{29} estão sumarizados no Apêndice D.

Dentre os hopanos identificados por CG-EM, há maior abundância dos terpanos pentacíclicos (C_{28} a C_{30}) em relação os terpanos tricíclicos (C_{21} a C_{24}) na maioria das amostras, indicando predomínio de matéria orgânica com baixo grau de maturação.

Os compostos Ts e Tm merecem atenção especial, pois são considerados indicadores de maturação térmica. Quando os compostos Tm predominam sobre os Ts, o extrato orgânico é considerado imaturo, pois o aumento da maturação promove a isomerização do composto Tm para o Ts (mais estável), fazendo com o material maturo fique mais enriquecido nos compostos Ts. Portanto, as razões $Ts/(Tm+Ts)$ indicam aumento da maturação do extrato orgânico com o aumento destas razões. O comportamento destas razões nas diferentes formações pode ser observado nos gráficos da Figura 58, na qual se observa que apenas a Fm. Itajaí-Açu possui extrato orgânico maturo segundo esse parâmetro, apresentando um forte *trend* de aumento dessa razão com a profundidade. Todas as outras formações apresentam-se imaturas.

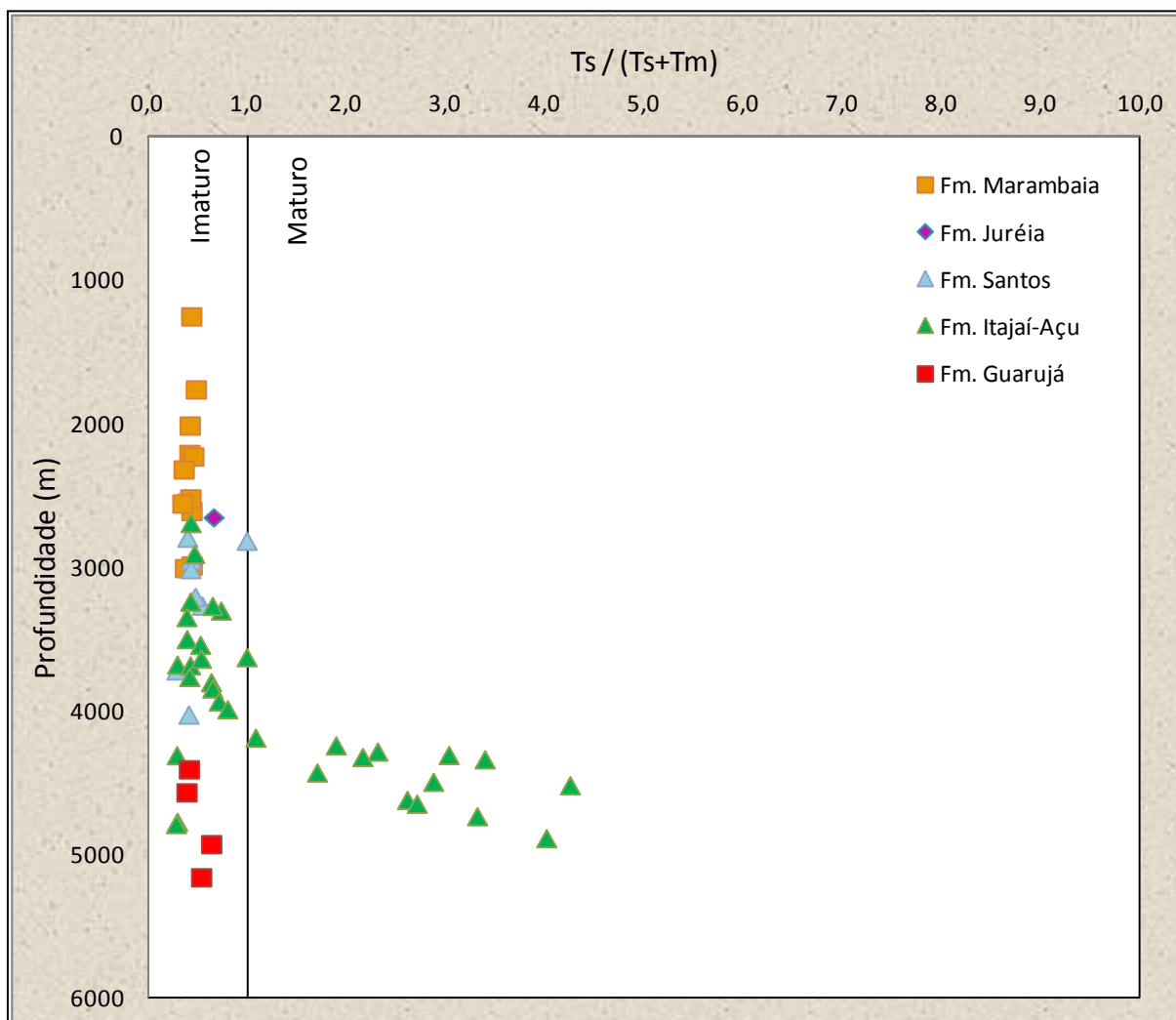


Figura 58 – Comportamento da razão $Ts/(Tm+Ts)$ nas formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá.

Nas Figuras 59 a 62, são apresentados fragmentogramas representativos das formações Marambaia, Santos, Itajaí-Açu e Guarujá, com a distribuição dos hopanos. Neles, é possível observar a predominância dos terpanos pentacíclicos sobre os tricíclicos e também as relações entre os compostos Ts e Tm .

As amostras Fm. Marambaia (Figura 59) apresentam predominância do composto Tm sobre o Ts , típico para todas as amostras da formação, indicando um perfil imaturo para as rochas dessa formação. Essa informação é reforçada pela predominância de terpanos pentacíclicos em relação ao tricíclicos, outro indicativo de matéria orgânica imatura.

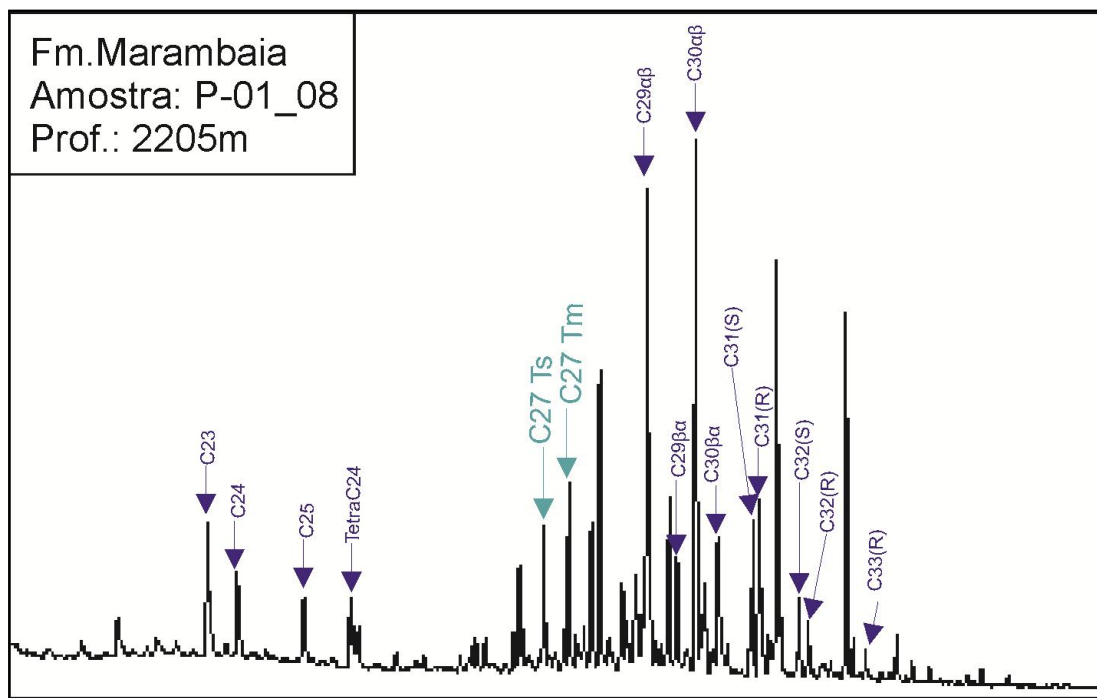


Figura 59 – Distribuição dos hopanos na amostra P-01_08, representativa da Fm. Marambaia.

A Fm. Santos (Figura 60) apresenta comportamento semelhante, com predominância de terpanos pentacíclicos sobre tricíclicos e do composto Tm sobre o Ts, indicando extrato orgânico imaturo para essa formação.

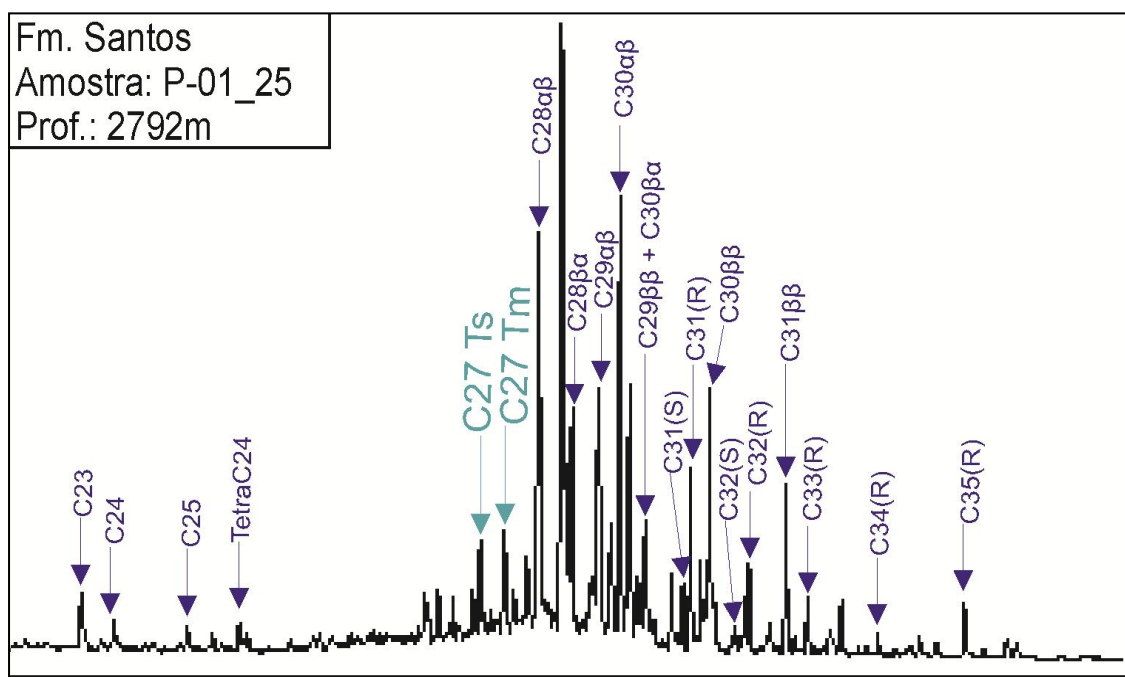


Figura 60 - Distribuição dos hopanos na amostra P-01_25, representativa da Fm. Santos.

A Fm. Itajaí-Açu (Figura 61), apesar de apresentar predomínio dos compostos pentacíclicos sobre os tricíclicos, o que lhe confere um grau de maturação pouco elevado, apresenta predomínio dos compostos Ts sobre os compostos Tm em muitas amostras. Essa relação, que também pode ser visualizada na Figura 60, indica que a Fm. Itajaí-Açu apresenta um perfil de transição para a fase matura, com muitas amostras na janela de geração de hidrocarbonetos.

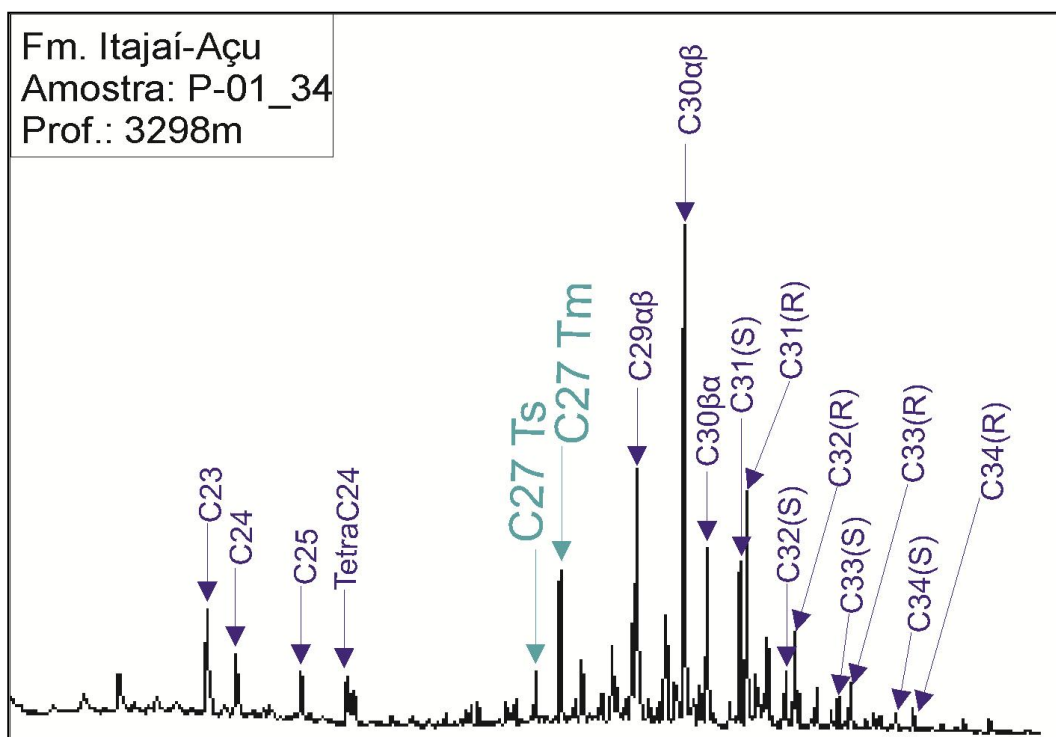


Figura 61 - Distribuição dos hopanos na amostra P-01_34, representativa da Fm. Itajaí-Açu.

A Fm. Guarujá (Figura 62) apresenta o mesmo comportamento já observado nas formações Marambaia e Santos: predominância de compostos pentacíclicos e do composto Tm sobre o Ts, indicando matéria orgânica de maturação pouco elevada. Porém, cabe ressaltar que o epímero S é superior ao epímero R para os hopanóides C31 a C35, o que é observado em extratos de maior grau de maturação.

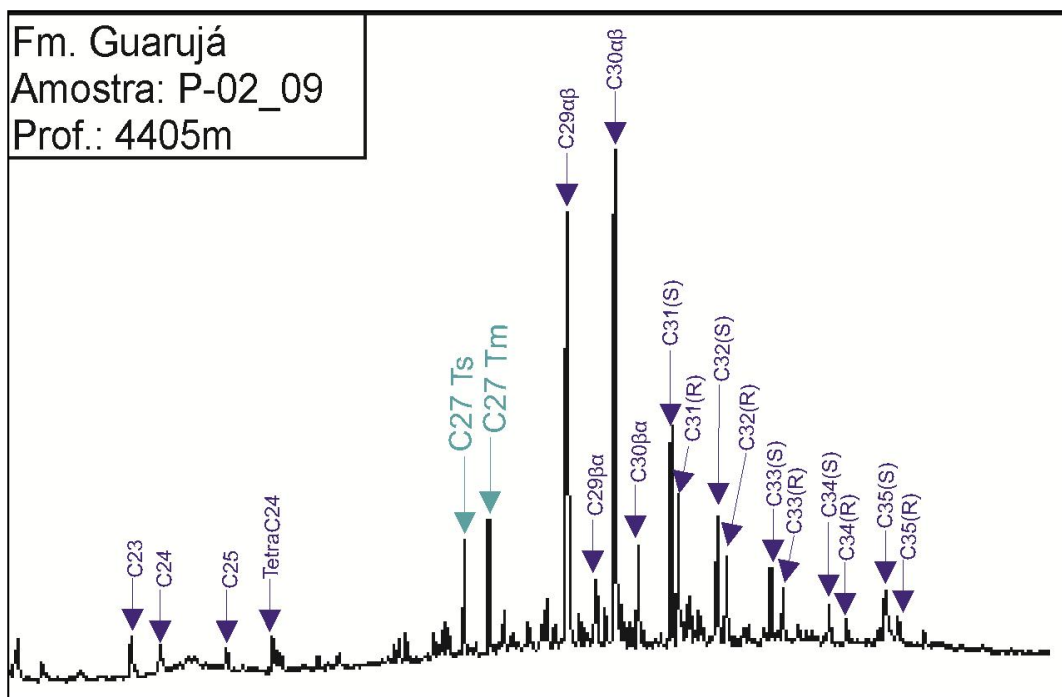


Figura 62 - Distribuição dos hopanos na amostra P-02_09, representativa da Fm. Guarujá.

A caracterização dos hopanos e as suas relações indicativas de maturação estão de acordo com os resultados obtidos pela Pirólise *Rock Eval*, pelas razões $Prist/C_{17}$ Fit/C_{18} , e também pela reflectância da vitrinita (item 4.2.2). Destaca-se, em todas as técnicas, a Formação Itajaí-Açu como a que apresenta o nível de maturação mais elevado dentre as formações estudadas, embora esteja ainda numa fase transicional entre a zona imatura e o início da zona matura.

4.1.5.2 Esteranos

Dentre os esteranos identificados pela CG-EM, através razão m/z 217 para as amostras em estudo, os biomarcadores mais importantes são os esteranos C_{27} , C_{28} e C_{29} , usados para estabelecer a origem da matéria orgânica de uma rocha geradora. A predominância de esterano C_{27} indica matéria orgânica de origem marinha. O esterano C_{28} indica material de origem lacustres e a predominância do esterano C_{29} é considerado um indicador de contribuição de vegetais terrestres para a matéria orgânica.

No diagrama ternário da Figura 63, estão plotadas as concentrações (em %) dos esteranos C_{27} , C_{28} e C_{29} , que permitem a avaliação da origem do material que originou o extrato orgânico. Pode-se observar nesse diagrama que para a maioria das amostras não há predominância de um componente específico, indicando mistura entre material de origem terrestre e marinha. Há predominância de material planctônico em duas amostras da Fm. Marambaia (P-01_05 e P-06_07) enquanto que as formações Santos e Guarujá apresentam uma amostra cada com predominância de material lacustre (P-02_04 e P-02_09). O poço P-02, que contém esse material lacustre, fica situado na porção norte da bacia, região na qual já foram encontrados óleos de origem lacustres (Koike, 2007). Uma amostra da Fm. Marambaia apresenta predominância de material terrestre.

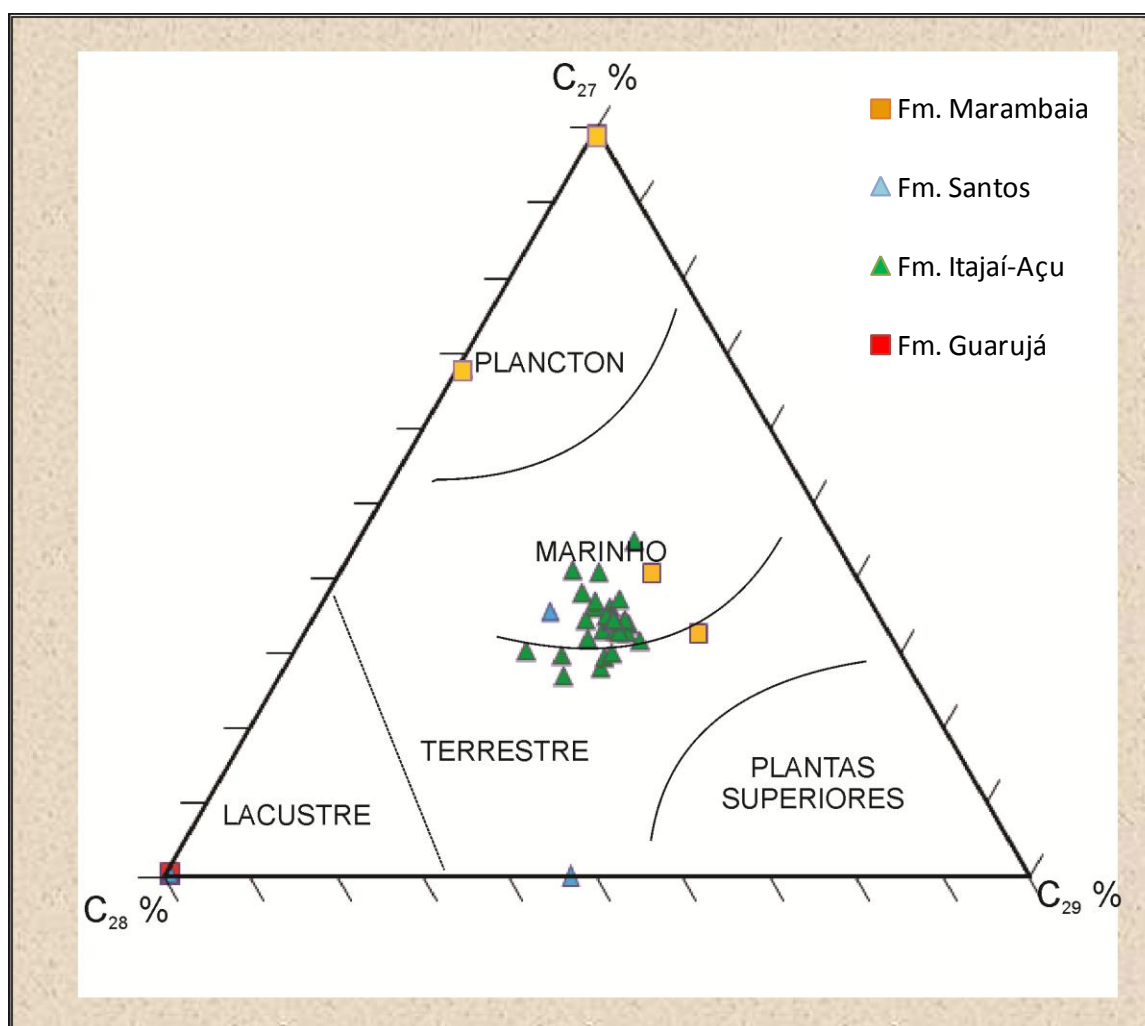


Figura 63 – Diagrama ternário mostrando as relações C_{27} , C_{28} e C_{29} (em porcentagem), indicando mistura de material terrestre e marinho para a maioria das amostras (modificado de Waples & Machiara, 1991).

Na Fm. Marambaia (Figura 64) algumas amostras apresentam altas e semelhantes abundâncias de C_{27} , C_{28} e C_{29} , e outras apresentam predominância de C_{27} , porém C_{28} e C_{29} são também bastante representativos, indicando um ambiente de deposição transicional.

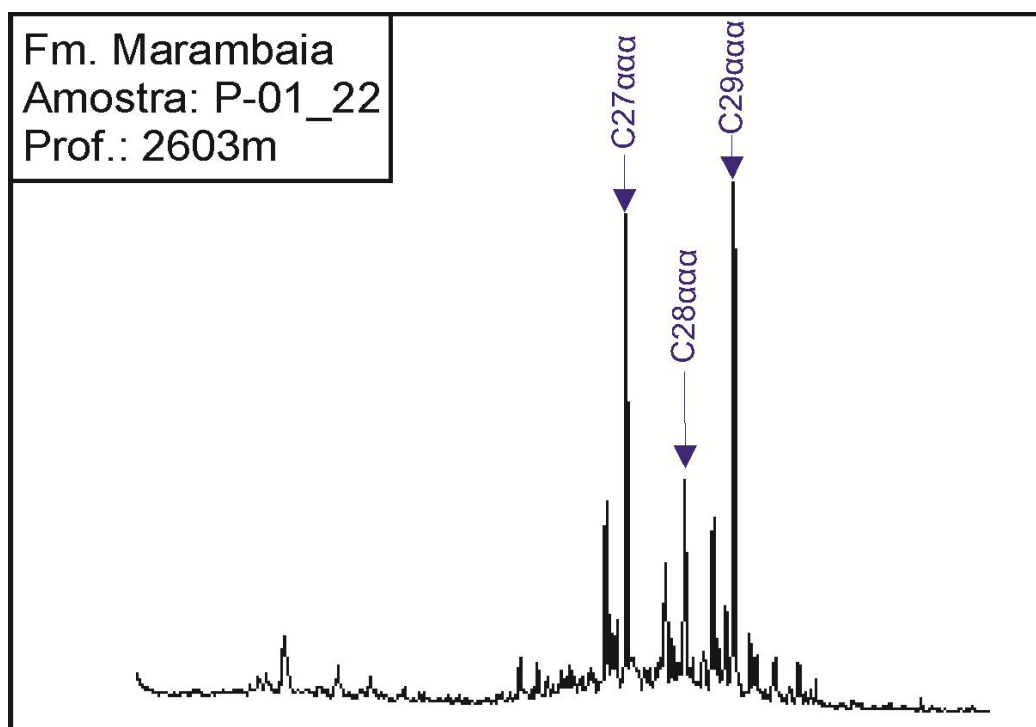


Figura 64 – Distribuição dos esteranos da Fm. Marambaia.

Na Fm. Santos (Figura 65) novamente algumas amostras apresentam altas e semelhantes abundâncias de C_{27} e C_{29} , e outras apresentam predominância de C_{27} (06-352, 07-229), porém C_{28} e C_{29} são também bastante representativos, e predominantes nas amostras 06-318 e 07-243, indicando novamente um ambiente deposicional transicional.

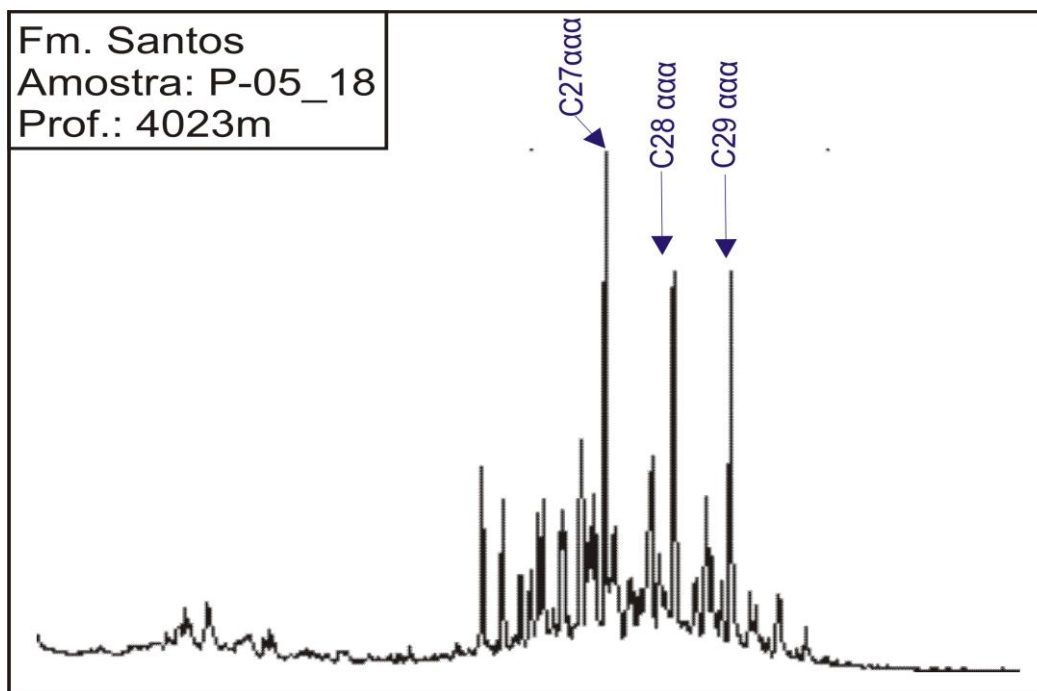


Figura 65 – Distribuição dos esteranos da Fm. Santos.

Na Fm. Itajaí-Açu (Figura 66) o mesmo comportamento é observado, com forte abundância dos 3 compostos, indicando ambiente deposicional transicional.

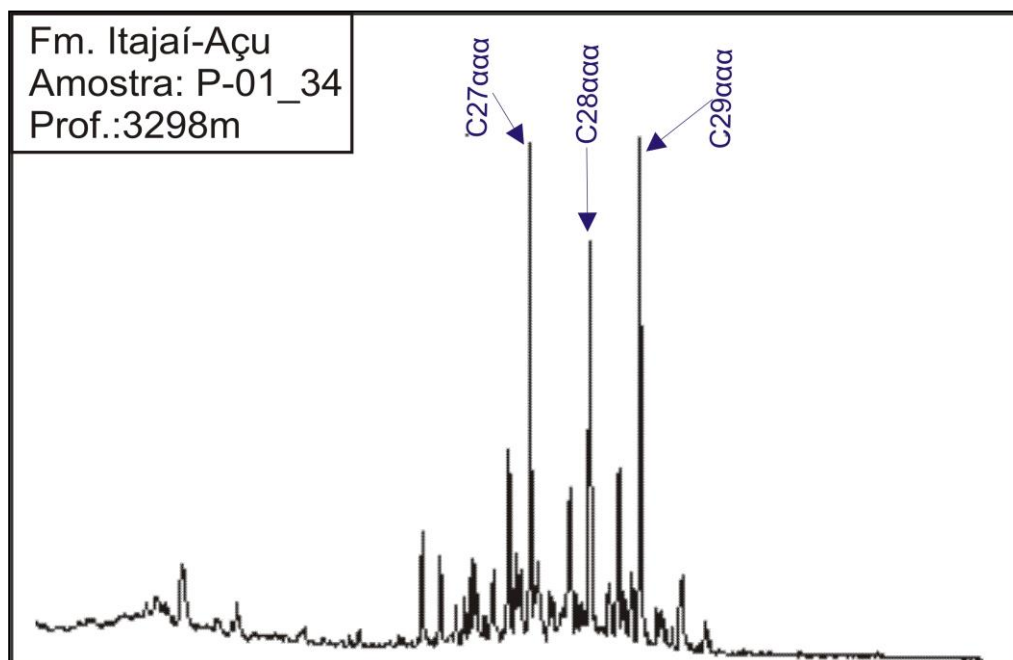


Figura 66 – Distribuição dos esteranos da Fm. Itajaí-Açu.

A Fm. Guarujá (Figura 67) apresenta padrões semelhantes para C₂₇, C₂₈ e C₂₉, indicando ambiente deposicional transicional.

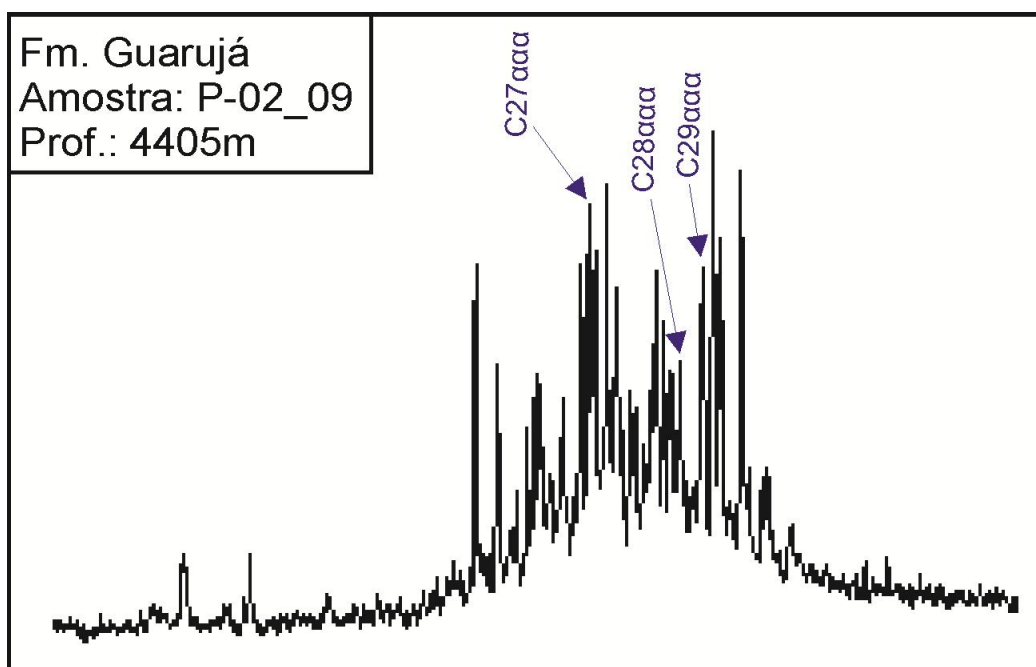


Figura 67 – – Distribuição dos esteranos da Fm. Guarujá.

4.2 Petrologia Orgânica

Os resultados obtidos pela petrologia orgânica estão sumarizados Apêndice E.

4.2.1 Palinofácies

Análises qualitativas de palinofácies foram realizadas em amostras dos poços P-01, P-02, P-05 e P-06, visando apenas a identificação de três grandes grupos: matéria orgânica amorfa, palinomorfos e fitoclastos. Os resultados indicam matéria orgânica composta basicamente por matéria orgânica amorfa (Apêndice E), representando mais de 95% da composição dessas amostras (Figura 68A),

palinomorfos (Figura 68B) e matéria orgânica de origem terrestre, tais como fitoclastos (Figura 68C) em menor concentração. A matéria orgânica amorfa apresenta-se na forma de grumos, de coloração bege a marrom. A fluorescência é fraca e de coloração amarelo-alaranjada, indicando matéria orgânica imatura, próxima ao início da janela de geração de óleo. A presença de matéria terrestre e marinha corrobora os resultados obtidos pela geoquímica.

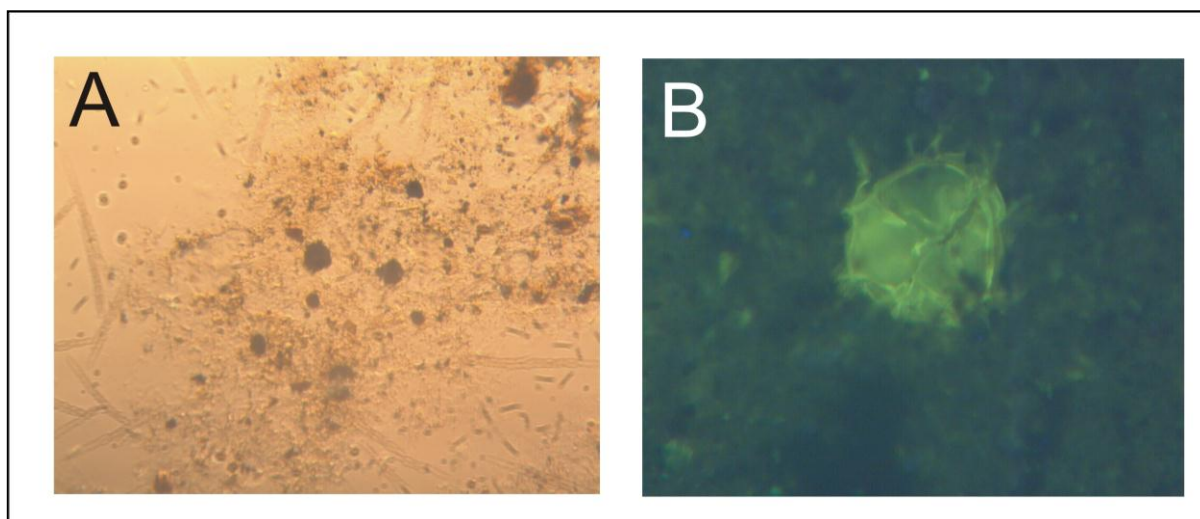


Figura 68 – Fotomicrografia da matéria orgânica observada na Fm. Marambaia: A – MOA da amostra P-01_14 (2403m de profundidade); B – Acritarco da amostra P-06_08 (2992m de profundidade).

4.2.2 Reflectância da Vitrinita

A Reflectância da Vitrinita foi realizada em *plugs* de concentrado de querogênio, no qual foi realizada uma varredura de toda a amostra. Essas áreas foram analisadas e foram feitas as medidas da reflectância da vitrinita quando essa apresentava condições para tal. A quantidade de pontos medidos em cada *plug* variou de 4 a 40, pois a matéria orgânica dispersa nas rochas estudadas contém geralmente poucas partículas de vitrinita.

As amostras são compostas por matéria orgânica amorfa (que apresenta coloração marrom característica sob luz fluorescente), vitrinita (geralmente poucos fragmentos), fusinita, pirita e quartzo. A Figura 69 apresenta exemplos das vitrinitas encontradas, nas quais foram realizadas medidas, e de outros elementos presentes nas amostras. Foram observados também palinomorfos, como acritarcos e pólenes, que podem ser indicativos de paleoambiente deposicional. A Figura 70 apresenta

imagens que exemplificam o restante do material encontrado nas amostras, sob luz fluorescente.

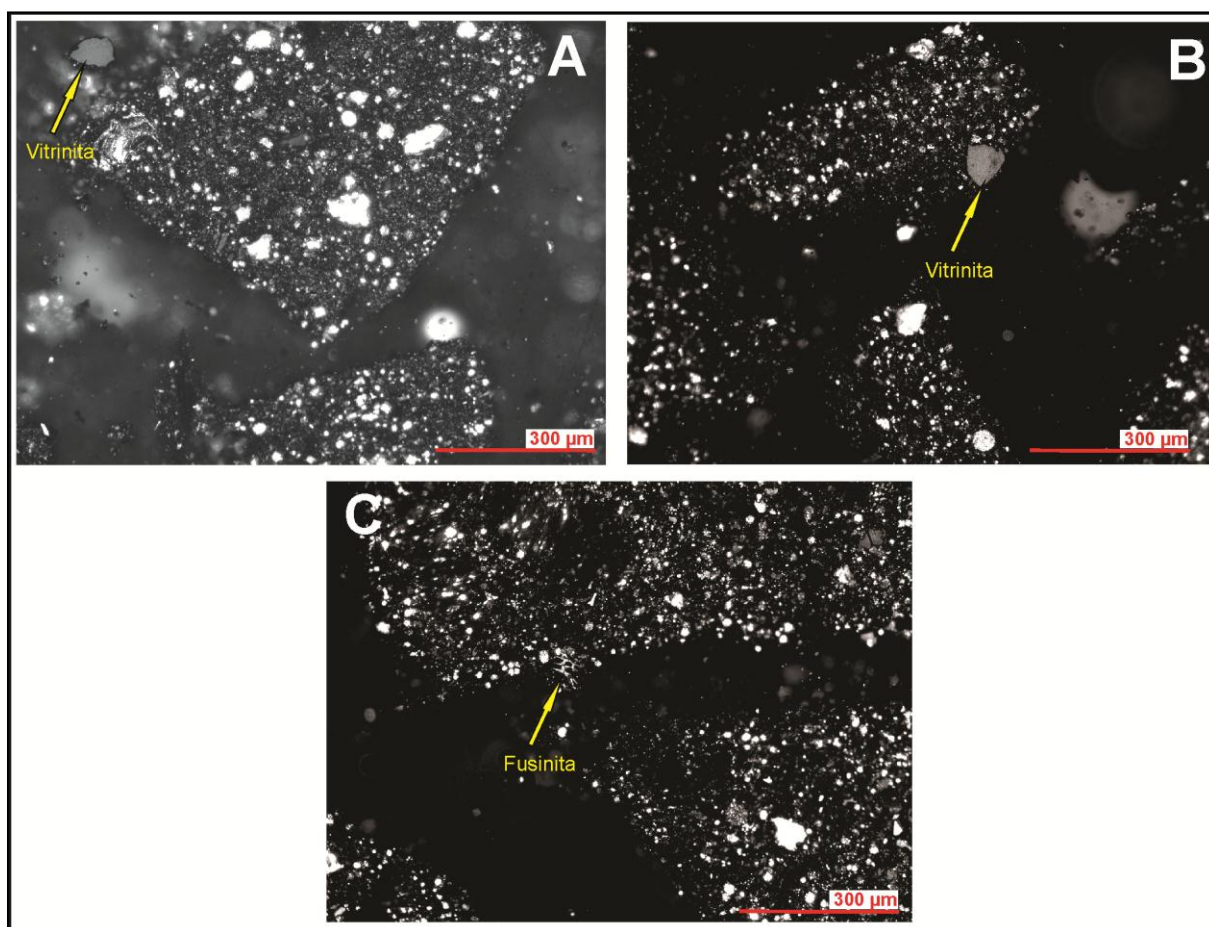


Figura 69 – Exemplo de vitrinitas encontradas nas amostras analisadas (A e B) e de fusinita (C). A – Fm. Guarujá, amostra P-02_11, 4496 metros de profundidade; B – Fm. Itajaí-Açu, amostra P-06_26, 4777 metros de profundidade; C – Fm. Santos, amostra P-05_13, 3501 metros de profundidade.

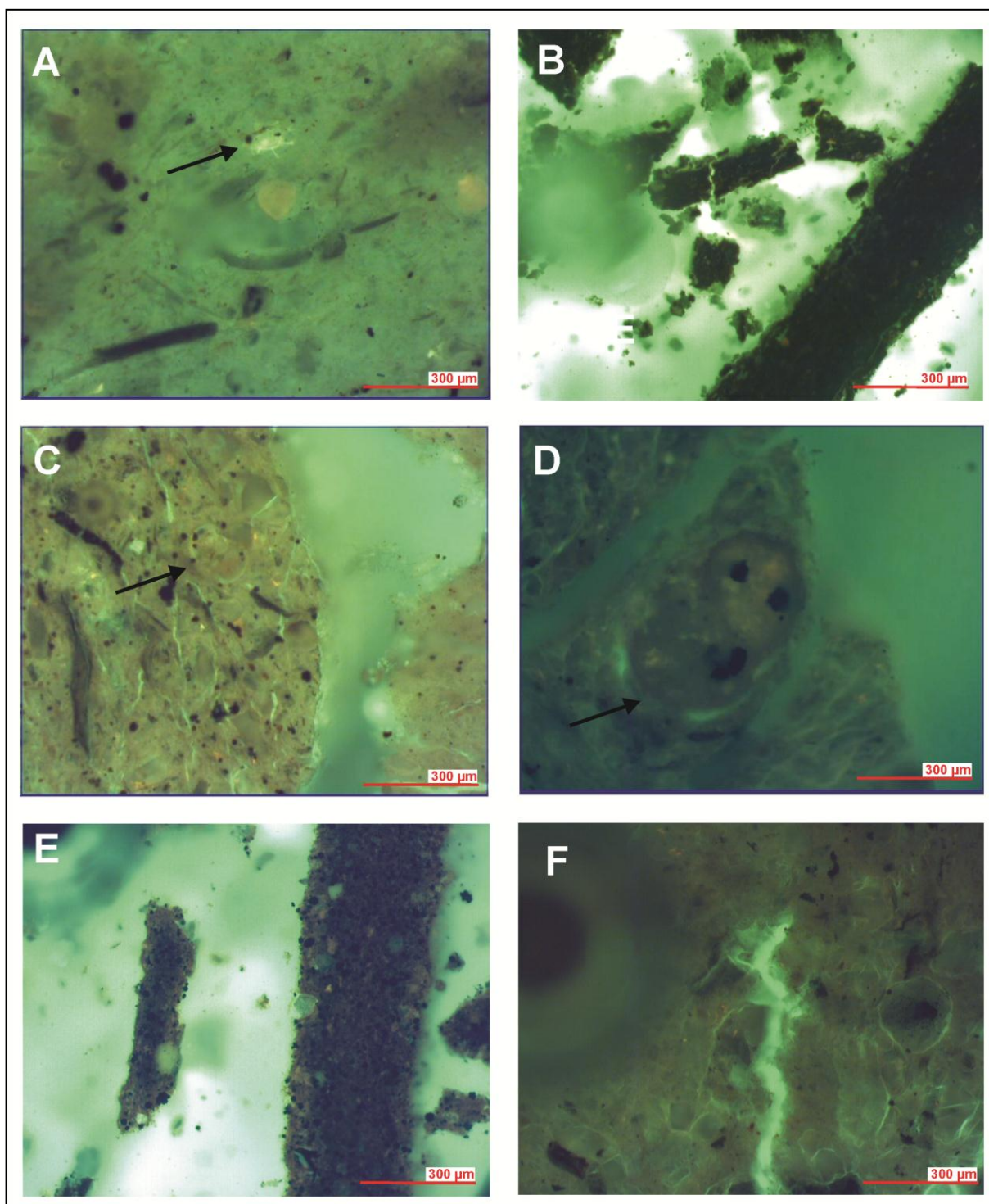


Figura 70 – Exemplo de fragmentos encontrados nas amostras de matéria orgânica dispersa da Bacia de Santos (fluorescência): A (Fm. Marambaia, amostra P-03_03, 1480 metros de profundidade) – acritarco; B (Fm. Santos, amostra P-02_04, 3965 metros de profundidade) – matéria orgânica oxidada; C (Fm. Marambaia, amostra P-03_22, 3673 metros de profundidade) e D (Fm. Guarujá, amostra P-03_28, 5017 metros de profundidade) – Pólen bissacado; E (Fm. Itajaí-Açu, amostra P-03_22, 3673 metros de profundidade) e F (Fm. Santos, amostra P-03_15, 2560 metros de profundidade) – matéria orgânica amorfa.

Foi verificada a presença de duas ou três famílias de vitrinita em boa parte das amostras (Figura 71), uma com reflectância geralmente superior a 0,75% e outra com reflectância mais baixa. Quando presente, a terceira família possui reflectância média entre as outras duas famílias. Nesses casos, considera-se a família com menor reflectância da vitrinita como representativa da maturação da rocha, visto que pode haver matéria retrabalhada misturada ao material analisado.

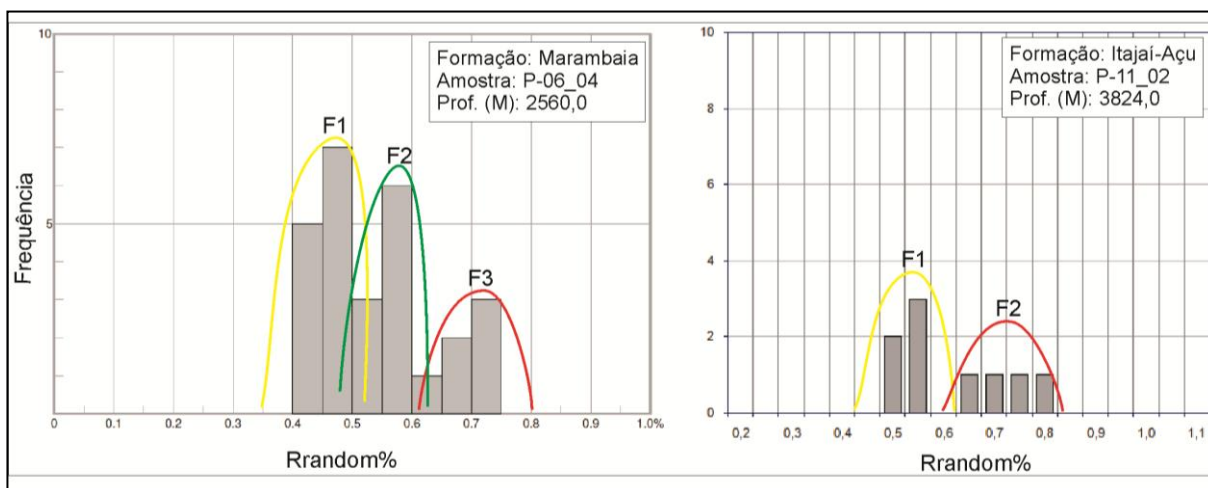


Figura 71 – Histogramas representativos da reflectância da vitrinita, mostrando as diferentes famílias de vitrinita identificada em grande parte das amostras (F1=família 1; F2=família 2; F3=família 3).

A Figura 72 apresenta a variação da reflectância da vitrinita das diferentes formações estudadas em função da profundidade. As amostras das formações Marambaia, Santos, Juréia e Itajaí-Açu e Guarujá, apresentam algumas amostras imaturas, numa fase de transição para a zona madura, porém não atingindo o pico de geração de hidrocarbonetos e não apresentando claramente um *trend* de aumento da maturação com o aumento da profundidade. As amostras da Fm. Florianópolis são imaturas, enquanto as amostras da Fm. Itanhaem são as que apresentam os maiores valores de reflectância da vitrinita (0,66 e 0,70% a 4807 e 4885 metros de profundidade, respectivamente). Amostras da Fm. Guarujá se destacam dentro da zona madura, podendo indicar uma potencial rocha geradora de hidrocarbonetos.

Dois picos podem ser identificados: um englobando amostras pertencentes as formações Marambaia, Juréia e Santos, a cerca de 2500 metros de profundidade, no início da zona matura e outro entre 4000 e 5000 metros com amostras das formações Itajaí-Açu, Itanhaem e Guarujá, com amostras plotadas no início e no pico da zona matura. Esse resultado coincide com aqueles observados pela geoquímica orgânica (COT, S2 e Tmax).

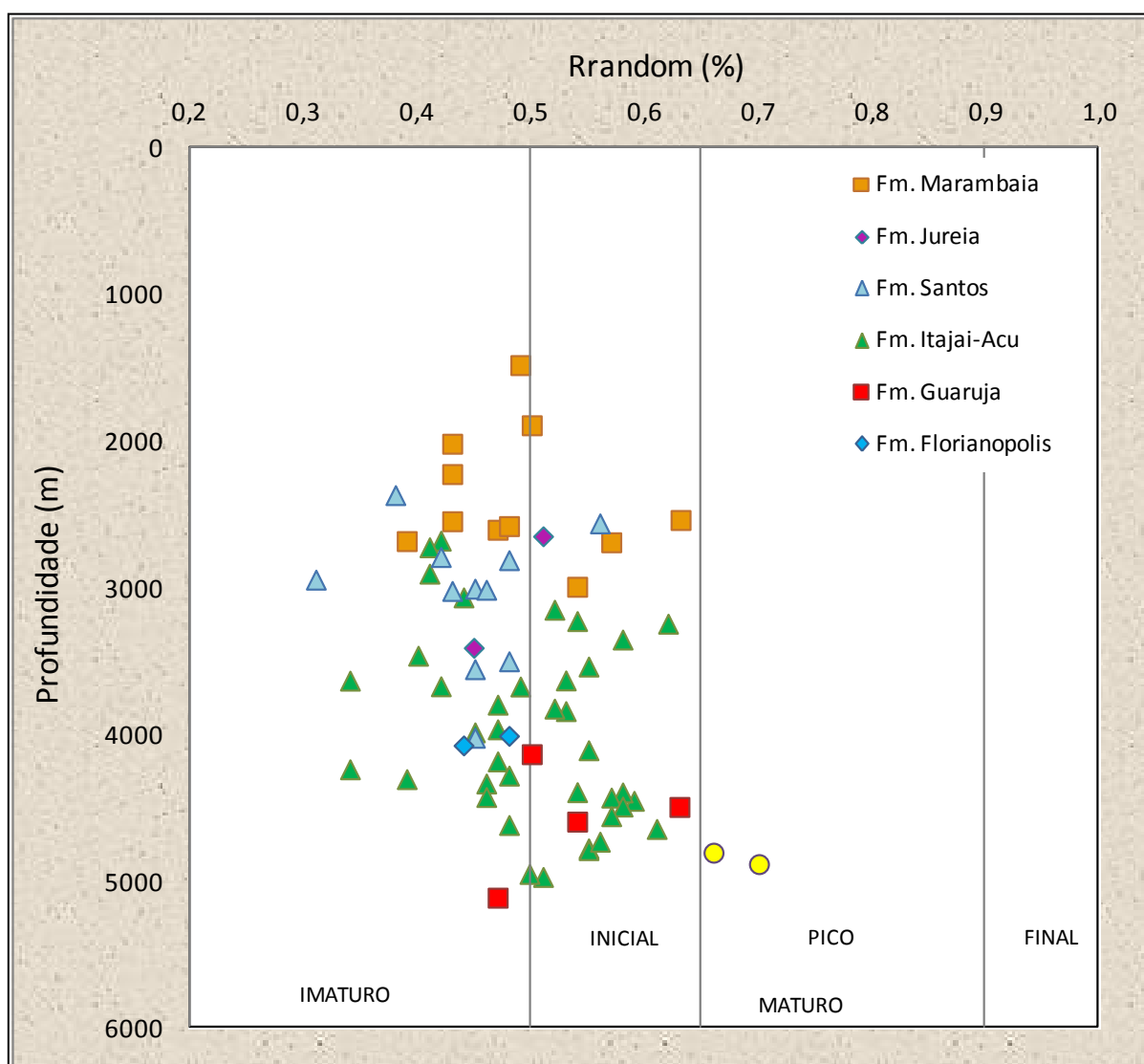


Figura 72 – Maturação térmica da matéria orgânica nas formações estudadas, baseada na reflectância da vitrinita.

O gráfico da Figura 73 mostra a variação da reflectância da vitrinita em função da profundidade, no qual se observa que os poços P-01, P-05, P-07 e P-09 contêm matéria orgânica imatura ($R_{\text{random}} < 0,5\%$). Os demais poços (com exceção do P-

04, para o qual não foram realizadas análises de reflectância da vitrinita devido aos baixos valores de COT dessas amostras) apresentam matéria orgânica numa zona de transição entre a zona imatura e o início da zona madura. A variação da maturação em função da profundidade pode ser observada nos poços P-02, P-06, P-08, P-10, P-12, P13 e P15, embora algumas vezes esse aumento seja sutil. O poço P-06 apresenta um pico a cerca de 3500 metros de profundidade e volta a decair, sendo condizente com os resultados obtidos com o parâmetro Tmax. O poço P-10 apresenta um claro *trend* de aumento em função da profundidade, chegando ao pico da zona de geração de hidrocarbonetos com amostras da Fm. Itanhaem (vide Figura 40).

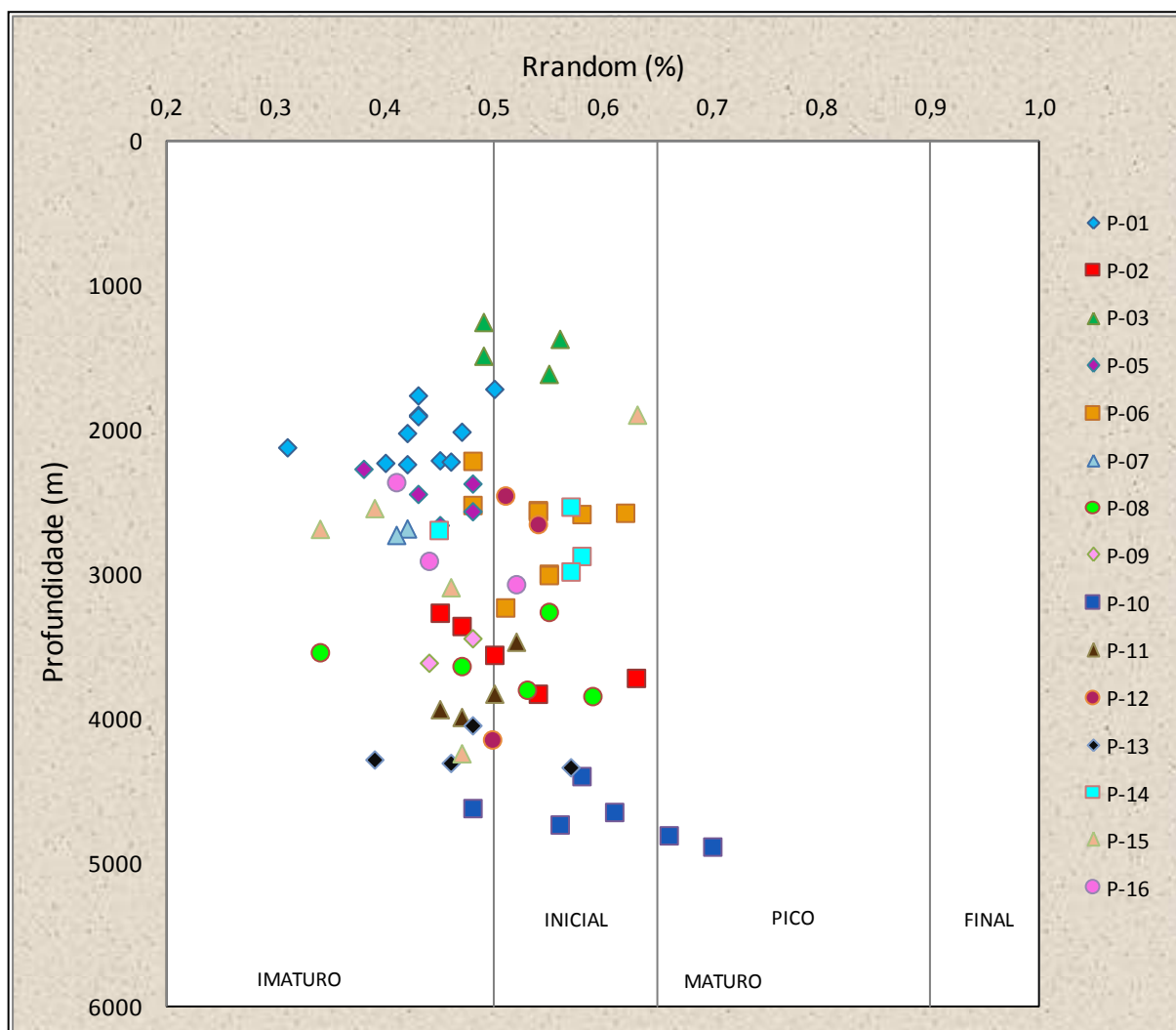


Figura 73 - Maturação térmica da matéria orgânica dos poços estudados, baseado na reflectância da vitrinita.

5. CONCLUSÕES

Matéria orgânica coletada de 16 poços exploratórios da Bacia de Santos, abrangendo as formações Marambaia, Juréia, Santos, Itajaí-Açu, Itanhaem, Guarujá e Florianópolis (Cretáceo-Terciário) foi analisada, apresentando resultados semelhantes para o tipo de matéria orgânica e sua origem, geralmente composta por querogênio tipo II e III, originado pela mistura de material de origem terrestre e marinha, indicativa de deposição em ambiente transicional, levemente oxidante.

Os sedimentos das Fm. Marambaia, Juréia e Santos apresentam conteúdo de carbono orgânico regular a bom (0,15 a 2,47%; 0,19 a 1,92%; 0,01 a 1,57%; em peso, respectivamente), formados por querogênio tipo II e III. São constituídos por matéria orgânica de origem continental e marinha levemente biodegradadas (distribuição dos n-alcanos e elevação da linha de base dos cromatogramas). Petrograficamente apresentam predomínio de matéria orgânica amorfa (>95%), com menor contribuição de fitoclastos e baixa fluorescência, indicativos da biodegradação por oxidação da matéria orgânica amorfa. São classificados como imaturos tanto por parâmetros geoquímicos (T_{max} , razões Prist/C17 e Fit/C18, e razão $T_s/(T_s+T_m)$) quanto petrográficos (Reflectância da Vitrinita). A alta abundância tanto do esterano C_{27} quanto do C_{29} indica ambiente deposicional transicional entre terrestre e marinho, de condições variando entre anóxicas e mais oxidantes (razões Prist/Fit).

Os folhelhos da Fm. Itajaí-Açu possuem conteúdo de carbono orgânico pobre a muito bom (0,03 a 5,23% em peso), formados por querogênio tipo II e III. São petrograficamente constituídos por matéria orgânica amorfa (>97%), com fluorescência fraca, de origem continental e marinha. Estão numa fase de transição entre a zona imatura e a zona matura pelos parâmetros geoquímicos (T_{max} , razões Prist/C17 e Fit/C18 e razão $T_s/(T_s+T_m)$), e pela reflectância da vitrinita, com muitas amostras situadas na zona de geração de óleo. O ambiente deposicional é transicional entre terrestre e marinho (predominância dos esteranos C_{27} e C_{29}), de condições de deposição variando entre anóxicas e mais oxidantes (razão Prist/Fit).

Os sedimentos da Fm. Itanhaem apresentam conteúdo de carbono orgânico pobre a bom (0,09 a 1,47% em peso) e matéria orgânica tipo III, sendo considerados

imaturas pelos parâmetros geoquímico Tmax e maduras pela reflectância da vitrinita, O ambiente deposicional é transicional entre terrestre e marinho, inferido pela distribuição dos n-alcenos.

Os folhelhos da Fm. Guarujá possuem conteúdo de carbono orgânico regular a bom (0,43 a 1,52% em peso), constituídos por querogênio tipo III. Formados por mais de 95% de matéria orgânica amorfa, não apresentam fluorescência. Algumas amostras foram consideradas imaturas pelos parâmetros geoquímicos Tmax, razões Prist/C17 e Fit/C18, e razão Ts/(Ts+Tm), enquanto na reflectância da vitrinita as amostras estão no início da janela de geração de óleo. O ambiente deposicional é transicional entre terrestre e marinho (distribuição semelhante dos esteranos C₂₇, C₂₈ e C₂₉), com condições de deposição mais redutoras que as outras formações (Prist/Fit). As amostras da Fm Guarujá apresentam características de COT e maturação que podem corroborar a hipótese de alguns autores de que ela seria uma potencial geradora de hidrocarbonetos da bacia

A Fm. Florianópolis apresenta bom conteúdo de carbono orgânico (1,01 a 1,38% em peso) e matéria orgânica tipo II, sendo considerada imatura por parâmetros geoquímicos (Tmax) e petrográficos (Reflectância da Vitrinita). Os extratos orgânicos dessa formação também apresentam características de deposição em ambiente transicional, com contribuição de material marinho e terrestre.

De forma geral, a elevação da linha de base observada em muitos cromatogramas é indicativa de biodegradação do extrato orgânico, também indicada pela predominância de matéria orgânica amorfa com fluorescência fraca a ausente.

As pequenas diferenças entre as concentrações de esteranos, com abundância de C₂₇ e C₂₉, e também a variação no perfil da razão Prist/Fit, indicativa das condições de deposição, nos permitem inferir ciclos de deposição oxidantes e outros levemente mais redutores com aporte de matéria orgânica marinha e continental, característicos de ambientes transicionais.

Os dados mostram um aumento do conteúdo de matéria orgânica, da maturação e do potencial de geração de hidrocarbonetos em direção a região sudeste da bacia, indicando essa área como a mais propensa a geração de hidrocarbonetos. Essa região era um importante depocentro da bacia durante o

Turoniano, período em que ocorreu o evento anóxico global (OEA-2), que propiciou a deposição de uma grande quantidade de sedimentos finos ricos em matéria orgânica. A maturação é propiciada pelo expressivo pacote de sedimentos finos acumulados sobre essa área. Nessa região também é comum a ocorrência de minibacias formadas pela halocinese e que também geram condições para deposição de sedimentos finos em baixos localizados.

Os perfis analisados identificaram dois picos de maior conteúdo de carbono orgânico, maturação e potencial de geração: um nível mais raso (entre 2500 e 3000 metros de profundidade), possivelmente relacionado a eventos transgressivos do Terciário, e outro nível mais profundo (4000 a 5000 metros de profundidade), relacionado a um importante evento transgressivo (OEA-2) do Turoniano.

As amostras da Fm. Itajaí-Açu foram as que apresentaram o melhor potencial para geração de hidrocarbonetos, apresentando um nível na sua porção basal, próximo a 4500 metros de profundidade, com os maiores valores de COT, S₂ e T_{max}. Essa seção corresponde a idade Turoniana, período coincidente ao OEA-2. Na porção SW do perfil, que corresponde a região de maior espessura dessa formação segundo mapas de isópacas apresentados pela literatura, encontra-se as melhores condições para a geração de hidrocarbonetos na formação Itajaí-Açu.

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, F. F. M.; CARNEIRO, C. dal R.; MIZUSAKI, A. M. P. 1996. Correlação do magmatismo das bacias da margem continental brasileira com o das áreas emersas adjacentes. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 26, n. 3, p. 125-138.

VIDAL, A. C. 2003. **Interpretação e mapeamento dos sistemas petrolíferos da Bacia de Santos**. Rio de Janeiro: ANP/FUNDUNESP. v.1, p. 170.

ANP/SIGEP. Dados gerais dos blocos exploratórios sobre concessão. Bacia de Santos. Rio de Janeiro: ANP, 2011. Disponível em: <http://www.brasilouds.gov.br/arquivos/blocos_sob_concessao/blocos_exploratorios_sob_concessao_12122011.pdf> acesso em 18 de dezembro de 2011.

ARAI, M. 1988. Geochemical reconnaissance of the mid-Cretaceous anoxic event in the Santos Basin, Brazil. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 18, n. 3, p. 273-282.

ARAI, M.; LANA, C. C., ARAUJO, C. V.; MENEZES, T. R. 2006. O grande incêndio do Santoniano: considerações geológicas e exploratórias. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 14, n. 1, p. 125-131, 2006.

ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; CHANG, H. K. 2008. Migração de depocentros na Bacia de Santos: importância na exploração de hidrocarbonetos. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2 – suplemento. p. 111-127.

BDEP WebMaps: Mapa interativo do Banco de Dados de Exploração e Produção da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://maps.bdep.gov.br>>. Acesso em 03 nov. 2011.

BEURLEN, G. 1994. Bio-Crono-Litoestratigrafia: a correção é possível? **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 8, n. 2-4, p. 401-427.

CALDAS, M. F. 2007. **Reconstituição cinemática e tectono-sedimentação associada a domos salinos nas águas profundas da Bacia de Santos, Brasil**. 2007. 111 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

CHANG, H. K.; ASSINE, M. L.; CORRÊA, F. S.; TINEM, J. S.; VIDAL, A. C.; KOIKE, L. 2008. Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 38, n. 2 – suplemento, p. 29-46.

COBBOLD, P. R.; MEISLING, K. E.; MOUNT, V. S. 2001. Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 85, n. 11, p. 1925-1944

COMBAZ, A. 1964. Les palinofaciès. **Revue de Micropaléontologie**, v. 7, p. 205-218, *apud* MENDONÇA FILHO, J. G. & MENEZES, T. R. 2001. **Curso de Palinofácies e Fácies Orgânicas**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 114p.

DAMACENO, E. C. 1966. Estudo preliminar dos diques de rochas básicas e ultrabásicas da região de Ubatuba, Estado de São Paulo. **Anais da Academia Brasileira de Ciência**, v. 38, n. 2, p.393-304.

DE ROS, L. F.; MIZUSAKI, A. M. P.; SILVA, C. M. A.; ANJOS, S. M. C. 2003. Volcanic rock fragments of the Paraná Basin provenance in the Upper Cretaceous sandstones of Santos Basin, eastern Brazilian margin. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO E GÁS, 2., 2003. Rio de Janeiro, **Extended Abstracts**... Rio de Janeiro: ANP. v. 1, p. 6-12.

ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, J.L.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P.; PAULET, J.; BOUTEFEU, F. 1977. Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. **Revue Institut Français du Pétrole** v. 32, p. 23–42.

FODOR, R. V.; VETTER, S. K. 1984. Rift-zone magmatism: petrology of basaltic rocks transitional from CFB to MORB, Southeastern Brazil margin. **Contributions to Mineralogy and Petrology**, v. 88, p. 307-321.

GIBBONS, M. J.; WILLIAMS, A. K.; PIGGOTT, N.; WILLIAMS, G. M. 1983. Petroleum Geochemistry of the Southern Santos Basin, offshore Brazil. **Journal of the Geological Society**, v. 140, n. 3, p. 423-430.

HUNT, J.M. 1979. **Petroleum Geochemistry and Geology**. W.H. Freeman and Company: San Francisco, 617p.

ISO 7404-5. 1994. Methods for the petrographic analysis of bituminous coal and anthracite – Part 5: Methods of determining microscopically the reflectance of vitrinite. **International Organization for Standardization – ISO**. Genova. 12p.

JANUÁRIO, T. M.; RIBEIRO, J. P. S.; BARBOSA, J. A. 2010. Investigação do potencial exploratório das mini-bacias desenvolvidas em águas profundas da Bacia de Santos. In: RIO OIL & GAS EXPO AND CONFERENCE, 15., 2010. **Technical Papers...** Rio de Janeiro: IBP. 10p.

KILLOPS, S. D.; KILLOPS, V. J. 1994. **An Introduction to Organic Geochemistry**. New York: Longman, Scientific & Technical. 265p.

KOIKE, L. ;KIANG, C. H.; REIS, F. A. M. 2007. Organic Geochemistry of Santos Basin Oil, Brazil. In: INTERNATIONAL MEETING ON ORGANIC GEOCHEMISTRY, 23., 2007. Torquay, **Extended Abstracts...** International Geochemical Interpretation Ltd., p. 921-922

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

MAGGON, L. B.; DOWN, W. G. 1994. The petroleum system. The petroleum system – from source to trap. **AAPG Memoir 60**. Ed Maggon, L. B.; Down, W. G. p. 3-24.

MELLO, M. R.; TELNAES, N.; MAXWELL, J. R. 1995. The hydrocarbon source potential in the Brazilian marginal basins: a geochemical and paleoenvironmental assessment. In: HUC, A. Y. (Ed). **Paleogeography, paleoclimate and source rocks: Studies in Geology**. v. 40, p. 233-272.

Mello, M. R.; 1995. Geochemical and biological marker assessment of depositional environment using Brazilian offshore oils. **Marine and Petroleum Geology**, v.5 205-233.

MENDONÇA FILHO, J. G.; MENEZES, T. R. 2001. **Curso de Palinofácies e Fácies Orgânicas**. Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 114p.

MIO, E.; CHANG, H. K.; CORRÊA, F. S. 2005. Integração de métodos geofísicos na modelagem crustal da Bacia de Santos. **Revista Brasileira de Geofísica**, v. 23, n. 3, p.275-284.

MODICA, C. J.; BRUSH, E. R. 2004 Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 88, n. 7, p.923-945.

MOHRIAK, W. U. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: BIZZI, L. A.; SCHOBENHAUS, C.; VIDOTTI, R. M. & GONÇALVES, J. H. (Eds.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: Textos, Mapas e SIG**. Brasília: CPRM. 2003. P. 87-165.

MOREIRA, J. P.; M.; MADEIRA, C. V.; GIL, J. A.; MACHADO, M. A. P. 2007. Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 15, n. 2, p.531-549.

Revista Isto É Especial – O Petróleo é todo nosso. 2008. **Revista Isto É**, Rio de Janeiro: Editora Três, p.76.

OREIRO, S. G.; CUPERTINO, J. A.; SZATMARI, P.; THOMAZ FILHO, A. 2005. Estudo sobre o magmatismo no limite entre as bacias de Santos e Campos. In: Simpósio de Vulcanismo e Ambientes Associados, 3, 2005. Cabo Frio. **Anais...** Cabo Frio: p 189-194.

PEIXOTO, P. P. **Estratigrafia e modelagem do preenchimento sedimentar cenozóico em seção na margem sul da Bacia de Santos**. 2004. 113 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Instituto de Geociências, Curso de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto alegre, 2004.

PEREIRA, M. J.; BARBOSA, C. M.; AGRA, J.; GOMES, J. B.; ARANHA, L. G. F.; SAITO, M.; RAMOS, M. A.; CARVALHO, M. D.; STAMATO, M.; BAGNI, O. Estratigrafia da Bacia de Santo: análise das sequências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34, 1986. Goiânia, **Anais...** Goiânia: SBG, 1986. v. 1, p. 65-79.

PEREIRA, M. J.; FEIJÓ, F. 1994. A Bacia de Santos. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 8, n. 1, p.219-234.

PEREIRA, M. J.; MACEDO, J. M. 1990. A Bacia de Santos: Perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, v. 4, n. 1, p. 3-11.

Peters, K. E. 1986 Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed Pyrolysis. **AAPG Bulletin**, v. 70, n. 3, p. 318-329.

PETERS, K. E. ; CASSA, M. R. 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In: MAGOON, L.B.; DOW, W.G. (Ed.), **The Petroleum System – from source to trap: AAPG Memoir. v. 60**, p.93-120.

PETERS, K. E.; MOLDOWAN, J. M. 1993. **The biomarker Guide Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments**. New Jersey: Prentice Hall, 1993. 352p.

ROHRBACK, B. J., 1983. IN: BJOROY, M. *et al.* (Ed.). Advances in Organic Geochemistry. Wiley Chichester, p. 39-48 *apud* SILVA, C. G. A. **Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná**. 2007. 211 f. Dissertação (Mestrado em Química) – Instituto de Química, Curso de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SCHIEFELBEIN, C. F.; ZUMBERGE, J. E.; CAMERON, N. C. & BROWN, S. W. 2000. Geochemical comparison of crude oils along the South Atlantic margins. In: **Petroleum Systems of South Atlantic Margins**. AAPG Memoir. v. 73, p. 15-26.

SFEITER, W. K.; MOLDOWAN, J. M. 1986. Use of biological markers in petroleum exploration. In: JOHNS, R. B. (Ed.) **Biological Markers in Sedimentary Record**. Elsevier, p. 261-290

SILVA, C. G. A. **Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná**. 2007. 211 f. Dissertação (Mestrado em Química) – Instituto de Química, Curso de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SMITH, T. The Dawning of Two Continents. **GeoExpro**, v. 5, n. 4, p. , 2008. Disponível em <http://www.geoexpro.com/article/The_Dawning_of_Two_Continents/a1773414.aspx> acesso em: 10 jan. 2012.

SOUZA, K. G. **La Marge Continentale Brésilienne Sud Orientale et les Domaines Oceaniques Adjacents: Structure et Evolution**.1991 Thèse de Doctorat de l' Université Pierre et Marie Curie, Villefranche Sur Mer, France, 230f.

SZATMARI, P. 2000. Habitat of petroleum along the South Atlantic margins. In: MELLO, M.R., KATZ, B.J. (Ed.). **Petroleum systems of South Atlantic margins**, AAPG Memoir. v. **73**, p.69-75.

THOMAZ FILHO, A.; MIZUSAKI, A. M. P.; MILANI, E. J.; CESERO, P. 2000. Rifting and magmatism associated with the South America and Africa Break up. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 30, n. 1, p. 17-19.

THOMAZ FILHO, A.; MIZUSAKI, A. M. P.; ANTONIOLI, L. 2008. Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influencia na geologia do petróleo. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 38, n. 2 (suplemento), p. 128-137.

TISSOT, B. P. & WELTE, D.H. 1984. **Petroleum Formation and Occurrence**. 2. Edition. New York, 699p.

WAPLES, D. W. & MACHIHARA, T. **Biomarkers for Geologists – A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology**. Amer. Assn. of Petroleum Geologists, 1991. 91p.

WAPLES, D. W. **Geochemistry in petroleum exploration**. Boston: International Human Resources Development Corporation, 1985. 232 p.

Apêndices

Apêndice A – Resultado de COT e Pirólise *Rock Eval*.

POÇO	AMOSTRA	TIPO AMOSTRA	PROF. AMOSTRA (m)	FORMAÇÃO	COT	S2	TMAX	IH	IO
P-01	P-01_01	calha	1710,5	Marambaia	0,56	1,60	360	286	895
P-01	P-01_02	calha	1755,5	Marambaia	0,64	0,88	360	138	344
P-01	P-01_03	calha	1890,5	Marambaia	0,73	1,54	343	211	156
P-01	P-01_04	calha	1899,5	Marambaia	0,63	1,39	342	221	181
P-01	P-01_05	calha	2007,5	Marambaia	0,53	0,95	379	179	179
P-01	P-01_06	calha	2016,5	Marambaia	0,53	0,72	380	136	211
P-01	P-01_07	calha	2115,5	Marambaia	0,54	0,93	404	172	157
P-01	P-01_08	calha	2205,5	Marambaia	0,76	1,62	422	213	222
P-01	P-01_09	calha	2214,5	Marambaia	0,91	2,73	409	300	162
P-01	P-01_10	calha	2223,5	Marambaia	0,79	1,61	419	204	208
P-01	P-01_11	calha	2232,5	Marambaia	0,76	1,69	424	222	199
P-01	P-01_12	calha	2304,5	Marambaia	0,71	1,50	425	211	169
P-01	P-01_13	calha	2313,5	Marambaia	0,73	1,38	423	189	149
P-01	P-01_14	calha	2403,5	Marambaia	0,68	1,49	427	219	168
P-01	P-01_15	calha	2412,5	Marambaia	0,71	1,39	423	196	172
P-01	P-01_16	calha	2529,5	Marambaia	0,61	1,17	426	192	118
P-01	P-01_17	calha	2538,5	Marambaia	0,71	1,22	424	172	107
P-01	P-01_18	calha	2545,5	Marambaia	0,74	1,33	424	180	115
P-01	P-01_19	calha	2552,5	Marambaia	0,73	2,19	419	300	455
P-01	P-01_20	calha	2561,5	Marambaia	0,67	1,82	424	272	213
P-01	P-01_21	calha	2594,5	Marambaia	0,90	1,90	425	211	108
P-01	P-01_22	calha	2603,5	Marambaia	0,85	1,78	427	209	111
P-01	P-01_23	calha	2612,5	Marambaia	1,03	2,53	429	246	108
P-01	P-01_24	calha	2789,5	Santos	0,61	0,87	427	143	115
P-01	P-01_25	calha	25,0	Santos	0,72	1,32	425	183	108
P-01	P-01_26	calha	2939,5	Santos	0,61	0,55	336	90	174
P-01	P-01_27	calha	2944,0	Santos	0,55	0,73	378	133	216
P-01	P-01_28	calha	2950,0	Santos	0,49	0,43	335	88	188
P-01	P-01_29	calha	3001,0	Santos	0,49	0,37	335	76	194
P-01	P-01_30	calha	3005,5	Santos	0,65	0,45	333	69	149
P-01	P-01_31	calha	3008,5	Santos	0,46	0,33	334	72	183
P-01	P-01_32	calha	3013,0	Santos	0,56	0,48	332	86	198
P-01	P-01_33	calha	3292,0	Itajai-Açu	0,68	0,87	421	128	184
P-01	P-01_34	calha	3298,0	Itajai-Açu	0,61	0,65	421	107	185
P-01	P-01_35	calha	3463,0	Itajai-Açu	0,53	0,53	423	100	185
P-01	P-01_36	calha	3469,0	Itajai-Açu	0,52	0,47	423	90	177
P-01	P-01_37	calha	3674,5	Itajai-Açu	0,38	1,78	370	468	205
P-01	P-01_38	calha	3671,5	Itajai-Açu	0,31	1,98	364	639	248
P-01	P-01_39	calha	3677,5	Itajai-Açu	0,37	1,15	358	311	222
P-01	P-01_40	calha	3680,5	Itajai-Açu	0,45	1,44	364	320	204
P-02	P-02_01	calha	3263,0	Santos	0,37	0,02	438	5	57
P-02	P-02_02	calha	3355,0	Santos	0,33	0,03	342	9	61
P-02	P-02_03	calha	3555,0	Santos	0,60	0,42	422	70	143
P-02	P-02_04	calha	3715,0	Santos	0,53	0,28	428	53	121
P-02	P-02_05	calha	3825,0	Itajai-Açu	0,67	0,41	424	61	149
P-02	P-02_06	calha	3965,0	Itajai-Açu	0,80	0,39	426	49	156
P-02	P-02_07	calha	3975,0	Itajai-Açu	0,72	0,33	426	46	164
P-02	P-02_08	calha	4135,0	Guarujá	0,50	0,20	393	40	258
P-02	P-02_09	calha	4405,0	Guarujá	0,73	0,51	413	70	262
P-02	P-02_10	calha	4475,0	Guarujá	0,51	0,27	423	53	224
P-02	P-02_11	calha	4495,0	Guarujá	0,66	0,64	392	97	244

POÇO	AMOSTRA	TIPO AMOSTRA	PROF. AMOSTRA (m)	FORMAÇÃO	COT	S2	TMAX	IH	IO
P-02	P-02_12	calha	4566,0	Guarujá	0,50	0,00	0	0	46
P-02	P-02_13	calha	4595,0	Guarujá	0,47	0,15	386	32	228
P-02	P-02_14	calha	4615,0	Guarujá	0,43	0,11	381	26	135
P-03	P-03_01	calha	1246,0	Marambaia	0,56	1,32	324	236	439
P-03	P-03_02	calha	1363,0	Marambaia	0,15	0,30	320	200	913
P-03	P-03_03	calha	1480,0	Marambaia	0,52	1,16	359	223	446
P-03	P-03_04	calha	1606,0	Santos	0,11	0,34	333	309	800
P-03	P-03_05	calha	1642,0	Santos	0,11	0,25	327	227	1173
P-03	P-03_06	calha	1681,0	Santos	0,04	1,40	327	3500	4950
P-03	P-03_07	calha	1723,0	Santos	0,11	1,32	325	1200	1591
P-03	P-03_08	calha	1849,0	Santos	0,12	0,74	325	617	2183
P-03	P-03_09	calha	1945,0	Santos	0,15	0,65	323	433	1453
P-03	P-03_10	calha	2077,0	Santos	0,19	0,40	323	211	1195
P-03	P-03_11	calha	2179,0	Santos	0,16	0,53	319	331	1113
P-03	P-03_12	calha	2341,0	Santos	0,03	0,39	322	1300	4933
P-03	P-03_13	calha	2407,0	Santos	0,05	0,24	328	480	2700
P-03	P-03_14	calha	2497,0	Santos	0,08	0,26	323	325	1988
P-03	P-03_15	calha	2560,0	Santos	0,82	0,97	373	118	288
P-03	P-03_16	calha	2680,0	Santos	0,49	0,47	372	96	427
P-03	P-03_17	calha	2785,0	Santos	0,19	0,20	414	105	516
P-03	P-03_18	calha	2923,0	Santos	0,30	0,51	424	170	500
P-03	P-03_19	calha	3217,0	Santos	0,29	0,49	421	169	438
P-03	P-03_20	calha	3265,0	Itajai-Açu	0,61	0,55	423	90	221
P-03	P-03_21	calha	3421,0	Itajai-Açu	0,73	0,50	418	68	190
P-03	P-03_22	calha	3673,0	Itajai-Açu	0,99	2,00	431	202	157
P-03	P-03_23	calha	3761,0	Itajai-Açu	0,86	1,53	430	178	226
P-03	P-03_24	calha	4033,0	Itajai-Açu	0,54	0,79	428	146	396
P-03	P-03_25	calha	4108,0	Itajai-Açu	0,50	0,78	429	156	430
P-03	P-03_26	calha	4339,0	Itajai-Açu	0,37	0,57	434	154	446
P-03	P-03_27	calha	4927,0	Guarujá	1,07	1,31	439	122	175
P-03	P-03_28	calha	5017,0	Guarujá	1,03	1,04	434	101	217
P-03	P-03_29	calha	5158,0	Guarujá	0,53	0,48	392	91	411
P-04	P-04_01	calha	700,0	Marambaia	0,43	0,21	421	49	309
P-04	P-04_02	calha	1000,0	Marambaia	0,20	0,13	370	65	560
P-04	P-04_03	calha	1210,0	Marambaia	0,21	0,17	416	81	724
P-04	P-04_04	calha	1570,0	Santos	0,21	0,15	386	71	529
P-04	P-04_05	calha	1720,0	Santos	0,02	0,04	307	200	3050
P-04	P-04_06	calha	1921,0	Santos	0,06	0,16	352	267	2283
P-04	P-04_07	calha	2089,0	Santos	0,02	0,00	0	0	2950
P-04	P-04_08	calha	2170,0	Santos	0,01	0,04	303	400	2500
P-04	P-04_09	calha	2449,0	Santos	0,01	0,06	0	600	1200
P-04	P-04_10	calha	2839,0	Santos	0,02	0,01	0	50	400
P-04	P-04_11	calha	3172,0	Santos	0,24	0,17	396	71	404
P-04	P-04_12	calha	3427,0	Santos	0,26	0,32	394	123	1862
P-04	P-04_13	calha	3511,0	Itajai-Açu	0,17	0,25	379	147	947
P-04	P-04_14	calha	3550,0	Itajai-Açu	0,13	0,08	337	62	692
P-04	P-04_15	calha	3661,0	Itajai-Açu	0,14	0,09	347	64	529
P-04	P-04_16	calha	3766,0	Itajai-Açu	0,20	0,17	339	85	400
P-04	P-04_17	calha	3826,0	Itajai-Açu	0,13	0,11	323	85	562
P-04	P-04_18	calha	3940,0	Itajai-Açu	0,08	0,16	329	200	1088
P-04	P-04_19	calha	4045,0	Itajai-Açu	0,16	0,10	358	63	525
P-04	P-04_20	calha	4141,0	Itajai-Açu	0,17	0,14	311	82	506

POÇO	AMOSTRA	TIPO AMOSTRA	PROF. AMOSTRA (m)	FORMAÇÃO	COT	S2	TMAX	IH	IO
P-04	P-04_21	calha	4210,0	Itajai-Açu	0,03	0,04	0	133	2367
P-04	P-04_22	calha	4264,0	Itajai-Açu	0,15	0,19	371	127	480
P-05	P-05_01	calha	2265,0	Santos	0,31	0,73	328	235	1177
P-05	P-05_02	calha	2367,0	Santos	0,57	1,80	352	316	374
P-05	P-05_03	calha	2439,0	Santos	0,30	0,45	332	150	693
P-05	P-05_04	calha	2559,0	Santos	4,02	23,79	431	592	80
P-05	P-05_05	calha	2655,0	Santos	4,50	28,00	432	622	22
P-05	P-05_06	calha	2811,0	Santos	1,57	6,65	424	424	81
P-05	P-05_07	calha	2895,0	Santos	0,37	1,15	362	311	449
P-05	P-05_08	calha	3021,0	Santos	0,99	1,82	417	184	220
P-05	P-05_09	calha	3099,0	Santos	0,58	1,08	415	186	366
P-05	P-05_10	calha	3201,0	Santos	0,86	2,04	424	237	403
P-05	P-05_11	calha	3363,0	Santos	0,40	0,88	420	220	543
P-05	P-05_12	calha	3441,0	Santos	0,57	1,19	418	209	267
P-05	P-05_13	calha	3501,0	Santos	0,75	1,47	420	196	205
P-05	P-05_14	calha	3621,0	Santos	0,45	1,00	421	222	398
P-05	P-05_15	calha	3687,0	Santos	0,41	1,01	428	246	390
P-05	P-05_16	calha	3771,0	Santos	0,27	0,67	384	248	515
P-05	P-05_17	calha	3903,0	Santos	0,48	0,89	424	185	408
P-05	P-05_18	calha	4023,0	Santos	0,51	0,91	426	178	192
P-06	P-06_01	calha	2209,5	Marambaia	0,55	0,27	358	49	702
P-06	P-06_02	calha	2515,5	Marambaia	0,54	0,40	387	74	280
P-06	P-06_03	calha	2551,5	Marambaia	0,77	0,37	399	48	208
P-06	P-06_04	calha	2560,5	Marambaia	0,94	0,41	393	44	233
P-06	P-06_05	calha	2569,5	Marambaia	0,77	0,33	380	43	319
P-06	P-06_06	calha	2578,5	Marambaia	1,02	0,47	402	46	224
P-06	P-06_07	calha	2983,5	Marambaia	0,89	0,89	416	100	265
P-06	P-06_08	calha	2992,5	Marambaia	0,92	0,74	417	80	240
P-06	P-06_09	calha	3001,5	Marambaia	0,85	0,66	416	78	266
P-06	P-06_10	calha	3226,5	Itajai-Açu	0,90	0,80	423	89	171
P-06	P-06_11	calha	3235,5	Itajai-Açu	0,81	0,94	421	116	184
P-06	P-06_12	calha	3244,5	Itajai-Açu	0,78	0,42	424	54	196
P-06	P-06_13	calha	3343,5	Itajai-Açu	0,75	0,58	420	77	173
P-06	P-06_14	calha	3352,5	Itajai-Açu	0,74	0,72	423	97	188
P-06	P-06_15	calha	3416,5	Itajai-Açu	0,65	0,42	422	65	177
P-06	P-06_16	calha	3496,5	Itajai-Açu	0,71	0,61	422	86	158
P-06	P-06_17	calha	3505,5	Itajai-Açu	0,96	1,32	428	138	142
P-06	P-06_18	calha	3622,5	Itajai-Açu	0,80	1,17	423	146	120
P-06	P-06_19	calha	3631,5	Itajai-Açu	0,89	1,10	421	124	80
P-06	P-06_20	calha	4009,5	Itajai-Açu	0,92	0,44	419	48	92
P-06	P-06_21	calha	4306,5	Itajai-Açu	0,90	0,98	425	109	119
P-06	P-06_22	calha	4468,5	Itajai-Açu	1,07	1,26	430	118	122
P-06	P-06_23	calha	4531,5	Itajai-Açu	1,04	1,25	430	120	127
P-06	P-06_24	calha	4771,5	Itajai-Açu	0,94	1,29	435	137	96
P-06	P-06_25	calha	4774,5	Itajai-Açu	0,94	1,07	435	114	109
P-06	P-06_26	calha	4777,5	Itajai-Açu	0,86	1,18	433	137	117
P-06	P-06_27	calha	4780,5	Itajai-Açu	0,84	1,45	432	173	132
P-06	P-06_28	calha	4783,5	Itajai-Açu	1,00	1,31	430	131	107
P-06	P-06_29	calha	4786,5	Itajai-Açu	1,04	1,39	430	134	111
P-06	P-06_30	calha	4789,5	Itajai-Açu	0,97	1,28	433	132	121
P-06	P-06_31	calha	4792,5	Itajai-Açu	1,00	1,51	431	151	115
P-06	P-06_32	calha	4888,5	Itajai-Açu	0,80	0,66	431	83	102

POÇO	AMOSTRA	TIPO AMOSTRA	PROF. AMOSTRA (m)	FORMAÇÃO	COT	S2	TMAX	IH	IO
P-06	P-06_33	calha	4906,5	Itajai-Açu	0,78	1,22	436	156	103
P-06	P-06_34	calha	4972,5	Itajai-Açu	0,93	1,26	434	135	132
P-07	P-07_01	calha	2678,0	Itajai-Açu	1,44	4,63	427	322	55
P-07	P-07_02	calha	2723,0	Itajai-Açu	1,33	3,74	426	281	114
P-07	P-07_03	calha	2831,0	Itanhaem	0,83	0,84	424	101	182
P-07	P-07_04	calha	2876,0	Itanhaem	0,80	1,49	427	186	145
P-07	P-07_05	calha	2957,0	Itanhaem	0,62	0,49	422	79	250
P-07	P-07_06	calha	3065,0	Itanhaem	0,34	0,30	425	88	344
P-07	P-07_07	calha	3233,0	Itanhaem	0,09	0,09	429	100	978
P-08	P-08_01	calha	3257,0	Itajai-Açu	1,06	1,17	431	110	417
P-08	P-08_02	calha	3537,0	Itajai-Açu	1,78	3,10	429	174	90
P-08	P-08_03	calha	3633,0	Itajai-Açu	2,12	5,15	430	243	66
P-08	P-08_04	calha	3797,0	Itajai-Açu	1,72	3,51	431	204	54
P-08	P-08_05	calha	3841,0	Itajai-Açu	1,91	3,71	430	194	66
P-08	P-08_06	calha	4209,0	Itajai-Açu	0,97	1,15	426	119	222
P-08	P-08_07	calha	4453,0	Itajai-Açu	1,19	1,24	434	104	165
P-09	P-09_01	calha	3440,0	Itajai-Açu	0,14	0,15	429	107	693
P-09	P-09_02	calha	3610,0	Itajai-Açu	0,72	1,10	427	153	169
P-09	P-09_03	calha	3950,0	Florianópolis	1,10	1,85	429	168	197
P-09	P-09_04	calha	4010,0	Florianópolis	1,38	3,05	430	221	118
P-09	P-09_05	calha	4075,0	Florianópolis	1,02	2,64	428	259	139
P-10	P-10_01	calha	4396,0	Itajai-Açu	1,94	3,13	433	161	206
P-10	P-10_02	calha	4618,0	Itajai-Açu	2,07	4,66	438	225	59
P-10	P-10_03	calha	4645,0	Itajai-Açu	2,11	4,79	437	227	51
P-10	P-10_04	calha	4732,0	Itajai-Açu	3,29	9,80	437	298	33
P-10	P-10_05	calha	4807,0	Itanhaem	1,01	1,25	437	124	127
P-10	P-10_06	calha	4885,0	Itanhaem	1,43	2,06	436	144	87
P-11	P-11_01	calha	3464,0	Itajai-Açu	0,76	1,26	427	166	214
P-11	P-11_02	calha	3824,0	Itajai-Açu	2,58	9,60	434	372	52
P-11	P-11_03	calha	3932,0	Itajai-Açu	2,18	7,25	432	333	55
P-11	P-11_04	calha	3986,0	Itajai-Açu	2,44	8,55	433	350	50
P-11	P-11_05	calha	4184,0	Itajai-Açu	1,54	3,63	433	236	71
P-12	P-12_01	calha	2450,0	Marambaia	1,15	4,66	434	405	157
P-12	P-12_02	calha	2648,0	Jureia	1,92	3,51	427	183	62
P-12	P-12_03	calha	4142,0	Itajai-Açu	1,18	6,25	440	530	297
P-12	P-12_04	calha	4394,0	Itajai-Açu	1,34	4,17	438	311	122
P-12	P-12_05	calha	4502,0	Itajai-Açu	5,23	29,11	429	557	16
P-12	P-12_06	calha	4628,0	Itajai-Açu	1,23	2,96	439	241	85
P-12	P-12_07	calha	4718,0	Itajai-Açu	2,06	5,51	440	267	48
P-12	P-12_08	calha	4836,0	Itajai-Açu	1,57	2,44	442	155	140
P-12	P-12_09	calha	4952,0	Itajai-Açu	2,24	3,00	438	134	74
P-13	P-13_01	calha	4044,0	Itajai-Açu	1,49	2,32	438	156	103
P-13	P-13_02	calha	4281,0	Itajai-Açu	2,15	4,84	438	225	52
P-13	P-13_03	calha	4305,0	Itajai-Açu	3,03	7,99	438	264	33
P-13	P-13_04	calha	4335,0	Itajai-Açu	2,27	5,16	438	227	58
P-13	P-13_05	calha	4431,0	Itajai-Açu	1,28	1,52	439	119	97
P-14	P-14_01	calha	2527,0	Marambaia	1,26	5,42	431	430	184
P-14	P-14_02	calha	2689,0	Marambaia	2,47	5,58	426	226	59
P-14	P-14_03	calha	2869,0	Jureia	0,89	1,86	430	209	220
P-14	P-14_04	calha	2977,0	Jureia	0,81	1,08	428	133	184
P-14	P-14_05	calha	3409,0	Jureia	0,19	0,53	425	279	447
P-14	P-14_06	calha	4492,0	Itajai-Açu	2,74	5,49	436	200	59

POÇO	AMOSTRA	TIPO AMOSTRA	PROF. AMOSTRA (m)	FORMAÇÃO	COT	S2	TMAX	IH	IO
P-14	P-14_07	calha	4516,0	Itajai-Açu	3,65	9,34	438	256	34
P-14	P-14_08	calha	4558,0	Itajai-Açu	1,51	2,22	438	147	76
P-15	P-15_01	calha	1889,0	Marambaia	1,14	3,80	428	333	215
P-15	P-15_02	calha	2537,0	Marambaia	1,08	3,87	432	358	217
P-15	P-15_03	calha	2681,0	Marambaia	2,16	3,78	426	175	82
P-15	P-15_04	calha	3086,0	Jureia	0,87	1,15	427	132	155
P-15	P-15_05	calha	4238,0	Itajai-Açu	2,27	5,46	437	241	58
P-15	P-15_06	calha	4319,0	Itajai-Açu	3,86	11,41	437	296	31
P-15	P-15_07	calha	4427,0	Itajai-Açu	1,35	2,14	440	159	98
P-15	P-15_08	calha	5114,0	Guarujá	0,43	1,52	441	353	116
P-15	P-15_09	calha	5480,0	Guarujá	1,52	0,74	446	49	70
P-16	P-16_01	calha	2357,0	Santos	0,85	1,01	429	119	165
P-16	P-16_02	calha	2903,0	Itajai-Açu	1,44	2,99	430	208	143
P-16	P-16_03	calha	3065,0	Itajai-Açu	1,38	3,41	430	247	123
P-16	P-16_04	calha	3149,1	Itajai-Açu	1,27	2,73	428	215	131
P-16	P-16_05	calha	3272,0	Itajai-Açu	1,45	3,93	426	271	429
P-16	P-16_06	calha	3371,0	Itajai-Açu	1,09	1,92	429	176	239

COT - % em peso; S1 – mg HC/g rocha; S2 – mg HC/g rocha; S3 – mg CO₂/g rocha; Tmax - °C; IH – mg HC/g COT; IO – mg CO₂/g COT

Apêndice B – Composição dos extratos orgânicos obtidos por Cromatografia Líquida

Poço	Prof. (m)	Formação	Saturados %	Aromáticos %	NSO %
P-01	2205,5	Marambaia	91,70	0,00	8,30
P-01	2603,5	Marambaia	14,30	14,30	71,40
P-01	2789,5	Santos	0,00	0,00	100,00
P-02	3715	Santos	0,00	0,00	100,00
P-02	4405	Guarujá	0,00	0,00	100,00
P-05	2559	Santos	27,20	20,40	52,40
P-05	3201	Santos	38,60	15,70	45,70
P-05	4023	Santos	11,50	52,10	36,40
P-06	2983,5	Marambaia	41,70	8,30	50,00
P-06	3235,5	Itajaí-Açu	0,00	0,00	100,00
P-06	4306,5	Itajaí-Açu	33,30	0,00	66,70
P-06	4888,5	Itajaí-Açu	9,10	18,20	72,70
P-08	3537	Itajaí-Açu	2,04	2,04	95,92
P-08	3633	Itajaí-Açu	7,81	40,63	51,56
P-08	3841	Itajaí-Açu	8,11	2,70	89,19
P-10	4396	Itajaí-Açu	51,08	11,29	37,63
P-10	4618	Itajaí-Açu	31,46	14,04	54,49
P-10	4732	Itajaí-Açu	39,30	15,51	45,19
P-11	3932	Itajaí-Açu	12,61	13,16	74,22
P-11	3986	Itajaí-Açu	32,87	17,93	49,20
P-11	4184	Itajaí-Açu	33,83	17,78	48,40
P-12	2648	Juréia	24,00	20,00	56,00
P-12	4718	Itajaí-Açu	72,00	13,10	14,90
P-12	4836	Itajaí-Açu	43,37	21,25	35,38
P-12	4952	Itajaí-Açu	50,96	9,09	39,95
P-13	4281	Itajaí-Açu	34,50	9,96	55,54
P-13	4305	Itajaí-Açu	38,80	12,50	48,70
P-13	4335	Itajaí-Açu	29,37	10,11	60,51
P-14	2689	Marambaia	34,00	10,00	56,00
P-14	4492	Itajaí-Açu	35,11	16,29	48,60
P-14	4516	Itajaí-Açu	35,76	12,30	51,94
P-15	2681	Marambaia	23,61	0,00	76,39
P-15	4238	Itajaí-Açu	38,69	10,02	51,28
P-15	4319	Itajaí-Açu	36,30	10,15	53,55
P-15	4427	Itajaí-Açu	38,46	13,29	48,25
P-15	5480	Guarujá	42,19	15,10	42,71

Apêndice C – Principais razões de isoprenóides.

Poço	Prof. (m)	Formação	Pr/Ph	Pr/n-C17	Ph/n-C18	Ts/Tm
P-01	1755,5	Marambaia	1,87	0,64	0,52	0,49
P-01	2007,5	Marambaia	1,45	0,76	0,67	0,43
P-01	2205,5	Marambaia	1,79	0,53	0,43	0,42
P-01	2223,5	Marambaia	1,72	0,69	0,52	0,46
P-01	2313,5	Marambaia	1,67	0,66	0,52	0,36
P-01	2545,5	Marambaia	1,73	0,96	0,88	0,40
P-01	2603,5	Marambaia	2,49	1,28	0,88	0,44
P-01	2789,5	Santos	2,39	1,37	0,88	0,40
P-01	2944	Santos	0,90	0,29	0,42	0,44
P-01	3008,5	Santos	1,32	1,24	1,27	0,43
P-01	3298	Itajaí-Açu	2,04	1,87	1,17	0,74
P-01	3674,5	Itajaí-Açu	0,71	0,27	0,88	0,30
P-01	3680,5	Itajaí-Açu	2,09	0,69	0,52	0,43
P-02	3263	Santos	-	-	-	0,55
P-02	3715	Santos	3,40	3,09	1,00	0,29
P-02	3975	Itajaí-Açu	3,96	1,83	0,59	-
P-02	4405	Guarujá	0,91	0,76	0,94	0,42
P-02	4566	Guarujá		1,02		0,39
P-03	1246	Marambaia	0,39	1,27	1,04	0,44
P-03	3265	Itajaí-Açu	0,35	1,12	1,04	0,65
P-03	3761	Itajaí-Açu	1,08	2,54	1,74	0,42
P-03	2811	Santos	-	-	-	1,00
P-03	4927	Guarujá	-	-	0,52	0,64
P-03	5158	Guarujá	0,47	0,31	0,60	0,54
P-05	3201	Santos	0,62	0,49	0,78	0,48
P-05	4023	Santos	1,97	1,37	0,43	0,41
P-06	2515,5	Marambaia	0,85	0,33	0,20	0,43
P-06	2551,5	Marambaia	0,24	0,23	0,51	0,35
P-06	2983,5	Marambaia	1,35	0,81	0,81	0,44
P-06	3001,5	Marambaia	1,15	0,92	0,85	0,38
P-06	3235,5	Itajaí-Açu	0,24	0,19	2,18	0,43
P-06	3343,5	Itajaí-Açu	2,82	2,00	1,16	0,39
P-06	3496,5	Itajaí-Açu	3,77	2,29	0,76	0,40
P-06	3622,5	Itajaí-Açu	1,02	2,98	4,34	1,00
P-06	4306,5	Itajaí-Açu	-	-	1,87	0,29
P-06	4771,5	Itajaí-Açu	2,75	3,26	2,55	0,30
P-06	4786,5	Itajaí-Açu	15,57	3,13	0,24	0,29
P-06	4792,5	Itajaí-Açu	2,33	2,60	1,10	-
P-07	2687	Itajaí-Açu	1,72	2,38	1,61	0,43
P-08	4618	Itajaí-Açu	1,42	1,65	1,14	2,62
P-08	4645	Itajaí-Açu	1,32	2,00	1,52	2,72
P-08	4732	Itajaí-Açu	1,14	1,68	1,37	3,32
P-08	4885	Itajaí-Açu	1,50	1,08	0,72	4,02
P-10	3537	Itajaí-Açu	1,50	1,00	1,00	0,53

Poço	Prof. (m)	Formação	Pr/Ph	Pr/n-C17	Ph/n-C18	Ts/Tm
P-10	3633	Itajaí-Açu	1,20	1,00	1,00	0,54
P-11	3797	Itajaí-Açu	1,41	4,00	1,10	0,64
P-10	3841	Itajaí-Açu	1,33	1,33	1,00	0,65
P-11	3932	Itajaí-Açu	1,50	1,29	1,50	0,72
P-11	3986	Itajaí-Açu	0,95	1,74	1,80	0,81
P-11	4184	Itajaí-Açu	1,15	1,27	1,15	1,09
P-12	2648	Juréia	0,47	-	-	0,67
P-12	4952	Itajaí-Açu	1,03	5,90	5,83	10,83
P-13	4281	Itajaí-Açu	1,36	2,43	1,79	2,32
P-13	4305	Itajaí-Açu	1,25	5,42	4,33	3,04
P-13	4335	Itajaí-Açu	1,37	6,50	4,75	3,40
P-14	4492	Itajaí-Açu	1,17	1,14	0,91	2,88
P-14	4516	Itajaí-Açu	0,95	-	-	4,26
P-15	2681	Marambaia	1,40	1,08	0,30	0,55
P-15	4238	Itajaí-Açu	0,58	0,50	1,16	1,90
P-15	4319	Itajaí-Açu	0,39	0,35	2,34	2,17
P-15	4427	Itajaí-Açu	0,45	0,39	1,00	1,71
P-16	2903	Itajaí-Açu	1,00	1,75	1,75	0,47

Apêndice D – Distribuição dos esteranos na composição dos extratos orgânicos.

Poço	Prof. (m)	Formação	%C27	%C28	%C29
P-01	2205,5	Marambaia	68,4	31,6	0,0
P-01	2603,5	Marambaia	32,5	22,0	45,5
P-01	2789,5	Santos	0,2	53,2	46,8
P-01	3298	Itajaí-Açu	28,2	35,5	36,4
P-02	3715	Santos	0,0	100,0	0,0
P-02	3975	Itajaí-Açu	29,5	34,5	36,1
P-02	4405	Guarujá	0,0	100,0	0,0
P-05	4023	Santos	35,6	37,6	26,8
P-06	2983,5	Marambaia	100,0	0,0	0,0
P-06	3235,5	Itajaí-Açu	30,5	43,0	26,6
P-06	4306,5	Itajaí-Açu	27,0	40,5	32,5
P-06	4792,5	Itajaí-Açu	29,8	39,1	31,1
P-07	2687	Itajaí-Açu	30,0	33,3	36,7
P-08	4618	Itajaí-Açu	33,1	32,9	34,0
P-08	4645	Itajaí-Açu	36,1	32,2	31,7
P-08	4732	Itajaí-Açu	34,3	29,9	35,8
P-08	4885	Itajaí-Açu	36,2	30,4	33,4
P-10	3537	Itajaí-Açu	31,8	29,1	39,0
P-10	3633	Itajaí-Açu	34,1	29,3	36,6
P-10	3841	Itajaí-Açu	37,4	28,8	33,8
P-11	3797	Itajaí-Açu	34,5	31,0	34,6
P-11	3932	Itajaí-Açu	37,0	31,6	31,4
P-11	3986	Itajaí-Açu	34,6	34,0	31,4
P-11	4184	Itajaí-Açu	41,1	32,3	26,6
P-12	2648	Juréia	45,0	23,2	31,8
P-12	4952	Itajaí-Açu	38,2	32,6	29,3
P-13	4281	Itajaí-Açu	35,2	30,7	34,1
P-13	4305	Itajaí-Açu	32,8	30,2	37,0
P-13	4335	Itajaí-Açu	32,1	35,1	32,8
P-14	4492	Itajaí-Açu	35,2	31,3	33,5
P-14	4516	Itajaí-Açu	34,4	29,5	36,1
P-15	2681	Marambaia	40,7	23,3	36,0
P-15	4238	Itajaí-Açu	33,1	31,4	35,5
P-15	4319	Itajaí-Açu	32,8	31,0	36,3
P-15	4427	Itajaí-Açu	41,0	29,4	29,7
P-16	2903	Itajaí-Açu	34,6	30,7	34,7

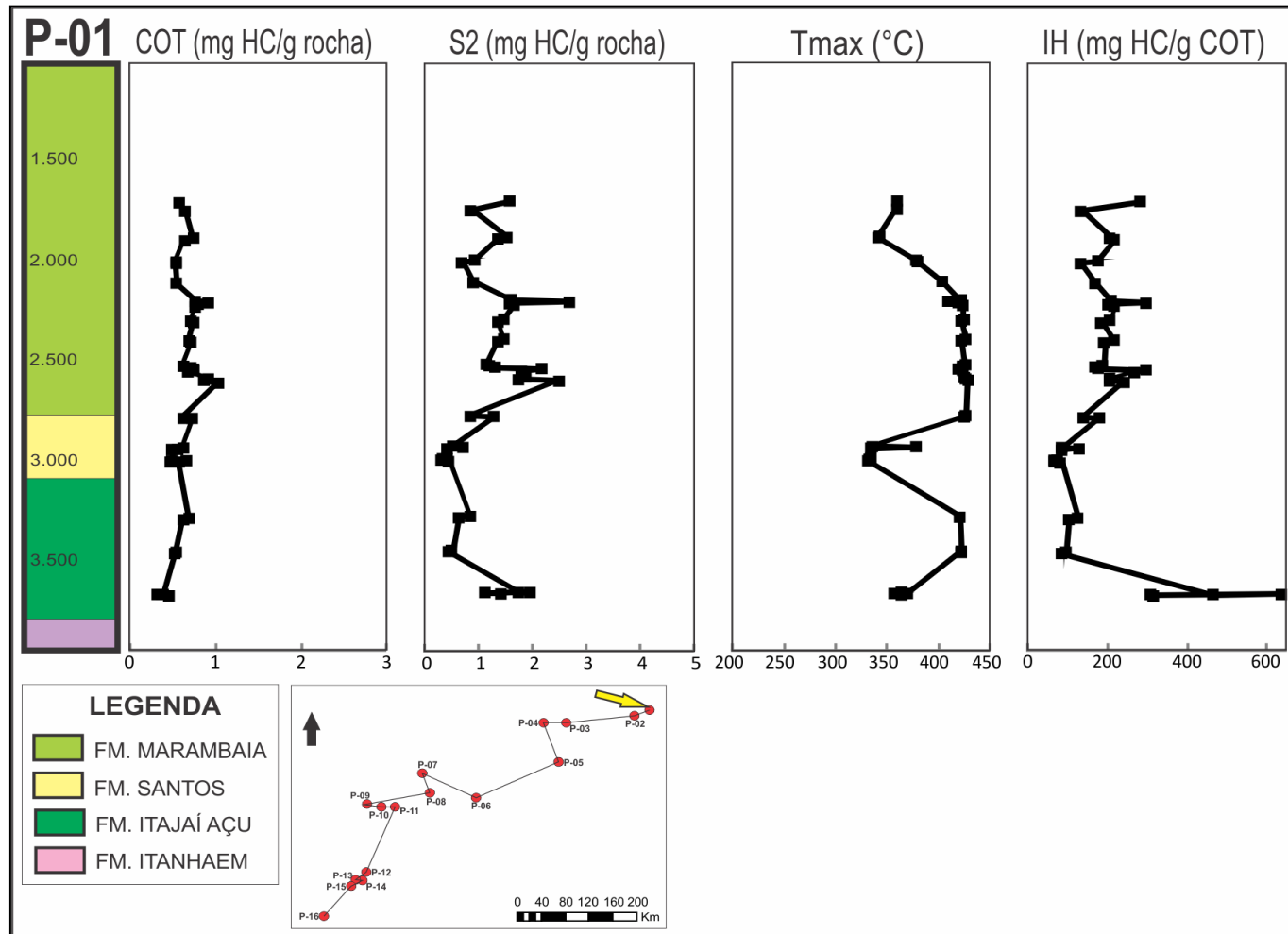
Apêndice E – Resultados petrográficos.

Poço	Amostra	Prof. (m)	Formação	Rrandom%	Palinofácies			
					MOA (%)	Fitoc. (%)	Palin. (%)	Fluores.
P-01	P-01_03	1891	Marambaia	0,50	99,33	0,66	0,00	A-L / fraca
P-01	P-01_06	2017	Marambaia	0,43	100,00	0,00	0,00	A / fraca
P-01	P-01_08	2207	Marambaia	0,418	99,33	0,33	0,33	A / fraca
P-01	P-01_09	2215	Marambaia	0,429	99,00	1,00	0,00	L / fraca
P-01	P-01_10	2224	Marambaia	0,43	99,33	0,00	0,66	L / fraca
P-01	P-01_18	2546	Marambaia	0,43	100,00	0,00	0,00	A-L / fraca
P-01	P-01_22	2604	Marambaia	0,47	100,00	0,00	0,00	A-L / fraca
P-01	P-01_24	2790	Santos	0,42	100,00	0,00	0,00	A-L / fraca
P-01	P-01_27	2944	Santos	0,31	99,00	0,33	0,66	L / fraca
P-01	P-01_30	3006	Santos	0,45	99,00	0,33	0,66	L / fraca
P-01	P-01_32	3013	Santos	0,46	99,33	0,33	0,33	A-L / fraca
P-01	P-01_35	3463	Itajai-Açu	0,40	99,33	0,66	0,00	A-L / fraca
P-01	P-01_38	3672	Itajai-Açu	0,42	97,33	1,66	1,00	A-L / fraca
P-02	P-02_03	3555	Santos	0,45	99,33	0,33	0,33	L / fraca
P-02	P-02_06	3965	Itajai-Açu	0,47	99,66	0,00	0,33	L / fraca
P-02	P-02_08	4135	Guarujá	0,50	95,00	3,00	4,00	Ausente
P-02	P-02_11	4495	Guarujá	0,63	99,00	1,00	0,00	Ausente
P-02	P-02_13	4595	Guarujá	0,54	100,00	0,00	0,00	Ausente
P-03	P-03_03	1480	Marambaia	0,49	-	-	-	-
P-03	P-03_15	2560	Santos	0,56	-	-	-	-
P-03	P-03_22	3673	Itajai-Açu	0,49	-	-	-	-
P-03	P-03_25	4108	Itajai-Açu	0,55	-	-	-	-
P-05	P-05_02	2367	Santos	0,38	95,66	3,00	1,33	A-L / fraca
P-05	P-05_05	2655	Santos	-	100,00	0,00	0,00	A-L / fraca
P-05	P-05_06	2811	Santos	0,48	99,66	0,33	0,00	A-L / fraca
P-05	P-05_08	3021	Santos	0,43	98,30	0,33	1,33	A-L / fraca
P-05	P-05_13	3501	Santos	0,48	99,00	0,00	1,00	A-L / fraca
P-05	P-05_18	4023	Santos	0,45	99,33	0,66	0,00	A-L / fraca
P-06	P-06_04	2561	Marambaia	0,48	98,30	0,66	1,00	A-L / fraca
P-06	P-06_06	2579	Marambaia	0,48	99,33	0,33	0,33	A-L / fraca
P-06	P-06_08	2993	Marambaia	0,54	98,66	0,33	1,00	L / fraca
P-06	P-06_10	3227	Itajai-Açu	0,54	99,33	0,66	0,00	A-L / fraca
P-06	P-06_12	3245	Itajai-Açu	0,62	100,00	0,00	0,00	A-L / fraca
P-06	P-06_14	3353	Itajai-Açu	0,58	99,66	0,33	0,00	A-L / fraca
P-06	P-06_17	3505	Itajai-Açu	0,543	99,33	0,00	0,66	L / fraca
P-06	P-06_19	3632	Itajai-Açu	0,53	98,00	1,00	1,00	L / fraca
P-06	P-06_23	4532	Itajai-Açu	-	100,00	0,00	0,00	L / fraca
P-06	P-06_26	4778	Itajai-Açu	0,55	99,66	0,33	0,00	L / fraca
P-06	P-06_30	4790	Itajai-Açu	0,55	100,00	0,00	0,00	L / fraca
P-06	P-06_34	4973	Itajai-Açu	0,51	98,30	0,66	1,00	L / fraca
P-07	P-07_01	2678	Itajai-Açu	0,42	-	-	-	-
P-07	P-07_02	2723	Itajai-Açu	0,41	-	-	-	-
P-08	P-08_02	3537	Itajai-Açu	0,55	-	-	-	-
P-08	P-08_03	3633	Itajai-Açu	0,34	-	-	-	-
P-08	P-08_04	3797	Itajai-Açu	0,47	-	-	-	-
P-08	P-08_05	3841	Itajai-Açu	0,53	-	-	-	-
P-08	P-08_07	4453	Itajai-Açu	0,59	-	-	-	-
P-09	P-09_04	4010	Florianópolis	0,48	-	-	-	-
P-09	P-09_05	4075	Florianópolis	0,44	-	-	-	-

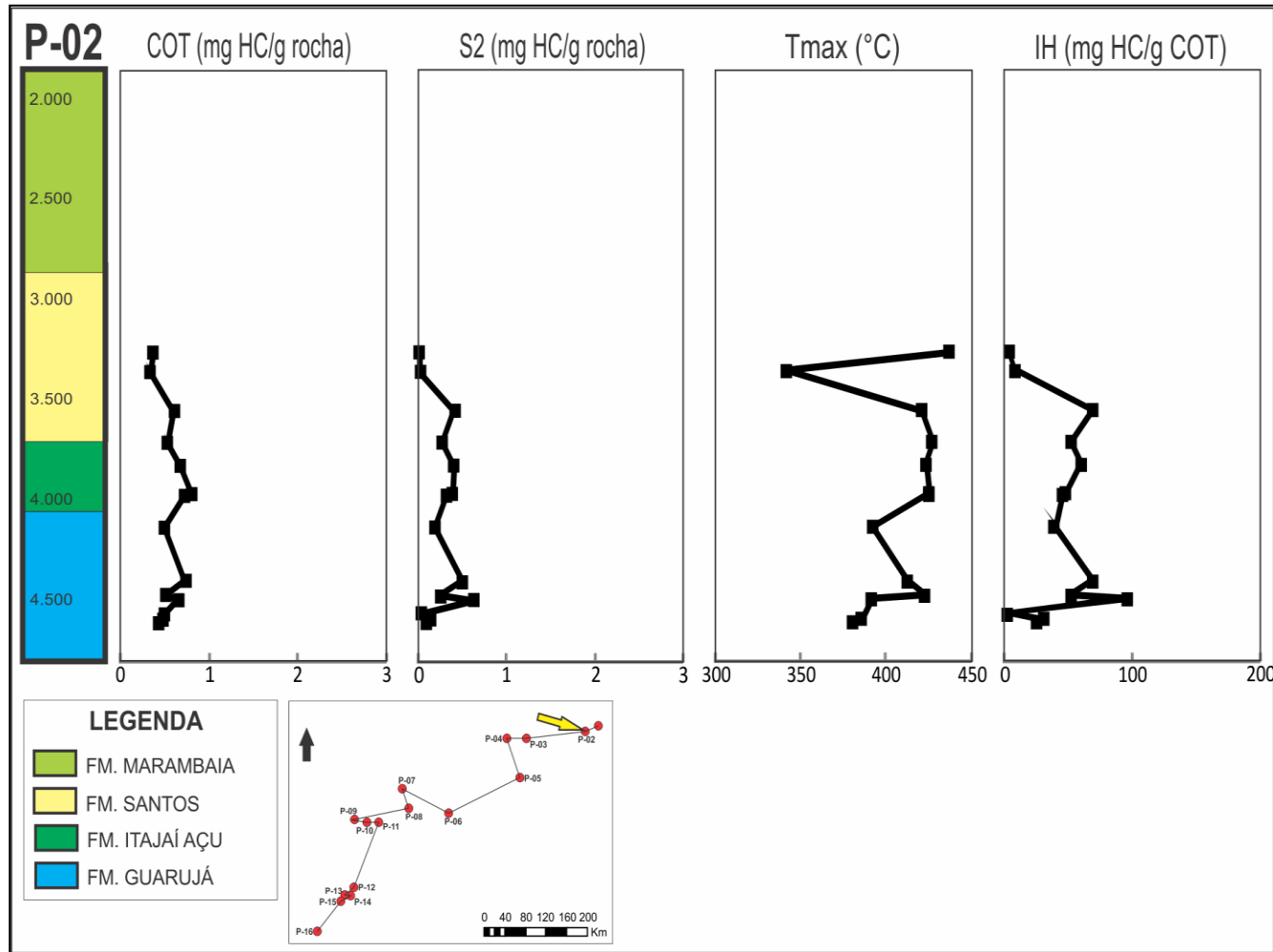
Poço	Amostra	Prof. (m)	Formação	Rrandom%	Palinofácies			
					MOA (%)	Fitoc. (%)	Palin. (%)	Fluores.
P-10	P-10_02	4618	Itajai-Açu	0,48	-	-	-	-
P-10	P-10_03	4645	Itajai-Açu	0,61	-	-	-	-
P-10	P-10_04	4732	Itajai-Açu	0,56	-	-	-	-
P-10	P-10_05	4807	Itanhaem	0,66	-	-	-	-
P-10	P-10_06	4885	Itanhaem	0,70	-	-	-	-
P-11	P-11_02	3824	Itajai-Açu	0,52	-	-	-	-
P-11	P-11_03	3932	Itajai-Açu	0,50	-	-	-	-
P-11	P-11_04	3986	Itajai-Açu	0,45	-	-	-	-
P-11	P-11_05	4184	Itajai-Açu	0,47	-	-	-	-
P-12	P-12_02	2648	Jureia	0,51	-	-	-	-
P-12	P-12_04	4394	Itajai-Açu	0,54	-	-	-	-
P-12	P-12_09	4952	Itajai-Açu	0,50	-	-	-	-
P-13	P-13_02	4281	Itajai-Açu	0,48	-	-	-	-
P-13	P-13_03	4305	Itajai-Açu	0,39	-	-	-	-
P-13	P-13_04	4335	Itajai-Açu	0,46	-	-	-	-
P-13	P-13_05	4431	Itajai-Açu	0,57	-	-	-	-
P-14	P-14_02	2689	Marambaia	0,57	-	-	-	-
P-14	P-14_05	3409	Jureia	0,45	-	-	-	-
P-14	P-14_06	4492	Itajai-Açu	0,58	-	-	-	-
P-14	P-14_08	4558	Itajai-Açu	0,57	-	-	-	-
P-15	P-15_02	2537	Marambaia	0,63	-	-	-	-
P-15	P-15_03	2681	Marambaia	0,39	-	-	-	-
P-15	P-15_05	4238	Itajai-Açu	0,34	-	-	-	-
P-15	P-15_07	4427	Itajai-Açu	0,46	-	-	-	-
P-15	P-15_08	5114	Guarujá	0,47	-	-	-	-
P-16	P-16_02	2903	Itajai-Açu	0,41	-	-	-	-
P-16	P-16_03	3065	Itajai-Açu	0,44	-	-	-	-
P-16	P-16_04	3149	Itajai-Açu	0,52	-	-	-	-

Randon% - Reflectância da Vitrinita; MOA – Matéria Orgânica Amorfa; Fitoc. – Fitoclastos; Palin. – Palinomorfos; Fluoresc. – Fluorescência; A – Amarelo; L – Laranja.

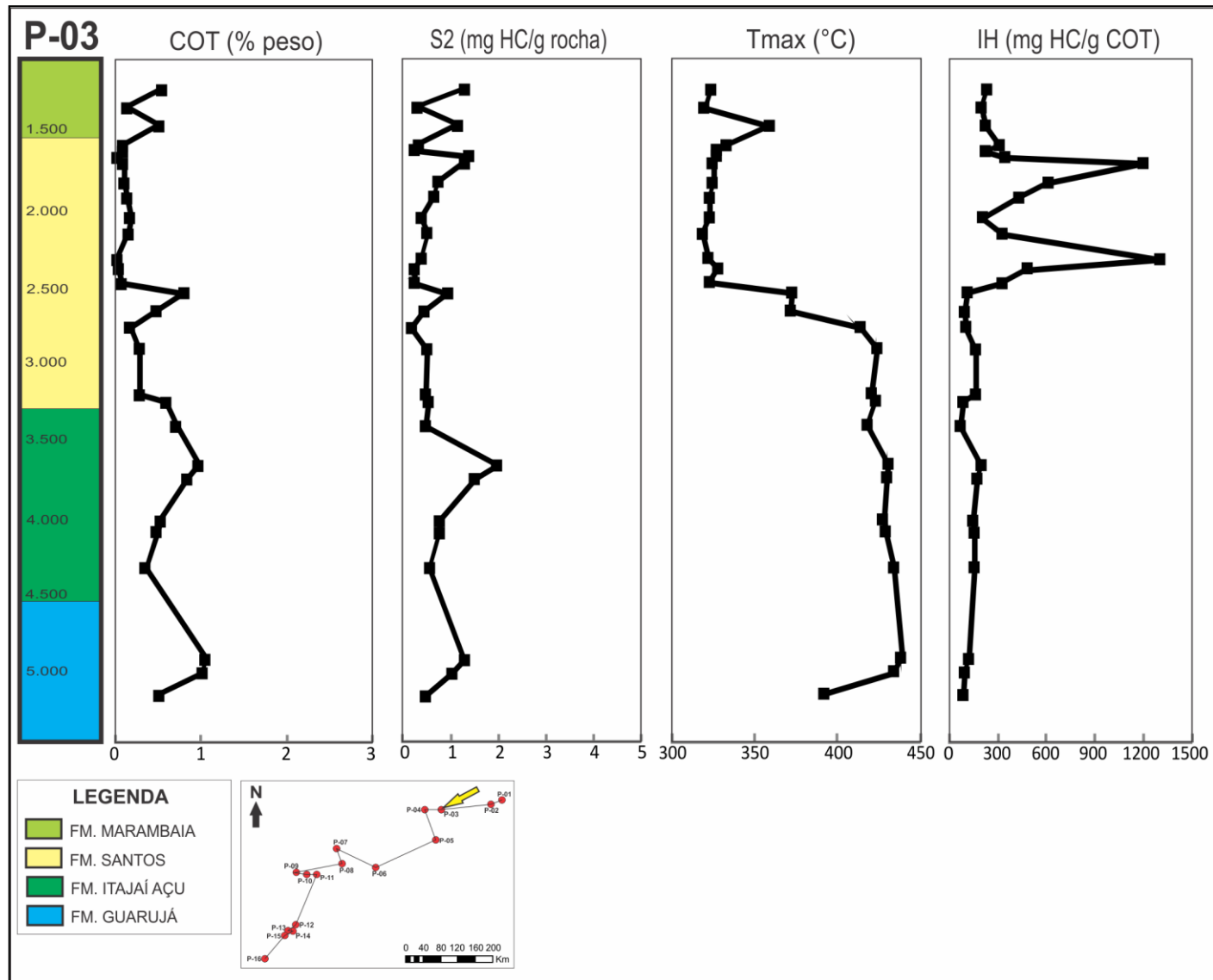
Apêndice F – Perfil geoquímico do poço P-01.



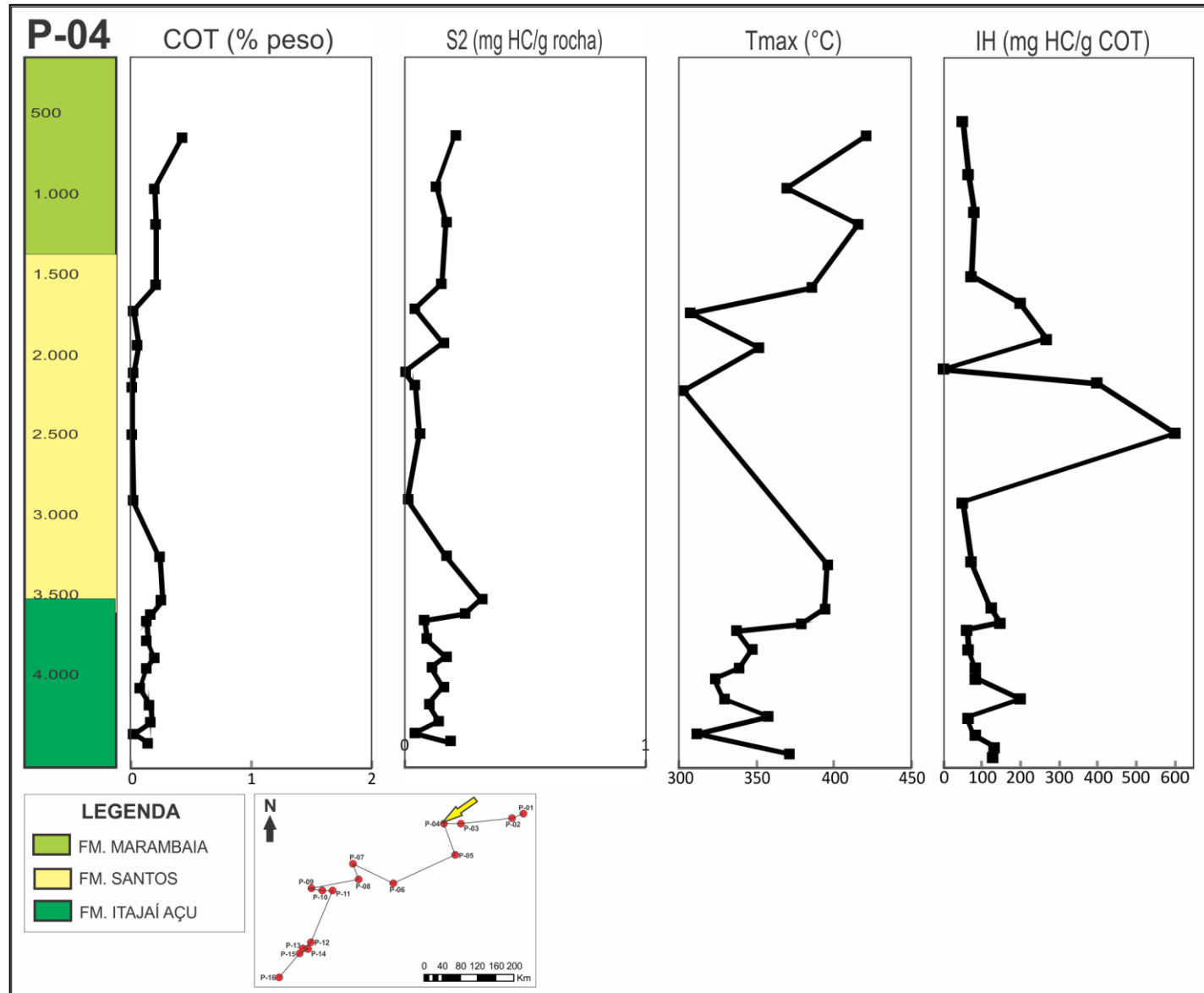
Apêndice G - Perfil geoquímico do poço P-02.



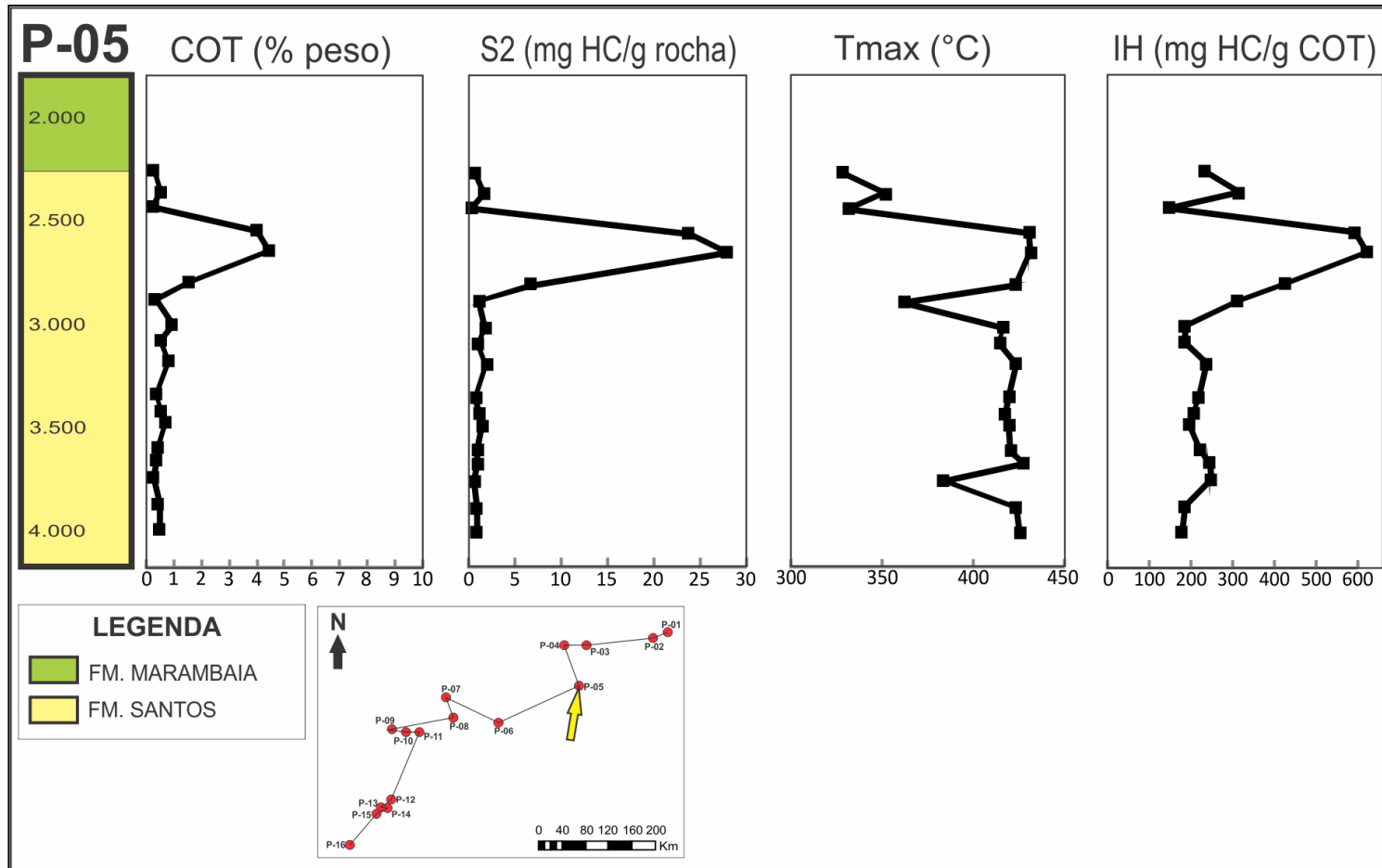
Apêndice H – Perfil geoquímico do poço P-03.



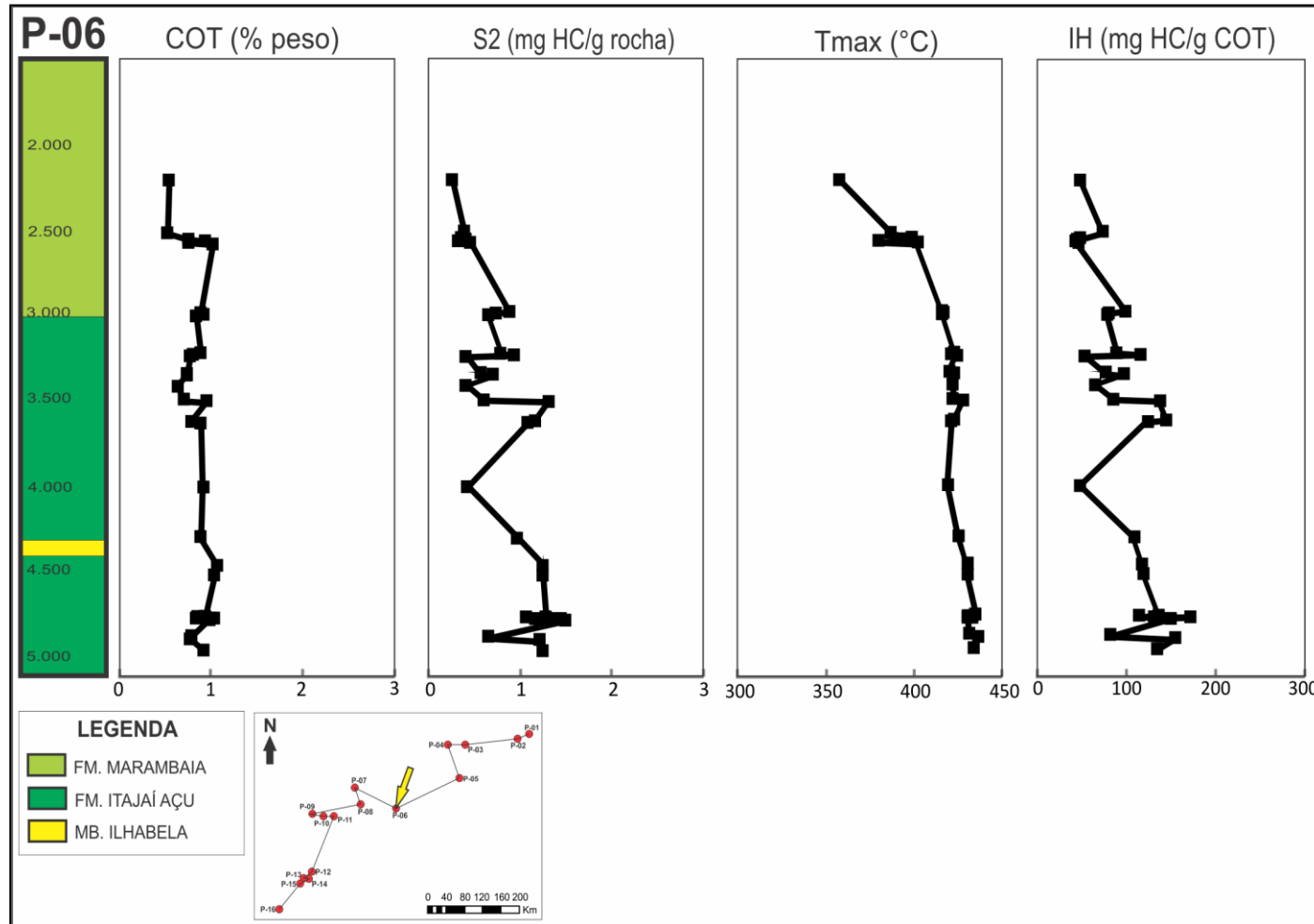
Apêndice I – Perfil geoquímico do poço P-04.



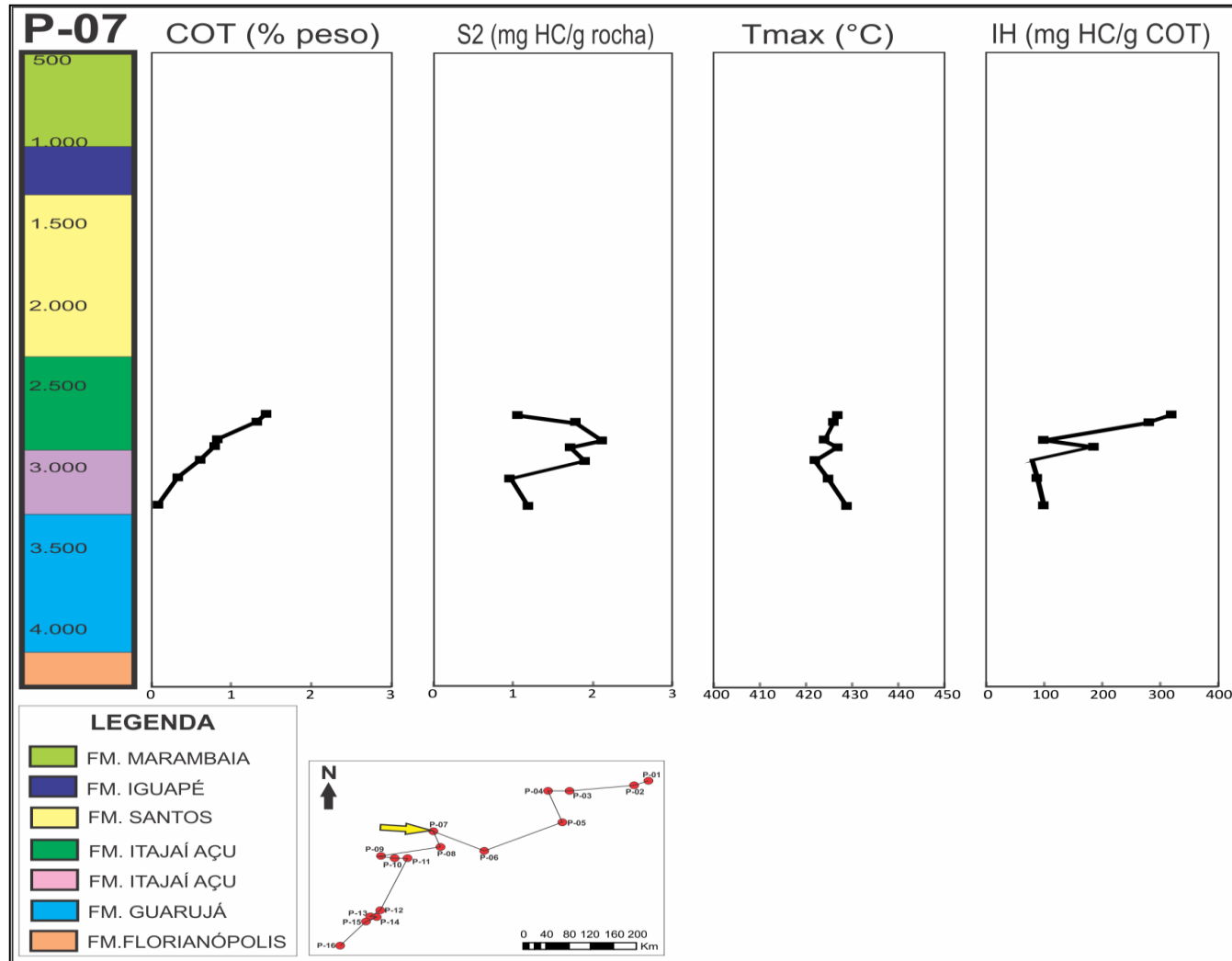
Apêndice J – Perfil geoquímico do poço P-05.



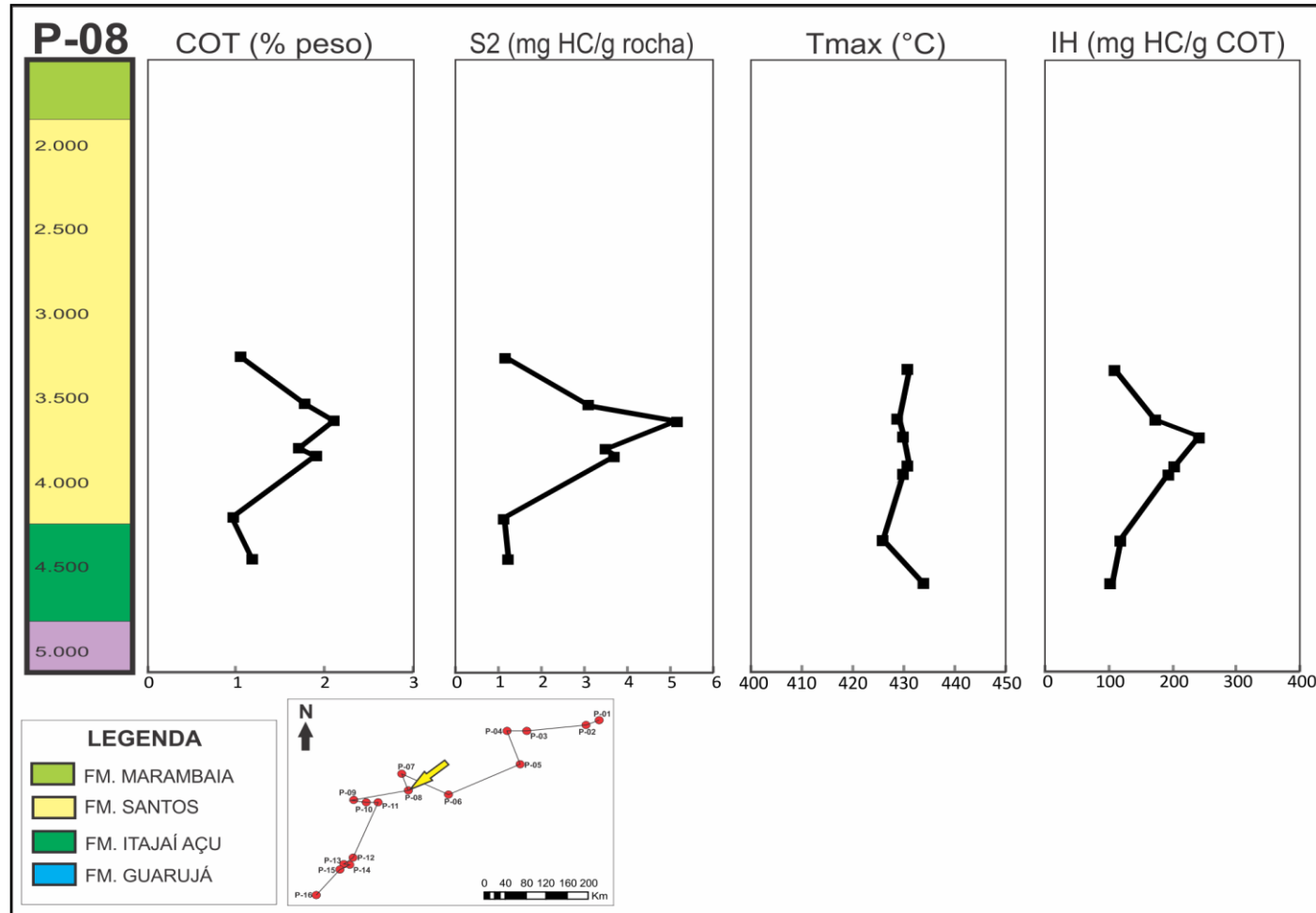
Apêndice L – Perfil geoquímico do poço P-06).



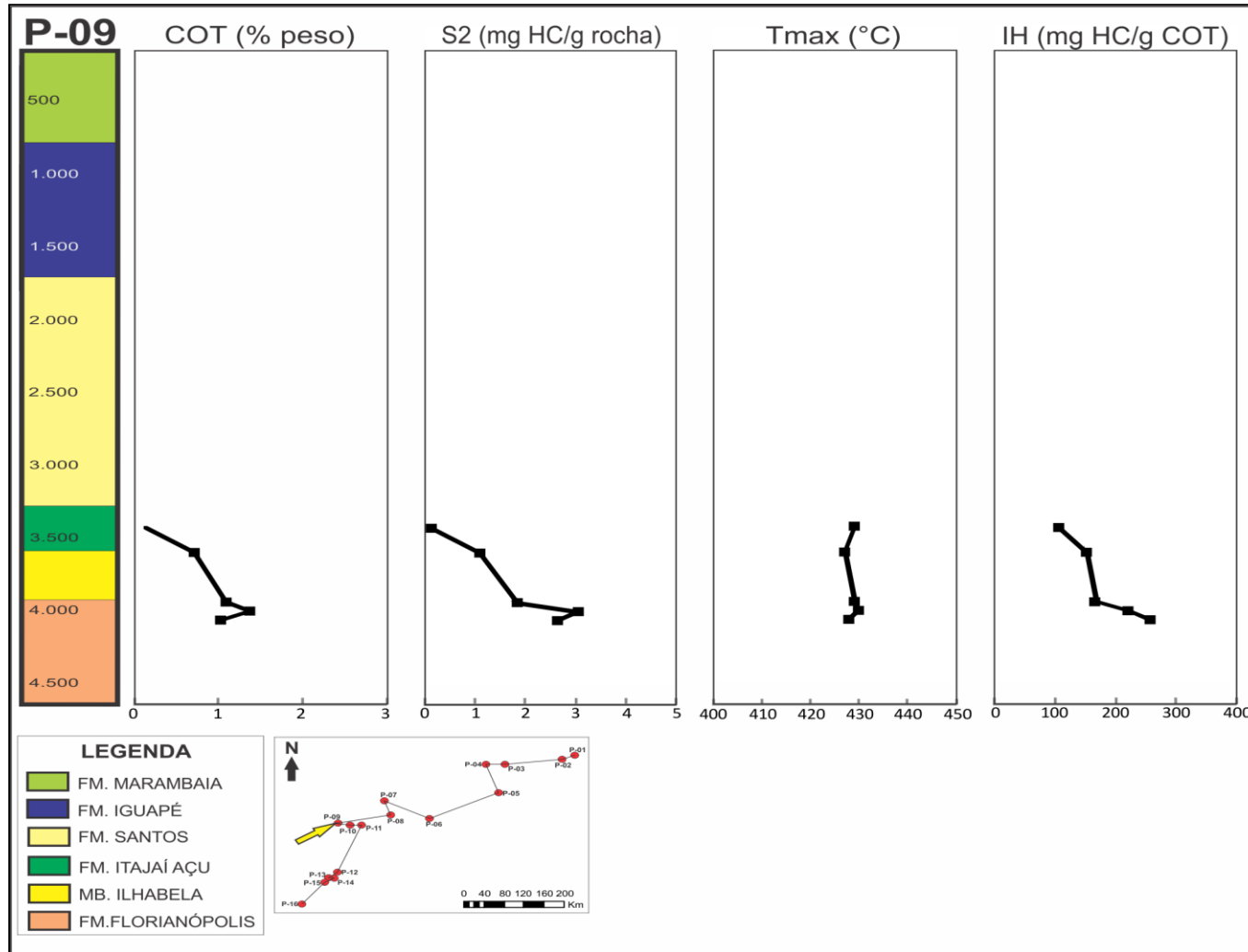
Apêndice M – Perfil geoquímico do poço P-07.



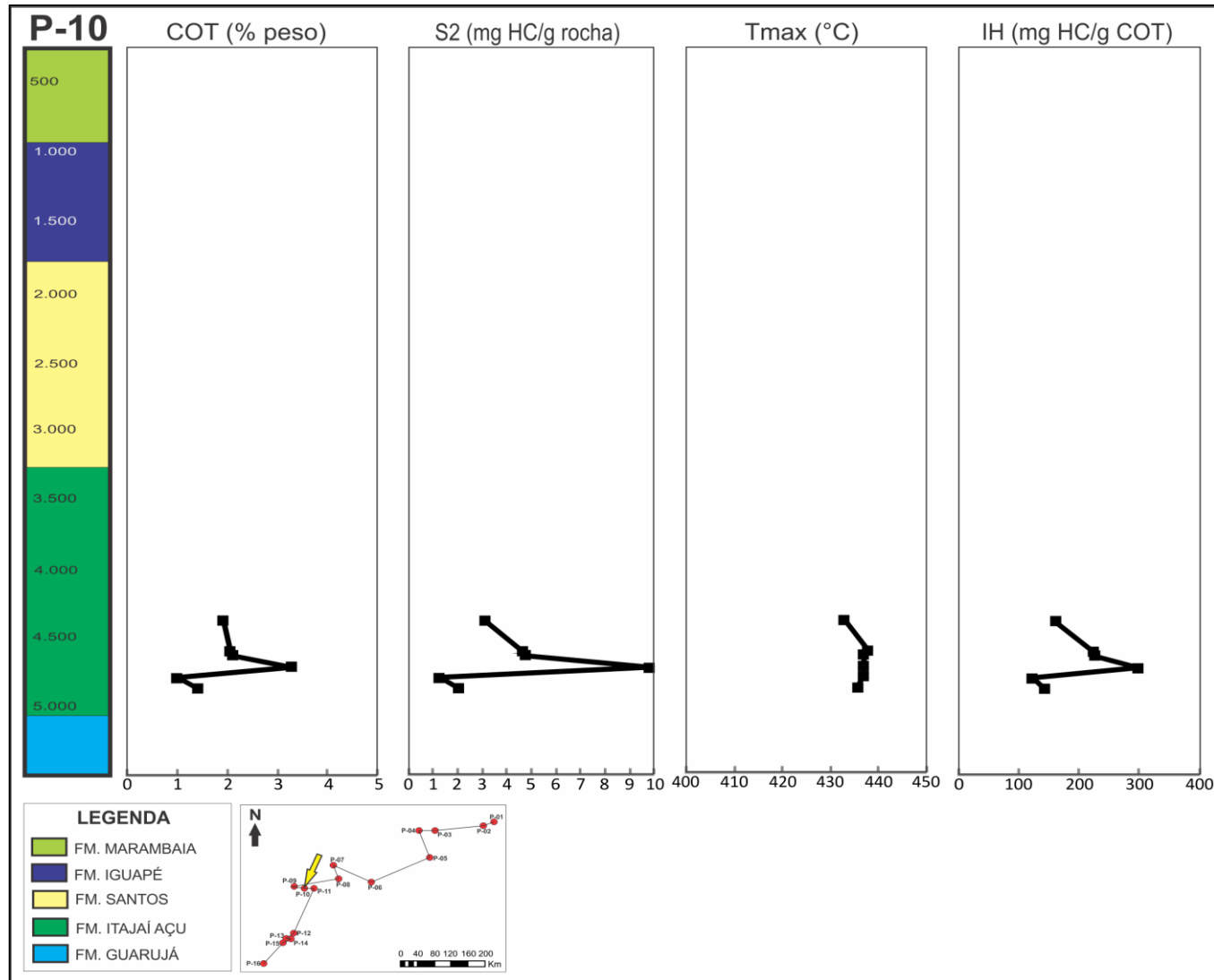
Apêndice N – Perfil geoquímico do poço P-08.



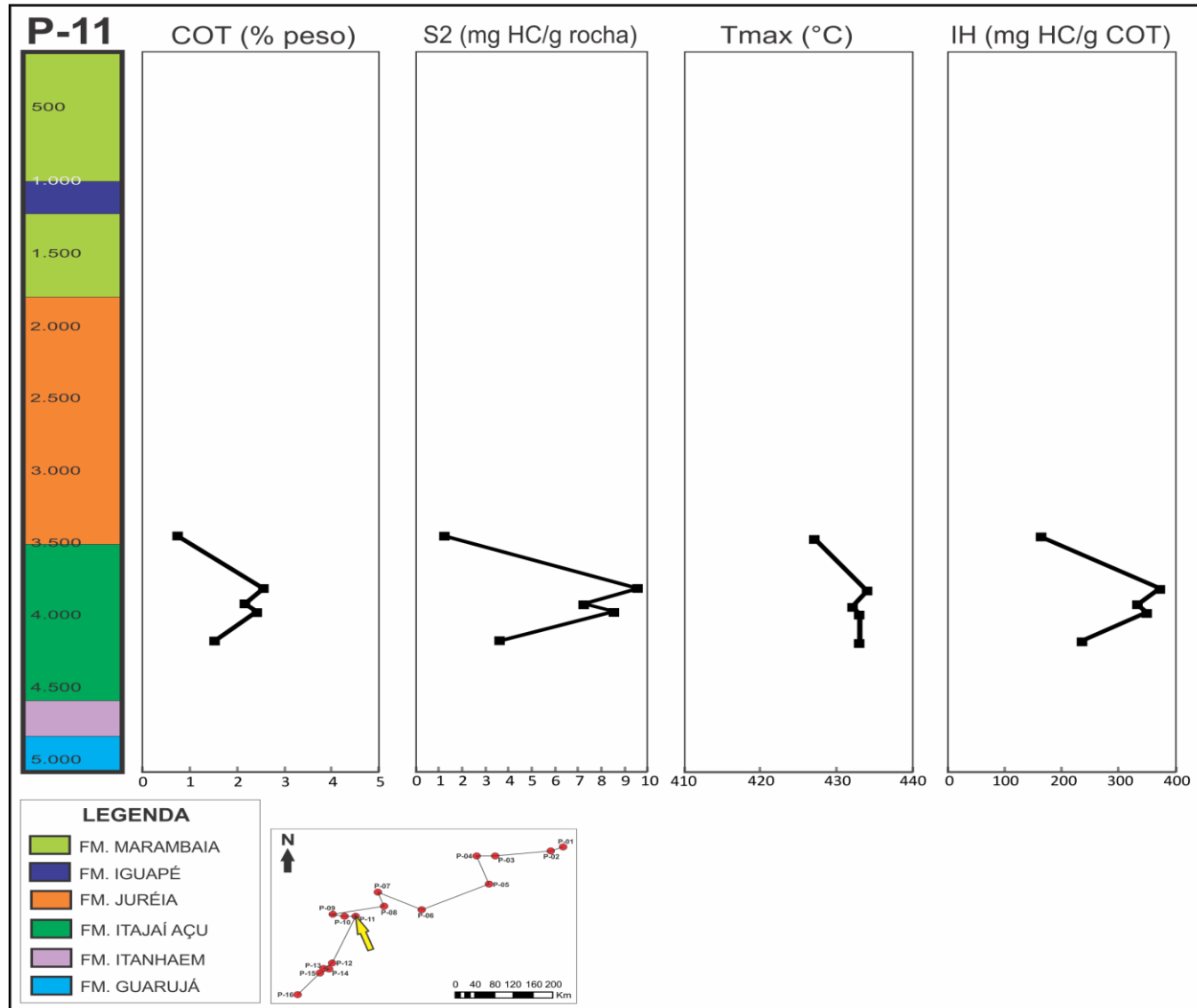
Apêndice O – Perfil geoquímico do poço P-09.



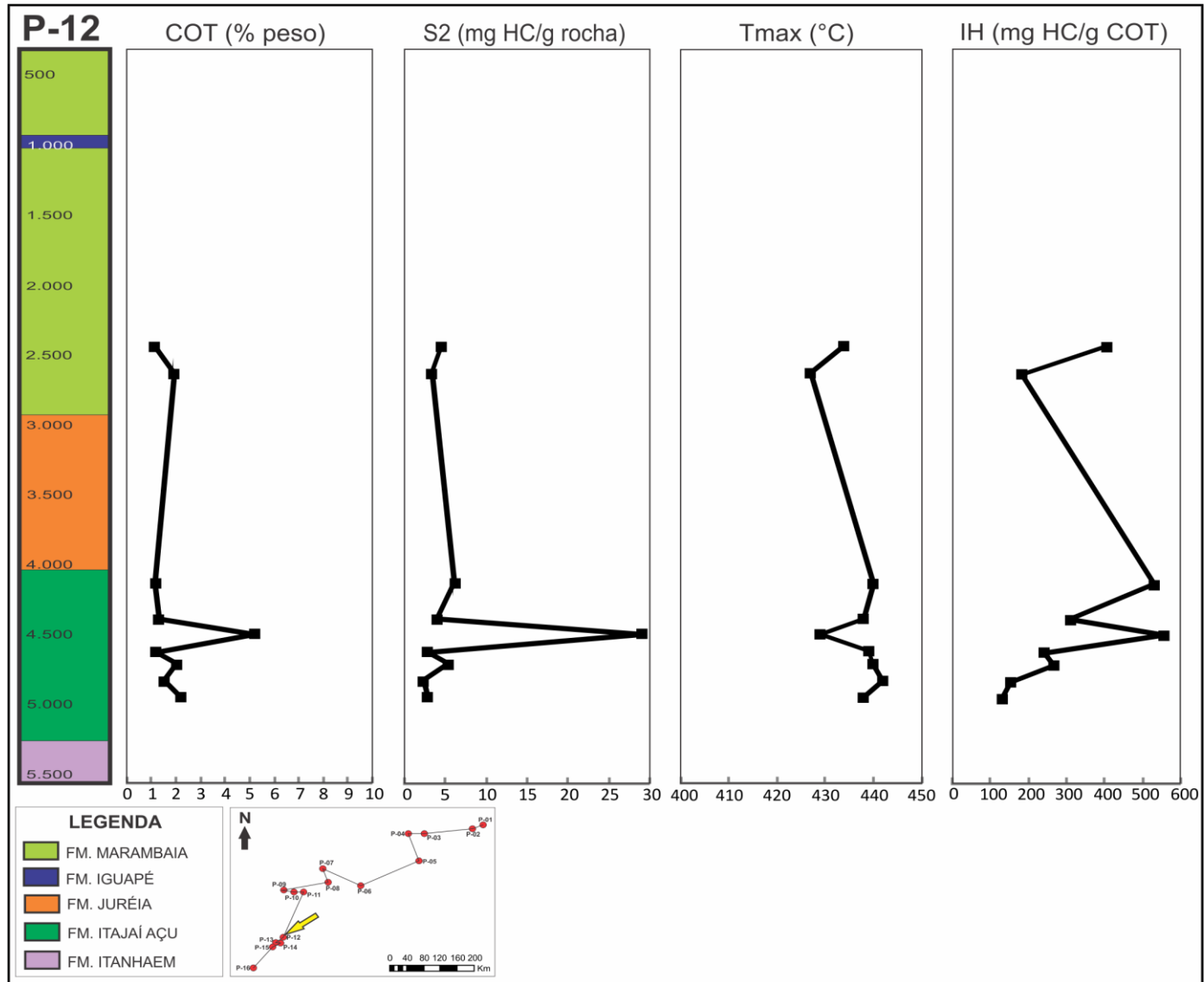
Apêndice P – Perfil geoquímico do poço P-10.



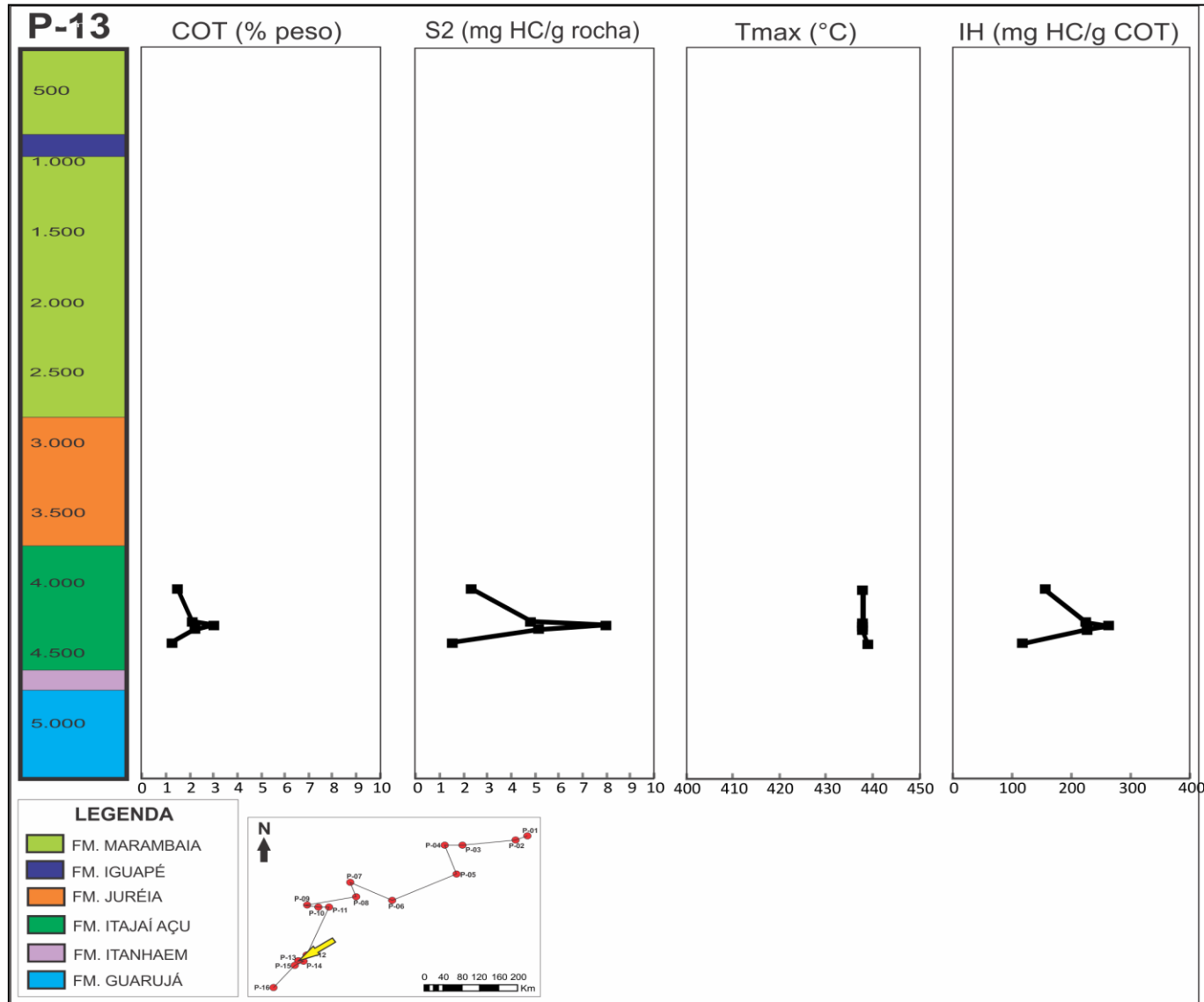
Apêndice Q – Perfil geoquímico do poço P-11.



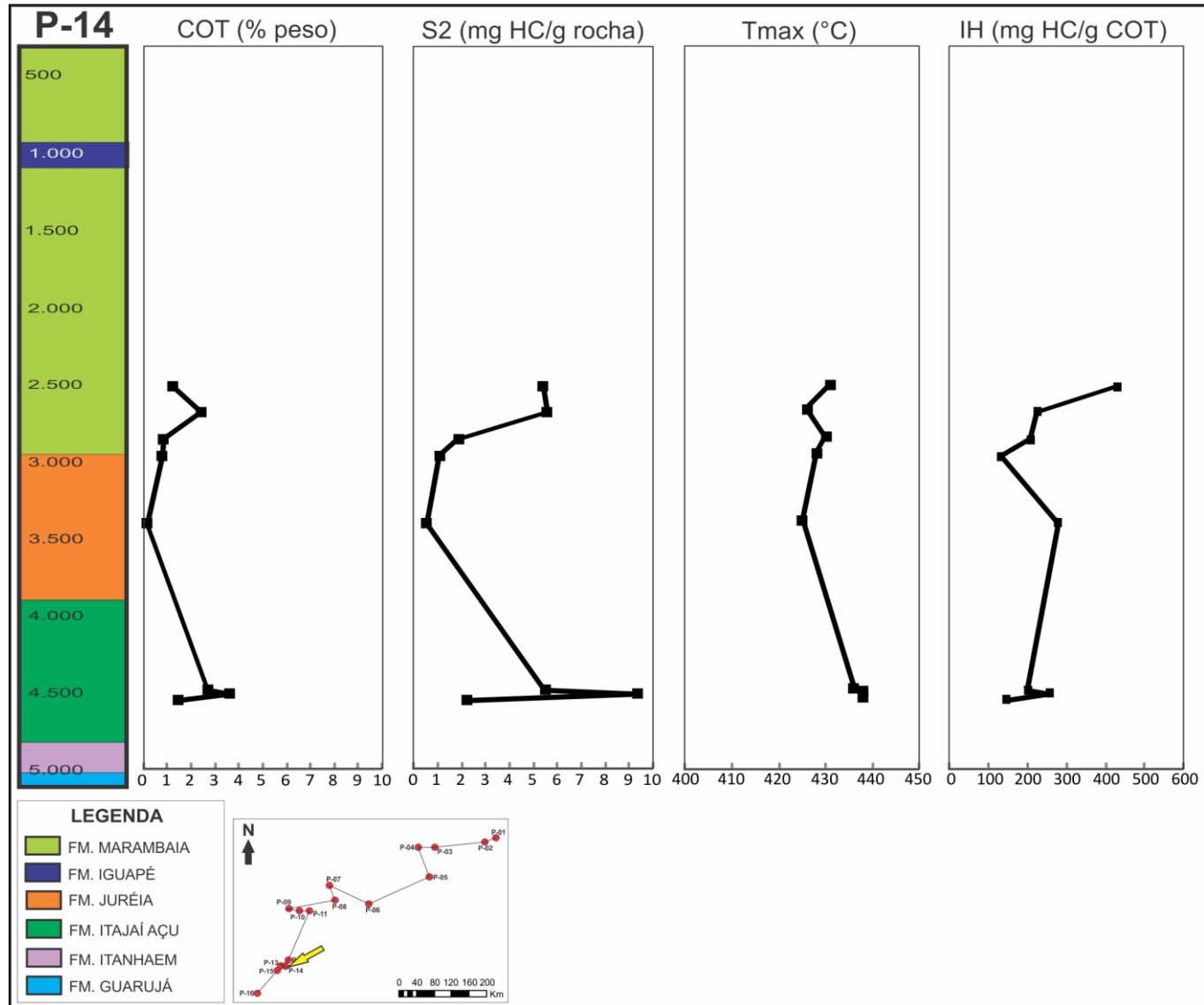
Apêndice R – Perfil geoquímico do poço P-12.



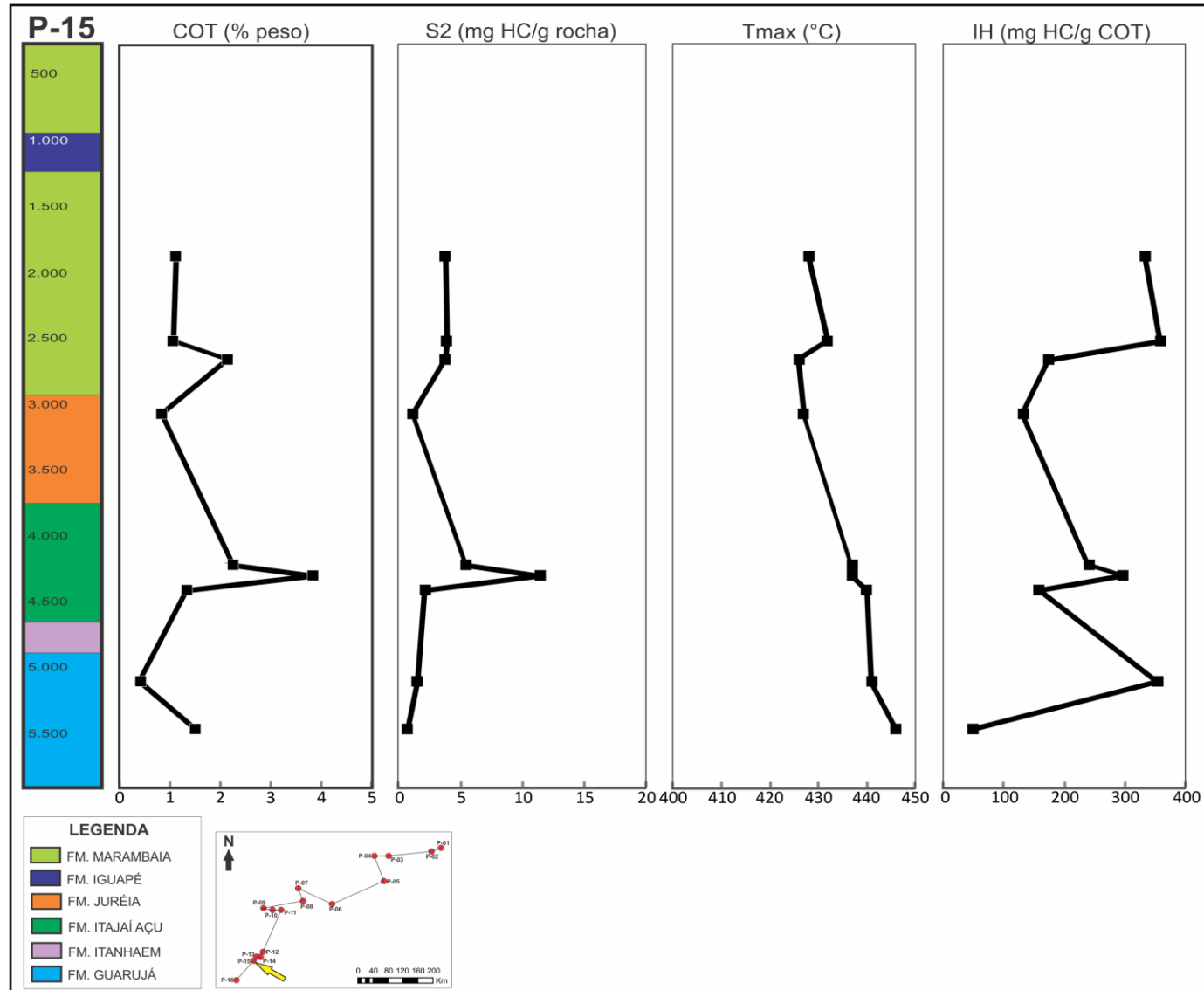
Apêndice S – Perfil geoquímico do poço P-13.



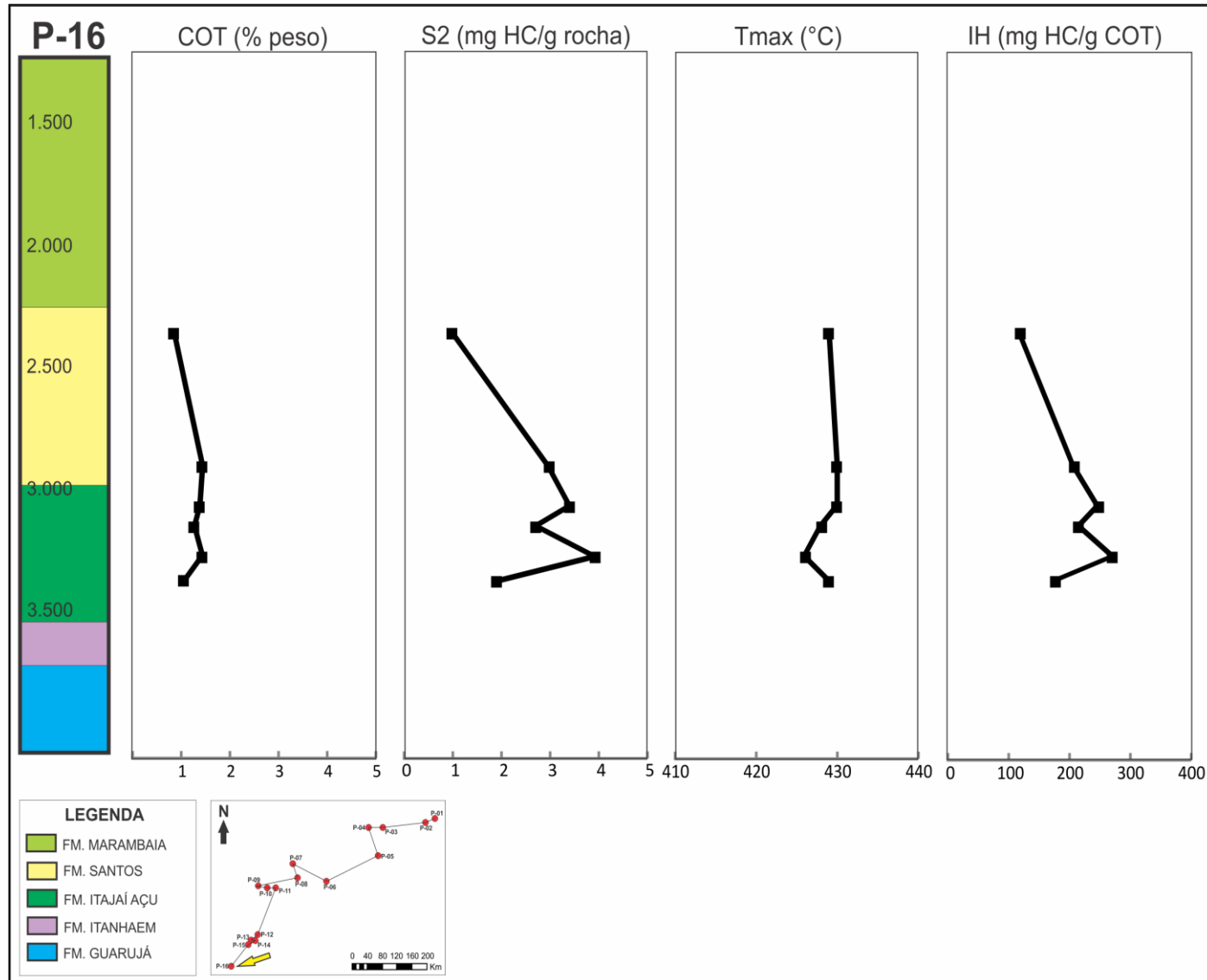
Apêndice T – Perfil geoquímico do poço P-14.



Apêndice U – Perfil geoquímico do poço P-15.



Apêndice V – Perfil geoquímico do poço P-16.



Anexos

Tabela 4 - Parâmetros geoquímicos que indicam o potencial de uma rocha geradora imatura (Peters & Cassa, 1994).

Potencial Petróleo	Matéria Orgânica			Betume		Hidrocarbonetos (ppm)
	COT (% peso)	Rock Eval		(% peso)	(ppm)	
		S1 ^a	S2 ^b			
Pobre	0-0,5	0-0,5	0-2,5	0-0,05	0-500	0-300
Regular	0,5-1	0,5-1	2,5-5	0,05-0,10	500-1000	300-600
Bom	1-2	1-2	5-10	0,10-0,20	1000-2000	600-1200
Muito Bom	2-4	2-4	10-20	0,20-0,40	2000-4000	1200-2400
Excelente	>4	>4	>20	>0,40	>4000	>2400

Tabela 5 - Parâmetros geoquímicos que descrevem o tipo de querogênio (qualidade) e o caráter dos produtos expelidos (Peters & Cassa, 1994).

Tipo de Querogênio	IH (mg HC/g COT)	S2/S3	H/C atômica	Principal produto expelido no pico de maturação
I	> 600	> 15	> 1,5	Óleo
II	300-600	10-15	1,2-1,5	Óleo
II/III	200-300	5-10	1,0-1,2	Mistura de óleo e gás
III	50-200	1-5	0,7-1,0	Gás
IV	< 50	< 1	< 0,7	Nenhum

Tabela 6 - Parâmetros geoquímicos que descrevem o nível de maturação térmica (Peters & Cassa, 1994).

Estágio de maturação termal para o óleo	Maturação		Geração	
	Ro (%)	Tmax (°C)	Betume (mg/g rocha)	IP [S1/(S1+S2)]
Imaturo	0,2-0,6	< 435	< 50	< 0,10
Maturo				
Inicial	0,6-0,65	435-445	50-100	0,10-0,15
Pico	0,65-0,9	445-450	100-250	0,25-0,40
Final	0,9-1,35	450-470	-	> 0,40
Pós-maturo	> 1,35	> 470	-	-