

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Mariana Vitkoski Santos

**INDICADORES DE ORIGEM, MATURAÇÃO E POTENCIAL GERADOR DA
MATÉRIA ORGÂNICA PRESENTE EM FOLHELHOS DA FORMAÇÃO IRATI,
BACIA DO PARANÁ**

Porto Alegre

2024

Mariana Vitkoski Santos

**INDICADORES DE ORIGEM, MATURAÇÃO E POTENCIAL GERADOR DA
MATÉRIA ORGÂNICA PRESENTE EM FOLHELHOS DA FORMAÇÃO IRATI,
BACIA DO PARANÁ**

Trabalho de Conclusão do Curso de Geologia do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Apresentado na forma de monografia, junto à disciplina Projeto Temático III, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientadora: Prof^ª. Dra. Tais Freitas da Silva
Coorientador: Dr. Marcos Müller Bicca

Porto Alegre

2024

CIP - Catalogação na Publicação

Vitkoski Santos, Mariana
Indicadores de Origem, Maturação e Potencial
Gerador da Matéria Orgânica presente em Folhelhos da
Formação Irati, Bacia do Paraná / Mariana Vitkoski
Santos. -- 2024.

86 f.

Orientadora: Tais Freitas da Silva.

Coorientador: Marcos Müller Bicca.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto
de Geociências, Curso de Geologia, Porto Alegre,
BR-RS, 2024.

1. Formação Irati. 2. Geoquímica. 3. Petrologia
Orgânica. I. Silva, Tais Freitas da, orient. II.
Bicca, Marcos Müller, coorient. III. Título.

Mariana Vitkoski Santos

**INDICADORES DE ORIGEM, MATURAÇÃO E POTENCIAL GERADOR DA
MATÉRIA ORGÂNICA PRESENTE EM FOLHELHOS DA FORMAÇÃO IRATI,
BACIA DO PARANÁ**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de “Bacharela em Geologia” e aprovado em sua forma final pelo Curso de Geologia, obtendo conceito A.

Porto Alegre, 12 de janeiro de 2024.

Profª. Dra. Lauren da Cunha Duarte
Coordenadora do Curso

Banca examinadora

Prof. Dr. Giovanni Cioccarì
Universidade Federal de Pelotas (UFPEL)

Prof. Dr. Rommulo Vieira Conceição
Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)

MSc. Rafaela Kunrath
Programa de Pós-Graduação em Geociências (PPGGEO-UFRGS)

Porto Alegre, 2024

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, aos meus pais de sangue, Luciane e Carlos, e ao meu pai de coração, Wendell, por tornarem tudo possível. Obrigada por todo amor, apoio e incentivo que me deram, não só durante a graduação, mas em toda a minha vida.

À minha irmã, Isadora, agradeço por todo amor, carinho e suporte. Muito obrigada por todos nossos momentos de risada e leveza, principalmente durante o desenvolvimento deste trabalho.

A todos os familiares que colaboraram para que eu alcançasse meus objetivos e que permitem que eu sonhe cada vez mais.

Ao Gabriel, pelo apoio e amor, por todos os momentos de calma e carinho. Por todos os debates geológicos acerca do TCC e todo suporte durante o desenvolvimento desse trabalho. Com certeza, tu foi o maior presente que a geologia me deu. A vida contigo é mais feliz.

Aos meus orientadores, Tais e Marcos, por todo ensinamento, atenção, paciência e orientação. Agradeço a confiança e ajuda no desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas do Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, em especial ao Henrique, que sempre esteve disponível para ajuda.

Agradeço aos meus amigos da vida, em especial Fê, Thai e Mari. Obrigada pela amizade de longos anos, por todo apoio durante os diferentes momentos da vida, mesmo nos mais conturbados e quando os encontros ficaram escassos.

Aos amigos que a geologia me deu. Ao JV, obrigada por ser família. Ao Tiago, Thaís, Bruna (ou melhor, pingo) e Thiagonel Messi, obrigada pela amizade, vocês fizeram com que essa experiência fosse muito melhor.

À Shell S.A., que financiou o projeto de pesquisa que possibilitou o desenvolvimento deste trabalho. Ao Instituto de Geociências pela infraestrutura e pelo financiamento das lâminas petrográficas utilizadas neste estudo. À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, universidade pública e de excelência, por toda infraestrutura e suporte durante a graduação.

Enfim, a todos que contribuíram para que esse momento acontecesse.

“Os fracassos são minhas maiores vitórias.
Eu detestaria estar no lugar de quem me venceu.”

(Darcy Ribeiro)

RESUMO

A Formação Irati (FI), que integra a sequência deposicional de idade Permiana da Bacia do Paraná, é caracterizada por apresentar folhelhos betuminosos com potencial para geração não convencional de óleo e gás natural devido à presença frequente de intrusões ígneas do Cretáceo. A FI é composta pelos membros Taquaral, que é constituído por siltitos cinzas não betuminosos e folhelhos negros, e Assistência, composto principalmente por folhelhos não betuminosos e betuminosos intercalados com carbonatos. Este trabalho buscou determinar o grau de maturação e a composição das fácies orgânicas presentes nos sedimentos da FI, além de identificar o ambiente deposicional e o potencial de geração na jazida Santa Terezinha, em Osório, Rio Grande do Sul. Foram coletadas 14 amostras do poço CBM-001-ST-RS, e 10 amostras do poço CBM-003-ST-RS. As amostras foram submetidas à análise por pirólise em sistema aberto, refletância da vitrinite, análise de palinofácies, índice de coloração de esporos, além da descrição de testemunhos e lâminas petrográficas referentes aos intervalos coletados. As amostras do poço CBM-001-ST-RS apresentam valores de IH que indicam querogênio do tipo II, II/III, III e IV, enquanto os resultados de IH no poço CBM-003-ST-RS indicam a presença de querogênio do tipo I, II, III e IV. Os poços apresentaram predominância de matéria orgânica amorfa (sem fluorescência) de origem marinha, seguida de concentrações variáveis de fitoclastos, e palinomorfos. Membranas com fluorescência e *Botryococcus* foram observados nas amostras da base do Membro Assistência, enquanto que Acritarcos foram identificados nas amostras do Membro Taquaral. As duas seções analisadas encontram-se na janela de geração de hidrocarbonetos, exceto as amostras afetadas termicamente. De acordo com os parâmetros de COT, S₁ e S₂, as amostras do poço CBM-001-ST-RS apresentam um baixo potencial de geração de hidrocarbonetos, com exceção de dois intervalos posicionados na base do Membro Assistência: em 516 m, há um aumento no valor de COT (2,14 wt%), o que indicaria um potencial muito bom para geração de hidrocarbonetos, porém os valores baixos de S₁ e S₂, além da ocorrência de pirobetume (em decorrência do efeito térmico causado pela intrusão) indicam um baixo potencial nesse intervalo; e no nível de 522 m, os valores de COT, S₁ e S₂ indicam um potencial gerador razoável a muito bom. No poço CBM-003-ST-RS a seção também apresenta um baixo potencial de geração, com dois intervalos como exceção correlatos aos intervalos geradores do poço CBM-001-ST-RS: em 491 m e 496,1 m com valor de COT indicando um potencial excelente a muito bom, confirmado através dos valores de S₁ e S₂. Ao integrar os dados geoquímicos com os resultados de petrografia orgânica e perfis geológicos, pode-se concluir que a FI se depositou em ambiente marinho restrito, contínuo lateralmente na região estudada, e que os intervalos promissores em termos de geração de hidrocarbonetos, para ambos os furos, estão associados às intercalações de folhelhos e carbonatos presentes na base do Membro Assistência, caracterizando o intervalo de maior potencial.

Palavras-chave: Formação Irati; Geoquímica; Petrologia Orgânica.

ABSTRACT

The Irati Formation, which is part of the Permian depositional sequence of the Paraná Basin, is characterized by bituminous shales with potential for unconventional hydrocarbons generation due to the presence of Cretaceous igneous intrusions. The Irati Formation consists of the Taquaral member, which is composed by non-bituminous gray siltstones and black shales; and the Assistência member, mainly composed by non-bituminous and bituminous shales interbedded with carbonates. This study aims to determine the degree of maturation and composition of the organic facies present in the sediments of the Irati Formation, as well as to identify the depositional environment and the generation potential in the Santa Terezinha Coalfield area, localized at Osório, Rio Grande do Sul. To provide this, 14 samples were collected from the CBM-001-ST-RS well, and 10 samples from the CBM-003-ST-RS well. The samples were subjected to an open-system pyrolysis, vitrinite reflectance measurement, palynofacies analysis, spore coloration index, in addition to the description of cores samples and petrographic thin sections corresponding to the collected intervals. The samples from CBM-001-ST-RS well showed IH values that indicate type II, II/III, III and IV kerogen, while the IH results in the CBM-003-ST-RS well indicate the presence of Type I, II, III, and IV kerogen. Also was observed the predominance of AOM (non-fluorescent), followed by phytoclasts and palynomorphs. Fluorescent membranes and algae *Botryococcus* were observed in samples in the base of the Assistência Member, while Acritarchs were identified in the Taquaral Member. The two sections analyzed are in the hydrocarbon generation window, except the thermally affected samples. According to the TOC parameters, S_1 and S_2 , samples from the CBM-001-ST-RS well have a low potential for hydrocarbons generation, with the exception of two intervals: at 516 meters, there's an increase in the TOC value (2.14 wt%), suggesting a very good potential. However, the S_1 and S_2 values, along with the occurrence of pyrobitumen (due to thermal effects caused by intrusion), indicate a low potential in this range; and at the 522 meters, where the COT, S_1 and S_2 values indicate a very good generating potential. Similar to the other well, this section also presents a low generation potential, with two intervals as an exception: at 491 meters, there's a TOC value indicating excellent potential, confirmed by the S_1 and S_2 values; and at the depth of 496.1 meters, where the parameters of TOC, S_1 , and S_2 indicate a very good potential. By integrating geochemical data with organic petrography results, along with geological profiles, it can be concluded that the Irati Formation was deposited in a restricted marine environment, showing lateral continuity in the studied region. The promising intervals in terms of hydrocarbon generation for both wells are associated with the intercalation of shales and carbonates found at the base of the Assistência Member, characterizing the interval with the highest potential.

Keywords: Irati Formation; Geochemistry; Organic Petrology.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná, modificado de Bicca et al., 2020.....	15
Figura 2. Mapa de localização da área de estudo com os poços da região de Osório, com indicação em vermelho dos furos de sondagem onde foram coletadas as amostras.....	18
Figura 3. Diagrama estratigráfico da Bacia do Paraná (Milani <i>et al.</i> , 2007)..	21
Figura 4. Estágios de evolução da matéria orgânica e seus produtos. CH: carboidratos, AA: aminoácidos, AF: ácidos fúlvicos, AH: ácidos húmicos L: lipídios, HC: hidrocarbonetos, N, S, O: compostos N, S, O (polares), Ro%: refletância da vitrinita (Tissot & Welte, 1984, modificada por Balbinot, 2012).	28
Figura 5. Evolução do querogênio apresentada em um diagrama de Van Krevelen (modificada de Tissot & Welte, 1984).....	30
Figura 6. Diagrama ternário dos três grupos de querogênio e os campos de palinofácies, juntamente com os ambientes correspondentes (Tyson, 1993; Menezes <i>et al.</i> , 2008; Mendonça Filho <i>et al.</i> , 2010b, 2012).	35
Figura 7. Fotografia da área da perfuração, com a sonda e o laboratório móvel do Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo/UFRGS. Foto em 20/03/2023.	36
Figura 8. Foto da atividade de descrição litológica do testemunho de sondagem CBM-001-ST-RS.....	37
Figura 9. Equipamentos utilizados para preparação das amostras; A) triturador de mandíbulas; B) quarteador; C) gral de porcelana com pistilo; D) peneira de 60 mesh.	38
Figura 10. Equipamento utilizado para a análise de pirólise; A) computador acoplado com o software HAWK Eye e balança de precisão; B) equipamento <i>HAWK Pyrolysis</i> da empresa <i>Wildcat Technologies</i>	39
Figura 11. Equipamentos utilizados para a preparação de plugs; A) embutidora metalográfica hidropneumática junto com a politriz; B) resina e aluminas utilizadas.	42
Figura 12. Microscópio de luz refletida e fluorescência utilizado para a análise de refletância da vitrinita.	43

Figura 13. Equipamento Soxhlet, utilizado para a extração do betume.....	45
Figura 14. Microscópio de luz transmitida e fluorescência utilizado para análise de palinofácies.	46
Figura 15. Lâminas-padrão para a determinação do ICE retirado de Suárez-Ruiz et al. (2012).	47
Figura 16. Perfis litológicos dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, juntamente com o posicionamento das amostras coletadas.	50
Figura 17. Fotomicrografias de lâminas petrográficas da intrusão que ocorre no poço CBM-001-ST-RS; A) amostra 23-151, mostrando os cristais milimétricos aciculares e a matriz vítrea; B) amostra 23-146, evidenciando zonas de alteração na rocha encaixante.	51
Figura 18. Fotomicrografias de lâminas petrográficas do intervalo da base do Membro Assistência, onde ocorrem intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos do poço CBM-001-ST-RS; A) amostra 23-145, evidenciando a laminação marcada pela contribuição siliciclástica, além do aspecto peloidal; B) amostra 23-143, mostrando a laminação, na base mais siliciclástica; C) amostra 23-144, evidenciando o preenchimento de fraturas por carbonatos.	52
Figura 19. Perfis dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, juntamente com os parâmetros de COT, S ₁ , S ₂ , T _{MAX} , IH, IO, R _R %, ICE, % de Fitoclastos, % de MOA e % de Palinomorfos.	55
Figura 20. Evidências da ocorrência de duas populações de vitrinita; A) fotomicrografia de <i>plug</i> da amostra 23-069, ocorrendo vitrinita indígena (VI) e retrabalhada (VR); B) histograma da análise de R _r % da amostra 23-073, indicando duas populações de vitrinita distintas.	56
Figura 21. Fotomicrografias da amostra 23-041, evidenciando a presença de pirobetumes, que mostram a textura em mosaico típica de coques do carvão e petróleo; A) presença de pirobetume na matriz mineral em luz branca refletida; B) pirobetume na matriz mineral em nicóis cruzados; C) presença de pirobetume nos carbonatos em luz branca refletida; D) pirobetume nos carbonatos em nicóis cruzados.	57
Figura 22. Fotomicrografias de <i>Botryococcus</i> presentes na amostra 23-059 (poço CBM-003-ST-RS); A) <i>Botryococcus</i> em luz branca refletida; B) <i>Botryococcus</i> na fluorescência; C) <i>Botryococcus</i> em luz branca refletida; D) <i>Botryococcus</i> na fluorescência.	58

Figura 23. Fotomicrografias representativas das diferentes morfologias de fitoclastos observadas nas amostras; A) amostra 15-031, fitoclasto opaco alongado; B) amostra 15-031, fitoclasto bioestruturado; C) amostra 17-078, fitoclasto não-opaco; D) amostra 23-059, membrana.60

Figura 24. Fotomicrografias da amostra 15-031, evidenciando a morfologia da matéria orgânica amorfa encontrada nas amostras; A) MOA em luz branca transmitida; B) MOA na fluorescência.60

Figura 25. Fotomicrografias mostrando exemplos de palinomorfos observados nas amostras estudadas; A) amostra 23-069, esporo em luz branca transmitida; B) amostra 23-069, esporo na fluorescência; C) amostra 23-056, esporo em luz branca transmitida; D) amostra 23-056, esporo na fluorescência; E) amostra 17-078, acritarco na fluorescência; F) amostra 23-085, acritarco na fluorescência.61

Figura 26. Partículas utilizadas para a determinação do ICE de cada amostra; A) 23-015; B) 23-031; C) 17-067; D) 23-041; E) 23-046; F) 17-075; G) 15-031; H) 17-078; I) 17-082; J) 22-071; K) 23-053; L) 23-056; M) 23-059; N) 23-065; O) 23-068; P) 23-069; Q) 23-073; R) 23-080; S) 23-085.62

Figura 27. Diagrama Pseudo Van Krevelen, mostrando a classificação do tipo de querogênio, de acordo com os parâmetros de IH e IO. As amostras em vermelho correspondem ao furo CBM-001-ST-RS e as amostras em azul correspondem ao CBM-003-ST-RS.65

Figura 28. Diagrama ternário ilustrando os valores percentuais dos três grupos principais de querogênio para as amostras dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, além dos respectivos campos de paleoambiente correspondentes à deposição de matéria orgânica baseado em Tyson (1993), Menezes et al. (2008) e Mendonça Filho et al. (2010).70

Figura 29. Refletância da vitrinita medida por microscopia em luz branca refletida ($R_r\%$) em vermelho, $R_{req}\%$ determinada através do ICE em azul e $R_{cal}\%$ calculada através do T_{MAX} em verde, ao longo dos perfis de ambos os poços.73

Figura 30. Classificação do potencial gerador de hidrocarbonetos para os poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, com base nos parâmetros de COT, S_1 e S_275

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Classificação do principal produto a ser gerado, com base no tipo de querogênio (Peters & Cassa, 1994).	31
Tabela 2. Classificação do potencial de geração de hidrocarbonetos de acordo com os parâmetros de COT, S ₁ e S ₂ (Peters & Cassa, 1994).....	31
Tabela 3. Classificação da matéria orgânica particulada – grupo fitoclasto (Tyson, 1995; Menezes <i>et al.</i> , 2008; Mendonça Filho <i>et al.</i> , 2010b, 2011, 2012).	32
Tabela 4. Classificação da matéria orgânica particulada – grupo palinomorfo (Tyson, 1995; Menezes <i>et al.</i> , 2008; Mendonça Filho <i>et al.</i> , 2010b, 2011, 2012).	33
Tabela 5. Classificação da matéria orgânica particulada – matéria orgânica amorfa (Tyson, 1995; Menezes <i>et al.</i> , 2008; Mendonça Filho <i>et al.</i> , 2010b, 2011, 2012).	34
Tabela 6. Amostras selecionadas e suas respectivas profundidades.	40
Tabela 7. Amostras selecionadas do poço CBM-001-ST-RS, para descrição em lâmina petrográfica e suas respectivas profundidades.....	48
Tabela 8. Dados obtidos para as amostras da Fm. Irati, para os poços CBM-001-ST-RS CBM-003-ST-RS, da Jazida Santa Teresinha, RS.....	53
Tabela 9. Valores do Índice de Coloração de Esporos para cada amostra. .	63
Tabela 10. Classificação do tipo de querogênio para as amostras dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, com base em Van Krevelen (1961, 1993) e Peters & Cassa (1994).	64
Tabela 11. Valores de Rr% medida, R _{req} % através do ICE e R _{cal} % através do T _{MAX}	72

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	15
1.1	ÁREA DE ESTUDO	17
2	OBJETIVOS E METAS.....	18
3	JUSTIFICATIVA	19
4	REFERENCIAL TEÓRICO	19
4.1	CONTEXTO GEOLÓGICO – BACIA DO PARANÁ.....	19
4.1.1	Formação Irati	23
4.1.1.1	<i>Características Geoquímicas (Pirólise).....</i>	<i>24</i>
4.1.1.2	<i>Palinofácies.....</i>	<i>26</i>
4.2	MATURAÇÃO TÉRMICA DA MATÉRIA ORGÂNICA	27
4.3	PETROGRAFIA ORGÂNICA	29
5	METODOLOGIA	36
5.1	TRABALHO DE CAMPO.....	36
5.2	DESCRIÇÃO LITOLÓGICA E AMOSTRAGEM	36
5.3	PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS.....	38
5.4	ANÁLISE DE PIRÓLISE EM SISTEMA ABERTO.....	38
5.5	ANÁLISES DE PETROGRAFIA ORGÂNICA.....	40
5.5.1	Refletância da Vitrinita	41
5.5.1.1	<i>Preparação de Plugs.....</i>	<i>41</i>
5.5.1.2	<i>Microscopia de Luz Branca Refletida e Fluorescência.....</i>	<i>42</i>
5.5.2	Palinofácies	43
5.5.2.1	<i>Preparação das Lâminas</i>	<i>44</i>
5.5.2.2	<i>Microscopia de Luz Branca Transmitida e Fluorescência</i>	<i>45</i>
5.5.3	Índice de Coloração de Esporos.....	46
5.6	ANÁLISE COMPLEMENTAR.....	47
5.6.1	Lâminas Petrográficas.....	48
6	RESULTADOS	48
6.1	PERFIS LITOLÓGICOS E PETROGRAFIA.....	48
6.2	ANÁLISE DE PIRÓLISE EM SISTEMA ABERTO.....	52
6.3	PETROGRAFIA ORGÂNICA	56
6.4	PALINOFÁCIES	59

6.5	ÍNDICE DE COLORAÇÃO DE ESPOROS	61
7	DISCUSSÕES.....	63
7.1	ANÁLISE INTEGRADA QUANTO A QUALIDADE E PRESERVAÇÃO DA MATÉRIA ORGÂNICA	63
7.2	CONSIDERAÇÕES SOBRE O PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL	66
7.3	MATURAÇÃO	71
7.4	POTENCIAL GERADOR DE HIDROCARBONETOS	74
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	76
	REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

A Formação Irati, descrita e publicada pela primeira vez em 1908 por White, possui um vasto acervo de estudos publicados há mais de um século, muito em decorrência do interesse energético e econômico. Compreendida no Grupo Passa Dois, Supersequência Gondwana I, Bacia do Paraná (Figura 1), a formação apresenta grande potencial de geração de hidrocarbonetos devido aos folhelhos betuminosos do Membro Assistência (White, 1908; Milani *et al.*, 2007).

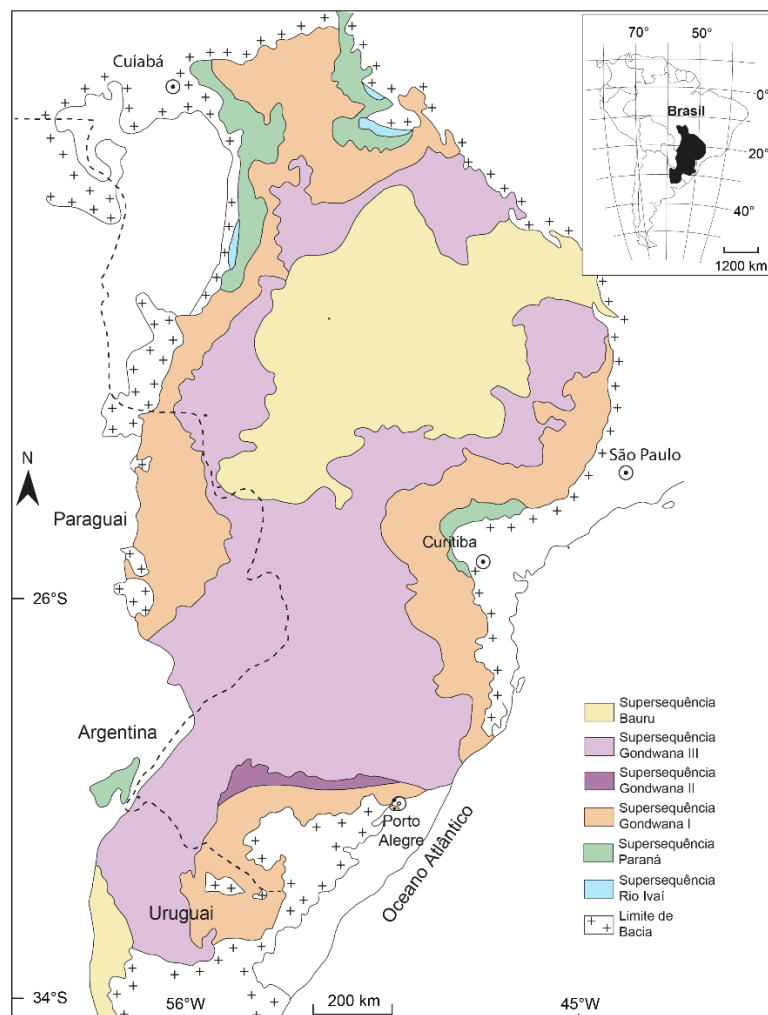


Figura 1. Mapa geológico simplificado da Bacia do Paraná, modificado de Bicca et al., 2020.

Segundo Milani (1997) e Reis et al. (2018), a seção correspondente a Formação Irati comumente apresenta grande potencial de geração de

hidrocarbonetos. No entanto, os folhelhos betuminosos da Formação apresentam uma baixa evolução na maturação da matéria orgânica associada à subsidência. Entretanto, a Formação Irati é frequentemente intrudida por rochas ígneas do Cretáceo (Santos *et al.*, 2006, 2009). Essas intrusões de composição básica representam uma fonte expressiva de calor, o que acarretou em um acréscimo na evolução da maturação da matéria orgânica presente na seção. Com a evolução da maturação devido às intrusões, os folhelhos podem atingir a janela de geração de hidrocarbonetos (Costa Neto *et al.*, 1978; Correa da Silva & Cornford, 1985; Afonso *et al.*, 1994; Santos *et al.*, 2009; López *et al.*, 2019).

O processo de transformação físico-química da matéria orgânica é denominado de maturação térmica, sendo dividida em três estágios, cujo controle se dá, principalmente, por atividade biológica, temperatura e pressão pós-deposicional (Tissot & Welte, 1984; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012). A primeira fase, denominada diagênese, tem como produto a geração de metano biogênico. A segunda fase, designada como catagênese, resulta na geração de óleo, gás úmido e condensado. Na metagênese, última fase do processo de maturação térmica, ocorre a geração de gás metano e resíduo carbonoso (Tissot & Welte, 1984; Tyson, 1995; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012). Portanto, identificar o grau de maturidade térmica de determinada seção sedimentar é de extrema importância para avaliar a história de geração de determinada bacia, prever a evolução da bacia, e explorar recursos de hidrocarbonetos (Tissot & Welte, 1984; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

A geração de hidrocarbonetos está diretamente associada ao tipo de querogênio. O querogênio, ou seja, a matéria orgânica particulada insolúvel em solventes orgânicos, é classificado em três tipos: I, II e III (Van Krevelen, 1961, 1993; Tyson, 1995). O querogênio do tipo I apresenta vários precursores biológicos altamente específicos de natureza alifática em diferentes ambientes sedimentares e é caracterizado por possuir elevado potencial de geração de hidrocarbonetos líquidos. O querogênio do tipo II, associado à matéria orgânica planctônica em ambientes marinhos e lacustres de água doce, apresenta potencial menor de geração de hidrocarbonetos, quando comparado ao tipo I. Por último, o querogênio do tipo III é derivado de plantas superiores e pode ser associado a insumos terrestres em ambientes lacustres-marinhos, apresentando potencial moderado para óleo, embora possa gerar gás abundante em maiores profundidades (Tissot & Welte, 1984; Vandenbroucke & Largeau, 2007; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

Para uma rocha apresentar potencial de geração de hidrocarbonetos é necessário, além da maturidade térmica, quantidade, qualidade e determinado tipo de matéria orgânica. Considerando esses fatores, é essencial o conhecimento tanto da história térmica da rocha quanto o ambiente deposicional em que foi formada (Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

Para pesquisas de maturação térmica e identificação do ambiente deposicional de determinada bacia, é utilizado, principalmente, métodos de petrografia orgânica. A refletância da vitrinita é a principal técnica para obter dados sobre maturação térmica, enquanto que para informações sobre paleoambiente deposicional é utilizado o método de palinofácies em conjunto com a descrição litológica, que, por sua vez, são definidas com base nas estruturas, texturas e composição primária dos depósitos (Tyson, 1995; Dalrymple, 2010; Mendonça Filho *et al.*, 2010b; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

1.1 ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo está localizada na região de Osório, Rio Grande do Sul. Em geral, a distribuição das camadas da Formação Irati ocorre de maneira ampla na região, com espessuras moderadas e pouca variabilidade lateral. De acordo com a base de dados disponibilizada pela CPRM sobre as sondagens exploratórias para carvão na região, a distribuição da Formação Irati ocorre em profundidades variáveis na área de estudo. São observadas camadas mais profundas de sul para norte da jazida (camadas do sul apresentam profundidade entre 400 e 500 metros, enquanto as camadas do norte podem atingir 680 metros), e a espessura da Formação varia entre 30 e 70 metros.

Para o presente projeto serão utilizadas amostras de duas sondagens (CBM-001-ST e CBM-003-ST), realizadas pelo Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo/UFRGS, próximas do município de Osório (Figura 2).

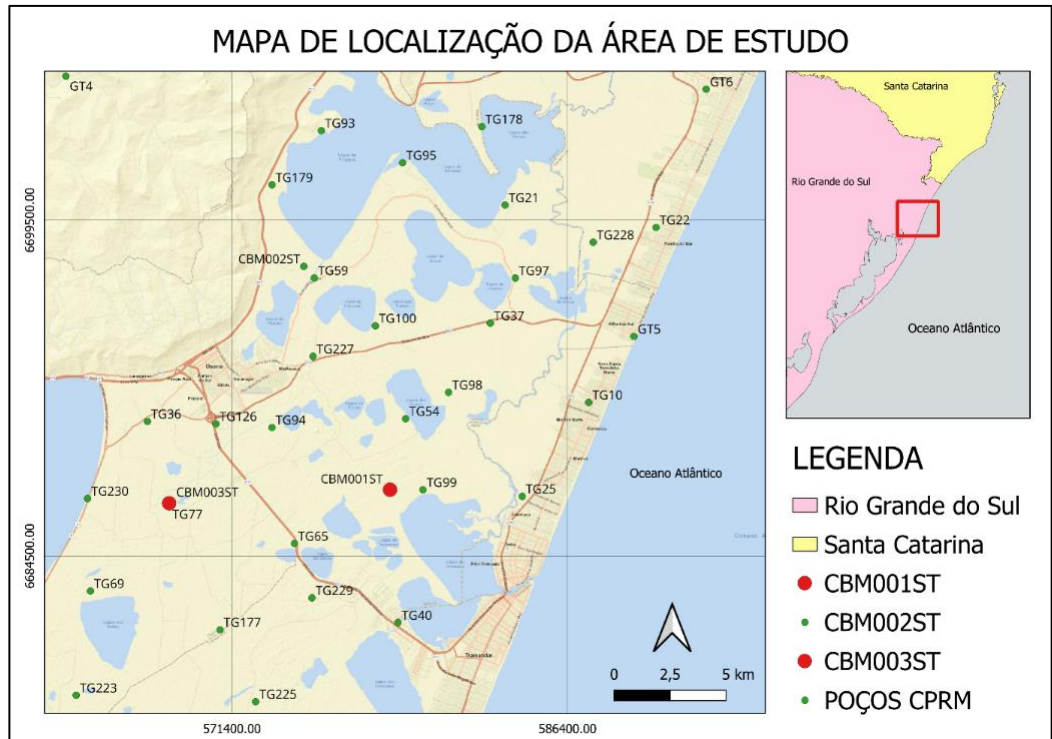


Figura 2. Mapa de localização da área de estudo com os poços da região de Osório, com indicação em vermelho dos furos de sondagem onde foram coletadas as amostras.

2 OBJETIVOS E METAS

O presente estudo tem como objetivo principal determinar o grau de maturação e a composição das fácies orgânicas encontradas nos folhelhos da Formação Irati em uma área com carência de informações, visando as suas implicações para a geração não-convencional de hidrocarbonetos.

Incluem-se como objetivos específicos:

- a) realizar uma caracterização litológica da sequência que compõe a Formação Irati em dois testemunhos de sondagem na área de estudo;
- b) determinar o tipo, a variabilidade composicional e qualidade da matéria orgânica presente nos folhelhos da Formação Irati a partir de amostras coletadas de forma abrangente e representativa ao longo da formação;
- c) identificar o ambiente deposicional no qual os folhelhos se formaram;
- d) determinar a influência térmica das intrusões ígneas na matéria orgânica através da análise de refletância da vitrinita e índice de coloração de esporos e

estabelecer zonas de maior e menor produção de hidrocarbonetos a partir do contato com as rochas ígneas intrusivas;

e) colaborar para as pesquisas de geração não-convencional de hidrocarbonetos na Formação Irati através dos dados gerados.

3 JUSTIFICATIVA

O prognóstico de tendência de aquecimento do segmento de exploração e produção de gás no país poderá culminar na descoberta de novas áreas exploratórias. Nesse contexto, aposta-se que se somem às atuais bacias produtoras, bacias de nova fronteira com elevado potencial exploratório, onde destaca-se a Bacia do Paraná (*Relatório Anual de Exploração, 2020*). Tendo em vista que a geração de hidrocarbonetos está diretamente associada ao grau de maturação e tipo de matéria orgânica presente nas rochas, e que o efeito de intrusões ígneas em folhelhos betuminosos pode acarretar em um aumento significativo no potencial de geração de hidrocarbonetos, é essencial o conhecimento desses parâmetros em áreas de interesse econômico.

4 REFERENCIAL TEÓRICO

4.1 CONTEXTO GEOLÓGICO – BACIA DO PARANÁ

A Bacia do Paraná, que está localizada no Continente Sul-Americano, estabelecida em porções do Brasil, Paraguai, Argentina e Uruguai, representa uma grande área sedimentar intracratônica de aproximadamente 1,7 milhão de quilômetros quadrados. A bacia apresenta uma geometria alongada, com eixo maior na direção NE-SW, em torno de 1.750 quilômetros de comprimento, 900 quilômetros de largura e espessura total máxima por volta de 7.000 metros (Milani *et al.*, 2007; Holz *et al.*, 2010).

A história evolutiva da Bacia do Paraná é complexa. A implantação da Bacia foi governada por fatores climáticos e geológicos associados à evolução do supercontinente Gondwana. O desenvolvimento da Bacia foi marcado por eventos cíclicos de longos períodos de subsidência e acúmulo de sedimentos intercalados com períodos igualmente longos de erosão, associados a movimentos tectônicos. Na Bacia do Paraná, ocorrem evidências de três fases distintas de subsidência. Na primeira fase, ocorre subsidência térmica, delimitada pela deposição de unidades sedimentares do Siluro-Devoniano. A segunda fase de subsidência acontece através de uma combinação de estiramento e rifteamento crustal, delimitada pela deposição de unidades sedimentares do Permo-Carbonífero. Por último, a terceira fase transcorre pelo resfriamento de expressivos volumes de lavas vulcânicas associadas à ruptura do Gondwana, delimitada pela deposição de unidades sedimentares do Jurássico Superior-Cretáceo Inferior (Milani *et al.*, 1998).

A Bacia do Paraná compreende um registro estratigráfico que varia desde o final do Ordoviciano até o final do Cretáceo (Milani *et al.*, 1998), englobando seis unidades de ampla escala ou Supersequências (Vail *et al.*, 1977), reconhecidas por Milani e Ramos (1998). Essas Supersequências, que são limitadas por superfícies de discordância de caráter inter-regional, levam os seguintes nomes: Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano); Paraná (Devoniano); Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico); Gondwana II (Meso a Neotriássico); Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo); Baurú (Neocretáceo) (Figura 3).

A Supersequência Rio Ivaí é objeto de estudos desde 1947 por Maack, no Estado do Paraná, e, desde então, foi denominada de “Sequência Ordoviciano-Siluriana” por Milani *et al.*, (1995), “Sequência Tectonossedimentar Ordoviciano-Siluriana” por Soares (1991) e de “Grupo Rio Ivaí” por Assine, Soares e Milani (1994). Esse pacote de rochas é dividido em três unidades (formações Alto Garças, Iapó e Vila Maria) e representa o primeiro ciclo transgressivo-regressivo da sedimentação cratônica da Bacia do Paraná (Milani *et al.*, 2007).

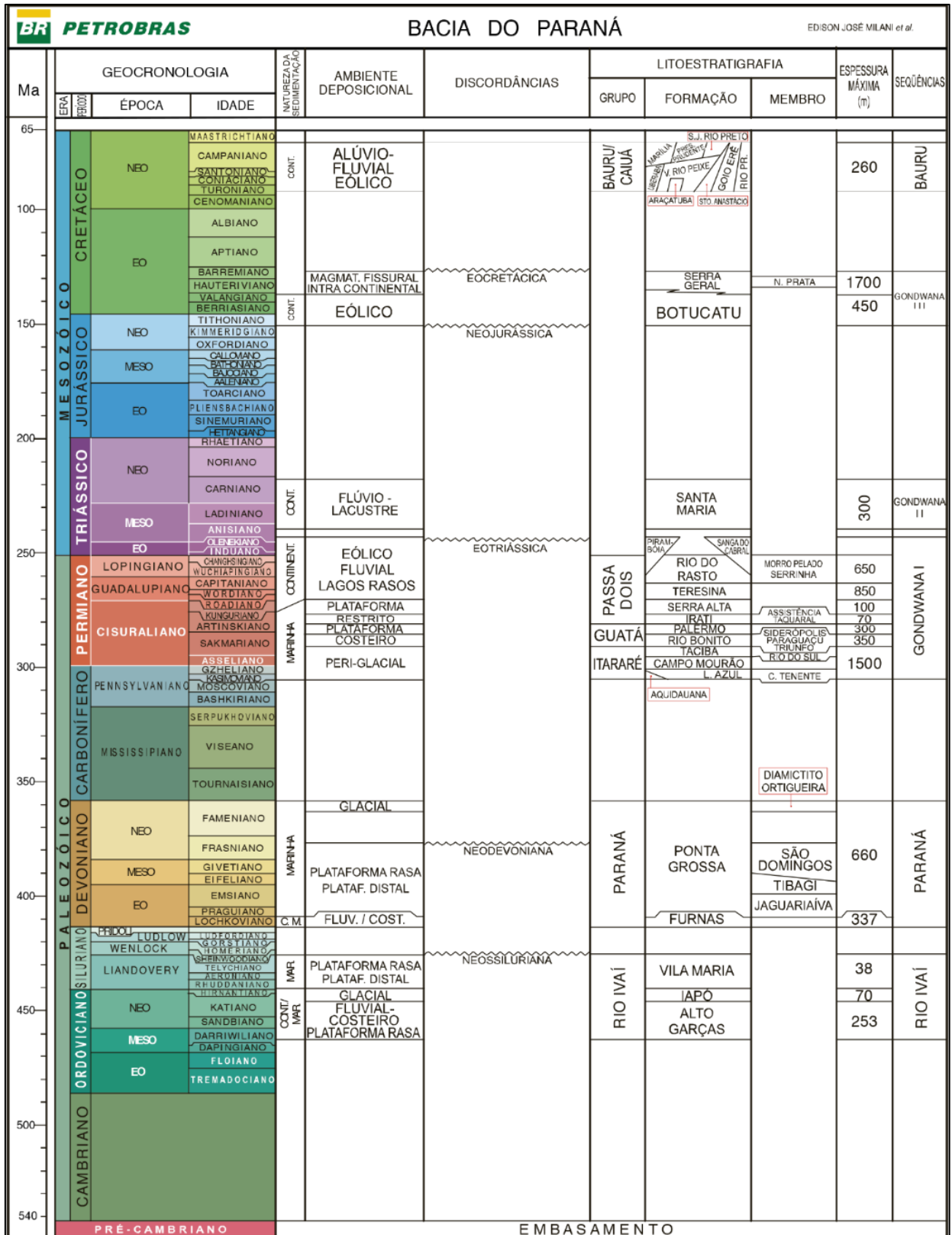


Figura 3. Diagrama estratigráfico da Bacia do Paraná (Milani et al., 2007).

Os primeiros trabalhos sobre a Supersequência Paraná foram publicados por Derby (1878) e Kayser (1990). Essa seção, anteriormente denominada de “Série

Paraná” por Moraes Rêgo (1931), “Série Campos Gerais” por Oliveira (1927), “Grupo Paraná” por Lange & Petri (1967), “Sequência Tectonossedimentar Devoniana-Mississippiana” por Soares (1991) e “Sequência Devoniana” por Milani (1997), é composta por duas unidades (formações Furnas e Ponta Grossa) e corresponde ao segundo ciclo transgressivo-regressivo do registro estratigráfico da Bacia do Paraná (Milani *et al.*, 2007).

A Supersequência Gondwana I compreende diversos trabalhos publicados há mais de um século devido ao interesse energético e econômico nessa seção da Bacia, principalmente nas formações Rio Bonito e Irati. A primeira publicação se deu em 1908, com White denominando o pacote de rochas de “Sistema de Santa Catarina”. Essa seção também foi nomeada de “Sequência Tectonossedimentar Pensilvania-Permiana” por Soares (1991) e “Sequência Carbonífera-Eotriássica” por Milani, França e Schneider (1994). Esse pacote caracteriza o maior volume de rochas sedimentares da Bacia do Paraná e é dividido em três grupos: Grupo Itararé (formações Aquidauana, Campo Mourão e Taciba), Grupo Guatá (formações Rio Bonito e Palermo) e Grupo Passa Dois (formações Irati, Serra Alta, Teresina e Rio do Rasto). Essa Supersequência corresponde ao último ciclo transgressivo-regressivo completo da Bacia do Paraná (Milani *et al.*, 2007).

A Supersequência Gondwana II, anteriormente chamada de “Camadas Santa Maria” por Moraes Rêgo (1931) é constituída pela Formação Santa Maria e compreende um registro estratigráfico correspondente ao Triássico Médio a Superior (Zerfass *et al.*, 2005; Milani *et al.*, 2007). Essa Formação é bastante conhecida por conta dos sítios paleontológicos dispostos próximos da cidade de Santa Maria, no Rio Grande do Sul (Zerfass *et al.*, 2005).

A Supersequência Gondwana III, denominada de “Sequência Tectonossedimentar Triássico-Jurássico” por Soares (1991) e “Sequência Jurássica-Eocretácea” por Milani, França e Schneider (1994) é constituída pelas formações Botucatu e Serra Geral (rochas magmáticas da Bacia do Paraná) (Milani *et al.*, 2007).

A Supersequência Bauru compreende dois grupos cronocorrelatos: Grupo Caiuá (formações Rio Paraná, Goio Erê e Santo Anastácio) e Grupo Bauru (formações Uberaba, Vale do Rio do Peixe, Araçatuba, São José do Rio Preto, Presidente Prudente e Marília) (Milani *et al.*, 2007).

4.1.1 Formação Irati

A Formação Irati foi descrita e publicada pela primeira vez por White (1908), que propôs uma coluna estratigráfica da Bacia do Paraná, caracterizando o pacote como folhelhos pretos com presença de fósseis de *Mesosaurus brasiliensis* (fósseis de répteis que afloram no estado do Paraná). Mais tarde, Mendes et al. (1966) correlacionou a Formação Irati com bacias do continente africano através da equivalência de fósseis, assim designando a idade Permiana para a seção. Santos et al. (2006) obtiveram, através do método U-Pb SHRIMP, a idade de 278,4 Ma para a porção basal da Formação Irati, o que corresponde ao Artinskiano médio a superior.

Contida na Supersequência Gondwana I, sendo o primeiro pacote sedimentar a se depositar no Grupo Passa Dois, a Formação Irati, que aflora no Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Mato Grosso do Sul e Goiás (Hachiro, 1997), é composta por dois membros: Taquaral e Assistência (Schneider *et al.*, 1974).

O Membro Taquaral, que corresponde a porção basal da Formação, é constituído por sedimentos essencialmente terrígenos, como argilitos, folhelhos cinza e siltitos cinza, não betuminosos, e apresenta como estrutura sedimentar laminação paralela. O pacote tem espessura variando de 10 a 20 metros ao longo da bacia. Com espessuras em torno de 30 metros, o Membro Assistência, que equivale ao topo da Formação Irati, é composto principalmente por folhelhos negros, folhelhos betuminosos, margas e calcários. Verificam-se estruturas sedimentares como laminação paralela e estratificação rítmica (devido à alternância de camadas de folhelhos e calcários), além de marcas de ondas e estruturas cruzadas nos leitos carbonáticos (White, 1908; Amaral, 1967; Schneider *et al.*, 1974; Lavina *et al.*, 1991; Cioccarri, 2018; Xavier *et al.*, 2018).

Diversos autores publicaram diferentes interpretações sobre as questões paleoambientais da Formação Irati, porém estudos mais recentes indicam que a Formação teria se formado em um ambiente marinho, semi-isolado (Beurlen, 1957; Mendes, 1984; Hachiro, 1991; Milani *et al.*, 2007; Holz *et al.*, 2010). São encontradas evidências que indicam que o Membro Taquaral se depositou em ambiente marinho de águas calmas, abaixo do nível das ondas, enquanto que o Membro Assistência se formou em ambiente marinho de águas rasas (Schneider *et al.*, 1974; Goldberg & Humayun, 2016).

4.1.1.1 Características Geoquímicas (Pirólise)

Na margem sudeste da Bacia do Paraná, a Formação Irati apresenta certa homogeneidade com relação aos principais parâmetros geoquímicos (Carbono Orgânico Total – COT –, Índice de Hidrogênio – IH – e Índice de Oxigênio – IO), ocorrendo, em geral, dois principais picos máximos para os três parâmetros citados (Araújo *et al.*, 2001; Collares, 2015; Bastos *et al.*, 2021).

Araújo *et al.* (2001) analisaram, através de várias metodologias, a Formação Irati em diversos testemunhos de sondagem, distribuídos no sul do Brasil. Ao realizar uma correlação entre os poços, percebeu-se uma baixa variabilidade lateral da seção analisada, utilizando, assim, o poço MA-29-SC, localizado no sul de Santa Catarina, próximo à costa, como exemplo para a apresentação de dados geoquímicos representativos. Na seção em questão, o COT obteve valores mais elevados no Membro Assistência, incluindo dois picos máximos (no topo do Membro Assistência, e na base, onde ocorrem as intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos) que atingiram 9% de concentração. O Membro Taquaral apresentou valores mais baixos, próximos de 1%. O IH apresentou comportamento similar ao COT, com valores mais elevados no Membro Assistência, com dois picos (que convergem com os picos que ocorrem no COT) que alcançam 300 mg HC/g COT, enquanto o Membro Taquaral não alcança valores superiores a 100 mg HC/g COT. Por fim, o IO apresenta as mesmas características dos parâmetros anteriores, ocorrendo os dois picos máximos no Membro Assistência, com os valores variando de 20 até próximo de 100 mg CO₂/g COT. No Membro Taquaral ocorrem valores mais baixos, em torno de 20 mg CO₂/g COT.

Collares (2015) utilizou amostras de áreas muito próximas das amostras coletadas para o presente estudo. As áreas de estudo (nas regiões das jazidas Chico Lomã, Morungava e Santa Terezinha), apresentaram características muito similares. A jazida Chico Lomã apresentou COT variando de 0,10 à 3,08%, já Morungava variou de 0,03 à 1,61%, enquanto Santa Terezinha variou entre 0,22 até 1,77%. Nas três jazidas ocorreu um aumento do COT na base do Membro Assistência, nas intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos. O mesmo ocorre para o IH, que apresenta valores mais elevados nos níveis de intercalação entre carbonatos e

folhelhos betuminosos. Para a jazida Chico Lomã, os valores alcançam 300 mg HC/g COT, enquanto que as amostras das jazidas Morungava e Santa Terezinha chegam em 200 mg HC/g COT.

Weniger et al. (2010) utilizaram três amostras da Formação Irati, da mesma área de estudo do trabalho, poço CBM-001-ST-RS, na jazida Santa Terezinha. As amostras apresentaram valores de COT de 1,62, 24,21 e 11,66 wt%.

Bastos et al. (2021) analisaram amostras de dois furos de sondagem, o poço 05-SM-PR (no estado do Paraná) e HV-31-RS (no Rio Grande do Sul). As amostras do poço 05-SM-PR apresentaram COT variando de 0,4 a 25 wt%, enquanto o IH variou de 500 a 1000 mg HC/g rocha. Para o poço HV-31-RS, as amostras apresentaram valores mais baixos para ambos os parâmetros. O COT variou entre 0,4 e 16 wt%, e o IH apresentou valores de 50 a 500 mg HC/g rocha. Apesar da variação entre as concentrações, é possível identificar que, nos dois poços, os valores mais elevados de COT se concentram no Membro Assistência, onde ocorrem as intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos.

Também utilizando amostras do poço 05-SM-PR, no Paraná, Alferes et al. (2012) realizaram a análise completa de pirólise, incluindo COT e IH (já discutidos anteriormente), além de S_1 , S_2 e IO. Os valores de S_1 variaram entre 0 a 16 mg HC/g rocha, apresentando dois picos máximos no Membro Assistência, nas intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos. As concentrações de S_2 variam de 0 a 120 mg HC/g rocha, com os picos máximos coincidindo com os picos de S_1 . Por último, as amostras apresentaram valores de IO variando de 0 a 70 mg CO_2 /g COT, também ocorrendo os dois picos máximos no Membro Assistência.

Rocha et al. (2023) analisaram o Membro Assistência, utilizando amostras dos estados de São Paulo, Paraná e Goiás. Os valores de COT variaram entre 0,26 e 20,8 wt%, com as amostras apresentando, principalmente, valores ≥ 2 wt%. Para os parâmetros S_1 e S_2 , as concentrações variaram de 0 a 10,15 mg HC/g rocha e de 0 a 130,33 mg HC/g rocha, respectivamente. O IH variou de 0 a 731 mg HC/g COT, enquanto o IO variou entre 0 e 53 mg CO_2 /g COT.

Com objetivo de identificar os efeitos térmicos das intrusões ígneas, Martins et al. (2020) analisaram amostras de duas pedreiras de São Paulo: a pedreira Partezani, que apresenta intrusões ígneas; e a pedreira Amaral Machado, onde não ocorrem intrusões. O COT apresentou valores de 0,04 a 9,30%, com os valores mais elevados concentrados nas amostras da pedreira Amaral Machado. Para S_2 , os

valores variaram de 0,05 a 0,49 mg HC/g rocha na pedreira Partezani, e de 17,62 a 52,88 mg HC/g rocha na pedreira Amaral Machado. O IH apresentou valores mais altos nas amostras da pedreira Amaral Machado, variando de 21 a 106 mg HC/g COT, enquanto a pedreira Partezani variou entre 7 e 56 mg HC/g COT.

4.1.1.2 *Palinofácies*

A Formação Irati apresenta um curto acervo bibliográfico quando aplicado para a análise de palinofácies no sul do país. Araújo et al. (2001) apresentam os resultados de palinofácies para o poço MA-29-SC, localizado no sul do estado de Santa Catarina.

Neste furo de sondagem, as amostras apresentam grandes concentrações de matéria orgânica amorfa (MOA) no Membro Assistência, onde ocorrem dois picos máximos (no topo da formação e no topo das intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos) que alcançam valores próximos de 100%. Do topo das intercalações para a base da formação ocorre um decréscimo na porcentagem de MOA, atingindo, no máximo, 20% no Membro Taquaral.

O grupo dos fitoclastos apresenta características opostas quando comparado com a MOA. Além de a concentração de fitoclastos ser menor no Membro Assistência, onde ocorrem os picos máximos de MOA, ocorrem os mínimos de fitoclastos, com concentrações próximas de 0%. Ocorre um aumento gradativo da concentração de fitoclastos, sendo observado do topo das intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos até a base do Membro Taquaral, alcançando valores máximos mais elevados do que 90%

Por último, os palinomorfos, grupo que apresenta as menores concentrações na Formação Irati, ocorrem em maiores quantidades no Membro Assistência, com dois picos máximos de maior concentração (no topo da Formação e nas intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos, no Membro Assistência) que atingem valores superiores a 30%, e valores mínimos no Membro Taquaral, onde não alcançam 10%.

Martins et al. (2020), em suas análises em duas pedreiras, no estado de São Paulo, observaram maior predominância de MOA, com baixa ou nenhuma

fluorescência, seguida de fitoclastos e, em menores quantidades, palinórfos, geralmente esporórfos e *Botryococcus*.

Rocha et al. (2023) analisaram o Membro Assistência, utilizando amostras dos estados de São Paulo, Paraná e Goiás. A MOA, presente em todas as amostras e, geralmente, com fluorescência, variou de 12 a 94%. Os fitoclastos translúcidos apresentaram maiores quantidades (de 1,3 a 68%), quando comparados aos fitoclastos opacos (de 1,3 a 9,3%). Nas amostras analisadas, a ocorrência de membranas com fluorescência é comum, podendo alcançar valores de até 25% nas amostras. No grupo dos palinórfos, com predominância dos grãos de pólen, os valores variam até 38%. Ocorrem, também, algas do gênero *Botryococcus*. Além disso, a presença de pirita em abundância é comum em todas as amostras.

4.2 MATURAÇÃO TÉRMICA DA MATÉRIA ORGÂNICA

A maturação térmica é o nome do processo em que ocorre uma transformação físico-química na matéria orgânica, posterior à sua deposição. Em bacias sedimentares, essa transformação é controlada, principalmente, por atividade biológica, temperatura e pressão (Tissot & Welte, 1984). A determinação da maturidade térmica é essencial para as mais variadas linhas de pesquisas, como para avaliar o histórico de geração de petróleo, prever a evolução da bacia, exploração de hidrocarbonetos e entre outros (Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

Segundo Tissot & Welte (1984), a maturação térmica é composta por três estágios: diagênese, catagênese e metagênese (Figura 4). Outros autores como Suárez-Ruiz *et al.* (2012), acrescentam ainda mais um estágio na maturação, a diagênese precoce.

A diagênese precoce é descrita como o momento onde ocorre uma grande perda de nitrogênio (N) e a potencial incorporação de enxofre (S) e oxigênio (O) inorgânicos no querogênio (Vandenbroucke & Largeau, 2007; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

A diagênese ocorre durante o processo de deposição da matéria orgânica e nos primeiros metros de sedimentação, sendo o principal agente de transformação a atividade de microorganismos. A decomposição da matéria orgânica é fonte de

energia, e, nesse processo, ocorre uma perda significativa de oxigênio (O) quando a matéria orgânica é convertida em dióxido de carbono (CO_2), amônia (NH_4) e água (H_2O). Apesar de produzir CO_2 e H_2O , o hidrocarboneto mais importante gerado nesse processo é o metano (CH_4). Os polímeros biogênicos presentes nos sedimentos, progressivamente, se transformam em geopolímeros, o que antecede o querogênio (Tissot & Welte, 1984; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

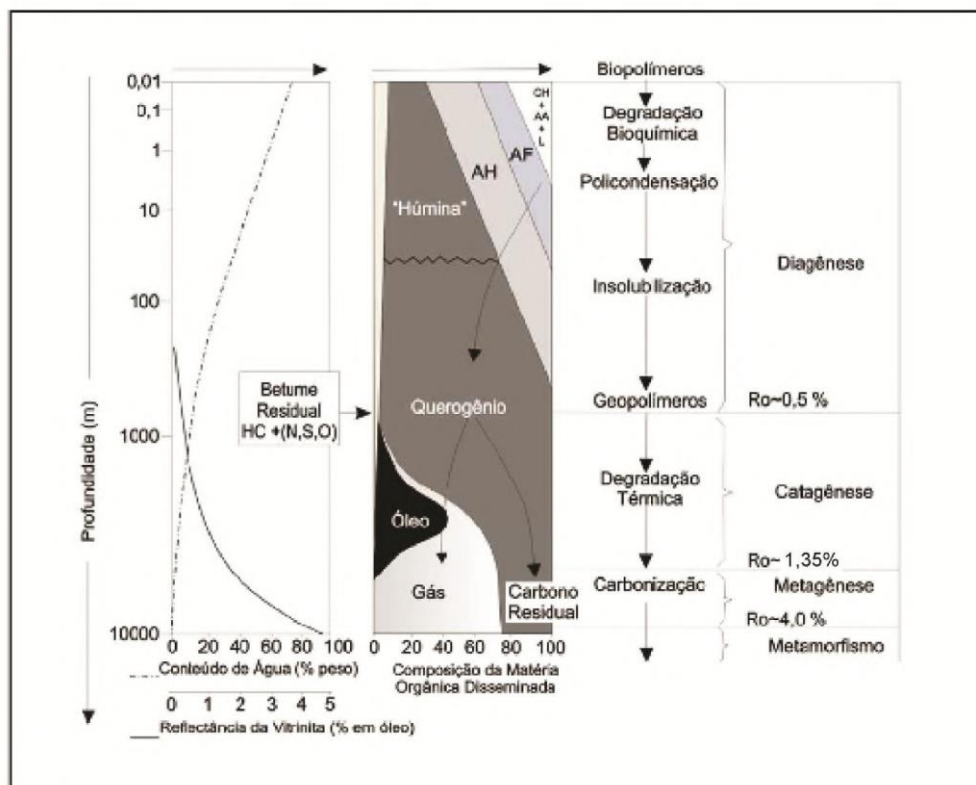


Figura 4. Estágios de evolução da matéria orgânica e seus produtos. CH: carboidratos, AA: aminoácidos, AF: ácidos fúlvicos, AH: ácidos húmicos L: lipídios, HC: hidrocarbonetos, N, S, O: compostos N, S, O (polares), Ro%: refletância da vitrinite (Tissot & Welte, 1984, modificada por Balbinot, 2012).

A catagênese corresponde ao estágio onde o pacote sedimentar atinge profundidades maiores, o que acarreta em um aumento considerável da temperatura (variando entre 50 e 150 °C) e pressão (podendo atingir de 300 a 1500 bar). Nesse estágio, a matéria orgânica passa por transformações mais expressivas, onde se inicia a produção de óleo e gás úmido. O processo de geração de óleo e gás úmido resulta na perda de hidrogênio (H) e carbono (C), acompanhado pela geração de quantidades significativas de metano (CH_4) (Tissot & Welte, 1984; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

O último estágio de maturação térmica é chamado de metagênese. Nesse momento do processo, a temperatura e a pressão são mais altas, e geralmente as rochas também estão expostas à influência de magma e de efeitos hidrotermais. Ocorre uma reorganização da rede aromática do querogênio residual, produzindo metano (CH₄), sulfeto de hidrogênio (H₂S) e nitrogênio (N₂) (Tissot & Welte, 1984; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

4.3 PETROGRAFIA ORGÂNICA

A petrografia orgânica é o ramo da ciência que estuda a matéria orgânica presente em sequências sedimentares, sendo ela concentrada (como no carvão) ou dispersa (disseminada em rochas sedimentares) (Suárez-Ruiz *et al.*, 2012). Um estudo de petrografia orgânica tem como parâmetro, principalmente, os constituintes orgânicos (tipo de matéria orgânica presente) e o grau de maturidade térmica (Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

Segundo Van Krevelen (1961, 1993), a matéria orgânica é classificada de acordo com razões atômicas envolvendo a presença de hidrogênio, oxigênio e carbono (H/C e O/C) (Figura 5). Seguindo esse critério, a matéria orgânica é classificada em três tipos de querogênio, onde o querogênio é definido como a matéria orgânica particulada insolúvel (Tyson, 1995). O querogênio tipo I é caracterizado por ser rico em hidrogênio, logo, alta razão de H/C. Apresenta vários precursores específicos de natureza alifática, presente em diferentes ambientes sedimentares, uma vez que é derivado de lipídios (podendo esse ser originário de algas – água doce –, ou de atividade microbiana – MOA –). O querogênio do tipo II é pobre em hidrogênio e mais enriquecido em oxigênio quando comparado com o tipo I. Esse tipo de querogênio está, geralmente, associado a matéria orgânica planctônica, em ambientes marinhos e lacustres de água doce. O querogênio do tipo III apresenta baixa razão de H/C, porém altos valores de O/C. Proveniente de plantas terrestres superiores, mas pode ser associado a insumos terrestres em ambientes lacustres-marinhos. Por último, existem autores que adicionam outra classificação para o querogênio, que seria o tipo IV, que indica uma matéria orgânica, principalmente,

oxidada/degradada e/ou não preservada (Tissot & Welte, 1984; Vandenbroucke & Largeau, 2007; Mendonça Filho et al., 2012; Suárez-Ruiz et al., 2012).

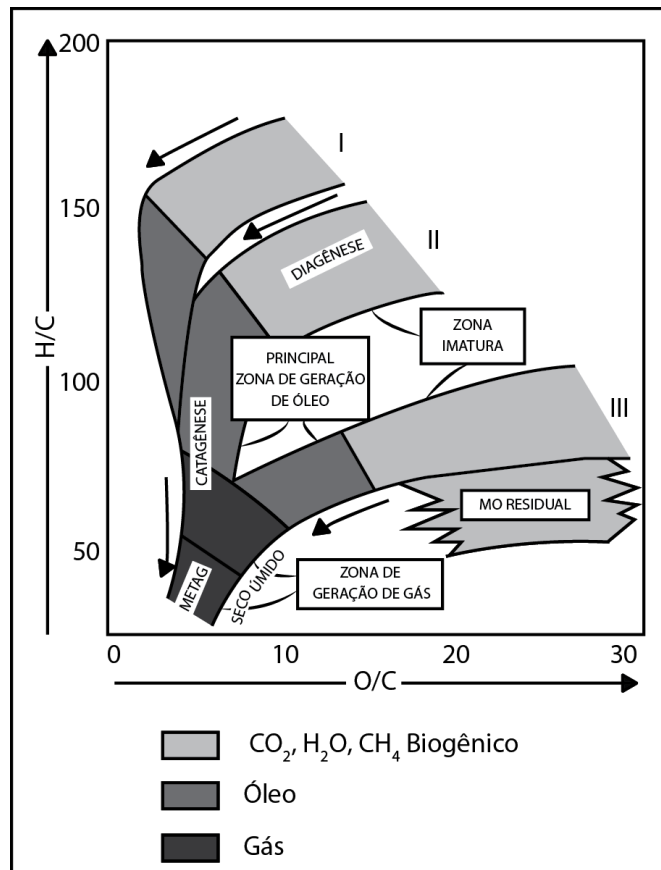


Figura 5. Evolução do querogênio apresentada em um diagrama de Van Krevelen (modificada de Tissot & Welte, 1984).

Segundo Peters & Cassa (1994), o tipo de querogênio, e suas características, determinarão o principal produto a ser gerado e o potencial de geração de hidrocarbonetos de determinada amostra e/ou seção. O produto a ser gerado é determinado através do tipo de querogênio, enquanto que o potencial de geração pode ser definido através do COT, S₁ e S₂ (Tabela 1 e Tabela 2).

Tabela 1. Classificação do principal produto a ser gerado, com base no tipo de querogênio (Peters & Cassa, 1994).

Tipo de Querogênio	Principal Produto a Ser Gerado
I	Óleo
II	Óleo
II/III	Mistura de Óleo e Gás
III	Gás
IV	-

Tabela 2. Classificação do potencial de geração de hidrocarbonetos de acordo com os parâmetros de COT, S₁ e S₂ (Peters & Cassa, 1994).

Potencial Gerador	COT (%)	S₁ (mg HC/g rocha)	S₂ (mg HC/g rocha)
Pobre	0 – 0,5	0 – 0,5	0 – 2,5
Razoável	0,5 – 1	0,5 – 1	2,5 – 5
Bom	1 – 2	1 – 2	5 – 10
Muito Bom	2 – 4	2 – 4	10 – 20
Excelente	> 4	> 4	> 20

Do ponto de vista da análise petrográfica da matéria orgânica presente em carvões, os principais constituintes orgânicos são chamados de macerais, ocorrendo também em rochas sedimentares. Os macerais são divididos em três grupos: vitrinita/huminita, inertinita e liptinita. O grupo da vitrinita/huminita, observado em maior concentração em ambientes de origem terrestre, é derivado de tecidos botânicos compostos, principalmente, por lignina e celulose. O grupo da inertinita é derivado de material vegetal que passou por processos de alteração, como oxidação. Por último, o grupo da liptinita é derivado de partes compostas por lipídios em porções resistentes dos organismos, como esporos e secreções vegetais (ceras, gorduras, resinas vegetais, entre outros) (International Committee for Coal Petrology, 1993; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012; Pickel *et al.*, 2017).

Quanto à análise petrográfica de palinofácies aplicada a rochas sedimentares, também são identificados grupos de constituintes orgânicos dispersos na rocha. Esses constituintes são classificados em três grupos morfológicos: fitoclastos, palinomorfos e matéria orgânica amorfa (Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5). O grupo dos fitoclastos é caracterizado por fragmentos de tecidos derivados de plantas superiores. Os palinomorfos apresentam constituintes de paredes orgânicas que permanecem após a maceração ácida (esporomorfo, fitoplâncton e zoomorfo). Por último, a matéria

orgânica amorfa é designada como produtos amorfos sem estrutura, derivados de fitoplâncton ou bactérias e resinas vegetais (Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

Tabela 3. Classificação da matéria orgânica particulada – grupo fitoclasto (Tyson, 1995; Menezes *et al.*, 2008; Mendonça Filho *et al.*, 2010b, 2011, 2012).

		Grupos & Subgrupos		Descrição		
		FITOCLASTO	Opaco	Equidimensional		Partícula de cor preta de forma quadrática sem bioestruturas internas.
Alongado				Partícula de cor preta de forma alongada, comprimento três vezes maior que a largura, usualmente não apresenta estrutura interna, porém, os de forma alongada podem, ocasionalmente, apresentar perfurações.		
Corroído				Partícula de cor preta com contornos difusos e irregulares.		
Não-opaco	<p>Não-degradado Contorno nítido, pode ser levemente irregular, ou mesmo, lascado. ou Degradado contorno irregular e difuso, lascado. Ou Amorfizado Contorno difuso, exibe coloração de fluorescência, oriundo de retrabalhamento microbiológico. Ou Em decomposição “altamente preservado” Contorno irregular sob luz branca transmitida, exibe coloração de fluorescência. As características petrográficas indicam elevado grau de preservação química, que só é possível, devido a condições específicas.</p>		Hifas de Fungo	Elemento filamentoso individual que forma o micélio da fase vegetativa dos fungos		
			Não-bioestruturado	Partícula de cor marrom não-bioestruturada.		
			Cutícula	Partículas cor amarelo-pálido a marrom claro, delgadas, com estrutura celular, em alguns casos, com estômatos visíveis. Ocasionalmente, podem ocorrer tecidos cuticulares mais espessos, nesse caso, a cutícula está associada às camadas mais internas do vegetal, como córtex ou epiderme.		
			Membrana	Partículas de cor amarelo-pálido, comumente transparentes, sem estrutura celular.		
			Bioestruturado	Partícula de cor marrom bioestruturada Estriado Listrado Bandado Perfurado		
Esclereídeos	Células que formam o tecido esclerenquimático, com parede secundária espessada e impregnadas de lignina. Encontradas em diferentes partes do vegetal (raiz, caule e folha) e têm a função de sustentação e resistência. Os esclereídeos podem ocorrer total ou parcialmente carbonizados por processos de combustão e/ou oxidação, podendo ser classificados como componentes opacos (pretos) ou não-opacos.					

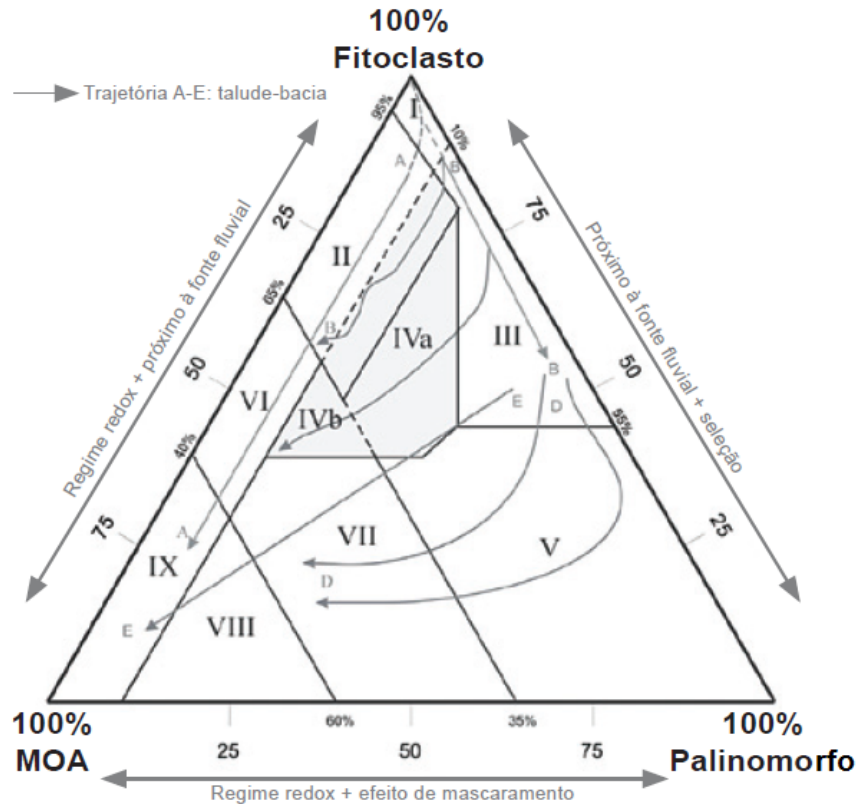
Tabela 4. Classificação da matéria orgânica particulada – grupo palinomorfo (Tyson, 1995; Menezes *et al.*, 2008; Mendonça Filho *et al.*, 2010b, 2011, 2012).

		Subgrupos		Descrição	
PALINOMORFOS	Esporomorfo	Esporo	Palinomorfo terrestre produzido por pteridófitas, briófitas e fungos.	Palinomorfo de forma triangular ou circular, apresenta marca trilete (“Y”) ou monolete (uma cicatriz). Ornamentação variada. Podem ocorrer como mássulas (<i>Azolla</i>), aglomerados e tétrades.	
		Grão de Pólen	Palinomorfo terrestre e produzido por gimnospermas e angiospermas.	Palinomorfo com morfologia complexa a simples, usualmente esférico a subsférico; ornamentação variada, pode apresentar aberturas. Podem ocorrer como aglomerados e tétrades.	
	Microplâncton de água doce	<i>Botryococcus</i>	Algas Chlorococcales.	Colônias globulares irregulares; tamanho 30 a 2.000 µm, algumas vezes com vários lóbulos; laranja-marrom. Ordoviciano-Recente.	
		<i>Pediastrum</i>		Algas verdes coloniais, radialmente simétricas; tamanho 30-200 µm em diâmetro com dois chifres no anel mais externo das células. Células internas podem ser de forma irregular com espaços entre elas ou compactadas. Jurássico (?) – Recente.	
	Microplâncton marinho	Cistos de Dinoflagelados	Restos de cistos produzidos durante a parte sexual do ciclo de vida. Classe Dinophyceae.	Principal característica é a paratabulação que divide a teca do cisto em placas retangulares ou poligonais separadas por suturas. Três morfologias principais: proximados, cavados e corados. Existem espécies atuais de água doce. Triássico-Recente.	
		Prasinófitas	Microfósseis produzidos por pequenas algas quadriflageladas.	Maioria, como <i>Tasmanites</i> , são esféricas; diâmetro 50 a 2.000 µm. Existem espécies atuais de água doce. Pré-Cambriano – Recente.	
		Acritarcos	Cistos fossilizados unicelulares de parede orgânica. Não podem ser atribuídos a nenhum grupo conhecido de organismos.	São eucariontes e de pequena dimensão (5 a 150 µm). Possuem simetria, forma, estrutura e tipo de desenvolvimento da ornamentação bem variados. Surgiram no Pré-Cambriano, com auge no Ord.-Dev. No Meso-Cenozóico exibem baixa diversidade.	
	Zoomorfo	Palinoforaminífero	Partícula interna quitinosa que reveste a carapaça de foraminíferos.	Revestimento orgânico interno de testas de microforaminíferos recuperados na preparação de amostras para análise de palinofácies e palinologia. Coloração bege, marrom claro e marrom escuro. Principais morfogrupos: simples, unisseriais, bisseriais, espiralados e compostos.	
		Escolecodonte	Elementos dispersos do aparelho bucal de anelídeos poliquetas.	Peças bucais, compostas por quitina. Ordoviciano Inferior – Recente.	
		Quitinozoário	Vesículas em formato de frascos ou pequenas garrafas ocas (30 a 2.000 µm), afinidade incerta.	Constituem um grupo extinto de organismos marinhos dotados de testas orgânicas de quitina. Ordoviciano-Devoniano.	
	Outros	Zooclastos (Graptólitos, Ovos de copécodes); Spongiophyton.			

Tabela 5. Classificação da matéria orgânica particulada – matéria orgânica amorfa (Tyson, 1995; Menezes *et al.*, 2008; Mendonça Filho *et al.*, 2010b, 2011, 2012).

		Subgrupo	Descrição
		MATÉRIA ORGÂNICA AMORFA	
Resina Derivada de vegetais superiores terrestres de florestas tropicais e subtropicais.	Partícula não estruturada, hialina, usualmente arredondada, homogênea, fluorescente ou não fluorescente.		
Produtos Amorfizados	Produtos de Macrófitas Terrestres		Pseudoamorfo/Amorfidado Contornos difusos, sob luz branca transmitida pode ter coloração amarelo, caramelo, marrom, marrom escuro. Semelhante a MOA, <i>sensu strictu</i> , exibe aspecto homogêneo (relevo “chapado”), geralmente sem inclusões. Pode ter colorações de fluorescência fraca à intensa dependendo da origem do tecido vegetal.
	Bacteriana Derivada de Bactérias Autotróficas (Substâncias Polimétrica Extracelular)		Material amorfo não estruturado (placa mucilaginoso). Pode ter colorações amarelo pálido, caramelo a marrom escuro e cinza. Apresenta coloração de fluorescência amarelo intenso. Pode ser fina, “pelicular” (Combaz, 1980) com impressões de “crateras” pela dissolução de minerais carbonáticos da matriz inorgânica no processo de isolamento por maceração ácida.
	Bacteriana Retrabalhada em Esteiras Microbiais	Apresenta-se sob forma de placas densas, compactas, com contornos angulares, por vezes exibindo estratificações. Sob luz branca transmitida pode exibir colorações amarelo, caramelo e marrom e pode apresentar intensas colorações de fluorescência amarelo e laranja. Consiste predominantemente do maceral lamalginita quando observada sob luz branca refletida.	

A palinofácies é determinada de acordo com a porcentagem de cada um dos três principais grupos de querogênio. Para a caracterização, é utilizado o diagrama ternário de (Tyson, 1993; Menezes *et al.*, 2008; Mendonça Filho *et al.*, 2010b), onde se tem nove campos de palinofácies marinhas e seus respectivos paleoambientes (Figura 6).



CAMPOS DE PALINOFÁCIES	CARACTERÍSTICAS DE DEPOSICIONAIS DA MATÉRIA ORGÂNICA PARTICULADA
I	Bacia ou plataforma altamente proximal <i>Alto suprimento de fitoclasto dilui todos os outros componentes</i>
II	Bacia marginal disóxica-anóxica <i>MOA diluída pelo alto suprimento de fitoclastos, mas com moderada a boa preservação de MOA. Quantidade de COT marinho depende do estado redox da bacia.</i>
III	Plataforma óxica heterolítica ("plataforma proximal") <i>Geralmente baixa taxa de preservação de MOA, abundância absoluta de fitoclastos depende da proximidade de fontes flúvio-deltaicas. Oxidação e retrabalhamento comuns.</i>
IV	Transição plataforma-bacia <i>Transição plataforma-bacia no tempo (ex: aumento da subsidência/profundidade da lâmina d'água) ou espaço (talude). Abundância absoluta de fitoclastos depende da proximidade da fonte fluvial e do grau de redeposição. Quantidade de COT marinho depende do estado redox da bacia. IVa: disóxido. IVb: subóxido-anóxico.</i>
V	Plataforma óxica dominada por lama ("plataforma distal") <i>Baixa a moderada MOA (normalmente degradada). Palinomorfos abundantes. Margas de coloração clara bioturbadas são comuns.</i>
VI	Plataforma proximal subóxica-anóxica <i>Boa taxa de preservação de MOA (condições redutoras na bacia). Conteúdo absoluto de fitoclastos deve ser moderado a alto devido ao input de turbiditos e/ou proximidade da fonte flúvio-deltaica.</i>
VII	"Plataforma" distal disóxica-anóxica <i>Moderada a boa taxa de preservação de MOA, baixo a moderado conteúdo de palinomorfos. Lamitos escuros bioturbados são comuns.</i>
VIII	Plataforma distal disóxica-óxica <i>MOA dominante, excelente taxa de preservação de MOA. Baixo a moderado conteúdo e palinomorfos. Folhelhos ricos em matéria orgânica são depositados sob condições de coluna d' água estratificada.</i>
IX	Bacia distal subóxica-anóxica/Plataforma carbonática/Marinho Restrito <i>MOA dominante. Baixo conteúdo de palinomorfos. Frequentemente rico em alginitas. Depósitos de águas profundas ou depósitos de condições de coluna d' água estratificada ou sedimentos de bacia faminta.</i>

Figura 6. Diagrama ternário dos três grupos de querogênio e os campos de palinofácies, juntamente com os ambientes correspondentes (Tyson, 1993; Menezes *et al.*, 2008; Mendonça Filho *et al.*, 2010b, 2012).

5 METODOLOGIA

5.1 TRABALHO DE CAMPO

Foram realizados trabalhos de campo semanais para o acompanhamento da operação de sondagem do poço CBM-003-ST-RS (Figura 7), no município de Osório, Rio Grande do Sul (mapa de localização na Figura 2). A sondagem e coleta das amostras ocorreu com recursos provenientes do projeto “Efeito das Intrusões Ígneas na Maturação de Rochas Ricas em Matéria Orgânica e Carbonatos na Bacia do Paraná, Brasil” (IAP-000436 UFRGS/FAURGS/SHELL). Para este trabalho, foram utilizados os testemunhos do intervalo entre 473,85 e 506,7 metros, que correspondem a Formação Irati.



Figura 7. Fotografia da área da perfuração, com a sonda e o laboratório móvel do Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo/UFRGS. Foto em 20/03/2023.

5.2 DESCRIÇÃO LITOLÓGICA E AMOSTRAGEM

Realizou-se a descrição litológica dos testemunhos provenientes do poço CBM-003-ST-RS. Nesse perfil, ocorre uma intrusão de diabásio, com espessura de aproximadamente 18 metros, no topo da Formação Irati (entre 454,5 e 472,6 m).

Para um estudo comparativo, que buscou determinar a extensão lateral das características da matéria orgânica, foi também utilizado amostras do poço CBM-001-

ST-RS, uma vez que este apresenta apenas uma intrusão centimétrica (menor que 50 cm), próximo de 516 m. Neste furo, a Formação Irati está compreendida no intervalo de 494,48 a 531,17 m. Os testemunhos desse poço fazem parte do acervo de amostras do Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo/UFRGS.

Após a descrição dos testemunhos de sondagem (Figura 8), foi realizada uma amostragem sistemática dos testemunhos, espaçamento de 50 cm aproximadamente. No total, foram coletadas 64 amostras do poço CBM-001-ST-RS, entre as profundidades de 494,48 e 531,17 m; e 63 amostras do poço CBM-003-ST-RS na profundidade de 473,85 a 506,70 m. Os poços apresentam uma distância de aproximadamente 10 km entre si.



Figura 8. Foto da atividade de descrição litológica do testemunho de sondagem CBM-001-ST-RS.

5.3 PREPARAÇÃO DAS AMOSTRAS

As amostras foram trituradas em um triturador de mandíbulas (Figura 9A) e quarteadas (Figura 9B), reservando a quantidade necessária para as análises. Posteriormente, as amostras foram cominuídas em um gral de porcelana, com pistilo (Figura 9C), nas granulometrias desejadas. Para a análise de pirólise, foi separada uma fração < 60 mesh. Para as análises petrográficas, as amostras passaram pelas peneiras de 9 e 16 mesh (Figura 9D), separando a fração entre 9 e 16 mesh.

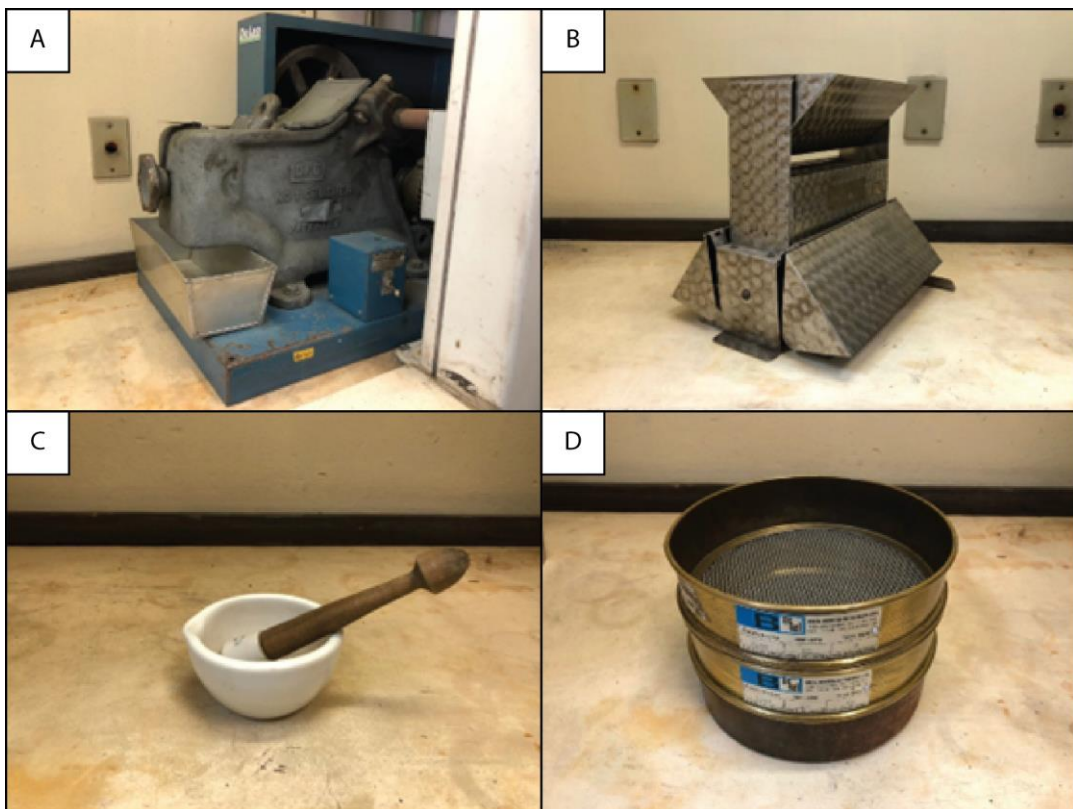


Figura 9. Equipamentos utilizados para preparação das amostras; A) triturador de mandíbulas; B) quarteador; C) gral de porcelana com pistilo; D) peneira de 60 mesh.

5.4 ANÁLISE DE PIRÓLISE EM SISTEMA ABERTO

A análise de pirólise simula o processo natural de geração de hidrocarbonetos com o objetivo de determinar a maturação, o tipo e a quantidade de matéria orgânica, a fim de compreender o potencial de geração de hidrocarbonetos de determinada

rocha (Sant'ana, 2022). Segundo Espitalié et al. (1977), a técnica de pirólise é um processo de decomposição térmica da matéria orgânica numa atmosfera inerte.

As amostras foram analisadas no equipamento *HAWK Pyrolysis*, da marca *Wildcat Technologies* (Figura 10A e B), com o objetivo de obter parâmetros essenciais, tais como o Carbono Orgânico Total (COT), quantidade de hidrocarbonetos livres termicamente sem o craqueamento do querogênio (S_1), potencial de geração de hidrocarbonetos (S_2), quantidade de CO_2 produzido durante a pirólise (S_3), temperatura em que ocorre a máxima geração de hidrocarbonetos durante a pirólise (T_{MAX}), Índice de Hidrogênio (IH) e Índice de Oxigênio (IO).

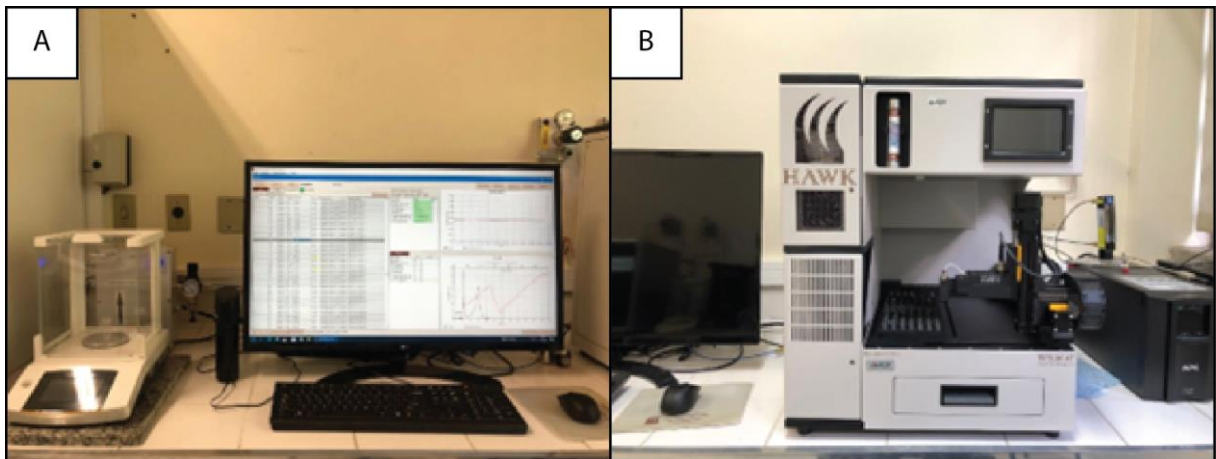


Figura 10. Equipamento utilizado para a análise de pirólise; A) computador acoplado com o software HAWK Eye e balança de precisão; B) equipamento *HAWK Pyrolysis* da empresa *Wildcat Technologies*.

Para esta análise foram utilizadas aproximadamente 100 mg de amostra com fração < 60 mesh. As amostras foram inseridas no equipamento e submetidas a um aquecimento gradual com taxa de aquecimento de 25 °C/min, em atmosfera inerte de 300 a 650 °C, utilizando hélio como gás carreador. Os voláteis (hidrocarbonetos e CO_2) são liberados em temperaturas crescentes diferentes e captados através de um Detector de Ionização de Chama (DIC) e células infravermelho, resultando em três picos diferentes, caracterizando S_1 , S_2 e S_3 , além dos IH e IO (Peters, 1986; Coelho et al., 2014; Sant'ana, 2022).

5.5 ANÁLISES DE PETROGRAFIA ORGÂNICA

Com base nos resultados de pirólise, foram selecionadas as amostras que apresentaram os valores mais elevados de COT, S₁ e S₂, resultando em 9 amostras do poço CBM-001-ST RS e 10 amostras do poço CBM-003-ST-RS (Tabela 6). Estas amostras foram selecionadas para petrografia orgânica e análises complementares (microscopia eletrônica de varredura e descrição de lâminas petrográficas) a fim de caracterizar os principais intervalos de interesse.

Tabela 6. Amostras selecionadas e suas respectivas profundidades.

Poço	Amostra	Profundidade (m)
CBM-001-ST-RS	23-015	499,78
	23-031	507,64
	17-067	512,68
	23-041	516,27
	23-046	520,92
	17-075	522,29
	15-031	525,10
	17-078	527,19
	17-082	531,17
CBM-003-ST-RS	22-071	480,35
	23-053	488,73
	23-056	491,00
	23-059	491,87
	23-065	494,80
	23-068	496,10
	23-069	496,75
	23-073	498,05
	23-080	501,00
	23-085	505,20

5.5.1 Refletância da Vitrinita

A refletância da vitrinita é o principal parâmetro petrográfico para a determinação da maturação térmica para exploração de hidrocarbonetos (Hackley *et al.*, 2015). Para matéria orgânica dispersa, pode ser utilizada para caracterizar a história de maturação térmica, calibrar modelos de soterramento e compreender os processos de geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos em sistemas petrolíferos convencionais e não convencionais (International Committee for Coal Petrology, 1971; Stach *et al.*, 1982; Taylor *et al.*, 1998; Ribeiro, 2011; ASTM International, 2014; Hackley *et al.*, 2015).

5.5.1.1 Preparação de Plugs

A preparação de amostras para a análise de refletância da vitrinita segue os procedimentos descritos na norma D2779-85 (1985), uma vez que não foram publicadas normas que descrevem os procedimentos específicos para a preparação de amostras de matéria orgânica dispersa. Hackley e colaboradores (2015) realizaram um estudo da vulnerabilidade do método através da análise interlaboratorial de amostras selecionadas e foi observado que, mesmo seguindo os procedimentos padrão para a preparação de amostras de carvão, não são identificadas variações significativas nos resultados obtidos por diferentes laboratórios e pesquisadores, o que sugere uma precisão aceitável para amostras de matéria orgânica dispersa.

O processo de preparação consiste na confecção de *plugs*, que são feitos a partir da inserção de aproximadamente 5 g de amostra em uma embutidora metalográfica hidropneumática da marca Teclago, juntamente com resina acrílica da marca ClaroFast. Após a confecção, os *plugs* são submetidos a um processo de desbaste (utilizando placas de diamante de 70 μm , 45 μm e 9 μm) e polimento (utilizando suspensões de aluminas de granulometria de 0,3 μm e 0,05 μm em tecidos de *pellon polishing cloth* e *silk cloth*, respectivamente). Essas etapas são realizadas em uma politriz da marca Buehler, modelo AutoMet 300 (Figura 11).

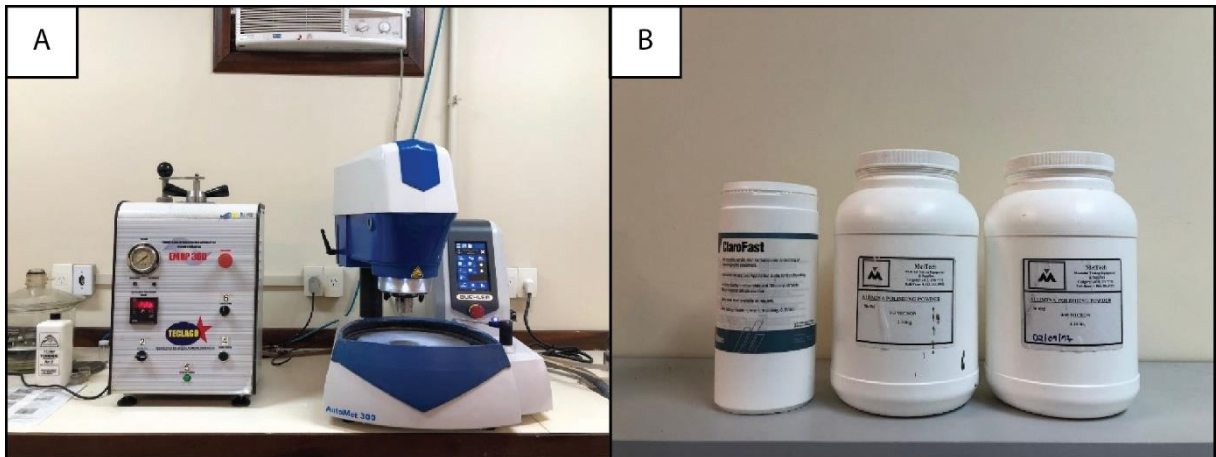


Figura 11. Equipamentos utilizados para a preparação de plugs; A) embutidora metalográfica hidropneumática junto com a polítriz; B) resina e aluminas utilizadas.

5.5.1.2 *Microscopia de Luz Branca Refletida e Fluorescência*

Os plugs foram analisados por microscopia em luz branca refletida e fluorescência utilizando o microscópio da marca Leica, modelo D3000, equipado com câmera acoplada a um computador com o software Fossil-Hilgers (Figura 12). A refletância da vitrinita foi realizada de acordo os procedimentos descritos na norma D7708-14, utilizando uma objetiva de 50X e uma ocular de 10X. Antes de cada análise, foi realizada a calibração do equipamento utilizando o padrão de refletância Yttrium aluminium garnet (YAG), com óleo de imersão. Durante toda a análise, incluindo a calibração, foi utilizado um filtro verde monocromático. Após a calibração do equipamento, foram realizadas medições de refletância no próprio padrão para verificar a calibração.

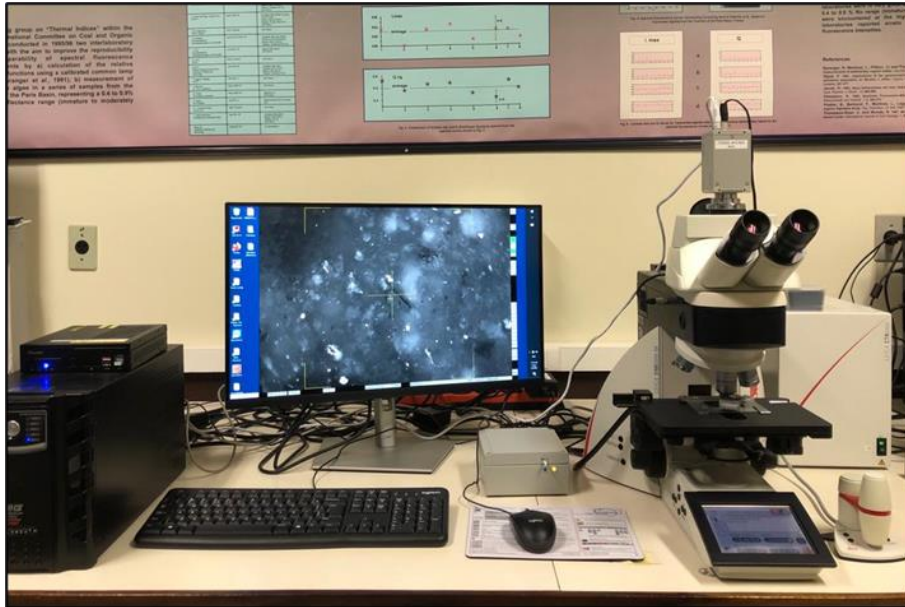


Figura 12. Microscópio de luz refletida e fluorescência utilizado para a análise de refletância da vitrinita.

As medições são realizadas nas partículas de vitrinita de toda área do plug, evitando vitrinitas mal polidas ou corroídas, próximas a grãos/minerais altamente reflexivos como a pirita ou com relevo. O procedimento de medição se repete até que tenham sido obtidas, pelo menos, de 20 a 30 medições.

5.5.2 Palinofácies

Segundo Tyson (1995), o conceito de palinofácies é definido como “um corpo de sedimento contendo uma assembleia distinta de matéria orgânica palinológica que reflete um grupo específico de condições ambientais, podendo ser associada com um potencial de geração de hidrocarbonetos”. No entanto, com o aumento significativo de estudos sobre interpretações de paleoambientes deposicionais utilizando a matéria orgânica particulada, o termo palinofácies, por vezes, é empregado com diferentes propostas. O termo palinofácies se refere ao estudo da matéria orgânica particulada presente em sedimentos e rochas sedimentares, utilizando métodos de isolamento da matéria orgânica (concentração do querogênio) e aplicando técnicas de microscopia como principal ferramenta para aquisição de dados e métodos estatísticos para sua interpretação (Mendonça Filho *et al.*, 2011).

A análise de palinofácies compreende a integração de estudos abrangendo todos os aspectos da matéria orgânica palinológica. Essa abordagem é amplamente aplicada em diversas áreas, como estratigrafia, estudos paleoambientais, exploração do petróleo, estudos bioestratigráficos, entre outras (Tyson, 1995; Menezes *et al.*, 2008; Mendonça Filho *et al.*, 2011, 2012). A análise de palinofácies consiste na identificação dos componentes orgânicos particulados, avaliação das suas composições absolutas e relativas, tamanho de partícula e estado de preservação (Mendonça Filho *et al.*, 2011).

5.5.2.1 *Preparação das Lâminas*

Para a análise de palinofácies, as amostras foram preparadas seguindo os procedimentos propostos por Mendonça Filho *et al.* (2010, 2012) e Tyson (1995). Cada amostra, pesando aproximadamente 30 g, passou por um processo de extração do betume, no equipamento automático da marca Soxtech (Figura 13) com uso de diclorometano:metanol (9:1, v/v) como solvente.

Após extração do betume, a rocha residual foi acidificada com ácido clorídrico (HCl), 37% por 24 horas, a fim de remover os carbonatos presentes na amostra. Após, é realizada uma etapa de neutralização, lavando a amostra, repetidas vezes, com água destilada até que o pH da solução atingisse 7. Após a neutralização, foi realizada a remoção de silicatos utilizando ácido fluorídrico (HF), 50% por 24 horas. Novamente, repetiu-se o processo de neutralização da amostra até que a solução atingisse pH 7. Atingindo o pH 7, as amostras foram novamente acidificadas com HCl (10%) com objetivo de remover os fluorsilicatos que podem ter sido formados durante as etapas de acidificação anteriores.

A matéria orgânica isolada foi concentrada em lamínulas de vidro, que foram fixadas com resina Entellan, para serem analisadas no microscópio sob luz branca transmitida e fluorescência.



Figura 13. Equipamento Soxhlet, utilizado para a extração do betume.

5.5.2.2 *Microscopia de Luz Branca Transmitida e Fluorescência*

A análise de palinofácies foi conduzida de acordo com os procedimentos estabelecidos por Mendonça Filho et al. (2010, 2012) e Mendonça Filho; Menezes; Mendonça (2011). As lâminas palinológicas foram analisadas utilizando um microscópio com luz branca transmitida e fluorescência (luz azul incidente) da marca Leitz, modelo Orthoplan, equipado com uma objetiva 20X e uma ocular de 10X (Figura 14). A análise de palinofácies incluiu a contagem de 300 partículas (avaliação quantitativa) e a identificação das partículas (avaliação qualitativa).

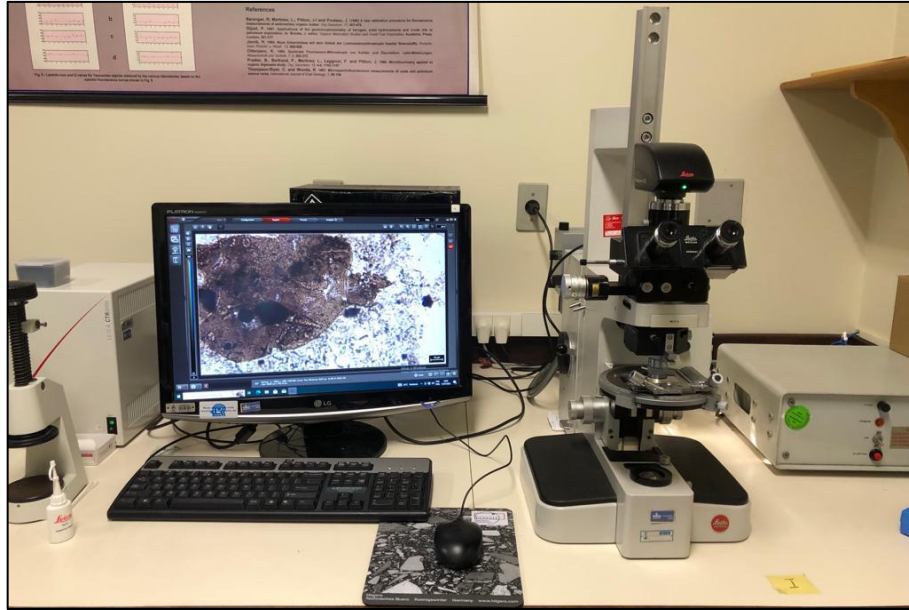


Figura 14. Microscópio de luz transmitida e fluorescência utilizado para análise de polinofácies.

A contagem dos componentes orgânicos particulados foi registrada manualmente em folhas de contagem e todas as partículas foram consideradas, exceto aquelas de tamanho inferior a $10\ \mu\text{m}$ e dispersas, partículas contaminadas e fragmentos de palinomorfos com menos da metade da forma original. Quando a contagem é finalizada, os valores absolutos são recalculados para valores percentuais e normalizados a 100% (Mendonça Filho *et al.*, 2010b, 2011, 2012)

As partículas orgânicas foram classificadas em três grupos distintos (fitoclastos, palinomorfos e matéria orgânica amorfa), de acordo com as referências de Tyson (1995), Menezes *et al.* (2008) e Mendonça Filho *et al.* (2010, 2011, 2012) (Tabela 3, Tabela 4 e Tabela 5).

5.5.3 Índice de Coloração de Esporos

O Índice de Coloração de Esporos (ICE) é uma técnica utilizada para determinar a maturação térmica da rocha. A coloração de alguns componentes orgânicos (esporos e grãos de pólen, por exemplo) é modificada em resposta ao efeito térmico, resultando em tonalidades mais escuras à medida que a temperatura aumenta (Braga, 2001; Mendonça Filho *et al.*, 2010b; Ribeiro, 2011).

Para a análise de ICE, foram utilizadas as lâminas previamente confeccionadas para análise de palinofácies. Essa análise é realizada utilizando um microscópio de luz branca transmitida, da marca Leitz, modelo Orthoplan, equipado com uma objetiva de 20X e uma ocular de 10X. Como referência, são utilizadas as lâminas-padrão da Robertson *Research International Limited*, calibradas em uma escala de 1 a 10 com intervalos de 0,5 (Figura 15). Os valores numéricos correspondentes a coloração dos esporos identificados são anotados manualmente.

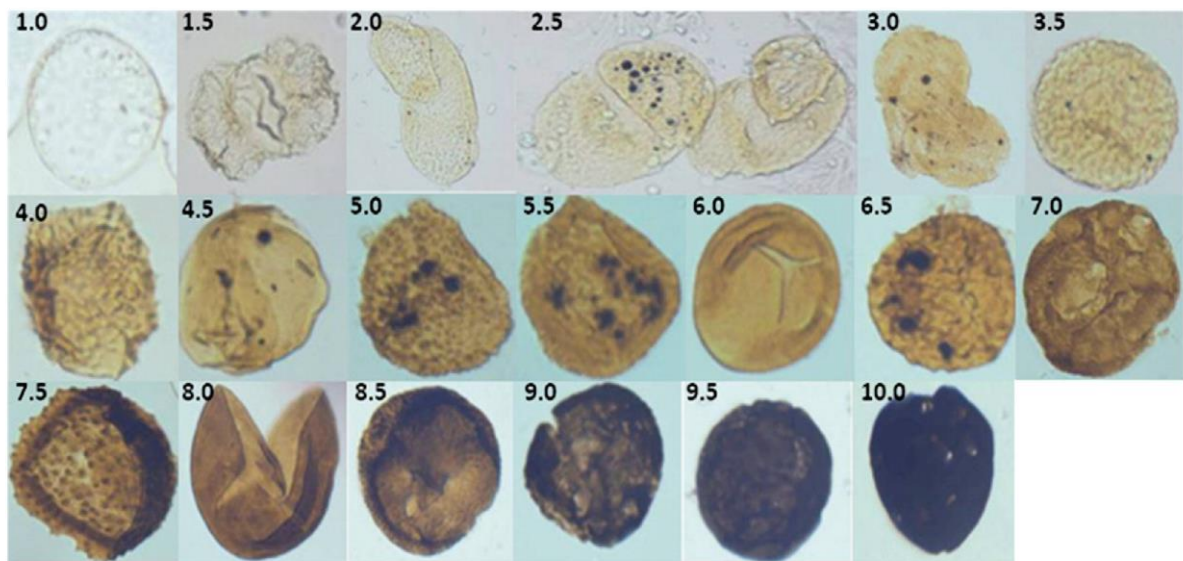


Figura 15. Lâminas-padrão para a determinação do ICE retirado de Suárez-Ruiz et al. (2012).

5.6 ANÁLISE COMPLEMENTAR

Foi realizada a análise de lâminas petrográficas, a fim de fornecer um suporte adicional para o estudo em questão. Esta metodologia auxiliou na identificação de rochas de granulação muito fina e em baixas condições de preservação, fornecendo informações quanto as texturas e mineralogia presente nestas rochas, bem como da presença de compostos de origem orgânica, como betumes.

5.6.1 Lâminas Petrográficas

Foram selecionadas 5 amostras do poço CBM-001-ST-RS (Tabela 7) para a confecção de lâminas petrográficas com o objetivo de auxiliar na descrição dos testemunhos, identificação de estruturas e esclarecimentos de questões que surgiram durante a realização das outras técnicas descritas anteriormente, uma vez que, por serem testemunhos mais antigos, a descrição foi um pouco dificultada pela preservação dos mesmos.

Tabela 7. Amostras selecionadas do poço CBM-001-ST-RS, para descrição em lâmina petrográfica e suas respectivas profundidades.

AMOSTRA	PROFUNDIDADE (m)
23-143	521,2
23-144	521,6
23-145	520,65
23-146	516
23-151	515,75

As lâminas foram confeccionadas pelo Núcleo de Preparação de Amostras do Centro de Estudos em Petrologia e Geoquímica, do Instituto de Geociências/UFRGS e foram descritas utilizando um microscópio petrográfico binocular da marca Meiji, com objetivas de 4X, 10X, 20X e 40X, e ocular de 10X, disponível no Departamento de Mineralogia e Petrologia (DEMIPE), do Instituto de Geociências/UFRGS.

6 RESULTADOS

6.1 PERFIS LITOLÓGICOS E PETROGRAFIA

A Figura 16 apresenta os perfis litológicos dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, descritos através dos testemunhos de sondagem, juntamente com a indicação da profundidade das amostras estudadas.

Compreendida entre 493 e 533 m no poço CBM-001-ST-RS, e entre 473 e 507 m no poço CBM-003-ST-RS, a Formação Irati apresenta pouca variabilidade litológica entre os furos (Figura 16). Para ambos os poços, o Membro Taquaral, base da Formação, é composto, principalmente, por siltitos cinza não betuminosos, intercalado, por vezes, com finas camadas de folhelhos pretos. Para o poço CBM-001-ST-RS, esta seção está limitada entre 525 e 533 m, enquanto que o poço CBM-003-ST-RS compreende de 499 até 507 m de profundidade (Figura 16).

Compreendido entre 493 e 525 m de profundidade no poço CBM-001-ST-RS e entre 474 e 499 m no poço CBM-003-ST-RS, o Membro Assistência é composto por intercalações de folhelhos betuminosos e níveis carbonáticos na base, seguido de uma espessa camada de folhelhos. No poço CBM-001-ST-RS, ocorre uma intrusão ígnea com textura afanítica e espessura centimétrica (50 cm) próxima de 516 m de profundidade (Figura 16), enquanto o poço CBM-003-ST-RS apresenta 18 m de intrusão no topo da Formação. No contato com a rocha sedimentar, a textura é afanítica a fanerítica muito fina, podendo ser porfirítica e glomeroporfirítica na porção central da intrusão. Os fenocristais são plagioclásios e mineiras máficos (comumente piroxênios).

A Figura 17A apresenta uma fotomicrografia da parte central da intrusão presente no poço CBM-001-ST-RS, com cristais milimétricos aciculares de plagioclásio e matriz vítrea, o que indica um rápido resfriamento. Ocorrem também poucos fenocristais euédricos. A Figura 17B mostra uma zona próxima a borda de contato entre a intrusão e a Formação Irati, onde ocorre alteração da própria rocha ígnea, provavelmente associada a interação com fluidos e gases liberados pelos folhelhos betuminosos devido as altas temperaturas da intrusão.

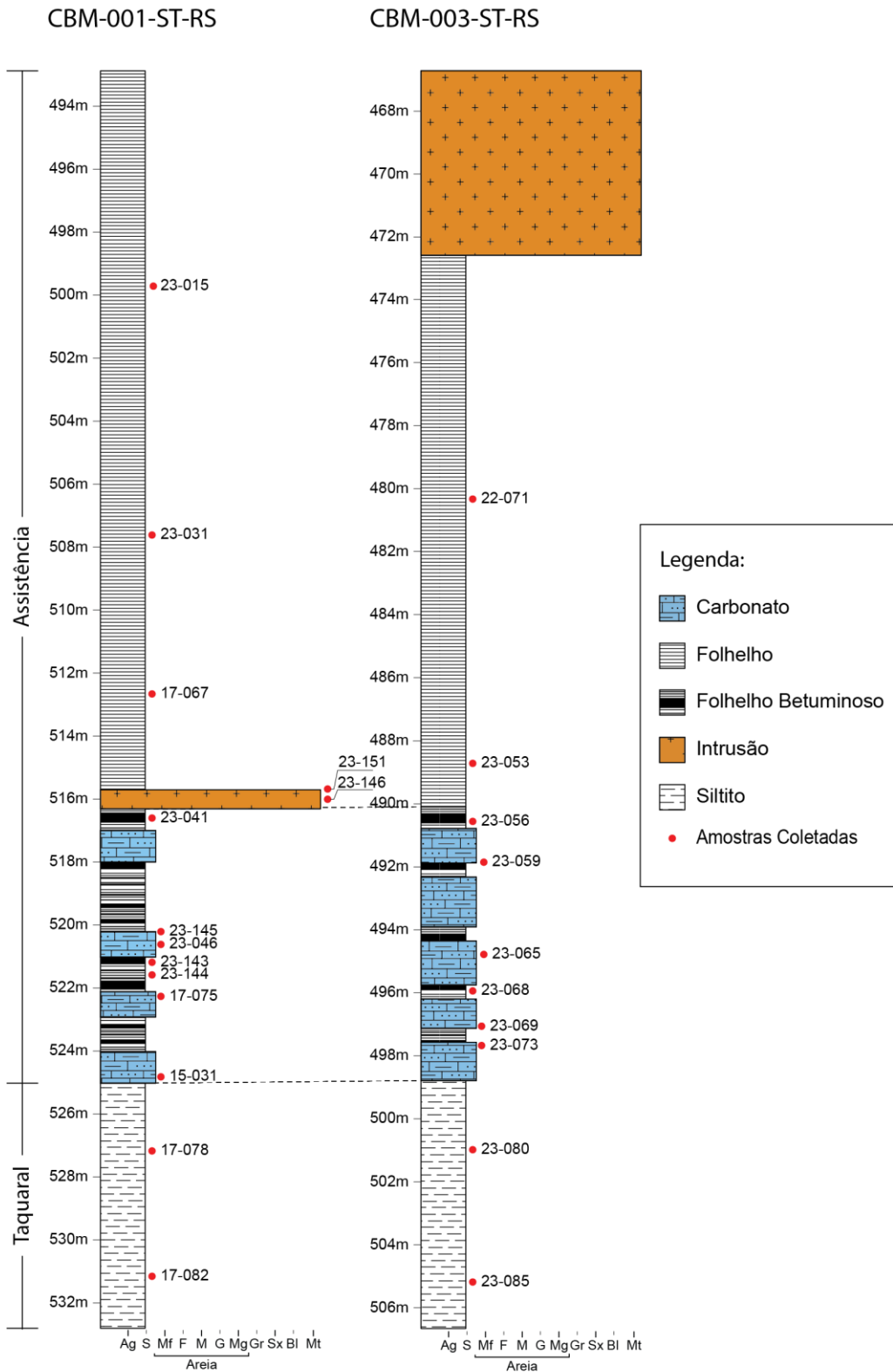


Figura 16. Perfis litológicos dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, juntamente com o posicionamento das amostras coletadas.

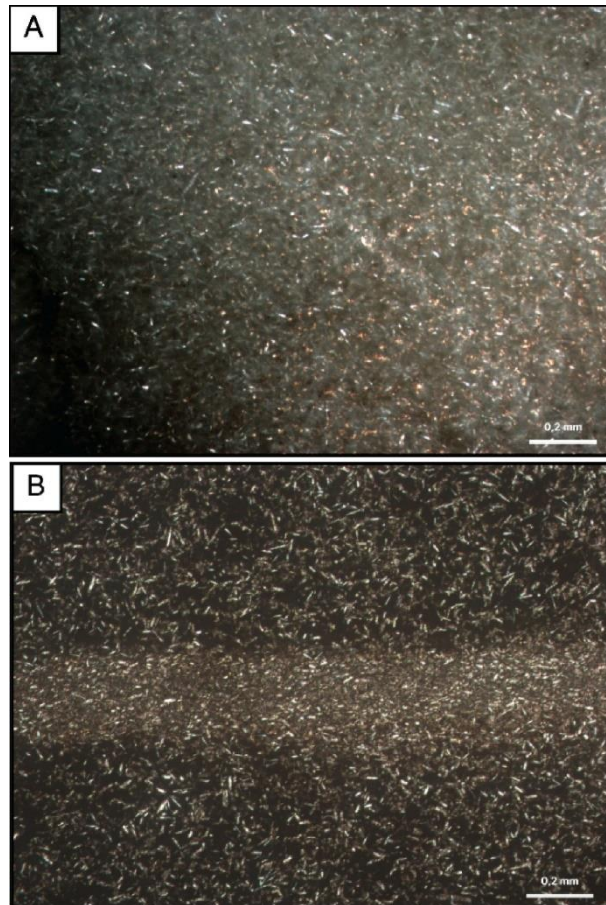


Figura 17. Fotomicrografias de lâminas petrográficas da intrusão que ocorre no poço CBM-001-ST-RS; A) amostra 23-151, mostrando os cristais milimétricos aciculares e a matriz vítrea; B) amostra 23-146, evidenciando zonas de alteração na rocha encaixante.

A Figura 18 evidencia a heterogeneidade da base do Membro Assistência. Nas três fotomicrografias apresentadas é possível observar estruturas de laminação milimétrica, marcadas por zonas com maior contribuição siliciclástica (em geral, siltes) em comparação com os carbonatos. A Figura 18A e B apresenta, ainda, os aspectos peloidal e grumoso (decorrência da compactação mecânica). A Figura 18C também permite identificar o preenchimento por carbonatos nas fraturas existentes.

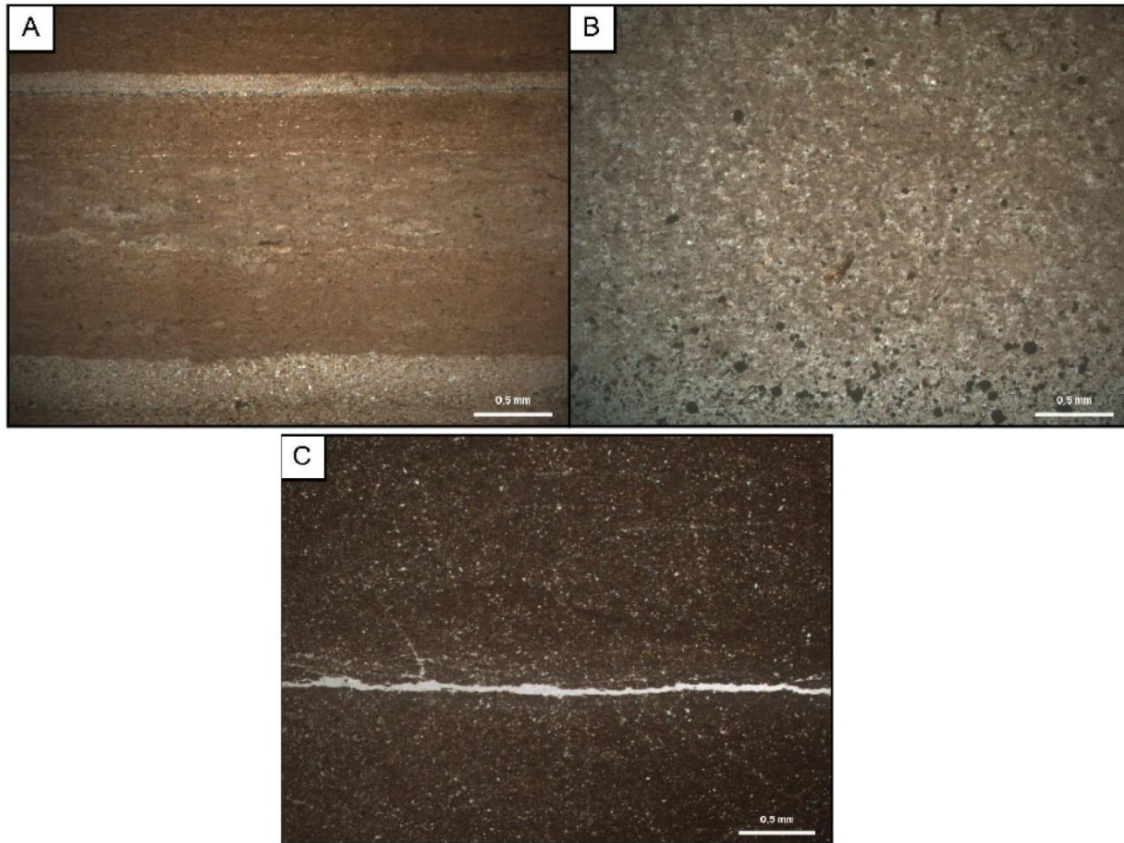


Figura 18. Fotomicrografias de lâminas petrográficas do intervalo da base do Membro Assistência, onde ocorrem intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos do poço CBM-001-ST-RS; A) amostra 23-145, evidenciando a laminação marcada pela contribuição siliciclástica, além do aspecto peloidal; B) amostra 23-143, mostrando a laminação, na base mais siliciclástica; C) amostra 23-144, evidenciando o preenchimento de fraturas por carbonatos.

6.2 ANÁLISE DE PIRÓLISE EM SISTEMA ABERTO

A Tabela 8 apresenta os valores obtidos pela análise de pirólise *HAWK* para as amostras dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, e a variação desses valores nos perfis pode ser visualizado na Figura 19. Os valores de COT variaram entre 0,32 e 2,24 wt% para as amostras do poço CBM-001-ST-RS e entre 0,47 e 4,27 wt% para as amostras do poço CBM-003-ST-RS. As amostras de ambos os poços apresentaram valores baixos para S_1 , sendo de 0,02 à 1,29 mg HC/g rocha para o poço CBM-001-ST-RS, e 0,02 à 1,61 mg HC/g rocha para o poço CBM-003-ST-RS. Para S_2 , os valores encontrados para o poço CBM-001-ST-RS variaram entre 0,1 e 3,78 mg HC/g rocha, enquanto que para o poço CBM-003-ST-RS variaram entre 0,08 e 17,43 mg HC/g rocha (Tabela 8).

Tabela 8. Dados obtidos para as amostras da Fm. Irati, para os poços CBM-001-ST-RS CBM-003-ST-RS, da Jazida Santa Teresinha, RS.

POÇO	AMOSTRA	COT (wt%)	S ₁ (mg HC/g rocha)	S ₂ (mg HC/g rocha)	S ₃ (mg CO ₂ /g COT)	T _{MAX} (°C)	IH (mg HC/g COT)	IO (mg CO ₂ /g COT)	Rr (%)	FITO (%)	MOA (%)	PALINO (%)
CBM-001-ST-RS	23-015	0,50	0,02	0,10	1,37	445	20	273	0,81	7,10	89,50	3,40
	23-031	0,96	0,04	0,44	2,47	445	45	255	0,77	21,97	76,39	1,64
	17-067	0,70	0,31	1,03	0,38	437	146	54	0,83	21,90	77,00	1,70
	23-041	2,14	0,14	0,55	0,69	435	25	32	1,59	32,60	66,50	0,90
	23-046	1,87	0,15	1,41	1,98	442	75	105	0,79	19,90	78,60	1,50
	17-075	2,24	1,29	3,78	0,35	437	168	15	0,67	15,82	82,19	1,99
	15-031	1,30	0,35	1,81	0,26	440	139	19	0,62	14,02	84,11	1,84
	17-078	0,95	0,29	1,13	0,29	439	119	30	0,82	12,62	85,40	1,97
	17-082	0,32	0,02	0,10	0,23	437	29	70	0,71	14,90	83,20	1,90
CBM-003-ST-RS	22-071	0,47	0,02	0,08	0,18	360	16	37	1,73	18,39	81,40	0,21
	23-053	0,57	0,03	0,30	0,17	440	52	30	0,72	30,24	66,46	3,31
	23-056	4,27	1,61	17,43	0,24	436	408	5	0,77	13,41	82,91	3,68
	23-059	2,99	0,65	10,37	0,18	440	347	5	0,75	39,00	60,70	0,30
	23-065	2,07	1,24	6,41	0,18	430	309	8	0,73	35,00	63,10	1,90
	23-068	3,12	1,21	10,27	0,27	430	329	8	0,70	23,95	75,09	0,96
	23-069	2,12	1,01	6,90	0,31	430	325	14	0,79	28,00	69,90	2,10
	23-073	2,06	0,47	6,50	0,18	429	316	8	0,71	9,30	88,70	2,00
	23-080	1,47	0,17	4,90	0,37	441	332	25	0,78	23,18	75,24	1,58
	23-085	0,54	0,03	0,37	0,14	437	69	26	0,77	26,00	71,60	2,40

Para ambos os poços, os valores mais altos de COT e S_2 se concentram no Membro Assistência (Figura 19), próximos do topo das intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos. É possível perceber que o pacote com valores de COT e S_2 mais elevados observado no poço CBM-003-ST-RS é mais espesso do que o encontrado no poço CBM-001-ST-RS. Além disso, ocorre que, para os dois poços, os valores mais elevados de COT, S_1 e S_2 se concentram em uma única amostra: amostra 17-075 para o poço CBM-001-ST-RS (522,29 m de profundidade), e 23-056 para o poço CBM-003-ST-RS (491 m de profundidade) (Figura 19; Tabela 8).

Para os parâmetros S_3 e T_{MAX} , não foram observadas variações expressivas entre ambos os poços. Em geral, o poço CBM-001-ST-RS apresentou S_3 variando de 0,23 até 0,69 mg CO_2/g rocha, com exceção das amostras 23-015, 23-031 e 23-046 que apresentaram valores mais elevados (1,37, 2,47 e 1,98 mg CO_2/g rocha, respectivamente). Os valores de T_{MAX} variaram entre 435 e 445 ° C. Para o poço CBM-003-ST-RS, as amostras apresentaram S_3 variando entre 0,14 e 0,37 mg CO_2/g rocha, enquanto o T_{MAX} variou de 429 até 441 ° C, com exceção da amostra 22-071, que apresentou T_{MAX} mais baixo (360 ° C) (Figura 19; Tabela 8).

Em ambos os poços, ocorre uma relação inversamente proporcional para o Índice de Hidrogênio e para o Índice de Oxigênio. Para o poço CBM-001-ST-RS, os valores de IH e IO variam de 20 até 168 mg HC/g COT e de 15 até 273 mg CO_2/g COT, respectivamente. Enquanto que, para o poço CBM-003-ST-RS, os valores variam de 16 até 408 mg HC/g COT e de 5 até 37mg CO_2/g COT, respectivamente (Tabela 8). É possível observar que, para ambos os poços, as amostras com os valores mais elevados de IH são as mesmas que apresentam os valores mais altos de COT, S_1 e S_2 (Figura 19).

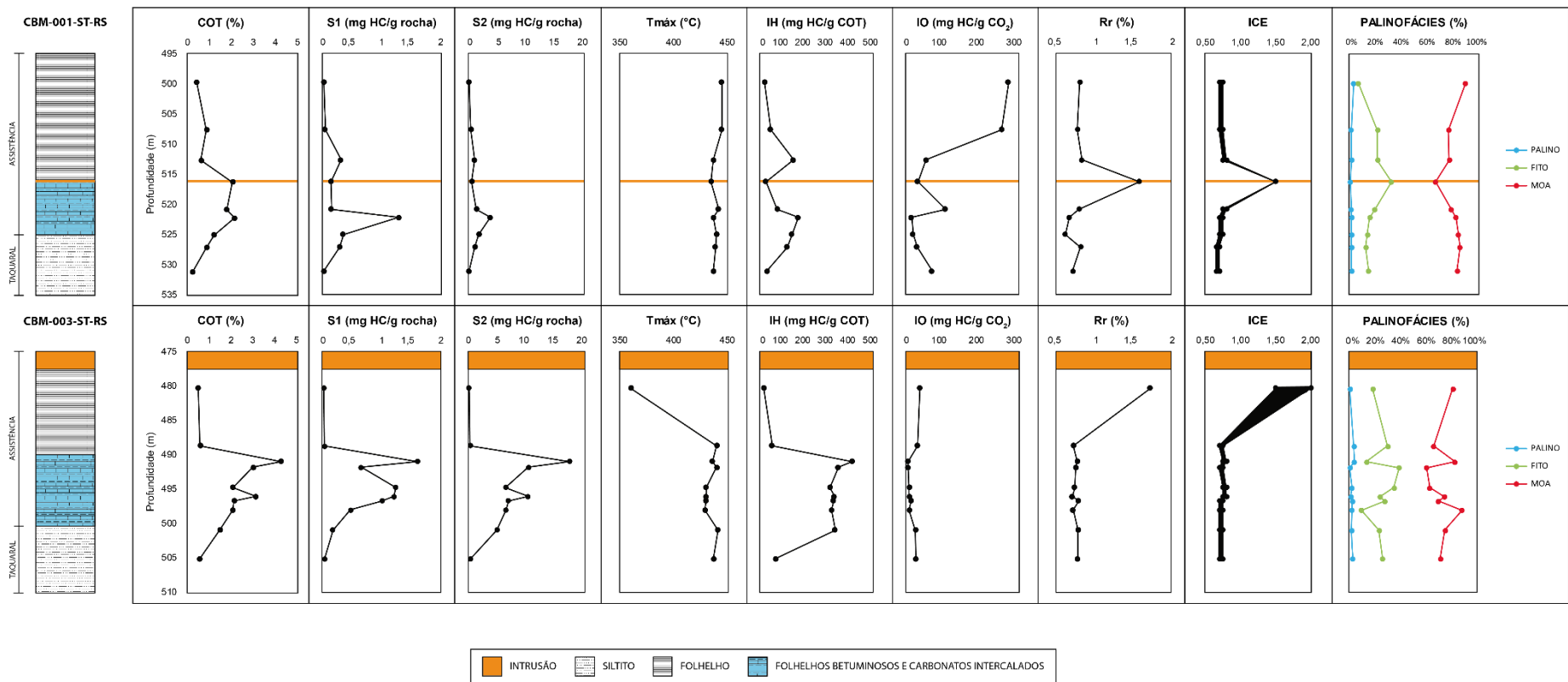


Figura 19. Perfis dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, juntamente com os parâmetros de COT, S₁, S₂, T_{MAX}, IH, IO, R_R%, ICE, % de Fitoclastos, % de MOA e % de Palinomorfos.

6.3 PETROGRAFIA ORGÂNICA

Para os dois poços, as amostras analisadas apresentaram baixa variabilidade com relação aos valores da refletância da vitrinita. O poço CBM-001-ST-RS apresentou uma variação entre 0,62 e 0,83 Rr%, com exceção da amostra 23-041 (1,59 Rr%), enquanto que, o poço CBM-003-ST-RS é mais homogêneo, variando de 0,70 até 0,79 Rr%, com exceção da amostra 22-071 (1,73 Rr%) (Tabela 8). É possível observar que as amostras com Rr% mais elevada são as amostras mais próximas das intrusões ígneas (Figura 19).

Em todas as amostras, ocorreram duas populações de vitrinita, sendo uma indígena e a outra retrabalhada (vitrinita que sofreu retrabalhamento por transporte, com Rr próximos de 1%) (Figura 20). Além disso, a presença de pirita em grandes quantidades é uma característica de todas as amostras.

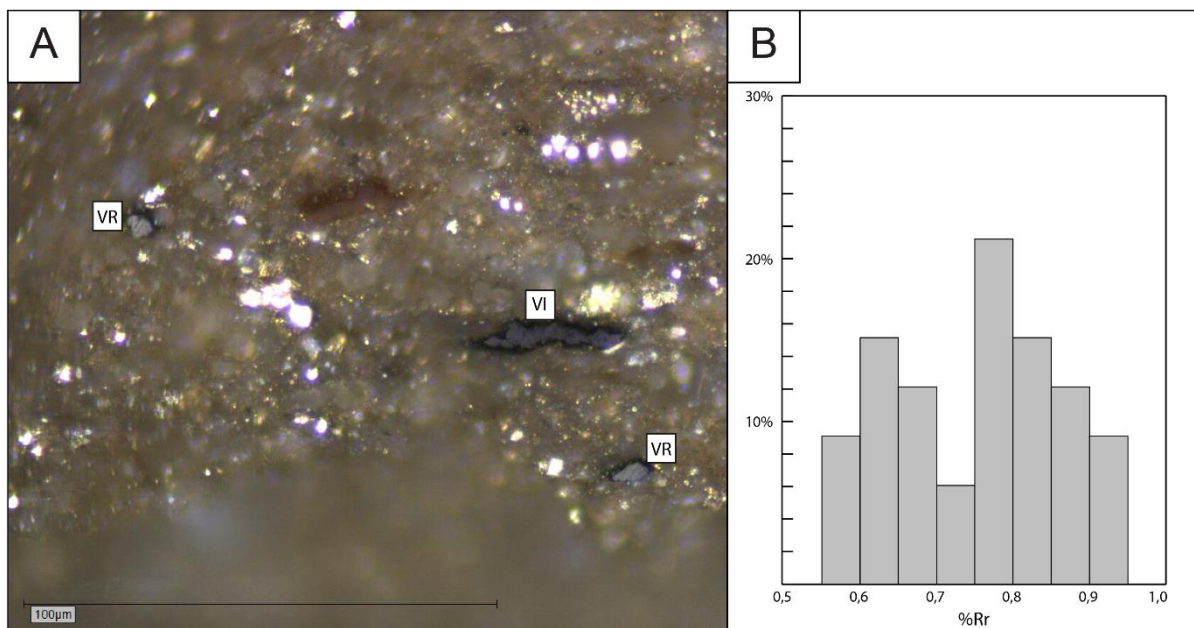


Figura 20. Evidências da ocorrência de duas populações de vitrinita; A) fotomicrografia de plug da amostra 23-069, ocorrendo vitrinita indígena (VI) e retrabalhada (VR); B) histograma da análise de Rr% da amostra 23-073, indicando duas populações de vitrinita distintas.

A amostra 23-041, que representa o nível de 516,3 m de profundidade do poço CBM-001-ST-RS, está fortemente afetada termicamente pela intrusão ígnea centimétrica que ocorre próximo de 516 m. Esta amostra apresenta uma grande

ocorrência de pirobetume (Figura 21), com poros bastante deformados (o que indica devolatilização), e carbonatos precipitados em decorrência dos fluídos que percolaram durante a entrada da intrusão. Esses pirobetumes, em geral, estão associados aos carbonatos ou estão impregnados nos folhelhos.

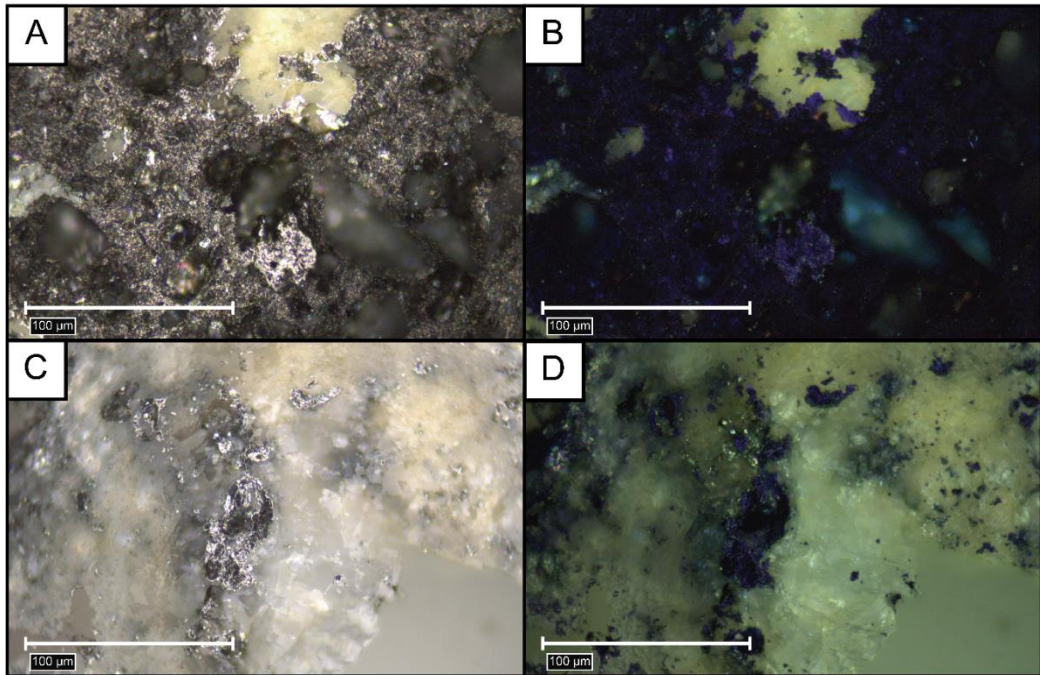


Figura 21. Fotomicrografias da amostra 23-041, evidenciando a presença de pirobetumes, que mostram a textura em mosaico típica de coques do carvão e petróleo; A) presença de pirobetume na matriz mineral em luz branca refletida; B) pirobetume na matriz mineral em nicóis cruzados; C) presença de pirobetume nos carbonatos em luz branca refletida; D) pirobetume nos carbonatos em nicóis cruzados.

A amostra 23-059, que representa o nível de 491,87 m de profundidade do poço CBM-003-ST-RS, topo das intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos do Membro Assistência, apresenta, localmente, uma matriz betuminosa. Isso ocorre em zonas mais enriquecidas em material gerador (matéria orgânica amorfa e algas do tipo *Botryococcus*), juntamente com betume adsorvido no entorno dos grãos.

Ao longo de ambas as seções analisadas, foi possível perceber uma variabilidade com relação às características petrográficas composicionais das amostras. As amostras foram separadas em três grupos com características distintas que são comuns para ambos os poços: as amostras mais de topo do Membro Assistência apresentam baixa quantidade de material orgânico continental, sendo, em maioria, vitrinitas retrabalhadas, e ainda a ocorrência de betumes com baixa

fluorescência; as amostras que compreendem os níveis de intercalação de carbonatos e folhelhos betuminosos (base do Membro Assistência) apresentam grande quantidade de material orgânico continental, betumes com alta fluorescência e bastante material orgânico de origem marinha e terrestre com fluorescência; por último, as amostras que representam o Membro Taquaral são mais enriquecidas em sedimentos siliciclásticos, quando comparadas às amostras dos outros níveis das seções do Membro Assistência, e apresentam quantidade menor de material orgânico terrestre e betumes com baixa fluorescência.

Foi possível observar, também, a presença de algas do gênero *Botryococcus* nos níveis de intercalação de carbonatos e folhelhos betuminosos em ambos os poços estudados, porém com maiores quantidades no poço CBM-003-ST-RS. Presentes nas amostras 23-046, 17-075 e 15-031 (entre 520,9 e 525,1 m) no poço CBM-001-ST-RS, e nas amostras 23-056, 23-059, 23-065, 23-068 e 23-069 (de 491 até 496,75 m) no poço CBM-003-ST-RS, as algas possuem coloração avermelhada na luz refletida e fluorescência laranja, ocorrendo em forma de colônias (Figura 22).

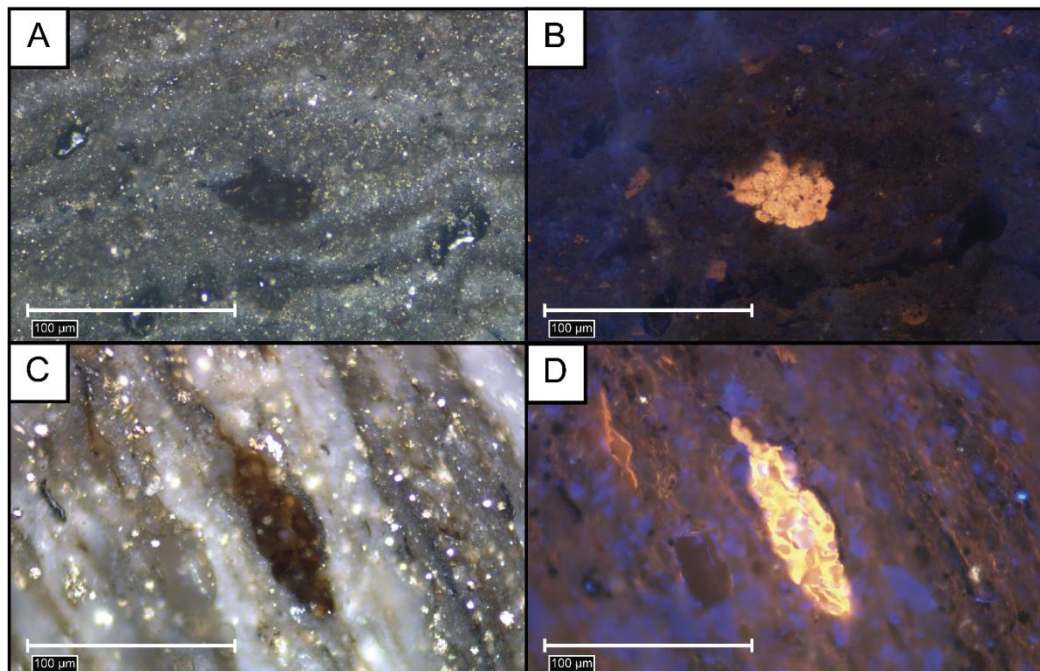


Figura 22. Fotomicrografias de *Botryococcus* presentes na amostra 23-059 (poço CBM-003-ST-RS); A) *Botryococcus* em luz branca refletida; B) *Botryococcus* na fluorescência; C) *Botryococcus* em luz branca refletida; D) *Botryococcus* na fluorescência.

6.4 PALINOFÁCIES

Na análise de palinofácies, foi determinada a porcentagem de fitoclastos (FITO), matéria orgânica amorfa (MOA) e palinomorfos (PALINO) para as amostras estudadas (Tabela 8, Figura 19). Para ambos os poços, não houveram grandes variações com relação aos valores mínimos e máximos de cada grupo de querogênio, no entanto, foi observada certa variabilidade ao longo das seções.

Para o poço CBM-001-ST-RS, a porcentagem dos grupos de fitoclastos, MOA e palinomorfos variou entre 7,1 e 32,6%, 66,5 e 89,5%, e 0,9 e 3,4%, respectivamente. O poço CBM-003-ST-RS apresentou valores que variaram de 9,3 até 39% para fitoclastos, de 60,7 até 88,7% de MOA, e de 0,3 até 3,68% de palinomorfos (Tabela 8).

Em ambos os poços, o grupo dos fitoclastos não apresentou grandes variabilidades com relação as suas características morfológicas. Os fitoclastos opacos ocorrem em maior quantidade, quando comparados com os não-opacos. Em maioria, ocorrem os fitoclastos opacos alongados, mas também são frequentes os fitoclastos não-opacos bioestruturados listrados, além de cutículas e membranas com fluorescência amarela-alaranjada (Figura 23-23D). As membranas com fluorescência são mais presentes nas amostras do poço CBM-003-ST-RS, nos níveis de 488 até 491 m de profundidade e 501 até 505,2 m de profundidade, no entanto, ocorrem também na profundidade de 512,68 m do poço CBM-001-ST-RS.

O grupo da matéria orgânica amorfa é o grupo mais abundante em todas as amostras para os dois poços estudados. Em ambos, a MOA não apresenta fluorescência (Figura 24), com exceção da amostra 23-080, que ocorre baixa fluorescência de cor alaranjada.

Para os dois poços, o grupo dos palinomorfos é representado, principalmente pelo subgrupo dos esporomorfos (esporos e grãos de pólen) (Figura 25). Em segundo lugar, ainda tem as ocorrências das algas do gênero *Botryococcus* e os Acritarcos. Enquanto as algas do gênero *Botryococcus* ocorrem nas amostras que correspondem às intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos, no Membro Assistência, os Acritarcos estão presentes nas amostras que representam o Membro Taquaral (de 525,1 até 531,17 m de profundidade para o poço CBM-001-ST-RS, e de 501 até 505,2 m de profundidade para o poço CBM-003-ST-RS) (Figura 25).

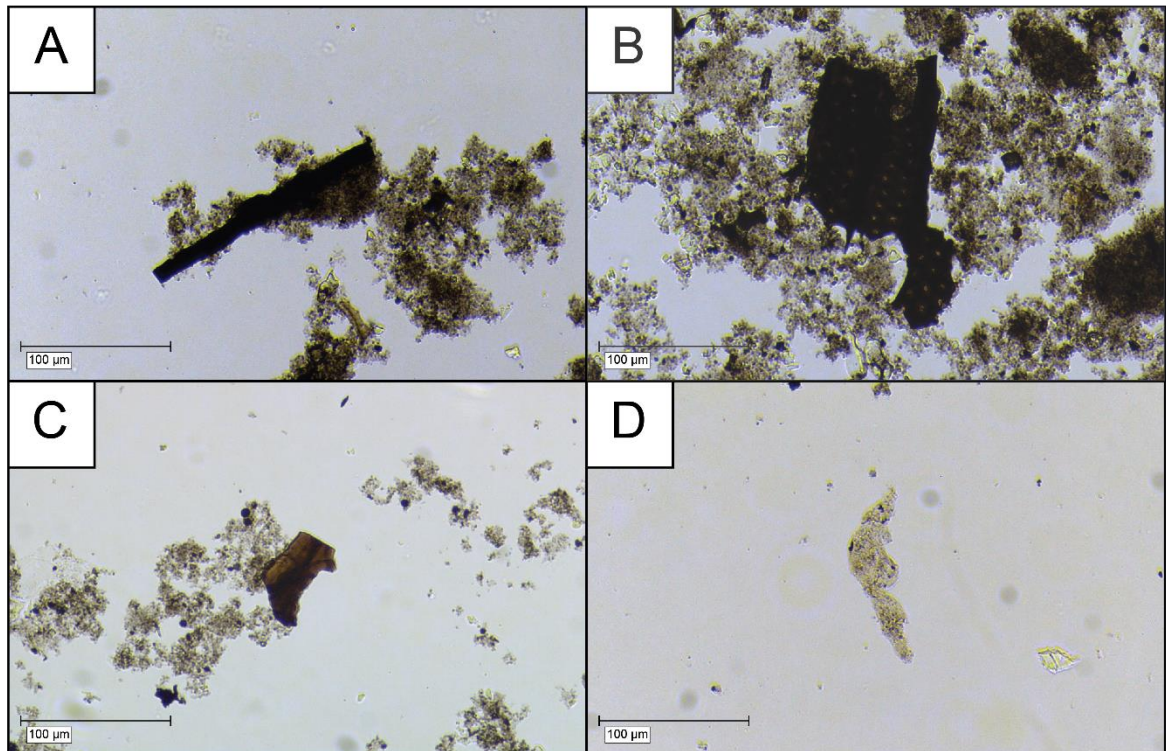


Figura 23. Fotomicrografias representativas das diferentes morfologias de fitoclastos observadas nas amostras; A) amostra 15-031, fitoclasto opaco alongado; B) amostra 15-031, fitoclasto bioestruturado; C) amostra 17-078, fitoclasto não-opaco; D) amostra 23-059, membrana.

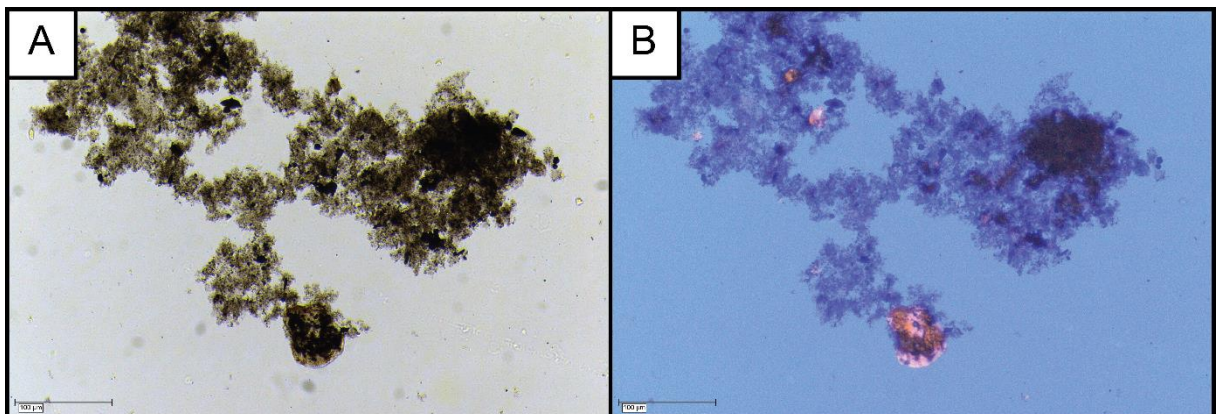


Figura 24. Fotomicrografias da amostra 15-031, evidenciando a morfologia da matéria orgânica amorfa encontrada nas amostras; A) MOA em luz branca transmitida; B) MOA na fluorescência.

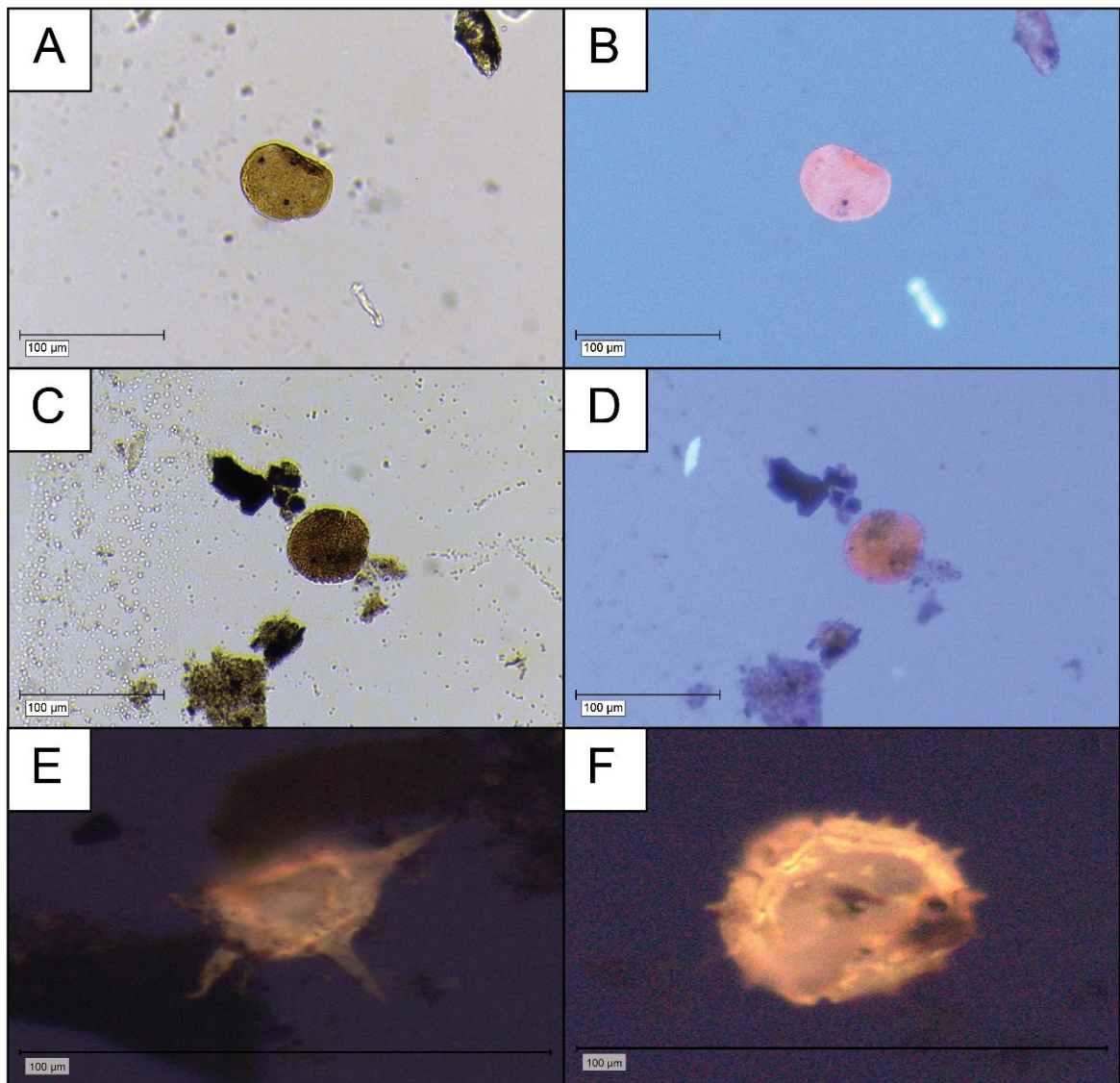


Figura 25. Fotomicrografias mostrando exemplos de palinórfos observados nas amostras estudadas; A) amostra 23-069, esporo em luz branca transmitida; B) amostra 23-069, esporo na fluorescência; C) amostra 23-056, esporo em luz branca transmitida; D) amostra 23-056, esporo na fluorescência; E) amostra 17-078, acritarco na fluorescência; F) amostra 23-085, acritarco na fluorescência.

6.5 ÍNDICE DE COLORAÇÃO DE ESPOROS

O Índice de Coloração de Esporos (ICE) foi determinado para todas as amostras estudadas. A análise foi conduzida nas lâminas previamente confeccionadas. A Figura 26 ilustra as partículas observadas. A maioria das observações foi feita em esporos e grãos de pólen bissacados, comumente bem

preservados, exceto nas amostras mais próximas ao contato com as intrusões ígneas, onde os fragmentos orgânicos estavam muito escuros.

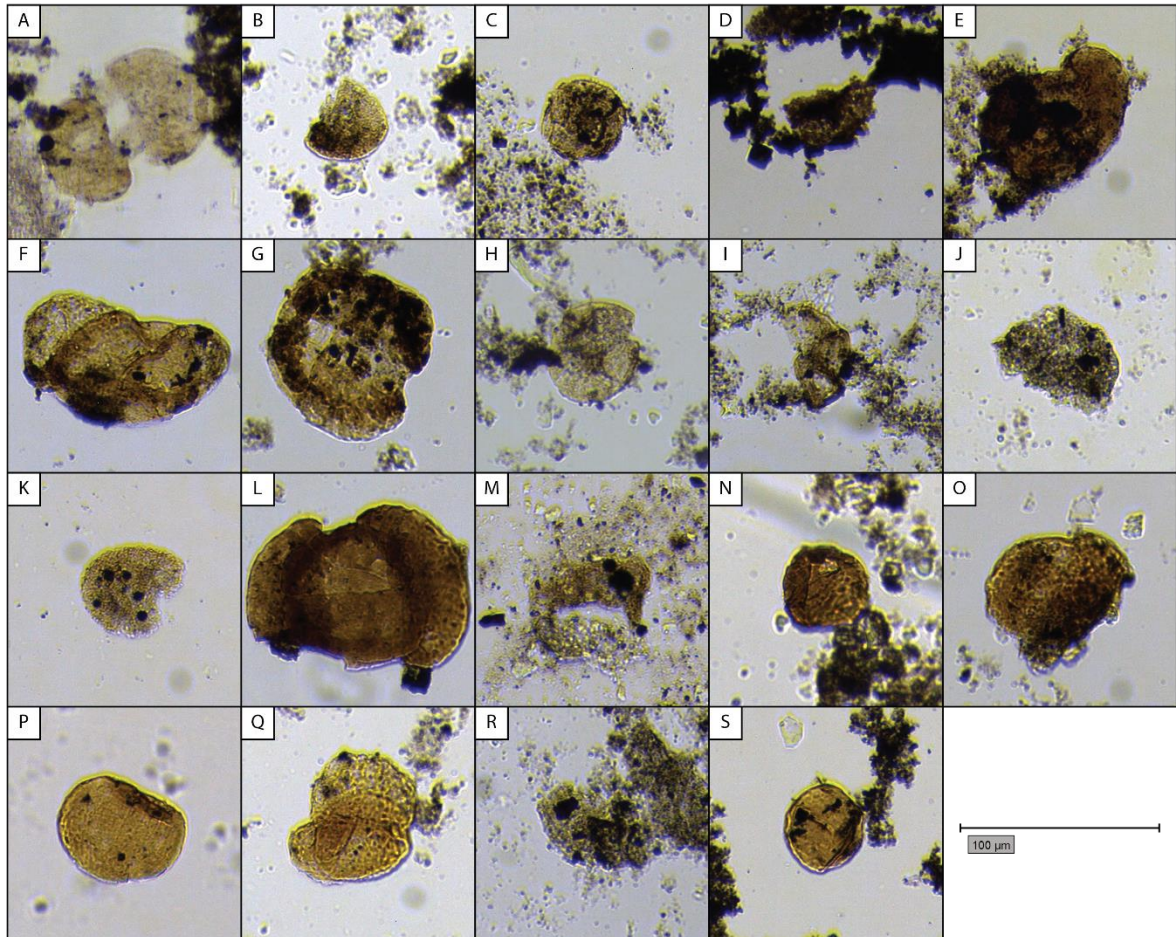


Figura 26. Partículas utilizadas para a determinação do ICE de cada amostra; A) 23-015; B) 23-031; C) 17-067; D) 23-041; E) 23-046; F) 17-075; G) 15-031; H) 17-078; I) 17-082; J) 22-071; K) 23-053; L) 23-056; M) 23-059; N) 23-065; O) 23-068; P) 23-069; Q) 23-073; R) 23-080; S) 23-085.

A Tabela 9 apresenta os valores de ICE obtidos para cada amostra. Em geral, o ICE variou entre 6 e 7,5, com exceção de duas amostras (23-041 e 22-071) que variaram entre 9 e 9,5.

Tabela 9. Valores do Índice de Coloração de Esporos para cada amostra.

Poço	Amostra	ICE
CBM-001-ST-RS	23-015	6,5 – 7
	23-031	6,5 – 7
	17-067	7 – 7,5
	23-041	9
	23-046	7 – 7,5
	17-075	6,5 – 7
	15-031	6,5 – 7
	17-078	6 – 6,5
	17-082	6 – 6,5
CBM-003-ST-RS	22-071	9 – 9,5
	23-053	6,5 – 7
	23-056	7 – 7,5
	23-059	6,5 – 7
	23-065	7 – 7,5
	23-068	7 – 7,5
	23-069	6,5 – 7
	23-073	6,5 – 7
	23-080	6,5 – 7
	23-085	6,5 – 7

7 DISCUSSÕES

7.1 ANÁLISE INTEGRADA QUANTO A QUALIDADE E PRESERVAÇÃO DA MATÉRIA ORGÂNICA

A Tabela 10 e a Figura 27 apresentam os tipos de querogênio presentes em todas as amostras dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, definidos a partir dos dados da pirólise *HAWK*, e com base nas classificações de Van Krevelen (1961, 1993) e Peters & Cassa (1994).

Tabela 10. Classificação do tipo de querogênio para as amostras dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, com base em Van Krevelen (1961, 1993) e Peters & Cassa (1994).

POÇO	AMOSTRA	TIPO DE QUEROGÊNIO		
		Van Krevelen (1961, 1993)	Peters & Cassa (1994) IH	S ₂ /S ₃
CBM-001-ST-RS	23-015	IV	IV	IV
	23-031	IV	IV	IV
	17-067	III	III	III
	23-041	IV	IV	IV
	23-046	IV	III	IV
	17-075	II	III	II
	15-031	II	III	II/III
	17-078	III	III	III
	17-082	IV	IV	IV
CBM-003-ST-RS	22-071	IV	IV	IV
	23-053	III	III	III
	23-056	I	II	I
	23-059	I	II	I
	23-065	I	II	I
	23-068	I	II	I
	23-069	II	II	I
	23-073	I	II	I
	23-080	II	II	II
	23-085	III	III	III

Para o poço CBM-001-ST-RS, as amostras que representam o topo do Membro Assistência apresentaram, para as três classificações, querogênio do tipo IV. Além disso, a amostra mais basal da seção também apresentou querogênio do tipo IV. A presença deste tipo de querogênio indica a presença de matéria orgânica, oxidada/degradada (Figura 27).

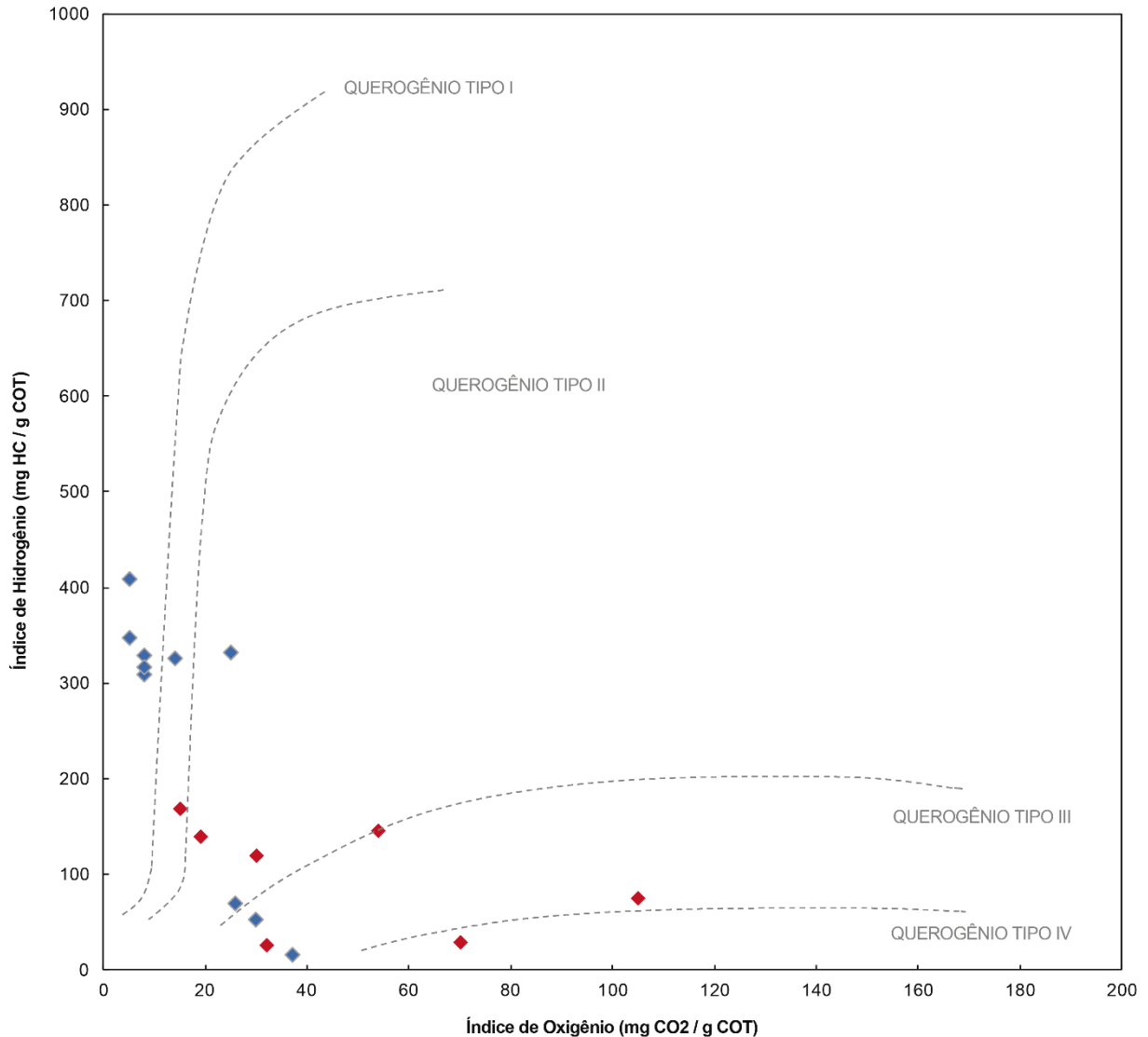


Figura 27. Diagrama Pseudo Van Krevelen, mostrando a classificação do tipo de querogênio, de acordo com os parâmetros de IH e IO. As amostras em vermelho correspondem ao furo CBM-001-ST-RS e as amostras em azul correspondem ao CBM-003-ST-RS.

Além deste intervalo, a amostra 23-041 também apresentou querogênio do tipo IV para as três classificações. Neste caso, a presença do querogênio do tipo IV se dá em razão do efeito térmico da intrusão ígnea, causando a quebra do querogênio. A amostra 23-046 também foi classificada como querogênio do tipo IV com base em Van Krevelen (1961, 1993) e baseada na razão S_2/S_3 de Peters & Cassa (1994), enquanto que a classificação através do IH de Peters & Cassa (1994) apresentou querogênio do tipo III. Essa variação do tipo de querogênio na mesma amostra pode indicar que este nível sofreu algum tipo de processo pré-deposicional (combustão natural e/ou oxidação) somado ao processo de maturação da rocha. O restante da

seção analisada do poço CBM-001-ST-RS, apresentou uma moderada variação no tipo de querogênio, com amostras classificadas como querogênio do tipo II, II/III e III.

Assim como no poço CBM-001-ST-RS, a amostra termicamente afetada pela intrusão ígnea do poço CBM-003-ST-RS apresentou querogênio do tipo IV. Porém, diferentemente do poço CBM-001-ST-RS, a amostra mais de topo (excluindo a amostra termicamente afetada) e a mais de base da Formação, para o poço CBM-003-ST-RS, apresentaram querogênio do tipo III. O restante da seção analisada do poço CBM-003-ST-RS apresentou querogênio dos tipos I e II.

A variabilidade do tipo de querogênio apresentada entre os dois poços, e ao longo de ambas as seções, indica que o tipo de querogênio, para as amostras estudadas, não necessariamente representa a matéria orgânica presente na rocha, mas sim a preservação da mesma, podendo indicar degradação térmica ou oxidação por transporte ou pós-deposicional. Isso pode ser observado uma vez que ambas as seções apresentam baixa variabilidade litológica e composicional, o que não justificaria o aporte da matéria orgânica de ambientes sedimentares tão variados. A presença do querogênio tipo IV em ambos os poços corrobora para a discussão, uma vez que este tipo de querogênio indica matéria orgânica oxidada/degradada. Além disso, a ausência de fluorescência na matéria orgânica amorfa, presente em todas as amostras, com exceção da amostra 23-080, representa baixa preservação da matéria orgânica, que pode estar associada a remobilizações e oxidação durante os períodos de tempestade no ambiente deposicional e/ou ser consequência do estágio de maturação observado nas amostras (janela de geração de óleo ou superior) (Andrade *et al.*, 2020). Durante a evolução térmica da bacia, o hidrogênio presente na matéria orgânica é liberado devido à geração de hidrocarbonetos, deixando para trás componentes orgânicos depletados neste elemento, impactando, assim, diretamente o tipo de querogênio definido pela pirólise da amostra.

7.2 CONSIDERAÇÕES SOBRE O PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL

O paleoambiente deposicional pode ser caracterizado através de diferentes abordagens, pesquisas e métodos. Neste trabalho, este item será discutido com base em técnicas analíticas geoquímicas e através da petrografia orgânica.

A seção analisada do poço CBM-001-ST-RS apresentou querogênio do tipo II, II/III, III e IV, enquanto o poço CBM-003-ST-RS apresentou tipos I, II, III e IV (Tabela 10). O querogênio do tipo I pode estar presente em diferentes ambientes sedimentares, uma vez que é derivado de lipídios, os quais podem ser provenientes de algas de água doce, e/ou de retrabalhamento da matéria orgânica (Tissot & Welte, 1984; Vandenbroucke & Largeau, 2007; Mendonça Filho *et al.*, 2012; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012). O querogênio do tipo II, geralmente, está associado a matéria orgânica planctônica, em ambientes marinhos e lacustres de água doce (Tissot & Welte, 1984; Vandenbroucke & Largeau, 2007; Mendonça Filho *et al.*, 2012; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012); enquanto o tipo III é proveniente de plantas terrestres superiores, e pode ser associado a insumos terrestres em ambientes lacustres-marinhos (Tissot & Welte, 1984; Vandenbroucke & Largeau, 2007; Mendonça Filho *et al.*, 2012; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012); e, por último, o querogênio do tipo IV indica matéria orgânica oxidada/degradada.

Como discutido anteriormente, os parâmetros geoquímicos, mais especificamente quando aplicados ao tipo de querogênio, para as seções estudadas, nem sempre refletem o ambiente deposicional, já que dependem da preservação da matéria orgânica e do grau de maturação da rocha. No entanto, fornecem informações valiosas quando correlacionados com os parâmetros petrográficos, podendo, assim, indicar com maior precisão o paleoambiente deposicional de determinada amostra e/ou seção.

Para ambos os poços, as amostras mais de base da formação, que representam o Membro Taquaral, apresentaram, através dos dados geoquímicos, querogênio dos tipos II, III e IV (Tabela 10). Esses resultados indicariam a existência de um ambiente deposicional com contribuição de matéria orgânica de origem marinha e terrestre. No entanto, a composição de palinofácies indica um ambiente com grandes quantidades de MOA (proveniente de atividade microbiana) quando comparado com a quantidade de fitoclastos (material continental). A análise de petrografia orgânica indicou quantidades pequenas de vitrinita. A composição com contribuintes, principalmente, marinhos, juntamente com a litologia de baixa energia (em maioria, siltitos não betuminosos), permite determinar como paleoambiente deposicional um ambiente marinho mais distal, onde ocorrem diferentes tipos de querogênio em decorrência da degradação da matéria orgânica (identificada através da ausência de fluorescência da MOA em ambos os poços). Essa constatação é

coerente com as características do Membro Taquaral descrita por Araújo et al. (2001) em amostras de testemunhos de sondagem no sul de Santa Catarina e no Rio Grande do Sul.

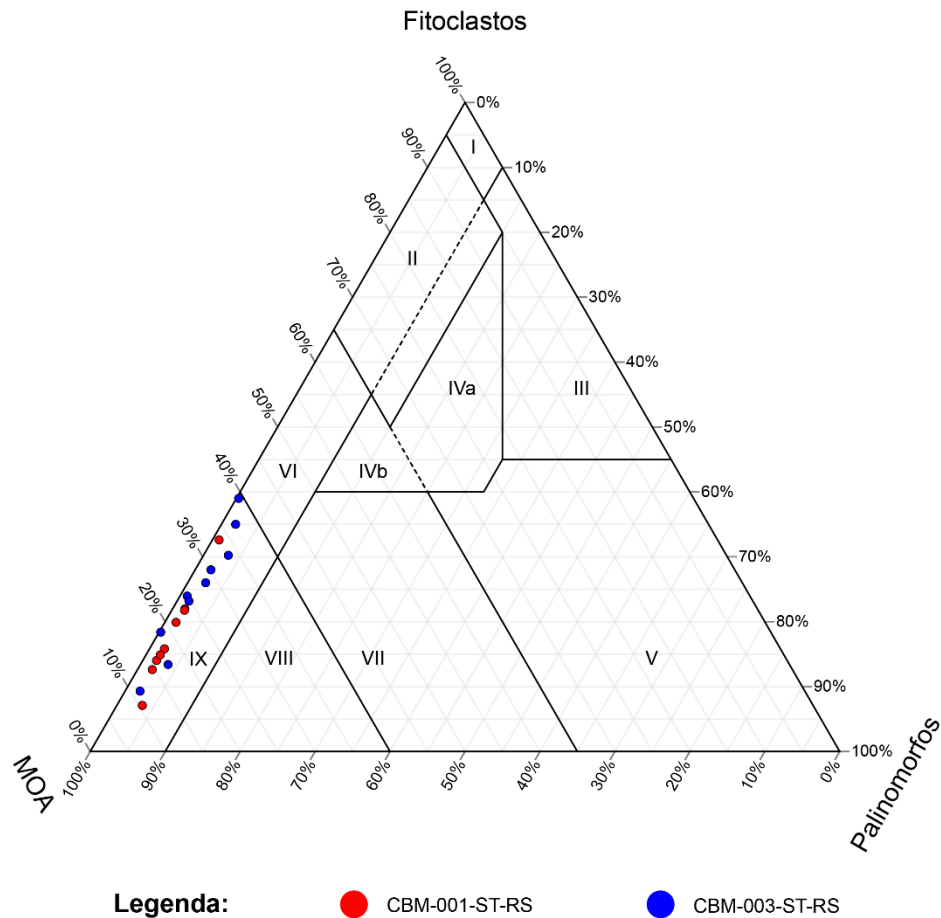
As amostras da base do Membro Assistência, onde ocorrem intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos, apresentam características e tipos de querogênio diferentes do que ocorre no Membro Taquaral. Este nível apresenta, para os dois poços, maior aporte de material continental (vitritas observadas através da petrografia orgânica e fitoclastos através da palinofácies, incluindo membranas com fluorescência), menores quantidades de MOA e presença de *Botryococcus*. A presença comum de *Botryococcus* indica a proveniência de um ambiente lacustre com oxigênio suficiente para proliferação das colônias. No entanto, como essas algas apresentam alta fluorescência de cor alaranjada, indica que o ambiente possuía, também, condições redutoras, permitindo a preservação da matéria orgânica (Mendonça Filho et al., 2010a). Além disso, maiores quantidades de material continental, em especial, das membranas com fluorescência, permite inferir um ambiente mais proximal em relação à região deltaica que alimentava a bacia com material orgânico terrestre. Levando esses aspectos em consideração, pode-se determinar que o ambiente deposicional apresentava condições de coluna d'água estratificada, onde é favorecida a preservação da matéria orgânica. As características litológicas indicam que este nível se refere a uma plataforma carbonática.

Por fim, o topo do Membro Assistência apresenta características similares as do Membro Taquaral. Baixo aporte de material continental com grandes quantidades de MOA sem fluorescência e litologias de baixa energia, indicando que se retoma um ambiente deposicional marinho distal.

Todas as amostras analisadas, para ambos os poços, foram classificadas no campo de palinofácies IX, onde a matéria orgânica particulada apresenta características deposicionais de bacia distal subóxica-anóxica/plataforma carbonática/marinho restrito (Figura 28). Segundo Tyson (1993), Menezes et al. (2008) e Mendonça Filho et al. (2010), o campo de palinofácies IX apresenta MOA dominante com baixo conteúdo de palinomorfos, frequentemente rico em alginatas, podendo ser depósitos de águas profundas, depósitos de condições de coluna d'água estratificada ou sedimentos de bacia fangosa. Segundo esses autores, os principais tipos de querogênio para esse tipo de ambiente são I e II. É possível perceber que o poço CBM-003-ST-RS apresenta quantidades maiores de aporte de material

continental, representado pela quantidade de fitoclastos presentes nas amostras (Figura 28). Além disso, a presença comum de membranas com fluorescência no poço CBM-003-ST-RS indica que o mesmo possui intervalos deposicionais com características mais proximais quando comparado com o poço CBM-001-ST-RS.

Pode-se determinar que a Formação Irati foi depositada em ambiente deposicional marinho com estratificação da coluna d'água, uma vez que o querogênio tipo I é justificado pela MOA (principal grupo de querogênio para todas as amostras) e pelas algas do gênero *Botryococcus* e o querogênio do tipo II é proveniente de ambiente marinho, representado, em algumas amostras, por Acritarcos. Além disso, a litologia corrobora para este ambiente, uma vez que o Membro Taquaral e o topo do Membro Assistência são constituídos por folhelhos e siltitos, que são rochas típicas de ambientes com baixa energia, abaixo do nível das ondas de tempo bom e tempestade (Araújo *et al.*, 2001; Xavier *et al.*, 2018), e a base do Membro Assistência é constituída por intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos, indicando uma plataforma carbonática mais rasa e com maior aporte de material continental. Por último, o querogênio do tipo IV representa matéria orgânica degradada, indicando níveis menos preservados ou degradados por processos térmicos.



Campo de Palinofácies	Características Depositionais da Matéria Orgânica Particulada	Tipo de Querogênio
I	Bacia ou plataforma altamente proximal	III
II	Bacia marginal disóxica-anóxica	III
III	Plataforma óxica heterolítica ("plataforma proximal")	III ou IV
IV	Transição plataforma-bacia	III ou II
V	Plataforma óxica dominada por lama ("plataforma distal")	III > IV
VI	Plataforma proximal subóxica-anóxica	II
VII	"Plataforma" distal disóxica-anóxica	II
VIII	Plataforma distal disóxica-óxica	II >> I
IX	Bacia distal subóxica-anóxica/Plataforma carbonática/Marinho restrito	II ≥ I

Figura 28. Diagrama ternário ilustrando os valores percentuais dos três grupos principais de querogênio para as amostras dos poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, além dos respectivos campos de paleoambiente correspondentes à deposição de matéria orgânica baseado em Tyson (1993), Menezes et al. (2008) e Mendonça Filho et al. (2010).

Ao correlacionar os tipos de querogênio classificados através de parâmetros geoquímicos, associação de palinofácies e características identificadas através da petrografia orgânica, é possível determinar como paleoambiente deposicional um ambiente marinho restrito. Esse ambiente recebeu concentrações variáveis de materiais de fontes terrestres a partir do delta de sistemas fluviais. A estratificação da

coluna d'água foi fundamental para a circulação e transporte de algas e matéria orgânica amorfa de água doce em condições subóxicas e sua preservação em um fundo marinho redutor anóxico.

7.3 MATURAÇÃO

Neste trabalho, a maturação das amostras estudadas foi determinada através de três análises diferentes: refletância da vitrinita (Rr%), índice de coloração de esporos (ICE) e pirólise (pelo parâmetro T_{MAX}) (Tabela 11).

A R_{r_{cal}}% através do T_{MAX} foi calculada a partir da Equação 1 apresentada por Evenick (2021), onde o coeficiente de correlação é de 0,95.

$$R_{r_{cal}}\% = (0,013 \times T_{max}) - 5,0 \quad (1)$$

Equação 1. Fórmula para calcular a R_{r_{cal}}% através do T_{MAX}.

Apesar de pequenas variações entre a Rr% medida, a R_{r_{eq}}% determinada através do ICE e a R_{r_{cal}}% calculada através do T_{MAX}, pode-se observar que os valores obtidos são correlacionáveis, indicando a mesma tendência de valores (Figura 29).

O parâmetro T_{MAX} deve ser utilizado para determinação da maturação com ressalvas, uma vez que o mesmo é calculado através do pico de S₂ da amostra. Quando a amostra apresenta concentrações baixas de S₂, como é o caso de grande parte das amostras analisadas, a determinação do T_{MAX} se torna dificultada, podendo implicar em valores de T_{MAX} imprecisos (Yang & Horsfield, 2020; Evenick, 2021). Todas as amostras, com exceção das afetadas termicamente, se encontram no estágio da janela de geração de hidrocarbonetos. Isso significa que essas amostras já iniciaram o processo de geração, o que acarreta numa diminuição do pico S₂. Levando isso em consideração, a R_{r_{cal}}% através do T_{MAX} não apresenta a melhor correlação com a Rr% medida para as amostras analisadas, quando comparada com

a correlação existente entre a Rr% medida e a Rreq% através do ICE, que apresenta maior confiabilidade.

Tabela 11. Valores de Rr% medida, Rreq% através do ICE e Rrcal% através do T_{MAX}.

Poço	Amostra	Rr%	Rreq% - ICE	Rrcal% - T _{MAX}
CBM-001-ST-RS	23-015	0,81	0,70 – 0,75	0,79
	23-031	0,78	0,70 – 0,75	0,79
	17-067	0,84	0,75 – 0,80	0,68
	23-041	1,59	1,50	0,65
	23-046	0,80	0,75 – 0,80	0,75
	17-075	0,67	0,70 – 0,75	0,68
	15-031	0,62	0,70 – 0,75	0,72
	17-078	0,82	0,65 – 0,70	0,71
	17-082	0,72	0,65 – 0,70	0,68
CBM-003-ST-RS	22-071	1,73	1,50 – 2,00	-
	23-053	0,72	0,70 – 0,75	0,72
	23-056	0,77	0,75 – 0,80	0,67
	23-059	0,75	0,70 – 0,75	0,72
	23-065	0,74	0,70 – 0,75	0,59
	23-068	0,71	0,75 – 0,80	0,59
	23-069	0,79	0,70 – 0,75	0,59
	23-073	0,72	0,70 – 0,75	0,58
	23-080	0,79	0,70 – 0,75	0,73
	23-085	0,78	0,70 – 0,75	0,68

De acordo com os parâmetros de Rr% medida e ICE, e segundo a classificação de (Peters & Cassa, 1994), todas as amostras, com exceção das amostras termicamente afetadas classificadas como supermaturas (23-041 e 22-071), estão no estágio da janela de geração de hidrocarbonetos. Todas as amostras classificadas na janela de geração se encontram no pico de geração de hidrocarbonetos, com exceção da amostra 15-031 que, de acordo com a Rr% medida, está indicada como início da janela de geração.

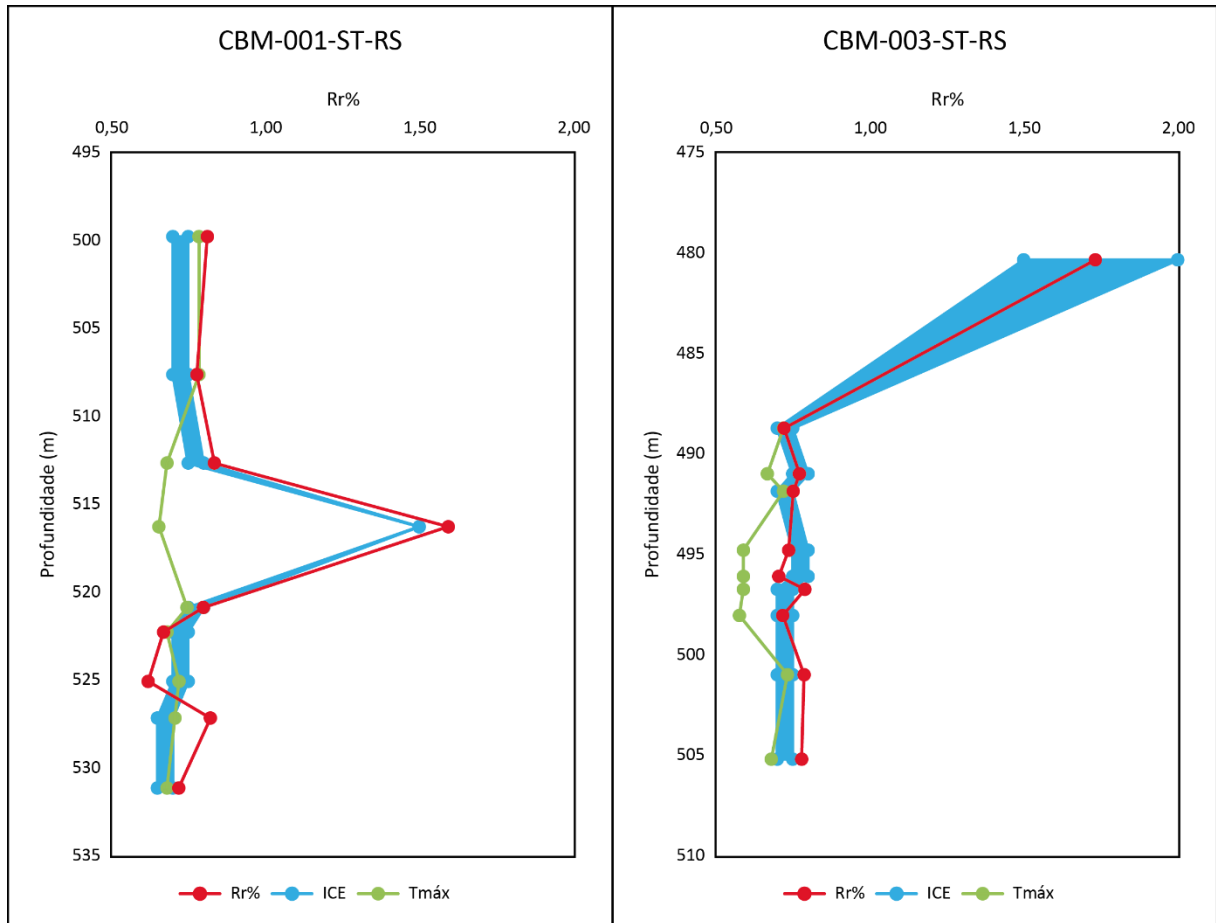


Figura 29. Refletância da vitrinita medida por microscopia em luz branca refletida (Rr%) em vermelho, $Rr_{eq}\%$ determinada através do ICE em azul e $Rr_{cal}\%$ calculada através do T_{MAX} em verde, ao longo dos perfis de ambos os poços.

A maturação, quando determinada através do T_{MAX} , classifica as amostras estudadas de maneira diferente. Seguindo, também, a classificação de Peters & Cassa (1994), o poço CBM-001-ST-RS apresenta, nas duas amostras mais de topo do Membro Assistência, pico da janela de geração, e no restante da seção, estágio inicial da janela de geração de hidrocarbonetos. Para o poço CBM-003-ST-RS, a amostra termicamente afetada (22-071) é classificada como imatura, as amostras do topo das intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos do Membro Assistência, além das amostras que representam o Membro Taquaral, são caracterizadas como início da janela de geração, enquanto que entre as profundidades de 494,8 e 498 m são classificadas como imaturas.

7.4 POTENCIAL GERADOR DE HIDROCARBONETOS

O potencial gerador de hidrocarbonetos pode ser determinado através de diferentes análises e parâmetros. Neste estudo, o potencial gerador foi classificado segundo Peters & Cassa (1994), com base nos parâmetros de COT, S_1 e S_2 (Tabela 2).

De acordo com os valores de COT, o poço CBM-001-ST-RS apresenta, na maior parte da seção, potencial de geração pobre a razoável, com exceção do nível que representa a base do Membro Assistência. Neste nível, onde ocorrem as intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos, o potencial de geração de hidrocarbonetos varia de bom a muito bom, apresentando duas amostras com COT > 2 wt%. No entanto, a análise de petrografia orgânica aponta que uma destas amostras que apresentariam potencial de geração muito bom está termicamente afetada (23-041), apresentando grandes quantidades de pirobetume (rico em carbono e depletado em hidrogênio), o que indica que o valor elevado de COT, na verdade, representa os hidrocarbonetos já gerados. Quando determinado através dos valores de S_1 e S_2 , o potencial de geração de hidrocarbonetos da seção é, principalmente, pobre, com exceção de uma única amostra (17-075), onde ocorre potencial de geração bom e razoável, respectivamente (Figura 30).

Para o poço CBM-003-ST-RS, os valores de COT indicam uma variação do potencial de geração de hidrocarbonetos de pobre a excelente. Diferentemente do poço CBM-001-ST-RS, a única amostra que apresenta potencial de geração pobre é a amostra termicamente afetada (22-071), enquanto que, no restante da seção, ocorre potencial de geração razoável a excelente, com predominância de potencial muito bom na base do Membro Assistência, com destaque para a amostra 23-056, onde ocorre potencial de geração de hidrocarbonetos excelente. Utilizando o S_1 e S_2 , a seção apresenta valores que indicam potencial de geração pobre a muito bom, com os valores mais elevados concentrados na base do Membro Assistência, representando potencial de geração de hidrocarbonetos de razoável a bom e de bom a muito bom, respectivamente (Figura 30).

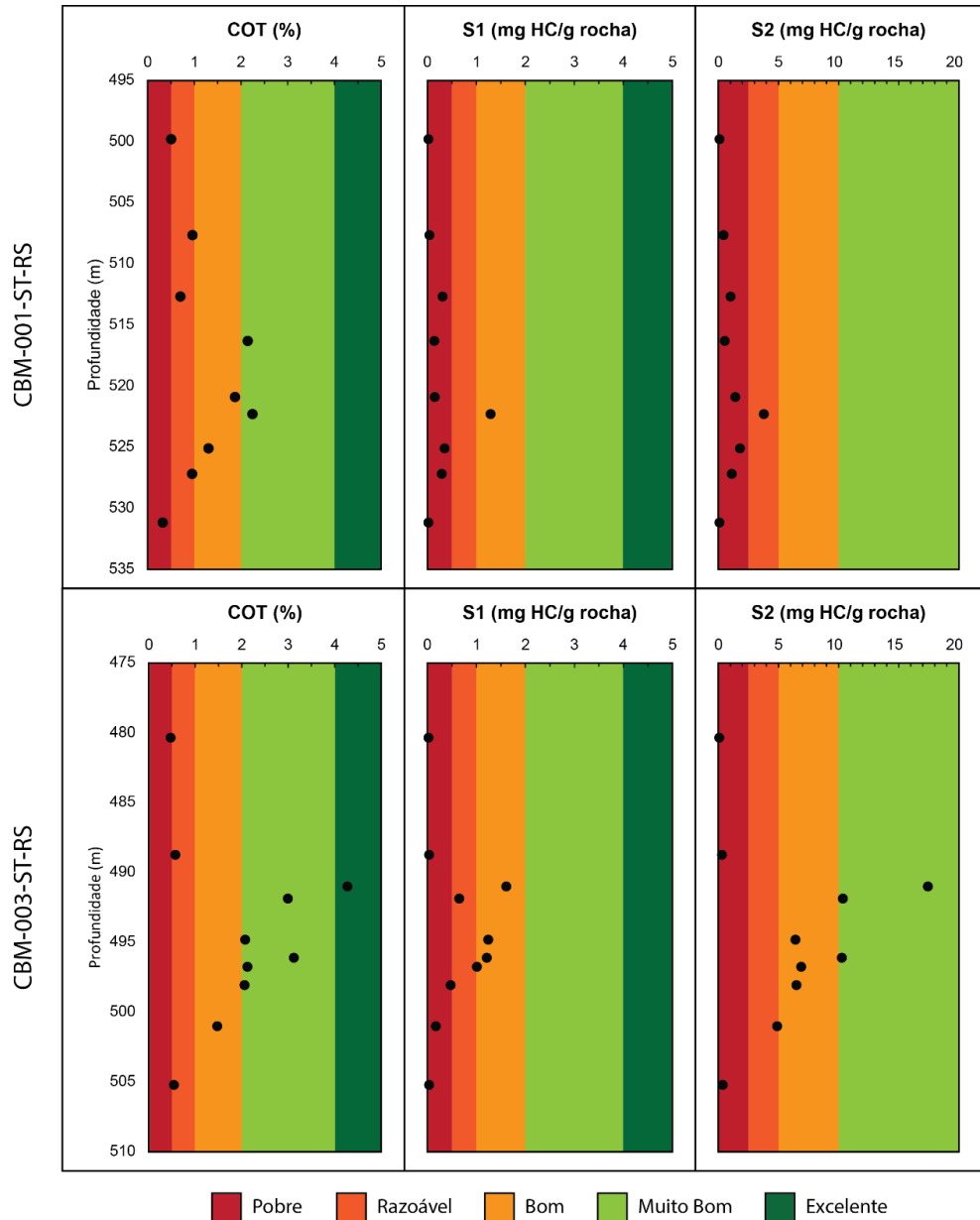


Figura 30. Classificação do potencial gerador de hidrocarbonetos para os poços CBM-001-ST-RS e CBM-003-ST-RS, com base nos parâmetros de COT, S₁ e S₂.

Para os dois poços, as amostras que apresentaram resultados geoquímicos mais promissores para potencial de geração de hidrocarbonetos estão concentradas na base do Membro Assistência (Figura 30), onde ocorrem as intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos. No entanto, a preservação da matéria orgânica também deve ser levada em consideração, e, no caso de ambas as seções, a matéria orgânica amorfa, principal constituinte orgânico em rochas geradoras, não apresenta fluorescência, o que pode indicar baixa preservação. Além disso, é importante ressaltar que, de acordo com a maturação determinada, as duas seções já se

encontram no início da janela de geração de hidrocarbonetos, o que significa que, provavelmente, já ocorreu geração de hidrocarbonetos nas amostras analisadas, o que diminuiria o potencial gerador das mesmas.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise integrada dos resultados obtidos neste trabalho permitiu, através de parâmetros descritivos, petrográficos e geoquímicos, identificar, em ambos os poços e de maneira bem definida, os dois membros da FI (Taquaral – base – e Assistência – topo), além de identificar três zonas diferenciadas por suas características geoquímicas e fácies orgânicas.

De modo geral, o Membro Taquaral é constituído por siltitos cinza não betuminosos, intercalado, por vezes, com finas camadas de folhelhos pretos. Possui uma concentração maior de sedimentos siliciclásticos, quando comparado ao Membro Assistência, e apresenta quantidades menores de material orgânico terrestre e betumes com baixa fluorescência. A composição orgânica do Membro Taquaral apresenta, predominantemente, matéria orgânica amorfa, seguida de fitoclastos, e, por último, pelo grupo dos palinomorfos, incluindo esporomorfos (esporos e grãos de pólen) e Acritarcos. Os dados de $Rr\%$, Rr_{eq} ao ICE e $Rr_{cal}\%$ pelo T_{MAX} , indicaram um estágio de maturação correspondente à janela de geração de hidrocarbonetos, podendo variar entre o início e o pico da janela de geração. Os parâmetros geoquímicos, obtidos através da pirólise, são compatíveis com um potencial de geração pobre a razoável. Além disso, a ocorrência de diferentes tipos de querogênio e a ausência de fluorescência na MOA, em ambos os poços, são indicativos de uma degradação da matéria orgânica decorrente da maturação e/ou de processos pré-deposicionais. As litologias típicas de baixa energia, juntamente com a composição orgânica de origem marinha dominante, permite definir um paleoambiente deposicional marinho mais distal para o Membro Taquaral.

O Membro Assistência é composto por intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos na base, seguido de um espesso pacote de folhelhos, e apresentou duas zonas com características distintas entre si. Além disso, no poço CBM-001-ST-RS, ocorre uma intrusão ígnea centimétrica no topo do nível de intercalação de carbonatos

e folhelhos betuminosos, enquanto, para o CBM-003-ST-RS, uma intrusão ígnea de 18 metros ocorre no topo do membro.

A zona basal do Membro Assistência apresentou grandes quantidades de material orgânico continental, betumes com alta fluorescência e bastante material orgânico de origem marinha e terrestre com fluorescência. Assim como o Membro Taquaral, ocorreu predominância de MOA, seguido de fitoclastos (incluindo membranas com fluorescência), e, por fim, os palinomorfos (ocorrendo algas do gênero *Botryococcus*). A maturação, determinada através da $Rr\%$, $R_{req}\%$ e $R_{cal}\%$, indicou que as amostras se encontram, também, no início da janela de geração de hidrocarbonetos (início ou pico), variando de acordo com a classificação, com exceção da amostra termicamente afetada. O poço CBM-001-ST-RS apresentou parâmetros que indicaram potencial de geração razoável a muito bom. No entanto, a amostra que representaria o melhor potencial da seção sofreu efeito térmico da intrusão ígnea presente, acarretando na geração e degradação térmica dos hidrocarbonetos (indicado pela presença de pirobetume em abundância). O poço CBM-003-ST-RS apresentou resultados geoquímicos que definiram o potencial de geração como razoável a excelente. Apesar de apresentarem potenciais de geração de hidrocarbonetos promissores, é importante ressaltar que as seções analisadas já estão no estágio da janela de geração e que houve ocorrência de óleo nos testemunhos estudados, ainda que pequena, o que implica numa diminuição do potencial gerador. Em ambos os poços, ocorrem dois níveis mais promissores (no topo das intercalações de carbonatos e folhelhos betuminosos e entre as intercalações), o que permitiu correlacionar os dois poços lateralmente. A presença comum de algas do gênero *Botryococcus* preservadas, além de demonstrar maiores quantidades de material continental, permitiu, também, indicar que o ambiente deposicional da base do Membro Assistência apresentava condições de coluna d'água estratificada, onde é favorecida a preservação da matéria orgânica. As características litológicas e a composição orgânica indicam que este nível se refere a uma plataforma carbonática rasa a intermediária.

A segunda zona do Membro Assistência, que representa o topo da Formação Irati, retoma as características observadas no Membro Taquaral. Esta zona apresentou baixa quantidade de material orgânico continental e ocorrência de betumes com baixa fluorescência, além de predominância de matéria orgânica amorfa, seguido de fitoclastos e palinomorfos. A maturação desta seção segue o

observado ao longo da formação, onde as amostras se encontram na janela de geração, variando entre o início e o pico da janela, com exceção da amostra termicamente afetada. A seção apresentou potencial de geração pobre a razoável, no entanto, assim como no Membro Taquaral, a presença de diferentes tipos de querogênio e da ausência de fluorescência na MOA indicam que a matéria orgânica da seção sofreu algum processo de degradação. Por fim, o topo da formação apresentou características similares às do Membro Taquaral, indicando que se retoma um ambiente deposicional marinho distal.

Ao integrar os dados obtidos nos dois poços analisados, pode-se apontar que a FI apresenta continuidade lateral, ao menos na região de estudo, e se depositou em paleoambiente deposicional marinho restrito com contribuições variáveis de material orgânico terrestre, sugerindo a sucessão entre as condições proximais e distais ao longo da deposição e estratificação da coluna d'água. As seções apresentaram dois intervalos promissores em termos de geração, ambos no Membro Assistência, no entanto, esse potencial é reduzido, uma vez que as amostras já se encontram na janela de geração de hidrocarbonetos. Para contribuir com o presente trabalho, pretende-se, em estudos futuros, correlacionar os dados aqui gerados com outras porções da bacia.

REFERÊNCIAS

- Afonso, J., Schmal, M. & Cardoso, J. (1994). Hydrocarbon distribution in the Irati shale oil. *Fuel* **73**, 363–366.
- Alferes, C., Rodrigues, R. & Pereira, E. (2012). Geoquímica orgânica aplicada à Formação Irati, na área de São Mateus do Sul (PR), Brasil. *Geochimica Brasiliensis* **25**, 47–54.
- Amaral, S.E. (1967). *Contribuição ao conhecimento geológico, petrográfico e sedimentológico da Formação Irati, no Estado de São Paulo*. Tese de Livre Docência, Universidade de São Paulo.
- Andrade, C.L.N. de., Cardoso, T.R.M., Santos, R.R., Dino, R. & Machado, A. de J. (2020). Organic facies and palynology from the middle to late Devonian of the Pimenteiras Formation, Parnaíba Basin, Brazil. *Journal of South American Earth Sciences* **99**, 102481.
- Araújo, L.M., Rodrigues, R. & Scherer, C.M.S. (2001). Sequências deposicionais Irati: Arcabouço químioestratigráfico e inferências paleoambientais. In Melo, J.H.G. & Terra, G.J.S. (Eds.), *Correlação de Sequências Paleozóicas Sul-Americanas* (pp. 193–202). Petrobrás.
- Assine, M.L., Soares, P.C. & Milani, É.J. (1994). Sequências tectono-sedimentares mesopaleozóicas da Bacia do Paraná, sul do Brasil. *Revista Brasileira de Geociências* **24**, 77–89.
- ASTM International. (1985). D2797-85 Standard Practice for Preparing Coal Samples for Microscopical Analysis by Reflected Light. *ASTM*.
- ASTM International. (2014). D7708-14 Standard Test Method for Microscopical Determination of the Reflectance of Vitrinite Dispersed in Sedimentary Rocks. *ASTM*.
- Balbinot, M. (2012). *Caracterização geoquímica de rochas geradoras do intervalo Cretáceo-Terciário da Bacia de Santos, Brasil*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Bastos, L.P.H., Rodrigues, R., Pereira, E., Bergamaschi, S., Alferes, C.L.F., Augland, L.E., Domeier, M., Planke, S. & Svensen, H.H. (2021). The birth and demise of the vast epicontinental Permian Irati-Whitehill sea: Evidence from organic

geochemistry, geochronology, and paleogeography. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* **562**, 110103.

Beurlen, K. (1957). Faunas salobras fósseis e o tipo ecológicopaleogeográfico das faunas Gondwânicas no Brasil. *Anais da Academia Brasileira de Ciências* **29**, 229–241.

Bicca, M.M., Kalkreuth, W., da Silva, T.F., de Oliveira, C.H.E. & Genezini, F.A. (2020). Thermal and depositional history of Early-Permian Rio Bonito Formation of southern Paraná Basin – Brazil. *International Journal of Coal Geology* Elsevier B.V. **228**,.

Braga, M.A. da S. (2001). *Caracterização da Maturação Térmica numa Seção da Formação Irati (Permiano da Bacia do Paraná) Através de Parâmetros Físicos (ICE e % Ro), Químicos (Biomarcadores) e Físico-químicos (Pirólise Rock-Eval)*. Estágio de Campo IV, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Cioccari, G.M. (2018). *Interpretação Geoquímica e Modelagem Térmica na Geração Atípica de Hidrocarbonetos - Um Exemplo na Formação Irati, Bacia do Paraná*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Coelho, A.C.M.Q., Antonioli, L., Dino, R. & Portela, H.A. (2014). Evaluation of the potential generator Aptian-Albian oil section of the Sergipe Basin, integrating palynofacies and organic geochemistry analyses. *Brazilian Journal of Geology* Sociedade Brasileira de Geologia **44**, 579–595.

Collares, G.C. (2015). *Perfil Estratigráfico da Formação Irati nas Jazidas de Santa Terezinha, Chico Lomã e Morungava no Estado do Rio Grande do Sul - Avaliação Preliminar do Potencial de Gás de Folhelho na Região*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Correa da Silva, Z.C. & Cornford, C. (1985). The kerogen type, depositional environment and maturity, of the Irati Shale, Upper Permian of Paraná Basin, Southern Brazil. *Organic Geochemistry* **8**, 399–411.

Costa Neto, C., Furtado, E.G., Concha, F.J.M., Cardoso, J.N. & Quadros, L.P. (1978). Anomalies in the stratigraphic distribution of hydrocarbons in the Irati oil-shale. *Chemical Geology* **23**, 181–192.

Dalrymple, R.W. (2010). Interpreting sedimentary successions: facies, facies analysis and facies models. In Dalrymple, R.W. (Eds.), *Facies Models* (pp. 3–18). St. John's: Geological Association of Canada.

Derby, O.A. (1878). Geologia da região diamantífera da pro- víncia do Paraná. In Anais do arquivos do Museu Nacional. Rio de Janeiro.

Espitalié, J., Laporte, J.L., Madec, M., Marquis, F., Leplat, P., Paulet, J. & Boutefeu, A. (1977). Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institut Français du Pétrole* **32**, 23–42.

Evenick, J.C. (2021). Examining the relationship between Tmax and vitrinite reflectance: An empirical comparison between thermal maturity indicators. *Journal of Natural Gas Science and Engineering* **91**, 103946.

Goldberg, K. & Humayun, M. (2016). Geochemical paleoredox indicators in organic-rich shales of the Irati Formation, Permian of the Paraná Basin, southern Brazil. *Brazilian Journal of Geology* **46**, 377–393.

Hachiro, J. (1991). *Litotipos, associações faciológicas e sistemas deposicionais da formação Irati no Estado de São Paulo*. Dissertação de Mestrado, Universidade de São Paulo.

Hachiro, J. (1997). *O Subgrupo Irati (Neopermiano) da Bacia do Paraná*. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo.

Hackley, P.C., Araujo, C.V., Borrego, A.G., Bouzinos, A., Cardott, B.J., Cook, A.C., Eble, C., Flores, D., *et al.* (2015). Standardization of reflectance measurements in dispersed organic matter: Results of an exercise to improve interlaboratory agreement. *Marine and Petroleum Geology Elsevier Ltd* **59**, 22–34.

Holz, M., França, A.B., Souza, P.A., Iannuzzi, R. & Rohn, R. (2010). A stratigraphic chart of the Late Carboniferous/Permian succession of the eastern border of the Paraná Basin, Brazil, South America. *Journal of South American Earth Sciences* **29**, 381–399.

International Committee for Coal Petrology. (1971). *International Handbook of Coal Petrography*. England: University of Newcastle upon Tyne.

International Committee for Coal Petrology. (1993). *International Handbook of Coal Petrography*. England: University of Newcastle upon Tyne.

Kayser, F.H.E. (1990). Alguns fósseis paleozóicos do Estado do Paraná. *Revista do Museu Paulista* 301–311.

Lange, F.W. & Petri, S. (1967). The Devonian of the Paraná Basin. In Bigarella, J.J. (Eds.), *Problems in Brazilian Devonian geology* (pp. 5–55). Curitiba: Universidade Federal do Paraná.

Lavina, E., Barbarena, D.A. & Azevedo, S.A. (1991). Tempestades de Inverno e Altas Taxas de Mortalidade de Répteis Mesossauros. Um Exemplo a Partir do Afloramento Passo São Borja, RS. *Pesquisas em Geociências* **18**, 64.

López, L., Lo Mónaco, S., Kalkreuth, W. & Peralba, M. do C.R. (2019). Assessment of the depositional environment and source rock potential of permian shales, siltstones and coal seams from the Santa Terezinha Coalfield, Paraná Basin, Brazil. *Journal of South American Earth Sciences* **94**, 102227.

Maack, R. (1947). Breves notícias sobre a Geologia dos estados do Paraná e Santa Catarina. *Arquivos de Biologia e Tecnologia* **2**, 63–154.

Martins, C.M.S., Cerqueira, J.R., Ribeiro, H.J.P.S., Garcia, K.S., da Silva, N.N. & Queiroz, A.F. de S. (2020). Evaluation of thermal effects of intrusive rocks on the kerogen present in the black shales of Irati Formation (Permian), Paraná Basin, Brazil. *Journal of South American Earth Sciences* **100**, 102559.

Mendes, J.C. (1984). Sobre os paleoambientes deposicionais do Grupo Passa Dois. *Revista do Instituto Geológico* **5**, 15–24.

Mendes, J.C., Fúlfaro, V.J., Amaral, S.E. do. & Landim, P.M.B. (1966). A Formação Irati (Permiano) e fácies associadas. *Boletim da Sociedade Brasileira de Geologia* **15**, 23–43.

Mendonça Filho, J.G., Chagas, R.B.A., Menezes, T.R., Mendonça, J.O., da Silva, F.S. & Sabadini-Santos, E. (2010a). Organic facies of the Oligocene lacustrine system in the Cenozoic Taubaté basin, Southern Brazil. *International Journal of Coal Geology* **84**, 166–178.

Mendonça Filho, J.G., Menezes, T.R. & Mendonça, J. de O. (2011). Organic Composition (Palynofacies Analysis). In Anais do ICCP Training Course on Dispersed Organic Matter. Porto.

Mendonça Filho, J.G., Menezes, T.R., Mendonça, J. de O., de Oliveira, A.D., Silva, T.F., Rondon, N.F. & da Silva, F.S. (2012). Organic Facies: Palynofacies and Organic Geochemistry Approaches. *Geochemistry - Earth's System Processes InTech*.

Mendonça Filho, J.G., Menezes, T.R., Mendonça, J.O. & Oliveira, A.D. (2010b). Application of organic facies in sedimentological-stratigraphical model of the Oligo-Miocene and Miocene of the Campos Basin. *Boletim de Geociências Rio de Janeiro* **18**, 153–177. <https://www.researchgate.net/publication/286515963>.

Menezes, T.R., Graciano, J., Filho, M., Araujo, C.V., Viegas, I., De Souza, A.F., De, J. & Mendonça, O. (2008). Fácies orgânica: conceitos, métodos e estudos de casos na indústria do petróleo. *Revista Brasileira de Geociências* **38**, 80–96. www.sbgeo.org.br.

Milani, E.J. (1997). *Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana Sul-Occidental*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Milani, E.J., Assine, M.L., Soares, P.C. & Daemon, R.F. (1995). A Seqüência Ordovício-Siluriana da Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobrás* **8**, 257–273.

Milani, E.J., Faccini, U.F., Scherer, C.M., Araújo, L.M. & Cupertino, J.A. (1998). Sequências e hierarquia estratigráfica da bacia do Paraná (Ordoviciano ao Cretáceo), sul do Brasil. *Boletim IG-USP. Série Científica* **29**, 125.

Milani, E.J., França, A.B. & Schneider, R.L. (1994). Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobrás* **8**, 69–82.

Milani, E.J., Gonçalves de Melo, J.H., Alves de Souza, P. & Fernandes, L.A. (2007). Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências - Petrobrás* **15**, 265–287. <https://www.researchgate.net/publication/265291564>.

Milani, E.J. & Ramos, V.A. (1998). Orogenias Paleozóicas no Domínio Sul-Occidental do Gondwana e os Ciclos de Subsidência da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências* **28**, 473–484. <https://www.researchgate.net/publication/35259741>.

Moraes Rêgo, L.F. (1931). *A Geologia do Petróleo no Estado de S. Paulo*. Rio de Janeiro: Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil.

Oliveira, E.P. (1927). *Geologia e recursos minerais do estado do Paraná*. Rio de Janeiro: Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil.

Peters, K.E. (1986). Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* **70**, 318–329.

Peters, K.E. & Cassa, M.R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. In Magoon, L.B. & Dow, W.G. (Eds.), *The petroleum system - from source to trap* AAPG Memoir. <https://www.researchgate.net/publication/267838577>.

Pickel, W., Kus, J., Flores, D., Kalaitzidis, S., Christanis, K., Cardott, B.J., Miszkennan, M., Rodrigues, S., *et al.* (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology* **169**, 40–61.

Reis, D.E.S., Rodrigues, R., Moldowan, J.M., Jones, C.M., Brito, M., da Costa Cavalcante, D. & Portela, H.A. (2018). Biomarkers stratigraphy of Irati Formation (Lower Permian) in the southern portion of Paraná Basin (Brazil). *Marine and Petroleum Geology* **95**, 110–138.

Relatório Anual de Exploração (2020).

Ribeiro, N. de L.T. de V.P. (2011). *Contribuição para o estudo da matéria orgânica do Sinemuriano Superior de S. Pedro de Moel e de Peniche (Portugal)*. Dissertação de Mestrado, Universidade de Coimbra.

Rocha, H. V., Sant'Anna, L.G., Rodrigues, C.F.A., Mendes, M., Pereira, Z., Lopes, G., Fernandes, P., Pereira, E., *et al.* (2023). The paleoenvironmental and thermal histories of the Permian Irati Formation shale in the Paraná Basin, Brazil: An integrated approach based on mineralogical and organic imprints. *Marine and Petroleum Geology* **154**, 106328.

Sant'ana, P.N. (2022). *Caracterização da evolução térmica dos produtos de hidropirólise dos folhelhos da Formação Irati, Bacia do Paraná*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Santos, R.V., Dantas, E.L., Oliveira, C.G. de., Alvarenga, C.J.S. de., Anjos, C.W.D. dos., Guimarães, E.M. & Oliveira, F.B. (2009). Geochemical and thermal effects of a basic sill on black shales and limestones of the Permian Irati Formation. *Journal of South American Earth Sciences* **28**, 14–24.

Santos, R.V., Souza, P.A., de Alvarenga, C.J.S., Dantas, E.L., Pimentel, M.M., de Oliveira, C.G. & de Araújo, L.M. (2006). Shrimp U–Pb zircon dating and palynology of bentonitic layers from the Permian Irati Formation, Paraná Basin, Brazil. *Gondwana Research* **9**, 456–463.

Schneider, R.L., Muhlmann, H., Tommasi, E., Medeiros, R.A., Daemon, R.F. & Nogueira, A.A. (1974). Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. In Anais do XXVIII Congresso Brasileiro de Geologia. Porto Alegre.

Soares, P.C. (1991). *Tectônica sinsedimentar cíclica na Bacia do Paraná: controles*. Tese para provimento de vaga de Professor Titular, Universidade Federal do Paraná.

Stach, E., Mackowsky, M.T., Teichmueller, M., Taylor, G.H., Chandra, D. & Teichmueller, R. (1982). *Stach's textbook of coal petrology*. Schweizerbart Science Publishers.

Suárez-Ruiz, I., Flores, D., Mendonça Filho, J.G. & Hackley, P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, geological applications. *International Journal of Coal Geology*.

Taylor, G.H., Teichmuller, M., Davis, A.C.F.K., Diessel, C.F.K., Littke, R. & Robert P. (1998). *Organic Petrology*. Berlin-Stuttgart: Borntraeger.

Tissot, B.P. & Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Tyson, R. V. (1993). Palynofacies Analysis. *Applied Micropalaeontology* (pp. 153–191). Dordrecht: Springer Netherlands.

Tyson, R. V. (1995). *Sedimentary Organic Matter. Sedimentary Organic Matter* Springer Netherlands.

Vail, P.R., Mitchum, R.M. & Thompson, S. (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3: relative changes of sea level from coastal onlap. In Payton, C.E. (Eds.), *Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration* (pp. 63–81). Tulsa: American Association of Petroleum Geologists Memoir.

Van Krevelen, D.W. (1961). Coal. (pp. 113–120). New York: Elsevier Publishing Company.

Van Krevelen, D.W. (1993). *Coal: Typology, Physics, Chemistry, Constitution*. Amsterdam: Elsevier.

Vandenbroucke, M. & Largeau, C. (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry*.

Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A. & Krooss, B.M. (2010). High-pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil. *International Journal of Coal Geology* **84**, 190–205.

White, I.C. (1908). *Relatório sobre as Coal Measures e rochas associadas ao sul do Brasil*. Rio de Janeiro: Comissão das Minas de Carvão de Pedra do Brasil.

Xavier, P.L.A., Silva, A.F., Soares, M.B., Horn, B.L.D. & Schultz, C.L. (2018). Sequence stratigraphy control on fossil occurrence and concentration in the epeiric mixed carbonate-siliciclastic ramp of the Early Permian Irati Formation of southern Brazil. *Journal of South American Earth Sciences* **88**, 157–178.

Yang, S. & Horsfield, B. (2020). Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. *International Journal of Coal Geology* **225**, 103500.

Zerfass, H., Chemale, F. & Lavina, E. (2005). Tectonic Control of the Triassic Santa Maria Supersequence of the Paraná Basin, Southernmost Brazil, and its Correlation to the Waterberg Basin, Namibia. *Gondwana Research* **8**, 163–176.