



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.

GUSTAVO CARBONARI COLLARES

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 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 em Geologia III, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Orientador(a): Prof.(a) Dr.(a) Ruth Hinrichs

Supervisor: Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth

Porto Alegre, 2015

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL

Reitor: Carlos Alexandre Netto

Vice-Reitor: Rui Vicente Oppermann

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Diretor: André Sampaio Mexias

Vice-Diretor: Nelson Luiz Sambaqui Gruber

Collares, Gustavo Carbonari

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. / Gustavo Carbonari Collares. - Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2015. [70 f.] il.

Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso).- Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Graduação em Geologia. Instituto de Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2015.

Orientador(es): Ruth Hinrichs

Coorientador(es): Wolfgang Kalkreuth

1. Formação Irati 2. Shale gas 3. COT 4. Rock Eval I. Título.

CDU 55

Catálogo na Publicação

Biblioteca Instituto de Geociências - UFRGS

Veleida Ana Blank

CRB 10/581

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Campus do Vale Av. Bento Gonçalves, 9500 - Porto Alegre - RS - Brasil

CEP: 91501-970 / Caixa Postal: 15001.

Fone: +55 51 3308-8329 Fax: +55 51 3308-8337

E-mail: bibgeo@ufrgs.br

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM GEOLOGIA

A Comissão Examinadora, abaixo assinada, aprova o Trabalho de Conclusão de Curso “**PERFIL ESTRATIGRÁFICO DA FORMAÇÃO IRATI NAS JAZIDAS DE SANTA TEREZINHA, CHICO LOMÃ E MORUNGAVA E AVALIAÇÃO PRELIMINAR DO POTENCIAL DE GÁS DE FOLHELHO NA REGIÃO**”, elaborado por GUSTAVO CARBONARI COLLARES, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

Comissão Examinadora:

Maria do Carmo Peralba

Vitor Paulo Pereira

Lauro V. S. Nardi

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço minha família, especialmente meus pais, Paulo e Dolores, e meu irmão Fernando, por terem me acompanhado durante o curso, me incentivando e apoiando sempre e, principalmente, agradeço por tê-los como exemplo na vida.

Também agradeço aos meus verdadeiros amigos. Aos que fiz durante a vida, assim como aqueles que a Geologia me presenteou, e que estiveram ao meu lado tanto nos momentos difíceis como naqueles em que a felicidade foi absoluta.

A todos do Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, por me acolherem durante mais de 2 anos, fazendo com que eu acordasse todos os dias sabendo que iria para um lugar que me fazia bem. À Priscila e ao Gustavo, um muito obrigado por terem me guiado nos primeiros meses no laboratório. Agradeço a Carol por estar sempre a disposição para me ajudar. Também agradeço ao meu colega de curso e de formatura Airan, por ter me acompanhado incansavelmente durante o meu trabalho de conclusão.

A professora Ruth, minha orientadora no trabalho de conclusão, por ter despendido muitas horas comigo no momento em que eu mais precisava.

Ao professor Kalkreuth, serei sempre grato por ter confiado em mim, tendo me orientado por mais de 2 anos, me apresentando o universo do carvão, do folhelho, da matéria orgânica, do petróleo e do gás. Uma quantidade incalculável de conhecimento que levarei para vida.

Ao *Geological Survey of Denmark and Greeland*, em Copenhague, Dinamarca, pela realização das análises de COT e *Rock Eval* do meu TCC.

Ao CNPq pelo financiamento do projeto de pesquisa do qual participei e pela bolsa a mim concedida.

Por fim, agradeço a Universidade Federal do Rio Grande do Sul pela estrutura fantástica disponibilizada a mim durante todo curso, abrindo portas para meu futuro.

RESUMO

O *shale gas* é uma fonte de energia não convencional, onde o gás é armazenado nos poros e microfaturas de uma rocha de granulação fina e adsorvido na matéria orgânica e partículas de argila, sendo a rocha geradora e reservatório ao mesmo tempo. O Brasil ainda não possui estudos detalhados sobre o verdadeiro potencial dos folhelhos existentes em todas as bacias sedimentares, embora já tenha suas reservas estimadas por órgãos nacionais e internacionais, que passam de 7 trilhões/m³. Grandes sucessões de folhelhos betuminosos da Formação Irati estão inseridos na Bacia do Paraná, uma grande bacia sedimentar de aproximadamente 1.500.000 km² localizada no sul do Brasil. Estes folhelhos apresentam bons valores de Carbono Orgânico Total (COT) em grande parte da bacia, o que a torna uma formação potencialmente geradora de recursos energéticos como óleo e gás. Com base nestas perspectivas, torna-se importante uma melhor caracterização destes folhelhos ao longo de toda Bacia do Paraná, tendo o presente trabalho consistido na obtenção de parâmetros geoquímicos como COT, Pirólise *Rock Eval* em 82 amostras da Formação Irati nas jazidas de Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha. Também foram analisadas 25 amostras pela Difração de Raios X e Reflectância da Vitrinita na jazida de Santa Terezinha, a fim obter-se uma avaliação preliminar sobre o potencial de geração de gás de folhelho nas três jazidas, no estado do Rio Grande do Sul. Os dados de COT e Pirólise *Rock Eval* apresentaram, de maneira geral, baixos teores de matéria orgânica, assim como um baixo potencial gerador. Os resultados da Reflectância da Vitrinita (%) indicam que a matéria orgânica da jazida de Santa Terezinha se encontra em estágio maturo. A composição mineralógica mostrou a predominância das fases quartzo, muscovita, plagioclásio e argilominerais. A correlação das jazidas não apresentou os parâmetros indicadores de bom potencial gerador de hidrocarbonetos como em muitos locais da Formação Irati na Bacia do Paraná como em São Mateus do Sul e Santa Catarina.

Palavras-chave: Bacia do Paraná, Formação Irati, *shale gas*, COT, rock eval

ABSTRACT

Shale gas is an unconventional source of energy, where the gas is stored in the pores and microfractures of a fine-grained rock adsorbed in the organic matter and clay particles, making it a source rock and reservoir at the same time. Brazil does not have detailed studies about the potential of the shales of its sedimentary basins yet, although the reserves estimated by international and national agencies exceed 7 trillion m³. Extensive bituminous shale sequences occur in the Paraná Basin, a large sedimentary basin of about 1.500.000 km² located in the south of Brasil. These shales show high values of Total Organic Carbon (TOC) in many places of the basin, making this formation a potential source rock for oil and gas. Based on the considerations discussed above, a detailed characterization of these shales is needed on a regional scale. As such, in the present study geochemical parameters like TOC, Rock Eval Pyrolysis in 82 samples from Irati Formation in the Morungava, Chico Lomã and Santa Terezinha coalfields were determined.. In addition, 25 samples from the Santa Terezina coalfield were analyzed by X-Ray Diffraction and Vitrinite Reflectance, to get a preliminar evaluation about the generation potencial of shale gas in the three coalfields of the Rio Grande do Sul state. The TOC and Rock Eval Pyrolysis showed generally low levels of organic matter, indicative for a low generating potencial. The results from vitrinite reflectance measurements indicates that the organic matter in Santa Terezinha coalfield is mature, whereas Tmax values indicate maturity levels at the transition of immature/mature maturity for the Morungava and Chico Loma Irati samples. Results from x-ray diffraction show quartz, muscovite, plagioclase and clay minerals as the major mineral phases. The results from the present study suggest a limited potential for generation of hydrocarbons for the three areas investigated.

Keywords: Parana Basin, Irati Formation, Shale Gas, TOC, Rock Eval

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Bacias sedimentares brasileiras com potencial gerador (ANP).....	15
Figura 2. Localização e subdivisão estratigráfica da Bacia do Paraná (modificada de Milani, 1997).	16
Figura 3. Localização da área de estudo indicando Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha (modificado de Kalkreuth <i>et al.</i> , 2008),.....	18
Figura 4. Carta estratigráfica da Bacia do Paraná, indicando a posição da Formação Irati (modificado de Milani, 2007).	20
Figura 5. Os dois membros da Formação Irati representados na sua forma mais comumente encontrada na Bacia do Paraná. A espessura da formação varia de 20 a 70 m ao longo da bacia sedimentar (Fonte: http://wiki.aapg.org modificado de Milani E. J. <i>et al.</i> , 2007a).	23
Figura 6. Janela de geração de óleo e gás em relação à profundidade de soterramento, temperatura e valores de reflectância da vitrinita. As principais zonas de maturação são apresentadas na última coluna (diagênese, catagênese e metagênese). Fonte: http://www.oilandgasgeology.com	24
Figura 7. Esquema da extração de gás natural convencional e de gás de folhelho não convencional (modificado de http://www.inovacaotecnologica.com.br).	25
Figura 8. Armazenamento dos testemunhos de sondagem no prédio anexo ao Instituto de Geociências, UFRGS.....	26
Figura 9. a) Triturador de mandíbulas; b) peneiras de 2 e 1 mm.....	26
Figura 10. Equipamento de aquisição de dados de refletância da vitrinita.	28
Figura 11. Difrátômetro de raios X utilizado para as análises DRX (Foto do autor).	29
Figura 12. Exemplo de gráfico obtido a partir da análise de Pirólise Rock Eval, onde estão representados os picos S1, S2, S3 e T _{max} (Fonte: http://wiki.aapg.org). ..	30
Figura 13. Diagrama de Van Krevelen modificado baseado na razão de Índice de Hidrogênio vs Índice de Oxigênio. Os quatro tipos de querogênio evoluem em curvas diferentes em relação a maturação. As setas apontam em direção ao aumento da maturação. (modificado de Hunt, 1996).	32
Figura 14. Perfis esquemáticos das perfurações em Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha, correlacionando o Membro Taquaral e o Membro Assistência da Formação Irati nos três perfis.	35

Figura 15. Perfil com a distribuição dos parâmetros geoquímicos de Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Tmax, S2 e Índice de Hidrogênio (HI) ao longo do perfil da jazida de Morungava. A legenda com as litologias se encontra na figura 16.	40
Figura 16. Perfil com a distribuição dos parâmetros geoquímicos de Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Tmax, S2 e Índice de Hidrogênio (HI) ao longo do perfil da jazida de Chico Lomã.	41
Figura 17. Perfil com a distribuição dos parâmetros geoquímicos de Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Tmax, S2 e Índice de Hidrogênio (HI) e petrográficos (Reflectância da Vitrinita) ao longo do perfil da jazida de Santa Terezinha. Legenda com as litologias se encontra na figura 16.....	42
Figura 18. Diagrama mostrando a relação entre COT e Tmax para amostras da Jazida de Morungava.	44
Figura 19. Diagrama mostrando a relação entre COT e Tmax para amostras da Jazida de Chico Lomã.....	45
Figura 20. Diagrama mostrando a relação entre COT e Tmax para amostras da Jazida de Santa Terezinha.....	45
Figura 21. Diagrama mostrando a relação entre o Carbono Orgânica Total (COT) e S2 para as amostras da jazida de Morungava.	46
Figura 22. Diagrama mostrando a relação entre o Carbono Orgânica Total (COT) e S2 para as amostras da jazida de Chico Lomã.	47
Figura 23.. Diagrama mostrando a relação entre o Carbono Orgânica Total (COT) e S2 para as amostras da jazida de Santa Terezinha.	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Parâmetros que definem o estágio da maturação térmica a partir da reflectância da vitrinita segundo Tissot e Welte (1984).	27
Tabela 2. Parâmetros que definem o estágio da maturação térmica (Tissot & Welte, 1984).	31
Tabela 3. Parâmetros que definem o tipo de querogênio e seus respectivos produtos.	32
Tabela 4. Indicadores do potencial gerador de hidrocarbonetos de uma rocha baseados no teor de COT.	33
Tabela 5. Resultados obtidos pelas análises de COT e Pirólise Rock Eval das amostras coletadas na jazida de Morungava.	37
Tabela 6. Resultados obtidos pelas análises de COT e Pirólise Rock Eval das amostras coletadas na jazida de Chico Loma.	38
Tabela 7. Resultados obtidos pelas análises de COT, Reflectância da Vitrinita e Pirólise Rock Eval das amostras coletadas na jazida de Santa Terezinha.	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COT: Carbono Orgânico Total (% em peso)

EIA: *Energy Information Administration*

HC: Hidrocarbonetos

IH: Índice de hidrogênio (mg HC/g COT)

IO: Índice de oxigênio (mg CO₂/g COT)

IP: Índice de produção

Ma: Milhões de anos

S1: Hidrocarbonetos livres (mg HC/g rocha)

S2: Hidrocarbonetos gerados (mg HC/g rocha)

T_{max}: Temperatura da pirólise na geração máxima de hidrocarbonetos do S2

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

SUMÁRIO

1.	Introdução	14
1.1	Caracterização do problema e hipóteses	14
1.2	Justificativa	17
1.3	Objetivos.....	17
2.	Estado da Arte	18
2.1	Contexto Geológico - Bacia do Paraná	18
2.2	Contexto Geológico – Formação Irati	21
2.3	Shale gas	24
3.	Metodologia.....	25
3.1	Amostragem e descrição litológica.....	25
3.2	Preparação das Amostras para Petrografia	26
3.3	Reflectância da Vitrinitas	27
3.4	Preparação para análises químicas	28
3.5	Difratometria de Raios X (DRX).....	28
3.6	Pirólise <i>Rock Eval</i>	29
3.7	Carbono Orgânico Total (COT)	33
4.	Resultados e discussões.....	34
4.1	Descrições dos testemunhos	34
4.2	Carbono Orgânico Total (COT)	36
4.3	Maturação da Matéria Orgânica.....	43
4.3.1	Maturação através de T_{max}	43
4.3.2	Maturação através da Reflectância da Vitrinita	43
4.4	Tipo da Matéria Orgânica através do Índice de Hidrogênio (IH) ...	44
4.5	Qualidade da Matéria Orgânica baseado no Índice de Hidrogênio (IH), T_{max} , Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Pico S2	44
4.6	Mineralogia das amostras através da Difração de Raios X (DRX) ..	48

5. Conclusões	50
REFERÊNCIAS.....	51
APÊNDICE A	53

1. Introdução

O presente trabalho se insere no conjunto de estudos preliminares necessários para avaliar o potencial de extração de um recurso energético com grandes reservas mundiais, o gás de folhelho (mais conhecido como “*shale gas*”), que ainda é pouco utilizado e do qual existem reservas de grande monta no Brasil.

1.1 Caracterização do problema e hipóteses

O gás de folhelho é um recurso energético altamente explorado nos países da América do Norte, como Estados Unidos e Canadá, onde os estudos e testes de viabilidade de extração começaram em meados de 1980. Para existir o potencial de geração de gás, o folhelho precisa ter uma quantidade de matéria orgânica entre 1 e 25% (USDE, 2009) e estar soterrado em uma condição de pressão e temperatura que levam à transformação da matéria orgânica em gás. É importante destacar a influencia de intrusões magmáticas próximas à camada de folhelho (Souza *et al.*, 2008), ocorrência muito comum nas bacias sedimentares brasileiras, cujo calor afeta o grau de maturação, podendo tornar a matéria orgânica madura ou tornar a rocha improdutiva, devido ao aumento excessivo da temperatura no local.

Conforme um relatório preliminar de 2013 da Administração de Informação sobre Energia (EIA do inglês *Energy Information Administration*), o Brasil é o décimo país no *ranking* de reservas deste recurso no planeta, com uma reserva de gás de folhelho estimada em 6,93 trilhões de m³. Neste relatório (EIA, 2013) são mencionadas quatro bacias sedimentares com potencial de geração de gás: Bacia do Paraná, Parnaíba, Amazonas e Solimões, totalizando uma área de 3.100.000 km². Em relatório da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2014), a área total de bacias com folhelhos potencialmente geradores de gás foi estimada em 7.100.000 km², com o acréscimo das bacias do Acre, Parecis, Alto-Tapajós, Pantanal, Bananal, São Francisco e Marajó (figura 1), e a estimativa da reserva de *shale gas* total do país foi aumentada para mais de 14 trilhões de m³.



Figura 1. Bacias sedimentares brasileiras com potencial gerador (ANP).

No Brasil, apenas na Bacia de São Francisco existem resultados concretos em pesquisas sobre o verdadeiro potencial de exploração, tanto econômico como tecnológico, podendo vir a se tornar futuramente um importante recurso energético para o país.

A Bacia do Paraná (figura 2) é uma das maiores bacias sedimentares do Brasil. Possui um potencial elevado para geração de *shale gas*, visto que durante sua formação ocorreram depósitos de folhelho, que são denominados Formação Ponta Grossa (período Devoniano) e Formação Irati (Permiano). O folhelho betuminoso da Formação Irati é considerado a formação com maior potencial de geração de gás de folhelho dentro da Bacia do Paraná, devido ao alto conteúdo orgânico total (COT) na rocha. Em trabalhos prévios (Araújo, 2001) foi realizado um perfil da Formação Irati do Rio Grande do Sul até Goiás, em que se mostrou que o teor da matéria orgânica do folhelho apresenta bons parâmetros para geração de gás. No presente trabalho,

foram avaliados os níveis de maturação dos folhelhos de três jazidas da Formação Irati: Morungava, Chico Lomã e Santa Terzinha, bem como o conteúdo COT e a mineralogia, a fim de definir o potencial da presença de gás de folhelho com base nesses parâmetros.

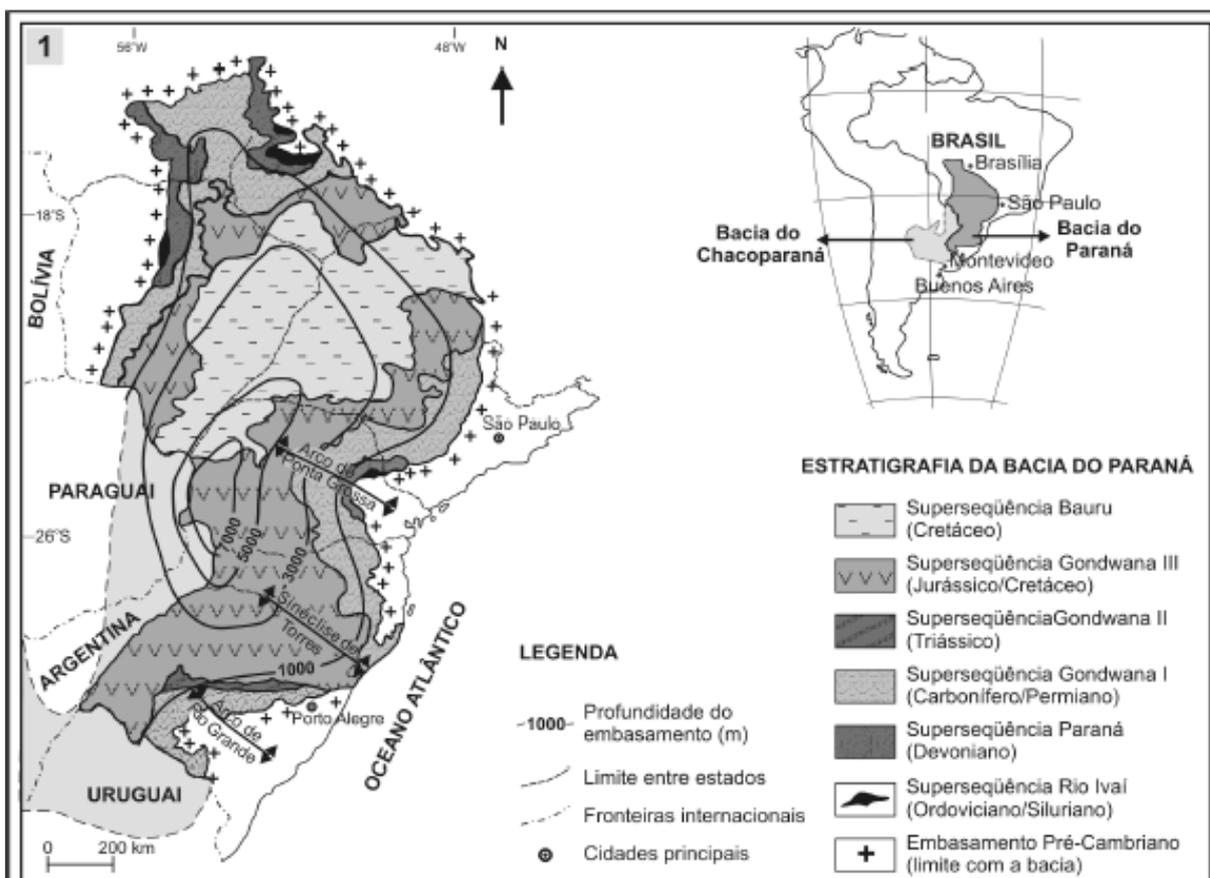


Figura 2. Localização e subdivisão estratigráfica da Bacia do Paraná (modificada de Milani, 1997).

Tendo em vista a crescente demanda por energia no país, aliada à necessidade de o país tornar-se auto-suficiente na produção de gás como recurso energético, o início da exploração do *shale gas* poderá ser um grande aliado para o desenvolvimento do Brasil, viabilizando a possibilidade de se posicionar como uma nação cada vez mais presente na economia mundial. Ainda que atualmente não ocorra a exploração de *shale gas* nas jazidas de Morungava, Chico-Lomã e Santa Terezinha, a partir de trabalhos sobre a Formação Irati e com base nos estudos realizados no presente trabalho, eventualmente no futuro sejam perfurados poços de teste para testar a possibilidade de explorar o gás na região.

1.2 Justificativa

As reservas de *shale gas*, armazenadas em extensas camadas de folhelho de granulação fina, porosas e pouco permeáveis, conforme a estimativa da EIA (EIA, 2013) ultrapassam 7 quatrilhões de metros cúbicos (10^{15} m³) em todo planeta. Até o presente, o gás proveniente do folhelho é explorado comercialmente pelos Estados Unidos, e também pelo Canadá e pela China. Nos demais países, apesar de grandes reservas existentes, a extração é apenas incipiente.

No Brasil, existem diversas bacias com potencial para este recurso energético, sendo a Bacia do Paraná uma das maiores bacias do país e com características de folhelhos com bons teores de matéria orgânica, principalmente na Formação Irati, de idade Permiana.

A quantificação do potencial de geração de *shale gas* através de estudos geológicos detalhados em vários pontos da Formação Irati, é um dos passos para a determinação da viabilidade econômica de extração deste recurso energético, que poderá trazer benefícios socioeconômicos, uma maior oferta de empregos, assim como um impacto positivo na economia, não só na região, mas em todo Brasil.

1.3 Objetivos

O presente estudo tem como objetivo traçar um perfil da Formação Irati entre três localidades: Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha (figura 3), correlacionando os aspectos geológicos, petrográficos e geoquímicos das três jazidas, identificando possíveis variações na composição mineralógica, no COT e na maturidade da matéria orgânica, a fim de apontar níveis com potencial de geração e armazenamento de gás ao longo da camada.

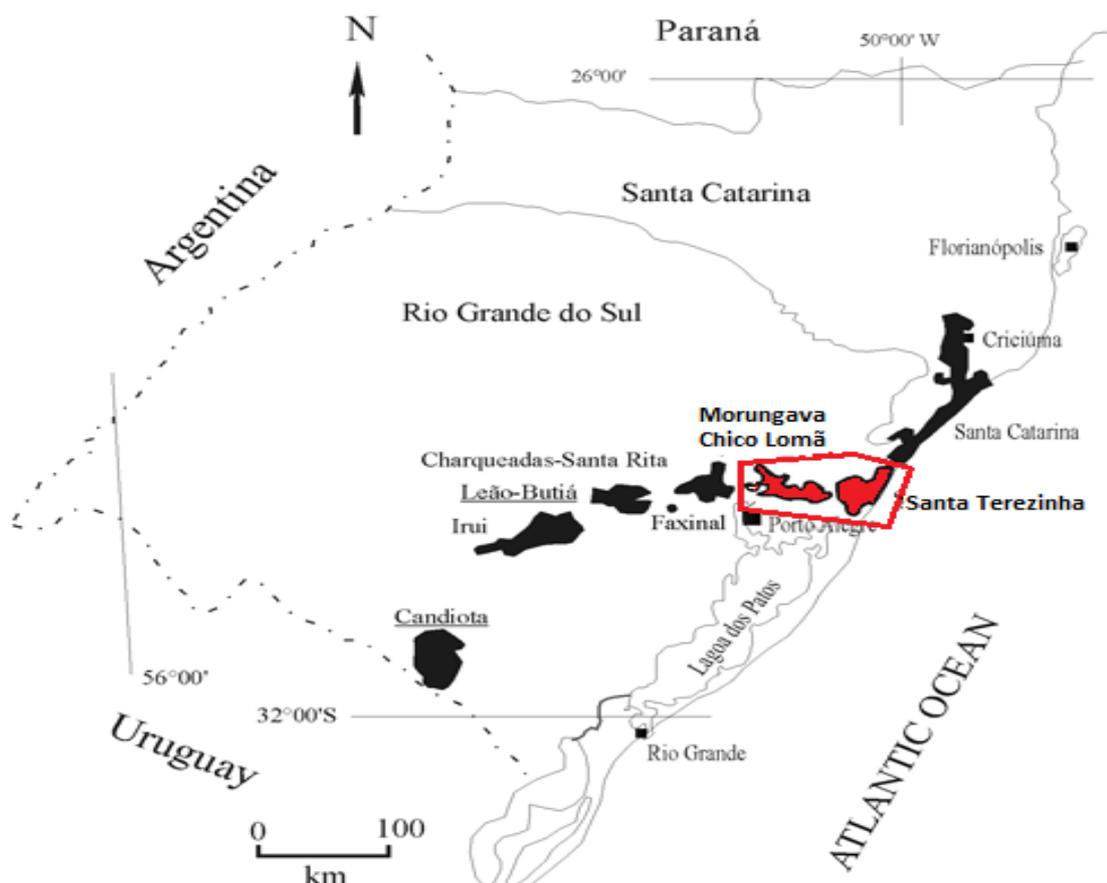


Figura 3. Localização da área de estudo indicando Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha (modificado de Kalkreuth *et al.*, 2008),

2. Estado da Arte

Para situar o estado atual de conhecimento sobre a viabilidade de extração de gás de folhelho no Sul da Bacia do Paraná (Formação Irati), abaixo está uma revisão da literatura sobre o contexto geológico das jazidas estudadas.

2.1 Contexto Geológico - Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná é uma região sedimentar do continente sul-americano com uma área próxima de 1.500.000 km² localizada na porção meridional do Brasil, onde abrange os estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo, Goiás, Mato Grosso do Sul e Mato Grosso. Estende-se ainda pela região nordeste da Argentina, norte do Uruguai e Paraguai oriental, onde se torna Bacia do Chaco-Paraná (Zalán *et al.*, 1990).

A carta estratigráfica da bacia (figura 4) é composta por um regime sedimentar-magmático, onde a espessura máxima gira em torno de 7 mil metros no depocentro, que coincide com a calha do rio Paraná (Milani *et al.*, 2007). Milani (1997) separou o

registro estratigráfico em seis unidades de ampla escala ou Supersequências (Vail *et al.* 1977). Cada unidade representa pacotes rochosos com intervalos de duração de dezenas de milhões de anos entre discordâncias regionais. São as 6 unidades: Rio Ivaí (Ordoviciano- Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico), Gondwana II (Meso a Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico a Eocretáceo) e Bauru (Neocretáceo). O registro total representa um intervalo entre 450- 65 Ma (fig.3). As três primeiras supersequências são de sedimentos relacionados a ciclos transgressivo-regressivos resultantes da oscilação do nível relativo do mar no Paleozoico, e as outras correspondem a pacotes de sedimentos continentais associados a rochas ígneas.

A supersequência Rio Ivaí é composta por 3 unidades (fig. 3): Alto Garças, Iapó e Vila Maria (Assine *et al.*, 1994). A Formação Alto Garças é basicamente arenosa, com até 300 m de espessura. Já a Formação Iapó tem 20 m de espessura, sendo composta por diamictitos com clastos e blocos de rochas originários de diversas fontes, apresentando matriz areno-argilosa. Ocorre com grande extensão lateral na bacia e define um marco estratigráfico, já que é relacionado com a glaciação neo-ordoviciano que ocorreu no supercontinente Gondwana. Por fim, a Formação Vila Maria é uma unidade argilosa com grande conteúdo fóssilífero, sendo um marco cronoestratigráfico e seus pelitos, marcadores da maior inundação desta supersequência, apresentando mais de 1000 m de espessura em seu depocentro.

A supersequência Paraná (fig.3), com até 800 m de espessura, compreende a formação Furnas, composta de arenitos quartzosos médio a grossos, com forte presença de caulinita e o típico “arenito Furnas”, com estratificações cruzadas de diversas naturezas. Traços fósseis de Trilobitas (Assine, 1996) indicam uma deposição em plataforma marinha rasa. Em direção ao topo da formação, arenitos finos com estratificação cruzada truncada por ondas se intercalam com a porção basal da Formação Ponta Grossa. Esta segunda unidade é argilosa, com quase 600 m de espessura, dividida em três membros: parte basal, interpretada como evento de máxima inundação do Devoniano na bacia; porção média, sendo uma seção regressiva de complexos deltaicos arenosos; porção final sendo um pacote de folhelhos rico em macro-fósseis, que comprovam a idade devoniana.

Gondwana I e tem composição silítico- pelítica. Acima desta formação inicia o Grupo Passa Dois, que inicia com a Formação Irati, composta por pelitos, margas e folhelhos betuminosos na porção sul da Bacia, e por calcários e evaporitos esporádicos na porção norte. Acima desta está a Formação Serra Alta (fig. 3) com seus pelitos, que representa a última incursão marinha na Bacia do Paraná. A Formação Teresina e seus depósitos neríticos e costeiros marca uma forte continentalização da Bacia do Paraná. A Formação Rio do Rasto encerra a supersequência (fig.3), e é constituída de arenitos e folhelhos flúvio-lacustres, acomodados na região central da bacia remanescente.

A Supersequência Gondwana II (fig. 3) ocorre apenas na porção sul da Bacia do Paraná, restrita ao estado do Rio Grande do Sul e ao norte do Uruguai. Consiste apenas da Formação Santa Maria, composta por depósitos flúvio-lacustres de conglomerados, arenitos e folhelhos, com camadas menos representativas de calcrites e gipsita. Possui uma abundante fauna de répteis e mamíferos do Triássico Médio e Neotriássico (Barberena *et al.* 1985) .

A Supersequência Gondwana III, depositada no período entre o Jurássico e o Neocretáceo (fig. 3), é composta pelos arenitos finos a médios da Formação Botucatu em sua porção inferior, sendo um registro de desertificação de grande escala do Gondwana, que antecederam o evento de ruptura do paleocontinente. Acima, a Formação Serra Geral (fig. 3), é uma pilha de sucessivos derrames basálticos a dacíticos, com mais de 1500 m de espessura em determinados locais, sobreposta aos sedimentos paleozóicos da Bacia do Paraná.

Por fim, a Supersequência Bauru (fig. 3) apresenta depósitos conglomeráticos e arenitos de até 250 m de espessura, sendo os conglomerados compostos por clastos de litologia variada. Também ocorrem depósitos de menor porte de carbonatos e rochas magmáticas alcalinas (Fernandes e Coimbra, 1996). O espaço para acumulação de sedimentos nesta supersequência é resultado de reajustes flexurais negativos decorrentes da abertura do paleocontinente Gondwana, que originou a Formação Serra Geral.

2.2 Contexto Geológico – Formação Irati

O termo Irati foi primeiramente usado por White (1908), ao propor a coluna estratigráfica da Bacia do Paraná, para designar uma espessa sequência de folhelhos pretos, os quais continham fósseis de *Mesossaurus Brasiliensis* na seção tipo,

próximo à cidade de Irati, no estado do Paraná. Mendes *et al.* (1966), ao descrever o *Mesossaurus* para o Relatório White, correlacionam estes fósseis com outros equivalentes, encontrados nas bacias do continente africano, atribuindo assim ao “Folhelho Irati” a idade Permiana. Santos *et al.* (2006), usando o método de datação por U- Pb SHRIMP obtiveram a idade de 278.4 Ma para a base da Formação Irati, posicionando a mesma no Artinskiano médio a superior.

Como já foi descrito no contexto da Bacia do Paraná, a Formação Irati está inserida na Supersequência Gondwana I (fig. 3), sendo a parte basal do Grupo Passa Dois. A formação é composta por sedimentos finos, como siltitos, argilitos e folhelhos, por rochas carbonáticas e subordinadamente por conglomerados. Segundo Schneider *et al.* (1974), a Formação Irati pode ser dividida em dois membros: Taquaral e Assistência, que podem ser reconhecidos ao longo de praticamente toda Bacia do Paraná e estão apresentados esquematicamente na figura 5.

O Membro Taquaral, na porção basal da formação, é composto por siltitos e folhelhos, que, segundo Schneider *et al.* (1974), representam uma deposição em ambiente de baixa energia e marinho. Porém, por inexistência de fósseis típicos de água salgada, Petri & Fulfaro (1983) atribuem esta formação a uma deposição em ambiente lagunar. O Membro Assistência, topo da formação, é constituído de folhelhos, por vezes betuminosos, intercalados com horizontes de rochas com composição calcária dolomítica e siltitos (fig. 5). No Brasil a Formação Irati aflora nos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, São Paulo e Goiás. No Uruguai, a mesma formação é chamada de Formação Mangrullo (Delaney & Goñi, 1963). Ao longo de sua extensão dentro da Bacia do Paraná, são observadas algumas variações faciológicas. No Rio Grande do Sul e no sul do Paraná, a Formação Irati é composta por duas sucessões de folhelhos betuminosos separadas por pelitos (argilitos, folhelhos cinza e siltitos cinza) e calcários, enquanto que em São Paulo, norte do Paraná e Santa Catarina, é composta por uma sucessão de folhelhos betuminosos, não betuminosos, calcários e dolomitos (Padula, 1968).

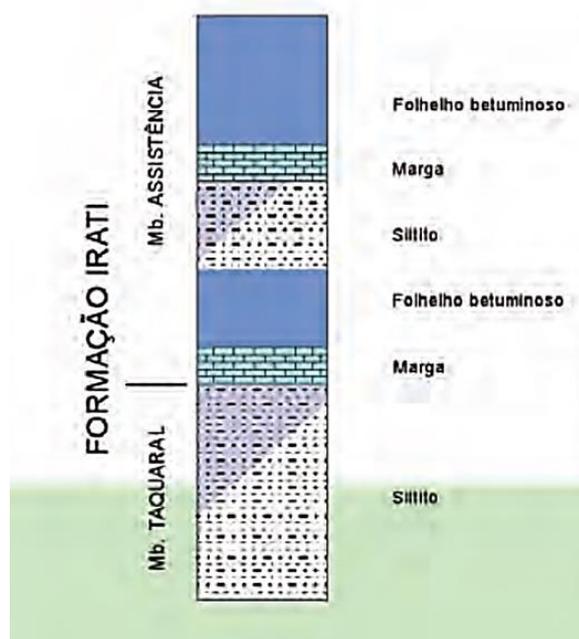


Figura 5. Os dois membros da Formação Irati representados na sua forma mais comumente encontrada na Bacia do Paraná. A espessura da formação varia de 20 a 70 m ao longo da bacia sedimentar (Fonte: <http://wiki.aapg.org> modificado de Milani E. J. *et al.*, 2007a).

Em relação ao paleoambiente da Formação Irati, a maioria dos autores supõe que esta foi depositada em ambiente marinho (Beurlen, 1957; Schneider *et al.*, 1974; Holz *et al.*, 2010). O Membro Taquaral teria sido depositado em ambiente epicontinental (marinho raso), ficando abaixo do nível das ondas e com pouca ligação com o mar aberto, apresentando uma circulação melhor que o membro superior. Este, o Membro Assistência, teria como paleoambiente um mar raso e muito extenso, com conexão para o oceano Pantalassa apenas no extremo sul da América do Sul, gerando uma estratificação das águas, sendo as mais densas, com maior salinidade, concentradas no fundo. A estagnação do ambiente favoreceu as águas do fundo e as mais superficiais de não se misturarem, permitindo assim um ambiente sapropélico no fundo, depositando os folhelhos betuminosos ricos em matéria orgânica (Beurlen, 1957; Lavina, 1991).

Os folhelhos betuminosos desta formação foram alvos de diversos estudos, devido ao seu alto teor de matéria orgânica, sendo potencialmente uma rocha geradora de óleo e gás. O nível de maturação da matéria orgânica por vezes não é satisfatório, tendo atingido a maturação ideal em porções próximas ao depocentro, ou em regiões com intrusões de rochas ígneas.

2.3 Shale gas

Explorado há décadas nos Estados Unidos, esse recurso energético começou a despertar o interesse do Brasil há poucos anos. Segundo Ross & Bustin (2009) essa fonte de energia não convencional consiste em um gás aprisionado no folhelho que, por ser uma rocha porosa e de baixa permeabilidade, mantém o gás aprisionado em sua estrutura, ao invés de permitir sua migração para rochas permeáveis e para o consequente armazenamento em uma armadilha, como ocorre com o gás natural, que é amplamente explorado. No caso do *shale gas*, o folhelho funciona como rocha geradora e como rocha reservatório simultaneamente.

Para a maturação adequada, o folhelho precisa ter sido submetido à temperaturas no intervalo de 90°C a 150°C para estar dentro da janela de geração de óleo e gás, e os intervalos de transformação de querogênio, óleo e gás estão mostrados no diagrama da figura 6.

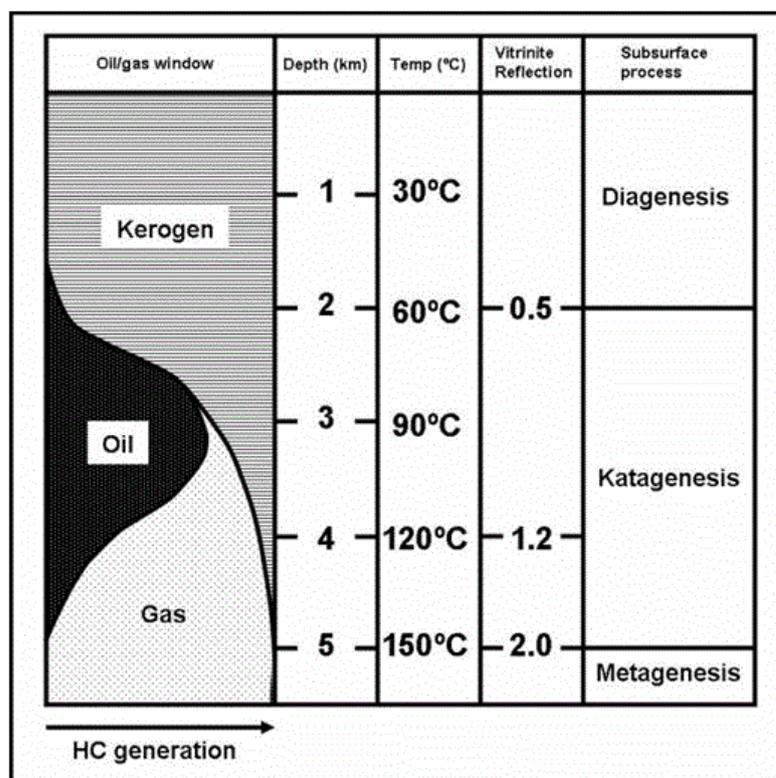


Figura 6. Janela de geração de óleo e gás em relação à profundidade de soterramento, temperatura e valores de reflectância da vitrinite. As principais zonas de maturação são apresentadas na última coluna (diagênese, catagênese e metagênese). Fonte: <http://www.oilandgasgeology.com>.

Para exploração deste do gás de folhelho é necessária, após a perfuração vertical para atingir a camada potencial geradora, a perfuração horizontal, a fim de

atingir uma extensão grande da camada de folhelho, com o objetivo de injetar suspensões (água incluindo quartzo e químicos) sob alta pressão, para causar o fraturamento da rocha, e liberar o gás aprisionado nos poros e fraturas. Na figura 7 o processo de migração de gás natural e o processo de extração de gás de folhelho estão indicados.

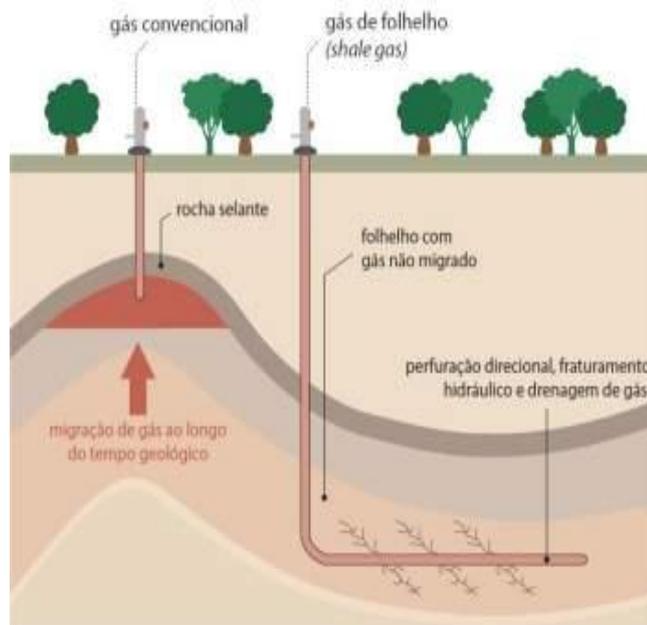


Figura 7. Esquema da extração de gás natural convencional e de gás de folhelho não convencional (modificado de <http://www.inovacaotecnologica.com.br>).

3. Metodologia

3.1 Amostragem e descrição litológica

As amostras de rocha utilizadas neste trabalho foram retiradas dos testemunhos de três furos de sondagem realizados pelo Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (figura 8). Os testemunhos são provenientes das jazidas de Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha e as amostras foram extraídas a cada metro de rocha, com exceção de rochas ígneas intrusivas. Foram coletadas 34 amostras do testemunho de Morungava, 23 de Chico Lomã e 25 de Santa Terezinha, para obter uma quantidade representativa de amostras para cada jazida.



Figura 8. Armazenamento dos testemunhos de sondagem no prédio anexo ao Instituto de Geociências, UFRGS.

Concomitantemente com a coleta de amostras foi realizada a descrição litológica dos testemunhos.

3.2 Preparação das Amostras para Petrografia

Cada amostra foi cominuída em um triturador de mandíbulas (figura 9a) e separada em peneiras (figura 9b). 20 g da fração entre 1- 2 mm foi utilizada para confeccionar a amostra para petrografia (*plug*): o material foi colocada no fundo de uma forma plástica, untada com vaselina, e embutido com resina epóxi, na proporção de 80 vol.% de resina (Araldite GY279) e 20 vol.% de endurecedor (Aradur HY951).

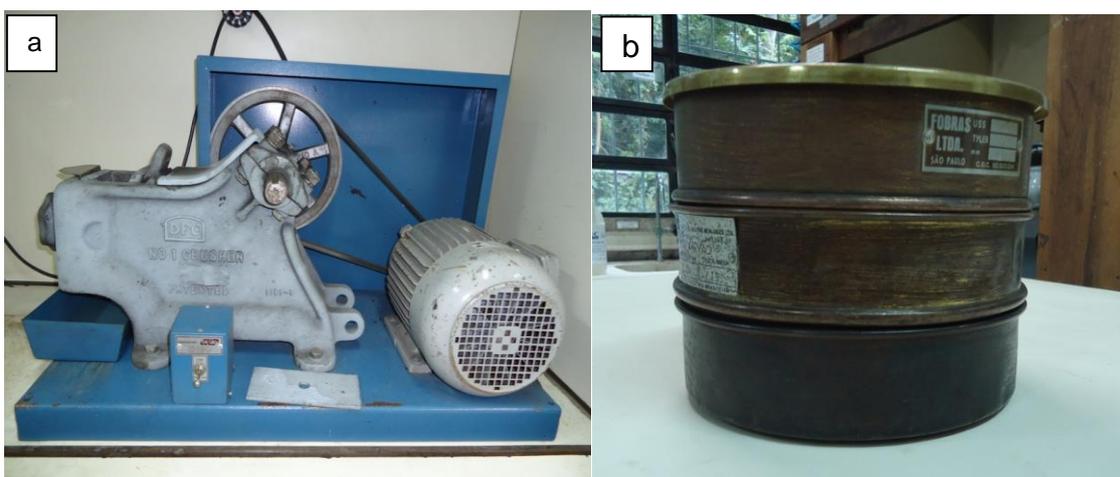


Figura 9. a) Triturador de mandíbulas; b) peneiras de 2 e 1 mm.

Após o embutimento, as amostras foram submetidas a um desgaste na poltriz automática (marca Buehler, modelo EcoMet4 com cabeçote de potência AutoMet2).

Para o lixamento foram utilizados rebolos planos diamantados (grãos de 45 μm e 9 μm), utilizando limpeza de ultrassom após cada passo para evitar contaminação de grãos abrasivos no passo subsequente. Para o polimento foram utilizados pratos com panos de polimento Pellon com uma suspensão de alumina de 0,3 μm . O polimento final foi feito com uma suspensão de alumina de 0,05 μm , utilizando dois panos de seda sobre um pano Pellon. Finalmente as amostras foram lavadas em banho de ultrassom por dois minutos para remover os contaminantes do polimento.

3.3 Reflectância da Vitrinitas

Os grãos do grupo da vitrinita foram analisados para análise dos constituintes individuais da matéria orgânica presente no folhelho. Foi medida a refletância das vitrinitas, que é o percentual da intensidade de um feixe de luz incidente refletido da superfície polida do maceral. O aumento da maturidade provoca um aumento da aromatização da estrutura das moléculas na vitrinita, que se correlaciona com um aumento da sua capacidade de reflexão. A maturação causa alterações na estrutura molecular, que aumentam a reflectância da vitrinita exponencialmente com o aumento da temperatura (Tyson, 1995). As categorias de maturação estão enumeradas na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros que definem o estágio da maturação térmica a partir da reflectância da vitrinita segundo Tissot e Welte (1984).

Rrandom (%)	Maturidade
0.2- 0.6	Imaturo
0.6- 1.35	Maturo
>1.35	Supermaturo

As medidas de reflectância foram realizadas em plugs, utilizando um microscópio óptico (Leica DM6000 M) com objetivas e oculares de aumento de 20x, utilizando óleo de imersão. O software de análise foi o programa FOSSIL. Os equipamentos utilizados estão localizados no Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo (figura 10).

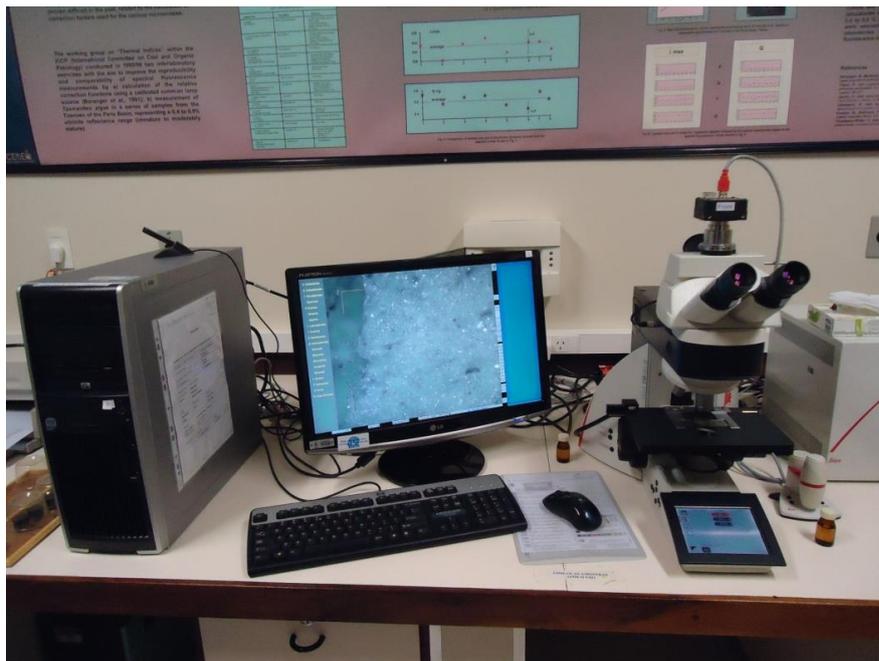


Figura 10. Equipamento de aquisição de dados de refletância da vitrinita.

3.4 Preparação para análises químicas

Para as análises químicas, as amostras foram trituradas no triturador de mandíbulas, quarteadas e moídas em um moinho pulverizador até obter uma fração menor que 200 *mesh* (74 μm).

3.5 Difratometria de Raios X (DRX)

Para difração de raios X a fração menor que 200 *mesh* foi moída manualmente em gral de ágata, até obter finura de talco (sem grãos detectáveis pelo tato). As amostras foram acomodadas em berços de alumínio e colocadas em um difratômetro de raios X (XRD6000 Shimadzu) (Figura 11), com tubo de cobre, para serem analisados no intervalo 2θ de 5 a 70° , com passo angular de $0,02^\circ$, em configuração de Bragg-Brentano. As medidas foram realizadas pelo autor no Laboratório de Microanálise do Instituto de Física da UFRGS, e analisadas com auxílio do *software* X'pert (Philipps), para identificação das fases presentes.

A DRX é um processo em que raios X monocromáticos são espalhados por átomos de sucessivos planos atômicos, de modo que apenas ocorre interferência construtiva quando é obedecida a lei de Bragg ($2d \sin \theta = n \lambda$). As distâncias interplanares d que ocorrem no mineral apresentam picos no difratograma, que são característicos do mineral e permitem identificá-lo por comparação com um banco de

dados. Com os difratogramas obtidos no DRX foi possível identificar as fases minerais presentes na amostra, comparando-se os picos gerados na análise com um banco de dados (PDF – *powder diffraction file*).



Figura 11. Difratômetro de raios X utilizado para as análises DRX (Foto do autor).

3.6 Pirólise *Rock Eval*

A pirólise “*Rock Eval*” é uma técnica analítica em que o processo natural de maturação da matéria orgânica é simulado em laboratório, utilizando uma taxa de aquecimento ($^{\circ}\text{C}/\text{min}$) muitas vezes maior do que aquela presente no processo geológico ($^{\circ}\text{C}/\text{Ma}$). Essa análise fornece informações, através da geração de picos durante a análise (figura 12), sobre os hidrocarbonetos livres na rocha (S1), o potencial restante de gerar hidrocarbonetos (S2), a quantidade de CO_2 liberado pelo querogênio (S3) e a temperatura máxima em que ocorre o craqueamento do querogênio.

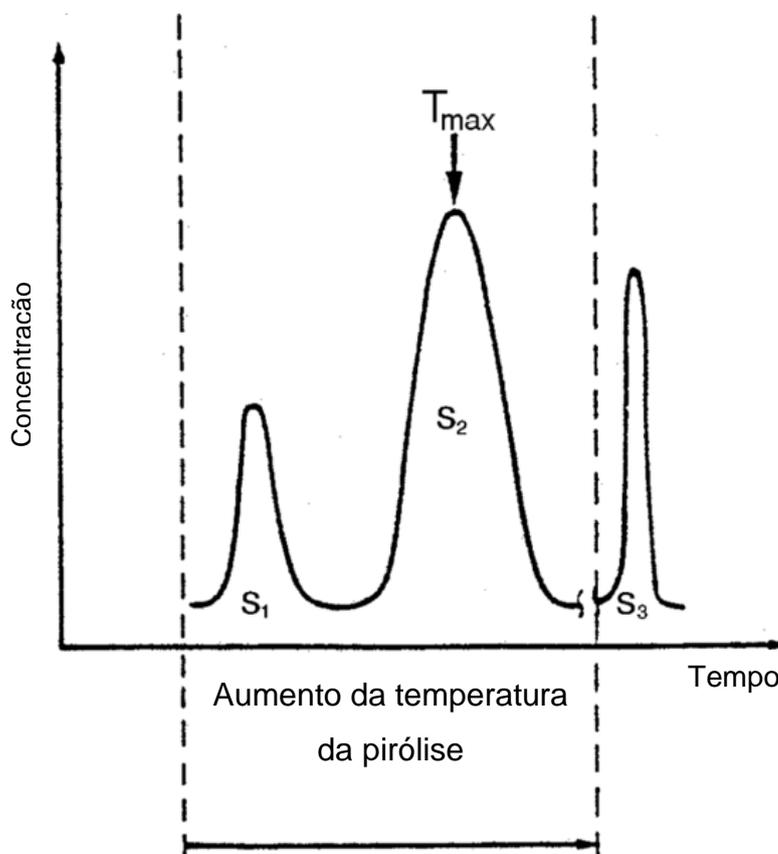


Figura 12. Exemplo de gráfico obtido a partir da análise de Pirólise Rock Eval, onde estão representados os picos S1, S2, S3 e T_{max} (Fonte: <http://wiki.aapg.org>).

O processo é realizado em atmosfera inerte de hélio, para evitar a combustão. 15 a 20 g de amostra pulverizada (80 *mesh*) são colocados no cadinho do equipamento "Source Rock Analyser" (SRA), e são aquecidos a uma taxa de 25°C por minuto, até atingir 550°C. Na parte superior do forno existe um divisor de fluxo, que separa em duas partes iguais os gases oriundos do aquecimento da matéria orgânica contida nas amostras. Uma parte é conduzida para análise no detector de ionização de chama, e a outra é conduzida a um sistema armazenador de dióxido de carbono (CO_2). No detector de chamas são medidos os picos S1 e S2. O pico S1 é detectado a uma temperatura inferior a 300°C, e indica a quantidade de hidrocarbonetos livres presentes na rocha (mg HC/g rocha), ou seja, corresponde à quantidade de matéria de origem orgânica que pode ser extraída da rocha com a utilização de solventes orgânicos, como dicloro-metano. O pico S2 é detectado em temperaturas entre 300 e 550°C, e representa a quantidade de hidrocarbonetos (mg HC/g rocha) gerados durante o craqueamento de matéria orgânica. Depois destes dois processos, o gás armazenado no sistema é aquecido para liberação do CO_2 . O pico gerado (S3) corresponde à quantidade de dióxido de carbono liberada pelo craqueamento do

querogênio (mg CO₂/g rocha) e é quantificado por um detector de condutividade térmica. A temperatura (T_{max}) medida no pico de máxima geração de hidrocarbonetos (S2) reflete o grau de evolução térmica da matéria orgânica, representando seu estágio de maturação.

Os parâmetros de T_{max} e Índice de Produção (IP) indicam a maturidade térmica da matéria orgânica (tabela 2), onde o T_{max} indica a temperatura máxima de liberação de hidrocarbonetos durante o craqueamento do querogênio, expresso pelo parâmetro S2. O Índice de Produção (IP) é um indicador do processo de maturação da rocha, obtida a partir da relação S1/S1+S2, obtendo-se parâmetros de geração de hidrocarbonetos.

Tabela 2. Parâmetros que definem o estágio da maturação térmica (Tissot & Welte, 1984).

Tmax	IP	Maturidade
< 435°C	<0,1	Imaturo
435-449°C	0,1- 0,4	Maturo
>450°C	>0,4	Supermaturo

Os resultados obtidos pela Pirólise Rock Eval relacionados com os resultados de Carbono Orgânico Total (COT) permitem a identificação do tipo de querogênio existente na amostra (Espitalié *et al.*, 1977, Tissot & Welte, 1984). As razões entre S2 e COT, denominadas de Índice de Hidrogênio (IH), relacionadas com CO₂/g COT, possibilitam a discriminação da composição do querogênio, podendo ser do tipo I, II ou III (Peters & Moldovan, 1993) e do tipo IV (Bujak *et al.*, 1977) fornecendo a qualidade o tipo de matéria orgânica presente na rocha, assim como seu produto, seja óleo ou gás (Peters & Moldovan, 1993), conforme a tabela 3. Este procedimento foi realizado na Dinamarca, mais precisamente no *Geological Survey of Denmark and Greenland*, em Copenhagen.

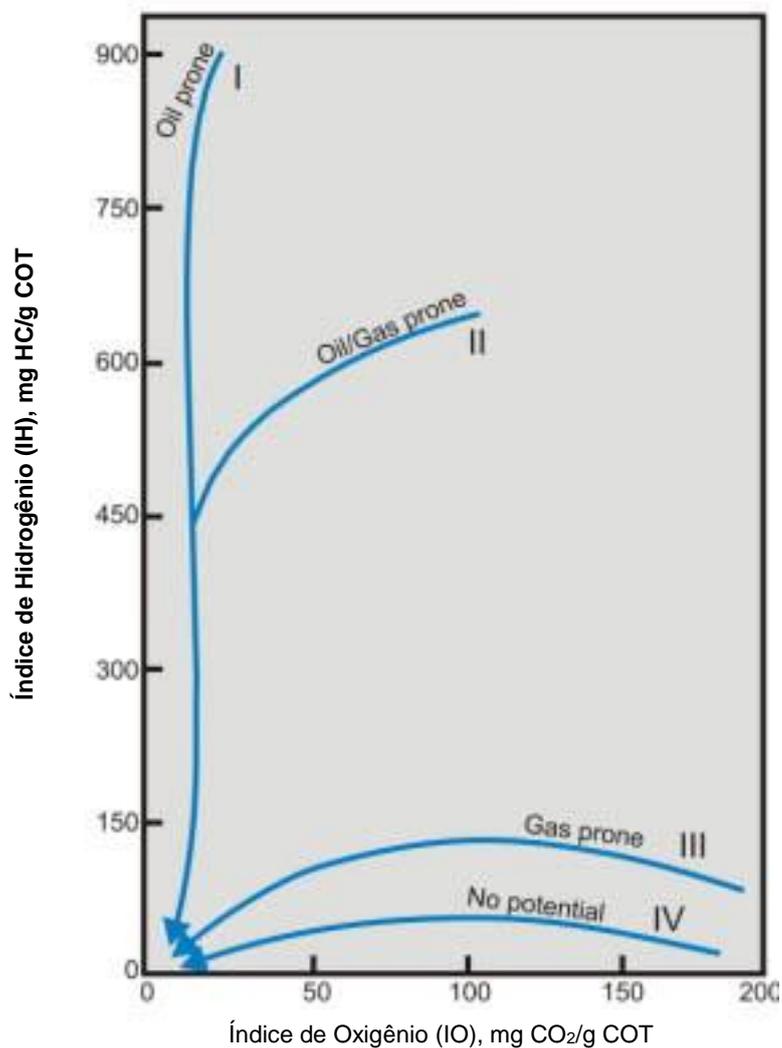


Figura 13. Diagrama de Van Krevelen modificado baseado na razão de Índice de Hidrogênio vs Índice de Oxigênio. Os quatro tipos de querogênio evoluem em curvas diferentes em relação a maturação. As setas apontam em direção ao aumento da maturação. (modificado de Hunt, 1996).

Tabela 3. Parâmetros que definem o tipo de querogênio e seus respectivos produtos.

Tipo de Querogênio	HI	Produto
I	>600	Óleo
II	300- 600	Óleo
II/ III	200- 300	Óleo e gás
III	50- 200	Gás
IV	<50	-

3.7 Carbono Orgânico Total (COT)

O carbono orgânico total corresponde ao carbono orgânico que foi preservado na rocha, sendo considerado tanto o betume, que é a matéria orgânica solúvel, como também o querogênio, a matéria orgânica insolúvel em solventes orgânicos. O COT é expresso em um percentual relativo ao extrato seco, que reflete as condições pela qual a matéria orgânica passou no ambiente geológico onde ela foi depositada. Esse valor é afetado durante sua maturação, diminuindo progressivamente ao longo do tempo pelos processos de catagênese e metagênese (Tissot & Welte, 1984).

Tabela 4. Indicadores do potencial gerador de hidrocarbonetos de uma rocha baseados no teor de COT.

Potencial gerador	COT
Pobre	0- 1
Bom	1-2
Excelente	>2

Para determinação do COT, as amostras são tratadas com ácido clorídrico durante pelo menos 2 horas, com o objetivo de eliminar os carbonatos. Em seguida, a amostra é lavada com água destilada para eliminação do ácido. Então, a amostra é seca em um forno de baixa temperatura (110°C) por no mínimo 4 horas. Por fim, a amostra é submetida à combustão em um analisador LECO C230, onde é aquecida até uma temperatura de 1200°C na presença de oxigênio. Tanto o monóxido quanto o dióxido de carbono são gerados, sendo o monóxido de carbono convertido para dióxido de carbono por um catalisador. O dióxido de carbono então é medido por um *IR cell*, sendo a resposta em relação a massa é comparada ao padrão com COT já conhecido, determinando o COT. Este procedimento foi realizado na Dinamarca, mais precisamente no *Geological Survey of Denmark and Greenland*, em Copenhague.

4. Resultados e discussões

As análises geraram um conjunto de dados que serão descritos a seguir.

4.1 Descrições dos testemunhos

Em sua maioria, as rochas presentes nos testemunhos (figura 14) se caracterizam como folhelhos, predominantemente preto (betuminoso) no Membro Assistência, superior, que apresenta nas três jazidas ritmitos intercalando folhelhos pretos e margas. Estes ritmitos por vezes apresentam variações na frequência com que as diferentes litologias se intercalam, variando da ordem milimétrica (lâminas) até intercalações de nível centimétrico. Também no nível superior foi possível identificar pequenas camadas de rochas carbonáticas (fig. 14). Além disso, as jazidas de Morungava e Chico Lomã apresentaram espessas intrusões ígneas próximas ao topo do membro superior da formação, variando de 7,34 m na jazida Chico Lomã até 9,45 m na jazida de Morungava. Já o Membro Taquaral, apresentou-se idêntico nas três jazidas, sendo composto em sua totalidade por folhelhos pretos, com tendência ao aumento da granulometria em direção à base, alterando a cor de preto para cinza. As colunas estratigráficas estão esquematizadas na figura 14.

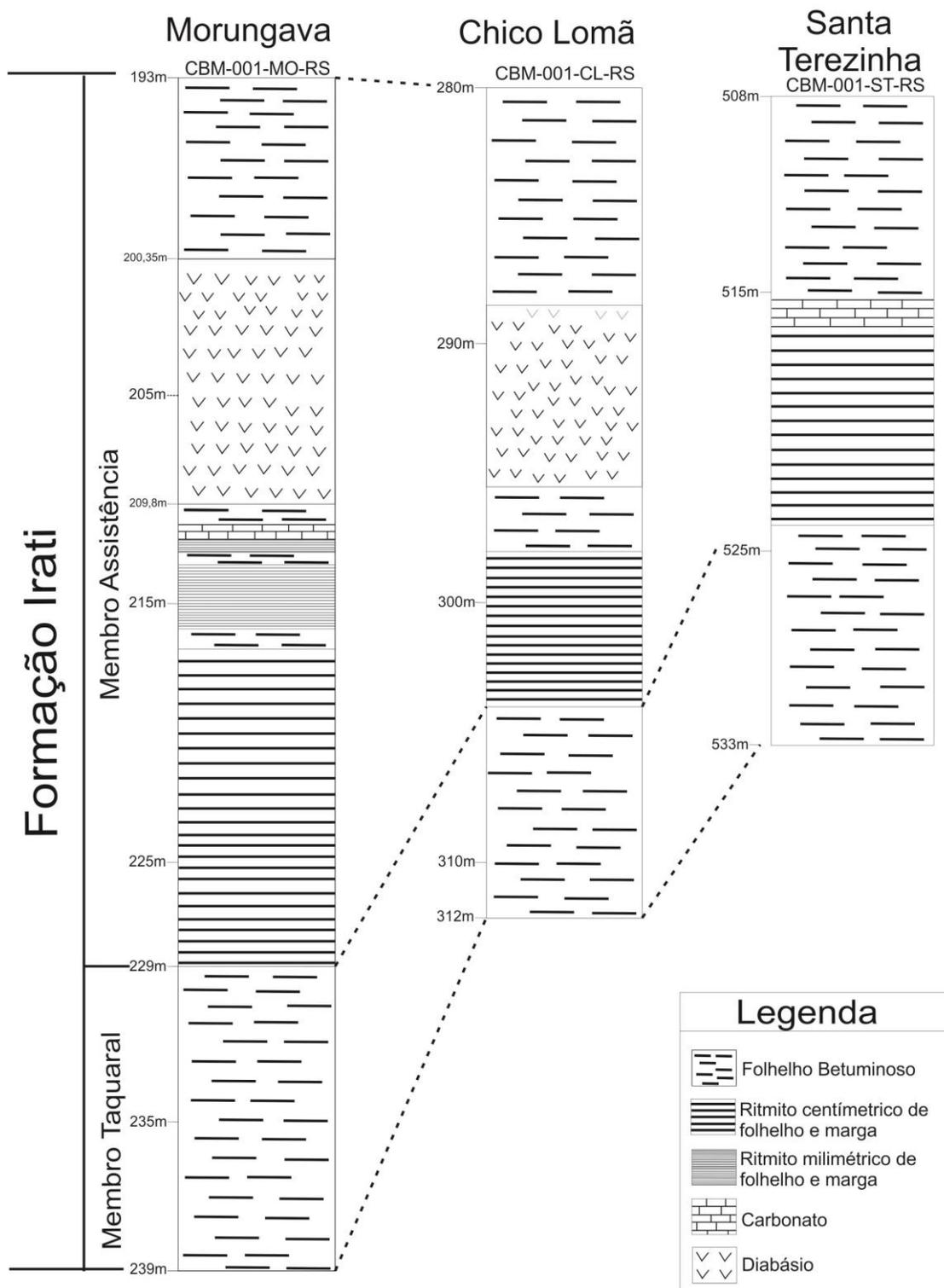


Figura 14. Perfis esquemáticos das perfurações em Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha, correlacionando o Membro Taquaral e o Membro Assistência da Formação Irati nos três perfis.

4.2 Carbono Orgânico Total (COT)

O teor de matéria orgânica da rocha é expresso pelo teor de Carbono Orgânico Total (COT), obtido por análises geoquímicas. Esse valor pode ser relacionado à quantidade, à qualidade e à evolução térmica da matéria orgânica contida no folhelho. Os valores obtidos para amostras deste trabalho (tabelas 5-7) indicaram um baixo percentual de COT para a maioria das amostras. Nas três jazidas algumas amostras contêm um percentual de COT satisfatório, especialmente na base do Membro Assistência.

A jazida de Morungava apresentou valor de COT variando entre 0,03 a 1,61%, sendo a maioria das amostras abaixo de 1% (pobre), e 10 amostras classificadas com COT bom. Na jazida de Chico Lomã, os folhelhos apresentaram COT variando entre 0,10% até 3,08%. 6 amostras apresentaram COT bom e 1 amostra foi classificada como excelente neste parâmetro. Na jazida de Santa Terezinha, o COT apresentou valores que variam de 0,22 a 1,77%, sendo a maioria das amostras variando entre 0 e 1% (pobre), tendo apenas 4 amostras com COT bom.

É possível notar nos perfis das jazidas (figuras 15- 17) a distribuição do COT ao longo da Formação Irati. Fica clara a influência da intrusão ígnea das jazidas de Morungava (fig. 15) e Chico Lomã (fig. 16) no COT em níveis próximos ao diabásio, tornando quase inexistente a matéria orgânica. Também é possível notar um padrão no aumento do COT em níveis próximos a base do Membro Assistência e no topo do Membro Taquaral nos 3 perfis.

Tabela 5. Resultados obtidos pelas análises de COT e Pirólise Rock Eval das amostras coletadas na jazida de Morungava.

Amostra	Profundidade	COT	Tmax	S1	S2	IH	IP
MO 004	196,60	0,51	433	0	0	0	nd
MO 005	197,50	0,45	430	0	0,07	16	nd
MO 006	198,60	0,31	369	0	0	0	nd
MO 007	199,60	0,03	431	0	0	0	nd
MO 008	211,40	0,14	424	0	0	0	nd
MO 009	214,80	0,29	432	0	0	0	nd
MO 010	215,90	0,62	414	0,06	0,10	16	0,38
MO 011	216,70	0,69	428	0,11	0,01	1	0,92
MO 012	217,60	0,54	435	0,09	0	0	nd
MO 013	218,80	0,86	439	0,14	0	0	nd
MO 014	219,80	1,24	429	0,28	0,10	8	0,74
MO 015	220,70	0,73	433	0,29	0,09	12	0,76
MO 016	221,70	1,12	438	0,64	0,36	32	0,64
MO 017	222,60	1,01	434	0,74	0,58	57	0,56
MO 018	223,60	0,64	428	0,62	0,47	74	0,57
MO 019	224,50	0,77	429	0,57	0,74	97	0,44
MO 020	225,50	1,56	425	1,05	1,50	96	0,41
MO 021	226,50	1,19	419	0,65	1,14	96	0,36
MO 022	227,40	1,16	418	0,56	1,06	92	0,35
MO 023	228,30	1,08	422	1,28	2,41	223	0,35
MO 024	229,40	0,71	428	0,04	0,17	24	0,19
MO 025	230,30	1,61	436	0,20	2,20	137	0,08
MO 026	231,30	1,35	429	0,09	1,09	81	0,08
MO 027	232,40	0,87	442	0,05	1,38	159	0,03
MO 028	233,30	0,51	440	0,01	0,18	35	0,05
MO 029	234,30	0,47	441	0	0,24	51	nd
MO 030	235,30	0,50	439	0	0,25	50	nd
MO 031	236,30	0,54	440	0	0,29	54	nd
MO 032	237,30	0,42	439	0	0,13	31	nd
MO 033	238,30	0,34	438	0	0,03	9	nd
MO 034	239,20	0,29	438	0	0	0	nd

Profundidade em metros (m); COT: % em peso; Tmax em °C; S1 em mg HC/g rocha; S2 em mg HC/g rocha; IH: S2/ COT; IP: S1/S1+S2.

Tabela 6. Resultados obtidos pelas análises de COT e Pirólise Rock Eval das amostras coletadas na jazida de Chico Loma.

Amostra	Profundidade	COT	Tmax	S1	S2	IH	IP
CL 001	280,80	0,59	438	0,02	0,63	107	0,03
CL 002	281,80	0,42	434	0	0,09	22	0
CL 003	282,80	0,52	442	0,01	0,28	54	0,03
CL 004	283,80	0,71	445	0,06	0,5	70	0,11
CL 005	284,80	0,97	439	0,06	0,07	7	0,46
CL 006	285,80	3,08	418	0,01	0	0	nd
CL 007	287,10	0,55	415	0,02	0	0	nd
CL 008	295,82	0,10	421	0	0	0	nd
CL 009	296,90	0,82	419	0,06	0,06	7	0,50
CL 010	297,60	0,80	412	0,08	0,29	36	0,22
CL 011	298,60	0,38	429	0,02	0	0	nd
CL 012	299,70	0,88	429	0,29	0,11	13	0,73
CL 013	300,60	1,66	412	1,97	1,91	115	0,51
CL 014	301,60	1,56	424	2,44	3,43	219	0,42
CL 015	302,50	1,75	426	1,03	3,46	198	0,23
CL 016	303,60	1,67	426	1,14	4,55	273	0,20
CL 017	304,50	0,62	438	0,04	0,48	77	0,08
CL 018	305,50	1,29	432	0,12	1,52	118	0,07
CL 019	306,60	1,69	432	0,20	3,66	217	0,05
CL 020	307,50	0,90	437	0,07	1,81	201	0,04
CL 021	308,50	0,62	438	0,02	0,38	62	0,05
CL 022	309,50	0,50	435	0,01	0,15	30	0,06
CL 023	310,50	0,40	434	0,01	0,08	20	0,11

Profundidade em metros (m); COT: % em peso; Tmax em °C; S1 em mg HC/g rocha; S2 em mg HC/g rocha; IH: S2/ COT; IP: S1/S1+S2.

Tabela 7. Resultados obtidos pelas análises de COT, Reflectância da Vitrinita e Pirólise Rock Eval das amostras coletadas na jazida de Santa Terezinha.

Amostra	Profundidade	COT	Rrandom	Tmax	S1	S2	IH	IP
ST 001	508,60	0,42	0,75	442	0,01	0,09	21	0,10
ST 002	509,70	0,67		444	0,03	0,47	70	0,06
ST 003	510,70	0,50		440	0,01	0,13	26	0,07
ST 004	511,70	0,37	0,73	443	0,01	0,03	8	0,25
ST 005	512,60	0,55		438	0,29	0,80	147	0,27
ST 006	513,50	0,41		443	0,01	0,17	42	0,06
ST 007	514,50	0,36		441	0,01	0,07	19	0,13
ST 008	515,50	0,31		429	0	0	0	nd
ST 009	516,50	1,17		444	0,27	0,55	47	0,33
ST 010	517,60	0,62		440	0,06	0,12	19	0,33
ST 011	518,40	0,79	0,75	442	0,10	0,27	34	0,27
ST 012	519,40	0,71		440	0,09	0,23	33	0,28
ST 013	520,30	0,55	0,68	434	0,15	0,30	54	0,33
ST 014	521,20	0,32		437	0,15	0,10	32	0,60
ST 015	522,20	1,77		437	1,43	3,13	176	0,31
ST 016	523,10	0,22		429	0,10	0,09	40	0,53
ST 017	524,10	0,47	0,70	431	0,04	0,05	11	0,44
ST 018	525,10	1,13		440	0,32	1,20	106	0,21
ST 019	526,10	1,40		440	0,63	2,74	196	0,19
ST 020	527,10	0,80		443	0,29	0,81	101	0,26
ST 021	528,10	0,46	0,80	440	0,06	0,14	30	0,30
ST 022	529,10	0,51		439	0,03	0,04	8	0,43
ST 023	530,10	0,58		438	0,05	0,10	17	0,33
ST 024	531,10	0,24		437	0	0	0	0
ST 025	532,10	0,28		435	0	0	0	0

Profundidade em metros (m); COT: % em peso; Rrandom: Reflectância da Vitrinita (%); Tmax em °C; S1 em mg HC/g rocha; S2 em mg HC/g rocha; IH: S2/ COT; IP: S1/S1+S2.

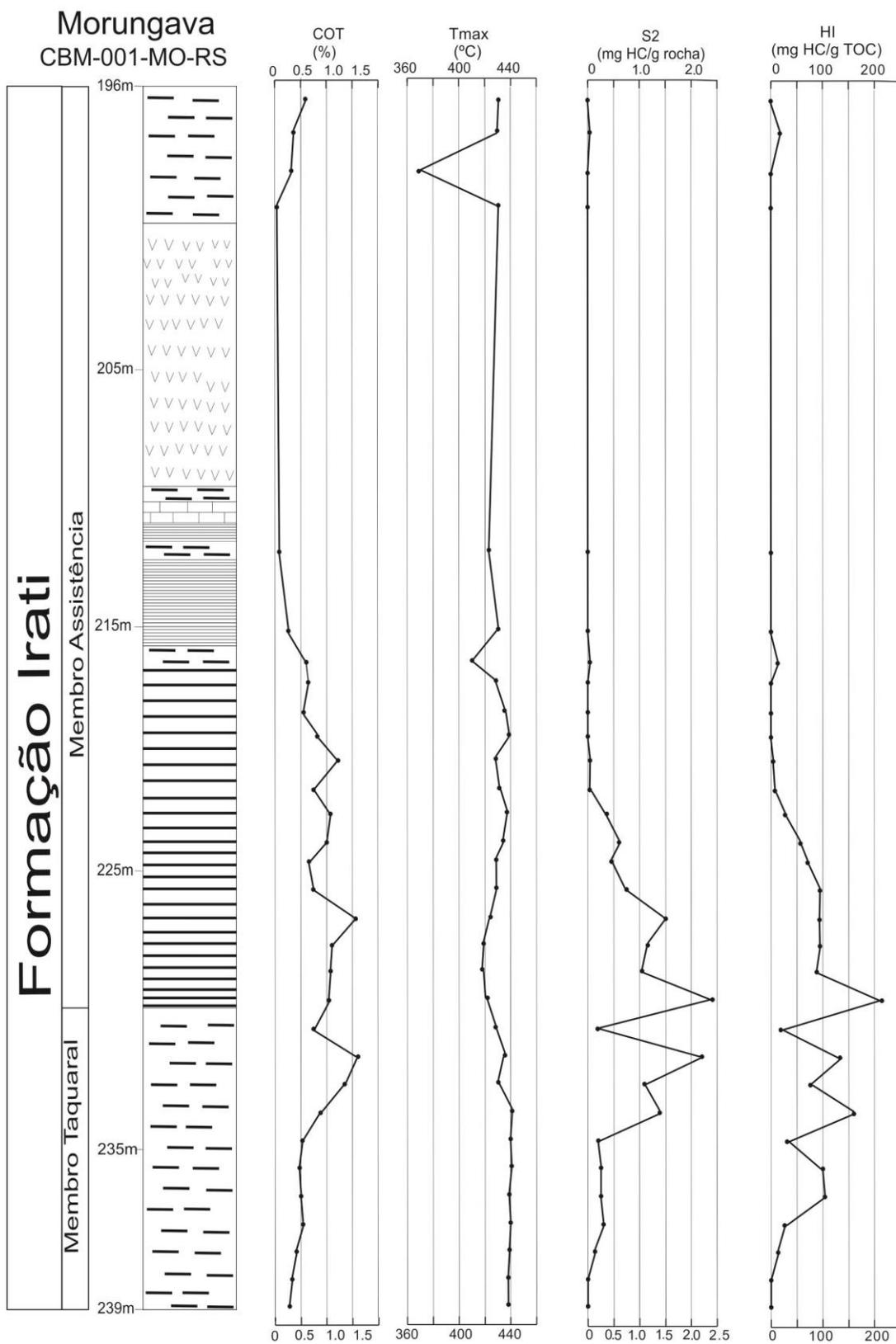


Figura 15. Perfil com a distribuição dos parâmetros geoquímicos de Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Tmax, S2 e Índice de Hidrogênio (HI) ao longo do perfil da jazida de Morungava. A legenda com as litologias se encontra na figura 16.

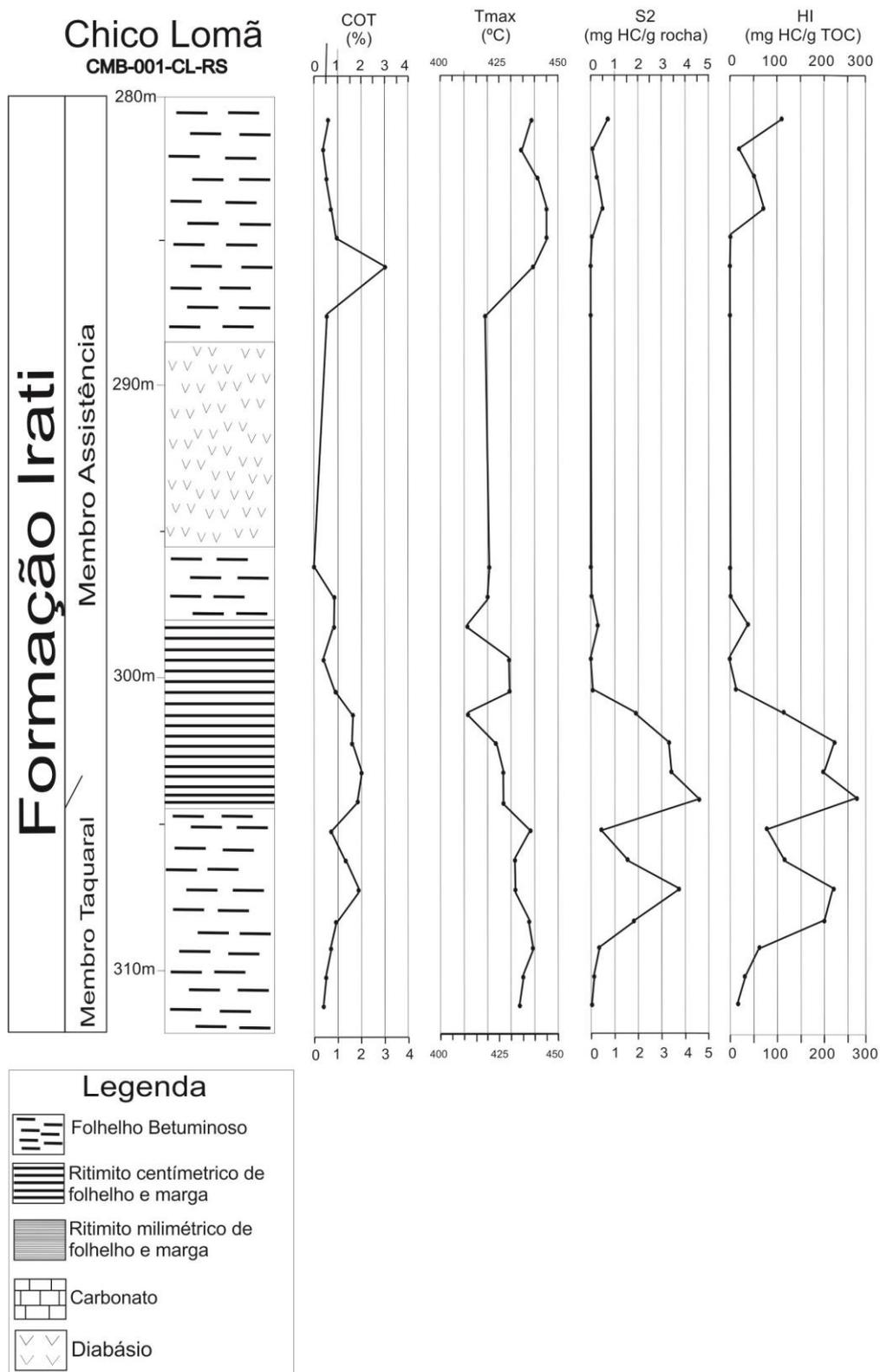


Figura 16. Perfil com a distribuição dos parâmetros geoquímicos de Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Tmax, S2 e Índice de Hidrogênio (HI) ao longo do perfil da jazida de Chico Lomã.

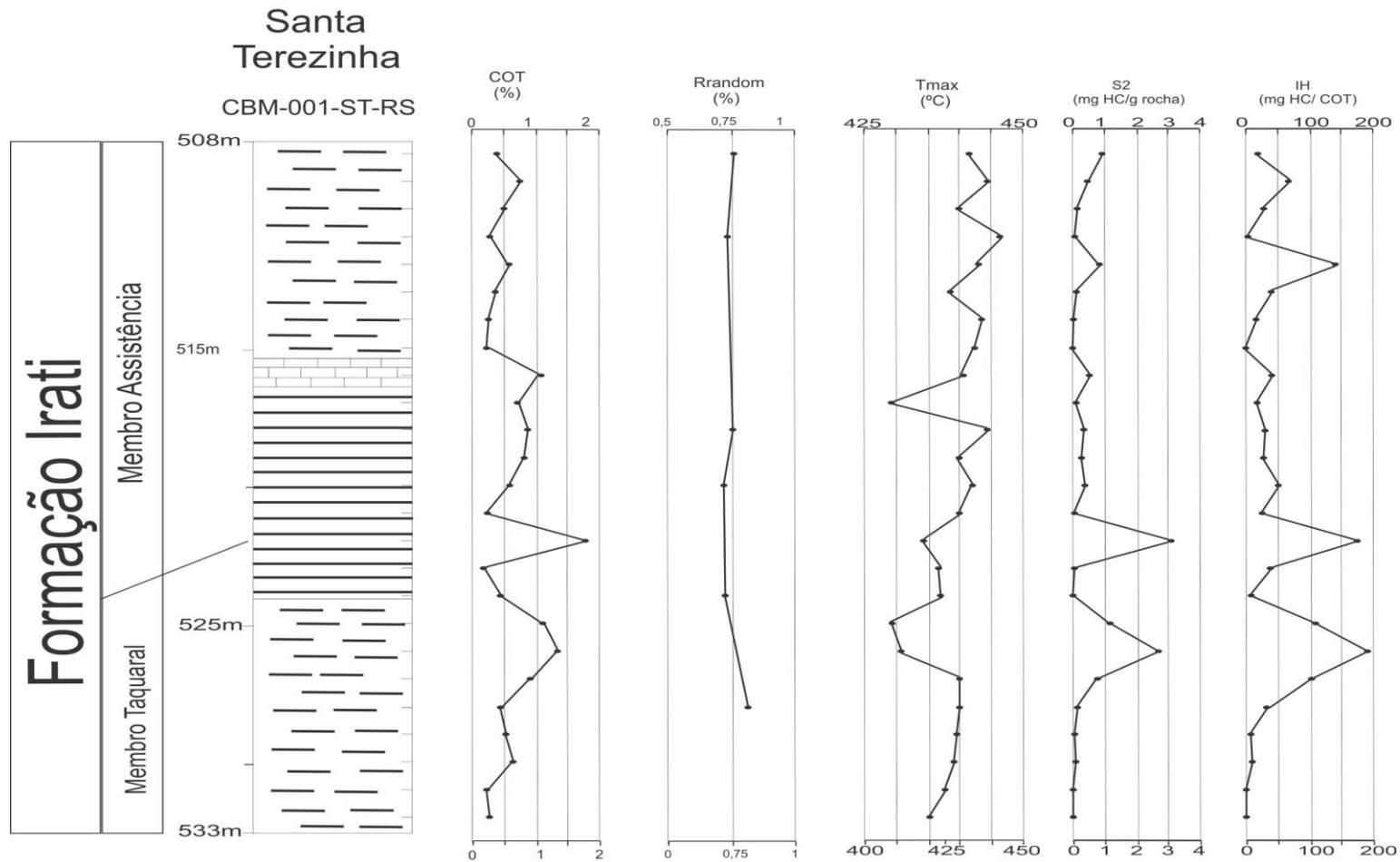


Figura 17. Perfil com a distribuição dos parâmetros geoquímicos de Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Tmax, S2 e Índice de Hidrogênio (HI) e petrográficos (Reflectância da Vitrinita) ao longo do perfil da jazida de Santa Terezinha. Legenda com as litologias se encontra na figura 16.

4.3 Maturação da Matéria Orgânica

As diferentes formas de avaliação do estado de maturação serão apresentados nos resultados a seguir.

4.3.1 Maturação através de T_{max}

Os dados obtidos pela pirólise para T_{max} indicam uma variação entre 369 a 442°C na jazida de Morungava, sendo a maioria das amostras em estágio imaturo. O Membro Taquaral concentra 9 amostras definidas como maduras, e o Membro Assistência possui 3 amostras maduras. Na jazida de Chico Lomã, a T_{max} variou de 412 a 445°C, e a maioria das amostras apresenta um estágio térmico de imaturidade, tendo 4 amostras no topo e 4 na base do perfil que se encontram estágio maturo. Já a jazida de Santa Terezinha foi a que apresentou os melhores resultados em relação ao T_{max} , variando de 429 a 444°C, apresentando um estágio maturo ao longo de quase todo perfil, onde apenas 4 amostras se encontram em estágio imaturo.

4.3.2 Maturação através da Reflectância da Vitrinita

As análises de reflectância das vitrinitas foram, até agora, realizadas em 9 amostras da jazida de Santa Terezinha. As amostras escolhidas para análise foram definidas a fim de obter-se uma boa representatividade do perfil como um todo, já que esse método nem sempre é eficaz devido à pouca presença de vitrinitas em folhelhos, especialmente nos folhelhos da Formação Irati no Rio Grande do Sul (Araújo, 2001). As análises foram realizadas em amostras da jazida de Santa Terezinha, onde a formação apresenta a menor espessura. Por apresentar uma espessura de apenas 25 m, a variação na reflectância é pequena ao longo do perfil.

As amostras apresentaram uma variação na reflectância (R_{random}) de 0,6 a 0,8% (tabela 7), o que é compatível com o trabalho de Kalkreuth *et al* (2008), em que vitrinitas do carvão da jazida de Santa Terezinha apresentaram variação de 0,76 até 1,05% em camadas não afetadas pelo contato com rochas intrusivas. O carvão está presente na Formação Rio Bonito, que está abaixo na coluna estratigráfica da Bacia do Paraná, o que confere um grau de maturação mais alto, e conseqüente reflectância maior.

4.4 Tipo da Matéria Orgânica através do Índice de Hidrogênio (IH)

Os resultados obtidos de IH das amostras das três jazidas da Formação Irati indicam que a maioria contém matéria orgânica do Querogênio tipo III com valores menores de 200 mg HC/g COT (tabela 3). Apenas as jazidas de Morungava (1 amostra) e Chico Lomã (4 amostras) apresentaram Querogênio tipo II/III, onde Índice de Hidrogênio (IH) variou de 201 a 273 mg HC/g COT.

4.5 Qualidade da Matéria Orgânica baseado no Índice de Hidrogênio (IH), T_{max} , Conteúdo de Carbono Orgânico Total (COT), Pico S2

Os valores de T_{max} e Índice de Hidrogênio (IH) combinados indicam a qualidade do querogênio, ilustrando o respectivo produto no pico de maturidade da rocha, conforme as figuras 18, 19 e 20:

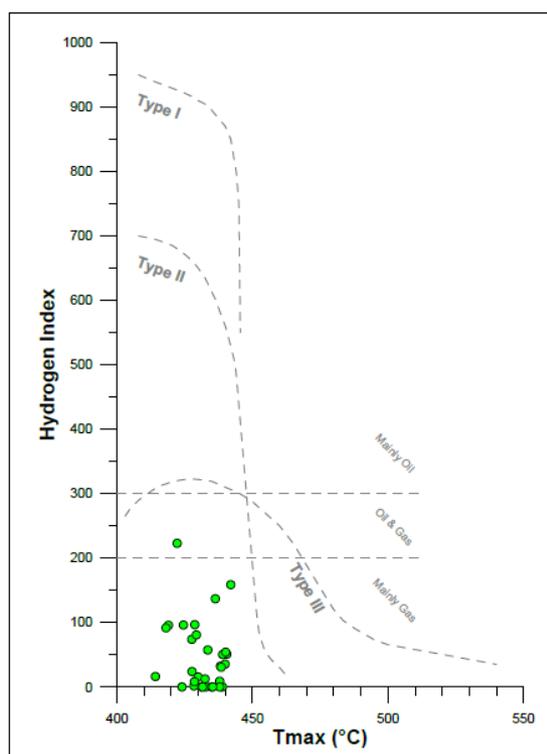


Figura 18. Diagrama mostrando a relação entre COT e T_{max} para amostras da Jazida de Morungava.

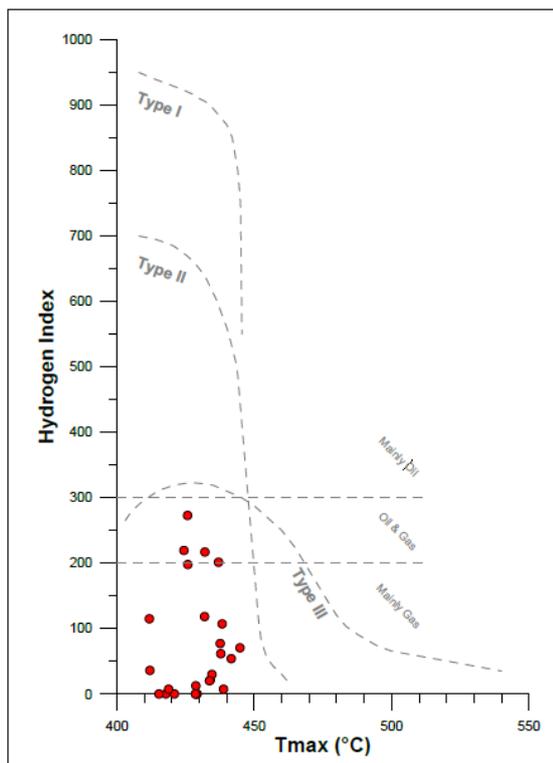


Figura 19. Diagrama mostrando a relação entre COT e Tmax para amostras da Jazida de Chico Lomã.

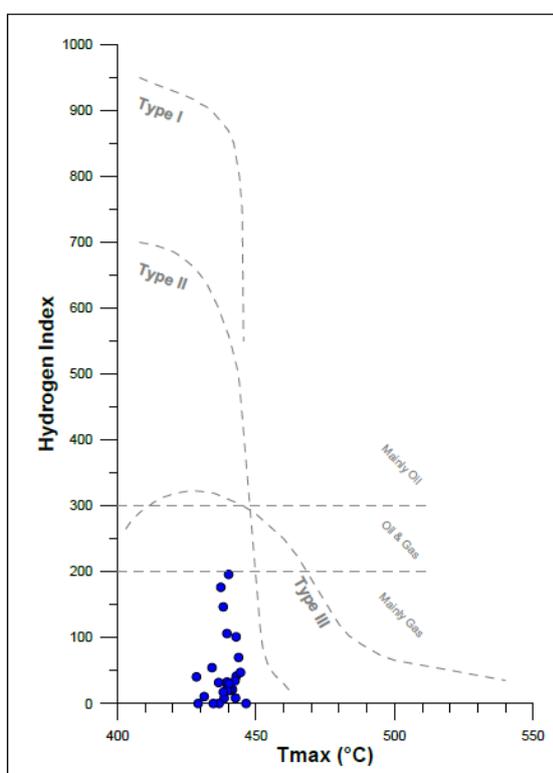


Figura 20. Diagrama mostrando a relação entre COT e Tmax para amostras da Jazida de Santa Terezinha.

Relacionando os dados de COT e os valores relativos a S2, obtemos um gráfico que mostra o potencial de geração de hidrocarbonetos a partir da quantidade de matéria orgânica, como mostram as figuras 21, 22 e 23:

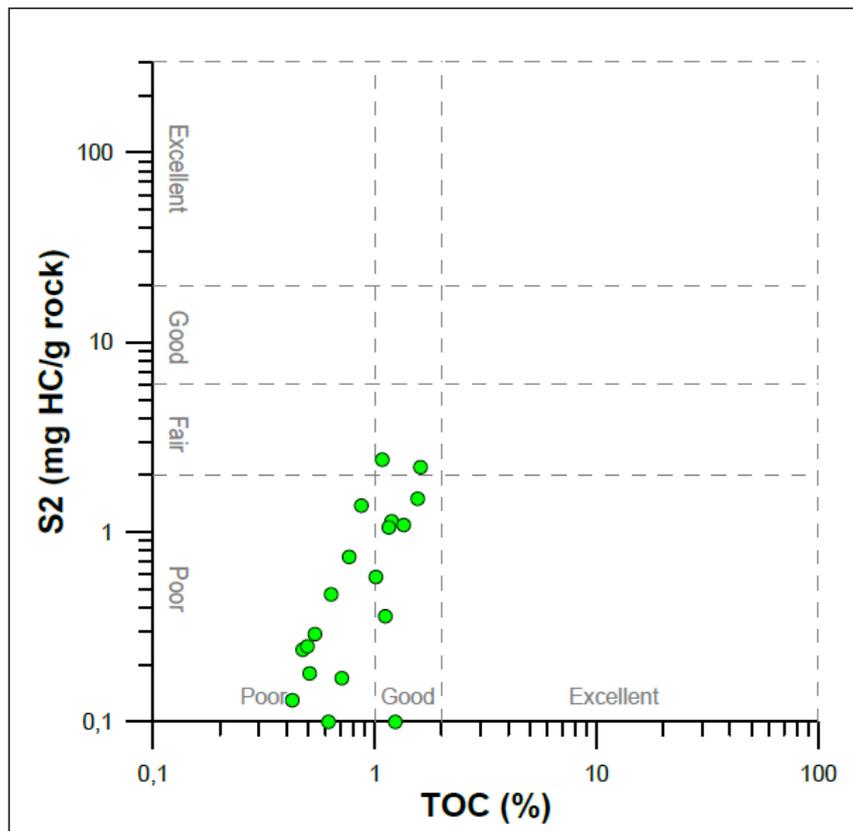


Figura 21. Diagrama mostrando a relação entre o Carbono Orgânica Total (COT) e S2 para as amostras da jazida de Morungava.

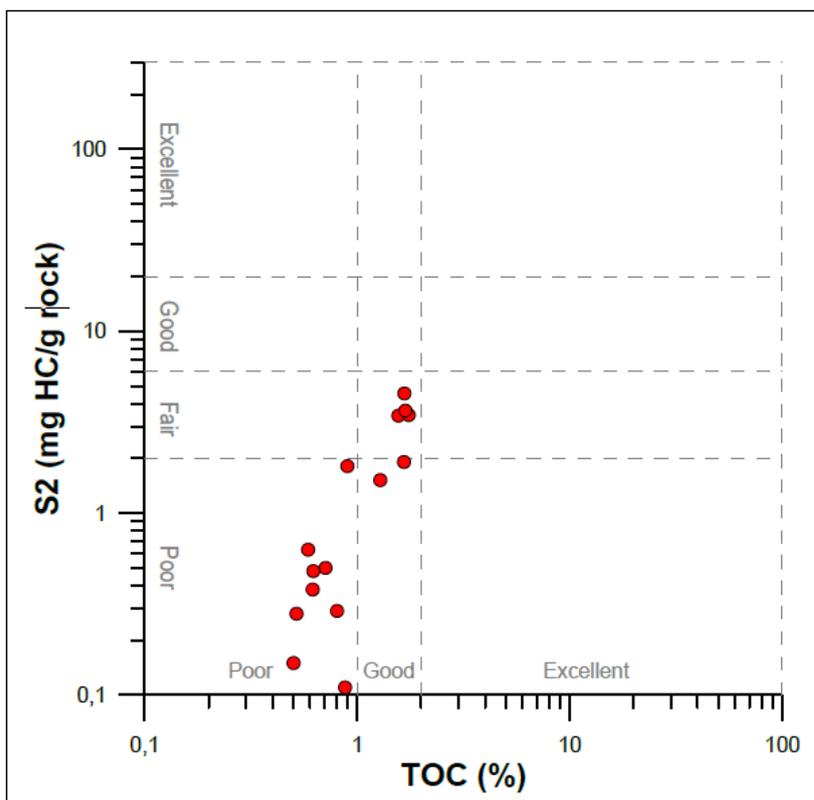


Figura 22. Diagrama mostrando a relação entre o Carbono Orgânica Total (TOC) e S2 para as amostras da jazida de Chico Lomã.

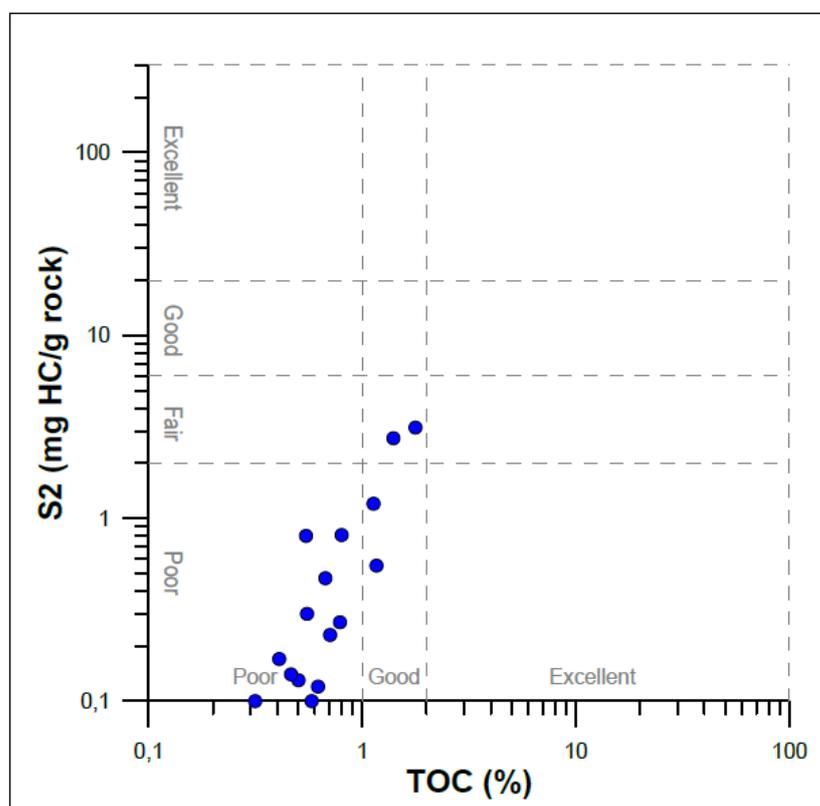


Figura 23.. Diagrama mostrando a relação entre o Carbono Orgânica Total (TOC) e S2 para as amostras da jazida de Santa Terezinha.

4.6 Mineralogia das amostras através da Difração de Raios X (DRX)

A mineralogia das amostras de folhelho da jazida Santa Terezinha (quadro 1) foi determinada pela difração de raios x (os difratogramas estão no Apêndice A) e mostrou um predomínio das seguintes fases:

- quartzo SiO_2 ,
- muscovita $\text{KAl}_2\text{Si}_3\text{AlO}_{10}(\text{OH},\text{F})_2$,
- plagioclásio: albita $\text{Na}_{1-x}\text{Ca}_x\text{Al}(\text{Al}_x\text{Si}_{1-x})\text{Si}_2\text{O}_8$, labradorita $(\text{Ca},\text{Na})(\text{Al},\text{Si})_4\text{O}_8$,
- dolomita $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$,
- illita $(\text{K},\text{H}_3\text{O})(\text{Al},\text{Mg},\text{Fe})_2(\text{Si},\text{Al})_4\text{O}_{10}[(\text{OH})_2,\text{H}_2\text{O}]$,
- caolinita $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$ e
- pirita FeS_2

É evidente a predominância do quartzo, muscovita e plagioclásio, como é comumente encontrado em folhelhos. Também foi possível identificar níveis ricos em carbonatos no Membro Assistência. Em relação às argilas, apesar da difícil diferenciação do tipo de argila em DRX de rocha total pulverizada, é possível identificar a presença importante de caolinitas e illitas ao longo da sequência de folhelho, sendo um fator importante para o armazenamento do gás, que permanece adsorvido na argila.

Quadro 1. Resultados das análises de difração de raios X realizado na jazida de Santa Terezinha..

Amostra	Quartzo	Muscovita	Plagioclasio	Dolomita	Ilita	Caolinita	Pirita
SSG-ST 001	x	x		x	x		
SSG-ST 002	x	x	x			x	
SSG-ST 003	x	x	x		x		
SSG-ST 004	x	x	x			x	
SSG-ST 005	x	x	x	x		x	
SSG-ST 006	x	x		x		x	
SSG-ST 007	x	x	x	x		x	
SSG-ST 008	x	x	x		x		
SSG-ST 009	x	x	x				x
SSG-ST 010	x	x				x	x
SSG-ST 011	x	x	x		x		
SSG-ST 012	x		x		x	x	
SSG-ST 013	x	x	x	x			x
SSG-ST 014	x		x	x			
SSG-ST 015	x	x	x	x			x
SSG-ST 016	x						
SSG-ST 017	x	x			x		
SSG-ST 018	x	x		x			
SSG-ST 019	x	x	x				
SSG-ST 020	x	x	x		x		
SSG-ST 021	x	x	x		x		
SSG-ST 022	x	x	x				
SSG-ST 023	x	x	x			x	
SSG-ST 024	x	x	x	x			
SSG-ST 025			x		x		

5. Conclusões

A maioria das amostras de folhelho da Formação Irati analisadas neste trabalho apresentaram um baixo teor de matéria orgânica, sendo classificadas como pobres na geração de hidrocarbonetos em relação ao COT. Porém, os perfis apresentam algumas amostras com teor de COT bom na base do Membro Assistência e no topo do Membro Taquaral, sendo possível estabelecer a correlação de um horizonte com potencial gerador com base neste parâmetro entre as três jazidas. É possível também notar a influência das intrusões de diabásio nos valores de COT das amostras próximas ao corpo ígneo.

Os diagramas de Índice de Hidrogênio/ T_{max} indicaram que a maioria das amostras contém querogênio do tipo III, caracterizado pelo baixo potencial de geração de hidrocarbonetos, e estes, quando gerados, produzem apenas gás. Apenas nas jazidas de Morungava e Chico Lomã, a base do Membro Assistência apresentou ÍH de rochas geradoras de gás e óleo.

Os valores de T_{max} indicaram que o folhelho apresenta um nível maturo da matéria orgânica na maioria das amostras do Membro Taquaral nas jazidas de Morungava e Chico Lomã. Na jazida de Santa Terezinha os resultados de T_{max} juntamente com a Reflectância da Vitrinita mostraram que os folhelhos apresentam um nível maturo ao longo de todo o perfil.

A difração de raios X mostrou a presença predominante de quartzo, muscovita e plagioclásio. Em vários difratogramas foi possível detectar a presença de illita (caolinita), importante para o armazenamento do gás no folhelho, tendo em vista que este ocorre através da adsorção do gás nestes argilominerais.

A Formação Irati, apesar de ser reconhecida como uma formação extremamente rica em matéria orgânica e com bom potencial gerador, apresentou características atípicas neste local da Bacia do Paraná, indicando alguma mudança no ambiente deposicional, por exemplo, um maior nível de oxigenação da coluna de água resultando em menor preservação da matéria orgânica.

REFERÊNCIAS

ANP- Agência Nacional de Petróleo. Reservas Brasileiras de gás convencional e Potencial para gás não convencional. Rio de Janeiro, 2013. 43 slides, color.

Araújo, L.M.,(2001). Análise da expressão estratigráfica dos parâmetros de geoquímica orgânica e inorgânica nas sequências deposicionais Irati. Porto Alegre. Tese de Doutorado, Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Beurlen, K. 1957. Faunas salobras fósseis e tipo ecológico- paleogeográfico das faunas gondwânicas no Brasil. In: ACADEMIA BRASILEIRA DE CIÊNCIAS, 2., 1957, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro, v. 29, p. 229- 241.

Delaney, P.J., & Goni, J. 1963. Correlação preliminar entre as formações Gondwânicas do Uruguai e Rio Grande do Sul, Brasil. *Boletim Paranaense de Geografia*, 8: 3-20.

EIA, U.S. Energy Information Administration 2011. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States. Disponível em www.eia.gov.

EIA, U.S. Energy Information Administration 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 countries Outside the United States, junho. Disponível em www.eia.gov.

Epistaliè, J. Madec, M., Tissot, B. 1997. Offshore Technology Conference 9, Houston, Texas.

Holz, M., França, A.B., Souza, P.A., Ianuzzi, R., Rohn, R., 2010. A stratigraphic chart of the late Carboniferous/ Permian sucession of the eastern border of the Paraná Basin, Brazil, South America. *Journal of South American Earth Sciences* 29(2): 381- 399.

Kalkreuth et al., 2008. O Potencial de *Coal Bed Methane* (CBM) na jazida de Santa Terezinha - resultados preliminares da modelagem 3D da jazida e do poço de exploração CBM001-ST-RS, *Revista Brasileira de Geociências*, v. 38, n. 2, p. 1- 15, 2008.

Kalkreuth W.; Suffert T.; Holz M. 1998. Potencial gerador de metano dos carvões da Bacia do Paraná - Uma possível fonte alternativa de energia para o sul do Brasil? In: Congresso Brasileiro de Geologia 40, Belo Horizonte, Brasil, October 11-16, 1998, Anais, p.355.

Lavina, E.L., 1991. Geologia sedimentar e paleogeografia do Neopermiano e Eotriássico (Intervalo Kazaniano-Scythiano) da Bacia do Paraná. Porto Alegre, 333p. Tese de Doutorado, Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Milani and Zalan (1999): An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. *Episodes - J. Int. Geosciences*, Vol 22, No 3, 199-205, Kalkreuth, dados não publicados.

Milani, E.J. 1997. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-oriental. Programa de Pós-graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Tese de Doutorado, 255p.

- Milani, E.J. e Zalán, P.V. 1999. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. *Episodes* 22: 199-205.
- Padula, V.T., 1968. Estudos geológicos da Formação Irati, sul do Brasil. *Boletim Técnico da Petrobras*, 11(3): 407- 430.
- Peters, K.E., Moldovan, J.M. 1993. *The Biomarkers Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, Englewood Cliffs: New Jersey, 363p
- Ross, D.J., Marc Bustin, R., 2009. The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs. *Mar. Pet. Geol.* 26(6), 916–92
- 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(4): 456-463.
- São Paulo. Grupo de Acompanhamento e Estudos de Recursos Fósseis Não Convencionais do Instituto de Energia e Ambiente. USP. NOTA TÉCNICA SOBRE SHALE GAS. São Paulo, 2013. 23 f.
- Schneider, R.L., Mühlmann, H., Tommasi, E., Medeiros, R.A., Daemon, R.F. & Nogueira, A.A. 1974. Revisão Estratigráfica da Bacia do Paraná. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 28., 1974, Porto Alegre. Anais... Porto Alegre, SBG, v.1, p. 41-66.
- Souza, I. V., de Alves F.; Mendonça Filho, J.G.; Menezes, T. R. (2008). Avaliação do efeito térmico das intrusivas ígneas em um horizonte potencialmente gerador da Bacia do Paraná: Formação Irati. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 38, n. 2, p.138-148.
- Tissot, B; Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Heidelberg: Springer Verlag, 2 ed.
- Tyson, R.V., 1995. *Sedimentary Organic Matter. Organic facies and palynofacies*. Chapman and Hall, Londres, 615p.
- USDE 2009. US Department of Energy, “Modern shale gas development in the United States”, abril 2009, p.17.
- White, I.C. 1908. Relatório sobre as *coal measures* e rochas associadas do sul do Brasil. Rio de Janeiro, Com. Est. Minas de Carvão de Pedra do Brasil, parte 1,300p.

APÊNDICE A

Difratogramas referentes às análises realizadas nas 25 amostras da jazida de Santa Terezinha.

