

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

**AUGUSTO SANTAROSSA**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL GERADOR CBM (COALBED METHANE) DA  
FORMAÇÃO RIO BIONITO NO POÇO CBM002-ST-RS, JAZIDA DE SANTA  
TEREZINHA (OSÓRIO/RS), PERMIANO DA BACIA DO PARANÁ**

PORTO ALEGRE

2021

**AUGUSTO SANTAROSSA**

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL GERADOR CBM (COALBED METHANE) DA  
FORMAÇÃO RIO BIONITO NO POÇO CBM002-ST-RS, JAZIDA DE SANTA  
TEREZINHA (OSÓRIO/RS), PERMIANO DA 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.

Orientador: Prof. Dra. Tais Freitas da Silva  
Supervisor: Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth

PORTO ALEGRE

2021

### CIP - Catalogação na Publicação

Santarossa, Augusto

Avaliação do potencial gerador CBM (coalbed methane) da Formação Rio Bonito no poço CBM002-ST-RS, Jazida de Santa Terezinha (Osório/RS), Permiano da Bacia do Paraná / Augusto Santarossa. -- 2021.

78 f.

Orientadora: Tais Freitas da Silva.

Coorientador: Wolfgang Kalkreuth.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) -- Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Instituto de Geociências, Curso de Geologia, Porto Alegre, BR-RS, 2021.

1. Gás natural. 2. CBM. 3. Carvão. 4. Bacia do Paraná. 5. Jazida de Santa Terezinha. I. da Silva, Tais Freitas, orient. II. Kalkreuth, Wolfgang, coorient. III. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

**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 **“AVALIAÇÃO DO POTENCIAL GERADOR CBM (COALBED METHANE) DA FORMAÇÃO RIO BONITO NO POÇO CBM002-ST-RS, JAZIDA DE SANTA TEREZINHA (OSÓRIO/RS), PERMIANO DA BACIA DO PARANÁ”** elaborado por **“AUGUSTO SANTAROSSA”**, como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia.

**Comissão Examinadora:**

---

**Prof. Dra. Ana Maria Pimentel Mizusaki**

---

**Dr. Marcos Muller Bicca**

---

**Dra. Marleny Blanco González**

## **AGRADECIMENTOS**

A chegada até aqui seria praticamente impossível sem o suporte e ajuda de inúmeras pessoas ao longo de toda trajetória de curso.

Sou grato a meus pais, Marcos e Marta, que sempre me incentivaram e motivaram a conquistar os objetivos. São meus maiores exemplos na vida de que com entrega e seriedade podemos chegar aonde quisermos.

À minha orientadora, Prof. Dra. Tais Freitas da Silva, que sempre me apoiou e deu suporte desde o primeiro dia em que me tornei teu orientando oficialmente.

Ao Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth, pelo suporte científico.

Ao Projeto GASBRAS – coordenado pela FUSP, ao qual esse trabalho faz parte, pela oportunidade de estudo e pela bolsa de estudos concedida.

A todos colegas e amigos do Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras do Petróleo (Lab) pelo auxílio em trabalho e momentos de descontração que tornavam os dias melhores por mais cinzento e estressante que estivesse.

Aos amigos e amigas que fiz durante a caminhada dentro do curso de Geologia, aos amigos de longa data que estiveram comigo durante todo o tempo e ao Mateus e Arthur pelos momentos de avacalhação e momentos sérios (raros).

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, pela formação em nível superior.

## RESUMO

O gás natural extraído a partir de fontes não convencionais vem recebendo visibilidade no mundo e recentemente no Brasil em virtude da previsão de finitude e escassez dos recursos provindos de reservatórios convencionais. A Jazida de Santa Terezinha é uma jazida de carvão em subsuperfície e fonte de CBM – *coalbed methane* (gás natural associado a camadas de carvão). Localiza-se no litoral do Rio Grande do Sul e os carvões de interesse representam ambientes parálicos de sedimentação depositados durante o intervalo Permiano na Bacia do Paraná. O objetivo desse trabalho consiste em determinar o volume de gás natural liberado pelas camadas de carvão testemunhadas e caracterizar o carvão sob as características químicas e petrográficas. A metodologia envolveu trabalho de campo, em que foram coletadas as amostras de carvão através da execução de um poço de exploração (CBM 002-ST-RS) e iniciadas as medições dos volumes de gás dessorvido com o auxílio de um laboratório móvel de campo. Após a etapa de campo, continuou-se a fazer leituras e monitoramento, na Universidade, do volume de gás dessorvido pelos carvões durante aproximadamente 3 meses, quando do cessamento de liberação de gás. A caracterização visual, química e petrográfica das amostras de carvão foi realizada com o emprego de técnicas de descrição visual de litotipos; cromatografia gasosa, análise imediata; reflectância da vitrinita e análise de macerais, respectivamente. Os resultados indicam condições térmicas, petrográficas e químicas adequadas para geração de gás natural. O valor mínimo e máximo de reflectância de vitrinita encontrado, foi, respectivamente 0,60% e 0,82% Rrandom. O litotipo dominante nas amostras de carvão foi o Fosco e os valores de matéria mineral variam de 14% a 58%. O conteúdo de vitrinita varia de 13% a 76,6%, inertinita 2% a 25% e liptinita 2% a 19%. O volume de gás dessorvido, na média, varia de 0,42 cm<sup>3</sup>/g a 2,33 cm<sup>3</sup>/g de carvão e composição dominante de metano.

Palavras-Chave: Gás Natural. Carvão. Jazida de Santa Terezinha.

## ABSTRACT

Natural gas from unconventional sources has been gaining visibility in the world and recently in Brazil due to the finitude and scarcity of resources from conventional reservoirs. The Santa Terezinha deposit is a subsurface coal deposit and a source of CBM - coalbed methane (natural gas associated with coal seams). The deposit is located in the coastal area of Rio Grande do Sul State and the coals deposited in paralic sedimentation environments during the Permian in the Paraná Basin. The objective of this work is to determine the volume of natural gas released by the collected coal seams and determine the petrographic and chemical characteristics of the coal seams. The methodology involved fieldwork, in which the coal samples were collected through the execution of an exploration well (CBM002-ST-RS). Measurements of the gas volumes desorbed were initiated with the aid of a mobile field laboratory. After the field stage, readings and monitoring continued, of the volume of gas desorbed by the coals for approximately 3 months, at the UFRGS laboratory, when the gas release ceased. The visual, chemical and petrographic characterization of the coal samples was carried out using techniques of visual description of lithotypes; proximate analysis; reflectance of vitrinite and analysis of macerals, respectively. Gas composition was determined by gas chromatography. The results indicate suitable thermal, petrographic and chemical conditions for natural gas generation. The minimum and maximum reflectance value of vitrinite found was 0.60% and 0.82% R<sub>random</sub>, respectively. The dominant lithotype in the coal samples was Dull. The values of mineral matter vary from 14% to 58 %, vitrinite content 13% to 76.6%, inertinite content 2% to 25% and liptinite content 2% to 19%. The volume of gas desorbed, on average, ranges from 0.42 cm<sup>3</sup>/g of coal to 2.33 cm<sup>3</sup>/g and the dominant composition of methane gas.

Keywords: Natural Gas. Coal. Santa Terezinha Coalfield.

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Localização e contexto geológico da área de estudo: (A) localização da Bacia do Paraná e (B) localização das jazidas de carvão no sul do Brasil com destaque para JST (área desse estudo).1 = Arco de Rio Grande, 2 = Sinclinal de Torres, 3 = Arco de Ponta Grossa, 4 = Arco de Assunção..	15
<b>Figura 2:</b> Localização do poço de exploração CBM002-ST-RS dentro da JST, litoral do estado do Rio Grande do Sul.	16
<b>Figura 3:</b> Trapeamento do gás natural nas porosidades e fraturas do carvão..	18
<b>Figura 4:</b> Janela de geração de gás em função da profundidade e temperatura.....	19
<b>Figura 5:</b> Origem do carvão e seus grupos constituintes macerais durante o estágio de transformação da turfeira em carvão.....	21
<b>Figura 6:</b> Carta estratigráfica da Bacia do Paraná, com destaque para Formação Rio Bonito. Retirado de Holz et al. (2010).	22
<b>Figura 7:</b> Fluxograma contendo as etapas envolvidas e a quantidade de amostra destinada para cada análise proposta no trabalho.....	24
<b>Figura 8:</b> Execução do poço de exploração CBM002-ST-RS, na cidade de Osório/RS, novembro de 2019.	25
<b>Figura 9:</b> Perfil litológico simplificado referente ao intervalo da Formação Rio Bonito, amostrado no poço CBM002-ST-RS A.	26
<b>Figura 10:</b> Perfil litológico simplificado referente ao intervalo da Formação Rio Bonito, amostrado no poço CBM002-ST-RS B.	26
<b>Figura 11:</b> Sistema utilizado para medição de volume de gás, com a conexão dos cilindros com amostras de carvão à coluna graduada.	28
<b>Figura 12.</b> Cromatógrafo Gasoso Agilent Technologies 7890 (Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo/IGEO/UFRGS).	29
<b>Figura 13:</b> Plug petrográfico pronto para ser submetido à análise.	31
<b>Figura 14:</b> Microscópio Leica DM6000M utilizado para análises petrográficas.	32
<b>Figura 15:</b> Curva de gás dessorvido em função do tempo para a Amostra 1B (Camada B, profundidade 793,98 m) do poço CBM002-ST-RS.	34
<b>Figura 16:</b> Diagrama ternário mostrando a composição petrográfica maceral das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS. s/mm - sem matéria mineral.	40



<b>Figura 17:</b> Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 1A do poço CBM002-ST-RS, segundo as normas CEE-NU (1998). .....	43
<b>Figura 18:</b> Variação dos parâmetros obtidos pelas análises petrográficas e químicas com a profundidade estratigráfica do poço CBM-002-ST-RS (B) e destaque para a camada D indicando o melhor potencial para gás natural no poço. ....	45

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1:</b> Tabela de classificação dos litotipos de acordo com Diessel (1965) e ICCP - Stopes e Heerlen (1971). .....	30
<b>Tabela 2:</b> Volume de gás dessorvido para cada amostra de carvão do poço CBM002-ST-RS. ....	35
<b>Tabela 3:</b> Composição molecular do gás analisado para as amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS (B). .....	36
<b>Tabela 4:</b> Composição de litotipos (percentual) das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS. ....	37
<b>Tabela 5:</b> Dados de Rrandom (%) das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS. DP = Desvio Padrão.....	38
<b>Tabela 6:</b> Composição maceral das amostras do poço CBM 002-ST-RS e a composição maceral recalculadas para base livre de matéria mineral. Tot.: Total; s/mm: sem matéria mineral. ....	39
<b>Tabela 7:</b> Resultados da Análise Imediata das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS. ....	42

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

C1 – Metano

C2 – Etano

C3 – Propano

*i*C4 – Isobutano

*n*C4- *n*-Butano

CBM – *Coalbed Methane*

D.A.F. – *Dry Ash Free*

HC - Hidrocarboneto

JST – Jazida de Santa Terezinha

M.M – Matéria Mineral

M.M.F – *Mineral Matter Free*

Fm. – Formação

BAV A – Betuminoso Alto Volátil A

BAV C – Betuminoso Alto Volátil C

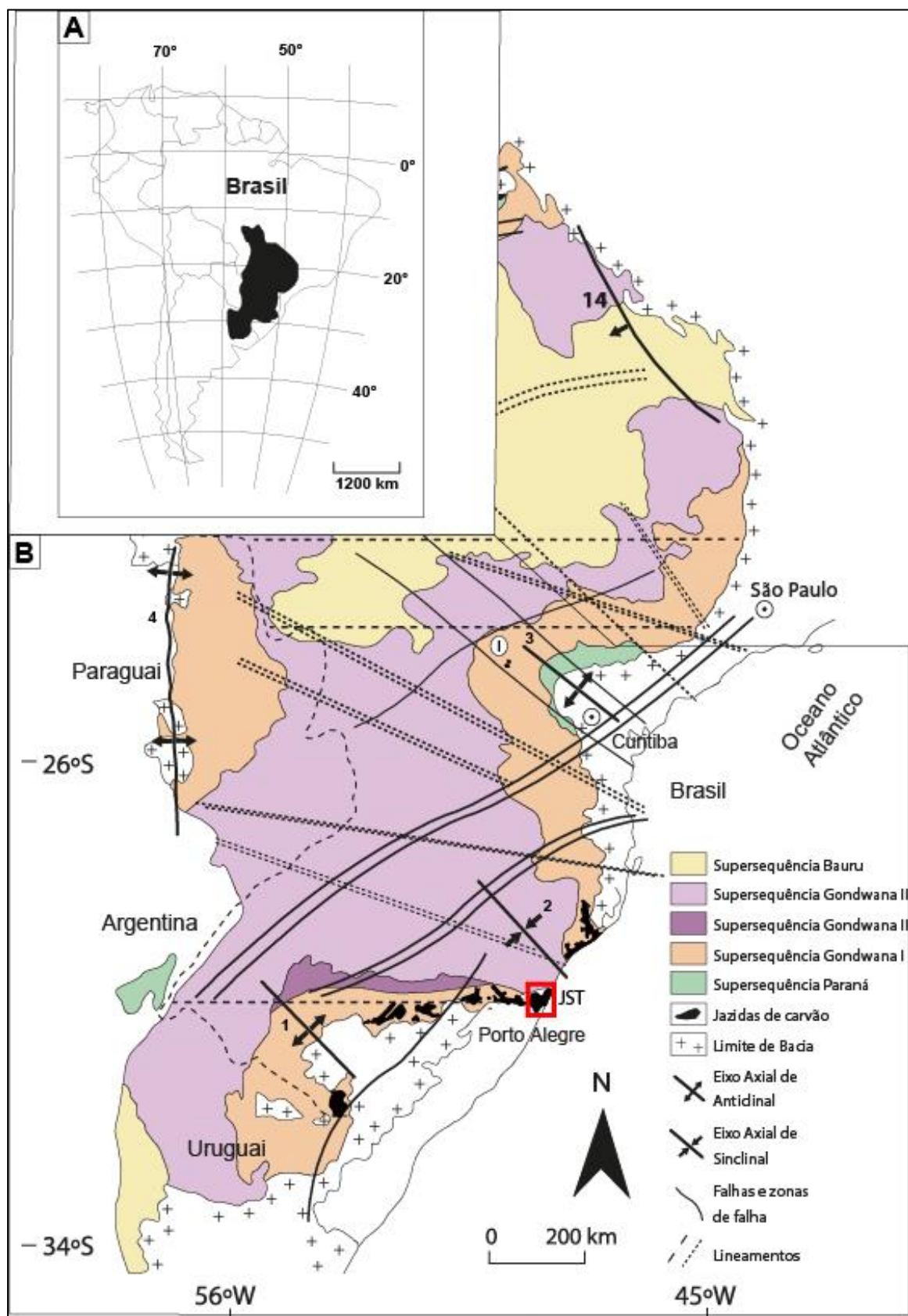
## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	14
<b>2</b>	<b>OBJETIVOS</b>	17
<b>3</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO</b>	18
3.1	Gás nas camadas de carvão ( <i>Coalbed Methane</i> - CBM)	18
3.2	Geração De Gás Natural	18
3.3	Carvão	19
3.4	Contexto geológico simplificado da Bacia do Paraná	21
3.4.1	Formação Rio Bonito	22
3.4.2	Jazida De Santa Terezinha (JST)	23
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA</b>	24
4.1	Trabalho De Campo	25
4.2	Medida De Dessorção De Gás	26
4.3	Determinação da Composição do Gás Dessorvido	28
4.4	Descrição De Litotipos	29
4.5	Análises Petrográficas	30
4.5.1	Reflectância Da Vitrinita	31
4.5.2	Análise de Macerais	31
4.6	Análises Químicas	32
4.6.1	Análise Imediata	32
4.6.1.1	Umidade	32
4.6.1.2	Cinzas	33
4.6.1.3	Matéria Volátil	33
4.6.1.4	Carbono Fixo	34
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b>	34

5.1 Medidas De Dessorção De Gás.....	34
5.2 Composição do gás dessorvido .....	35
5.3 Descrição de Litotipos .....	36
5.4 Reflectância Da Vitrinita .....	37
5.5 Análise De Macerais .....	38
5.6 Análise Imediata.....	41
5.6.1 Umidade .....	41
5.6.2 Cinzas.....	41
5.6.3 Matéria Volátil .....	41
5.6.4 Carbono Fixo .....	41
5.8 Avaliação De Parâmetros .....	43
<b>6 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....</b>	<b>46</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>47</b>
<b>APÊNDICE A .....</b>	<b>50</b>
<b>APÊNDICE B .....</b>	<b>58</b>
<b>APÊNDICE C .....</b>	<b>75</b>

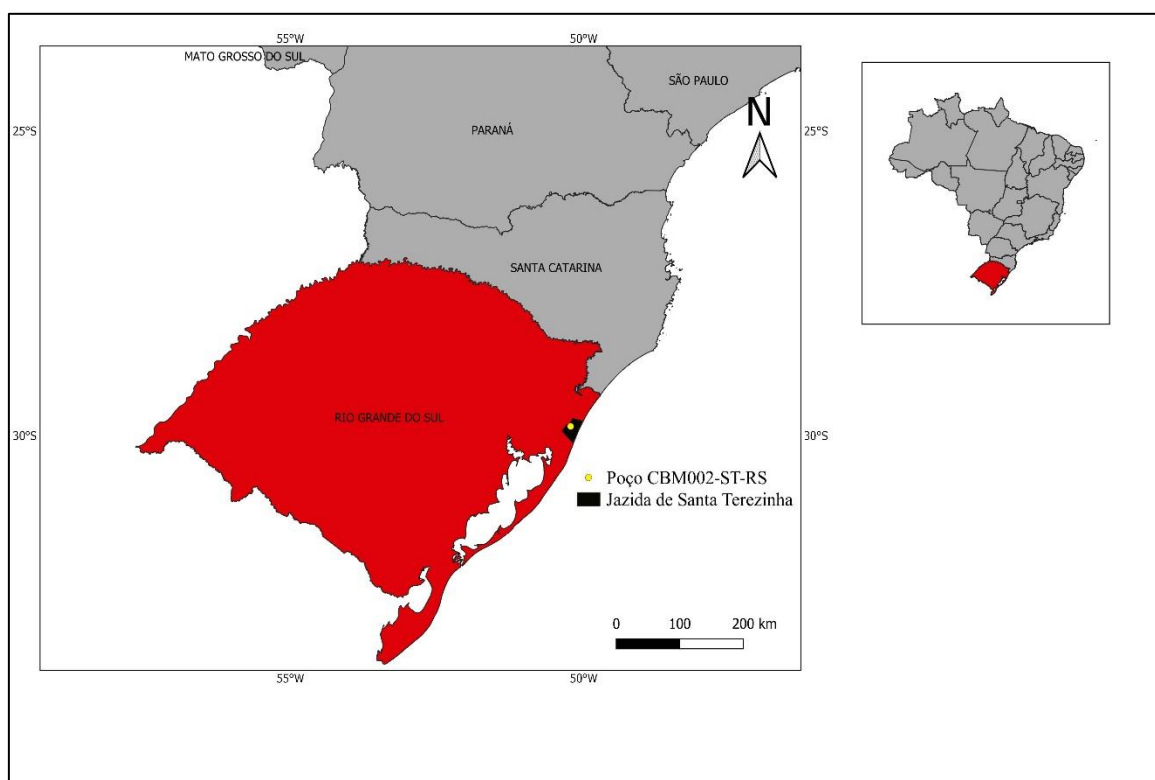
## 1 INTRODUÇÃO

O CBM (*coalbed methane*) é um recurso energético não convencional de gás natural aprisionado dentro das microporosidades e fraturas do carvão. Sua caracterização e avaliação vem ganhando importância desde as últimas décadas, em virtude da previsão de esgotamento das fontes convencionais de petróleo e gás. Em países do hemisfério norte; os estudos de CBM estão avançados e, em alguns como Estados Unidos e Canadá, o gás das camadas de carvão já é comercializado. No Brasil, pesquisas estão sendo desenvolvidas pelo Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras do Petróleo desde 2007 a fim de avaliar o potencial de gás associado às camadas de carvão. O carvão, no Brasil, encontra-se nos estados do sul com cerca de 90% do volume total localizado no estado do Rio Grande do Sul (Fig.1), e está inserido no contexto da Supersequência Gondwana I na Bacia do Paraná, uma extensa bacia intracratônica com área de 1.500.000 km<sup>2</sup> com idade entre o Neo-Ordoviciano e Neocretáceo (Milani, 1998). Na Bacia do Paraná alternam-se litologias sedimentares e vulcânicas, sendo o carvão encontrado na Formação Rio Bonito, que marca a retomada do sistema transgressivo durante o Permiano (Matos, 1999). A área para estudo e avaliação do potencial CBM é a Jazida de Santa Terezinha (JST), localizada no litoral norte do Rio Grande do Sul, que apresenta grau de carbonificação, distribuição e variação em profundidade do carvão (Kalkreuth & Holz, 2000, Kalkreuth *et al.*, 2003, 2008).



**Figura 1:** Localização e contexto geológico da área de estudo: (A) localização da Bacia do Paraná e (B) localização das jazidas de carvão no sul do Brasil com destaque para JST (área desse estudo). 1 = Arco de Rio Grande, 2 = Sinclinal de Torres, 3 = Arco de Ponta Grossa, 4 = Arco de Assunção. Modificado de Bicca *et. al.* (2020).

A ausência de afloramentos em superfície na área da JST torna a compreensão do potencial CBM um desafio em relação ao acesso às camadas de carvão. Desta forma, faz-se necessária a execução de poços de exploração para testemunhar as camadas de carvão. Na área da JST, que tem extensão aproximada de 20x40 km<sup>2</sup>, ocorrem carvões em subsuperfície com profundidades variadas, podendo chegar até 825 metros. Para o prosseguimento do estudo, uma sondagem (CBM002-ST-RS) foi realizada em uma localidade estrategicamente definida dentro da JST (Fig. 2).



**Figura 2:** Localização do poço de exploração CBM002-ST-RS dentro da JST, litoral do estado do Rio Grande do Sul.

Nesse estudo são apresentados e discutidos dados de volume de gás, petrografia e química dos carvões testemunhados na sondagem CBM002-ST-RS com o intuito de determinar e avaliar o volume de gás natural dessorvido e sua composição molecular, bem como abordar as características microscópicas e físico-químicas do carvão. Com essas metodologias e etapas de trabalho, pode-se conhecer o potencial da área em questão para os reservatórios não convencionais de gás e assim contribuir com o entendimento para uma fonte de energia até então pouco estudada no Brasil.



## 2 OBJETIVOS

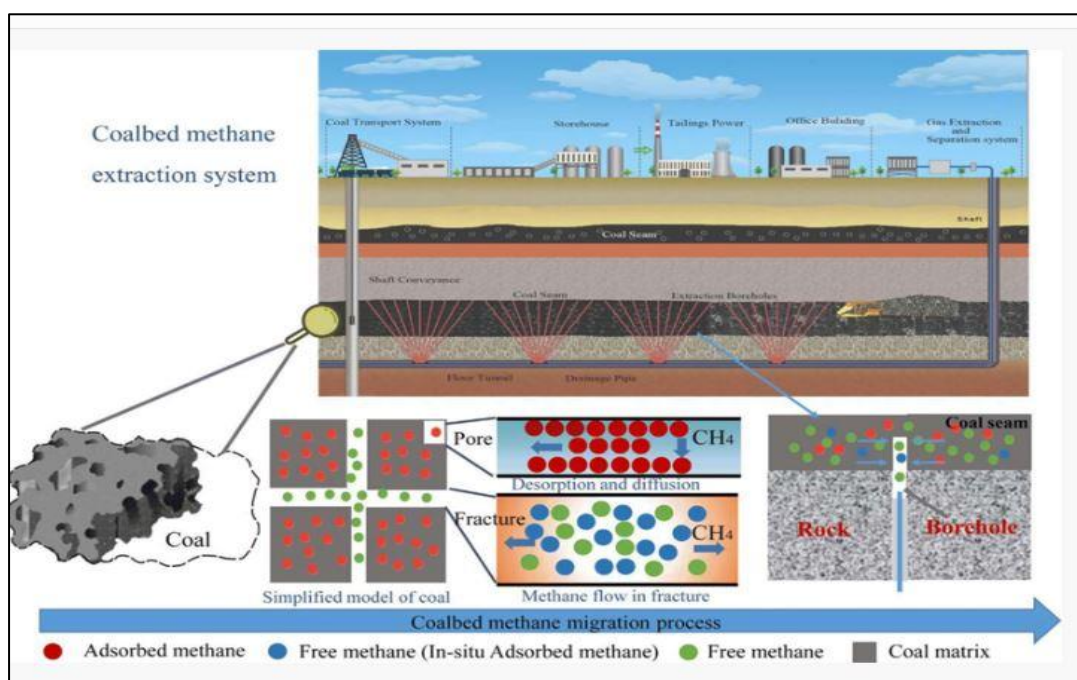
O presente estudo tem como objetivo principal determinar a quantidade e composição dos hidrocarbonetos gasosos gerados e armazenados pelas camadas de carvão da Jazida de Santa Terezinha, localizada na Bacia do Paraná. Incluem-se, ainda, como objetivos específicos:

1. Identificar os constituintes orgânicos particulados (macerais) da matéria orgânica através de análise petrográfica, diferenciando os três grandes grupos de macerais (vitrinita, inertinita e liptinita) além da matéria mineral associada.
2. Determinar o grau de evolução térmica do carvão fazendo uso da técnica de reflectância da vitrinita.
3. Avaliar propriedades físico-químicas do carvão.
4. Definição do intervalo de interesse no perfil amostrado, bem como coleta e escolha das amostras de carvão.
5. Descrição macroscópica dos litotipos presentes no carvão.
6. Estimar a quantidade de gás natural liberado pelas camadas de carvão ao longo do tempo de observação.
7. Determinar a composição molecular do gás natural dessorvido pelas camadas de carvão.

### 3 REFERENCIAL TEÓRICO

#### 3.1 Gás nas camadas de carvão (*Coalbed Methane - CBM*)

CBM pode ser definido como o gás natural aprisionado nas porosidades do carvão. A armazenagem do fluido se dá em fraturas e poros. Na porosidade as moléculas do gás ficam retidas nas paredes e a esse processo se cunha o termo físico-químico de adsorção física. Nas fraturas o processo dominante é a fase livre, em que o gás migra e se difunde a partir dos espaços criados na matriz do carvão (Fig. 3).

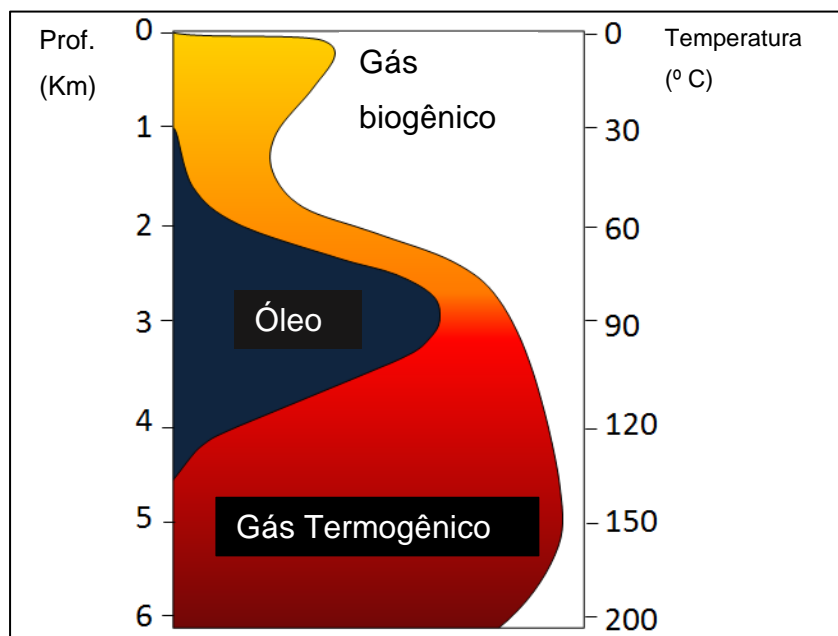


**Figura 3:** Trapeamento do gás natural nas porosidades e fraturas do carvão. Fonte: Zhan *et al.* (2019).

#### 3.2 Geração De Gás Natural

Existem dois tipos de origem para geração de gás natural (Fig.4): processos biogênicos e termogênicos. Na geração biogênica, o gás é produzido a partir da decomposição da matéria orgânica por micro-organismos e sua composição dominante é metano ( $\text{CH}_4$ ) e dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ). É estimado que 20% das reservas mundiais de gás natural são de origem biogênica (RICE, 1992 *apud* WHITICAR, 1994). O gás termogênico é produzido com o craqueamento das moléculas do carvão a altas pressões e temperaturas e está relacionado ao processo

de subsidência da bacia com aumento progressivo do grau de carbonificação. Comumente tem-se a mistura da geração de gás biogênico e termogênico devido à evolução térmica da turfeira durante os estágios de diagênese, catagênese e metagênese.



**Figura 4:** Janela de geração de gás em função da profundidade e temperatura. Modificado de Petropedia, 2018. Imagem via: <https://www.petropedia.com/2/9808/oil/biogenic-and-thermogenic-gases-how-significant-they-are-in-energy-space>.

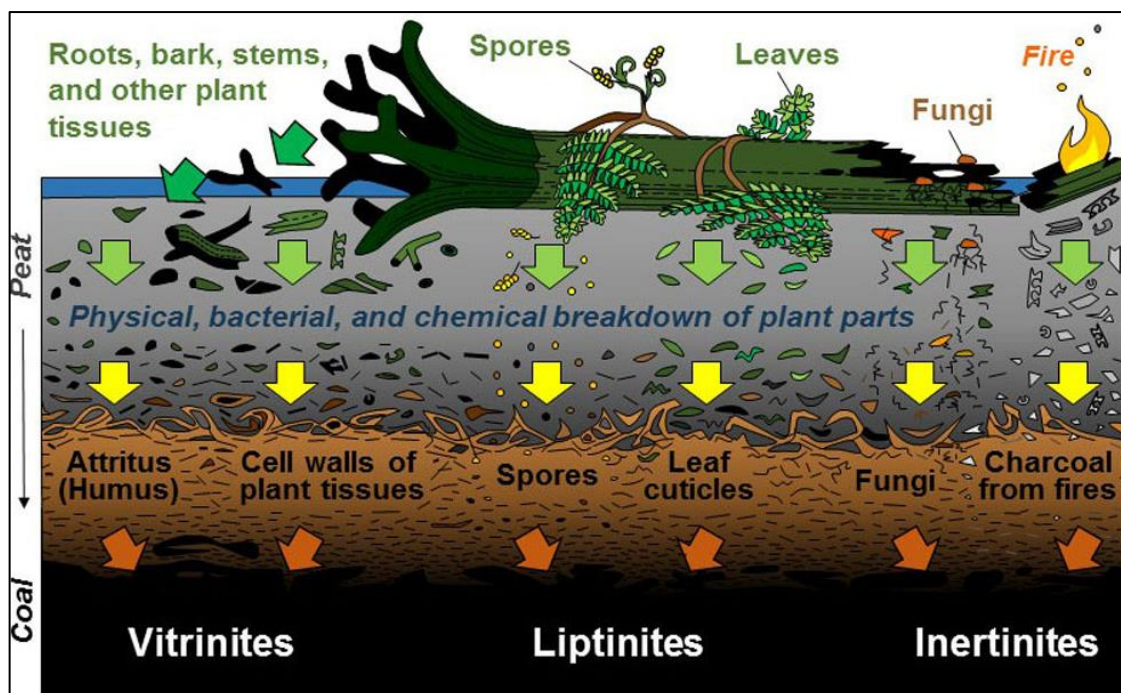
### 3.3 Carvão

A viabilidade do CBM associado às camadas de carvões depende principalmente da composição, conteúdo de cinzas (resíduos não combustíveis remanescentes da queima da matéria orgânica – determinado em laboratório), *rank*, porosidade e origem do carvão. O carvão é definido internacionalmente como sendo uma rocha sedimentar oriunda de restos vegetais com presença de matéria mineral e que apresenta porcentagem de 50% ou menos de cinzas (ISO 17760, 2005).

Os carvões se dividem em dois grandes grupos: húmicos e sapropélicos. Os primeiros são originados a partir de plantas terrestres depositadas em áreas pantanosas que são cobertas pela coluna de água, soterradas e decompostas por bactérias durante o tempo geológico. Carvões sapropélicos são relacionados à origem de algas lacustres. Durante o processo de soterramento, a massa vegetal acumulada sofre transformações gradativas, chamadas de carbonificação, que consiste em um

processo biogeoquímico em que há enriquecimento de carbono, perda de oxigênio e hidrogênio e devido ao aumento de temperatura e pressão (MINEROPAR, 1980). O carvão é assim classificado de acordo com o grau de transformação (*rank*), passando pelos estágios de turfa, linhito, carvão sub-betuminoso, carvão betuminoso e antracito, os quais apresentam diferentes características químicas e físicas. Para determinação do grau de carbonificação ou *rank*, a técnica mais utilizada é a reflectância da vitrinita. Além disso, a identificação dos constituintes vegetais orgânicos microscópicos (macerais) do carvão é feita pela análise macroscópica visual do carvão em que são descritas a relação e variação centimétrica de bandas brilhosas e foscas que permitem estimar visualmente o teor de matéria mineral e a qualidade do carvão. Posteriormente, uma análise microscópica de identificação e contagem de macerais é realizada. Macerais representam a estrutura e forma particuladas remanescentes de plantas carbonificadas (ICCP, 1971) e são análogos aos minerais nas rochas.

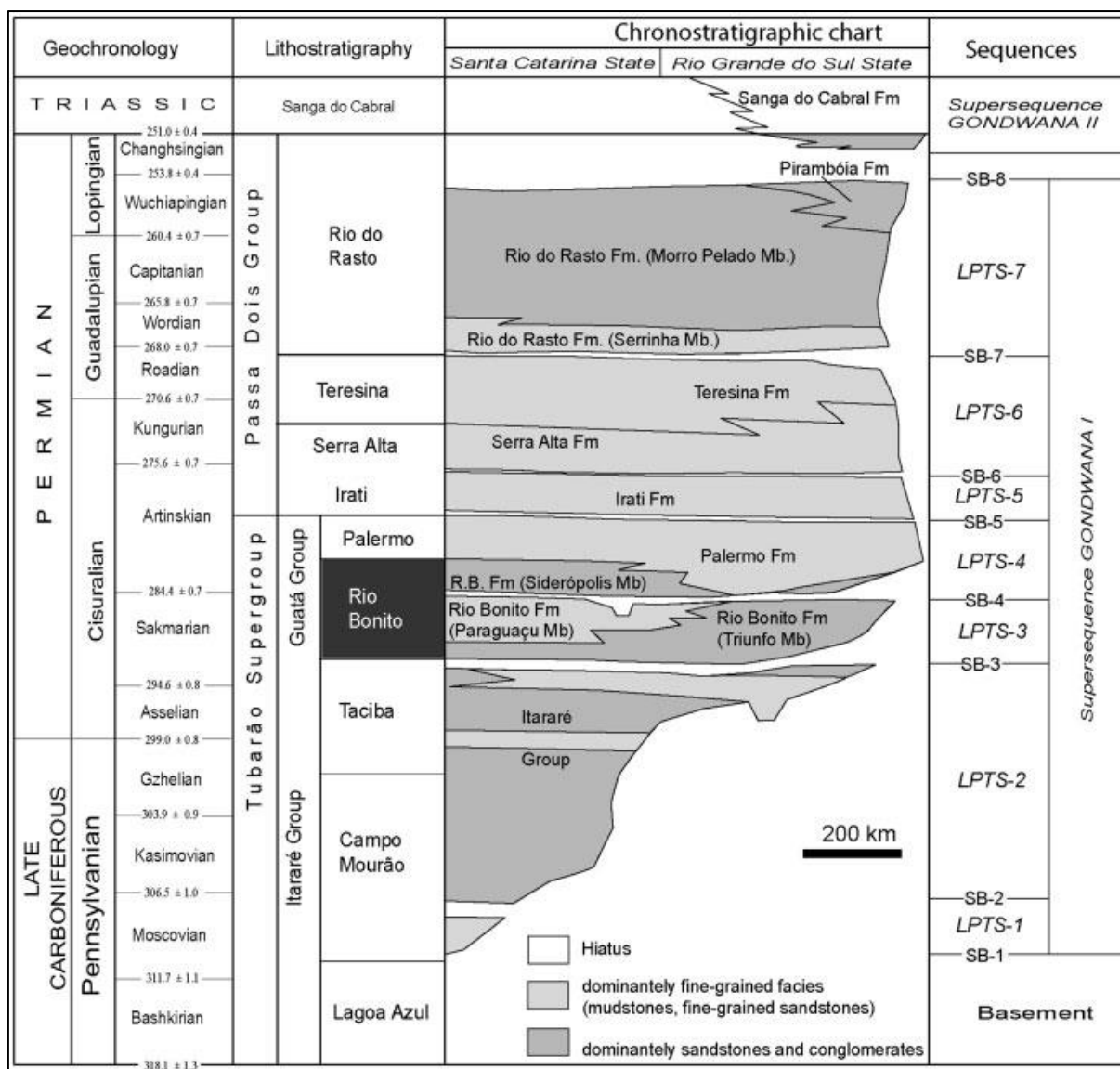
Os três grupos de macerais são vitrinita, inertinita e liptinita. Segundo ICCP (1971), a vitrinita tem sua origem relacionada a paredes celulares e tecidos lenhosos de galhos, folhas e sementes de plantas. É o principal maceral dos carvões húmicos. A inertinita, segundo ICCP (1971) apresenta a mesma origem da vitrinita, porém submetida a processos de oxidação. E a liptinita, origina-se a partir de compostos de plantas enriquecidos em hidrogênio como, por exemplo, graxas e resinas (Fig. 5).



**Figura 5:** Origem do carvão e seus grupos constituintes macerais durante o estágio de transformação da turfeira em carvão. Imagem via: <https://www.uky.edu/KGS/coal/coal-macerals.php>

### 3.4 Contexto geológico simplificado da Bacia do Paraná

A Bacia do Paraná é uma bacia intracratônica pertencente à Plataforma Sul-Americana e localizada, no território brasileiro, a sudeste e sul (Fig. 1) e com extensão a partes do Uruguai, Argentina e Paraguai. Abrange uma área de cerca de 1.500.000 km<sup>2</sup> e a idade atribuída entre o Neo-Ordoviciano e Neocretáceo (Milani, 1998). Apresenta geometria alongada NE-SO. O preenchimento sedimentar da bacia foi controlado por ciclos tectônico-eustáticos relacionados à evolução do oeste do supercontinente Gondwana durante o Paleozoico e Mesozoico. A sedimentação gerou um registro estratigráfico marcado por interrupções deposicionais causados por erosão e estágios em que não houve deposição de sedimentos. Segundo Milani (2007), o preenchimento da bacia é composto por sequências deposicionais de sexta ordem com idades entre o Ordoviciano Inferior e Cretáceo Inferior. A Formação Rio Bonito, alvo desse estudo por ter carvões associados, corresponde ao que à Supersequência Gondwana I de idade permiana (Lopez, *et al.*, 2019.). Segundo Holz *et al.* (2010), utilizando-se do conceito de estratigrafia de sequências, a Supersequência Gondwana I pode ser dividida em sete sequências de terceira ordem (Fig. 6).



**Figura 6:** Carta estratigráfica da Bacia do Paraná, com destaque para Formação Rio Bonito. Retirado de Holz *et al.* (2010).

### 3.4.1 Formação Rio Bonito

As camadas de carvão avaliadas em relação ao potencial para CBM neste trabalho estão contidas em sua totalidade na Formação Rio Bonito. Essa Formação apresenta siltitos como litologia dominante e tem idade atribuída entre o Sakmariano Inferior e Artinskiano. Está sotoposta pelo Grupo Itararé – relacionados ao registro glacial da Bacia do Paraná e sobreposta pela Formação Palermo – composta principalmente por siltitos e arenitos finos. Os carvões são intercalados com siltitos e em alguns casos, como na parte superior do poço CBM001-ST-RS em contato com intrusões de diabásio (Kalkreuth *et al.*, 2008, 2013).

### 3.4.2 Jazida De Santa Terezinha (JST)

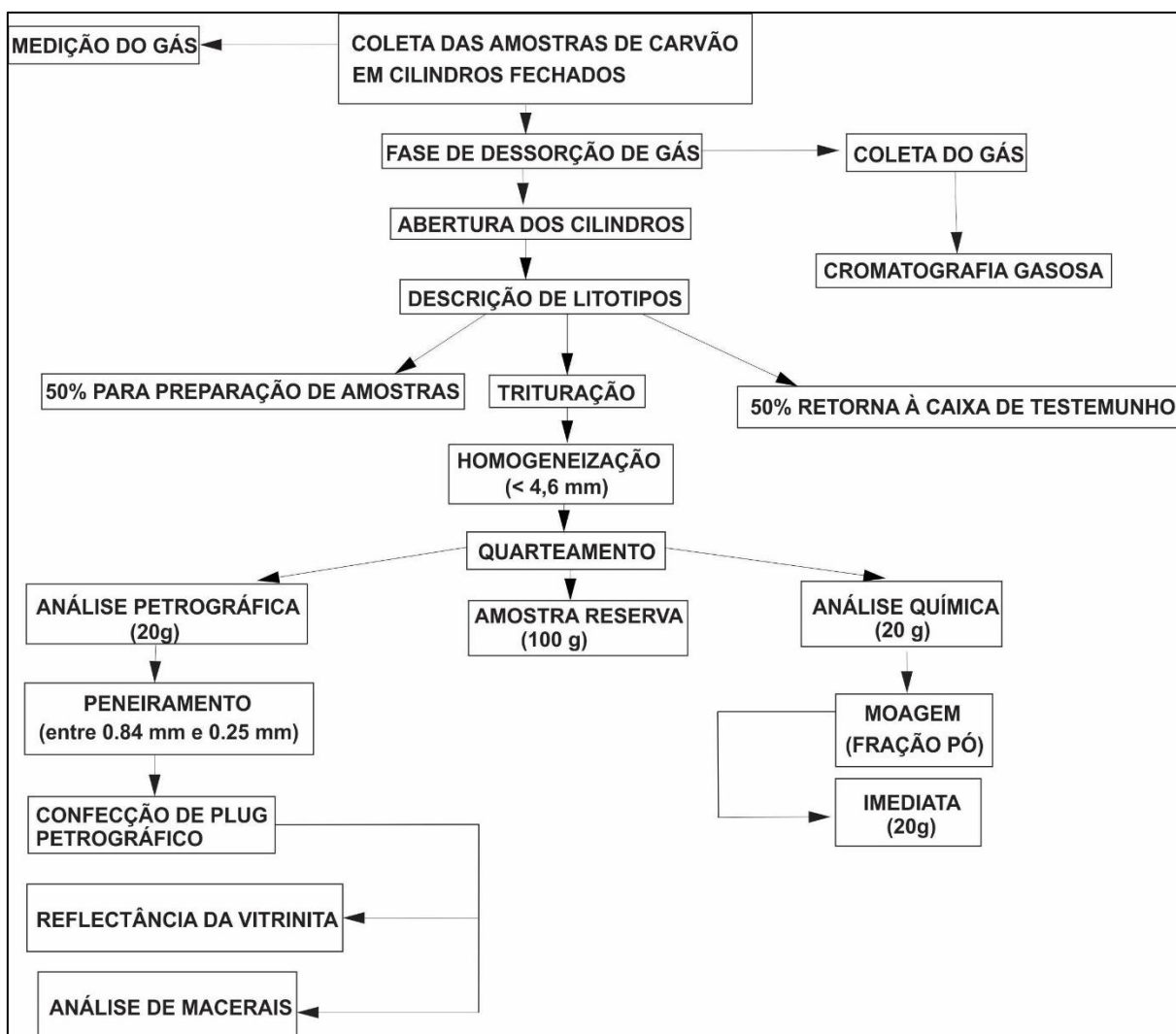
A JST é uma jazida de carvão e localiza-se no litoral norte do Rio Grande do Sul (Fig.1 e Fig. 2) e desperta interesse econômico em virtude do potencial de geração de gás natural que apresenta. O volume de gás contido nas camadas de carvão da jazida é uma fonte energética alternativa para o estado.

De acordo com Kalkreuth *et al.*, (2003) a região leste da JST apresenta, espessura cumulativa de carvão de até 10 metros com valores médios de refletância de vitrinita, quando não afetados por intrusões de 0,75 a 0,9% (Kalkreuth *et al.*, 2013), indicando condições adequadas para ocorrência de gás natural. No poço CBM 001-ST-RS, foi verificado 7 metros de espessura cumulativa de carvão com uma estimativa de 5,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás natural associado (Kalkreuth *et al.*, 2008).



#### 4 METODOLOGIA

Este trabalho foi desenvolvido em três etapas distintas e com atividades específicas em cada etapa: 1) pré – campo: revisão bibliográfica sobre CBM na Bacia do Paraná: variabilidade do rank nas camadas de carvão, distribuição e espessuras das camadas de carvão na área de estudo e arcabouço litoestratigráfico visando à definição de uma área para execução do poço; 2) campo: acompanhamento em campo da operação da sondagem com a descrição de perfil estratigráfico e coleta das amostras de carvão de interesse e início das medições de gás dessorvido em laboratório móvel auxiliar de campo; 3) pós – campo: preparação e execução das análises químicas e petrográficas e continuidade das medições de gás dessorvido das amostras. O fluxograma a seguir representa as etapas e métodos empregados para a realização desse trabalho (Fig. 7):



**Figura 7:** Fluxograma contendo as etapas envolvidas e a quantidade de amostra destinada para cada análise proposta no trabalho.



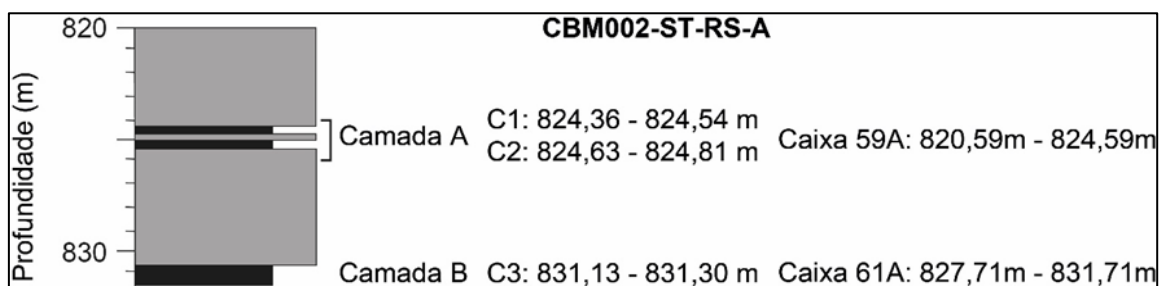
#### 4.1 Trabalho De Campo

No período de 08/11/2019 a 16/11/2019, próximo da cidade de Osório/RS, acompanhou-se os operadores da sondagem durante a testemunhagem das camadas de carvão (Fig. 8).

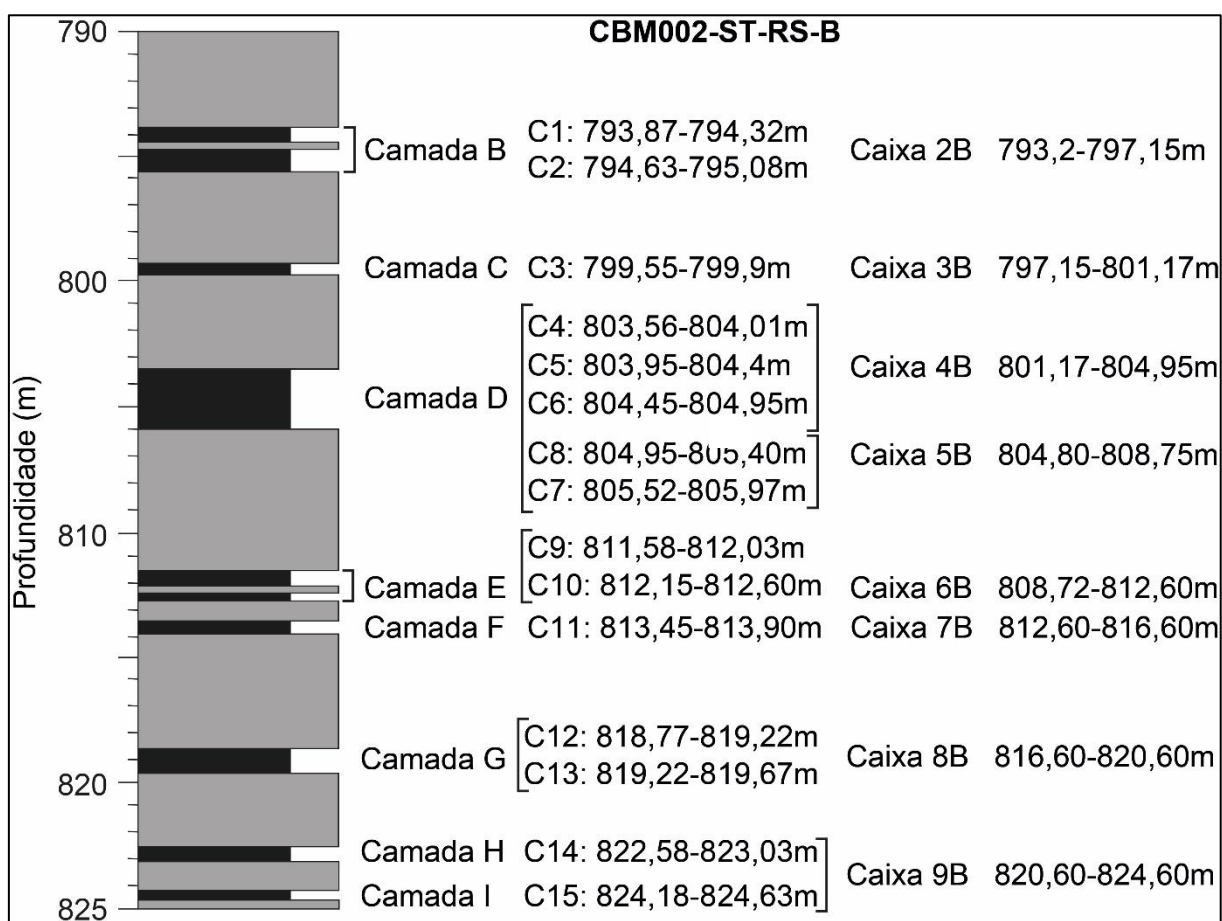
O poço teve a profundidade máxima em 857,80 metros, com o embasamento sendo atingido a 856,50 metros. Coletou-se, ao longo, do perfil, 18 amostras de carvão distribuídas entre as profundidades de 793,87 metros e 831,30 metros, que foram divididas em camadas, de modo semelhante à divisão proposta em um poço nas proximidades executado pela CPRM em 1980 (Poço TG-59). Devido a problemas técnicos de sondagem, o poço CBM 002-ST-RS foi perfurado duas vezes. A primeira sondagem (CBM002-ST-RS A) coletou 3 amostras (2 da camada A e 1 da camada B). A segunda perfuração coletou as 15 amostras restantes (camadas B a I). O perfil litológico CBM002-ST-RS A e CBM002-ST-RS B encontram-se nas Figuras 9 e 10.



**Figura 8:** Execução do poço de exploração CBM002-ST-RS, na cidade de Osório/RS, novembro de 2019.



**Figura 9:** Perfil litológico simplificado referente ao intervalo da Formação Rio Bonito, amostrado no poço CBM002-ST-RS A.



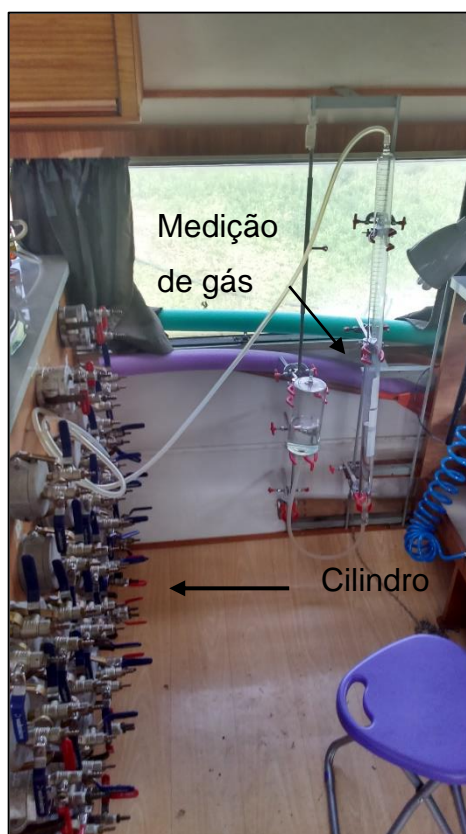
**Figura 10:** Perfil litológico simplificado referente ao intervalo da Formação Rio Bonito, amostrado no poço CBM002-ST-RS B.

#### 4.2 Medida De Dessorção De Gás

Entende-se por dessorção de gás natural como sendo o volume do gás expulso das porosidades orgânica e inorgânica e da fase livre do gás nas fraturas do

carvão. A técnica inicia no campo, com a medição periódica de volumes dessorvidos e se estende até a etapa de pós-campo em que a curva de dessorção é estabilizada (exemplo de curva de gás dessorvido estabilizada na Figura 16). Inicialmente, ao fechar-se o cilindro e alocá-lo na caixa térmica, faz-se medidas de minuto em minuto, ao passo que o espaçamento das leituras aumenta progressivamente conforme o tempo, até que se tenha uma leitura por dia e posteriormente uma por semana. O aumento no intervalo de leituras realizadas se justifica pela característica do carvão de liberar o gás rapidamente quando testemunhado. A abrupta diminuição de pressão (em relação ao reservatório em subsuperfície) faz com que os fluidos migrem rapidamente pelas fraturas. Também é considerado, para fins de cálculos, a perda de gás durante a subida e retirada da amostra. Mede-se o tempo de “pescagem” – termo utilizado pelos operadores para referir-se à subida do barrilete com amostra – e o tempo de transporte da sondagem para o laboratório móvel e o fechamento final do cilindro. As amostras de carvão foram identificadas e rapidamente armazenadas em cilindros de 45 cm de comprimento com revestimento interno de PVC e transportadas para o laboratório móvel auxiliar para início das medidas de dessorção de gás. Os cilindros contendo os carvões foram identificados com numeração e tiveram seu topo e base registrados. O início das medições do volume de gás dessorvido se deu exatamente 1 minuto após o fechamento das válvulas do cilindro e inserção do mesmo em caixa térmica com temperatura controlada de aproximadamente 42,5°C (condições estimadas conforme grau geotérmico da área para simular a condição de subsuperfície). No total, foi monitorado o volume de gás durante 1.400 horas que equivalem a aproximadamente 58 dias quando tem-se a estabilidade da curva de dessorção, uma vez que a partir das 1.400 horas a relação entre os próximos volumes de gás lidos e o tempo de dessorção serão constantes. A leitura do gás liberado pela amostra é feita pela conexão, via mangueira de plástico, entre o cilindro contendo amostra de carvão e uma coluna de vidro graduada com água (Fig. 11). O cilindro fica armazenado dentro de uma caixa térmica com temperatura controlada próxima à estimada para as camadas de carvão amostradas (aproximadamente 42,5°C), de acordo com o grau geotérmico estimado (de 2,9°C/100 metros) da região. A pressão atmosférica é medida de forma a considerar a diferença de pressão nos cálculos de gás dessorvido (os valores de pressão são aproximadamente de 29,5 mm de Hg). Quando da abertura de uma das válvulas do cilindro, o volume de gás que se difunde entre os dois meios é proporcional ao volume de água deslocado dentro da coluna

graduada e então faz-se a leitura e registra-se. Inicialmente, na etapa de campo, faz-se leituras em intervalos de tempos mais curtos (minutos, horas), diária e posteriormente semanal. Depois de estabilizada a curva de dessorção, tem-se a uma estimativa média de quanto gás foi liberado durante o período medido. A unidade utilizada para o volume de dessorção de gás natural é  $\text{cm}^3/\text{g}$ .



**Figura 11:** Sistema utilizado para medição de volume de gás, com a conexão dos cilindros com amostras de carvão à coluna graduada.

#### 4.3 Determinação da Composição do Gás Dessorvido

A determinação da composição do gás foi realizada através de análise por cromatografia gasosa. Para detecção dos gases hidrocarbonetos e não hidrocarbonetos utilizou-se um detector de ionização em chama (DIC) e um detector de condutividade térmica (DCT), respectivamente. Durante a etapa de dessorção de gás foram coletadas amostras de gás em “*sample bags*” com capacidade máxima para 1L. A fim de promover a difusão do gás de dentro do cilindro para a *sample bag* abriu-se uma das válvulas do cilindro e cronometrou-se 15 segundos para que fosse concluído o processo e fechamento da válvula. Para quantificação dos gases

presentes nas amostras foi utilizada como padrão uma mistura de gases da fabricante White Martins com a seguinte composição: metano 93%, nitrogênio 4,8%, etano 0,5%, propano 0,5%, isobutano 0,1% e *n*-butano 0,1%. Para análise foi utilizado um cromatógrafo gasoso da marca Agilent Technologies 7890 (Fig. 12), com coluna de gás com dimensões de 60m x 530 $\mu$ m x 0,23 $\mu$ m e fluxo de gás hélio de 8 mL/min, pressão de 4,8202 psi. A temperatura inicial foi de 10°C até 120°C a uma taxa de aumento de 10 °C/min e manteve por 11 minutos nessa temperatura, totalizando um tempo de análise de 23,5 minutos. A temperatura do detector de ionização em chama foi de 300°C e do detector de condutividade térmica 180°C.



**Figura 12.** Cromatógrafo Gasoso Agilent Technologies 7890 (Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo/IGEO/UFRGS).

#### 4.4 Descrição De Litotipos

Segundo o Comitê Internacional de Petrologia Orgânica e do Carvão (ICCP 1971, 1993), litotipos são bandas macroscópicas do carvão húmico. As bandas, devem ter espessura mínima de 1 cm e são diferenciadas principalmente pelo seu brilho. A correta identificação visual dos litotipos fornece, de forma preliminar, características sobre conteúdo de matéria mineral, composição da matéria orgânica (proporção de vitrinita, inertinita e liptinita) e processos de subsidência que a matéria orgânica original foi submetida. Para este trabalho, por convenção, empregou-se a classificação definida por Diessel (1965), conforme tabela abaixo (Tabela 1):

**Tabela 1:** Tabela de classificação dos litotipos de acordo com Diessel (1965) e ICCP - Stopes e Heerlen (1971).

ICCP - Stopes e Heerlen	Diessel	Definição
Vitrênio	Brilhante (B)	Brilho vítreo a subvítreo, frágil, até 10% de carvão fosco.
	Bandado Brilhante (BB)	Brilhante, bandas de carvão fosco entre 10% a 40%.
Clarênio	Bandado (BC)	Intercalação de carvão brilhante e fosco entre 40% a 60%.
Durênio	Bandado Fosco (BD)	Domínio de carvão fosco, com bandas de carvão brilhantes entre 10% e 40%.
	Fosco (D)	Fosco e não fraturado, conteúdo máximo de carvão brilhante de 10%.
Fusênio	Fibroso (F)	Carvão friável.

#### 4.5 Análises Petrográficas

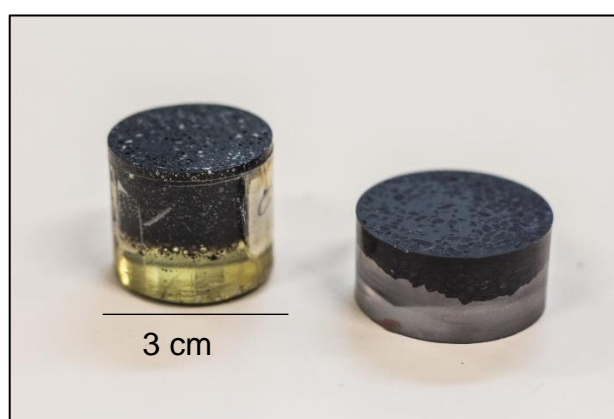
As técnicas da Petrografia Orgânica utilizadas neste estudo visam à determinação do grau de maturação do carvão (*rank*) e à identificação e quantificação das partículas orgânicas (macerais) constituintes da matéria orgânica original e foram executadas nas dependências do Núcleo de Estudos de Carvão e Rochas Geradoras do Petróleo, na UFRGS. Para essas análises foram confeccionados plugs petrográficos (Fig. 13) utilizando aproximadamente 10g de carvão seco ( $\leq 40^{\circ}\text{C}$ ), triturado, homogeneizado em 4,5 mm e peneirado entre as frações de 0,84 mm e 0,25 mm. Foram adicionados 10g da amostra com 10g de resina da marca Clarofast e colocados na embutidora metalográfica automática hidropneumática, modelo EMHP 30 da marca Teclago. Com o plug pronto, lixou-se com discos de diamante de 45  $\mu\text{m}$  e 9  $\mu\text{m}$  e poliu-se com suspensão de aluminas com granulometria de 0,3  $\mu\text{m}$  e 0,05  $\mu\text{m}$  utilizando-se os tecidos *pellon polishing cloth* e *silk cloth*, respectivamente.

Tanto para a análise de refletância de vitrinita quanto para contagem de macerais é utilizado um microscópio do modelo *Leica DM6000M* (Fig. 14) com câmera acoplada, em luz refletida, objetiva de 20x, em óleo de imersão *Immersol 518F* e oculares de 10x. Para calibração do microscópio utilizou-se o padrão Yttrium-Aluminum-Garnet, com reflectância de 0,895 Rrandom (%) (ISO 7404/5, 1984).



#### 4.5.1 Reflectância Da Vitrinita

Após a confecção, lixamento e polimento do plug petrográfico, contabiliza-se, com auxílio do software FOSSIL, 100 medidas para obter uma média aritmética da reflexão da luz incidente sobre as partículas de vitrinita. O maceral [vitrinita] deve ser identificado pelo executor da análise e, portanto, demanda alguma experiência que está diretamente associada à qualidade do resultado. O lixamento e polimento da seção polida também interferem no resultado, uma vez que plugs petrográficos com maus lixamentos e/ou polimentos desviam a luz incidente fazendo com que o valor da reflexão não seja verdadeiro.



**Figura 13:** Plug petrográfico pronto para ser submetido à análise.

#### 4.5.2 Análise de Macerais

A determinação dos grupos macerais, e o conteúdo de matéria mineral, seguiram as metodologias da norma ISO 7405-3/2009, ICCP 1998 e ICCP 2001. Os resultados das análises petrográficas são expressos em porcentagem em volume.

São contadas 500 partículas entre os grupos de macerais (vitrinita, inertinita, liptinita) e a matéria mineral. Ao final da análise tem-se, em porcentagem, a composição total da amostra de carvão em relação aos 3 macerais e matéria mineral. Esta técnica, assim como a Reflectância da Vitrinita, demanda algum conhecimento prévio das feições texturais e estruturais das partículas para correta identificação. Além disso, a qualidade da confecção do plug petrográfico também influencia diretamente no resultado, porque algumas texturas características podem ser

mascaradas em função da sobreposição com os resíduos geométricos gerados caso o lixamento e/ou polimento não seja realizado corretamente.

A análise e quantificação dos macerais é uma técnica útil para definição dos organismos precursores que deram origem ao carvão, ambientes deposicionais, potencial de hidrocarbonetos e propriedades tecnológicas.



**Figura 14:** Microscópio Leica DM6000M utilizado para análises petrográficas.

## 4.6 Análises Químicas

### 4.6.1 Análise Imediata

A análise imediata é composta por 3 diferentes métodos diretos (umidade, matéria volátil e cinzas) e um calculado (carbono fixo). Com o uso dessa técnica obtêm-se a quantidade relativa de compostos orgânicos leves (matéria volátil), quantidade de umidade no carvão e compostos inorgânicos residuais após a combustão da amostra (Levandowski, 2013).

#### 4.6.1.1 Umidade

O método se baseia na perda de massa da amostra (por evaporação de água) depois de submetida a condições de controle de ar e temperaturas entre 104° e 110°C durante uma hora em um forno pré aquecido. Pesa-se 1g da amostra antes de levá-



la ao forno e verifica-se a massa após a combustão. A relação que define o teor de umidade (expresso em %) pode ser escrita como:

Umidade (%) =  $(A-B)/A \times 100$ , em que:

A = massa da amostra em g;

B = massa da amostra após a combustão.

#### 4.6.1.2 Cinzas

A determinação do teor de cinzas reflete proporcionalmente o resíduo inorgânico remanescente após a combustão da amostra. É utilizado 1g da amostra e leva-se ao forno com temperatura crescente programada via rampa de aquecimento. Inicialmente, durante a hora inicial, o forno é aquecido gradualmente até 500°C. Depois de uma hora, atinge-se 750°C até o final da segunda hora, quando a temperatura é mantida constante por mais duas horas. Depois do processo finalizado, pesa-se novamente a amostra e tem-se o teor de cinzas, conforme equação abaixo:

Cinzas (%) =  $A/B \times 100$ , em que:

A = massa do resíduo após a combustão;

B = massa da amostra antes da combustão.

#### 4.6.1.3 Matéria Volátil

A matéria volátil quantifica a porcentagem de produtos gasosos do carvão que são liberados durante a combustão de 1g de amostra durante o aquecimento a 950°C por sete minutos. O teor de matéria volátil é determinado pela diferença de massa da amostra inicial de 1g e pelo seu peso ao final do processo. Depois disso, é recalculado para o teor de umidade através das seguintes expressões:

Perda de massa (%) =  $(A-B)/A \times 100$ , em que:

A = massa da amostra antes da combustão;

B = massa da amostra depois da combustão.

Matéria Volátil (%) =  $C-D$ , em que:

C = perda de massa, expressa em (%)

D = teor de umidade, expresso em (%).

#### 4.6.1.4 Carbono Fixo

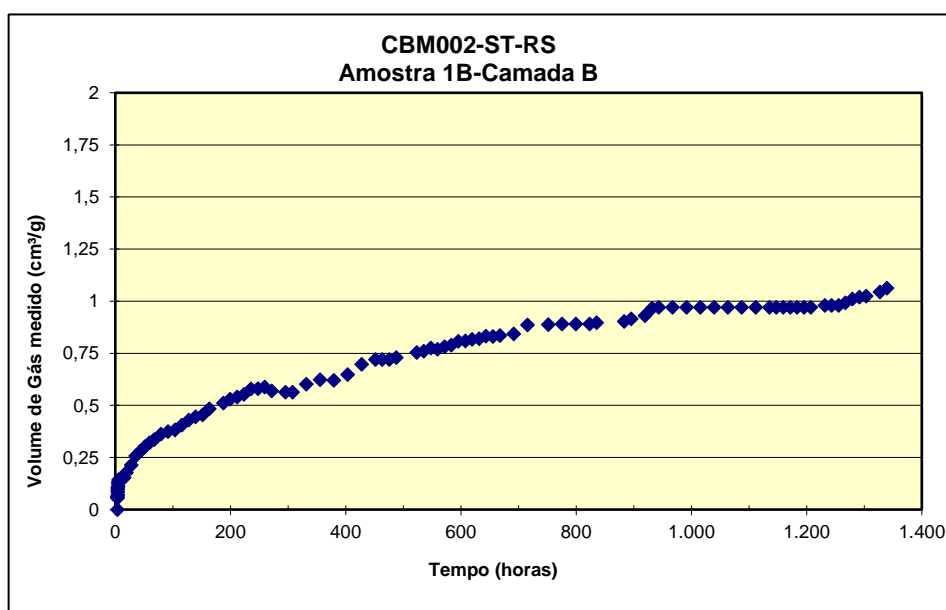
Este é um método calculado dentro da Análise Imediata, ou seja, não existe uma metodologia instrumental analítica. O teor de Carbono Fixo expressa a quantidade de matéria orgânica que não foi volatilizada no carvão durante os processos de combustão. Significa a fração da amostra remanescente após a análise de umidade, cinzas e matéria volátil. Sendo assim, é estimado através da seguinte relação:

$$\text{Carbono Fixo (\%)} = 100 - (\text{umidade} + \text{cinzas} + \text{matéria volátil})$$

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 5.1 Medidas De Dessorção De Gás

As amostras de carvão testemunhadas no poço CBM002-ST-RS foram armazenadas em 17 cilindros ainda em campo, após a chegada do testemunho à superfície, para realização da medição do gás dessorvido. As medições foram realizadas no laboratório móvel e se estenderam até cerca de 1.400 horas após, quando atingido o momento da estabilidade da curva de gás liberado pela amostra. Ao final do período de medidas monitorado, gerou-se curvas de gás liberado *versus* tempo (Fig. 15).



**Figura 15:** Curva de gás dessorvido em função do tempo para a Amostra 1B (Camada B, profundidade 793,98 m) do poço CBM002-ST-RS.

Os gráficos individuais de gás desorvido *versus* tempo encontram-se no Apêndice A desse trabalho.

Os valores médios de gás desorvido encontrados para as 17 amostras testemunhadas variam entre 0,42 e 2,33 cm<sup>3</sup>/g (Tabela 2). O valor médio para cada camada – obtido através do somatório dos valores médios de gás de cada amostra que compõe uma mesma camada (definidas de acordo com espessura superior a 10 cm de carvão) varia de 0,66 cm<sup>3</sup>/g (camada C) a 9,42 cm<sup>3</sup>/g (camada D). Segundo Levandowski (2009), os valores médios de gás natural liberados pelas amostras de carvão no poço CBM001-ST-RS variam de 0,42 a 2,33 cm<sup>3</sup>/g. Comparando-se os dois poços, portanto, tem-se que o CBM002-ST-RS liberou, na média, maiores quantidades de gás natural (cerca de 7 a 24% superior). Segundo Beaton *et al.* (2006), no Canadá, um dos países pioneiros e que mais utiliza o CBM como fonte energética, são relatados valores médios de gás para poços com condições atrativas economicamente boas (de 3 a 20 cm<sup>3</sup>/g) e médias (4 a 8 cm<sup>3</sup>/g). Além disso, segundo o autor, a espessura de carvão ultrapassa 4 metros em locais do estudo, em Alberta, Canadá.

**Tabela 2:** Volume de gás desorvido para cada amostra de carvão do poço CBM002-ST-RS.

CAMADA	POÇO	CILINDRO	AMOSTRA	TOPO CILINDRO Prof. (m)	BASE CILINDRO Prof. (m)	TOPO CARVÃO Prof. (m)	BASE CARVÃO Prof. (m)	ESPESSURA DE CARVÃO (m)	VOLUME DE GÁS DESSORVIDO (cm <sup>3</sup> )
A	A	1A	19-099	-	-	824,36	824,54	0,18	0,99
	A	2A	19-100	-	-	824,63	824,81	0,18	0,48
B	A	3A	19-101	-	-	831,13	831,30	0,17	1,13
	B	1B	20-07	793,87	794,32	793,98	794,32	0,34	1,13
	B	2B	20-08	794,63	795,08	794,77	795,08	0,31	1,46
C	B	3B	20-09	799,55	799,91	799,69	799,91	0,22	0,66
D	B	4B	20-10	803,56	803,92	803,56	803,92	0,36	1,07
	B	5B	20-11	803,95	804,41	803,95	804,41	0,46	2,00
	B	6B	20-12	804,41	804,95	804,41	804,95	0,44	2,23
	B	7B	20-13	804,95	805,40	804,95	805,40	0,45	2,33
	B	8B	20-14	805,52	805,97	805,52	805,97	0,45	1,79
E	B	9B	20-15	811,58	812,03	811,58	812,03	0,45	1,42
	B	10B	20-16	812,15	812,60	812,15	812,35	0,20	0,42
F	B	11B	20-17	813,45	813,90	813,45	813,90	0,45	1,29
G	B	12B	20-18	818,77	819,22	818,77	819,22	0,45	0,58
	B	13B	20-19	819,22	819,67	819,22	819,67	0,45	1,14
H	B	14B	20-20	822,58	823,03	822,58	822,88	0,30	1,13
I	B	15B	20-21	824,18	824,63	824,31	824,63	0,32	1,24

## 5.2 Composição do gás desorvido

Para a avaliação da composição do gás dessorvido, foram realizadas análise de cromatografia gasosa em 15 amostras (Cilindros 1B a 15B). Os resultados indicam que para hidrocarbonetos a composição do gás é predominantemente metano, seguido por propano. Outros gases não hidrocarbonetos, como nitrogênio e gás carbônico foram encontrados com valores entre 0,32 à 1,05, e de 0,06 à 0,35, respectivamente. Somente nas amostras 20-16, 20-17, 20-20 e 20-21 o gás nitrogênio não foi detectado (Tabela 3).

Os valores encontrados para o gás metano são uniformes, com pequena variação percentual. Os dados apontam um intervalo de 96,09 a 98,99% do composto metano para o gás analisado. Esses valores encontrados vão ao encontro dos resultados publicados por Levandowski (2009), em que a autora cita um intervalo de 94,26 a 99,47% do composto metano.

**Tabela 3:** Composição molecular do gás analisado para as amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS (B).

CAMADA	AMOSTRA	C1 (%)	C2 (%)	C3 (%)	<i>i</i> -C4 (%)	<i>n</i> -C4 (%)	TOTAL HCs NA AMOSTRA (%)	CO <sub>2</sub> (%)	N <sub>2</sub> (%)
B	20-07	96,28	-	0,44	0,02	-	99,35	0,41	0,06
	20-08	98,95	-	-	-	-	98,95	0,78	0,24
C	20-09	96,09	-	0,01	-	-	99,02	0,62	0,35
D	20-10	98,95	-	-	-	-	98,95	0,96	0,08
	20-11	98,72	-	0,02	-	-	99,06	0,72	0,15
	20-12	98,95	-	0,01	-	-	99,00	0,90	0,08
	20-13	98,55	-	0,05	-	-	99,09	0,64	0,19
	20-14	96,60	-	0,35	0,01	0,02	99,44	0,32	0,08
E	20-15	98,93	-	-	-	-	98,93	1,01	0,06
	20-16	98,92	-	0,01	-	-	98,95	1,05	-
F	20-17	98,95	-	0,45	-	-	99,41	0,36	0,06
G	20-18	98,95	-	-	0,01	-	98,96	1,04	-
	20-19	98,98	-	0,31	0,01	0,02	99,32	0,47	0,03
H	20-20	98,78	-	0,04	-	0,25	99,07	0,85	-
I	20-21	98,99	-	0,32	0,01	0,04	99,36	0,46	-

C1= metano, C2= etano, C3= propano, *i*-C4= isobutano, *n*-C4= *n*-isobutano.

### 5.3 Descrição de Litotipos

O litotipo predominante para as amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS é o Fosco (D), totalizando 44,32% da espessura total de carvão. Em segundo lugar, com 36,33%, o litotipo Fosco Bandado (BD) é o que mais foi identificado. A Tabela 4

apresenta, de forma percentual, os litotipos descritos para os carvões desse trabalho. Os perfis de litotipos das camadas B a I que compõem o poço encontram-se no Apêndice C.

Segundo Crosdale *et al.* (1997) e Chalmers *et al.* (2006), o tipo de carvão é um dos fatores que influencia na possibilidade de retenção de gás nas porosidades. Nos trabalhos acima citados, os autores dividem dois tipos de carvões: brilhantes e foscos. De modo geral, aos carvões brilhantes são atribuídas maiores quantidades de vitrinita presente e condições mais propícias à armazenagem do gás natural em relação aos foscos, uma vez que a predominância de litotipos foscos indica, visualmente, que a composição do carvão possui quantidades significativas de matéria mineral. A matéria mineral apresenta, geralmente, relação inversa com o potencial para estocagem de gás natural, visto que há diminuição da porosidade livre que fica preenchida pela cristalização de fases minerais.

**Tabela 4:** Composição de litotipos (percentual) das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS.

Litotipo	Total (%)
Brilhante (B)	6,82
Bandado Brilhante (BB)	3,41
Bandado (BC)	9,09
Bandado Fosco (BD)	36,36
Fosco (D)	44,32
Fibroso (F)	1,14

#### 5.4 Reflectância Da Vitrinita

Os valores de reflectância das amostras de carvão apresentaram variação de 0,60 a 0,82%. De acordo com a Classificação Internacional proposta por Taylor *et al.* (1998), (ISO 11760:2005), o *rank* varia de Betuminoso Alto Volátil C (BAV C) a Betuminoso Alto Volátil A (BAV A). As amostras 19-100 e 20-16 apresentaram Rrandom de 0,60% sendo os menores resultados e a amostra 20-17 mostrou o maior valor de reflectância de 0,82%. De acordo com Bustin *et al.* (1998), o *rank* é um dos principais controladores da capacidade de camadas de carvão se tornarem um reservatório de gás metano. Segundo Chalmers *et al.* (2006) o grau de carbonificação de um carvão é diretamente relacionável à capacidade de armazenamento de metano porque, conforme ocorre um aumento de temperatura durante o soterramento, o

maceral vitrinita aumenta sua proporção de microporos em relação à inertinita. E esse aumento da formação de microporosidade é favorável para que haja aprisionamento da molécula de metano e outros gases nas paredes de cada poro individual.

Verificando individualmente os dados encontrados na Tabela 5, nota-se que as amostras com menores valores de Rrandom (amostras 19-100 e 20-16) foram as que desorveram as menores quantidades médias de gás, 0,48 e 0,42 cm<sup>3</sup>/g, respectivamente. A espessura de carvão também influencia na armazenagem de gás, de modo que quanto mais espesso o carvão há mais possibilidade (em área e volume) para estocagem. As amostras com menor *rank* apresentaram as menores espessuras, 0,18 e 0,20 m, respectivamente e os menores valores de gás liberado.

**Tabela 5:** Dados de Rrandom (%) das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS. DP = Desvio Padrão.

CAMADA	POÇO	AMOSTRA	TOPO CARVÃO Prof. (m)	BASE CARVÃO Prof. (m)	ESPESSURA DE CARVÃO (m)	GÁS DESSORVIDO (cm <sup>3</sup> )/Cilindro	Rr (%)	DP
A	A	19-099	824,36	824,54	0,18	0,99	0,62	0,07
	A	19-100	824,63	824,81	0,18	0,48	0,60	0,07
B	A	19-101	831,13	831,30	0,17	1,13	0,65	0,06
	B	20-07	793,98	794,32	0,34	1,13	0,65	0,06
	B	20-08	794,77	795,08	0,31	1,46	0,64	0,07
C	B	20-09	799,69	799,91	0,22	0,66	0,68	0,05
D	B	20-10	803,56	803,92	0,36	1,07	0,78	0,06
	B	20-11	803,95	804,41	0,46	2,00	0,68	0,06
	B	20-12	804,41	804,95	0,44	2,23	0,74	0,07
	B	20-13	804,95	805,40	0,45	2,33	0,75	0,07
	B	20-14	805,52	805,97	0,45	1,79	0,79	0,07
E	B	20-15	811,58	812,03	0,45	1,42	0,74	0,07
	B	20-16	812,15	812,35	0,20	0,42	0,60	0,04
F	B	20-17	813,45	813,90	0,45	1,29	0,82	0,14
G	B	20-18	818,77	819,22	0,45	0,58	0,79	0,12
	B	20-19	819,22	819,67	0,45	1,14	0,77	0,11
H	B	20-20	822,58	822,88	0,30	1,13	0,74	0,09
I	B	20-21	824,31	824,63	0,32	1,24	0,73	0,10

## 5.5 Análise De Macerais

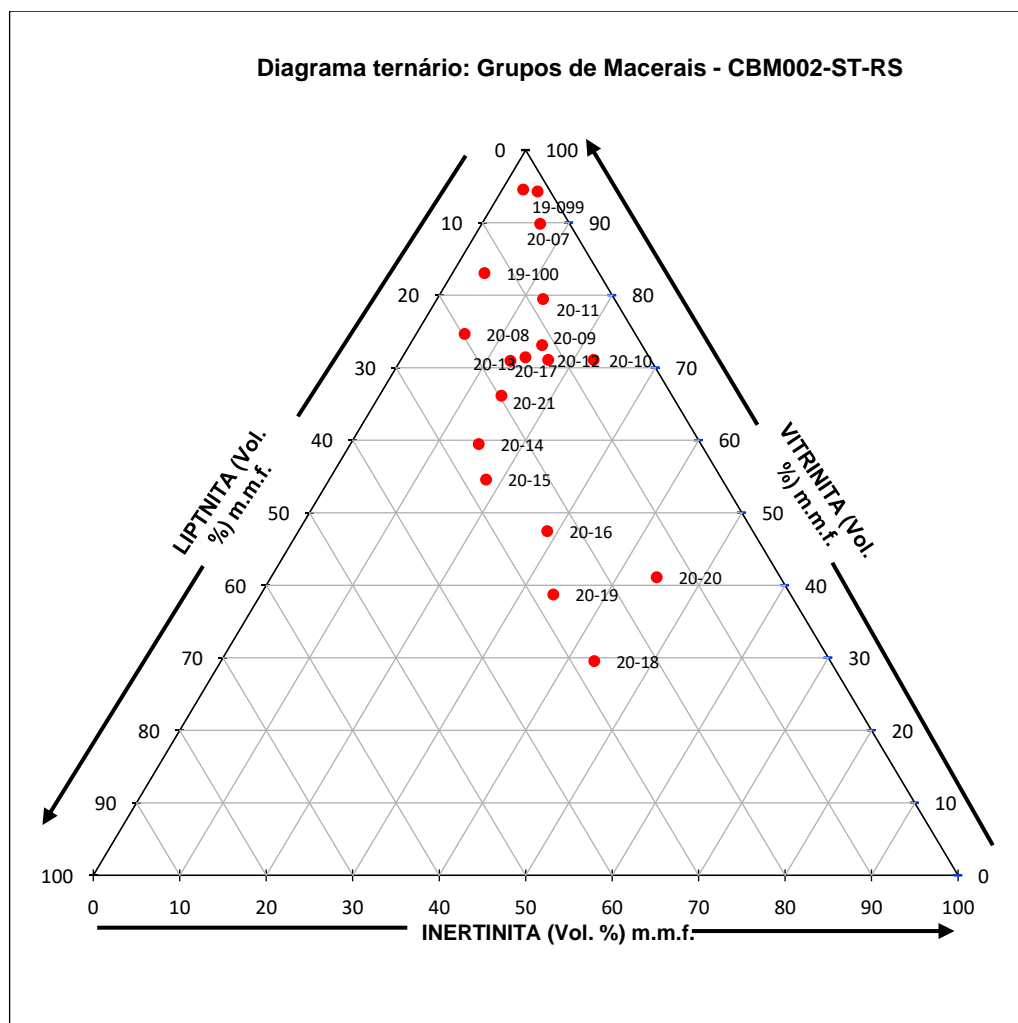
Na análise quantitativa de macerais observou-se uma variação em todo perfil analisado, com o grupo da vitrinita variando de 13 a 76,6% do volume total de macerais (Tabela 6), liptinita com uma variação de 2 a 19%, e inertinita variando de 2 a 25% (Tabela 6). O teor de vitrinita tem um aumento de volume no sentido da base

para o topo, sendo a amostra 19-099 (camada A) a que apresenta valores mais elevados e onde é observado baixo teor de inertinita e liptinita. Os volumes totais de inertinita e liptinita tem uma variação similar ao longo do perfil, com porcentagens mais reduzidas na base e topo do perfil e um leve aumento do percentual nas camadas intermediárias (camadas C à G). O conteúdo de matéria mineral apresentou resultados entre 14 e 58%, com pequenas variações ao longo do perfil.

**Tabela 6:** Composição maceral das amostras do poço CBM 002-ST-RS e a composição maceral recalculadas para base livre de matéria mineral. Tot.: Total; s/mm: sem matéria mineral.

CAMADA	POÇO	AMOSTRA	TOPO CARVÃO Prof. (m)	BASE CARVÃO Prof. (m)	VITRINITA		INERTINITA		LIPTINITA		MATÉRIA MINERAL (%)
					Tot. (%)	s/mm	Tot. (%)	s/mm	Tot. (%)	s/mm	
A	A	19-099	824,36	824,54	76,60	94,56	2,00	2,48	2,40	2,96	19,00
	A	19-100	824,63	824,81	44,00	83,02	2,00	3,77	7,00	13,21	47,00
B	A	19-101	831,13	831,30	53,00	89,83	4,00	6,78	2,00	3,39	41,00
	B	20-07	793,98	794,32	53,00	89,83	4,00	6,78	2,00	3,39	41,00
	B	20-08	794,77	795,08	53,00	74,65	4,00	5,63	14,00	19,72	29,00
C	B	20-09	799,69	799,91	57,00	73,08	12,00	15,38	9,00	11,54	22,00
D	B	20-10	803,56	803,92	54,00	71,05	17,00	22,37	5,00	6,58	24,00
	B	20-11	803,95	804,41	58,00	79,45	9,00	12,33	6,00	8,22	27,00
	B	20-12	804,41	804,95	54,00	71,05	13,00	17,11	9,00	11,84	24,00
	B	20-13	804,95	805,40	61,00	70,93	11,00	12,79	14,00	16,28	14,00
	B	20-14	805,52	805,97	44,00	59,46	11,00	14,86	19,00	25,68	26,00
E	B	20-15	811,58	812,03	30,00	54,55	10,00	18,18	15,00	27,27	45,00
	B	20-16	812,15	812,35	28,00	47,46	17,00	28,81	14,00	23,73	41,00
F	B	20-17	813,45	813,90	30,00	71,43	6,00	14,29	6,00	14,29	58,00
G	B	20-18	818,77	819,22	13,00	29,55	19,00	43,18	12,00	27,27	56,00
	B	20-19	819,22	819,67	24,00	38,71	21,00	33,87	17,00	27,42	38,00
H	B	20-20	822,58	822,88	23,00	41,07	25,00	44,64	8,00	14,29	44,00
I	B	20-21	824,31	824,63	42,00	66,14	9,00	14,17	12,50	19,69	36,50

Excluindo-se o conteúdo de matéria mineral, os valores de vitrinita variam de 29,55 a 94,56%, inertinita 2,48 a 44,64% e liptinita de 2,96 a 27,42%. Pode-se dizer, portanto, que os macerais predominantes nos carvões do poço CBM002-ST-RS são vitrinita e inertinita (Tabela 6). O diagrama ternário (Fig. 16) ilustra a composição maceral recalculada para base livre de matéria mineral.



**Figura 16:** Diagrama ternário mostrando a composição petrográfica maceral das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS. s/mm - sem matéria mineral.

Correlacionando os dados de volume de gás desorvido com a composição de macerais, pode ser observado que nas profundidades onde houve registro de maior volume de gás (camada D) o teor de matéria mineral é reduzido quando comparado com as outras camadas.

A partir desses dados pode-se explicar o porquê dos valores de gás desorvido pelos carvões da JST serem bastante inferiores aos observados por Beaton, A. *et al.* (2006): os carvões da JST têm em sua composição uma quantidade considerada alta de matéria mineral, que preenche a porosidade com a cristalização de minerais. Soma-se a isso, as espessuras pequenas de carvão.



## 5.6 Análise Imediata

Os resultados das análises imediatas estão apresentados em detalhes na Tabela 7.

### 5.6.1 Umidade

O conteúdo de umidade, em peso, para as amostras variou de 0,09% a 9,62%. A maioria das amostras apresentou teor de umidade < 2,5%, com exceção das amostras 20-10 (camada D) e 20-16 (camada E), que apresentaram valores de 6,02 e 9,62%, respectivamente.

### 5.6.2 Cinzas

O resultado do teor de cinzas variou de 20,67% (amostra 20-10) a 49,10% (amostra 19-100) (Tabela 7), mostrando uma correlação inversa com os valores de refletância da vitrinita no topo do perfil. Os valores observados são considerados elevados levando em consideração os carvões a nível mundial e podem ser entendidos como consequência do alto conteúdo de matéria mineral característico para os carvões brasileiros.

### 5.6.3 Matéria Volátil

O conteúdo de matéria volátil apresentou uma variação de 12,61% a 40,76%. A amostra que apresentou menor valor de 12,61% (amostra 20-10, camada D) à 40,76% (amostra 20,15, camada E), com moderado aumento no teor do topo para a base (Tabela 7).

### 5.6.4 Carbono Fixo

O percentual de Carbono Fixo, em peso, mostrou um *range* de 12,64% (amostra 20-15) a 60,70% (amostra 20-10) (Tabela 7), com valores mais elevados nas camadas B, C e D.

**Tabela 7:** Resultados da Análise Imediata das amostras de carvão do poço CBM002-ST-RS.

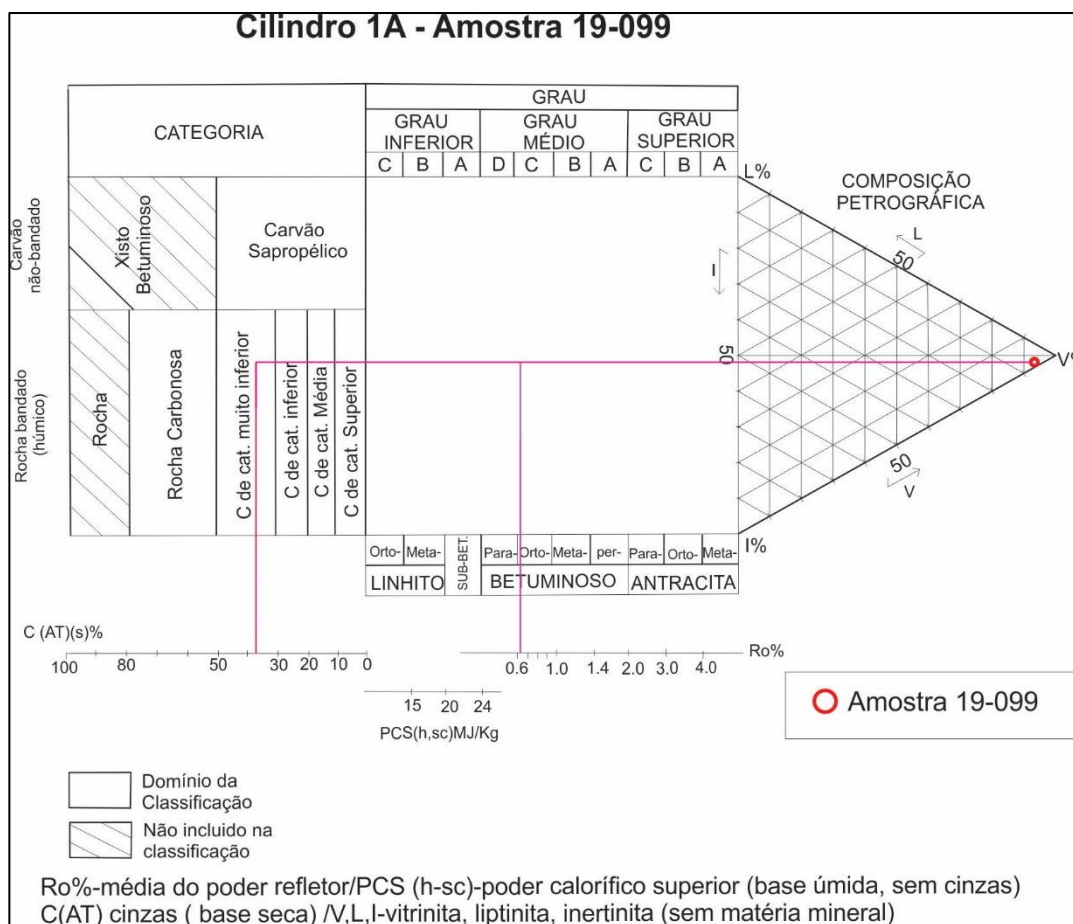
CAMADA	AMOSTRA	TOPO CARVÃO Prof. (m)	BASE CARVÃO Prof. (m)	UMIDADE % em massa	CINZAS % em massa bs. <sup>1</sup>	MATÉRIA VOLÁTIL % em massa (bs.sc <sup>2</sup> )	CARBONO FIXO Wt. (%)
A	19-099	824,36	824,54	2,50	38,50	34,50	24,50
	19-100	824,63	824,81	1,10	49,10	31,40	18,40
B	19-101	831,13	831,30	1,53	24,15	22,12	52,20
	20-07	793,98	794,32	1,53	24,15	22,12	52,20
	20-08	794,77	795,08	1,29	23,03	21,67	54,01
C	20-09	799,69	799,91	1,08	24,40	25,96	48,56
D	20-10	803,56	803,92	6,02	20,67	12,61	60,70
	20-11	803,95	804,41	0,97	29,65	28,13	41,25
	20-12	804,41	804,95	1,37	30,15	28,60	39,88
	20-13	804,95	805,40	1,09	28,20	25,15	45,56
	20-14	805,52	805,97	1,29	32,96	22,31	43,44
E	20-15	811,58	812,03	0,89	45,71	40,76	12,64
	20-16	812,15	812,35	9,62	38,13	37,82	14,43
F	20-17	813,45	813,90	0,90	37,40	35,40	26,30
G	20-18	818,77	819,22	1,59	32,67	40,25	25,49
	20-19	819,22	819,67	0,98	36,01	34,70	28,31
H	20-20	822,58	822,88	0,79	39,05	38,96	21,20
I	20-21	824,31	824,63	0,09	40,28	28,56	31,07

<sup>1</sup>bs: base seca; <sup>2</sup>bs.sc: base seca sem cinza

## 5.7 Classificação Internacional De Camadas De Carvão

Segundo essa classificação proposta pela Comissão Econômica para a Europa das Nações Unidas (CEE-NU, 1998), os carvões são separados de acordo com três parâmetros fundamentais: *rank* (grau de carbonificação), composição petrográfica e o teor de cinzas. O poder calorífico superior (base úmida) é usado para carvões com Rrandom (%) inferior a 0,60%. Para Rrandom (%) superior a 0,60 (%), utiliza-se o valor de reflectância de vitrinita do próprio carvão. Todas as amostras de carvão desse estudo foram classificadas de acordo com a Classificação Internacional de Camadas e as demais plotagens, à exceção da amostra 1A (19-099) (Figura 17), que foi utilizada como exemplo, encontram-se no Apêndice B desse trabalho.

De acordo a metodologia da CEE-NU (1998), genericamente, os carvões do poço CBM002-ST-RS são classificados como carvões de Categoria Muito Inferior a Categoria Inferior. Os elevados teores de cinzas contribuem para esse fator, de modo que, quanto maior o conteúdo de cinzas, menor será sua classificação e qualidade em termos de usos com fins comerciais.

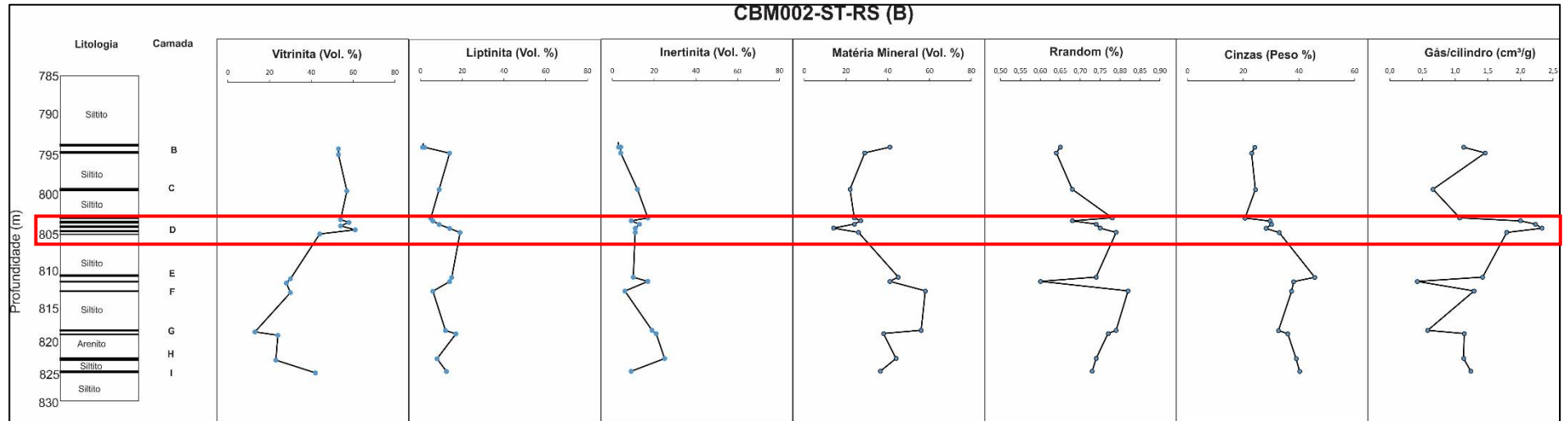


**Figura 17:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 1A do poço CBM002-ST-RS, segundo as normas CEE-NU (1998).

## 5.8 Avaliação De Parâmetros

Observando a Figura 18 é possível inferir algumas correlações entre parâmetros que influenciam na condição de geração e armazenamento do gás natural. Consegue-se observar que a maior camada (camada D) do perfil foi a que apresentou o maior valor médios de gás natural dessorvido. Isso explica-se, em partes, pela espessura cumulativa de carvão (2,16 metros). Além da espessura, essa camada apresentou quantidades de no mínimo 60% de vitrinita quando recalculadas para base sem matéria mineral. Essa tendência de altos valores de vitrinita é verificada para as camadas de A-D no perfil. O conteúdo de inertinita, para o intervalo com maior potencial observado, ficou relativamente baixo – em torno de 10%. A refletância de vitrinita, para a camada D, aproximadamente 0,70 (%). No intervalo de maior gás gerado (camada D) também se observou os menores valores de matéria mineral (em percentual) e cinzas, que corrobora e justifica por que a camada D apresentou o melhor resultado em termos de geração e armazenamento do gás. De modo geral,

quanto maiores os valores dos parâmetros de espessura cumulativa de carvão, vitrinita, reflectância de vitrinita e menores os valores de inertinita, matéria mineral e cinzas, maior o potencial para geração e armazenamento de gás natural nas camadas de carvão.



**Figura 18:** Variação dos parâmetros obtidos pelas análises petrográficas e químicas com a profundidade estratigráfica do poço CBM-002-ST-RS (B) e destaque para a camada D indicando o melhor potencial para gás natural no poço.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Por meio do trabalho de acompanhamento do poço de exploração CBM002-ST-RS, análises petrográficas e químicas dos carvões foi possível avaliar a potencialidade e confirmar a presença de gás natural associado às camadas de carvão da JST. As principais conclusões para esse estudo estão listadas a seguir:

- I - Na perfuração do poço de exploração CBM002-ST-RS a Formação Rio Bonito foi encontrada em profundidades de 793,87 à 831,30 m e foram identificadas 9 camadas de carvão, totalizando 6,18 m, com predominância do litotipo fosco e fosco bandado.
- II – A quantidade de gás natural dessorvido pelas camadas de carvão é superior aos valores do primeiro poço para CBM realizado na mesma área de estudo. No entanto, para os padrões internacionais e comerciais, o volume médio torna-se inferior.
- III – Na composição do gás dessorvido há predominantemente metano seguido por propano.
- IV – Foi observado altos valores de cinzas e matéria mineral, que contribuem para 53% das amostras serem classificadas como Muito Inferior, 42% como Inferior e 5% como Médio, segundo a Classificação Internacional de Camadas.
- V – De acordo com ISSO 11760 (2005) o *rank* pode ser classificado como Betuminoso Alto Volátil C a Betuminoso Alto Volátil A, sendo adequado para geração de gás natural, sendo 0,60% o menor valor encontrado e 0,82% o maior.
- VI – Os baixos valores de gás dessorvido – se comparados aos padrões internacionais de CBM - podem ser relacionados às espessuras pequenas das camadas de carvão descritas nesse trabalho.
- VII – O elevado conteúdo de matéria mineral são um fator negativo ao potencial CBM, pois as fases minerais podem cristalizar nos vazios porosos.

A execução de mais poços para CBM na área seria recomendável, uma vez que a integração de mais dados relativos ao gás natural e às camadas de carvão associadas possibilitariam a definição de alvos com futuro interesse de exploração comercial para essa fonte energética.

## REFERÊNCIAS

- ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 1991. Sec 05.05. Standard Test Methods for Moisture in the Analysis Sample of Coal and Coke. ASTM, D 3173-87, Philadelphia, PA, p.324-325.
- ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 1991. Sec 05.05. Standard Test Method for Ash in the Analysis Sample of Coal and Coke from Coal. ASTM, D 3173-89, Philadelphia, PA, p.326-328.
- ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 1991. Sec 05.05. Standard Test Method for Volatile Matter in the Analysis Sample of Coal and Coke. ASTM, D 3175-89a, Philadelphia, PA, p.329-331.
- ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 1991. Sec 05.05. Standard Test Methods for Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke using High Temperature Tube Furnace Combustion Methods. ASTM, D 4239-85. Philadelphia, PA, p.390-398.
- ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 1991. Sec 05.05. Standard Test Methods for Gross Calorific Value of Coal and Coke by the Adiabatic Bomb Calorimeter. ASTM, D 2015-91, Philadelphia, PA, pp.266-273.
- Beaton, A., Langenberg, W., Pana, C. 2006. Coalbed methane resources and reservoir characteristics from the Alberta Plains, Canada. *International Journal of Coal Geology*, n.65, p.93-113.
- Bicca, M. M., Kalkreuth, W., Freitas, T., Oliveira, E.H.C, Genezini, A.F. 2020. Thermal and depositional history of Early-Permian Rio Bonito Formation of southern Paraná Basin – Brazil. *Internacional Journal of Coal Geology*.
- Bustin, R.M., Clarkson, C.R. 1998. Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content. *International Journal of Coal Geology*, n.38, p.3-26.
- CEE-NU International classification of in-seam coals. Economic commission for Europe, Committee for Sustainable Energy. New York, United Nations, Geneva, n.19, 41p.
- Chalmers, R.L.G., Bustin, M., R. 2007. On the effects of petrographic composition on coalbed methane sorption. *International Journal of Coal Geology*, n.69, p.288-304.
- Crosdale, J.P., Beamish, B.B., Valix, M. 1998. Coalbed methane sorption related to coal composition. *International Journal of Coal Geology*, n.35, p.147-158.

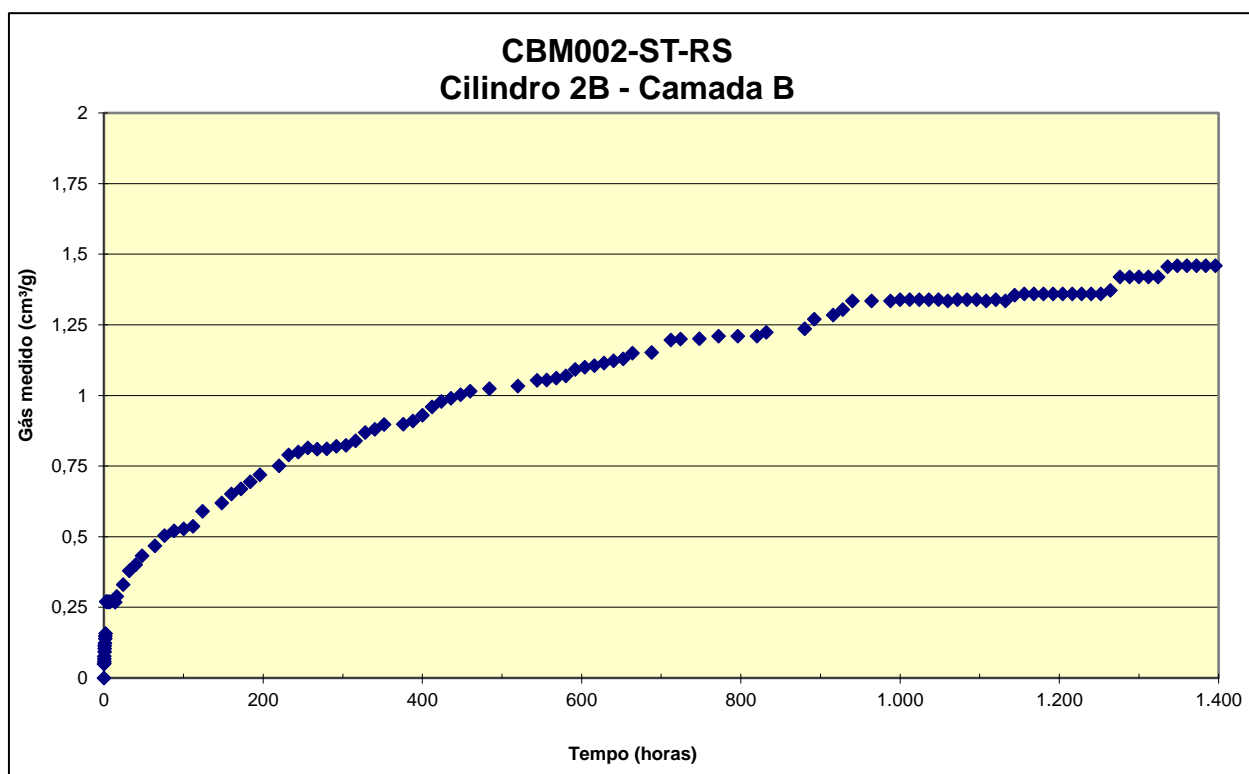
- Diessel, C. Correlation of macro-and micropetrography of some New Wales coals. 1965. Proceeding's 8th Commonwealth Mining and Metallurgical Congress, vol. 6, p. 669-677.
- Holz, M., França, A.B., Souza, P.A., Ianuzzi, R., Rohn, R. 2010. A stratigraphic chart of the Late Carboniferous/Permian succession of the eastern border of the Paraná Basin, Brazil, South America. *Journal of South American Earth Sciences*, v.29(2), p.381-399.
- Holz, M., Vieira, P., Kalkreuth, W. 2000. The early Permian coal-bearing succession of the Paraná Basin in southernmost Brazil: depositional model and sequence stratigraphy. *Revista Brasileira de Geociências*, 30, 420-422.
- ICCP. International Committee for Coal and Organic Petrology. 1971. International handbook of coal petrography. 2 ed. Paris: Centre de La Recherche Scientifique. Supplement.
- ISO 11760. Classification of coals. International Standard. 2005. First edition. 9p.
- Kalkreuth, W., Holz, M. 2000. The coalbed methane potential of the Santa Terezinha coalfield, Rio Grande do Sul, Brazil. *Revista Brasileira de Geociências*, v.30, n.3, p. 342-345.
- Kalkreuth, W., Holz, M., Casagrande, J., Cruz, R., Oliveira, T., Kern, M., Levandowski, J., Rolim, S. 2008. O potencial de Coalbed Methane (CBM) na jazida de Santa Terezinha - modelagem 3D e avaliação do poço de exploração CBM0001-ST-RS. *Revista Brasileira de Geociências*, 38(2), p.3-17.
- Kalkreuth, W., Holz, M., Kern, M., Burguer, H., Schauf, A., Prissang, R., Sousa, M.L., Rodriguez, C. 2003. The coalbed methane potential of the Paraná Basin. *Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*, 2, Rio de Janeiro, Anais, p.1-6.
- Kern, M. 2002. Avaliação do potencial gerador de metano das Jazidas de Chico Lomã e Santa Terezinha, nordeste do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, Dissertação (Mestrado em Geologia), Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Levandowski, J. 2009. Petrologia e Geoquímica das camadas de carvão e sua relação com Gás Natural determinado no poço CBM 001-ST-RS, Bacia do Paraná. Porto Alegre, Dissertação (Mestrado em Geologia), Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Levandowski, J. 2013. Características petrográficas e geoquímicas das camadas de carvão do poço CBM 001-CL-RS, jazida Chico-Lomã, e sua relação com o coalbed



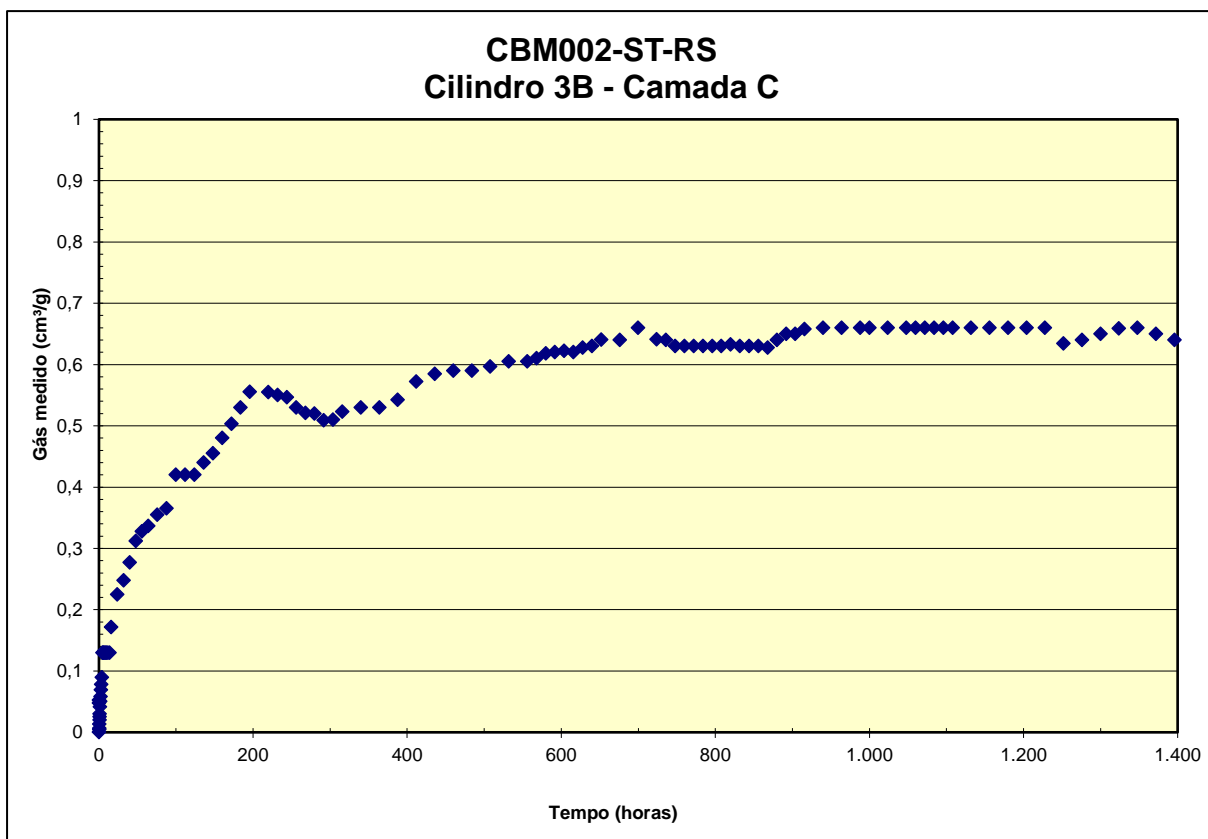
- methane associado. Tese de doutorado acadêmico, UFRGS, Instituto de Geociências, Porto Alegre.
- López, L., Monaco, S., Kalkreuth, W., Peralba, R.C.M. 2009. Assessment of the depositional environment and source rock potential of permian shales, siltstones and coal seams from the Santa Terezinha Coalfield, Paraná Basin, Brazil. *Journal of South American Earth Sciences*, n. 94.
- Matos, R.M.D. 1999. Abertura do Atlântico Sul: riftes na Margem Equatorial, VII Simpósio Nacional de Estudos Tectônicos, Lençóis, Bol. Res. Exp.: 64-66.
- Milani, E.J. 1998. Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-ocidental. *Revista Brasileira de Geociências*, Porto Alegre, p.473-484.
- Milani, E.J., Melo, J.H.G., Souza, P.A., Fernandes, L.A., França, A.B. 2007. Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, 15 (2): 265-287.
- Taylor, G.H., Teichmüller, Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R., Robert, P. 1998. *Organic Petrology*, Berlin, 704p.
- Whiticar, M. J. 1994. Correlation of Natural Gases with their sources. In: MAGOON, L. B.; DOW, W.G., Eds. *The petroleum system-from source to trap*. AAPG Memoir, v.60, p. 261-283.

## APÊNDICE A

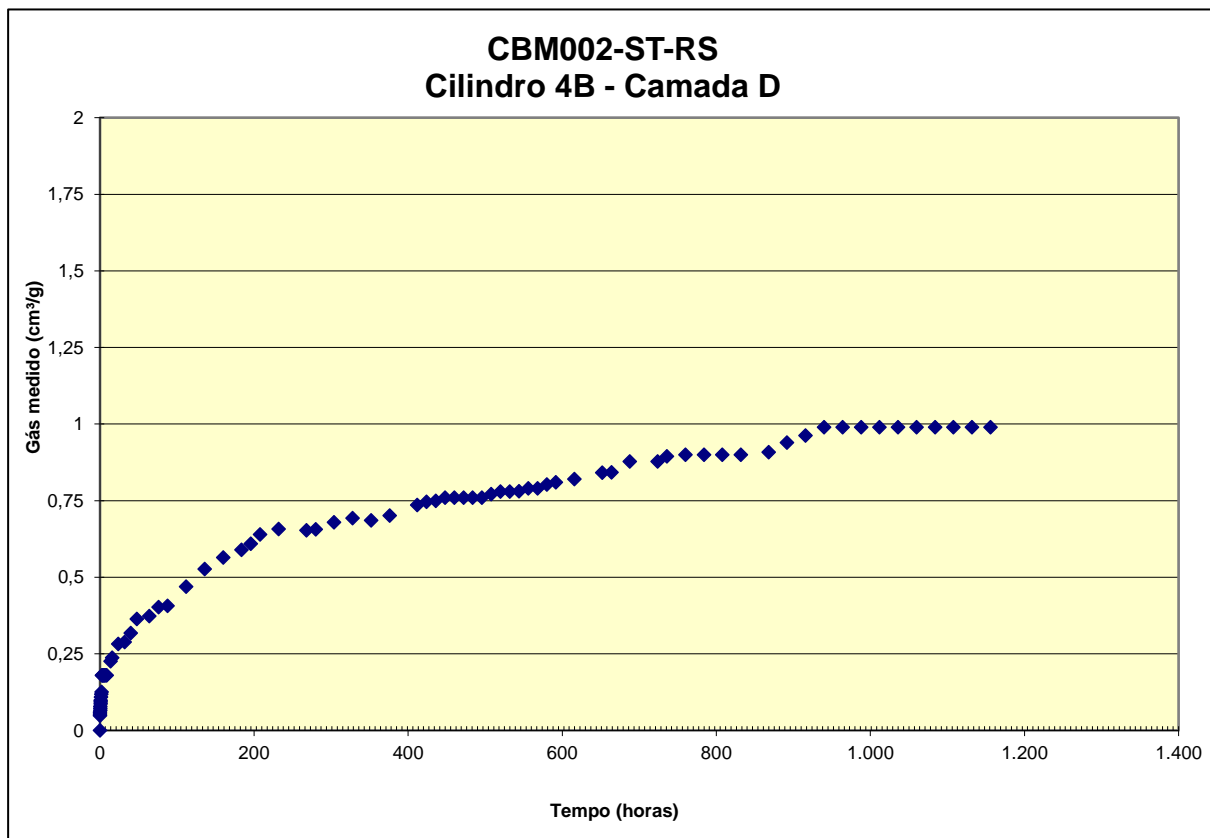
Curvas de dessorção de gás natural liberado em função do tempo dos cilindros 2B a 15B.



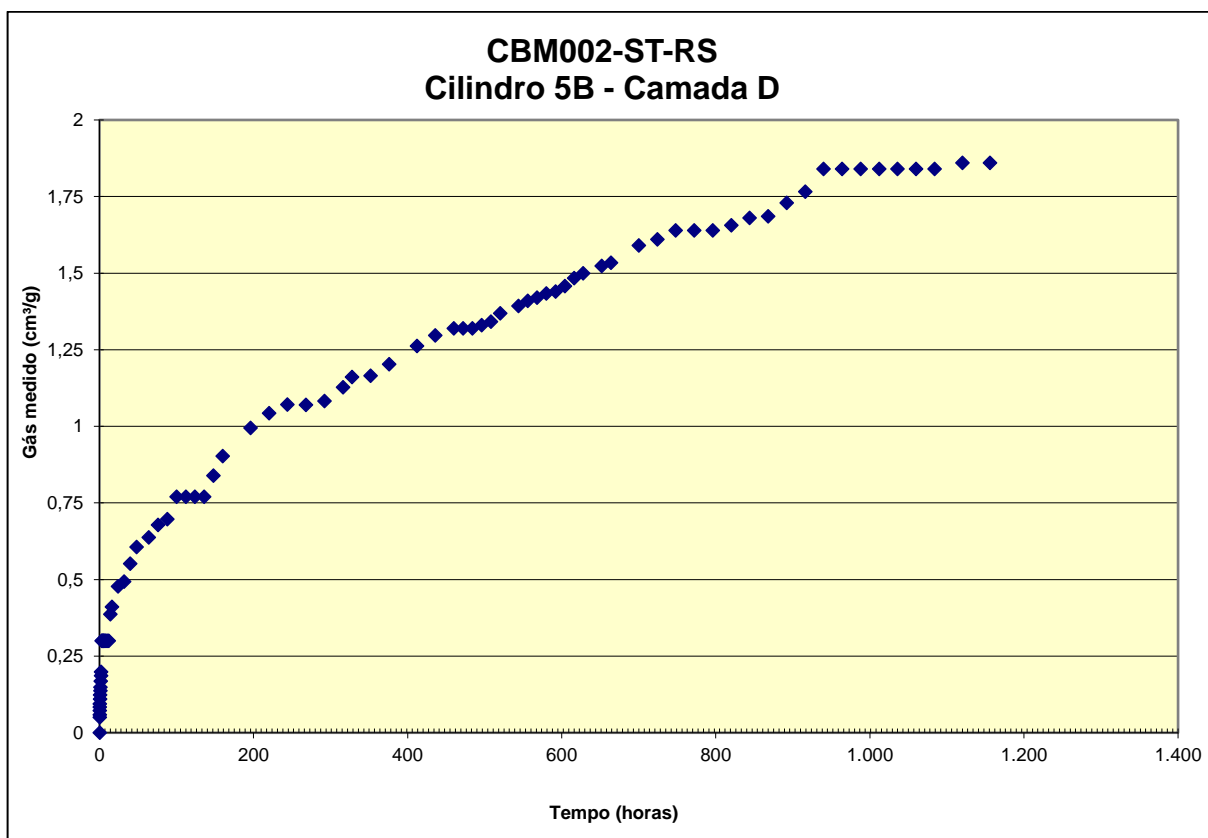
**Apêndice 1A:** Curva de dessorção *versus* tempo para o Cilindro 2B – Amostra 20-08.



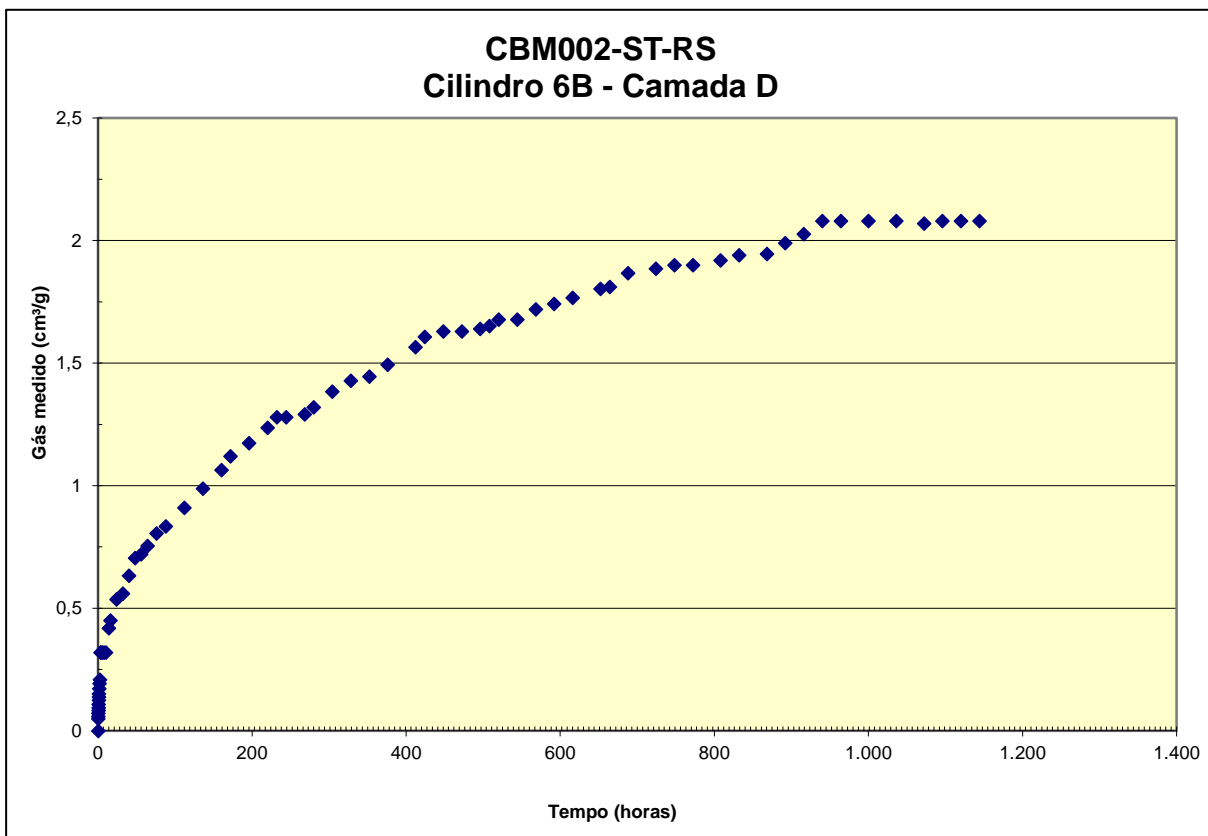
**Apêndice 2A:** Curva de desorção de gás versus tempo para Cilindro 3B – Amostra 20-09.



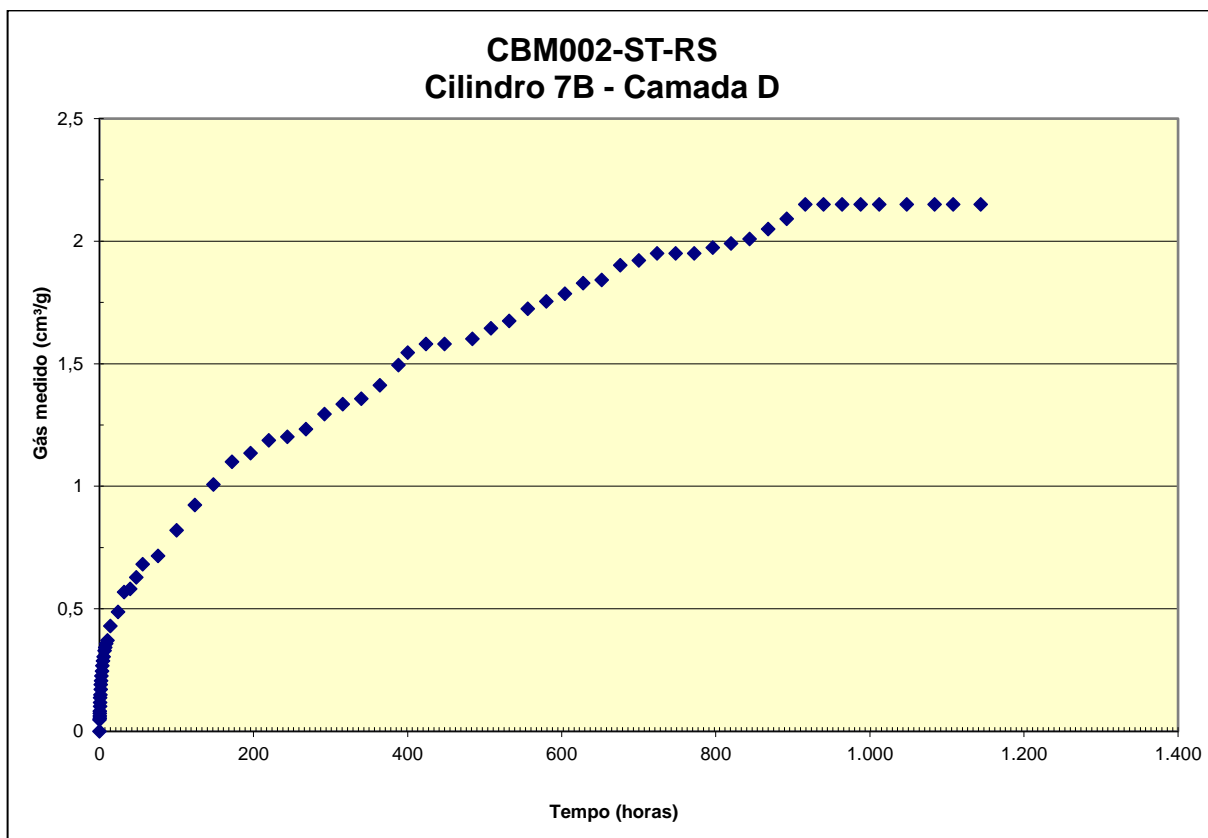
**Apêndice 3A:** Curva de desorção de gás versus tempo para a Cilindro 4B – Amostra 20-10.



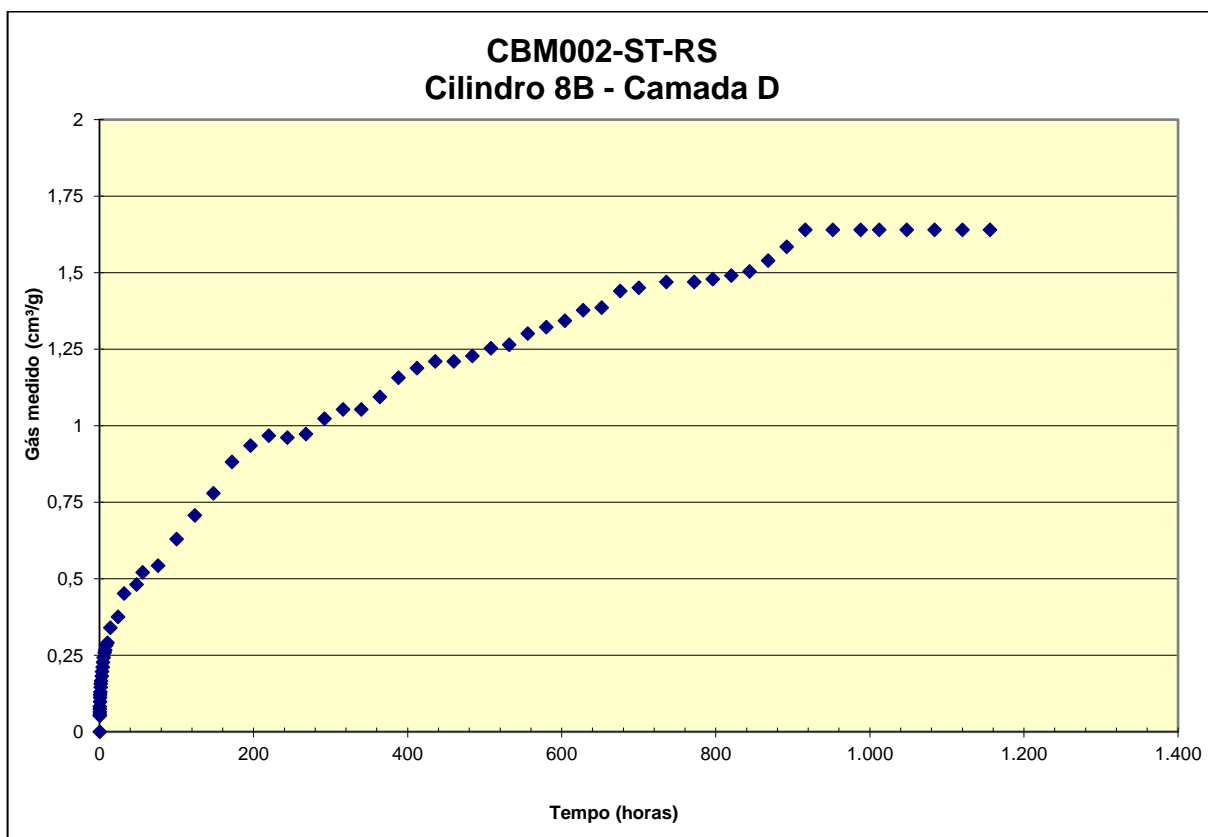
**Apêndice 4A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para Cilindro 5B – Amostra 20-11.



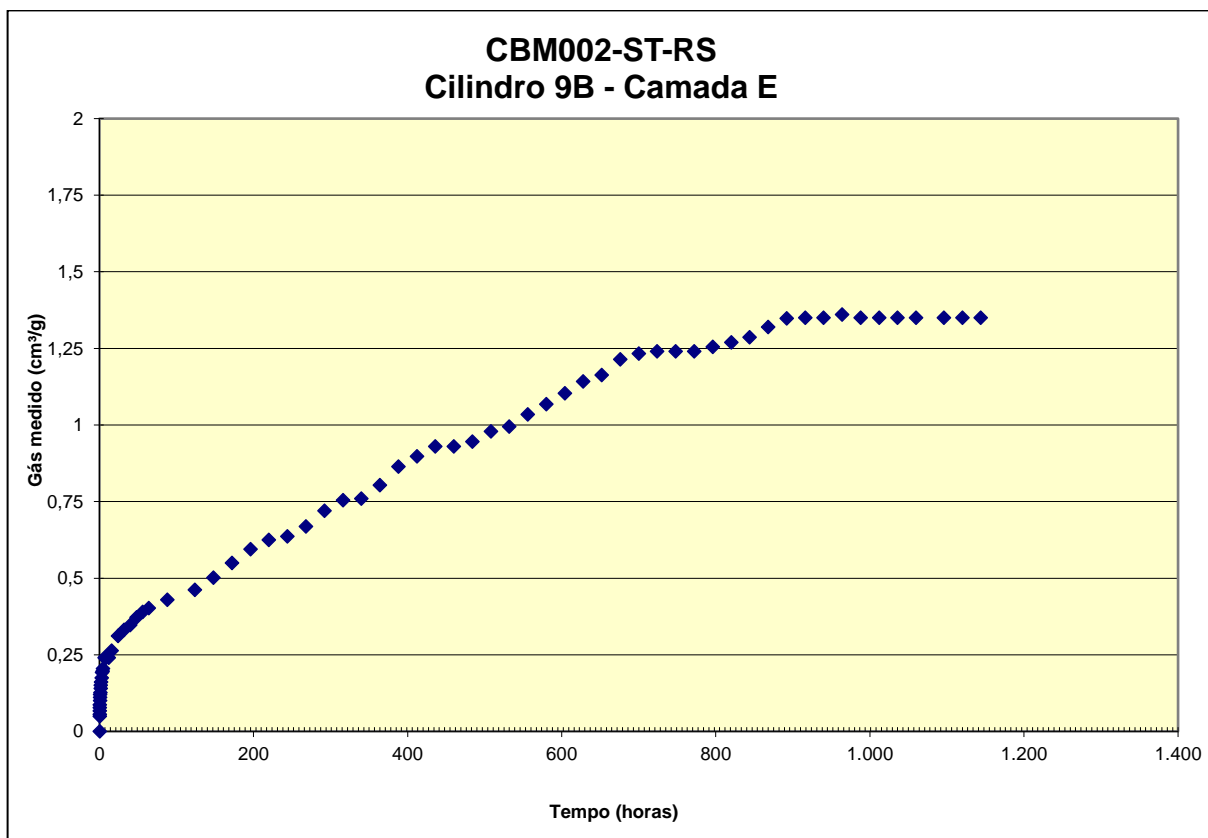
**Apêndice 5A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para a Cilindro 6B – Amostra 20-12.



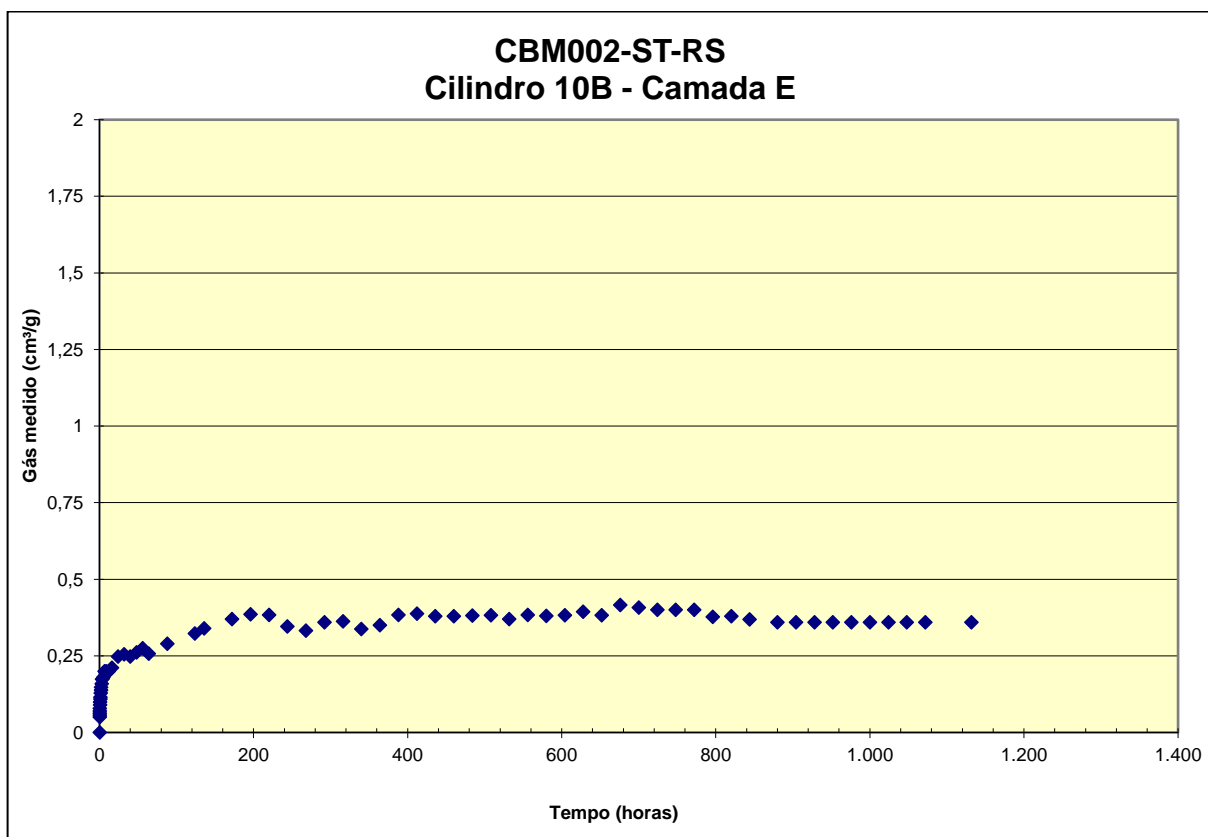
**Apêndice 6A:** Curva de desorção *versus* tempo para o Cilindro 7B – Amostra 20-13.



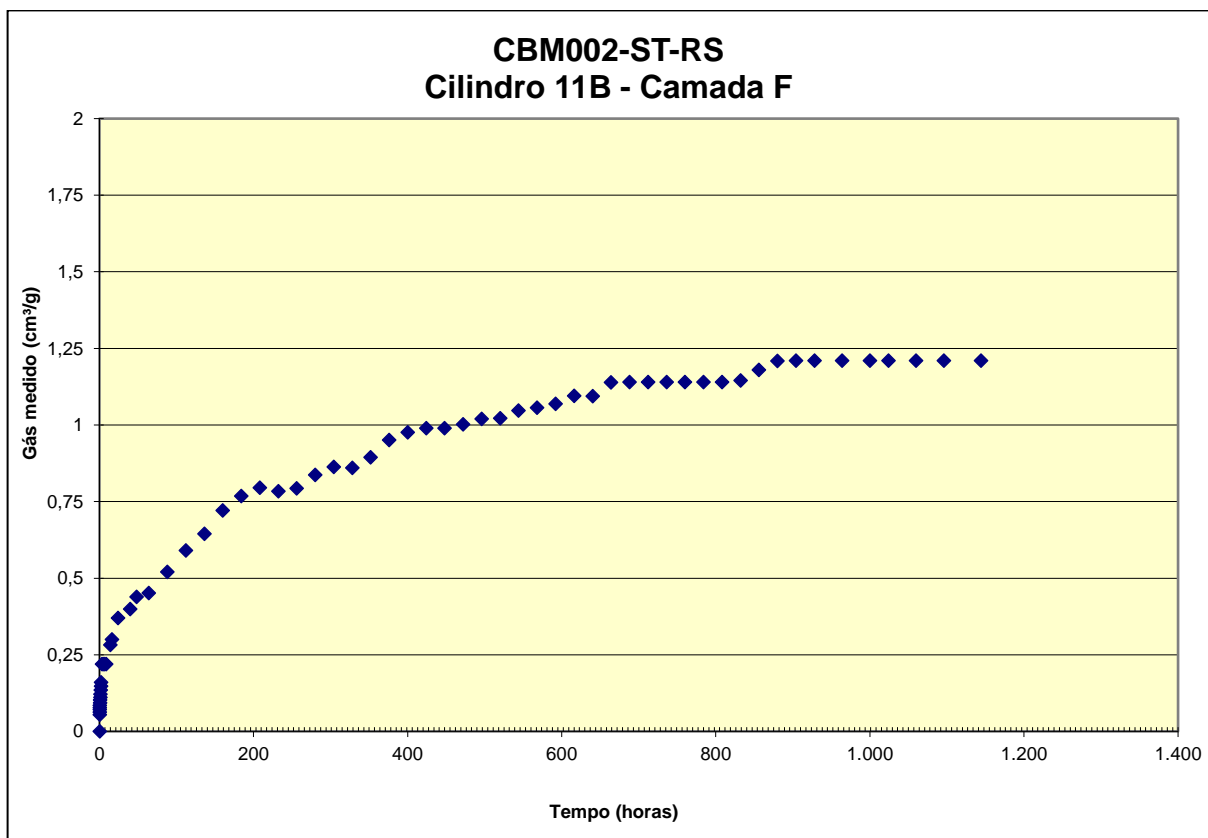
**Apêndice 7A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para o Cilindro 8B - Amostra 20-14.



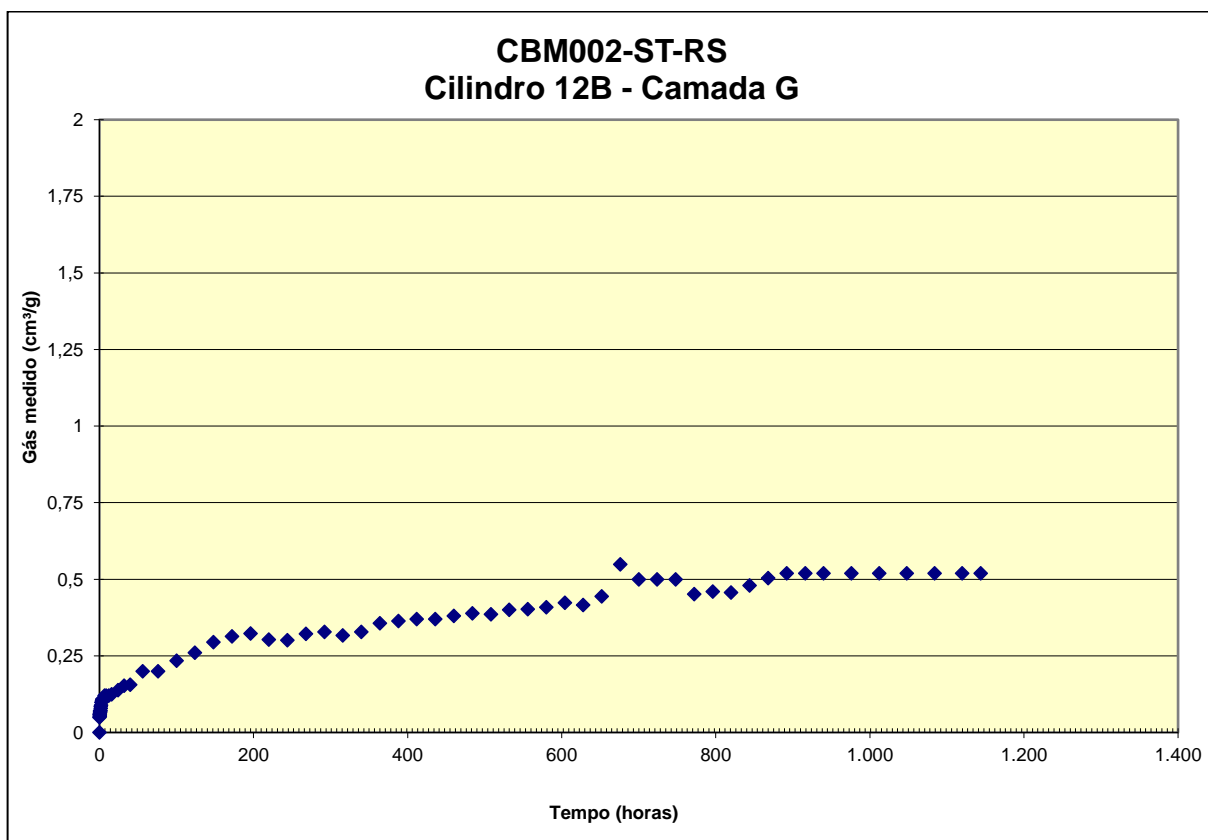
**Apêndice 8A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para o Cilindro 9B - Amostra 20-15.



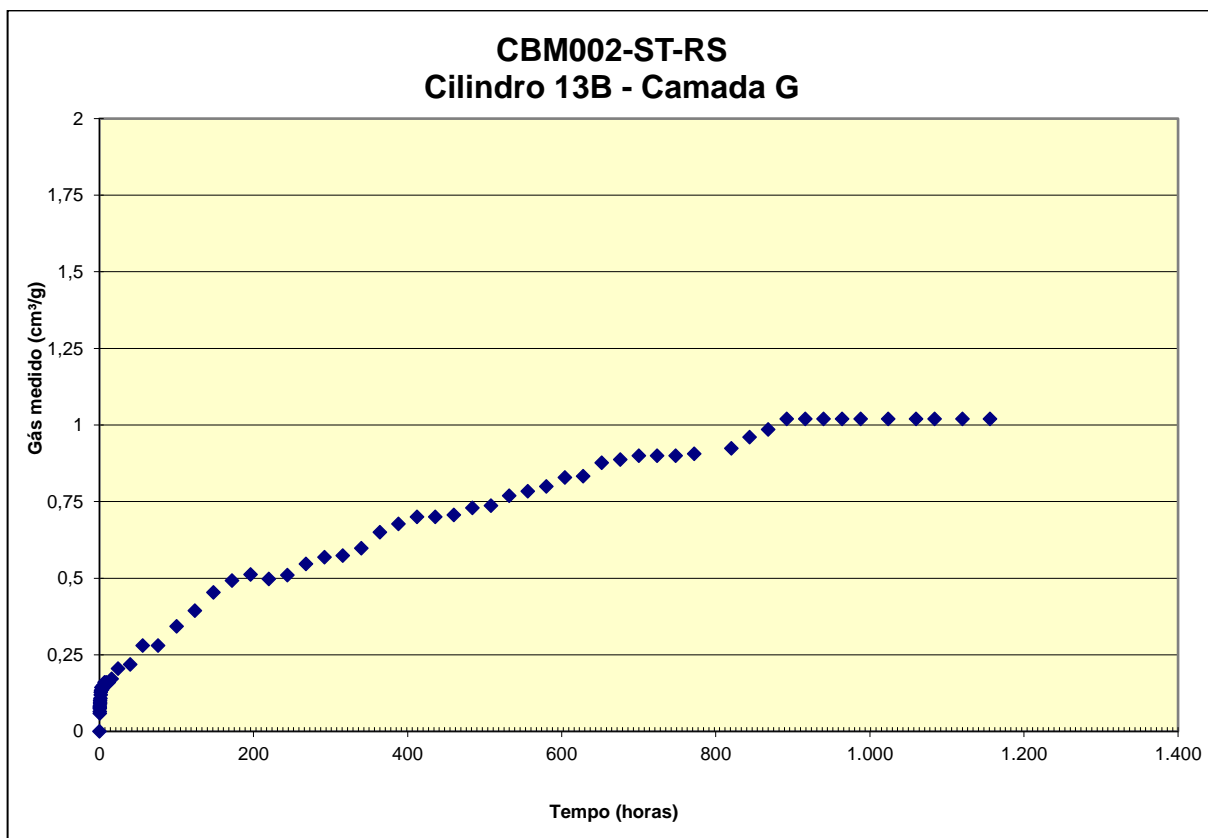
**Apêndice 9A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para o Cilindro 10B - Amostra 20-16.



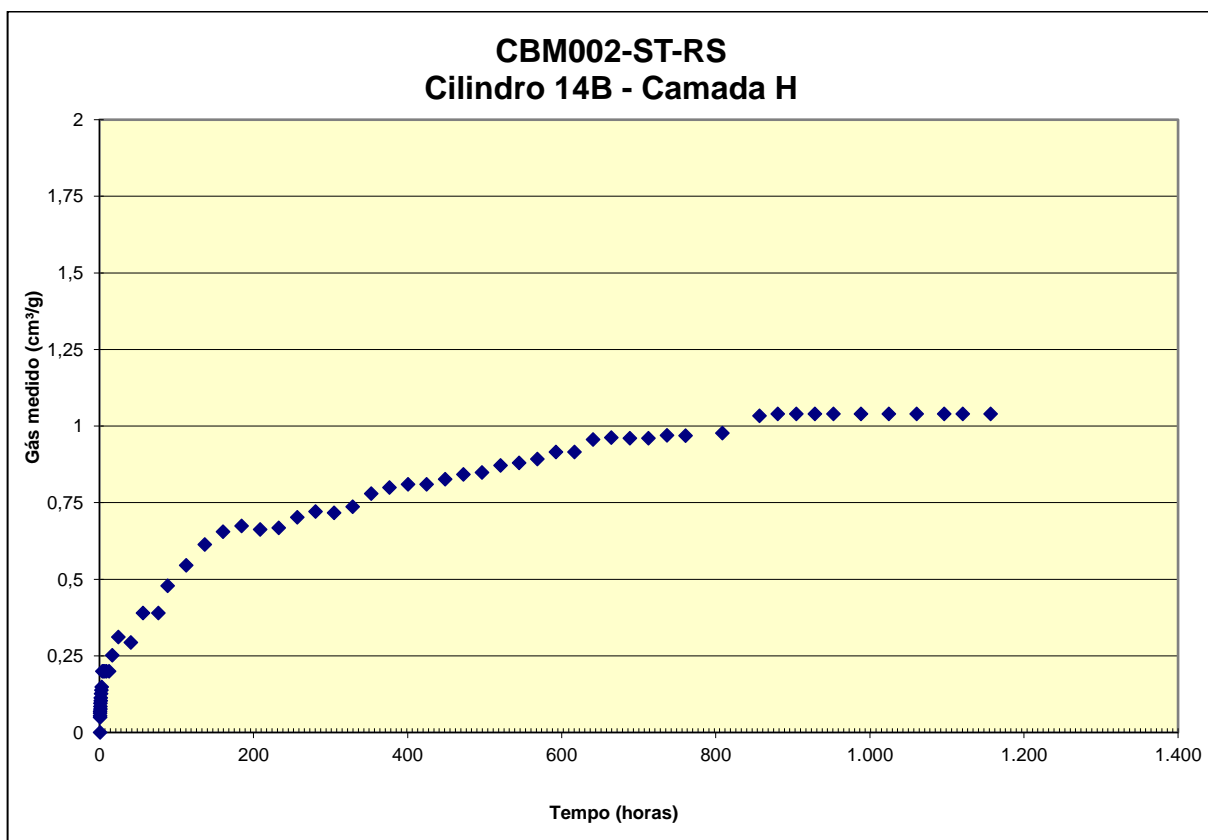
**Apêndice 10A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para o Cilindro 11B - Amostra 20-17.



**Apêndice 11A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para o Cilindro 12B - Amostra 20-18.

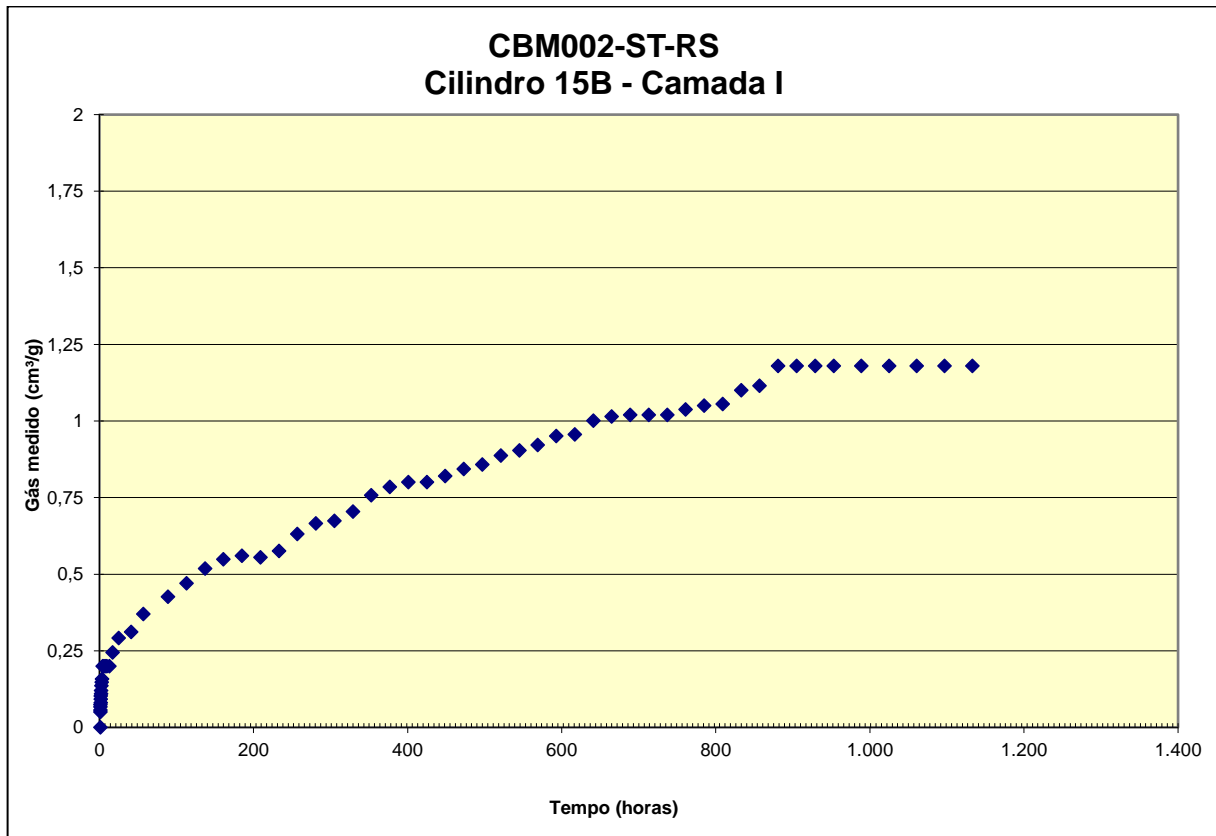


**Apêndice 12A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para o Cilindro 13B - Amostra 20-19.



**Apêndice 13A:** Curva de desorção de gás *versus* tempo para o Cilindro 14B - Amostra 20-20.

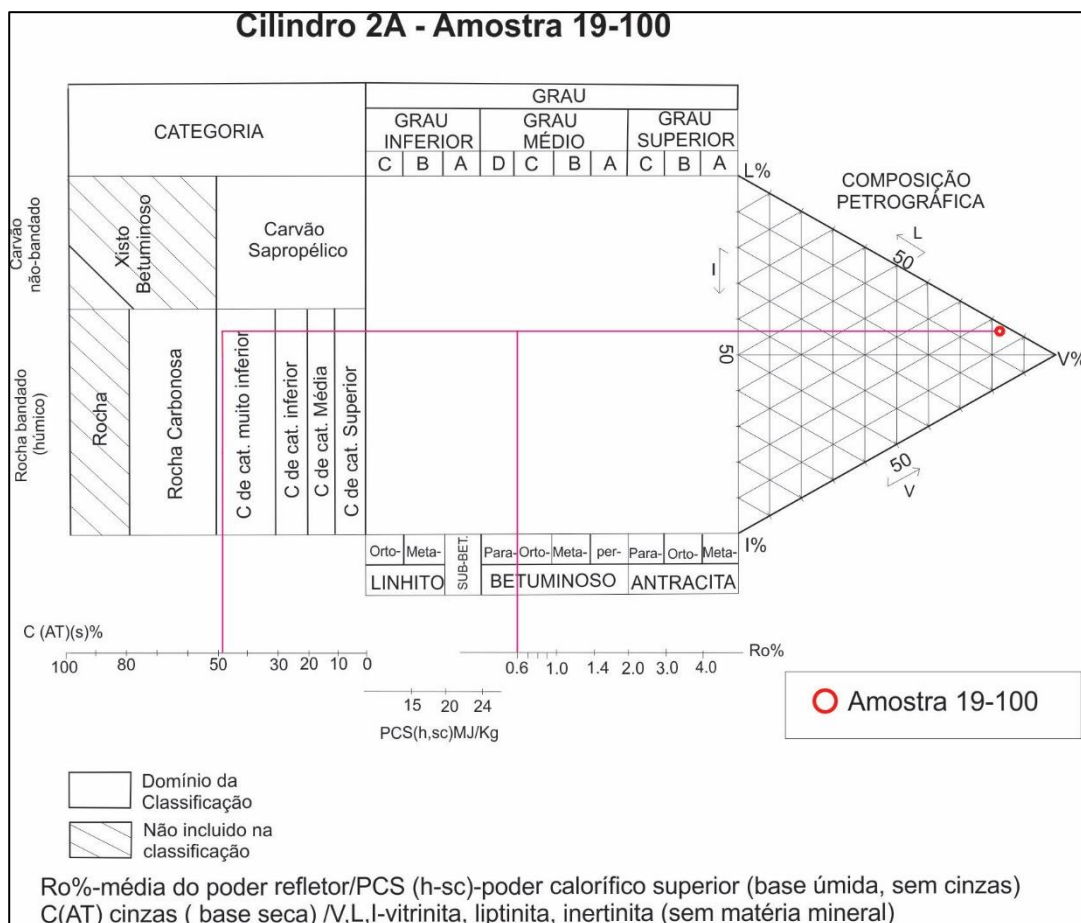




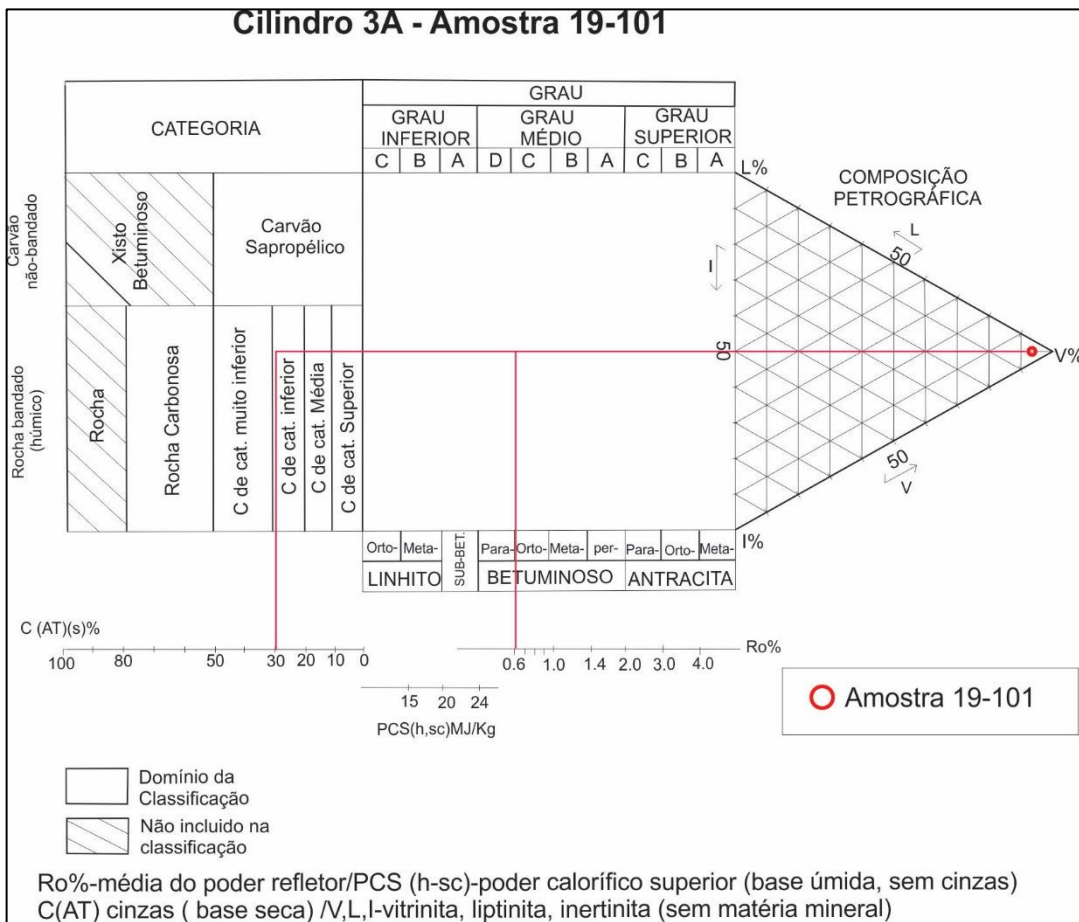
**Apêndice 14A:** Curva de dessorção de gás versus tempo para o Cilindro 15B - Amostra 20-21.

## APÊNDICE B

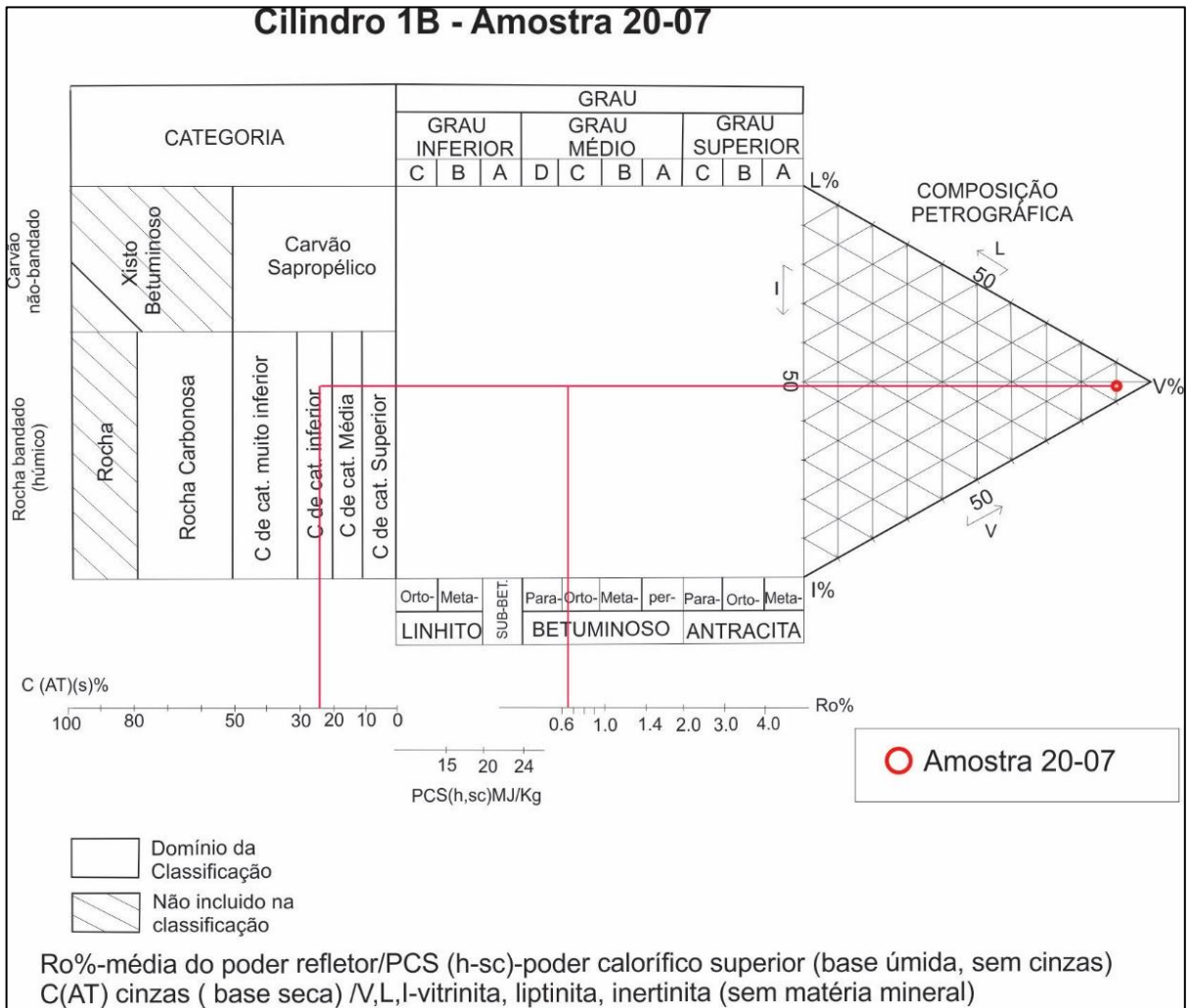
Amostras de 2A a 15B de acordo com a Classificação Internacional de Camadas de Carvão.



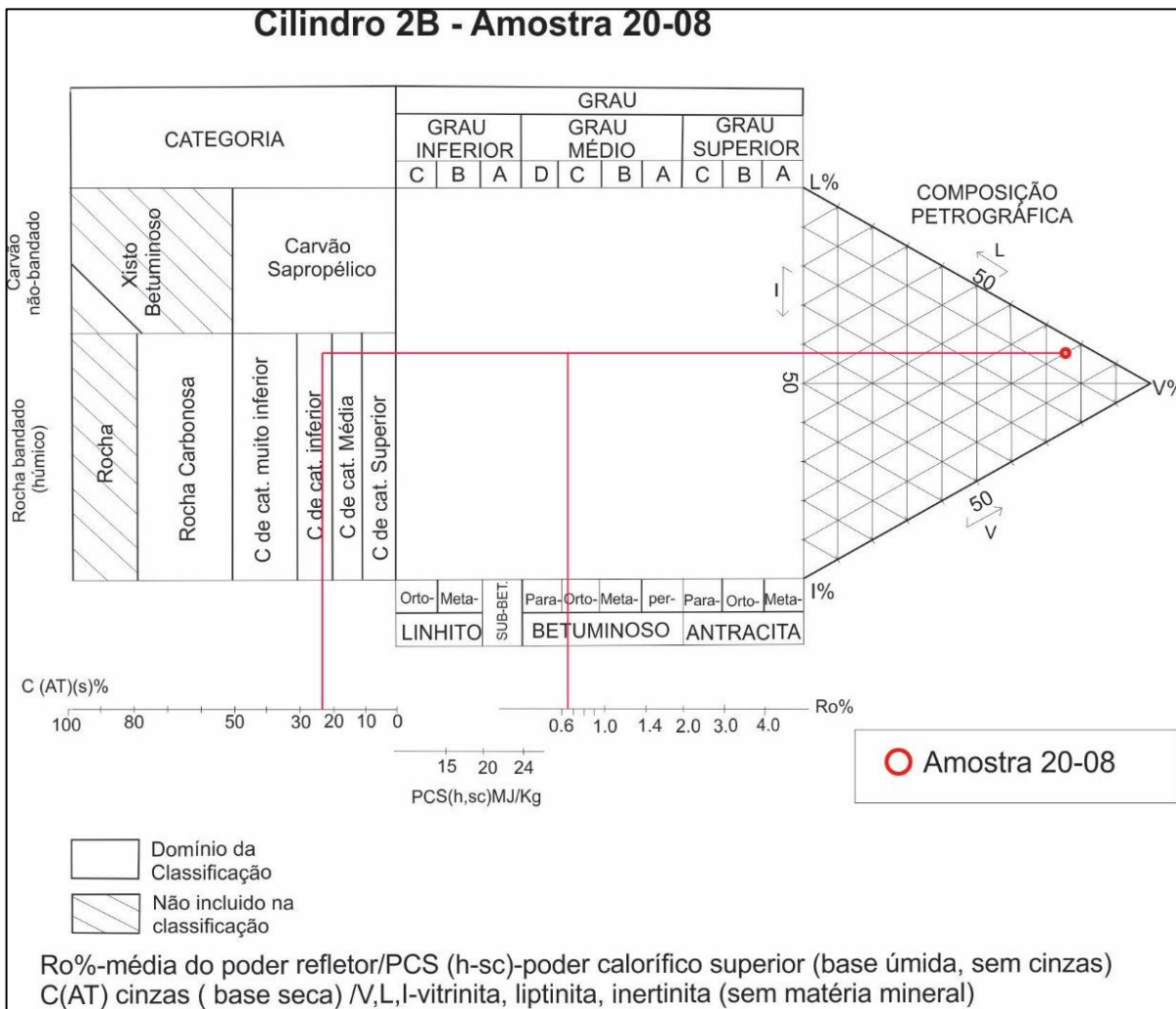
**Apêndice 1B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 19-100.



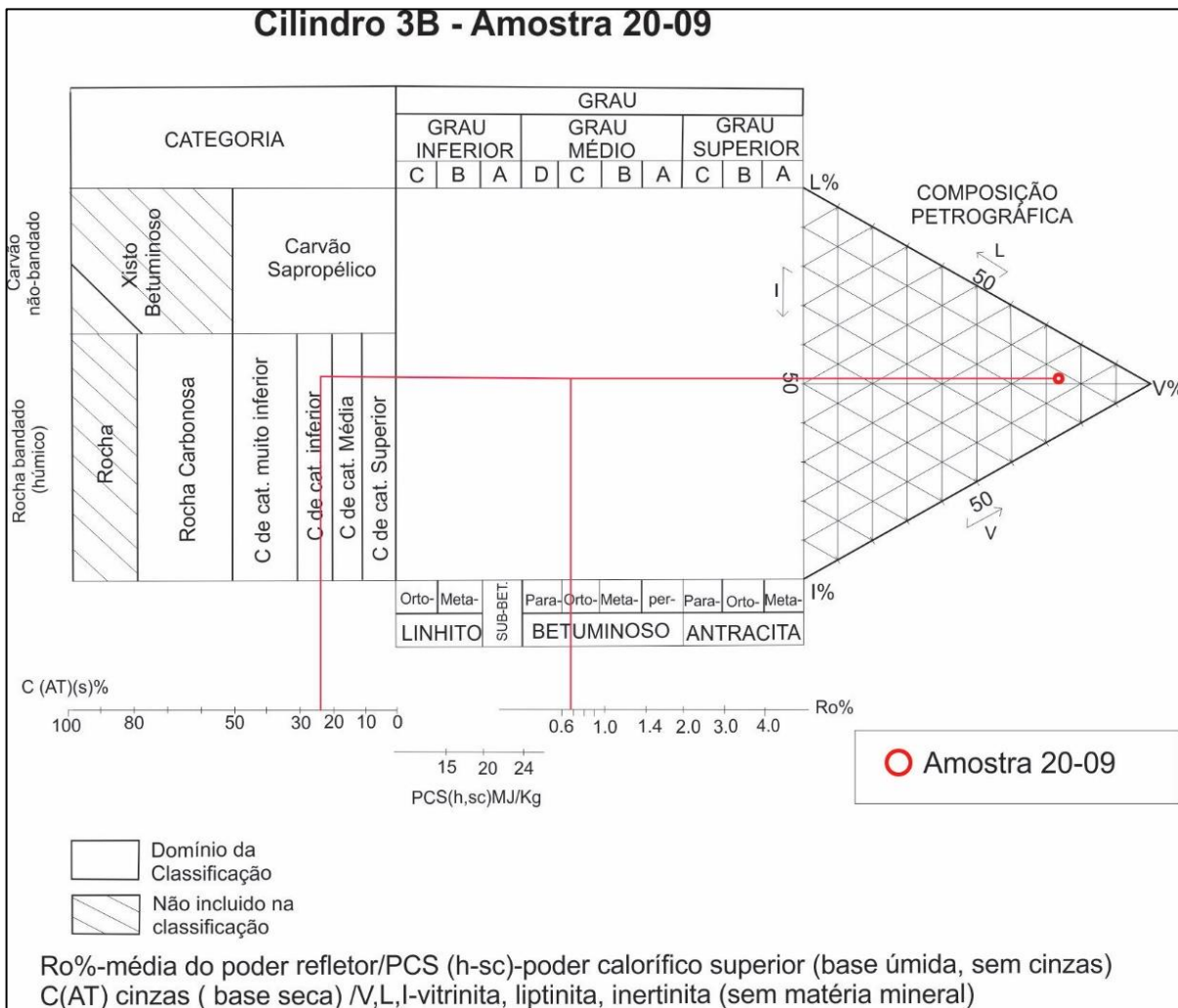
**Apêndice 2B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 19-101.



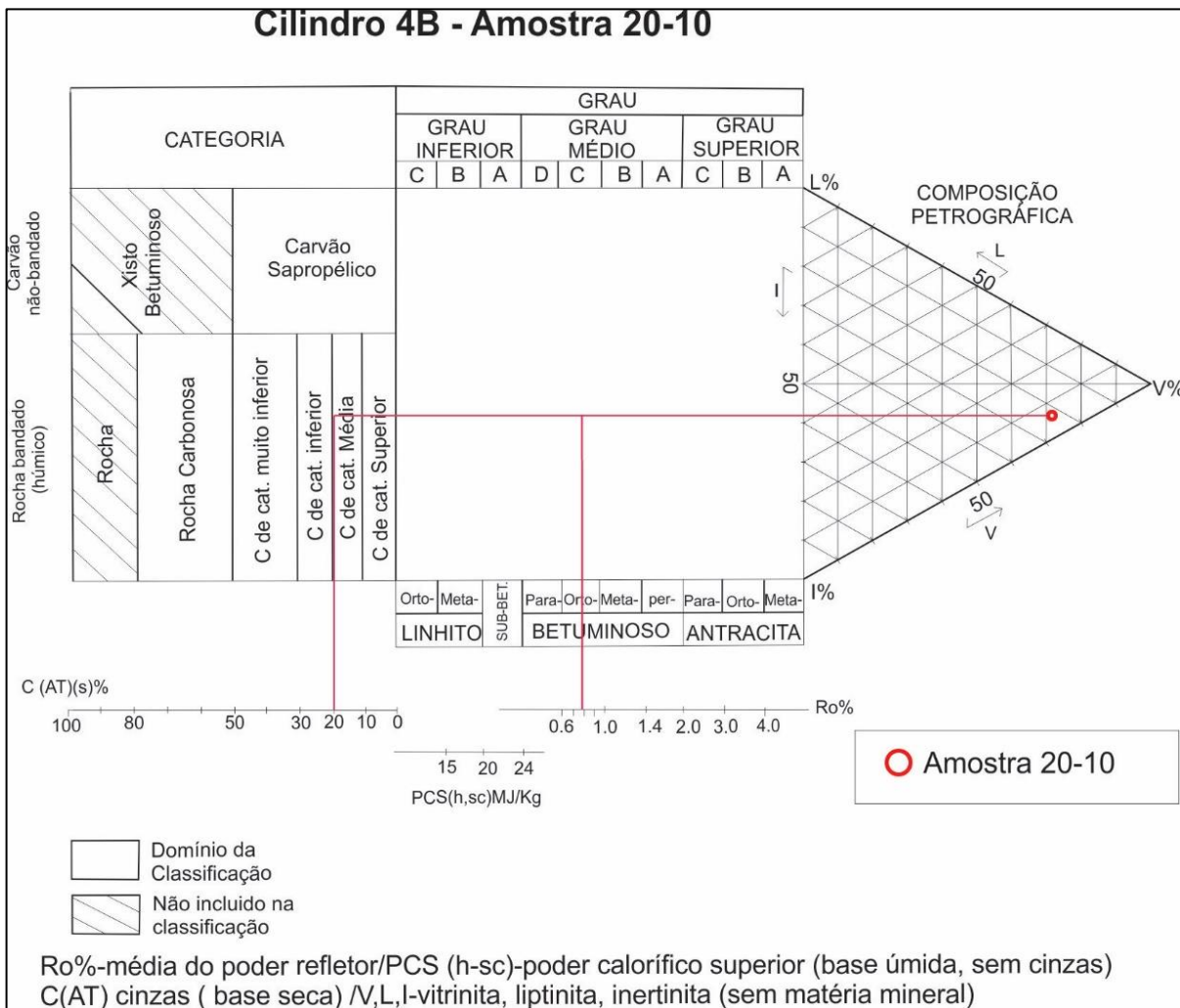
**Apêndice 3B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-07.



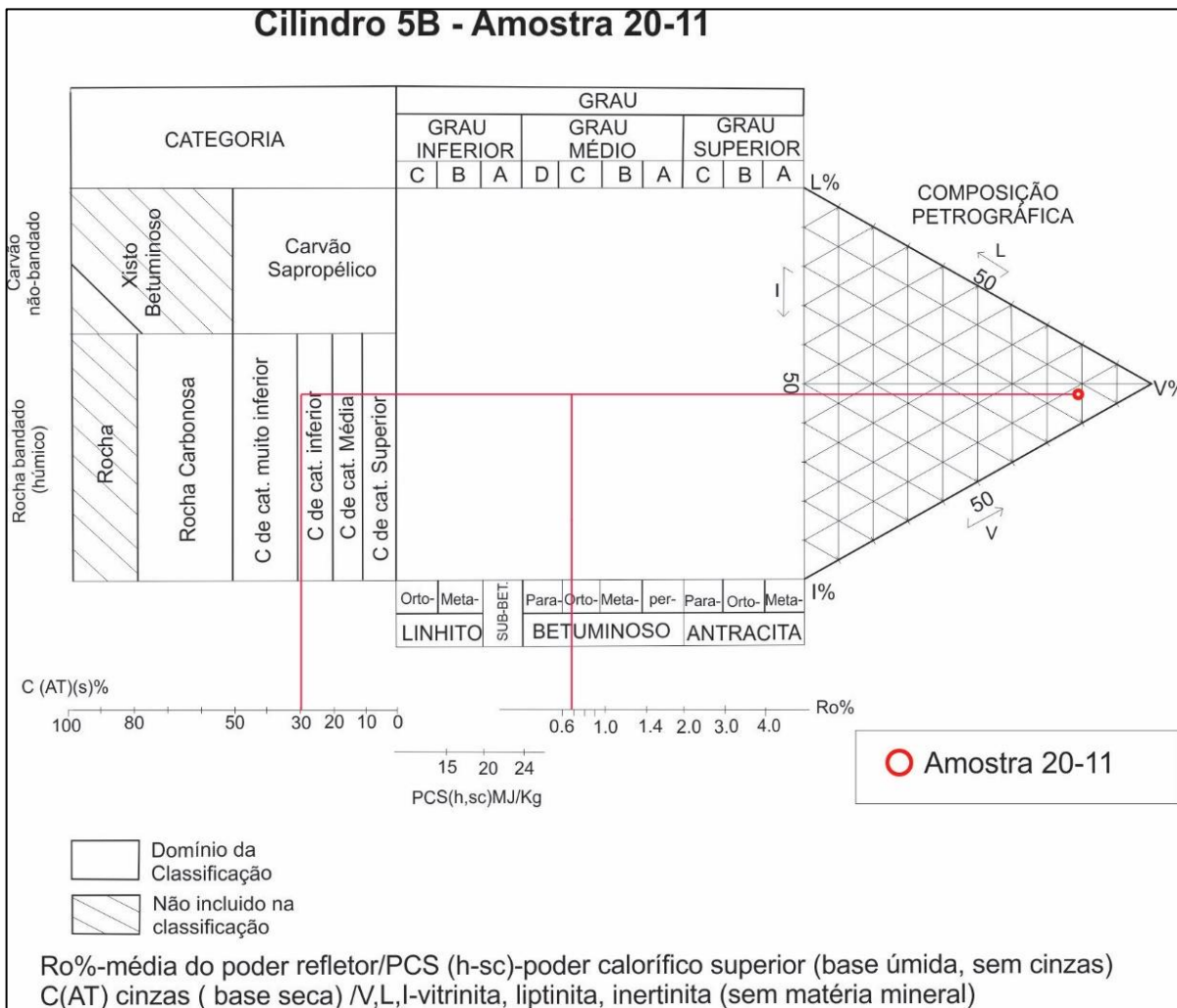
**Apêndice 4B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-08.



**Apêndice 5B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-09.

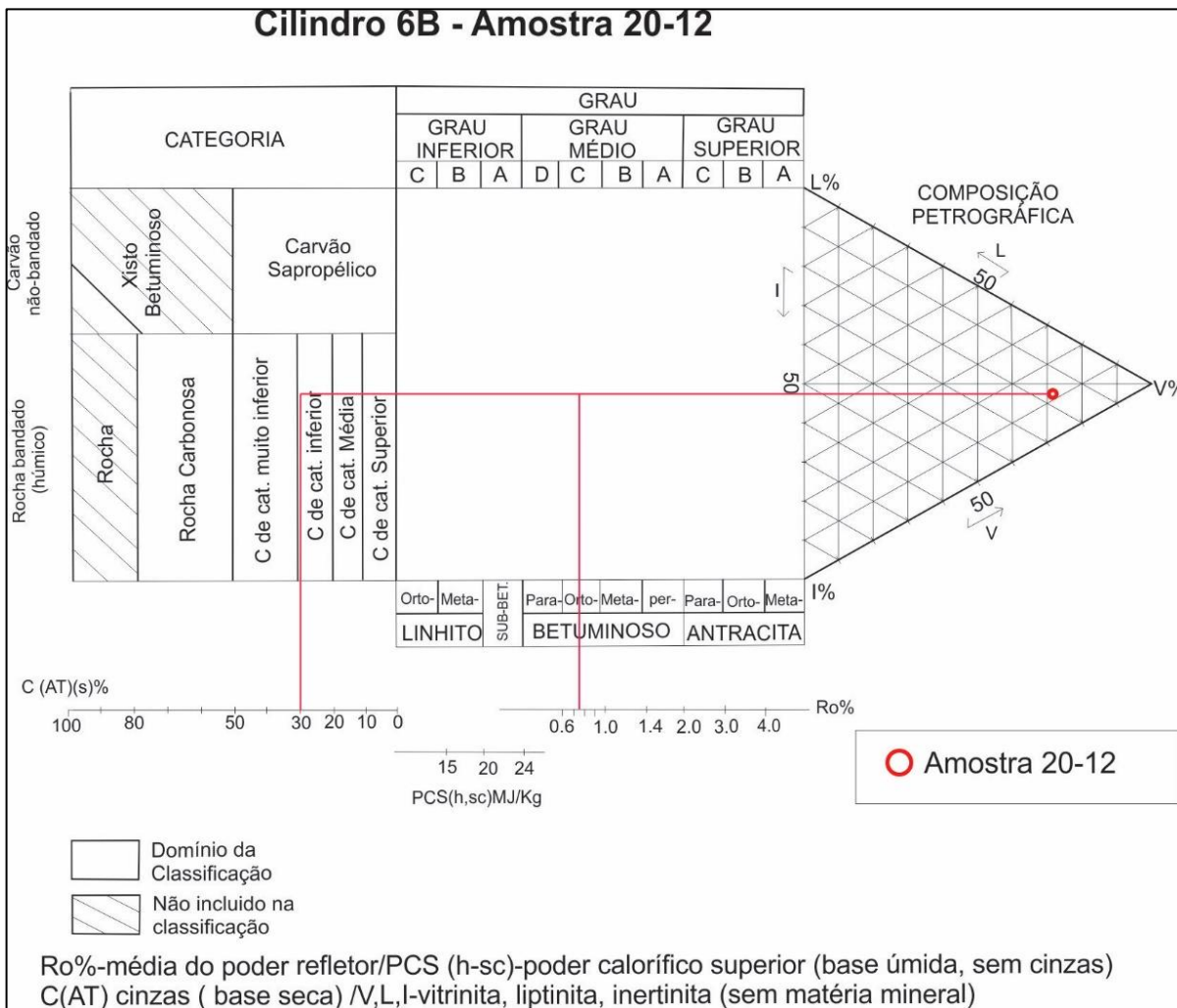


**Apêndice 6B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-10.

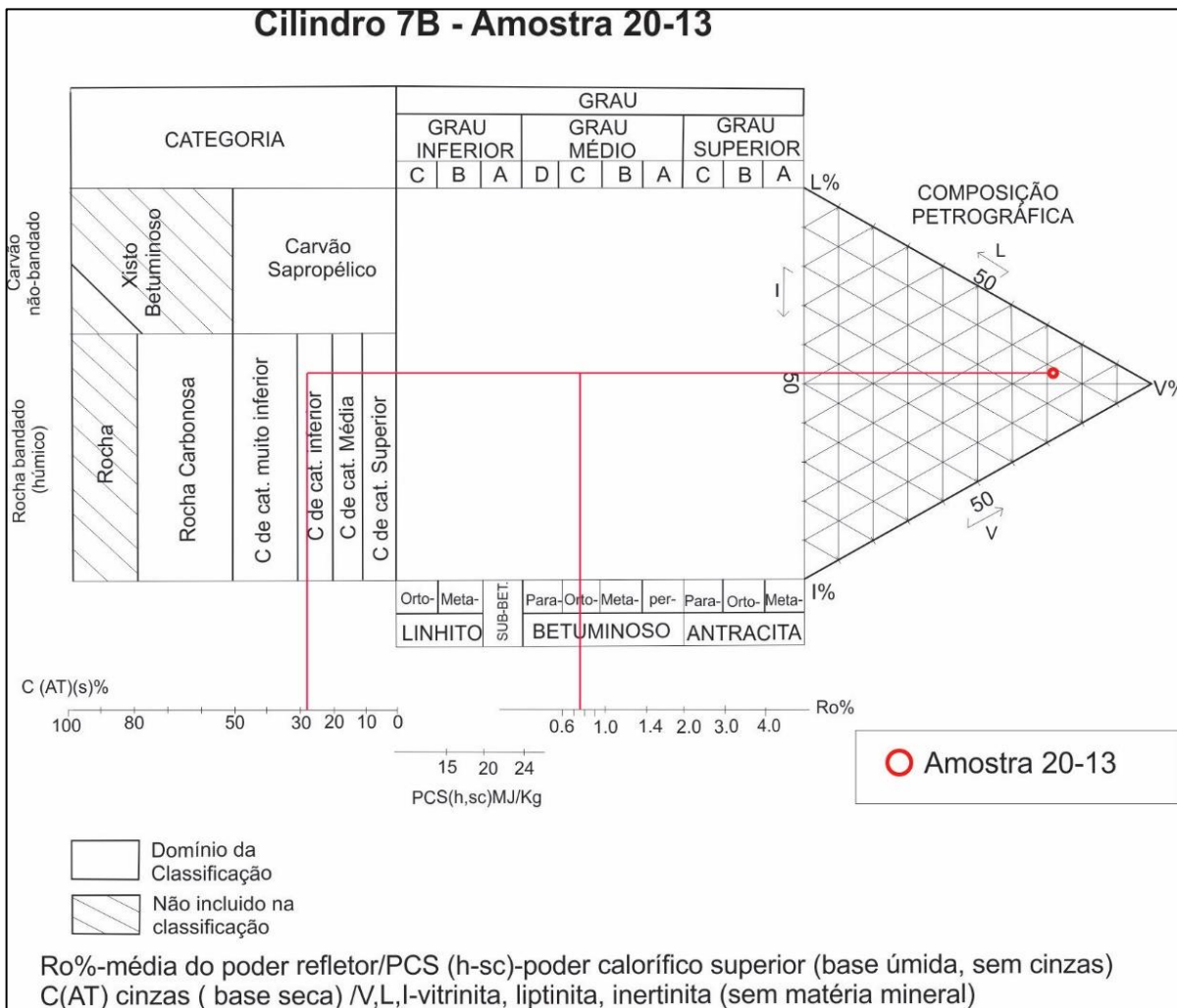


**Apêndice 7B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-11.

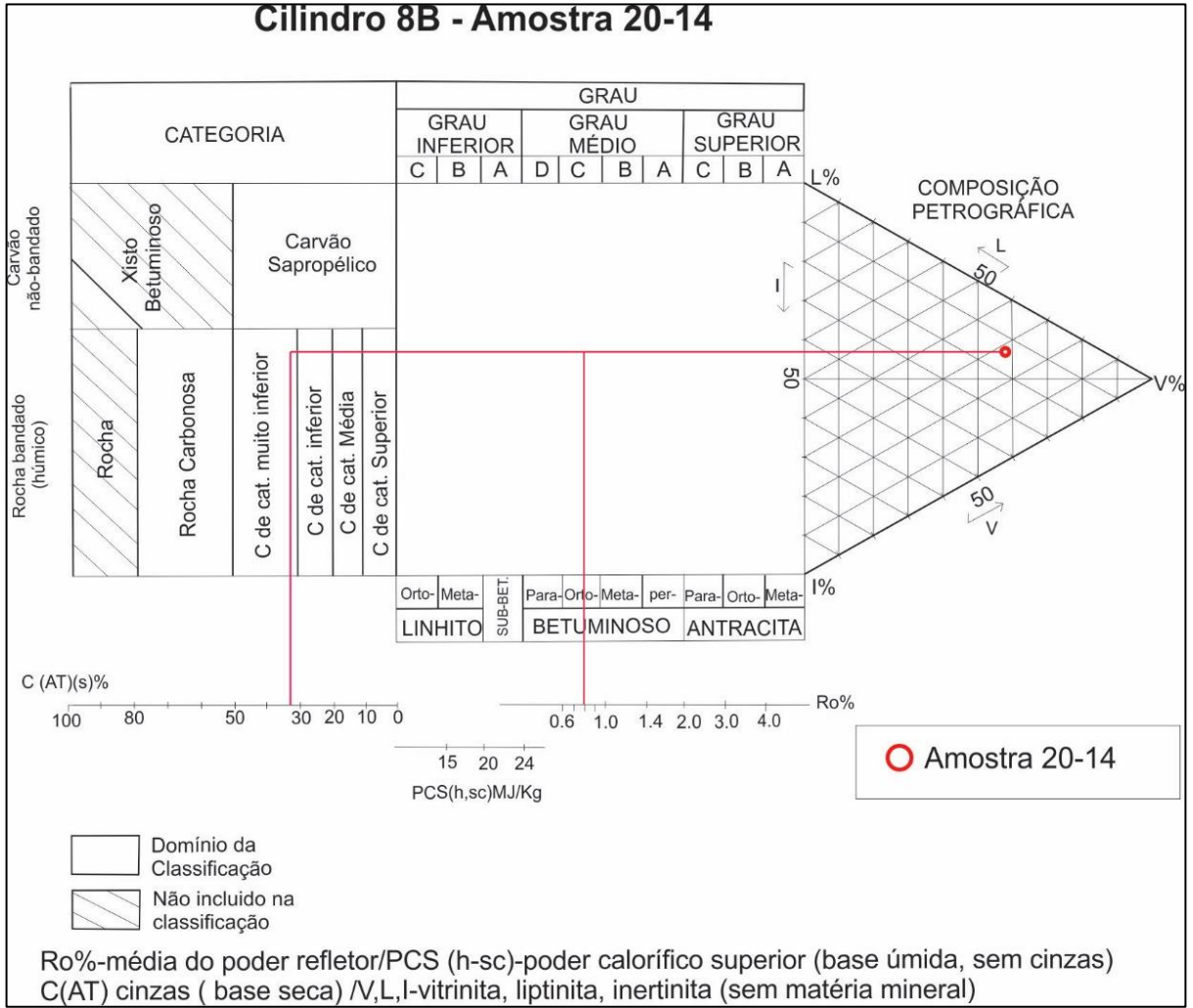




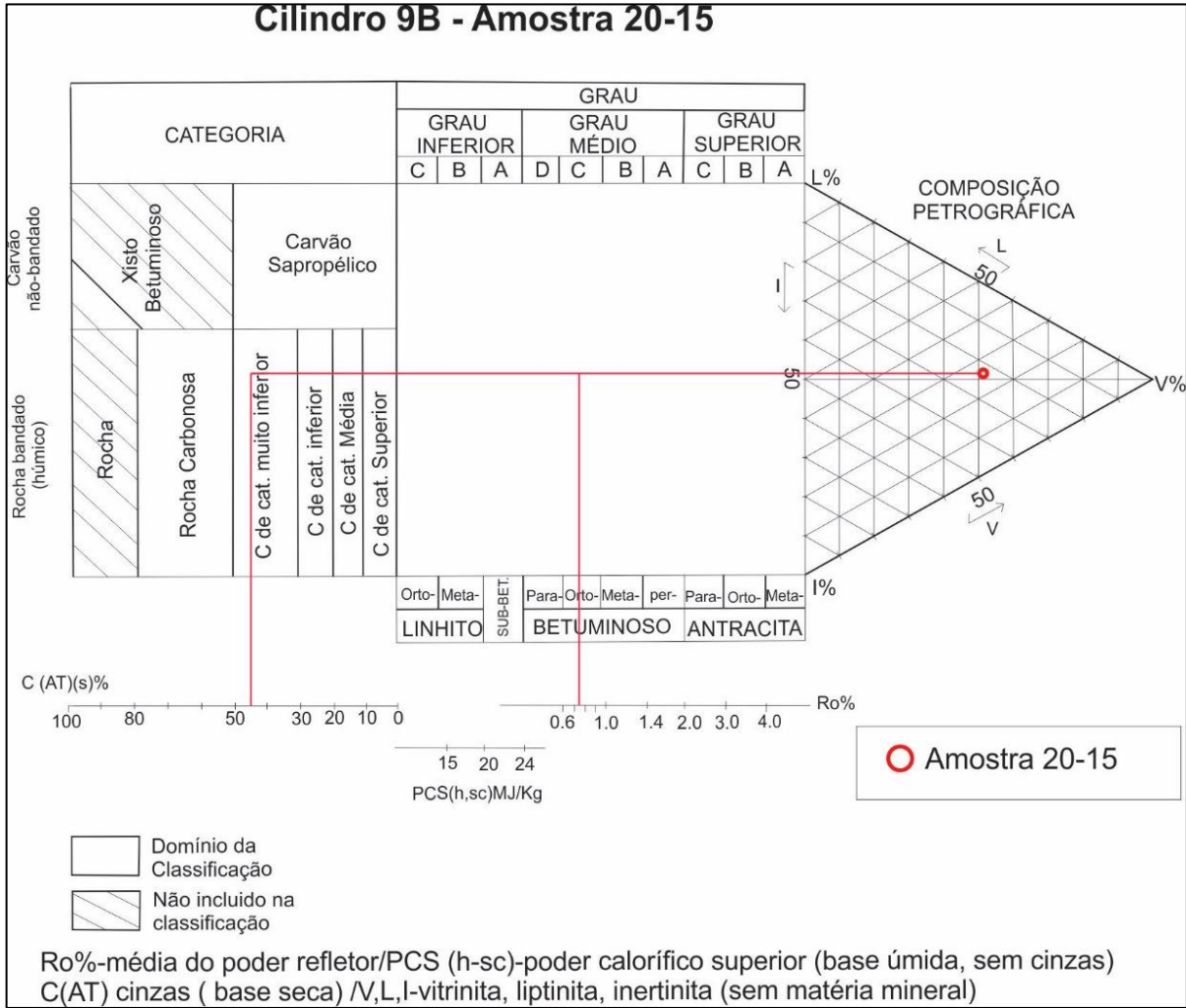
**Apêndice 8B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-12.



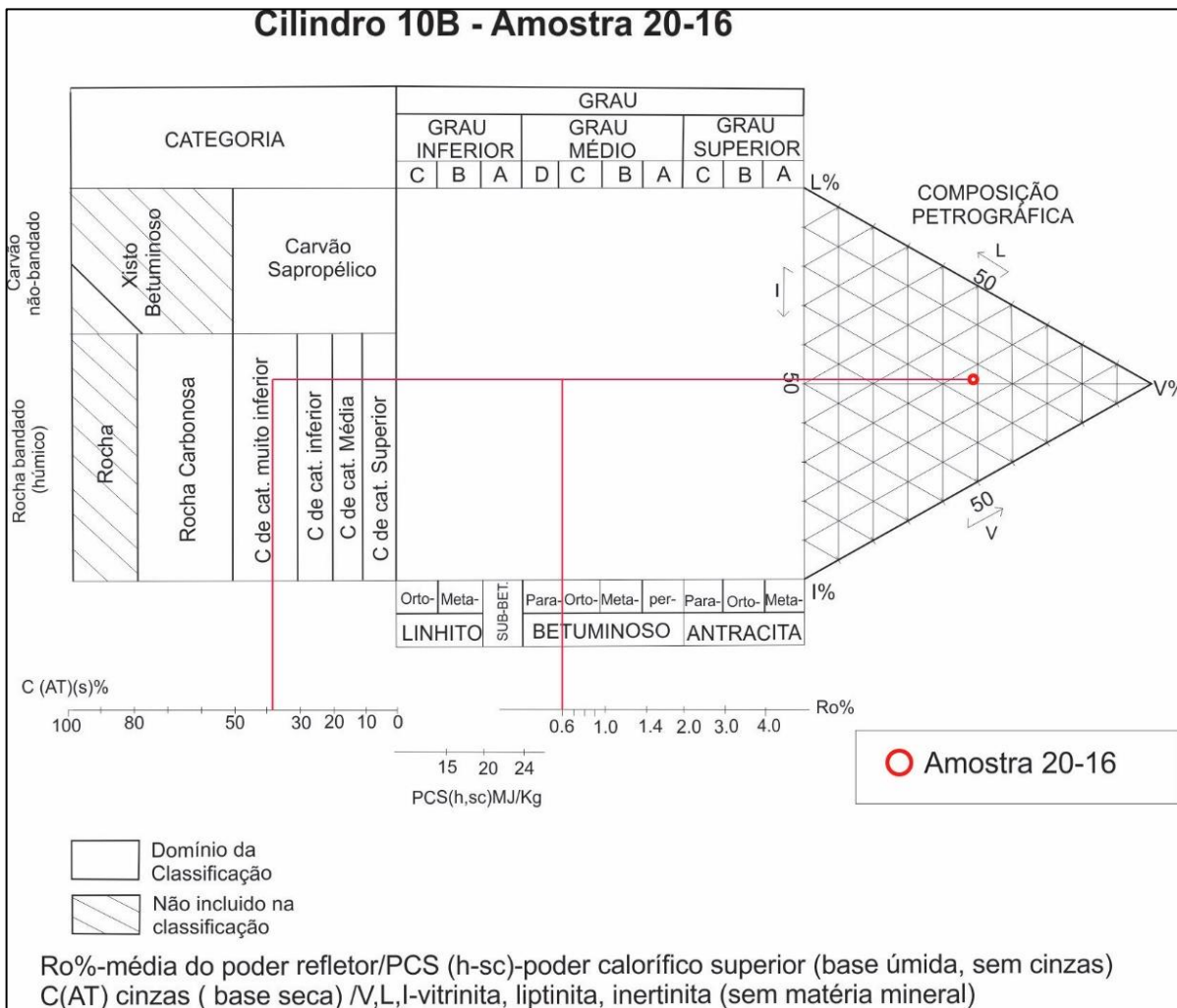
**Apêndice 9B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-13.



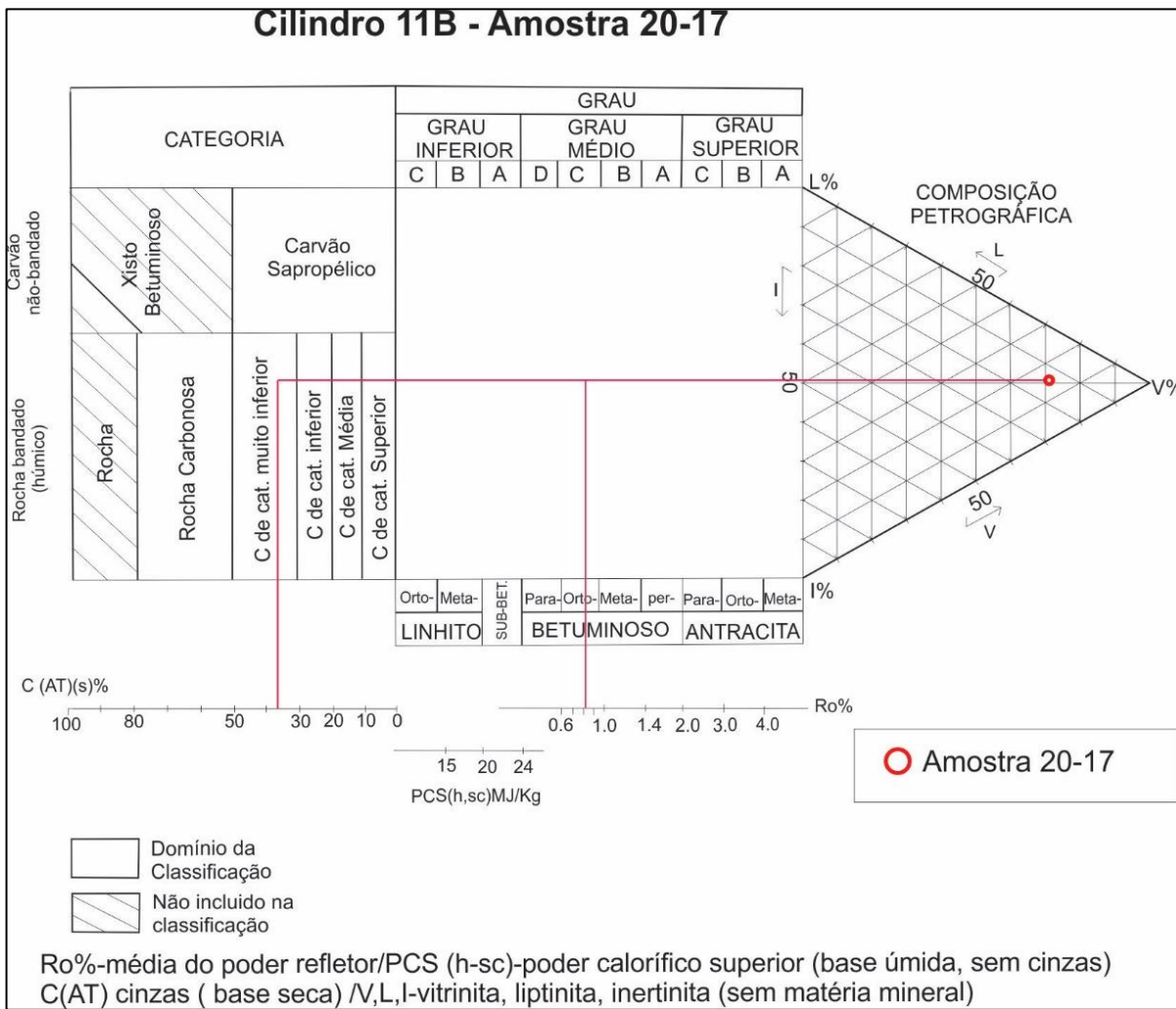
**Apêndice 10B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-14.



**Apêndice 11B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-15.

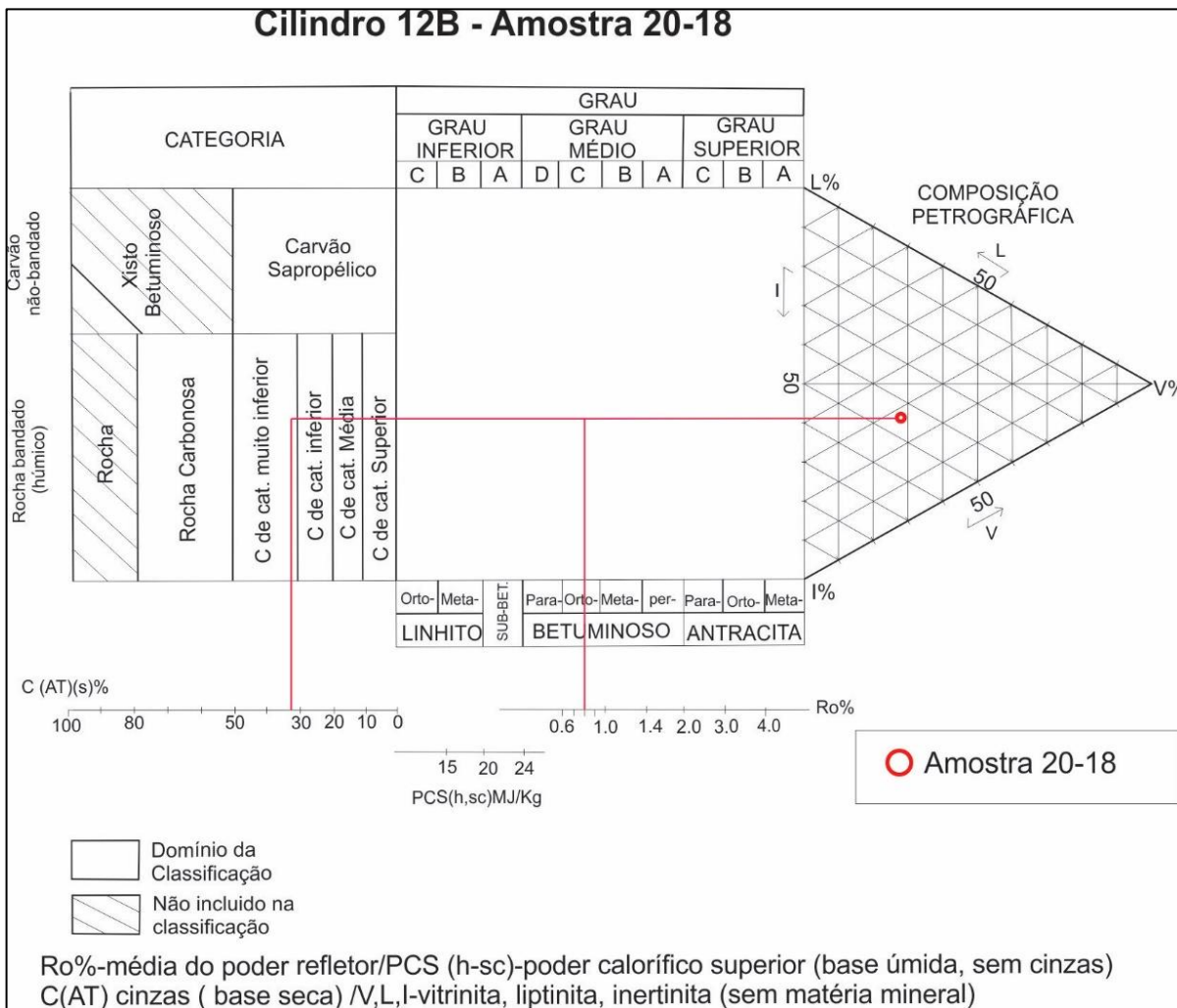


**Apêndice 12B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-16.

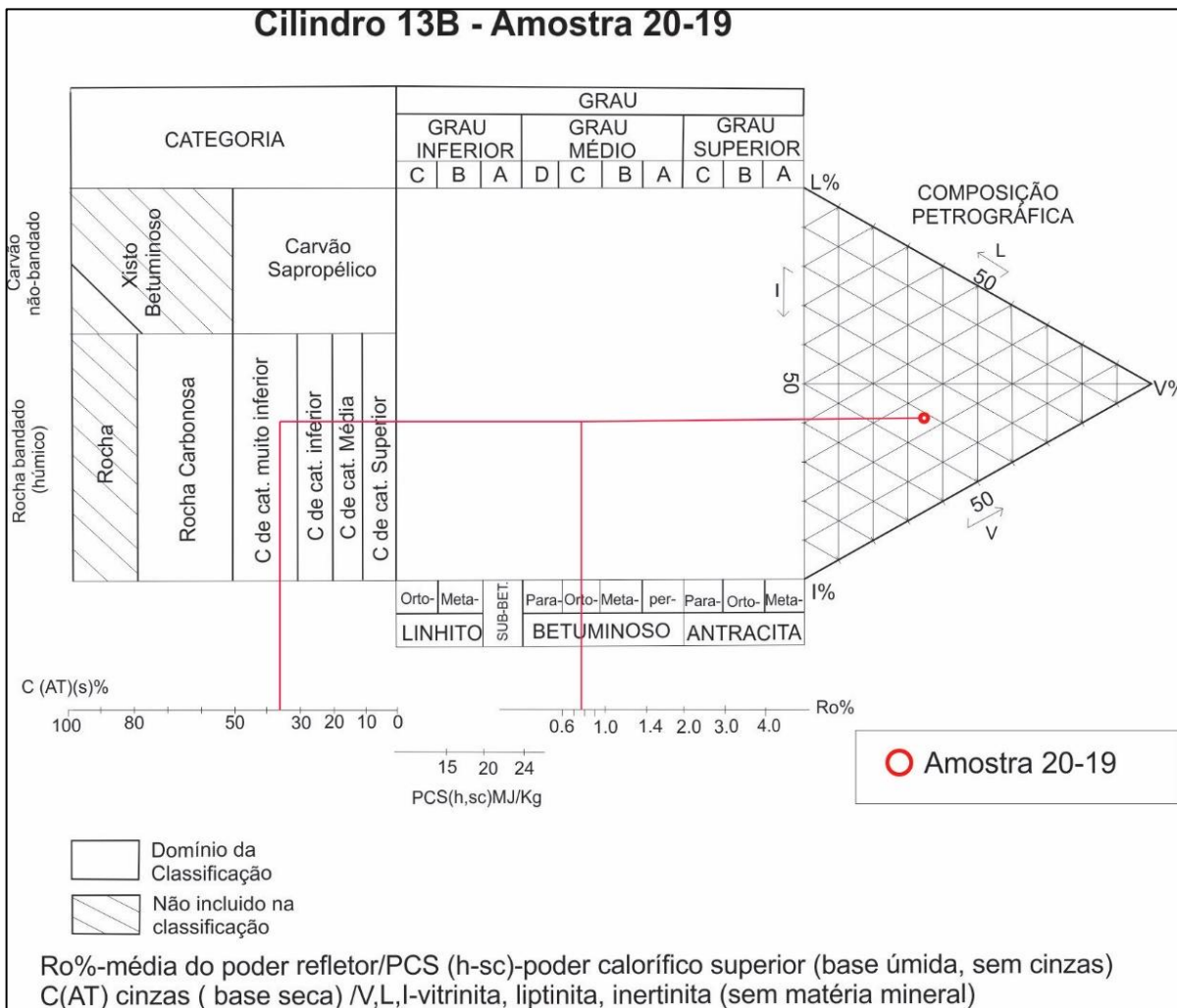


**Apêndice 13B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-17.



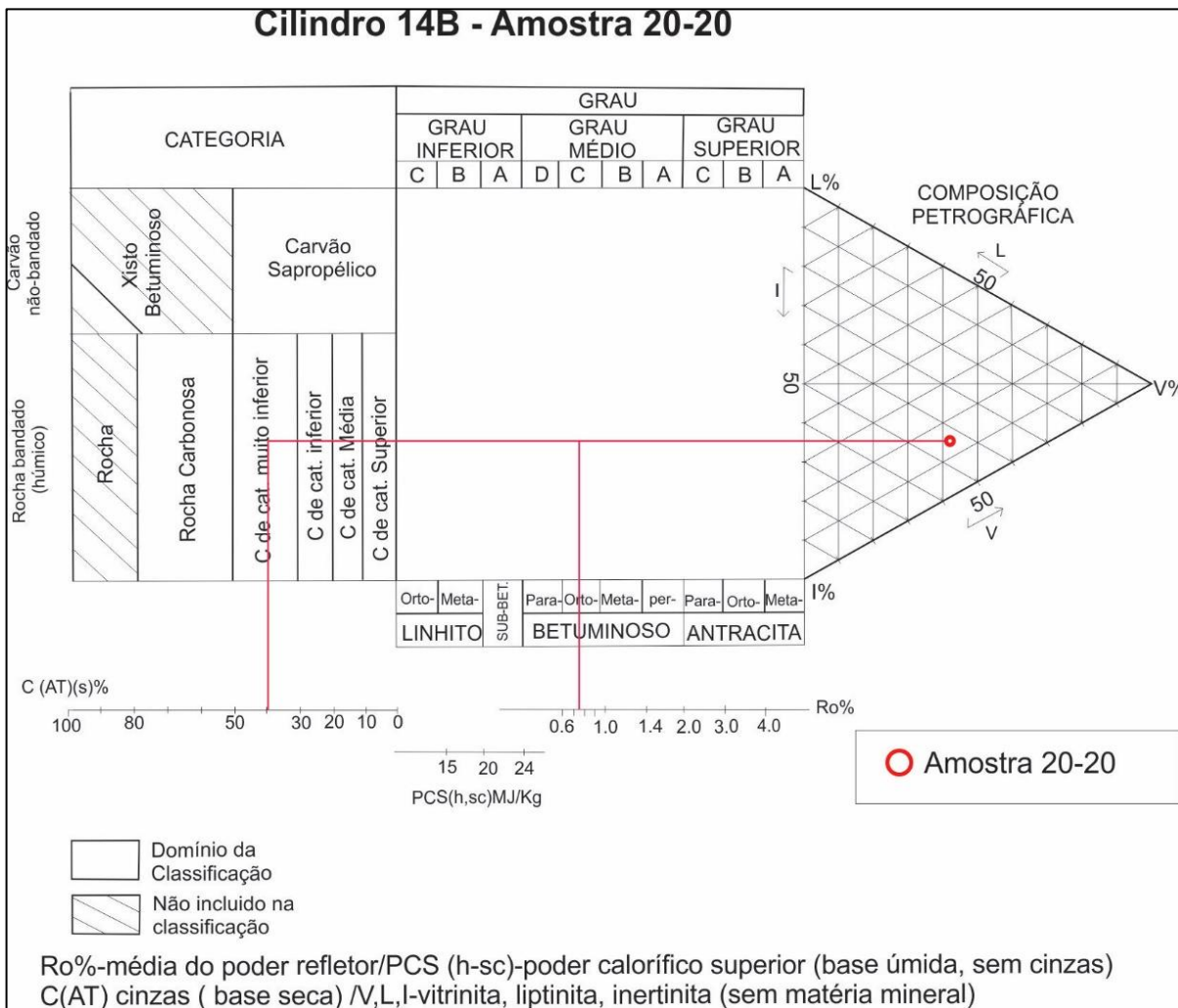


**Apêndice 14B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-18.

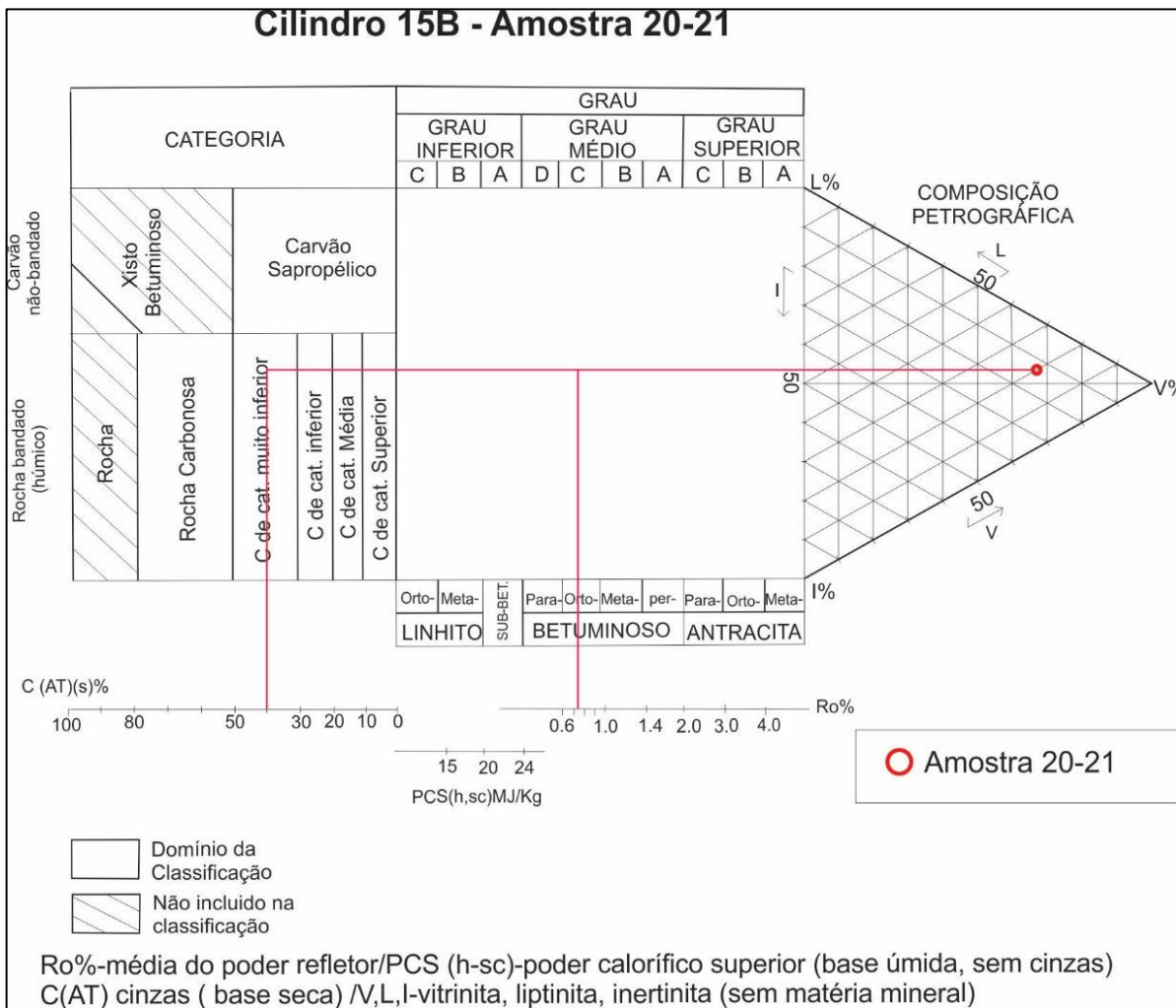


**Apêndice 15B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-19.





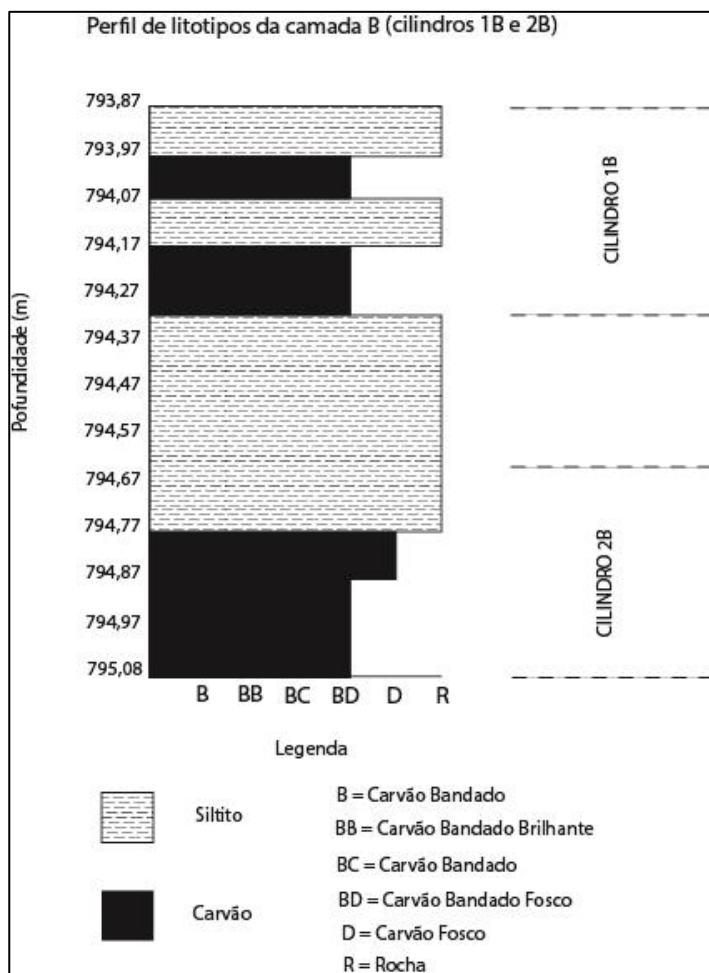
**Apêndice 16B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-20.



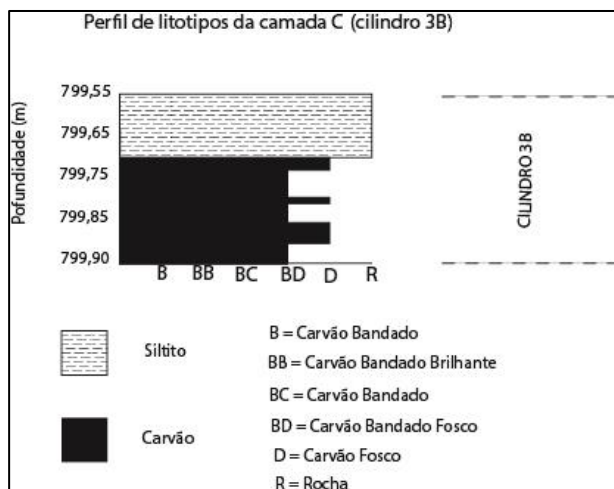
**Apêndice 17B:** Classificação Internacional de Camadas de Carvão para a amostra 20-21.

## APÊNDICE C

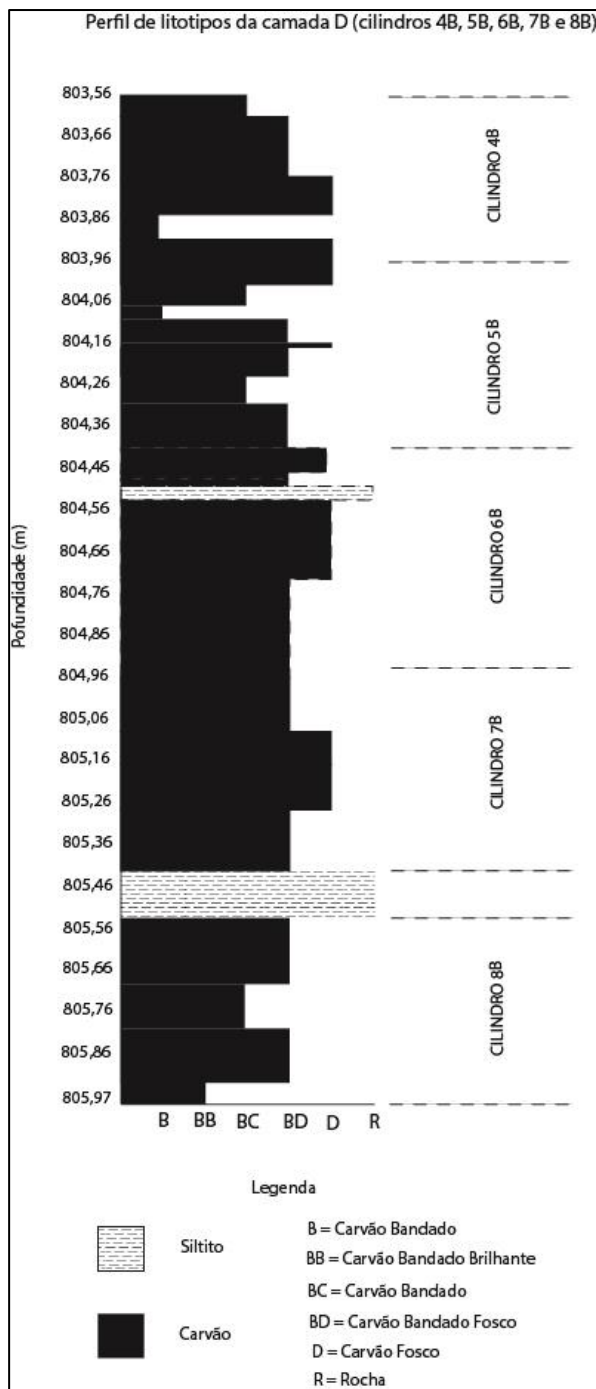
Perfis de litotipos das camadas B a I do poço CBM 002-ST-RS.



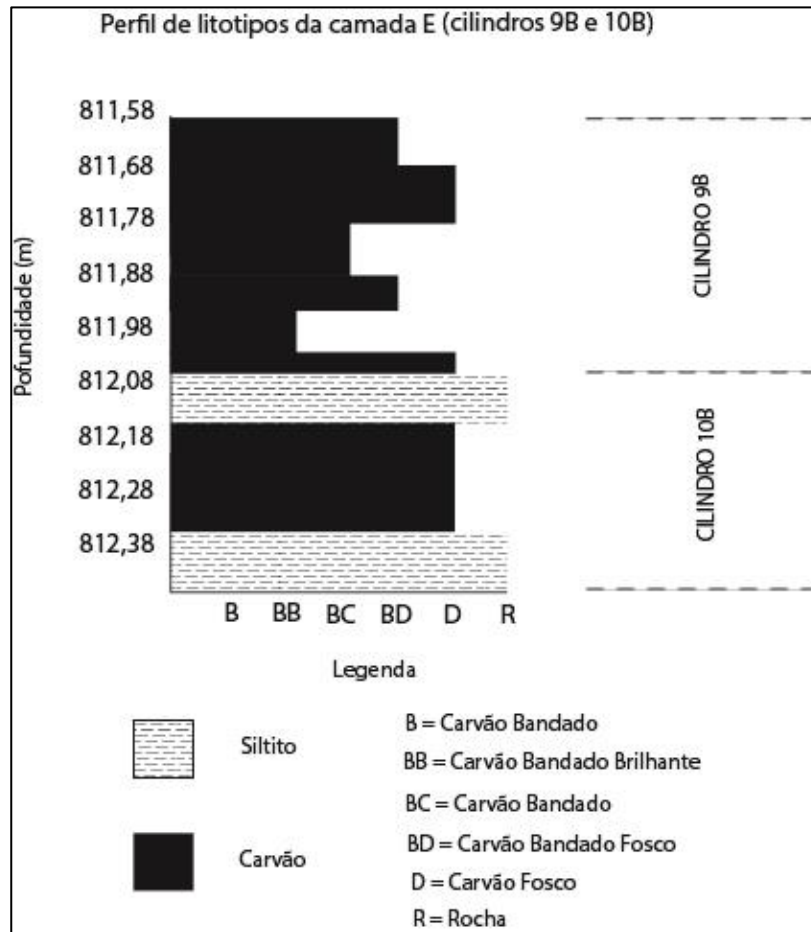
**Apêndice 1C:** Perfil de litotipos da camada B.



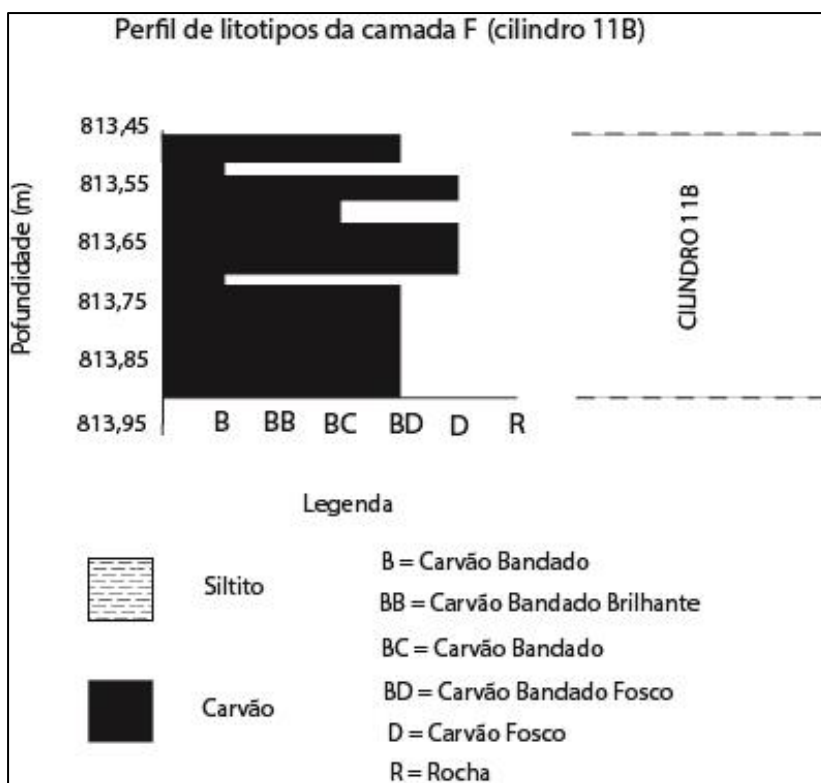
**Apêndice 2C:** Perfil de litotipos da camada C.



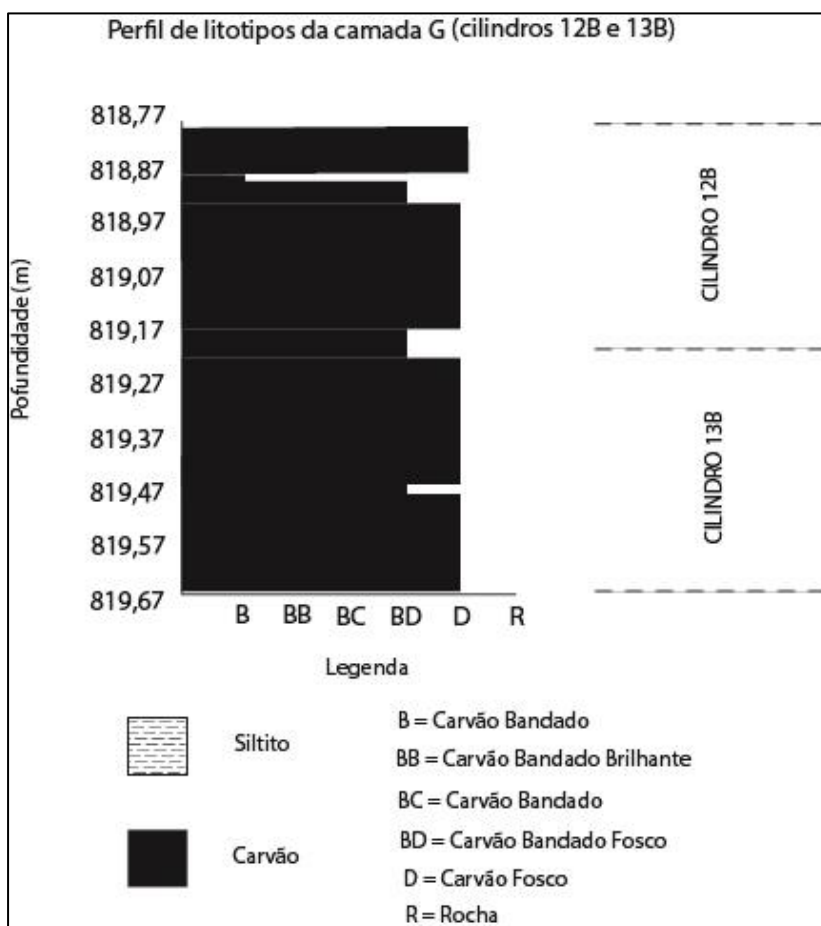
**Apêndice 3C:** Perfil de litotipos da camada D.



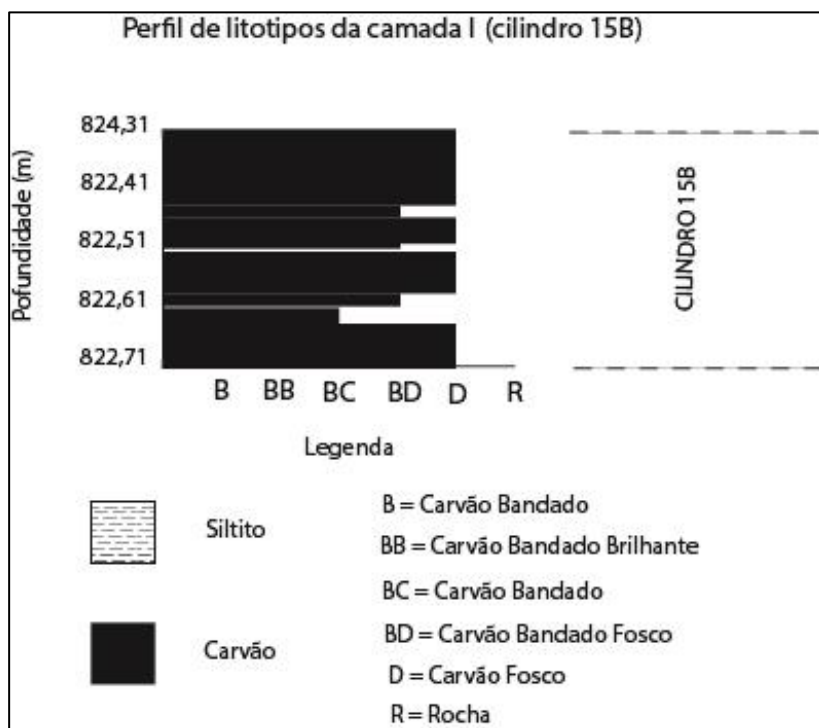
**Apêndice 4C:** Perfil de litotipos da camada E.



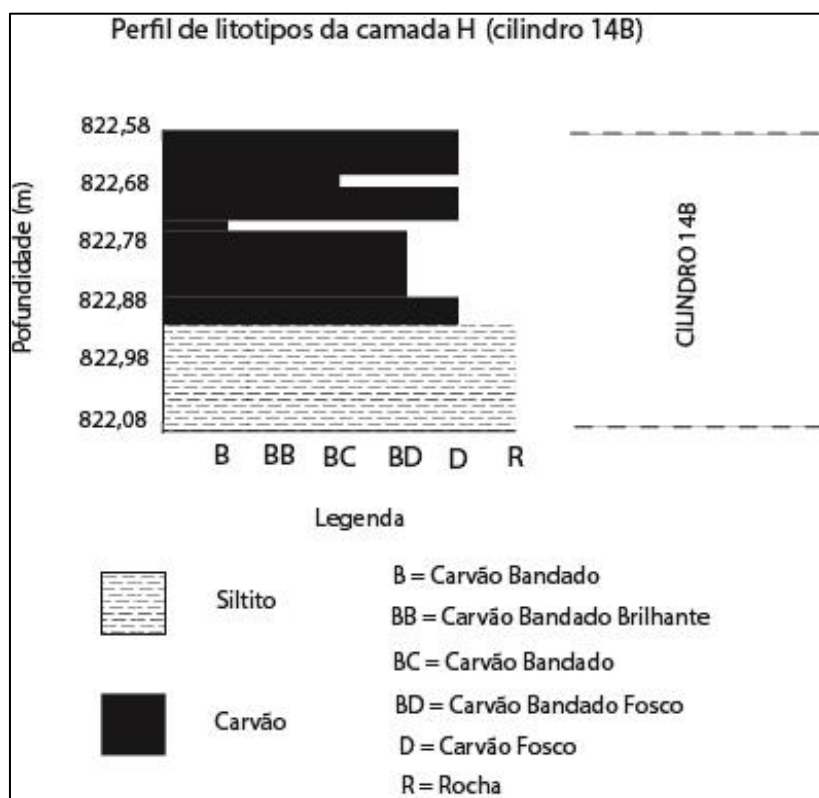
**Apêndice 5C:** Perfil de litotipos da camada F.



**Apêndice 6C:** Perfil de litotipos da camada G.



**Apêndice 7C:** Perfil de litotipos da camada H.



**Apêndice 8C:** Perfil de litotipo da camada I.