

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

**CARACTERÍSTICAS PETROGRÁFICAS E GEOQUÍMICAS  
DAS CAMADAS DE CARVÃO DO POÇO CBM 001-CL-RS,  
JAZIDA CHICO LOMÃ, E SUA RELAÇÃO COM *COALBED*  
*METHANE* ASSOCIADO**

JANAINA HUGO LEVANDOWSKI

ORIENTADOR: Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth

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

**CARACTERÍSTICAS PETROGRÁFICAS E GEOQUÍMICAS  
DAS CAMADAS DE CARVÃO DO POÇO CBM 001-CL-RS,  
JAZIDA CHICO LOMÃ, E SUA RELAÇÃO COM *COALBED*  
*METHANE ASSOCIADO***

JANAINA HUGO LEVANDOWSKI

ORIENTADOR: Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth

BANCA EXAMINADORA:

Prof<sup>a</sup>. Dra Maristela Bagatin Silva  
Prof. Dr. Rommulo Vieira Conceição  
Dra Marleny Blanco

Tese de Doutorado apresentada como requisito  
parcial para obtenção do título de Doutor em  
Ciências.

Porto Alegre - 2013.

Levandowski, Janaina Hugo

Características petrográficas e geoquímicas das camadas de carvão do poço CBM 001-CL-RS, jazida Chico Lomã, e sua relação como coalbed methane associado. / Janaina Hugo Levandowski. - Porto Alegre: IGEO/UFRGS, 2013.

[170 f.] il.

Tese (Doutorado). - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Instituto de Geociências. Programa de Pós-Graduação em Geociências. Porto Alegre, RS - BR, 2013.

Orientador: Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth

1. Bacia do Paraná. 2. Jazida Chico Lomã. 3. Carvão. 4. Gás natural. I. Título.

---

Catálogo na Publicação  
Biblioteca Geociências - UFRGS  
Miriam Alves CRB 10/1947

## AGRADECIMENTOS

A Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) e ao Instituto de Geociências pela oportunidade;

Ao Prof. Dr. Wolfgang Kalkreuth por sua orientação e oportunidade de aprendizado;

Ao Conselho Nacional de Pesquisa Científica (CNPq) pelo apoio financeiro;

A Carbonífera Metropolitana pelo apoio junto á esse projeto e realização das análises Imediata, poder calorífico e enxofre;

Ao Laboratório de Carvão pela infra-estrutura para o desenvolvimento de todo esse trabalho, além da realização das análises petrográficas, elementar e desorção do gás;

Ao Laboratório de Difractometria de raios X, do Instituto de Geociências da UFRGS, pela realização das análises de difração de raios X;

Ao Laboratório de Caracterização Estrutural da Universidade Federal de São Carlos pela realização da análise de fluorescência de raios X;

Ao CENPES/PETROBRÁS pela realização das análises de isótopos e composição do gás;

A Universidade de Aachen, Alemanha, Laboratório de Caracterização de Materiais do Departamento de Geologia, pela realização dos testes de adsorção e pela visita técnica para acompanhamento da metodologia;

A *Freie Universität Berlin, Institut für Geologische Wissenschaften* pela cooperação para realização do modelo 3D;

Aos colegas e amigos do Laboratório de Análises de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo pelo apoio e colaboração em todos os momentos;

A todas as pessoas que de alguma forma contribuíram para a realização desse trabalho.

## RESUMO

No Brasil, as jazidas de carvão do nordeste do Rio Grande do Sul são consideradas como o maior potencial para reservatórios de gás metano associado com camadas de carvão (CBM). O objetivo desse estudo é avaliação do potencial da jazida Chico Lomã em relação ao gás natural associado com as camadas de carvão, através da realização de sondagem para coleta de testemunhos, seguido por medidas de desorção de gás para determinação do conteúdo de gás total. Para caracterização petrológica, foram realizadas descrição de litotipos, refletância da vitrinita e análise de macerais. A caracterização química incluiu análise imediata e elementar, poder calorífico, teor de enxofre, difração de raios X e fluorescência de raios X. Além disso, no gás coletado, foram analisados isótopos estáveis de carbono e hidrogênio e composição do gás. As amostras foram também analisadas quanto à capacidade de adsorção de metano. Para a área de estudo foi gerado um modelo geológico 3D para calcular o volume de carvão na jazida, seguido por uma avaliação do volume de gás associado com carvão. Os resultados indicam uma espessura cumulativa de 11,46 m de carvão no poço CBM 001-CL-RS, associado com uma intrusão ígnea com 11 m de espessura, o que elevou o nível da refletância da vitrinita na zona de contato transformando parcialmente carvão em coque natural em distâncias menores que 2 m da intrusão. Os resultados da análise petrográfica da refletância da vitrinita do carvão indicam um range de 0,55 – 4,42 % *Rrandom*. A distribuição dos macerais indica maiores valores de vitrinita no topo da sequência. O conteúdo de liptinita mostra um range de ausente até 6,2%, enquanto o conteúdo de inertinita varia de 5,8 até 33,6%, com os maiores valores em direção à base da sequência. O conteúdo de matéria mineral, baseado em análises óticas, consiste principalmente de argilas, seguida de carbonato, pirita e quartzo. O teor de cinzas, baseado na análise imediata, mostra uma variação de 29,06 a 82,78%, com os maiores valores abaixo da intrusão ígnea. O conteúdo de matéria volátil apresenta correlação inversa com o aumento da refletância. O conteúdo de carbono (*d.a.f.*) aumenta com a refletância. O teor de enxofre mostra valores mais elevados nas amostras do topo da Formação Rio Bonito, bem como o poder calorífico. A análise da difração de raios X mostra que a maioria das amostras são constituídas principalmente de quartzo, caolinita, albita e calcita. A análise de fluorescência de raios X mostra maiores concentrações de Si, Al e Fe, porém também foram identificados elementos calcófilos, litófilos e siderófilos. As medidas de desorção do gás variam de 0,051 até 0,740 cm<sup>3</sup>/g carvão nas camadas acima da intrusão, enquanto que nas camadas abaixo da intrusão não foi determinado gás. Os valores dos isótopos de carbono e hidrogênio atribuem origem termogênica ao gás enquanto que metano é

o principal componente no gás. A capacidade de adsorção de metano das amostras varia de 2,50 a 6,50 cm<sup>3</sup> sugerindo uma insaturação das camadas de carvão. Baseado no modelo geológico 3D e nos dados analíticos, 7,152 bilhões de toneladas de carvão foram estimados para a jazida Chico Lomã, associado com 1,32 bilhões de m<sup>3</sup> de gás.

Palavras chave: Bacia Paraná, jazida Chico Lomã, carvão, gás natural

## ABSTRACT

In Brazil, the coal deposits in northeastern Rio Grande do Sul are considered to have the greatest potential for storage of methane gas associated with coal seams (CBM). The aim of this study is to evaluate the potential of the Chico Lomã coalfield in relation to natural gas associated with coal seams, by carrying out a CBM test well to collect samples, followed by gas desorption measurements to determine the total gas content. For petrological characterization, were performed description of lithotypes, vitrinite reflectance and maceral analysis. Chemical characterization included proximate and ultimate analyses, calorific value, sulfur content, X-ray diffraction and X-ray fluorescence. In addition, the gas collected was analysed for stable carbon and hydrogen isotopes and gas composition. The samples were also analyzed for methane adsorption capacities. For the study area a 3D geological model was generated to calculate the volume of coal in the coalfield, followed by assessment of gas volume associated with the coal. The results indicate a cumulative coal thickness of 11, 46 m in well CBM 001-CL-RS, associated with an igneous intrusion of 11 m thickness, which increased the level of vitrinite reflectance in the contact zone partially transforming the coal to natural coke at distances less than 2 m of the intrusion. The results of the petrographic analysis of coal vitrinite reflectance indicate a range from 0.55 to 4.42 Rrandom%. The maceral distribution indicates higher values of vitrinite at the top of the sequence. The content of liptinite shows a range from nil to 6.2%, whereas the content of inertinite ranges from 5.8 to 33.6%, with the highest values towards the base of the sequence. The mineral matter content, based on optical analyses, consists mainly of clay, followed by carbonate, pyrite and quartz. The ash content, based on proximate analysis, shows a variation from 29.06 to 82.78%, with the highest values below the igneous intrusion. The volatile matter content shows an inverse correlation with the increase in reflectance. The carbon content (*d.a.f.*) increase with reflectance. The sulfur content shows higher values in samples from the top of the Rio Bonito Formation, as well the calorific value. X-ray diffraction analysis shows that most samples consist mainly of quartz, kaolinite, albite and calcite. X-ray fluorescence analysis shows higher concentrations of Si, Al and Fe, but also chalcophile, lithophile and siderophile elements were identified. The desorption gas measurements vary from 0,051 to 0.740 cm<sup>3</sup> / g in seams above the intrusion, whereas in the seams below the intrusions no gas was determined. The carbon and hydrogen isotope values suggest a thermogenic origin of the gas, whereas methane is the predominant compound of the gas. The methane adsorption capacity of the samples varies from 2.50 to 6.50 cm<sup>3</sup> suggesting an under-saturation of the

coal seams. Based on the 3D geological model and analytical data 7.152 billion tons of coal were estimated for the Chico Lomã coalfield, associated with 1.32 billion m<sup>3</sup> of gas.

Keywords: Paraná Basin, Chico Loma coalfield, coal, natural gas



## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Formação do carvão mineral, modificada de KGS.....	<b>19</b>
<b>Figura 2.</b> Esquema ilustrando a formação de carvão, com mudanças nos parâmetros principais usados na determinação do <i>rank</i> : matéria volátil (M.V.%), refletância da vitrinita (R%) e poder calorífico (PC). (modificado de KALKREUTH, 1987) .....	<b>21</b>
<b>Figura 3.</b> Mudanças visuais de acordo com o aumento do <i>rank</i> , modificado de KGS.....	<b>22</b>
<b>Figura 4.</b> Geração de gás com o aumento do nível de maturação, modificado de <i>U.S. Department of Energy National Petroleum Technology Office</i> .....	<b>26</b>
<b>Figura 5.</b> Geração de gases formados por fonte sapropélica e fonte húmica (modificado de HUNT, 1996).....	<b>27</b>
<b>Figura 6.</b> Modelo de porosidade - fraturas ( <i>cleats</i> ) e microporos (GAMSON <i>et al.</i> , 1996, modificado).....	<b>29</b>
<b>Figura 7.</b> Modelo do fluxo de metano conforme o fluxo de Darcy, modificado de KGS.....	<b>29</b>
<b>Figura 8.</b> Localização das principais jazidas de carvão no Brasil (GOMES, 2002).....	<b>36</b>
<b>Figura 9.</b> Localização da Bacia do Paraná na América do Sul (ZALÁN <i>et al.</i> , 1987, modificado).....	<b>37</b>
<b>Figura 10.</b> Mapa geológico da Bacia do Paraná e distribuição das supersequências no Brasil (modificado de MILANI, 1997 <i>apud</i> CPRM, 2008). Carvão da Formação Rio Bonito: supersequência Gondwana I.....	<b>38</b>
<b>Figura 11.</b> Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná, com destaque para o Grupo Guatá, Formação Rio Bonito (modificado de MILANI <i>et al.</i> , 2007).....	<b>39</b>
<b>Figura 12.</b> Jazidas de Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha (modificado de CPRM, 1985).....	<b>43</b>
<b>Figura 13.</b> A)Equipamento de sondagem; B)retirada dos barriletes; C)medição e corte dos testemunhos em 36 cm (comprimento do cilindro); D) acondicionamento do testemunho dentro do tubo interno; E) cilindro fechado; F)laboratório móvel.....	<b>46</b>
<b>Figura 14.</b> A) bancada para armazenamento das amostras visando obtenção da estimativa de geração de metano; B) termômetro acoplado para controle de temperatura interna da caixa com as amostras; C) aparelho para monitoramento de temperatura ambiente e pressão no momento da medição do gás.....	<b>47</b>
<b>Figura 15.</b> Perfil mostrando a profundidade dos testemunhos coletados nos cilindros 1 - 27.....	<b>48</b>
<b>Figura 16.</b> Coluna de vidro graduada (mm <sup>3</sup> ) e reservatório de água em vidro borossilicatado utilizado para a medição do volume de gás metano em desorção dos cilindros .....	<b>50</b>
<b>Figura 17.</b> Equipamentos usados na preparação das amostras. A)Britador de mandíbulas; B) moinho.....	<b>52</b>

<b>Figura 18.</b> Fluxograma ilustrando o processo de preparação das amostras e as análises realizadas DRX: difração de raios X; FRX: fluorescência de raios X; MV: matéria volátil; CF: carbono fixo; Rr: refletância da vitrinita.....	<b>52</b>
<b>Figura 19.</b> Microscópio utilizado para realização das análises petrográficas, modelo <i>Leica DM6000 M</i> .....	<b>54</b>
<b>Figura 20.</b> Microscópio utilizado para realização das análises de coque, com contador acoplado.....	<b>57</b>
<b>Figura 21.</b> A) Equipamento para análise elementar; B) carrossel com capacidade para análise de 60 amostras.....	<b>61</b>
<b>Figura 22.</b> Difratorômetro <i>SIEMENS 5000</i> utilizado para a análise da difração de raios X.....	<b>62</b>
<b>Figura 23.</b> Equipamento EDX-720/800HS SHIMADZU para análise de FRX.....	<b>63</b>
<b>Figura 24.</b> Adsorção de gás. A) célula de amostra e filtro; B) pesagem da amostra; C) colocação da amostra no forno; D) os dados são enviados diretamente para um software específico.....	<b>65</b>
<b>Figura 25.</b> Diagrama esquemático de medidas de adsorção de gás.....	<b>66</b>
<b>Figura 26.</b> Coleta de amostras de gás.....	<b>67</b>
<b>Figura 27.</b> Localização dos poços da CPRM pré-existentes na área de estudo. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha. Círculo azul: poços negativos.....	<b>70</b>
<b>Figura 28.</b> Perfis do poço 3 (MS 25), poço 2 (CA 86) e poço 42 (TG 214) na área de estudo mostrando as diferentes profundidades da Fm. Rio Bonito e distribuição das camadas de carvão.....	<b>71</b>
<b>Figura 29.</b> Espessura do pacote de areia na área de estudo da jazida de Chico Lomã. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha Círculo azul: poços negativos.....	<b>72</b>
<b>Figura 30.</b> Profundidade de aparecimento da primeira camada existente de carvão. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha.....	<b>73</b>
<b>Figura 31.</b> Mapa de isópacas mostrando a espessura cumulativa de carvão na jazida Chico Lomã. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha.....	<b>74</b>
<b>Figura 32.</b> Perfil esquemático do poço CBM 001 – CL - RS.....	<b>77</b>
<b>Figura 33.</b> Fotos de testemunhos da Formação Rio do Rasto; A) siltitos e arenitos; profundidade 145,95 – 153,85 m; B) estratificação cruzada; profundidade 150,50 m. Diâmetro do testemunho: 4,7 cm.....	<b>78</b>
<b>Figura 34.</b> Foto do testemunho da Formação Estrada Nova - siltitos cinza-escuro, profundidade 231,75 – 239,65 m.....	<b>78</b>
<b>Figura 35.</b> A) Final da Formação Estrada Nova, testemunhos do topo da Formação Irati; profundidade 280,80 – 288,90 m; B) detalhe do folhelho preto, 306 m de profundidade.....	<b>79</b>
<b>Figura 36</b> Foto dos testemunhos da Formação Palermo. Profundidade 374,60 – 382,35 m.....	<b>79</b>

<b>Figura 37.</b> Perfil da Formação Rio Bonito com as camadas e leitos de carvão onde c: carvão; Ag: argilito; St: siltito; Af: arenito fino; Am: arenito médio; Ag: arenito grosso; Cg: conglomerado. CT: camada total; CC: carvão na camada.....	<b>80</b>
<b>Figura 38.</b> A) Níveis de conglomerados em meio ao carvão. Profundidade 421,15 – 427,15 m; B) detalhe do conglomerado, profundidade 424,70 m.....	<b>81</b>
<b>Figura 39.</b> Litotipos da camada A. Py: pirita. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha.....	<b>82</b>
<b>Figura 40.</b> Litotipos da camada B. Py: pirita. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha.....	<b>82</b>
<b>Figura 41.</b> Litotipos da camada CL4. Py: pirita. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha.....	<b>83</b>
<b>Figura 42.</b> Litotipos da camada CL6. Py: pirita. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha Litotipos da camada CL6. R: rocha.....	<b>84</b>
<b>Figura 43.</b> Perfil da refletância <i>versus</i> profundidade. Losango vermelho: amostras com características petrográficas de coque.....	<b>85</b>
<b>Figura 44.</b> Distribuição das camadas de carvão, conteúdo de cinzas (% em peso), conteúdo de vitrinita, liptinita e inertinita, matéria mineral (Vol%), refletância da vitrinita (Rr %) e volume de gás natural (cm <sup>3</sup> /g). Círculos vermelhos: amostras com características petrográficas de coque.....	<b>88</b>
<b>Figura 45.</b> Fotomicrografias dos macerais. A) vitrinita com refletância de 0.55% (amostra 12-021, cilindro 1); B) vitrinita com refletância de 3.40% (amostra 12-032, cilindro 12); C) esporos (amostra 12-022, cilindro 2); D) esporos em fluorescência (mesma imagem C); E) fusinita - parte de baixo da foto (amostra 12-025, cilindro 5); F) vitrinita à esquerda e fusinita à direita (amostra 12-027, cilindro 7).....	<b>93</b>
<b>Figura 46.</b> Fotomicrografias dos minerais. A) carbonato associado com a vitrinita (amostra 12-025, cilindro 5); B) carbonato associado com inertinita (amostra 12-044, cilindro 24); C) siderita (amostra 12-044, cilindro 24); D) argila e pirita (amostra 12-023, cilindro 3); E) pirita framboidal em meio à matéria orgânica (amostra 12-024, cilindro 4); F) argila e quartzo (amostra 12-040, cilindro 20).....	<b>94</b>
<b>Figura 47.</b> Fotomicrografias do coque. A) textura tipo mosaico e desenvolvimento de poros de desgaseificação (amostra 12-034, cilindro 14); B) textura mosaico (amostra 12-035, cilindro 15); C e D) desenvolvimento de poros -luz branca (amostra 12-035, cilindro 15). Na figura D as formas alongadas podem sugerir esporinita desvolatilizada.....	<b>96</b>
<b>Figura 48.</b> Relação do conteúdo de matéria volátil (%) <i>versus</i> refletância da vitrinita.....	<b>97</b>
<b>Figura 49.</b> A) Relação da refletância da vitrinita <i>versus</i> teor de nitrogênio (B); carbono (recalculado para livre de cinzas, base seca); C); hidrogênio e D)oxigênio.....	<b>100</b>
<b>Figura 50.</b> Difratograma mostrando a mineralogia encontrada na amostra 12-029 (cilindro 9).....	<b>102</b>

<b>Figura 51.</b> Curvas de desorção do gás natural em amostras de carvão; A) cilindro 10, profundidade de 404 m, camada CL4; B) cilindro 23, profundidade 423 m, camada CL6.....	<b>109</b>
<b>Figura 52.</b> Curvas de desorção do gás natural em amostras de coque; A) cilindro 13, profundidade de 406,35 m, camada CL4; B) cilindro 14, profundidade de 406,72 m, camada CL4.....	<b>110</b>
<b>Figura 53.</b> Associações. A) Relação do conteúdo de gás total (cm <sup>3</sup> /g) <i>versus</i> refletância da vitrinita; B) Relação do conteúdo de gás total (cm <sup>3</sup> /g) <i>versus</i> cinzas; C) Relação do conteúdo de gás total (cm <sup>3</sup> /g) <i>versus</i> conteúdo de vitrinita; D) Relação do conteúdo de gás total (cm <sup>3</sup> /g) <i>versus</i> conteúdo de Inertinita.....	<b>112</b>
<b>Figura 54.</b> A) Curvas de adsorção de metano (cm <sup>3</sup> /g); B) Curvas de adsorção de metano livres de cinzas - <i>d.a.f.</i> (cm <sup>3</sup> /g).....	<b>113</b>
<b>Figura 55.</b> Associações. A) Relação da capacidade de adsorção <i>versus</i> refletância da vitrinita (Rr %); B) Relação da capacidade de adsorção <i>versus</i> cinzas; C) Relação da capacidade de adsorção <i>versus</i> conteúdo de vitrinita; D) Relação da capacidade de adsorção <i>versus</i> conteúdo de Inertinita.....	<b>116</b>
<b>Figura 56.</b> Comparação entre as curvas de desorção (esquerda) e adsorção (direita) para as amostras dos cilindros 10 e 11, ambos da camada CL4.....	<b>117</b>
<b>Figura 57.</b> Diagrama de Bernard, razão molecular C <sub>1</sub> / (C <sub>2</sub> +C <sub>3</sub> ) <i>versus</i> δ <sup>13</sup> C <sub>1</sub> para classificação de gás natural (modificado de BERNARD <i>et al.</i> , 1978).....	<b>119</b>
<b>Figura 58.</b> Modelo digital de terreno para a jazida Chico Lomã, baseado nas espessuras cumulativas dos poços existentes na área [PRISSANG, não publicado].....	<b>120</b>

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1.</b> Principais minerais no carvão (modificado de STACH <i>et al.</i> , 1975), onde: dominante > 60%; abundante: 30-60%; muito comum: 10-30%; comum: 5-10%; raro: 5-1%; muito raro: <1% (conteúdo de matéria mineral total no carvão).....	<b>24</b>
<b>Tabela 2.</b> Arcabouço Estratigráfico e Litoestratigráfico do Intervalo em Estudo (modificado de SCHNEIDER <i>et al.</i> , 1974).....	<b>40</b>
<b>Tabela 3.</b> Classificação dos litotipos, sistema proposto por Diessel, 1965.....	<b>51</b>
<b>Tabela 4.</b> Categorias primárias – <i>rank</i> , segundo ISO 11760 (2005). Rr: <i>random</i> , refletância aleatória, sem luz polarizada).....	<b>54</b>
<b>Tabela 5.</b> Subcategorias de carvão de baixo <i>rank</i> , segundo ISO 11760 (2005).....	<b>54</b>
<b>Tabela 6.</b> Subcategorias de carvão de médio <i>rank</i> , segundo ISO 11760 (2005).....	<b>54</b>
<b>Tabela 7.</b> Subcategorias de carvão de alto <i>rank</i> (antracitos), segundo ISO 11760 (2005).....	<b>55</b>
<b>Tabela 8.</b> Classificação pela composição petrográfica, segundo ISO 11760 (2005). MM: matéria mineral.....	<b>55</b>
<b>Tabela 9.</b> Classificação pelo conteúdo de cinza, segundo ISO 11760 (2005).....	<b>55</b>
<b>Tabela 10.</b> Classificação dos Macerais adotada neste estudo (ICCP, 1971, 1998, 2001).....	<b>56</b>
<b>Tabela 11.</b> Textura encontrada no coque, modificada de Gray e Devanney (1986).....	<b>57</b>
<b>Tabela 12.</b> Resultados da análise petrográfica das amostras de carvão referentes aos cilindros 1 ao 10. V. Min: valor mínimo da refletância; V Max.: valor máximo; VM: valor médio; S: desvio padrão; N: número de medidas; L: leito.....	<b>89</b>
<b>Tabela 13.</b> Resultados da análise petrográfica das amostras de carvão referentes aos cilindros 11 ao 26. V. Min: valor mínimo da refletância; V. Max.: valor máximo; VM: valor médio; S: desvio padrão; N: número de medidas.....	<b>90</b>
<b>Tabela 14.</b> Conteúdo de grupos de macerais e matéria mineral recalculados por camadas e leitos de carvão. L: leito.....	<b>91</b>
<b>Tabela 15.</b> Classificação segundo ISO 2005 das amostras de carvão.....	<b>92</b>
<b>Tabela 16.</b> Análise petrográfica das amostras de carvão parcialmente transformadas para coque. Nas amostras dos cilindros 15 e 16 não foi possível a realização das medidas de refletância da vitrinita... <b>96</b>	
<b>Tabela 17.</b> Resultados da análise Imediata, enxofre e poder calorífico das amostras da jazida Chico Lomã. U: umidade; Cz: cinzas; MV: matéria volátil; b.s.: base seca; <i>d.a.f.</i> : <i>dry ash free</i> ; CF: carbono fixo; S: enxofre; PCS: poder calorífico superior.....	<b>98</b>
<b>Tabela 18.</b> Resultados da análise elementar onde N: nitrogênio; C: carbono; H: hidrogênio, S: enxofre; Cz: cinzas; O: oxigênio; <i>d.a.f.</i> : <i>dry ash free</i> ; b.s.: base seca.....	<b>101</b>
<b>Tabela 19.</b> Identificação mineralógica das amostras de carvão analisadas por DRX.....	<b>104</b>
<b>Tabela 20.</b> Composição determinada por FRX (valores em %). Valores recalculados para camadas.....	<b>106</b>

<b>Tabela 21.</b> Composição determinada por FRX (valores em %). Valores não foram recalculados para camadas pois ocorrem em pequenas quantidades e somente em alguns cilindros não gerando assim uma média representativa para cada camada.....	<b>107</b>
<b>Tabela 22.</b> Volume de gás <i>CBM</i> desorvido. Am.: amostra; Cil.: cilindro; Gás-m: Gás medido, Gás-p: gás perdido e Gás -r: gás residual (cm <sup>3</sup> /g); Cz: cinza (% em peso); MM: matéria mineral.....	<b>111</b>
<b>Tabela 23.</b> Resultados dos testes de adsorção. C.A.: capacidade de adsorção; <i>d.a.f.</i> : <i>dry ash free</i> ....	<b>114</b>
<b>Tabela 24.</b> Comparação dos valores de adsorção, desorção e saturação das amostras.....	<b>118</b>
<b>Tabela 25.</b> Resultados da determinação de isótopos de Carbono ( $\delta^{13}\text{C}_1$ ) e Hidrogênio ( $\delta \text{DC}_1$ ) nas amostras de gás da jazida Chico Lomã.....	<b>118</b>
<b>Tabela 26.</b> Resultados da composição do gás (composição % mol/mol) no poço CBM 001- CL-RS .....	<b>119</b>

## LISTA DE ANEXOS

<b>Anexo A</b> .....	<b>137</b>
<b>Figura 59.</b> Difratoograma da amostra 12-021, cilindro 1. ....	<b>137</b>
<b>Figura 60.</b> Difratoograma da amostra 12-022, cilindro 2 .....	<b>137</b>
<b>Figura 61.</b> Difratoograma da amostra 12-023, cilindro 3.....	<b>138</b>
<b>Figura 62.</b> Difratoograma da amostra 12-024, cilindro 4.....	<b>138</b>
<b>Figura 63.</b> Difratoograma da amostra 12-025, cilindro 5.....	<b>139</b>
<b>Figura 64.</b> Difratoograma da amostra 12-026, cilindro 6.....	<b>139</b>
<b>Figura 65.</b> Difratoograma da amostra 12-027, cilindro 7.....	<b>140</b>
<b>Figura 66.</b> Difratoograma da amostra 12-028, cilindro 8.....	<b>140</b>
<b>Figura 67.</b> Difratoograma da amostra 12-030, cilindro 10.....	<b>141</b>
<b>Figura 68.</b> Difratoograma da amostra 12-031, cilindro 11.....	<b>141</b>
<b>Figura 69.</b> Difratoograma da amostra 12-032, cilindro 12.....	<b>142</b>
<b>Figura 70.</b> Difratoograma da amostra 12-033, cilindro 13.....	<b>142</b>
<b>Figura 71.</b> Difratoograma da amostra 12-034, cilindro 14.....	<b>143</b>
<b>Figura 72.</b> Difratoograma da amostra 12-035, cilindro 15.....	<b>143</b>
<b>Figura 73.</b> Difratoograma da amostra 12-036, cilindro 16.....	<b>144</b>
<b>Figura 74.</b> Difratoograma da amostra 12-037, cilindro 17.....	<b>144</b>
<b>Figura 75.</b> Difratoograma da amostra 12-038, cilindro 18.....	<b>145</b>
<b>Figura 76.</b> Difratoograma da amostra 12-039, cilindro 19.....	<b>145</b>
<b>Figura 77.</b> Difratoograma da amostra 12-040, cilindro 20.....	<b>146</b>
<b>Figura 78.</b> Difratoograma da amostra 12-041, cilindro 21.....	<b>146</b>
<b>Figura 79.</b> Difratoograma da amostra 12-042, cilindro 22.....	<b>147</b>
<b>Figura 80.</b> Difratoograma da amostra 12-043, cilindro 23.....	<b>147</b>
<b>Figura 81.</b> Difratoograma da amostra 12-044, cilindro 24.....	<b>148</b>
<b>Figura 82.</b> Difratoograma da amostra 12-045, cilindro 25.....	<b>148</b>
<b>Figura 83.</b> Difratoograma da amostra 12-046, cilindro 26.....	<b>149</b>

## LISTA DE APÊNDICES

<b>Apêndice A</b> .....	<b>150</b>
<b>Tabela A.1.</b> Espessura de areia na área de estudo.....	<b>150</b>
<b>Tabela A.2.</b> Profundidade de aparecimento da primeira camada de carvão na área de estudo.....	<b>151</b>
<b>Tabela A.3.</b> Espessura cumulativa de carvão na área de estudo.....	<b>152</b>
<b>Tabela A.4.</b> Espessura da camada A na área de estudo.....	<b>153</b>
<b>Tabela A.5.</b> Espessura da camada B na área de estudo.....	<b>154</b>
<b>Tabela A.6.</b> Espessura da camada C na área de estudo.....	<b>155</b>
<b>Tabela A.7.</b> Espessura da camada D na área de estudo.....	<b>156</b>
<b>Tabela A.8.</b> Espessura da camada E na área de estudo.....	<b>157</b>
<b>Tabela A. 9.</b> Espessura da camada F na área de estudo.....	<b>157</b>
<b>Tabela A.10.</b> Espessura da camada G na área de estudo.....	<b>158</b>
<b>Tabela A.11.</b> Espessura da camada H na área de estudo.....	<b>158</b>
<b>Tabela A.12.</b> Espessura da camada I na área de estudo.....	<b>158</b>
<b>Tabela A.13.</b> Espessura da camada J na área de estudo.....	<b>158</b>
<b>Tabela A.14.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-023.....	<b>159</b>
<b>Tabela A.15.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-026.....	<b>160</b>
<b>Tabela A.16.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-028.....	<b>161</b>
<b>Tabela A.17.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-030.....	<b>162</b>
<b>Tabela A.18.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-031.....	<b>163</b>
<b>Tabela A.19.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-041.....	<b>164</b>
<b>Tabela A.20.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-042.....	<b>165</b>
<b>Tabela A.21.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-043.....	<b>166</b>
<b>Tabela A.22.</b> Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-045.....	<b>167</b>
<b>Tabela A.23.</b> Coordenadas dos vértices do polígono de contorno do modelo digital de terreno.....	<b>167</b>



## SUMÁRIO

	Páginas
<b>Capítulo I - Introdução .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1 Apresentação .....</b>	<b>17</b>
<b>1.2 Objetivos .....</b>	<b>18</b>
1.2.1 Objetivo geral .....	18
1.2.2 Objetivos específicos.....	18
<b>1.3 Revisão conceitual e bibliográfica.....</b>	<b>19</b>
1.3.1 Definição de Carvão .....	19
1.3.2 Formação do carvão e <i>rank</i> .....	19
1.3.3 Constituintes macroscópicos do Carvão - Litotipos .....	22
1.3.4 Constituintes microscópicos do Carvão - Macerais .....	22
1.3.5 Estratigrafia aplicada ao desenvolvimento das camadas de carvão.....	24
1.3.6 Gás natural associado com as camadas de carvão .....	25
1.3.6.1 Histórico do <i>CBM</i> .....	25
1.3.6.2 Fatores que influenciam <i>CBM</i> .....	25
1.3.6.3 Composição do gás natural.....	25
1.3.6.4 Geração de gás natural .....	26
1.3.6.5 Armazenagem e fluxo de gás .....	28
1.3.6.6 Trabalhos relacionados à <i>CBM</i> (técnicas utilizadas, potencial, desenvolvimento): .....	30
<b>Capítulo II - Geologia.....</b>	<b>35</b>
2.1 Ocorrências de carvão no Brasil.....	35
2.2 Geologia Regional .....	36
2.3 Jazida Chico Lomã.....	43
<b>Capítulo III - Metodologia .....</b>	<b>45</b>
3.1 Apresentação da metodologia.....	45
3.1.1 Sondagem .....	45
3.1.1.1 Laboratório Móvel.....	47
3.1.1.2 Medidas de Desorção do Gás.....	49
3.1.1.3 Descrição de litotipos.....	51

<b>3.2 Preparação das amostras de carvão para análises petrográficas e químicas.....</b>	<b>51</b>
<b>3.2.1 Análises petrográficas.....</b>	<b>52</b>
<b>3.2.1.1 Refletância da vitrinita.....</b>	<b>53</b>
<b>3.2.1.2 Análise de Macerais.....</b>	<b>55</b>
<b>3.2.1.3 Análise de coque .....</b>	<b>56</b>
<b>3.2.2 Análises Químicas .....</b>	<b>58</b>
<b>3.2.2.1 Análise Imediata .....</b>	<b>58</b>
<b>3.2.2.1.1 Porcentagem de Umidade .....</b>	<b>58</b>
<b>3.2.2.1.2 Porcentagem de Cinzas .....</b>	<b>58</b>
<b>3.2.2.1.3 Porcentagem de Matéria Volátil.....</b>	<b>59</b>
<b>3.2.2.1.4 Carbono Fixo .....</b>	<b>59</b>
<b>3.2.2.2 Poder Calorífico .....</b>	<b>60</b>
<b>3.2.2.3 Enxofre .....</b>	<b>60</b>
<b>3.2.2.4 Análise Elementar .....</b>	<b>60</b>
<b>3.2.2.5 Difractometria de Raios X (DRX) .....</b>	<b>61</b>
<b>3.2.2.6 Fluorescência de Raios X (FRX) .....</b>	<b>62</b>
<b>3.2.2.7 Testes de adsorção de metano.....</b>	<b>63</b>
<b>3.2.2.8 Análises de Isótopos de Carbono e composição do gás.....</b>	<b>66</b>
<b>3.2.2.9 Determinação do volume de carvão.....</b>	<b>68</b>
<b>Capítulo IV - Resultados.....</b>	<b>69</b>
<b>4.1 Locação do furo de sondagem CBM 001-CL-RS.....</b>	<b>69</b>
<b>4.2 Interpretação de testemunhos de sondagem.....</b>	<b>75</b>
<b>4.3 Análises Petrológicas.....</b>	<b>81</b>
<b>4.3.1 Litotipos.....</b>	<b>81</b>
<b>4.3.2 Refletância da Vitrinita.....</b>	<b>85</b>
<b>4.3.3 Análise de Macerais.....</b>	<b>86</b>
<b>4.3.4 Análise petrográfica de coque .....</b>	<b>95</b>
<b>4.4 Análises Químicas .....</b>	<b>97</b>
<b>4.4.1 Análise Imediata, poder calorífico e enxofre .....</b>	<b>97</b>
<b>4.4.2 Análise Elementar .....</b>	<b>99</b>
<b>4.4.3 Difração de raios X.....</b>	<b>102</b>

4.4.4 Fluorescência de Raios X .....	105
4.4.5 Medidas de desorção do gás.....	108
4.4.6 Medidas de adsorção do gás metano.....	113
4.4.7 Análise de Isótopos e composição do gás .....	118
4.4.8 Determinação do volume e massa de carvão.....	120
4.4.9 Estimativa do volume de gás na jazida.....	120
Capítulo V - Conclusões .....	122
5.1. Compilação dos dados .....	122
5.2. Sugestões para trabalhos futuros.....	125
Referências .....	126
ANEXO A.....	137
APÊNDICE A .....	150

## CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO

### 1.1. Apresentação

Devido à abundância e distribuição geográfica das reservas, aliada ao baixo custo quando comparado a outros combustíveis, o carvão continuará sendo um dos principais insumos para geração de energia, porém, nos últimos anos há um interesse cada vez maior na avaliação dos recursos de gás natural associado com as camadas de carvão (*coal bed methane* - *CBM*).

O gás natural está desempenhando um papel crescente no atendimento das demandas mundiais de energia por causa de sua abundância e sua natureza limpa. Como resultado, os lotes de exploração de gás e desenvolvimento deste campo estão em pleno andamento (WANG, 2009).

Segundo Aminian e Amerian (2009), atualmente nos EUA, o *CBM* é responsável por 9% da produção anual de gás e quase 12% do total das reservas de gás natural. Em 1980, a produção de metano a partir de camadas de carvão nos EUA era quase zero, aumentando para 91 Bcf (*Billion cubic feet*) em 1989 e 2 Tcf (*Trillion cubic feet*) em 2008.

O *CBM* está provando ser uma fonte de gás muito mais significativa no mercado que o inicialmente previsto segundo Economides e Wood (2009), e conseqüentemente, os êxitos recentes com essa tecnologia têm estimulado muitas regiões, como a Europa, além do Canadá, China e Austrália a reavaliar seus recursos de gás não convencionais.

Para avaliar o potencial de *CBM* no Brasil, como fonte regional de energia, é necessário aumentar os estudos sobre o conteúdo de gás e o *rank* do carvão em diferentes níveis de profundidade dos possíveis reservatórios, com a finalidade de calcular o volume de metano nas camadas dos depósitos.

No Brasil, a principal e mais importante sucessão sedimentar portadora de carvão e gás natural ocorre na Bacia do Paraná, na Formação Rio Bonito, de idade Permiana.

Estudos recentes na jazida de Santa Terezinha, RS (KALKREUTH *et al.*, 2008, LEVANDOWSKI, 2009; KALKREUTH *et al.*, *em prelo*) sugerem um volume de 5,5 bilhões de m<sup>3</sup> de gás no depósito em uma área de aproximadamente 20 x 40 km, baseado nos resultados de modelagem 3D e avaliação do primeiro poço de exploração de *CBM* no Brasil (CBM 001-ST-RS) onde foram feitas medidas de gás natural desorvido das camadas de carvão. De acordo com esses estudos, as camadas da Formação Rio Bonito atuam ao mesmo tempo como rocha geradora de quantidades significativas de metano e como rocha

reservatório que armazenam grandes quantidades de gás natural dentro da microporosidade do carvão.

Portanto, para aumentar o conhecimento sobre gás natural na região sul do Brasil, foi escolhida a jazida Chico Lomã, onde ainda não havia sido feito nenhum poço para *CBM* e, segundo estudos preliminares (KERN, 2002), indicam bom potencial para *CBM* em carvões das camadas da Formação Rio Bonito desse depósito.

Os dados e interpretações resultantes do projeto podem ser aplicados diretamente pela indústria petrolífera, através da exploração de hidrocarbonetos (gás natural).

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo geral**

O estudo tem por finalidade promover e avaliar, qualitativamente e quantitativamente, o potencial de *CBM* na jazida Chico Lomã, no sul do Brasil, como fonte regionalmente importante de energia. Para isso, o presente estudo visa aumentar o conhecimento sobre o conteúdo de gás em diferentes níveis de profundidade do reservatório e do *rank* do carvão com a finalidade de calcular o volume de metano com maior confiabilidade, através da realização de uma sondagem teste, além de estudar a capacidade de desorção e adsorção de gás nas camadas destes depósitos. Assim sendo, o objetivo do estudo é a caracterização petrológica e geoquímica das camadas de carvão na jazida Chico Lomã e sua relação com o gás natural determinado no poço de exploração CBM 001-CL-RS.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Compilação dos dados existentes sobre as características de carvão e *CBM* na Bacia do Paraná e na jazida Chico Lomã;
- Identificação e tentativa de correlação das camadas de carvão, visando a modelagem 3D e a cubagem da jazida (volume de carvão e volume de gás natural);
- Execução de sondagem-teste, a qual servirá para uma efetiva análise do conteúdo de metano do carvão, além de estudar a capacidade de adsorção de gás nas camadas destes depósitos;
- Análise físico-química das amostras de carvão (incluindo o coque encontrado) tais como análise imediata, teor de enxofre, poder calorífico, elementar, difração de raios X, fluorescência de raios X, testes de desorção, testes de adsorção e análises petrográficas (análise de macerais e determinação do *rank* do carvão através da refletância da vitrinita);

- Análise da composição e origem do gás natural;
- Estudo preliminar da viabilidade do *CBM* na área delimitada e estudo da capacidade de adsorção com o objetivo de verificar o potencial de armazenamento de gás da jazida.

### 1.3 Revisão conceitual e bibliográfica

#### 1.3.1 Definição de Carvão

Segundo ISO 11760 (2005) o carvão é uma rocha sedimentar carbonosa fundamentalmente derivada de restos vegetais, com matéria mineral associada, correspondendo a um teor de cinzas inferior ou igual a 50% de sua massa.

#### 1.3.2 Formação do carvão e *rank*

Geralmente os carvões húmicos se originam de restos de plantas terrestres superiores depositadas em áreas alagadas (pântanos). A matéria vegetal fica coberta pela água, conseqüentemente protegida da ação do oxigênio do ar, sofrendo decomposição parcial, seguida de ação bacteriana, bem como da pressão de camadas sobrepostas e, com a subsidência, o efeito da temperatura e tempo (Fig.1).

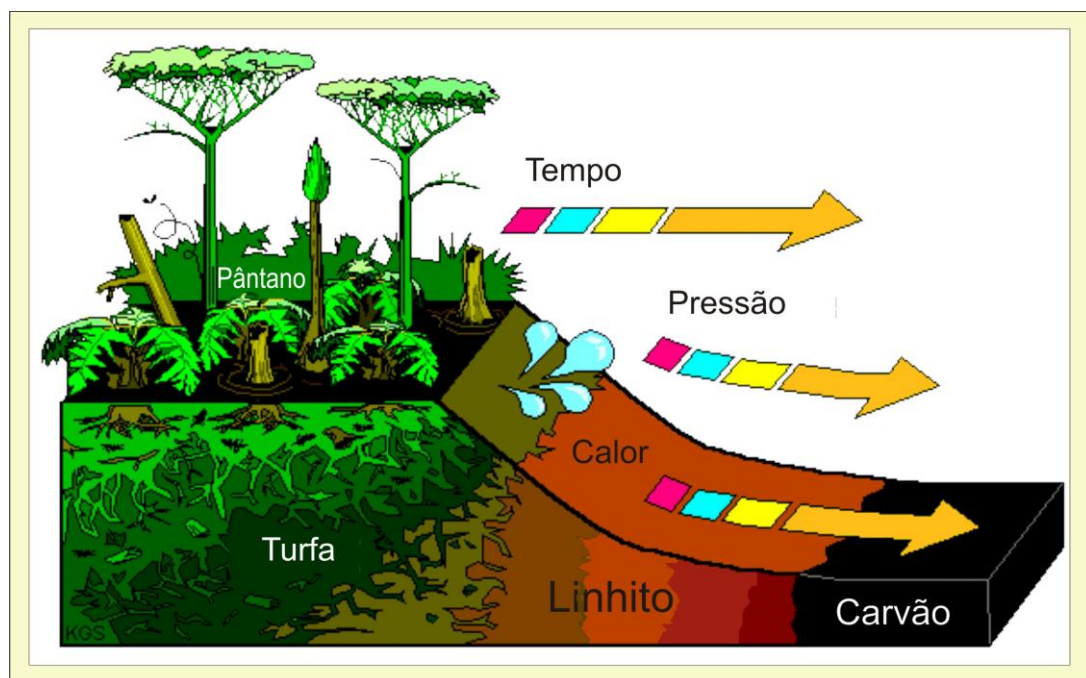


Figura 1. Formação do carvão mineral, modificada de KGS<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> [http://www.uky.edu/KGS/coal/coal\\_information.htm](http://www.uky.edu/KGS/coal/coal_information.htm)

Segundo Stach *et al.* (1975), a matéria vegetal é posteriormente transformada em carvão pelo processo de carbonificação, onde a massa vegetal acumulada e soterrada sofre uma transformação gradual através de processos bioquímicos no início e geoquímicos posteriormente. Essas alterações leva-a para os estágios de turfa, linhito, carvão sub-betuminoso, carvão betuminoso até antracito e grafite.

Esse processo de carbonificação compreende um enriquecimento relativo em carbono fixo a custo de outros elementos, como hidrogênio e oxigênio, expulsos sob forma de água, etc.

Segundo Diessel (1992) a carbonificação bioquímica consiste da ação de bactérias que vivem na água de pântanos, onde a matéria orgânica está sendo depositada. Estes organismos atacam as substâncias mais facilmente degradáveis, os carboidratos, e, posteriormente, os mais resistentes, tais como as cutículas, resinas e ceras. Na fase inicial, a matéria vegetal decompõe-se na presença de certa quantidade de oxigênio e pelas bactérias aeróbicas. À medida que a matéria orgânica é acumulada e soterrada, a degradação ocorre em condições de ausência de oxigênio, e o papel principal é exercido pelas bactérias anaeróbicas. A carbonificação bioquímica termina quando atinge o *rank* de carvão sub-betuminoso.

O segundo estágio é chamado de carbonificação geoquímica (ou físico-química) (DIESEL, 1992). O início desse estágio é caracterizado pela subsidência gradual da matéria orgânica degradada, onde ocorre um aumento na temperatura e pressão. A influência destes dois parâmetros no carvão é a perda de voláteis e um aumento percentual de carbono. As características e as propriedades de um carvão dependem da matéria orgânica, da maneira como transcorreram os processos bioquímicos e físico-químicos e da sua duração após o soterramento da matéria prima.

O **Rank** ou **grau de carbonificação** do carvão é determinado pelo grau de diagênese e/ou catagênese que o carvão foi submetido por soterramento e efeitos tectônicos. Refere-se ao *rank* do carvão, decorrente do processo de carbonificação. Os principais parâmetros para a determinação do grau de carbonificação do carvão são: teor de umidade, poder calorífico, matéria volátil, carbono fixo total, teor de hidrogênio e refletância da vitrinita (Fig. 2).

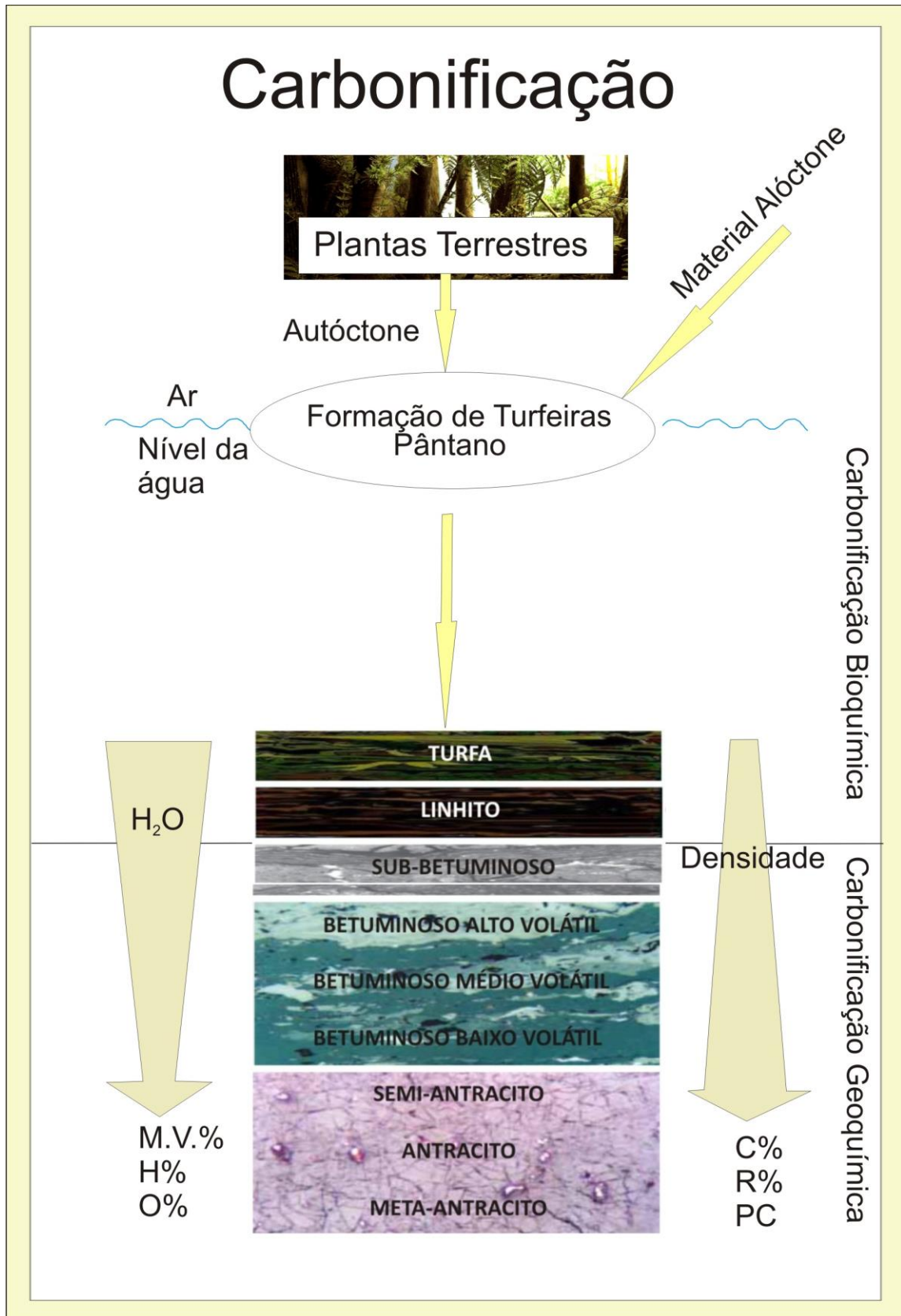


Figura 2. Esquema ilustrando a formação de carvão, com mudanças nos parâmetros principais usados na determinação do *rank*: matéria volátil (M.V.%), refletância da vitrinite (R%) e poder calorífico (PC). (modificado de KALKREUTH, 1987).



Na figura 3 visualizam-se exemplos de mudanças visuais com aumento do *rank* do carvão.



Figura 3. Mudanças visuais de acordo com o aumento do *rank*, modificado de KGS<sup>1</sup>

### 1.3.3 Constituintes macroscópicos do Carvão - Litotipos

Segundo o Comitê Internacional para Petrologia Orgânica e do Carvão – *ICCP* (1971), **litotipos** são as bandas identificadas macroscopicamente no carvão (por definição com espessura mínima de 1 cm), as quais podem refletir o tipo de contribuição da matéria orgânica, bem como as variações químicas e físicas sofridas na época da acumulação em turfeiras. São as unidades macroscópicas do carvão.

### 1.3.4 Constituintes microscópicos do Carvão - Macerais

Em 1935, Stopes sugere o uso do termo **maceral**, análogo ao termo **mineral**, para os constituintes microscópicos do carvão.

Posteriormente, em 1953 foi fundado o Comitê Internacional de Petrologia de Carvão (*ICCP*) para normatizar o procedimento da análise de carvão, para que petrógrafos do mundo inteiro pudessem falar a mesma linguagem.

Segundo *ICCP* (1971), **macerais** são partículas remanescentes de plantas carbonificadas, as quais representam forma e/ou estrutura ainda preservada no estágio do carvão betuminoso (grau de evolução térmica) ou ainda produtos da degradação os quais a origem vegetal não pode mais ser reconhecida. Segundo Stach *et al.* (1975), o termo maceral descreve ao mesmo tempo a forma e a natureza dos constituintes microscópicos reconhecíveis no carvão.

São três os grupos de macerais: vitrinita, liptinita e inertinita.

**Vitrinita**, segundo *ICCP* (1971), é o produto da carbonificação de substâncias húmicas, os quais são essencialmente originados de lignina de paredes celulares e de tecidos

lenhosos dos caules, galhos, folhas e sementes das plantas. Esse grupo é o mais abundante constituinte dos carvões húmicos. Possui poder refletor médio comparado aos outros grupos nos estágios linhito até betuminoso médio volátil.

A **Liptinita** é originada de remanescentes compostos de plantas relativamente ricas em hidrogênio tais como resinas, ceras e graxas e são os macerais de menor poder refletor segundo *ICCP* (1971). Esse grupo é muito sensível ao avanço da carbonificação, pois tende a ser irreconhecíveis no *rank* médio volátil (PACHECO, 2008). Quando presente, esse grupo tende a preservar os vegetais originais (esporos, cutículas, etc.). Os macerais desse grupo apresentam uma fluorescência variável quando excitados com filtro azul. A influência desse grupo nas propriedades tecnológicas dos carvões está ligada à proporção que ocorre, pois por ter um conteúdo alto de hidrogênio, emite muitos gases durante o processo de combustão (SUÁREZ-RUIZ & CRELLING, 2008).

A **Inertinita** (maceral relativamente inerte a queima) é derivada das mesmas substâncias originais que formam a vitrinita, mas submetidas a um processo de oxidação antes da deposição em ambiente de pântanos. Por exemplo, enquanto um tecido lenhoso é transformado em vitrinita (telinita) por processos de humificação ele pode transformar-se em inertinita por incêndio na floresta ou oxidação. Apresenta a maior refletância de todos macerais e são distinguidos por suas estruturas (fusinita e semifusinita) ou tamanho (macrinita e micrinita).

Já os constituintes minerais do carvão são representados geralmente por silicatos, argilominerais, carbonatos e sulfetos. A tabela 1 ilustra os principais minerais identificados no carvão.

Tabela 1. Principais minerais no carvão (modificado de STACH *et al.*, 1975), onde: dominante > 60%; abundante: 30-60%; muito comum: 10-30%; comum: 5-10%; raro: 5-1%; muito raro: <1% (conteúdo de matéria mineral total no carvão).

Mineral	Ocorrência
Argilominerais	
Ilita	Dominante
Caolinita	Comum, muito comum
Sulfeto	
Pirita	Raro-comum
Carbonatos	
Siderita	Comum, muito comum
Anquerita	Comum, muito comum
Calcita	Comum, muito comum
Dolomita	Raro, comum
Sulfato	
Barita	Raro
Silicatos	
Biotita	Muito raro
Estauroлита	Muito raro
Anfibólio	Muito raro
Ortoclásio	Muito raro
Augita	Muito raro

### 1.3.5 Estratigrafia aplicada ao desenvolvimento das camadas de carvão

Na formação da turfeira, o nível de base é uma peça muito importante e corresponde ao nível do lençol freático. O acúmulo da turfa requer que o nível de água seja alto o suficiente para cobrir a vegetação morta, mas ao mesmo tempo baixo o suficiente para não afogar a vegetação viva, portanto, segundo Holz (1995) o tempo de formação de uma turfeira é um momento de equilíbrio entre a subida relativa do nível do mar e a subsidência da bacia. Se o nível relativo do mar subir com uma taxa maior que a subsidência da bacia, águas marinhas irão invadir e destruir a turfeira. Porém, se subir com uma taxa menor que a subsidência, o material orgânico vai ficar exposto, oxidado e destruído.

A quebra desse equilíbrio é o que dá origem a quebras na continuidade de deposição da turfeira, gerando assim múltiplas camadas de carvão. Segundo Teichmuller e Teichmuller (1982) uma camada de 2 m de carvão representa originalmente uma turfeira de 12 m de espessura, a qual pode ser acumulada durante 4000 a 12000 anos. Portanto, para acumular tal camada, a superfície deposicional deve ter ficado livre de influência tanto fluvial quanto marinha por esse tempo. Segundo Nemeč (1988), uma bacia não fica sem subsidência por tanto tempo, então, o equilíbrio nesse caso pode ser obtido se a superfície deposicional está

em lenta e gradual subsidência, o que assegura uma igualmente gradual subida do nível do mar. Além disso, durante a formação da turfeira, interrupções menores como avulsão fluvial, enchentes ou incêndios interrompem a acumulação das camadas e geram os níveis de cinza com enriquecimento de matéria inorgânica (níveis síltico-argilosos dentro das camadas de carvão) (CALDER e GIBLING, 1994).

### **1.3.6 Gás natural associado com as camadas de carvão**

#### **1.3.6.1 Histórico do *CBM***

Os primeiros poços piloto de *CBM* foram perfurados e concluídos em 1971 por *U.S. Bureau of Mines* em 11 locais nos Estados Unidos. O primeiro projeto comercial de *CBM* foi em 1977 na Bacia San Juan (oeste dos EUA). Já na Austrália, o poço pioneiro foi em 1999 e no Canadá em 2002 (NORWESTCORP)<sup>2</sup>. No Brasil, o primeiro poço para estudos de *CBM* foi concluído em 2007, na jazida Santa Terezinha, RS pelo Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo da UFRGS, seguido por 2 poços no litoral de Santa Catarina, 1 poço na jazida Chico Lomã (presente estudo) e 1 poço na jazida de Morungava (análises em andamento).

#### **1.3.6.2 Fatores que influenciam o *CBM***

Existem muitos fatores condicionantes para a ocorrência e geração de *CBM*. Os mais importantes são a composição maceral do carvão, conteúdo de cinza, *rank*, porosidade, permeabilidade, além da espessura do pacote sobre o carvão (para não haver escape de gás), a ocorrência de intrusões ígneas e falhamentos na área de estudo, etc.

#### **1.3.6.3 Composição do gás natural**

O gás natural associado às camadas de carvão contém predominantemente metano, seguido do CO<sub>2</sub> e hidrocarbonetos mais pesados (até nonano), com pequenas quantidades de nitrogênio, oxigênio, hidrogênio e hélio (RICE, 1993 *apud* BUTLAND, 2006)<sup>3</sup>; (CLAYTON, 1998).

---

<sup>2</sup> <http://www.norwestcorp.com>

<sup>3</sup> Rice, D. D. Composition and Origins of Coalbed Gas. **AAPG Special Publication**, Studies in Geology, [s.l.], v. 38(7), p. 159-184, 1993.

### 1.3.6.4 Geração de gás natural

A geração de gás natural a partir do carvão pode ser de origem biogênica ou termogênica.

Na **geração biogênica**, o gás é composto principalmente por metano e CO<sub>2</sub>, produzidos pela decomposição da matéria orgânica por micro-organismos, comumente em turfeiras de pântanos. Para a geração e preservação de gás biogênico são necessárias algumas condições específicas, tais como ambiente anóxico, baixa concentração de sulfatos, baixa temperatura, abundância de matéria orgânica, porosidade adequada e rápida sedimentação (RICE, 1993 *apud* BUTLAND, 2006)<sup>3</sup>.

Alguns autores sugerem que 20% das reservas de gás natural relacionam-se a origem bacteriana (RICE, 1992 *apud* WHITICAR, 1994)<sup>4</sup>. A geração de gás biogênico é realizada por fermentação microbial e redução de CO<sub>2</sub>. O gás biogênico secundário pode se formar em qualquer *rank*, já o gás biogênico primário forma-se cedo na história de soterramento e em baixo *rank*. Turfa, restos de plantas inalteradas e linhito podem dar origem ao metano biogênico (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY NATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY OFFICE)<sup>5</sup>.

Já na **geração termogênica** os gases formam-se em altas pressões e temperaturas associadas com o aumento da carbonificação (Fig. 4).

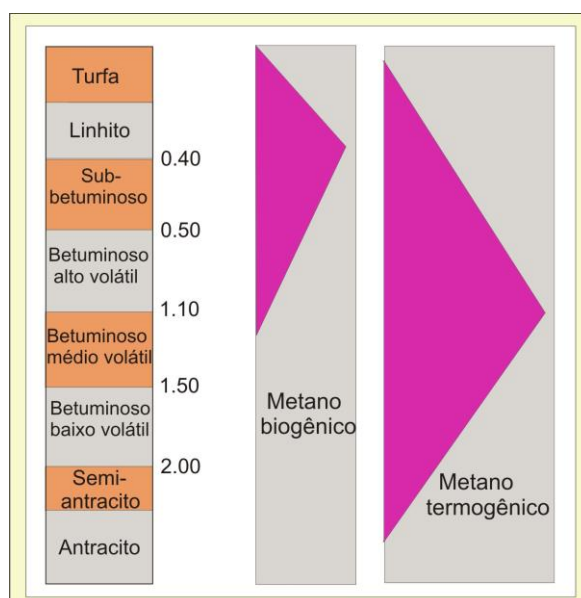


Figura 4. Geração de gás com o aumento do nível de maturação, modificado de U.S. Department of Energy National Petroleum Technology Office<sup>5</sup>.

<sup>4</sup> RICE, D.D. Controls, habitat and resource potential of ancient bacterial gas. In: DURAND, B. Ed., **Biogenic natural gas**, p. 1-28, 1992.

<sup>5</sup> : <http://www.all-llc.com/publicdownloads/CBMPRIMERFINAL.pdf>

O início da geração de quantidades significativas de hidrocarbonetos gasosos termogênicos ocorre a partir da entrada na catagênese (refletância da vitrinita entre 0,6 e 2%). No início da catagênese a quantidade de gás é pequena em carvões húmicos, mas aumenta com a evolução térmica. Os hidrocarbonetos gerados (principalmente metano) são provenientes do craqueamento das macromoléculas de carvão. À medida que a maturidade aumenta (aproximadamente Rr: 1,35%) ocorre um aumento na quantidade de metano, pois a estabilidade dos hidrocarbonetos líquidos diminui rapidamente e os gases tendem a predominar.

Hunt (1996) mostra a relação da geração de gás da matéria orgânica com a temperatura (Fig. 5) assim podemos observar as diferenças nas temperaturas e no rendimento relativo de gases como o metano e etano dependente das diferentes fontes: sapropélica (querogênio tipo I e II) ou húmica (querogênio tipo III e IV).

O pico de geração de metano termogênico é aproximadamente 150 °C (Fig. 5), a partir dessa temperatura há uma diminuição exponencial. Observa-se também que o rendimento do gás originado de matéria orgânica sapropélica é 2 ou 3 vezes maior que o de origem húmica. Isso se deve ao fato de que os tipos I e II de querogênio geram gás durante e depois da geração de óleo em maiores quantidades que o III e IV, porém, depósitos de carvão de origem sapropélica constituem <10% de todos os depósitos de carvão sendo os depósitos de carvões húmicos a maior fonte de *CBM*.

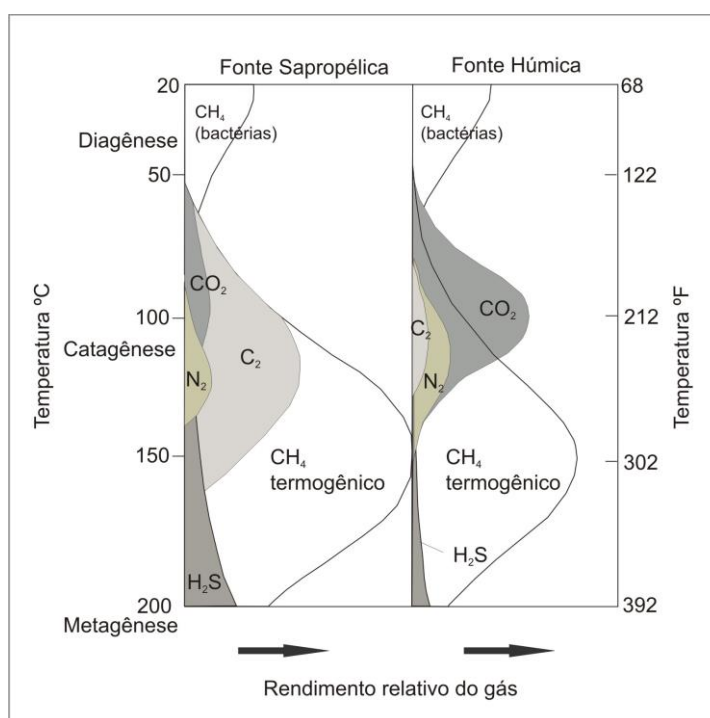


Figura 5. Geração de gases formados por fonte sapropélica e fonte húmica (modificado de HUNT, 1996).

### 1.3.6.5 Armazenagem e fluxo de gás

De acordo com Butland (2006), no carvão, o gás encontra-se principalmente nos poros e fraturas por causa da adsorção física, trapeados com as camadas de carvão ou associado a sedimentos através das forças de *van der Waals*.

Crosdale *et al.* (1998), propuseram diferentes mecanismos para a armazenagem do gás no carvão: gás livre nos espaços porosos, dissolvido na estrutura do carvão e adsorvido nas superfícies internas.

O carvão é caracterizado como um sistema de dupla porosidade (WARREN e ROOT, 1963 *apud* PILLALAMARRY *et al.*, 2011)<sup>6</sup>, onde a porosidade primária consiste em microporos associados com a matriz de carvão e sistema de porosidade secundário chamado sistema de *cleats* ou fraturas. Os microporos ocorrem como uma parte da matriz do carvão, proporcionando uma área de superfície interna extremamente grande com uma forte afinidade para alguns gases, como metano, etano e CO<sub>2</sub>. Já o sistema de porosidade secundária, consiste de uma rede de fraturas estreitamente espaçadas, rodeando a matriz de carvão, a qual fornece os caminhos de fluxo para gás e água segundo Pillalamarry *et al.* (2011).

A relação entre a estrutura das camadas de carvão e o fluxo de gás pode ser mostrada como: fraturas (“*cleats*”) envolvendo a matriz de microporos (Fig. 6).

Quanto ao fluxo de metano através das camadas de carvão, modelos atuais indicam que o metano absorvido após a desorção na fase gasosa deve difundir-se através da estrutura dos microporos na matriz de carvão até alcançar as fraturas, seguindo o Fluxo de Darcy (Fig. 7) (KING, 1985 *apud* GAMSON *et al.*, 1996; HARPALANI & SCHRAUFNAGEL, 1990 a ,b *apud* GAMSON *et al.*, 1996)<sup>7:8:9</sup>. Esses padrões de *cleats* são fundamentais para a produção de gás, porque eles permitem a liberação de gás dentro de camadas de carvão e sua migração.

De acordo com esse modelo, a migração do gás através do carvão, é governada por dois fatores principais: a) a distância que o metano tem para difundir, a qual depende do

<sup>6</sup> WARREN, J.E.; ROOT, P.J. **The behavior of naturally fractured reservoirs**. SPE 426, 245–255, 1963.

<sup>7</sup> KING, G.R. **Numerical simulation of the simultaneous flow of methane and water through dual porosity, coal seams**. 1985, Thesis (PhD), Pennsylvania State University, P.A., USA, 1985.

<sup>8</sup> HARPALANI, S.; SCHRAUFNAGEL, R. A. Shrinkage of coal matrix with release of gas and its impact on permeability of coal. **Fuel**, [S.l.], v. 69, p. 551-556, 1990a.

<sup>9</sup> HARPALANI, S.; SCHRAUFNAGEL, R. A. Measurement of parameters impacting methane recovery from coal seams. **International Journal of Mining and Geological Engineering**, [S.l.], v. 8, p. 369-384, 1990b.

espaçamento dos “*cleats*” (fraturas) que delineiam os chamados blocos de matriz no carvão e b) a quantidade de vazão de gás através dos “*cleats*”, o qual depende da espessura, comprimento, continuidade e permeabilidade dos poros (GAMSON *et al.*, 1996).

Segundo Mavor e Nelson (1997) aproximadamente 98% do gás natural fica armazenado nos microporos do carvão.

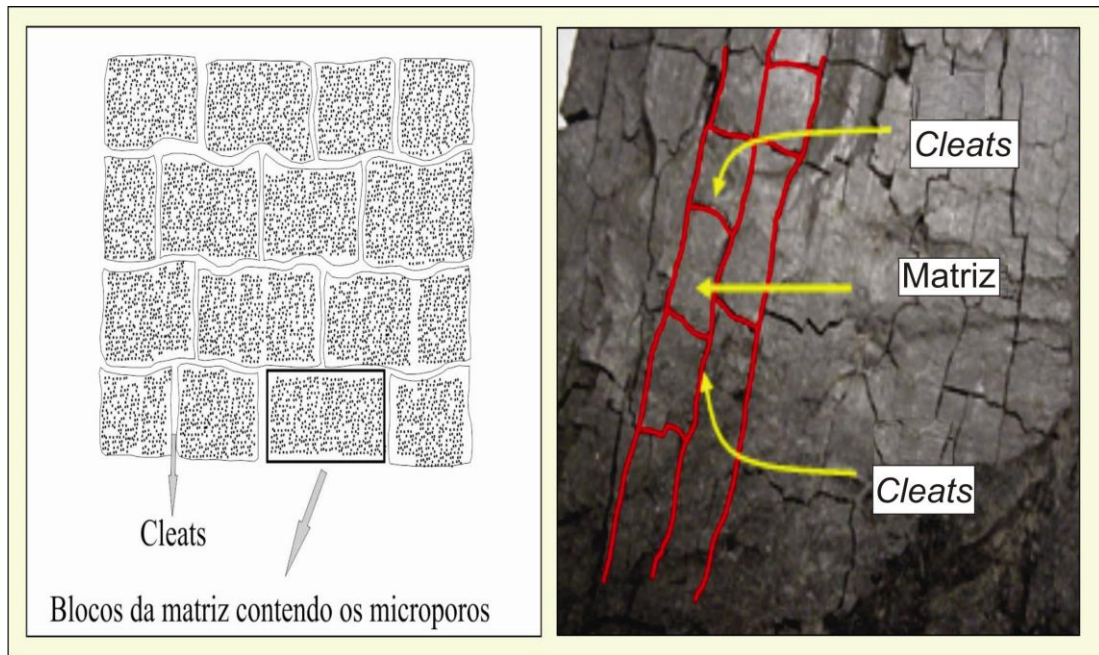


Figura 6. Modelo de porosidade - fraturas (*cleats*) e microporos (GAMSON *et al.*, 1996, modificado).

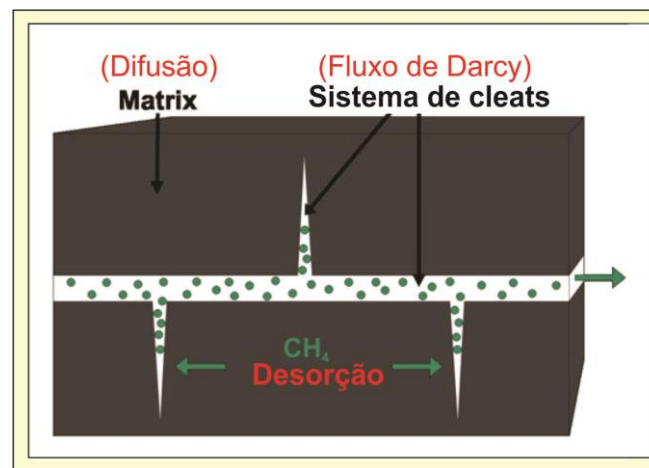


Figura 7. Modelo do fluxo de metano conforme o fluxo de Darcy, modificado de KGS<sup>1</sup>.

Segundo Rodrigues & Lemos de Sousa (2002) a microporosidade (< 2nm) predomina em altos *ranks* enquanto a macroporosidade predomina em baixos *ranks* e fatores geofísicos,



como a compactação, causa diminuição da macroporosidade com o aumento gradativo do grau de carbonificação.

A porosidade também está relacionada com a composição dos macerais. Quanto à composição, a vitrinita predominantemente contém microporos, enquanto a inertinita predominantemente contém meso-e macroporos (GAN *et al.*, 1972 *apud* RODRIGUES & LEMOS DE SOUSA, 2002)<sup>10</sup>.

Já Taylor *et al.* (1998) citam que nos estágios iniciais de carbonificação há uma diminuição na porosidade devido ao preenchimento dos poros por betume durante o processo de betuminização, e com o aumento da temperatura, o betume é volatilizado e a porosidade aumenta novamente, portanto o aumento da porosidade com o *rank* estaria ligado a remoção do betume gerado no estágio de betuminização. Já Bustin e Clarkson (1998) não encontraram uma variação consistente da porosidade com o *rank*, encontrando somente correlação da microporosidade com a vitrinita.

Já a **capacidade de desorção de gás** do carvão aumenta com o aumento do *rank* e com o aumento da profundidade segundo Eddy *et al.* (1982 *apud* KERN , 2002)<sup>11</sup>.

#### **1.3.6.6 Trabalhos relacionados à CBM (técnicas utilizadas, potencial, desenvolvimento):**

Lima (1984) estudou a petrografia dos carvões da jazida Chico Lomã em Santo Antônio da Patrulha, RS. Foram realizadas análises petrográficas e químicas. Através desse estudo, foram identificadas 7 camadas de carvão com um *rank* variando de Rr 0.62 até 0.87%, sem a presença de diques. Os carvões são ricos em matéria mineral e o grupo maceral dominante encontrado foi o grupo das vitrinitas.

Osório (1997) estudou os carvões da jazida Chico Lomã para a produção de coque. Foram analisadas 2 camadas, das quais os resultados indicaram fracas propriedades coqueificantes devido ao baixo *rank* encontrado e alto teor de constituintes inertes para coqueificação não sendo assim apropriados para produzirem coque sozinhos porém, os teores de cinza, enxofre e álcalis são aceitáveis para sua participação em misturas de carvões.

---

<sup>10</sup> GAN, H.; NANDI, S. P and WALKER , P.L. Nature of the porosity in American coals. **Fuel**, v. 51, p. 272–277, 1972.

<sup>11</sup> EDDY , G.; BYREN, C. Relationship of methane content with coal *rank* and depth: theoretical versus observed. UNCONVENTIONAL GAS RECOVERY SYMPOSIUM, 1982, Pittsburg. **Proceedings...**, Pittsburg, 1982, p. 117-122.

Bodden e Ehrlich (1998) estudaram a permeabilidade do carvão e as características dos testes de desorção na *Warrior Basin*, Alabama. Esse estudo mostrou que a taxa de desorção pode ser afetada por muitas variáveis, tais como espaçamento dos *cleats* e tectônica (fraturamentos), além disso, foram encontradas baixas taxas de desorção de *CBM* em maiores profundidades, o que pode ser explicado pela redução na permeabilidade do carvão (por fechamentos de *cleats* por stress, por exemplo). Como conclusão desse estudo, o conteúdo de gás no carvão aumenta com a profundidade, no entanto, a permeabilidade do carvão tende a diminuir com a profundidade. Portanto, segundo os autores, a exploração do metano nas camadas de carvão deve se concentrar em encontrar o equilíbrio ideal entre a produção de gás e profundidade.

Crosdale *et al.* (1998) estudaram a adsorção de *CBM* relacionada com a composição do carvão e concluíram que o *rank* e o tipo do carvão (composição maceral), por si só, não parecem ser os fatores críticos de controle na adsorção do gás, mas particularmente a influência que eles exercem sobre o desenvolvimento da estrutura dos poros, especialmente dos microporos do carvão.

Kern (2002) estudou *CBM* nas jazidas Santa Terezinha e Chico Lomã. A metodologia do trabalho incluiu análises petrográficas no carvão e também análises químicas, tais como análise elementar, imediata, poder calorífico, entre outras. Os resultados encontrados por esse autor indicam que o volume de gás contido nessas jazidas é um importante recurso capaz de se tornar uma nova fonte alternativa de energia para a região nordeste do estado.

Krooss *et al.* (2002) estudaram a interpretação de isotermas de adsorção de metano e  $\text{CO}_2$  em amostras de carvões da Pensilvânia, EUA. Os experimentos foram realizados em carvões “como recebidos” e em equilíbrio de umidade. Quanto ao efeito da composição maceral *vs* capacidade de adsorção, nesse estudo nenhuma correlação foi encontrada. O trabalho enfatiza principalmente a influência do parâmetro da umidade dos carvões para testes de adsorção. A relação observada, mostrando a diminuição da capacidade de adsorção com o aumento de umidade, pode ser explicada pelo fato de carvões úmidos terem um volume de microporos bem menor que carvões “como recebidos”, devido a uma redução do tamanho dos poros devido à adsorção de água.

Kalkreuth *et al.* (2003) estudaram o potencial de gás metano das camadas de carvão das jazidas Chico Lomã e Santa Terezinha. Através desse estudo constataram que a parte leste da jazida Santa Terezinha tem o maior potencial de *CBM* no Brasil com espessura cumulativa de carvão de até 10 m, valores da refletância da vitrinita de 0,75 a 0,90% *Rrandom* atingindo

5% *Rrandom* em camadas em contato com diabásio, e uma profundidade de reservatório entre 450 e 900 m.

Butland (2006) estudou a associação das propriedades do carvão com o conteúdo de gás em camadas de carvão da Nova Zelândia. A metodologia utilizada incluiu análise imediata, teor de enxofre, poder calorífico, determinação de cinzas além de análises petrográficas e análises do gás. Os resultados encontrados pelo autor mostraram que o principal controle do gás está relacionado diretamente com o conteúdo de cinzas nas camadas de carvão.

Chalmers e Bustin (2007) estudaram o efeito da composição petrográfica na adsorção de metano. Os autores concluíram que a maior adsorção do gás está relacionada aos carvões de mais alto *rank*. Além disso, a adsorção de metano mostrou correlação positiva com a microporosidade e esta, por sua vez, apresentou correlação positiva com o conteúdo de vitrinita.

Cooper *et al.* (2007) estudaram a *Raton Basin*, bacia onde há presença de diques e *sills* e geração de gás. Através desse estudo, sugere-se que os distintos padrões isotópicos e de refletância para diques e *sills* pode indicar que o carvão no contato com *sills* teve uma duração mais longa de aquecimento do que o aquecimento do carvão em contato com os diques. O objetivo deste estudo foi avaliar a contribuição térmica de várias intrusões finas na geração de quantidades significativas de metano nas camadas de carvão. Segundo os autores, efeitos metamórficos de contato são suficientes para elevar a temperatura das camadas de carvão próprios a uma escala local, o que é importante para a geração de voláteis. Considerando que os diques que intrudem um veio de carvão não podem metamorfosear um volume significativo de carvão, *sills* que intrudem ao longo de um leito de carvão têm o potencial para influenciar um volume muito maior de carvão. Perfis de refletância da vitrinita mostram uma diminuição acentuada na refletância com a distância do dique e retornos de refletância para o padrão normal dentro de aproximadamente uma vez a largura de intrusão. Pelo motivo dos diques intrudirem verticalmente, a zona de contato esfria mais rapidamente. Além do tipo de intrusão, outro fator importante identificado nesse estudo, é a espessura da intrusão, pois segundo esses autores a escala de tempo de esfriamento varia proporcionalmente com o quadrado da espessura da intrusão.

Kalkreuth *et al.* (2008) estudaram o potencial de metano nas camadas de carvão da jazida Santa Terezinha através de um poço CBM 001-ST-RS. Os autores encontraram uma

espessura cumulativa de 7 m de carvão e uma reserva de gás de 5,5 bilhões de metros cúbicos baseados em modelagem 3 D integrado aos resultados dos teste de desorção.

Holz *et al.* (2010) estudaram a extensão da Bacia do Paraná *offshore*. Segundo os autores, as áreas propensas para gás estão localizadas na margem sudeste da bacia do Paraná e, possivelmente, na região *offshore*, parte norte da Bacia de Pelotas. Indicadores geológicos sugerem que, em tempos pré-rift as camadas de carvão estenderam-se mais para leste, provavelmente agora acomodadas abaixo da sucessão sedimentar da Bacia de Pelotas. Com uma espessura cumulativa de 5 m de carvão, o volume de metano foi estimado para este recém inferido recurso. Segundo esse trabalho, o volume de metano hipotético na área marítima poderia ser aproximadamente de  $56 \times 10^9 \text{ m}^3$ .

Weniger *et al.* (2010) estudaram a capacidade de adsorção para metano e CO<sub>2</sub> em amostras de carvão e folhelhos da jazida Santa Terezinha, Formação Rio Bonito, além de amostras de folhelhos da Formação Irati e Formação Ponta Grossa, Bacia do Paraná. A comparação dos resultados nos sugere que a capacidade de adsorção para metano do carvão e folhelhos carbonosos da Formação Rio Bonito é aproximadamente 2 vezes maior que a capacidade de adsorção de metano para folhelhos da Formação Irati e Ponta Grossa, bem como a capacidade de adsorção de CO<sub>2</sub> é maior em amostras de carvão do que em folhelhos das Formações Irati e Ponta Grossa confirmando a influência de matéria mineral na capacidade de adsorção tanto de metano, quanto de CO<sub>2</sub>. Além disso, os autores mostram que o conteúdo de gás das camadas da presente jazida são menores que a capacidade de adsorção, indicando uma não saturação da mesma.

Dutta *et al.* (2011) estudaram a adsorção de metano e CO<sub>2</sub> em carvões da Índia aplicando análises petrográficas, imediata e isotermas de adsorção. Através desse estudo os autores concluíram que o carvão exibe maior afinidade com CO<sub>2</sub> do que com metano, o conteúdo de cinza e matéria mineral reduz a capacidade de adsorção do carvão e mostra existência de correlação positiva do conteúdo de vitrinita com a capacidade de adsorção bem como correlação negativa da inertinita com a mesma.

Yao *et al.* (2011) estudaram a influência de intrusões ígneas na capacidade de adsorção de carvão na China. As relações entre o carvão alterado pela intrusão e a capacidade de adsorção está relacionada principalmente a mudanças nas características dos microporos e na estrutura do carvão. Segundo esses autores, as intrusões podem ter efeito positivo ou negativo na geração e acumulação de gás, porém os estudos da influência de intrusões para CBM ainda são insuficientes. Segundo o estudo, vários fatores podem influenciar nas características de metamorfismo termal de intrusões ígneas bem como taxa e duração de

transferência de calor, modelo de condutividade ou convecção, forma e tamanho da intrusão e propriedades térmicas das rochas circundantes. Nesse estudo, com o aumento do *rank* a capacidade de adsorção é moderadamente reduzida e com  $R_r > 3.4\%$ , a capacidade de adsorção foi significativamente reduzida. Isto se deve ao fato de que em estágios de metamorfismo alto de carvão (próximo de intrusões ígneas), houve uma diminuição de microporos. Segundo os autores, os meta-antracitos podem perder totalmente a capacidade de adsorção quando sofrem muitas influências intrusivas.

Jiang *et al.* (2011) estudaram a influência de *sills* no carvão e na geração de metano. Foram feitas comparações entre carvões não alterados e carvões alterados. O *rank* do carvão estudado variou de 2.7 até 5.03% causado por uma intrusão de 4 m de espessura. A composição dos macerais mostrou indicações de alteração termal como formação de poros de desvolatilização e vitrinita com textura mosaico. A auréola termal afetou aproximadamente 60 m. Concluiu-se através desse trabalho, que o conteúdo de cinza aumenta em direção ao dique como resultado do metamorfismo de contato. O volume de microporos em direção à intrusão diminuiu dramaticamente (graças ao metamorfismo de contato), indicando locais de menor adsorção de metano próximas da intrusão, porém o sill atuou como uma barreira impermeável e em conjunto com as litologias encontradas acima e abaixo do carvão (argilito e arenito) houve a formação de um bolsão de gás.

## CAPÍTULO II – GEOLOGIA

### 2.1 Ocorrências de Carvão no Brasil

As principais reservas do carvão brasileiro encontram-se na região sul, na Bacia do Paraná, e segundo Gomes *et al.* (2003) somam 32 bilhões de toneladas dos quais 89% estão no Rio Grande do Sul, 10% em Santa Catarina, 0,3% no Paraná e o restante em São Paulo. São oito jazidas de maior importância: Sul-Catarinense, Santa Terezinha, Morungava-Chico Lomã, Charqueadas, Leão, Iruí, Capané e Candiota (Fig. 8).

Sobre a origem, os carvões da Bacia do Paraná identificam-se como carvões húmicos, oriundos de material lenho-celulósico (vegetais superiores). No Permiano, a flora *Glossopteris* contribuiu significativamente para formação do carvão brasileiro.

As camadas de carvão ocorrem na Formação Rio Bonito da Bacia do Paraná. A profundidade das camadas de carvão varia de nula (aflorante) a aproximadamente 1.200 m no litoral, na área de Torres. Sob o ponto de vista dos sistemas deposicionais, as camadas de carvão foram depositadas em ambiente de lagunas, atrás de barreiras, numa costa dominada por ondas com influência das marés. Segundo Gomes *et al.* (2003), os teores de enxofre altos em muitas camadas foram propiciados pela ingressão de águas marinhas (rica em sulfatos, com disponibilidade de Fe, propiciando a formação de pirita nas turfeiras), por rompimento ou destruição das barreiras.

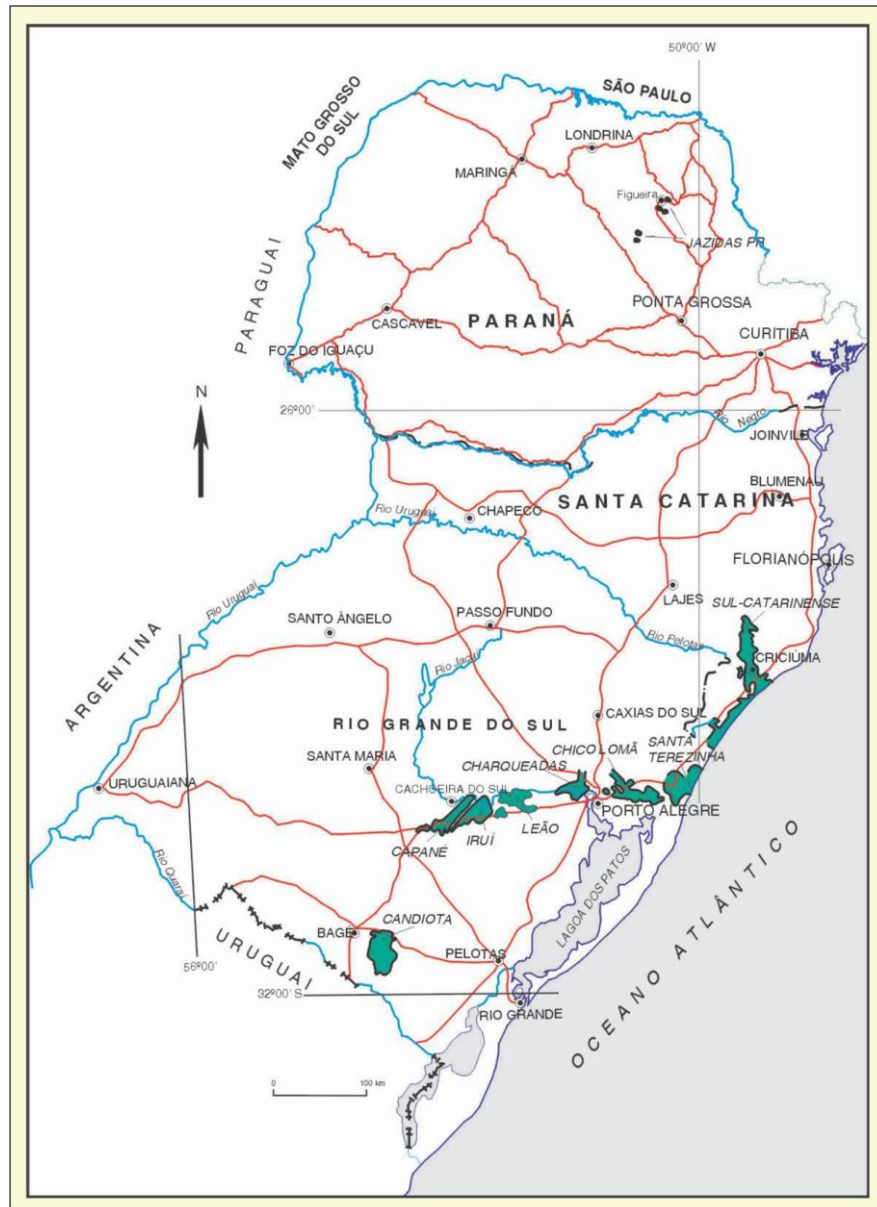


Figura 8. Localização das principais jazidas de carvão na Bacia do Paraná (GOMES, 2002).

## 2.2 Geologia Regional

A área de estudo encontra-se inserida na Bacia do Paraná. A Bacia do Paraná é uma bacia sedimentar, intracratônica, com uma área de aproximadamente 1.500.000 km<sup>2</sup>, a qual inclui porções do Brasil meridional, Paraguai oriental, nordeste da Argentina e norte do Uruguai (MILANI *et al.*, 2007).

Segundo Zalán *et al.* (1990), a bacia apresenta um formato alongado na direção NNE-SSO (1.750 km de comprimento) e largura média de 900 km (Fig. 9). A extensão argentina é chamada Bacia Chaco-Paraná e possui uma história geológica distinta.

Segundo Milani *et al.* (2007), o registro estratigráfico da Bacia do Paraná compreende um pacote sedimentar-magmático com uma espessura total máxima em torno dos 7 mil metros no seu depocentro, o que coincide geograficamente com a região da calha do Rio Paraná.

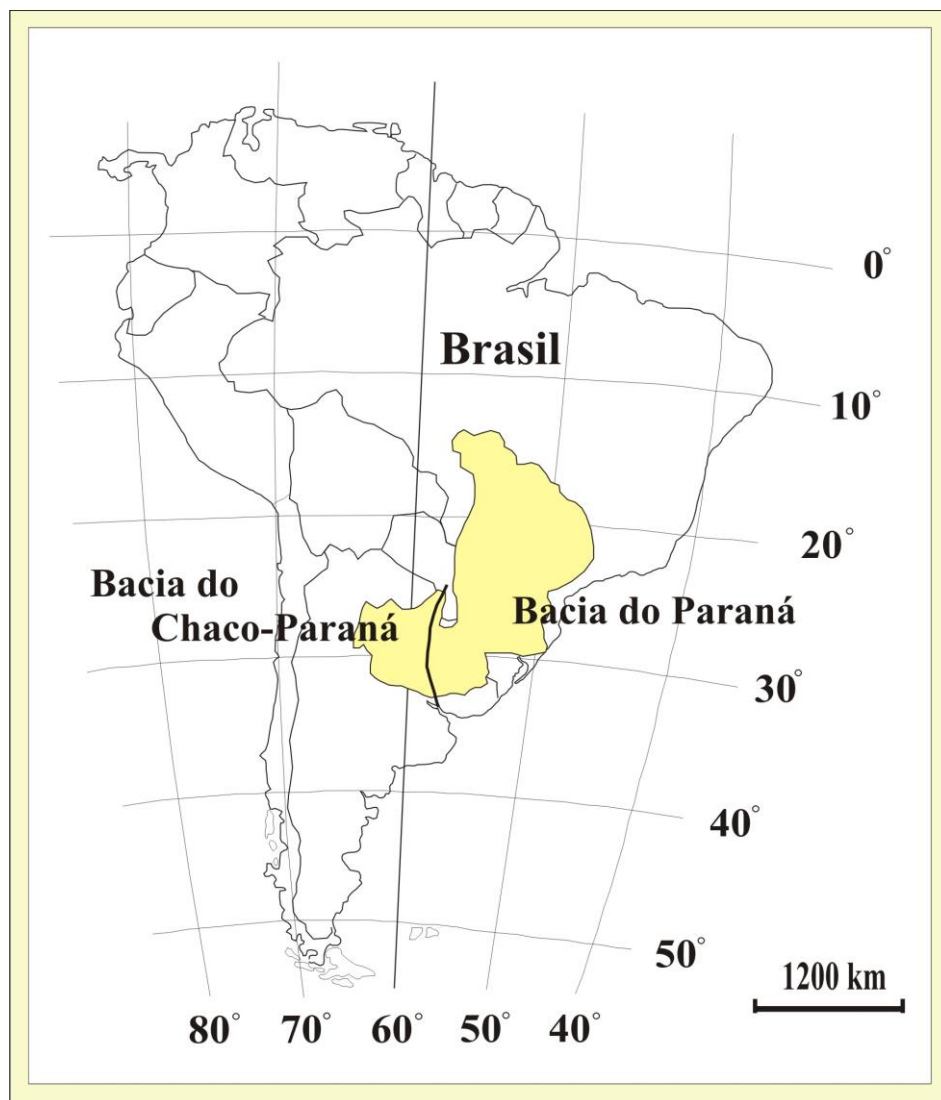


Figura 9. Localização da Bacia do Paraná na América do Sul (ZALÁN *et al.*, 1987, modificado).

O pacote sedimentar-magmático da Bacia do Paraná constituiu-se de seis grandes sequências deposicionais (Fig. 10) limitadas por expressivas discordâncias regionais: supersequência Rio Ivaí, Paraná, Gondwana I, Gondwana II, Gondwana III e Bauru (MILANI, 2000). As três primeiras sequências, segundo Milani *et al.* (2007) são



representadas por sucessões que definem ciclos transgressivos-regressivos, relacionadas a oscilações no nível do mar no Paleozóico, enquanto que as três últimas correspondem a pacotes de sedimentitos continentais associados com rochas ígneas.

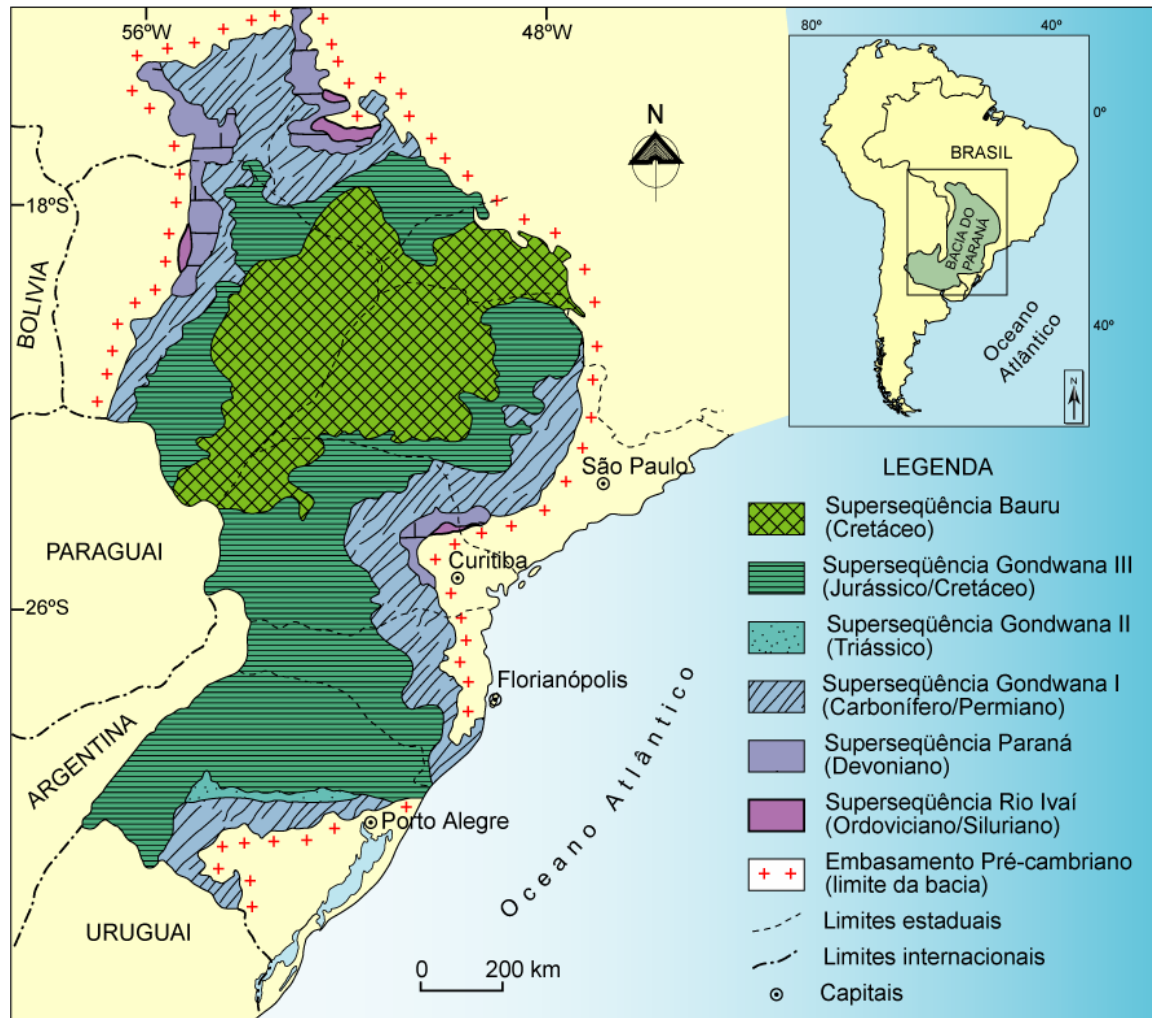


Figura 10. Mapa geológico da Bacia do Paraná e distribuição das superseqüências no Brasil (modificado de MILANI, 1997 *apud* CPRM, 2008)<sup>12</sup>. Carvão da Formação Rio Bonito: superseqüência Gondwana I.

A coluna estratigráfica da Bacia do Paraná é mostrada na figura 11.

<sup>12</sup> MILANI, E. J. **Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana Sul-Occidental**. 1997. 254 f. Tese (Doutorado) Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1997.

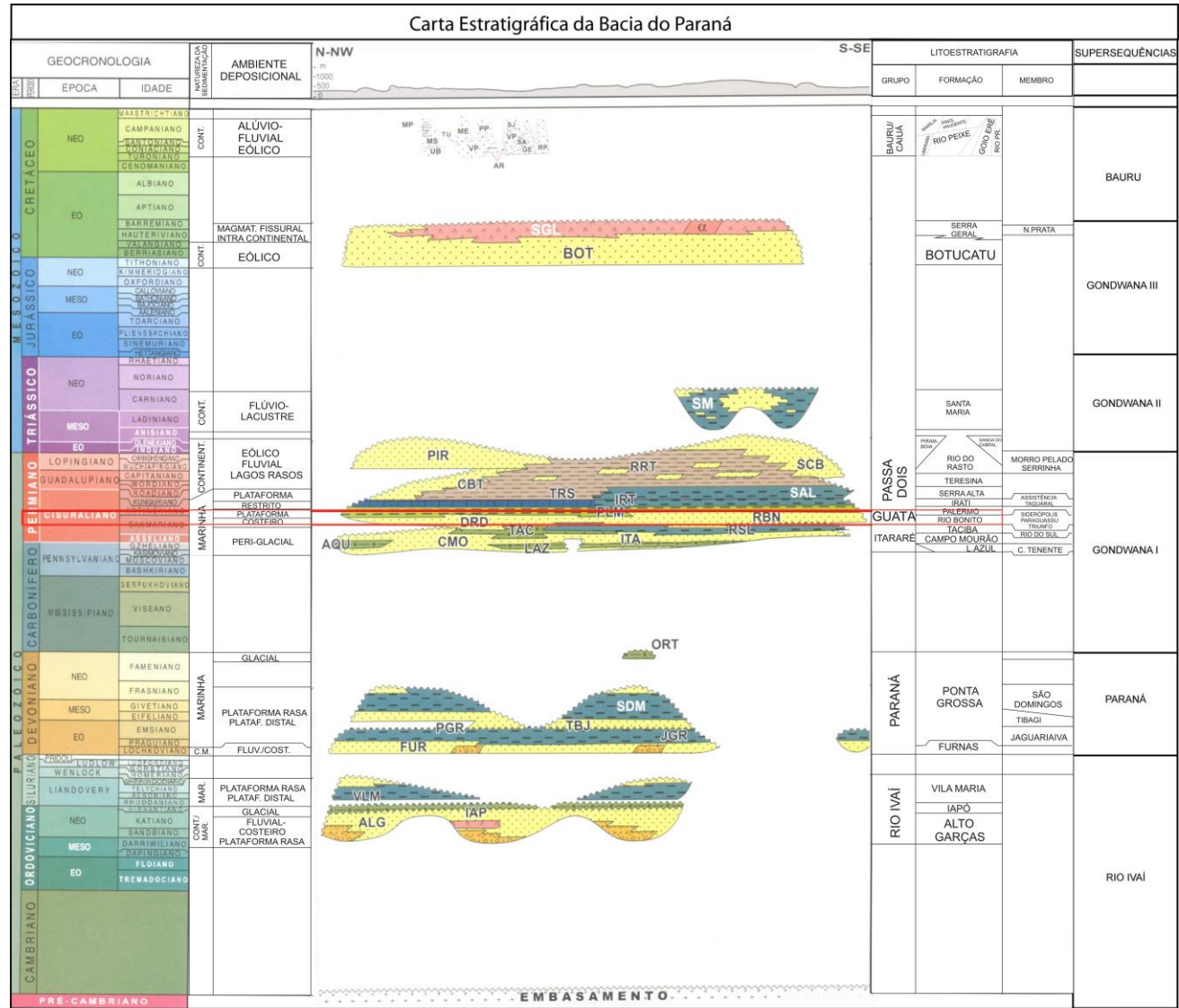


Figura 11. Coluna estratigráfica da Bacia do Paraná, com destaque para o Grupo Guatá, Formação Rio Bonito (modificado de MILANI *et al.*, 2007).

O objeto de estudo desse trabalho é o intervalo carbonoso denominado em termos litoestratigráficos de **Formação Rio Bonito** (Tabela 2) pertencente ao Grupo Guatá (SCHNEIDER *et al.*, 1974), que constitui uma parte do arcabouço faciológico da Supersequência Gondwana I (carbonífero-eotriássico) de Milani *et al.* (1994).

Tabela 2. Arcabouço Estratigráfico e Litoestratigráfico do Intervalo em Estudo (modificado de SCHNEIDER *et al.*, 1974).

Idade/estágio		Litoestratigrafia (Schneider <i>et al.</i> (1974))		Estratigrafia de Sequências (Milani <i>et al.</i> 1994)
Neopermiano	Tatariano	Grupo Passa Dois	Form. Rio do Rasto	Carbonífera-eotriássica
	Kazaniano		Form. Teresina	
Eopermiano	Kunguriano	Grupo Guatá	Form. Palermo	
	Artinskiano		Form. Rio Bonito	
	Sakmariano	Grupo Itararé	Form. Rio do Sul	
	Asseliano		Form. Mafra Form. Campo do Tenente	

O **Grupo Itararé** é constituído de uma sequência sedimentar cujos depósitos refletem influência glacial, principalmente diamictitos segundo Schneider *et al.* (1974). O nome Série Itararé foi utilizado pela primeira vez em 1916 para denominar sedimentos de influência glacial na bacia do Rio Itararé em São Paulo. No RS, esse grupo é considerado indiviso por não apresentar boa correlação litológica e de idades segundo Holz e Carlucci (2000).

O **Grupo Guatá** foi proposto por Gordon em 1947, para denominar os siltitos e arenitos que ocorrem nas imediações de Guatá, SC, e engloba a Formação Rio Bonito e a Formação Palermo.

## Formação Rio Bonito

O nome Rio Bonito foi usado pela primeira vez por White em 1908 chamando de Camadas Rio Bonito o conjunto de arenitos, folhelhos e leitos de carvão associados que aparecem na localidade de Lauro Muller, SC (SCHNEIDER *et al.*, 1974).

Quanto á idade, a Formação Rio Bonito, com base em informações palinológicas e paleobotânicas, segundo Bortolluzi *et al.* (1980 *apud* HOLZ e CARLUCCI, 2000)<sup>13</sup>, situa-se no Artinskiano/Kunguriano. A Formação Rio Bonito representa um conjunto resultante de sedimentação costeira, transicional, progressivamente afogado para o topo pelo mar progradante, representado pela Formação Palermo que a sucede (MILANI, 1997). Lavina *et al.* (1985 *apud* HOLZ e CARLUCCI, 2000)<sup>14</sup> consideram como Rio Bonito apenas as fácies continentais e de transição (fluvial, deltaico, lagunar e barreira), considerando ambiente marinho a Formação Palermo. A Formação Rio Bonito foi dividida em três intervalos (em Santa Catarina): Triunfo, Paraguaçu e Siderópolis, de acordo com Schneider *et al.* (1974), porém essa divisão não é possível no RS segundo Holz *et al.* (2000). No RS, a Formação Rio Bonito apresenta em média 70 m podendo alcançar até 120 m.

## Formação Palermo

Essa formação ocorre praticamente em toda Bacia do Paraná. O nome é derivado de uma vila no município de Lauro Muller, SC, onde White descreveu a seção tipo. A formação é constituída de siltitos e siltitos arenosos, localmente aparecendo arenitos finos e conglomeráticos. As características litológicas indicam ambiente marinho transgressivo de água rasa (SCHNEIDER *et al.*, 1974) recobrimdo o ambiente deltaico-lagunar da Formação Rio Bonito. Corresponde a máxima inundação da Supersequência Gondwana I. No RS, apresenta 140 m em algumas sondagens.

Abaixo, uma breve discussão sobre as demais formações sobrejacentes a Formação Palermo.

---

<sup>13</sup> BORTOLLUZI, C.A.; PICCOLI, A.E.M.; CORREA DA SILVA, Z.C.; CAZZULO-KLEPZIG, M.; BOSSI, G.E & ANDREIS, R.R. 1980. Estudo geológico da Bacia carbonífera de Garavataí-Morungava. In: XXXI Congresso Brasileiro de Geologia, Camboriú, SC. *Anais...* V.1, p. 157-174.

<sup>14</sup> LAVINA, E.L.; NOWATZKI, C.H. SANTOS, M.A.A. & LEÃO, H.Z.. Ambientes de sedimentação do Supergrupo Tubarão na região de Cachoeira do Sul, RS. *Acta Geológica Leopoldensia*, São Leopoldo, v. 21, p. 5-68, 1985.

Na sucessão sedimentar, segue o **Grupo Passa Dois** com as Formações Irati, Estrada Nova e Rio do Rasto.

### **Formação Irati**

White utilizou o nome Irati para denominar a sequência de folhelhos aflorantes na cidade de mesmo nome no Paraná. Compõe-se de folhelhos e argilitos cinza-escuros, folhelhos cinza escuro e calcáreos associados situados estratigraficamente acima da Formação Palermo. Segundo Milani *et al.* (2007), essa formação representa um momento singular na formação da bacia, onde há uma restrição de circulação de águas e o desenvolvimento de um contexto ambiental hipersalino, onde os folhelhos depositados exibem um elevado conteúdo de matéria orgânica, colocando-os como potenciais geradores de óleo.

### **Formação Estrada Nova**

Para o RS, segundo Aboarrage & Lopes (1986) essa Formação é indivisa, porém para Santa Catarina é feita uma divisão de Formação Serra Alta e Formação Teresina. Mais para a base da sequência (Formação Serra Alta em SC) constitui-se de uma sequência de argilitos, folhelhos, siltitos cinza escuro a pretos, produtos de decantação de argilas em um contexto marinho de baixa energia (SCHNEIDER *et al.*, 1974, MILANI *et al.*, 2007). No topo, alternam-se argilitos, folhelhos com siltitos e arenitos finos (Formação Teresina em SC). Essas intercalações com folhelhos e siltitos na base representam uma transição de ambiente marinho e mais profundo para um ambiente mais raso e agitado, dominado por marés.

### **Rio do Rasto**

White utilizou o termo pela primeira vez em 1908 para denominar a sequência sedimentar que ocorre nas cabeceiras do Rio do Rasto, em Lauro Muller, SC. A formação é composta de siltitos e arenitos finos, esverdeados e arroxeados. Na parte superior da formação, há corpos arenosos lenticulares com estratificação cruzada, indicando ambiente continental fluvial.

Resumindo, segundo Holz e Carlucci (2000) as rochas do Eopermiano refletem a história deposicional sob regime transgressivo nessa parte da margem da Bacia do Paraná.

Segundo os autores, o ambiente glácio-continental e glácio-marinho do Sakmariano (Grupo Itararé) cedeu lugar a ambiente fluvio-deltáico no Artinskiano (Grupo Guatá), que com avanço da transgressão transformou-se inicialmente em estuário, depois em um sistema laguna barreira para finalmente se transformar em uma ampla região de mar epicontinental. Segundo Holz e Carlucci (2000), as camadas de carvão do estado do RS se formaram na fase transgressiva, por ocasião da evolução do grande sistema laguna-barreira que existiu durante o Neoartinskiano em toda a paleolinha de costa do RS.

### 2.3 Jazida Chico Lomã

A jazida Chico Lomã foi descoberta na época de 1970. Situa-se na região nordeste do Rio Grande do Sul, abrangendo uma área de 1.200 km<sup>2</sup> segundo Gomes (2002). Trabalhos realizados em áreas de concessão da CPRM (Companhia de Pesquisa e Recursos Minerais) levaram a delimitação da jazida, localizada entre as jazidas de Morungava (a oeste) e Santa Terezinha (a leste)(Fig. 12). Seu centro está cerca de 10 km a sul da cidade de Santo Antônio da Patrulha/RS (SUFFERT, 1997).

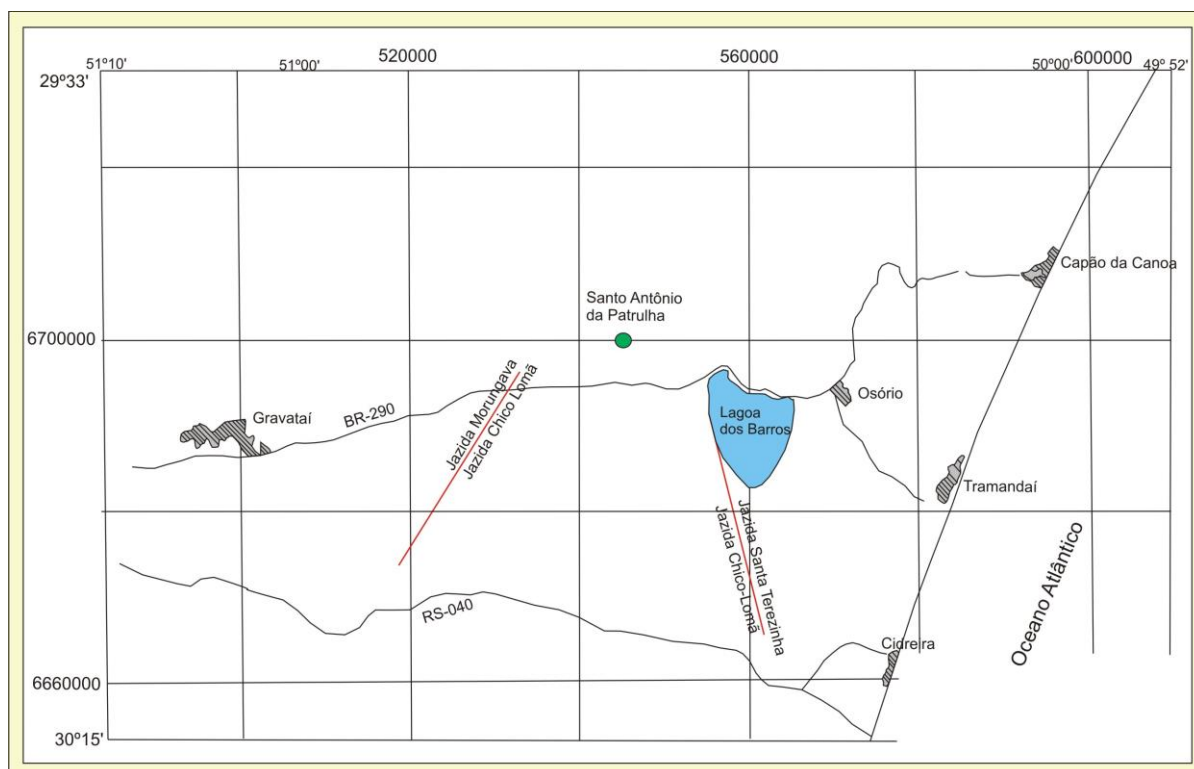


Figura 12. Localização das jazidas de Morungava, Chico Lomã e Santa Terezinha (modificado de CPRM, 1985).

Segundo a bibliografia existente, nessa jazida ocorrem geralmente de 7 a 9 camadas, porém com duas camadas principais, mais espessas, CL4 e CL6 (GOMES, 2002). As demais camadas não possuem grande importância econômica, pois na maioria das vezes são descontínuas.

As reservas, segundo Albuquerque e Fabricio (1980), totalizam 824 milhões de toneladas, sendo 482 milhões correspondentes da camada CL4 e 342 milhões da camada CL6.

## CAPÍTULO III – METODOLOGIA

### 3.1 Apresentação da metodologia

Primeiramente foi realizada uma revisão bibliográfica sobre os principais trabalhos sobre gás natural associado a camadas de carvão (CBM), e trabalhos relacionados à área de estudo, principalmente à jazida Chico Lomã.

Posteriormente, foi feita a locação do poço CBM 001-CL-RS através da geração e interpretação de um banco de dados de poços da CPRM pré- existentes na área de estudo, resultando em mapas com a espessura das camadas, espessura de areia e profundidade das camadas de carvão, os quais são apresentados no capítulo de resultados. Posteriormente foi feito contato com o proprietário, obteve-se a concessão da Licença de Operação junto a Fepam e foi iniciado o trabalho de sondagem.

#### 3.1.1 Sondagem

A sondagem do poço CBM 001-CL-RS iniciou no dia 17/10/2011 com a chegada da sonda na área de estudo, até o dia 26/11/2011. Foi realizada pela empresa SONDAP Sondagens e Perfurações Especiais Ltda. O método utilizado foi *Wireline core retrieval*, rotativo a diamante (Fig. 13A) que consiste em uma retirada rápida da amostra, com o objetivo de não perder o metano contido nas camadas e leitos de carvão amostrados durante a recuperação do testemunho. O diâmetro dos testemunhos é de 47 mm e estes foram retirados em barriletes de 3 m (Fig. 13B).

O tempo percorrido entre o içamento da amostra do fundo do poço até a superfície foi cronometrado, sendo de aproximadamente 15 minutos para a maioria das amostras, porém em algumas amostras demorou um pouco mais. Já o tempo percorrido para armazenar as amostras dentro de cada cilindro foi de 3 a 10 minutos. Esse intervalo de tempo foi considerado e inserido nas tabelas de cálculo para avaliar o volume de gás perdido. Para a retirada do carvão foram necessários 3 dias, 24, 25 e 26 de novembro de 2011. O poço atingiu a profundidade final de 431,50 m. Após a retirada das amostras, foi feita uma lavagem com água e armazenamento dos testemunhos de rocha em caixas de madeira, enquanto os testemunhos de carvão foram cortados (Fig. 13C) e imediatamente armazenados em cilindros especiais (Fig. 13D; E) com o objetivo de avaliar corretamente a quantidade de gás metano



contido nos carvões, através das medidas de desorção de gás. Os cilindros foram armazenados em uma caixa térmica dentro do laboratório móvel (Fig. 13F).

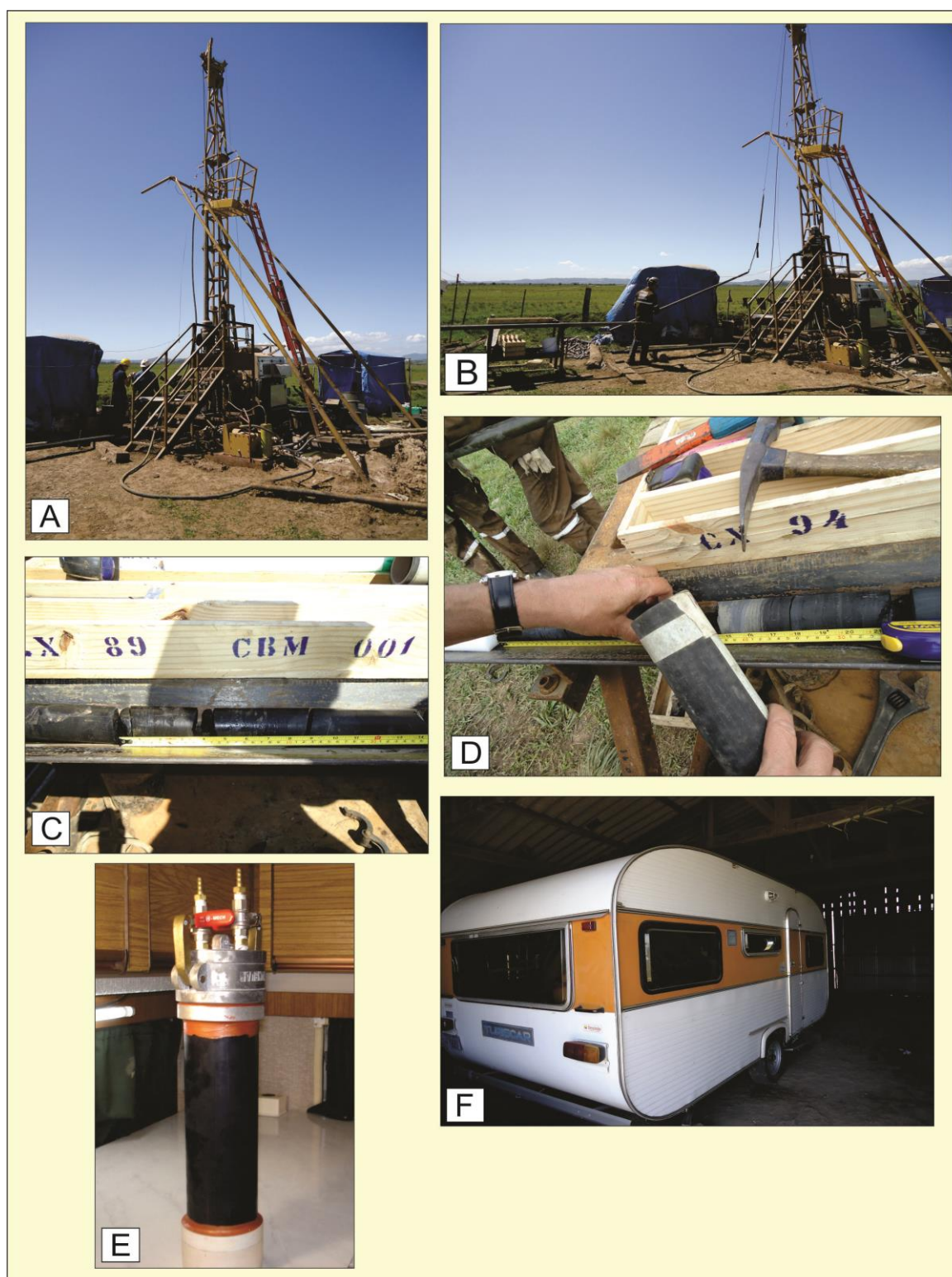


Figura 13. A) Equipamento de sondagem; B) retirada dos barriletes; C) medição e corte dos testemunhos em 36 cm (comprimento do cilindro); D) acondicionamento do testemunho dentro do tubo interno; E) cilindro fechado; F) laboratório móvel.

### 3.1.1.1 Laboratório Móvel

Um laboratório móvel (*trailer*) do Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo da UFRGS foi levado até o local da execução da sondagem para avaliar a quantidade de metano contido nos carvões. Esse laboratório móvel consiste em um *trailer* equipado com instrumentos específicos para esse tipo de estudo, tais como uma caixa contendo os cilindros de armazenamento para as medidas de desorção (Fig. 14A) e um termostato para controlar a temperatura interna da caixa que contém os cilindros (Fig. 14B). Para estimar a temperatura na profundidade de 400 m na área de estudo, foram utilizados dados de temperatura (*Bottom-hole-temperature*) de um poço de exploração da Petrobras em Torres (RS) e a temperatura média anual da cidade de Santo Antônio da Patrulha.

Foi calculada uma temperatura de 31,1°C, sendo assim, a caixa térmica foi mantida nessa temperatura para simular a temperatura do reservatório durante os ensaios. Um aparelho para medição da pressão e temperatura ambiente também foi utilizado (Fig. 14C).

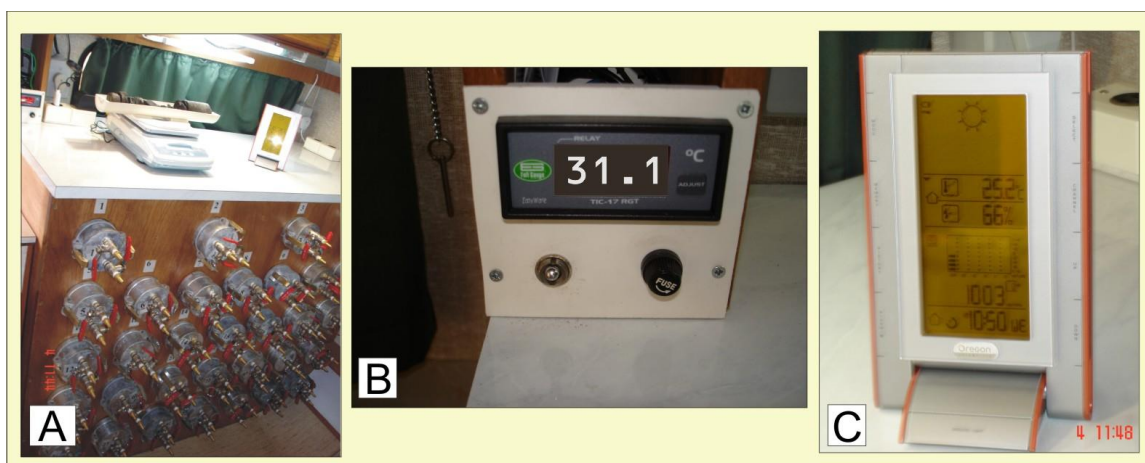


Figura 14. A) bancada para armazenamento das amostras visando obtenção da estimativa de geração de metano; B) termômetro acoplado para controle de temperatura interna da caixa com as amostras; C) aparelho para monitoramento de temperatura ambiente e pressão no momento da medição do gás.

Os intervalos de carvão foram colocados em 27 cilindros de PVC de 36 cm de comprimento cada um (Fig. 15). Esses cilindros de PVC foram imediatamente fechados com tampas de alumínio e armazenados dentro da caixa térmica. Antes do fechamento de cada cilindro, estes foram pesados vazios e, posteriormente, com as amostras de carvão para obter o peso do material armazenado. Além disso, cada cilindro teve o oxigênio retirado do seu interior por meio da injeção de um gás inerte (argônio), para evitar a oxidação do material amostrado e acondicionado no recipiente. Em seguida iniciaram-se as medidas de desorção do

gás. O perfil com as profundidades das amostras coletadas nos cilindros é apresentado na figura 15.

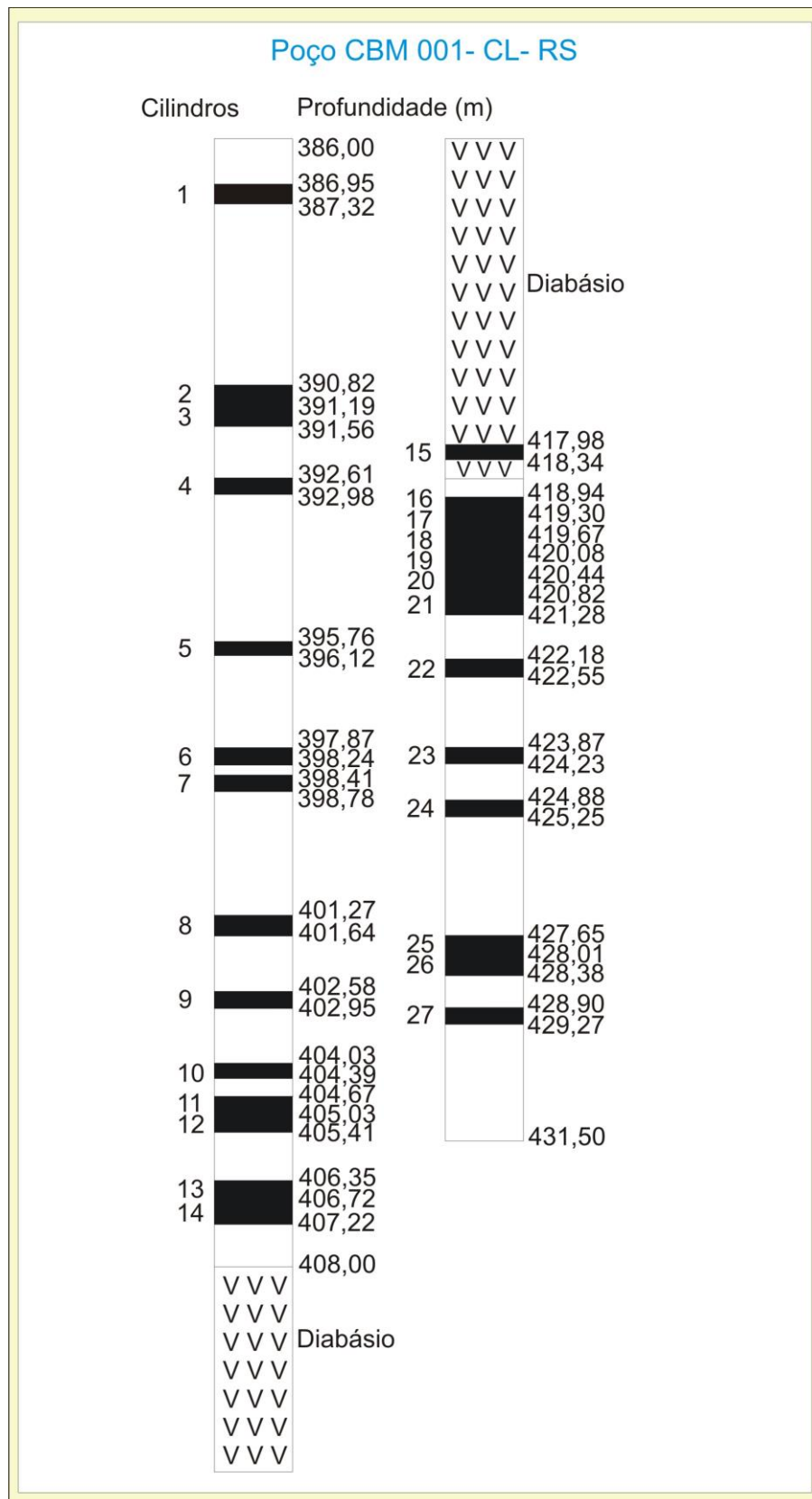


Figura 15. Perfil mostrando a profundidade dos testemunhos coletados nos cilindros 1-27.

### 3.1.1.2 Medidas de Desorção do Gás

Através dessa técnica as amostras são avaliadas com relação ao conteúdo de metano, através da execução de testes de desorção. Nesse método, o conteúdo de gás total é calculado através da soma do conteúdo de gás perdido, gás medido e gás residual segundo dados fornecidos pela *Petrologic Services* (2009).

O **Gás perdido** consiste na quantidade de gás que escapa durante a retirada da amostra (na sondagem) até seu fechamento em um cilindro. Segundo Diamond & Schatzel (1998), o gás perdido não pode ser diretamente medido, portanto é estimado. Com o objetivo de minimizar ao máximo o valor de gás perdido, a técnica de sondagem utilizada é escolhida justamente por fazer uma retirada rápida da amostra tornando esse valor bem pequeno. McCulloch *et al.* (1975) sugerem que as características físicas das amostras influenciam na quantidade de gás desorvido e, conseqüentemente, no valor de gás perdido. Por exemplo, o carvão mais friável será mais fácil de se partir e terá maior facilidade de desorver gás.

Existem diversos métodos para estimar o gás perdido, porém um dos métodos mais utilizados para estimar o volume de gás perdido é o método USBM – *US Bureau of Mines* (NELSON, 1999 *apud PETROLOGIC SERVICES*, 2009)<sup>15</sup> onde o valor de gás perdido é estimado através da plotagem do volume de desorção do gás cumulativo *versus* a raiz quadrada do tempo de desorção com a linha de regressão projetada para o tempo zero, quando iniciou-se a desorção do gás presente no carvão.

O **Gás medido (desorvido)** é o valor obtido com as medidas de desorção de gás.

O volume de **gás residual** é definido como a quantidade de gás ainda restante no carvão após o final da desorção. Na maioria dos casos existe uma pequena quantidade de gás residual. Geralmente, o pequeno volume de gás residual não é produzido economicamente, mas é importante para ser incluído no conteúdo de gás total (GENTZIS e BOLEN, 2008). O Gás residual foi estimado baseando-se em estudos de Gentzis e Bolen (2008), os quais descreveram o volume de gás residual como não ultrapassando 4,5% do conteúdo de gás medido.

Para calcular exatamente o volume de gás, os seguintes dados foram anotados e colocados em tabelas específicas: tempo de início de perfuração do testemunho, tempo do término da perfuração do testemunho, tempo que o testemunho começa a ser retirado do furo, tempo no qual o testemunho chega à superfície, tempo no qual o cilindro é fechado, tempo no

---

<sup>15</sup> NELSON C.R. Critical assessment of coalbed reservoir gas-in-place analysis methods; Internat. COALBED METHANE CONFERENCE, Univ. Alabama; May 1999, p. 77-79.

qual o testemunho começa liberar gás, tempo do início das medidas, temperatura ambiente, pressão ambiente, além do peso do cilindro vazio, peso do cilindro cheio, etc. Essas medidas são realizadas enquanto houver gás saindo dos cilindros. Nesse estudo foram feitas medidas até o dia 19/12/12, ou seja, houve a liberação de gás por, em média, 25 dias.

Foram feitas medidas em intervalos de 3 até 120 minutos no primeiro dia, com aumento gradual para medidas de 8 em 8 horas, no segundo dia, subindo para cada 12 horas e assim sucessivamente até que no final foi feita uma medida diária.

O procedimento de medida do metano desorvido consiste em engatar no cilindro uma mangueira que está conectada a um vidro graduado contendo água (Fig. 16). Quando a válvula do cilindro é aberta é possível observar quanto de gás está sendo liberado de dentro do cilindro, conforme a variação da lâmina d'água dentro do vidro. Juntamente com a medida do gás, a temperatura da caixa que contém os cilindros é anotada em cada medida realizada, assim como a pressão e temperatura ambiente.



Figura 16. Coluna de vidro graduada ( $\text{mm}^3$ ) e reservatório de água em vidro borossilicatado utilizado para a medição do volume de gás metano em desorção dos cilindros.

### 3.1.1.3 Descrição de litotipos

Nesse trabalho para a descrição dos litotipos foi adotada a classificação de Diessel (1965), detalhada na tabela 3.

Tabela 3. Classificação dos litotipos, sistema proposto por Diessel, 1965.

ICCP-Stopes-Heerlen	Sistema proposto por Diessel, 1965	Descrição
Vitrênio	Brilhante (B)	Brilho vítreo a subvítreo, fratura conchoidal; frágil; até 10% de bandas de carvão fosco.
	Bandado brilhante (BB)	Brilhante, com bandas de carvão fosco que podem variar entre 10 e 40%
Clarênio	Carvão bandado (BC)	Bandas de carvão brilhante e fosco que variam entre 40 e 60%
Durênio	Carvão fosco bandado (BD)	Predomínio de carvão fosco com bandas de carvão brilhante em proporções entre 10 e 40%.
	Carvão fosco (D)	Fosco e não fraturado, podendo conter até 10% de carvão brilhante
Fusênio	Carvão fibroso (F)	Friável

### 3.2 Preparação das amostras de carvão para análises petrográficas e químicas

A próxima etapa envolveu o processamento das amostras.

O processo de preparação de cada amostra coletada envolveu a secagem em estufa com temperatura  $\leq 40^{\circ}\text{C}$ , corte, britagem em um triturador de mandíbulas (Fig. 17A), homogeneização, seguido do quarteamento, onde cada amostra foi subdividida em porções distintas para as análises petrográficas, análises químicas e reservas para experimentos adicionais. Para as análises químicas as amostras ainda passaram por um processo de homogeneização e pulverização (Fig. 17B) para obter uma fração  $< 200\ mesh$ .

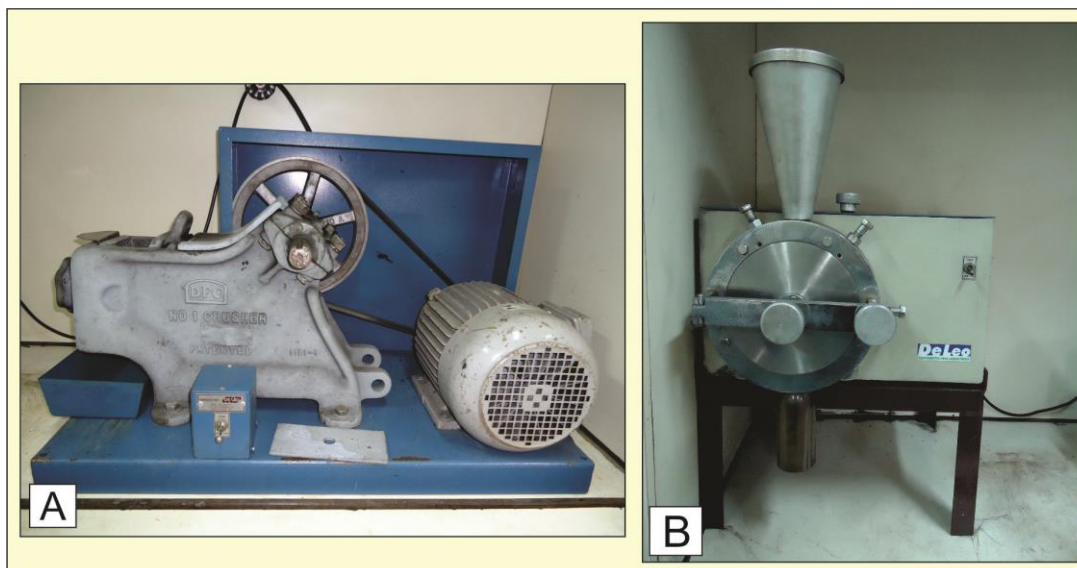


Figura 17. Equipamentos usados na preparação das amostras. A) Britador de mandíbulas; B) moinho.

O procedimento utilizado para a preparação das amostras e a sequência de análises às quais as amostras foram submetidas podem ser vistas no fluxograma abaixo (Fig. 18).

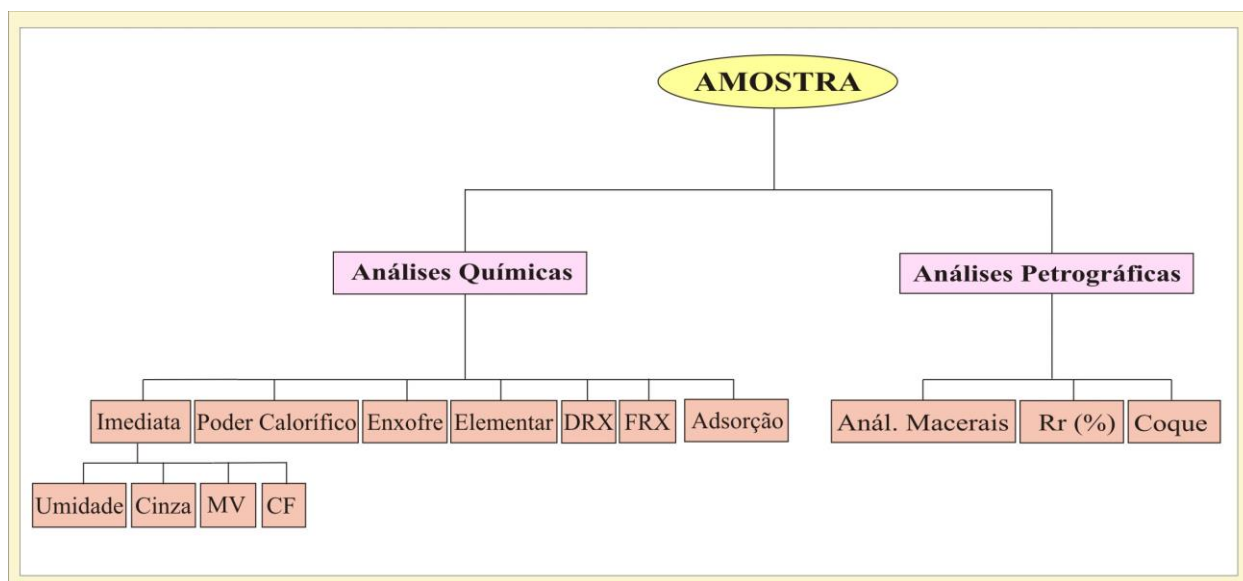


Figura 18. Fluxograma ilustrando o processo de preparação das amostras e as análises realizadas. DRX: difração de raios X; FRX: fluorescência de raios X; MV: matéria volátil; CF: carbono fixo; Rr: refletância da vitrinita.

### 3.2.1 Análises petrográficas

Foram confeccionadas seções polidas para posterior análise no microscópio, de acordo com as normas estabelecidas pela *American Society for Testing and Materials* (ASTM, 1991). As amostras foram reduzidas a uma granulometria inferior a 0,84 mm e superior a 0,25 mm.

Posteriormente, foram colocadas 10 g de amostra em uma forma de *nylon*, untada com vaselina, onde é misturada com resina do tipo epóxi, Araldite (*CYD248*) e Endurecedor (*HYD951*) (20% do conteúdo de Araldite), para serem em seguida resfriadas e endurecidas. Após, são submetidas ao desbaste com lixadeira automática rotativa da marca *Buehler*, utilizando pratos de diamante de 45  $\mu\text{m}$  a 9  $\mu\text{m}$ . Depois do lixamento, as seções são polidas em politriz semiautomática marca *Buehler*, com aluminas, de granulometria 0,3  $\mu\text{m}$  e 0,05  $\mu\text{m}$ , respectivamente, e por fim, alternam-se banhos em jatos de água seguidos de intervalos de 2 minutos em ultrassom (*Ultrasonic Cleaner* da marca *Unique*) para lavagem e eliminação de cada tipo de alumina. Após a confecção dessas seções polidas, estas foram analisadas em microscópio.

### 3.2.1.1 Refletância da vitrinita

A refletância da vitrinita é uma ferramenta fundamental na petrologia de carvão (SUAREZ-RUIZ & CRELLING, 2008). Segundo Stach (1982), existe uma nítida relação entre o poder refletor de um maceral e seu teor de carbono e/ou matéria volátil, significando que o *rank* de um carvão pode ser determinado medindo-se sua refletância em uma superfície polida.

Para determinar o grau de carbonificação ou *rank* de uma amostra de carvão, é feita uma média aritmética das refletâncias encontradas. São feitas 100 medidas em partículas de vitrinita em cada uma das seções polidas. Esse resultado é então comparado com padrões de refletância conhecidos e o grau de carbonificação (*rank*) da amostra analisada é determinado.

O equipamento utilizado é um Microscópio *Leica DM6000 M* (Fig. 19), com Luz refletida, objetiva de 20X, com uma câmera digital acoplada a um monitor e conectado a um computador utilizando o programa *Diskus Fossil*. O Padrão utilizado foi de *Yttrium – Aluminium – Garnet*, com refletância de 0.895 *Rrandom* % (ISO 7404/5, 1984).

As análises foram realizadas no Laboratório de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo do Instituto de Geociências da UFRGS.



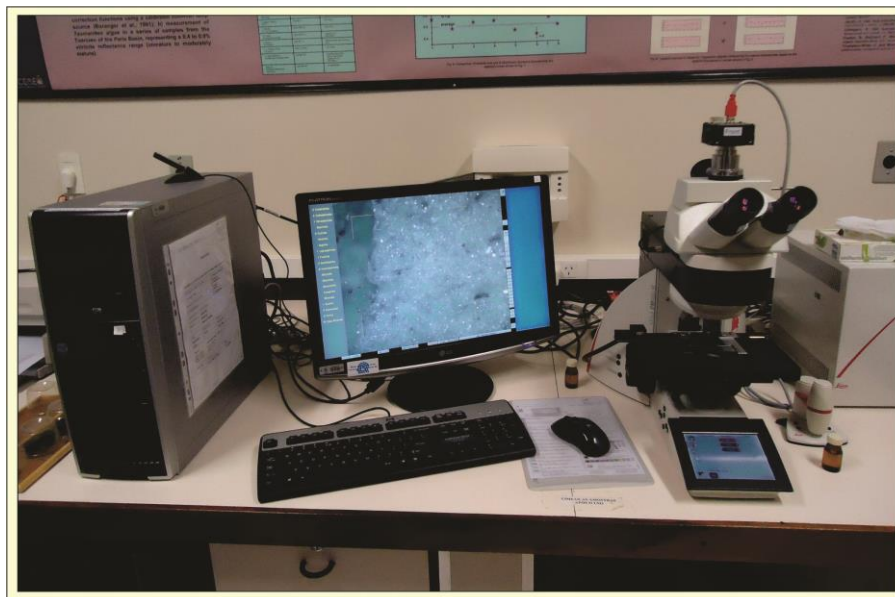


Figura 19. Microscópio utilizado para realização das análises petrográficas, modelo *Leica DM6000 M*.

A classificação do *Rank* utilizada nesse trabalho foi ISO 11760 (2005). Essa classificação leva em consideração o valor da refletância da vitrinita, o conteúdo de vitrinita e o conteúdo de cinza, portanto, é dividida em categorias e subcategorias as quais são detalhadas nas tabelas abaixo (Tabelas 4 – 9).

Tabela 4. Categorias primárias – *rank*, segundo ISO 11760 (2005). Rr: *random*, refletância aleatória, sem luz polarizada.

<i>Rank</i>	Definição
Baixo <i>rank</i>	$Rr < 0,5$
Médio <i>rank</i>	$0,5\% \leq Rr < 2,0\%$
Alto <i>rank</i>	$2,0\% \leq Rr < 6,0\%$

Tabela 5. Subcategorias de carvão de baixo *rank*, segundo ISO 11760 (2005).

Subcategoria	Descrição
Baixo <i>rank</i> C	$Rr < 0,4$ ; umidade $> 35\%$
Baixo <i>rank</i> B	$Rr < 0,4$ ; umidade $\leq 35\%$
Baixo <i>rank</i> A	$0,4\% \leq Rr < 0,5\%$

Tabela 6. Subcategorias de carvão de médio *rank*, segundo ISO 11760 (2005).

Subcategoria	Descrição
Médio <i>rank</i> D	$0,5 \leq Rr < 0,6\%$
Médio <i>rank</i> C	$0,6\% \leq Rr < 1,0\%$
Médio <i>rank</i> B	$1,0\% \leq Rr < 1,4\%$
Médio <i>rank</i> A	$1,4\% \leq Rr < 2,0\%$

Tabela 7. Subcategorias de carvão de alto *rank* (antracitos), segundo ISO 11760 (2005).

Subcategoria	Descrição
Alto <i>rank</i> C	$2,0\% \leq R_r < 3,0\%$
Alto <i>rank</i> B	$3,0\% \leq R_r < 4,0\%$
Alto <i>rank</i> A	$4,0\% \leq R_r < 6,0\%$

Tabela 8. Classificação pela composição petrográfica, segundo ISO 11760 (2005). MM: matéria mineral.

Conteúdo de vitrinita (Vol %, sem MM)	Categoria
<40	Baixa vitrinita
$\geq 40$ e < 60	Média vitrinita
$\geq 60$ e < 80	Moderada alta vitrinita
$\geq 80$	Alta vitrinita

Tabela 9. Classificação pelo conteúdo de cinza, segundo ISO 11760 (2005).

Conteúdo de cinza, % em peso	Categoria
< 5	Muito baixa cinza
$\geq 5$ e < 10	Baixa cinza
$\geq 10$ e < 20	Média cinza
$\geq 20$ e < 30	Moderada alta cinza
$\geq 30$ e < 50	Alta cinza

### 3.2.1.2 Análise de Macerais

Segundo Suárez-Ruiz e Crelling (2008) para uma avaliação da qualidade do carvão, é importante saber a composição quantitativa de um carvão em termos dos macerais. Isto porque as diferenças na composição dos macerais pode indicar diferenças na composição química e, conseqüentemente, diferenças nas propriedades tecnológicas de um carvão.

O equipamento utilizado para essa análise é o mesmo microscópio descrito anteriormente. A análise é baseada na contagem de 500 pontos (ISO-7404/3, 1985), realizada em linhas regulares e espaços pré-definidos. É analisada em luz branca refletida e em luz de fluorescência através de excitação usando uma lâmpada de Hg e um filtro azul, que ajuda na identificação dos macerais do grupo da liptinita. A análise petrográfica é expressa em Vol% e foi realizada no Laboratório de Análise de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, no Instituto de Geociências da UFRGS.

Além de ser de fundamental importância para identificação e quantificação dos diferentes macerais e matéria mineral contidos na amostra, a análise de macerais nesse estudo auxilia na avaliação do conteúdo de gás relacionado à composição do carvão.

A nomenclatura dos macerais utilizada neste trabalho segue a norma editada pelo Comitê Internacional para Petrologia Orgânica e do Carvão (*ICCP*, 1971, 1998, 2001) e pode ser vista na tabela 10.

Tabela 10. Classificação dos Macerais adotada neste estudo (*ICCP*, 1971, 1998, 2001).

<b>Grupo de Macerais</b>	<b>Subgrupo de Macerais</b>	<b>Macerais</b>
Vitrinita	Telovitrinita	Telinita Colotelinita
	Detrovitrinita	Vitrodetrinita Colodetrinita
	Gelovitrinita	Corpogelinita Gelinita
Liptinita		Esporinita Cutinita Resinita Alginita Liptodetrinita
Inertinita		Fusinita Semifusinita Funginita Secretinita Micrinita Macrinita Inertodetrinita

### 3.2.1.3 Análise de coque

Pelo fato de ter sido encontradas no poço CBM 001-CL-RS amostras de carvão parcialmente transformadas para coque, foi utilizada a classificação de Gray e Devaney (1986) para análise petrográfica do coque (Tab. 11). Foram contados 500 pontos em um microscópio marca *Leitz Wetzlar*, com uso de polarizador para ser possível visualizar as partículas com anisotropia (Fig. 20).

Tabela 11. Textura encontrada no coque, modificada de Gray e Devanney (1986).

Textura	Descrição
Isótopo	amplas massas de material de matriz uniforme, sob rotação da platina em luz polarizada mostra-se opticamente inativa, oriundas de vitrinitas de $R_r < 0.8\%$
Incipiente	começo de reconhecimento de anisotropia, material transicional entre componentes isótopos e anisótopos, quando observados usando placa de gipso aparece com uma superfície com cores púrpura azuladas
Mosaico	aglomeração de corpos circulares de vários tamanhos mostrando anisotropia, quando observados sob luz polarizada mostram alterações de colorações azul, púrpura e vermelho com rotação da platina (aprox. 0.9 - 1.4% $R_r$ )
Bandas	produzidos a partir de carvões baixo-volátil. Apresentam-se como domínios longos e contínuos paralelamente aos planos de estratificação originais de carvão. Alternam amarelo, azul, rosa e roxo
Inertes Isótopos	componentes não-reativos do grupo da inertinita, dominado por inertodetrinita, permanecem opticamente inativos com rotação da platina, em luz polarizada
Poros de desgaseificação	desenvolvimento de poros
Minerais	após a coqueificação, alguns minerais transformados (pirita, quartzo, carbonato, argilas) ainda podem ser reconhecidos na matriz do coque.

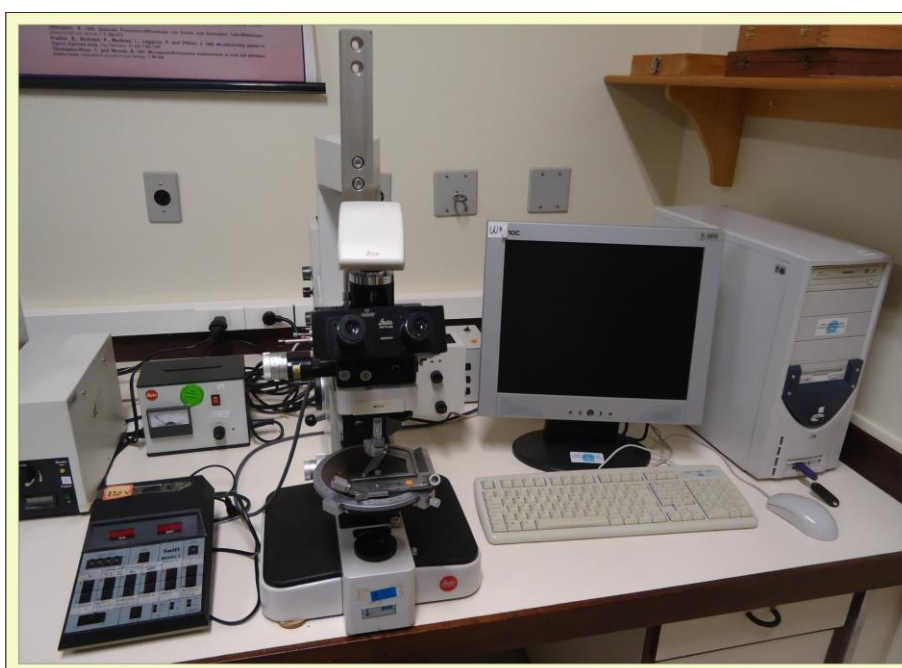


Figura 20. Microscópio utilizado para realização da análise petrográfica de coque, com contador acoplado.

## **3.2.2 Análises Químicas**

### **3.2.2.1 Análise Imediata**

A análise Imediata tem sido usada em larga escala ao longo de 160 anos (SUAREZ-RUIZ & CRELLING, 2008).

Compõe-se de diferentes tipos de análises. São elas: porcentagem de umidade, porcentagem de cinzas, porcentagem de matéria volátil e carbono fixo. Através da análise imediata é possível obter a quantidade relativa de compostos orgânicos leves (matéria volátil) em oposição à matéria orgânica não volátil (carbono fixo), além de determinar a quantidade de umidade no carvão e a medida dos compostos inorgânicos deixados como resíduos ou cinzas quando o carvão é submetido à combustão. Essas análises foram realizadas no Laboratório de Análises e Ensaio Mina Esperança e Fontanella da Carbonífera Metropolitana.

#### **3.2.2.1.1 Porcentagem de Umidade**

Essa análise, segundo NBR 8293, baseia-se na evaporação da água existente no carvão e conseqüente perda de massa da amostra quando esta é submetida a rígido controle de fluxo de ar, temperatura e tempo. Pesa-se 1g de amostra e leva-se a um forno pré-aquecido entre 105° C - 110° C por 40 minutos ou até obter uma massa constante, então pesa-se novamente a amostra. A porcentagem de umidade é calculada pela expressão abaixo:

$$\text{Umidade (\%)} = [(A-B) / A] \times 100 \text{ onde:}$$

A= massa da amostra em g

B= massa da amostra usada após o aquecimento

#### **3.2.2.1.2 Porcentagem de Cinzas**

As cinzas são os resíduos inorgânicos que permanecem após a ignição da combustão do carvão. Segundo a norma NBR 8289, o método baseia-se na determinação da massa do resíduo mineral, resultante da combustão dos componentes orgânicos e oxidação dos inorgânicos da amostra em forno de mufla, sob rígido controle de massa, temperatura, tempo e atmosfera. O procedimento consiste em levar a um forno de mufla, inicialmente em temperatura ambiente, 1,0 g de amostra, iniciando o aquecimento do forno gradualmente, até atingir uma temperatura de 500 °C no intervalo de 30 a 60 minutos e eleva-se para 775 °C mantendo a essa temperatura por mais duas horas. Após isso, a amostra é colocada no

dessecador até atingir a temperatura ambiente e é pesada novamente. A porcentagem de cinzas é calculada conforme a equação:

$$\% \text{ Cinza (base úmida)} = \frac{m_2}{m_1} \times 100$$

$$\% \text{ Cinzas (base seca)} = \frac{\% \text{ cinzas (base úmida)} \times 100}{100 - U_a}$$

onde:

$m_1$ : massa da amostra em gramas

$m_2$ : massa do resíduo após a queima em gramas

$U_a$ : porcentagem da umidade de análise (conforme NBR 8293)

### 3.2.2.1.3 Porcentagem de Matéria Volátil

Conforme a norma NBR 8290, esse método baseia-se na determinação dos destilados voláteis do carvão, os quais são desprendidos durante o aquecimento em forno na ausência de oxigênio, sob rígido controle da massa da amostra, tempo e temperatura.

O procedimento consiste em levar 1,0 g de amostra de carvão em um cadinho a um forno de mufla na temperatura de 950 °C durante 7 minutos. Após isso, deixa-se o cadinho resfriar no dessecador até atingir a temperatura ambiente e pesa-se novamente a amostra. A porcentagem de matéria volátil é calculada pelas expressões abaixo:

$$\% \text{ M. Volátil (base úmida)} = \frac{m_1 - m_2}{m_1} \times 100 - U_a$$

$$\% \text{ M. Volátil (base seca)} = \frac{MV \text{ (base úmida)} \times 100}{100 - U_a}$$

onde

$m_1$ : massa da amostra em g

$m_2$ : massa do resíduo após aquecimento, em g

$U_a$ : porcentagem de umidade de análise (conforme NBR 8293)

### 3.2.2.1.4 Carbono Fixo

Esse método expressa a quantidade de matéria orgânica não volátil presente no carvão. É calculado pela soma das porcentagens de umidade, cinza e matéria volátil, subtraído de 100.

### 3.2.2.2 Poder Calorífico

O poder calorífico é o calor liberado pela combustão de uma substância, expresso em joules por grama (J/g). **Poder Calorífico Superior**- número de unidades de calor liberadas pela combustão de uma unidade de massa de uma substância, em bomba calorimétrica, em atmosfera de oxigênio, a volume constante e sob condições específicas, de modo que toda a água proveniente da combustão esteja no estado líquido.

Segundo a norma NBR 8628, esse método prescreve a determinação do poder calorífico superior do carvão mineral, a volume constante em calorímetro adiabático ou isotérmico. A metodologia consiste na combustão de uma amostra de carvão de massa conhecida, em bomba calorimétrica contendo oxigênio e submersa em um determinado volume de água. Todo conjunto deve ser mantido em câmara termicamente isolada. O número de unidades de calor liberadas é calculado pela exata observação da elevação da temperatura resultante da combustão da amostra. As análises foram realizadas no Laboratório de Análises e Ensaios Mina Esperança e Fontanella da Carbonífera Metropolitana.

### 3.2.2.3 Enxofre

Segundo a norma NBR 8295, esse método baseia-se na combustão dos compostos orgânicos e na oxidação do enxofre para suas formas de gases ácidos, em corrente de oxigênio, sob rígido controle de massa da amostra, tempo e temperatura, com absorção desses gases em água oxigenada e titulação de ácido sulfúrico. O procedimento consiste em pesar 0,5 g de amostra, a qual é colocada em um forno de alta temperatura (1250 °C) com tubo de combustão, onde os gases resultantes são arrastados para frascos de absorção em série. Por fim, o valor total de enxofre é calculado baseado na massa da amostra e no volume de hidróxido de sódio gasto na determinação. Essa análise foi realizada no Laboratório de Análises e Ensaios Mina Esperança e Fontanella da Carbonífera Metropolitana.

### 3.2.2.4 Análise Elementar

A análise elementar é usada na determinação dos principais elementos presentes na matéria orgânica do carvão, isto é carbono, hidrogênio, nitrogênio e enxofre. Baseia-se na norma ASTM 5373-93, em que cada amostra de carvão é individualmente queimada em ambiente oxidante ao passar por dois fornos, um de combustão e outro de oxidação, com temperaturas 1150 °C e 850 °C respectivamente. Os gases produzidos na combustão então são

carreados por uma corrente de gás hélio até um terceiro forno de redução, onde são formados os gases  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2O$  e  $SO_2$  passíveis de uma quantificação, juntamente com o gás hélio que carrega estes outros gases formados. Essa mistura de gases é então direcionada para três colunas, onde são detectados os valores de condutividade térmica (TCD). Os resultados são dados em porcentagem dos elementos C, H, N e S, o teor de oxigênio é dado pela soma dos quatro elementos citados mais o teor de cinzas, subtraído por 100.

As análises elementares dos carvões foram realizadas em equipamento da marca *Elementar* modelo *Vario MACRO* (Fig. 21) do Laboratório de Análise de Carvão e Rochas Geradoras de Petróleo, Instituto de Geociências, UFRGS.

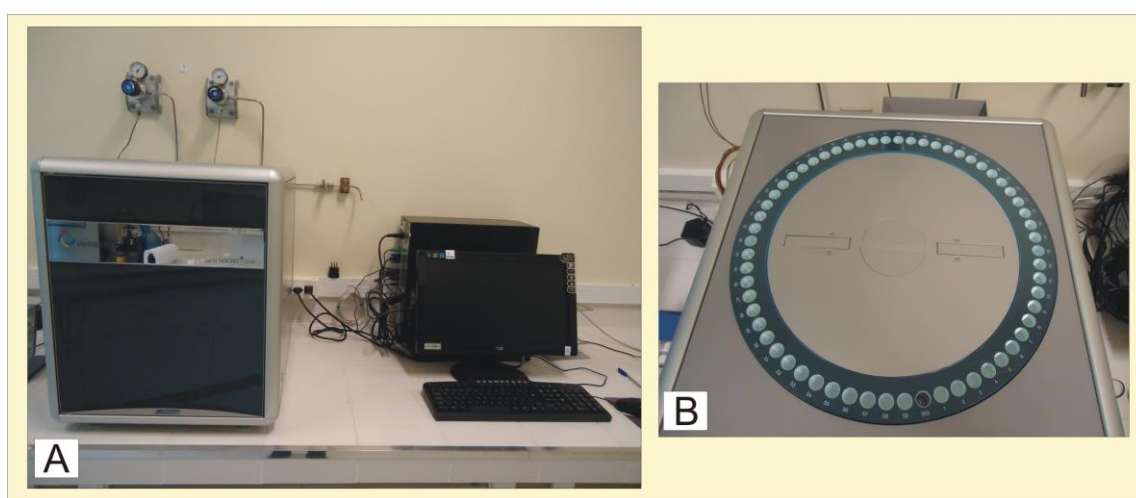


Figura 21. A) Equipamento para análise elementar, modelo *Vario MACRO*; B) carrossel com capacidade para análise de 60 amostras.

### 3.2.2.5 Difractometria de Raios X (DRX)

A análise de DRX foi utilizada para determinar a mineralogia presente nas amostras de carvão da Jazida Chico Lomã.

Os raios X são ondas eletromagnéticas acompanhadas por um campo elétrico flutuante, assim um elétron de um átomo, influenciado pelos raios X, é excitado pelo campo elétrico tornando-se uma fonte de ondas eletromagnéticas, se dispersa o feixe incidente sobre um conjunto de planos cristalinos cuja distância interplanar é  $d$  e as ondas dispersas pelos elétrons do átomo combinam-se. A combinação coerente dessas ondas, segundo Formoso (1984), chama-se difração.

O Método de difração de raios X utilizado nas amostras desse estudo foi o Método do Pó onde o material a ser analisado encontra-se pulverizado e é exposto dessa forma aos raios X. O grande número de partículas com diferentes orientações assegura que todos os minerais



ou estruturas cristalinas sejam analisados. Posteriormente as estruturas cristalinas são identificadas através de suas distâncias interplanares e das intensidades relativas nos picos dos difratogramas, comparadas com um banco de dados e referenciadas sobre o pico mais importante e diagnóstico do mineral. Finalmente, as análises são interpretadas por um programa em que os picos são indexados nos difratogramas (DIFFRAC<sup>PLUS</sup>). O equipamento utilizado foi um Difratorômetro *SIEMENS* 5000 (Fig. 22) e a análise foi realizada no Laboratório de Difractometria de Raios X do Instituto de Geociências da UFRGS.

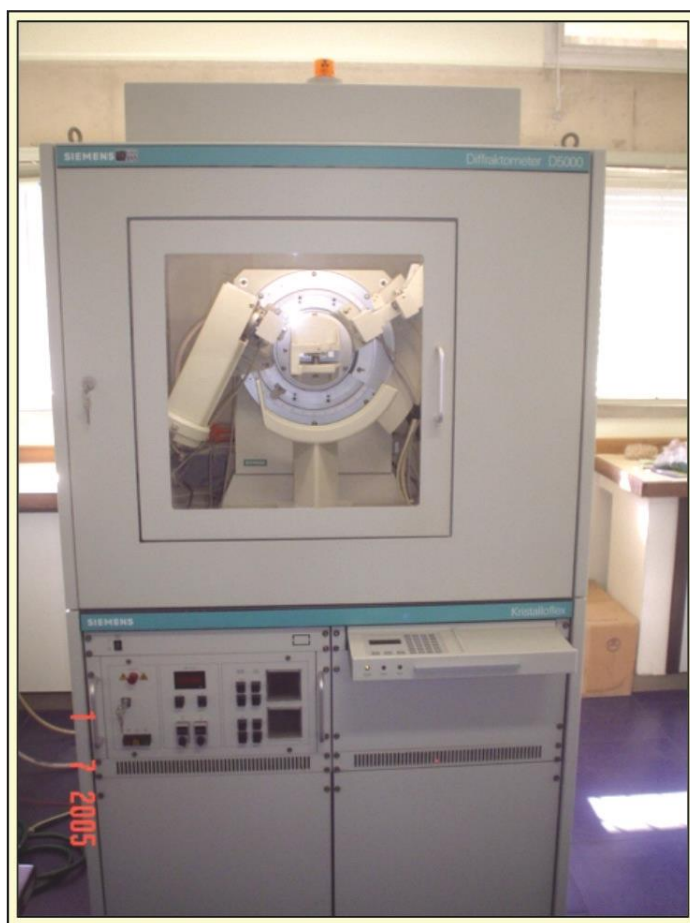


Figura 22. Difratorômetro *SIEMENS* 5000, utilizado para a análise da difração de raios X.

### 3.2.2.6 Fluorescência de Raios X (FRX)

O uso de técnicas diversas de excitação possibilita aos elementos químicos em geral a emissão de luz na região do espectro eletromagnético correspondente aos raios X (de 0,1 a 100 Å). Segundo Dutra (1984), em condições adequadas, as radiações produzidas podem ser utilizadas para fins de identificação e estimativa de concentrações de elementos em amostras de minerais e rochas.

O equipamento utilizado foi um Espectrômetro de Fluorescência de Raios X por Energia Dispersiva EDX-720/800HS SHIMADZU (Fig. 23). É um instrumento que determina quantitativamente e qualitativamente os elementos presentes em determinada amostra. Isto é possível através da aplicação de raios X na superfície da amostra e a posterior análise dos fluorescentes raios X emitidos.

Consiste em um sistema de energia dispersiva, significa que os raios X são detectados através de um detector que permite análises simultâneas multielementares. Na análise quantitativa, os resultados mostram as quantidades encontradas dos elementos solicitados e para cada elemento. Além disso, o equipamento já possui em sua configuração o software de identificação de espectros.

A metodologia inclui calibração diária com amostra padrão, escolha de tipo de ensaio e descrição dos elementos a serem encontrados. A análise foi realizada no Laboratório de Caracterização Estrutural na Universidade Federal de São Carlos – UFSCar.



Figura 23. Equipamento EDX-720/800HS SHIMADZU, utilizado para análise de FRX.

### 3.2.2.7 Testes de adsorção de metano

Os testes de adsorção são uma ferramenta usada para determinação da capacidade de adsorção de gás em camadas de carvão.

A quantidade de gás adsorvido depende de pressão e temperatura. A capacidade de adsorção é determinada por medidas da quantidade de gás adsorvido em várias pressões e temperatura constante (KIM, 1977). Esse procedimento é repetido em temperaturas diferentes para obter as isotermas de adsorção. As isotermas de adsorção podem ser aplicadas utilizando vários modelos baseados em diferentes teorias, sendo os mais conhecidos Gibbs e Langmuir.

O modelo mais usado para isotermas de adsorção no carvão é o Modelo Langmuir (BUTLAND, 2006).

Segundo Mavor e Nelson (1997), a capacidade de adsorção do gás é em função das propriedades do carvão (composição maceral, *rank*, porosidade e conteúdo de umidade) e condições do reservatório.

O tamanho dos grãos do carvão influenciam na difusão do gás, por isso, em experimentos de adsorção as amostras de carvão são comumente pulverizadas e peneiradas/homogeneizadas em 0.2 mm (WENIGER *et al.*, 2010). É conhecido o efeito da umidade na adsorção dos carvões. Segundo Bush & Gensterblum (2011), a superfície do carvão é preferencialmente ocupada por água e há uma redução no processo da capacidade de adsorção do carvão, portanto para verificar esse efeito as isotermas de adsorção primeiramente são feitas análises “como recebidas” no laboratório (com conteúdo de água) e posteriormente em equilíbrio com a umidade para comparar e verificar o efeito da umidade no volume de gás adsorvido. O equilíbrio de umidade é feito de acordo com ASTM 1412 (1999).

Procedimento:

O equipamento consiste em uma célula de amostra em aço inoxidável (Fig. 24A), um conjunto de válvulas dirigidas e um transdutor de pressão (pressão máxima 17 MPa para CH<sub>4</sub>), com precisão de 0.05%. O volume entre a válvula 1 e válvula 2 é usado como um volume de referência (determinado pela expansão de hélio). A célula da amostra é equipada com um filtro de 2 µm para prevenir a entrada de partículas de minerais ou carvão nas válvulas (Fig. 24 A) e é colocada em um forno de temperatura pré-controlada.

O experimento de adsorção segue o seguinte procedimento:

- pesa-se o cilindro vazio (célula da amostra) com o filtro (Fig. 24A), coloca-se 10 g de amostra pulverizada (Fig. 24B) e coloca-se a célula com a amostra no forno (Fig. 24C);
- um teste para verificar se há vazamento é realizado usando hélio a 10 MPa por 2 horas;
- o volume de vazios é determinado através da expansão do hélio (por ser considerado “não-adsorvente) segundo Busch e Gensterblum, (2011);
- são feitas medidas de adsorção com 17 MPa e 25 Mpa de pressão respectivamente. Assim é calculada a quantidade máxima de gás que pode ser adsorvida na célula da amostra em mmol/g.

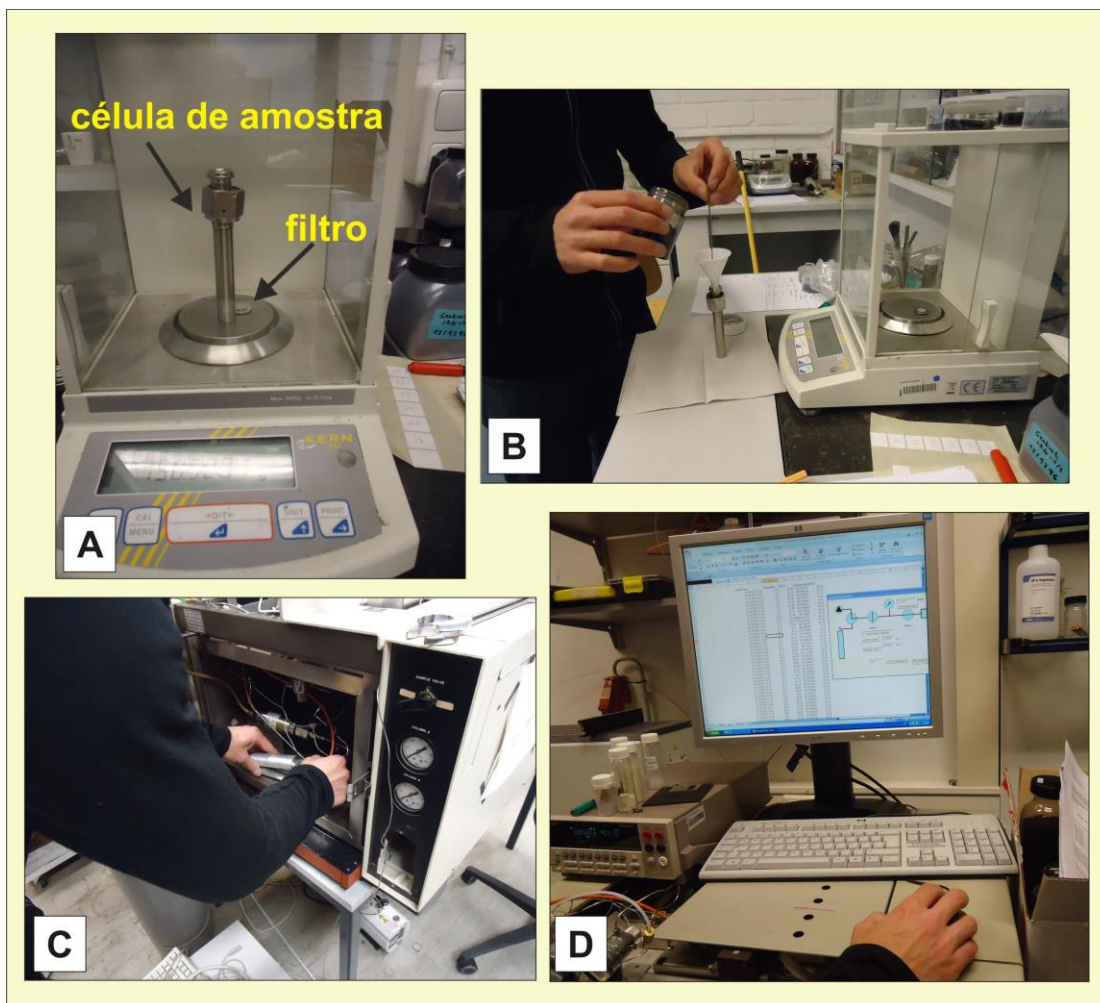


Figura 24. Adsorção de gás. A) célula de amostra e filtro; B) pesagem da amostra; C) colocação da amostra no forno; D) os dados são enviados diretamente para um software específico.

Um diagrama esquemático dos testes de adsorção pode ser visto na figura 25 em 5 passos.

Passo 1 - é realizado vácuo em todo sistema;

Passo 2 – fechamento da válvula 2 e enchimento da célula de referência;

Passo 3 - fechamento da válvula 1, equilíbrio de temperatura e pressão;

Passo 4 - a válvula 2 é aberta e o gás é transferido para célula da amostra, inicia a conexão da amostra com a célula de referência e inicia o processo de adsorção;

Passo 5 - Depois do equilíbrio da pressão, fecha a válvula 2. Os passos 3 até 5 são repetidos até que a máxima pressão seja alcançada.

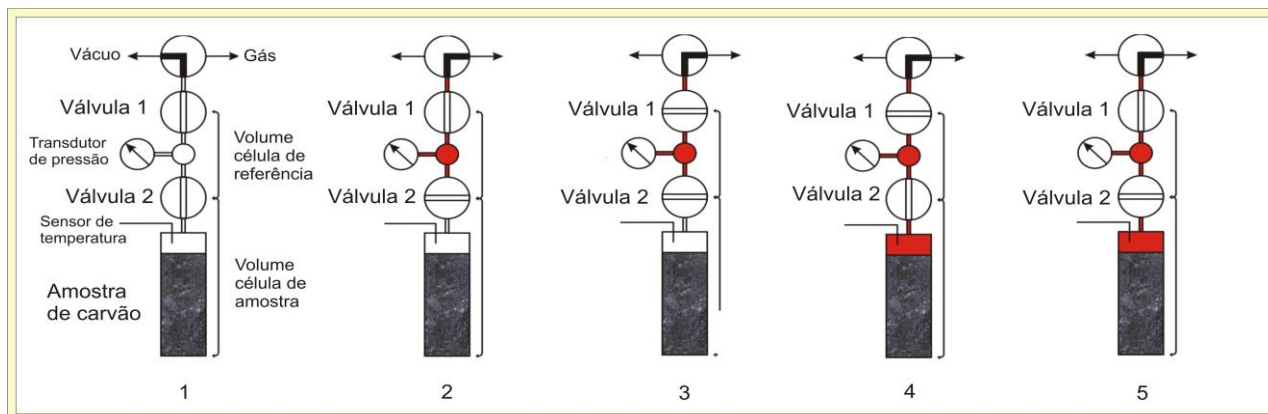


Figura 25. Diagrama esquemático de medidas de adsorção de gás.

Finalmente, é realizada uma parametrização das isotermas de adsorção segundo a função Langmuir onde:

$$N_{ads} = nL \cdot p / (pL + p)$$

**N<sub>ads</sub>** (mmol/g): quantidade de substância adsorvida;

**pL** (MPa): pressão Langmuir, corresponde a pressão na qual a metade dos espaços de adsorção estão ocupados;

**nL**(mmol/g): (corresponde ao volume Langmuir) denota a quantidade adsorvida na ocupação completa dos espaços vazios.

**P**: pressão (MPa)

Se o volume de desorção = volume de adsorção, sugere-se que camadas de carvão estão saturadas; se volume de adsorção > volume de desorção indica uma não saturação das camadas de carvão.

Os testes de adsorção foram realizados no *Institute of Geology and Geochemistry of Petroleum and Coal* (LEK), na universidade RWTH em Aachen, Alemanha.

### 3.2.2.8 Análises de Isótopos de Carbono e Composição do gás

Os hidrocarbonetos e não-hidrocarbonetos foram quantificados por cromatografia em fase gasosa com o uso de *FID* (*flame ionization detector*) e *TCD* (*thermal conductivity detector*), respectivamente. As composições isotópicas de carbono ( $\delta^{13}\text{C}$ ) e de hidrogênio ( $\delta\text{D}$ ) foram medidas através da técnica *GC-TC-IRMS* (*gas chromatography-thermal conversion-ion ratio monitoring system*). Para cada elemento foi montado um sistema *GC-TC-IRMS* através de um acoplamento de um cromatógrafo a gás (HP 8990) e um espectrômetro de massas específico (*Finnigan Mat 252*), para medição de  $\delta^{13}\text{C}$  e *Finnigan Mat XLS* para medição de  $\delta\text{D}$ .

Os resultados das análises isotópicas estão expressos em partes por mil.

O objetivo dessa análise é mostrar que o estudo do  $\delta D$  juntamente com  $\delta^{13}C$ , aumenta a capacidade da geoquímica de gases para investigar a origem (termogênica x biogênica) de hidrocarbonetos gasosos.

Quanto à análise da composição do gás, algumas amostras foram selecionadas e analisadas utilizando um Cromatógrafo Gasoso em termos da composição do gás - metano, propano e butano e gases não-hidrocarbonetos ( $CO_2$  e  $N_2$ ). Ambas as análises foram realizadas pelo CENPES/Petrobrás.

As amostras de gás foram coletadas em sacos de amostragem específicos, marca SKC (Figura 26). Primeiramente, foi injetado argônio 2 vezes e feito vácuo no saco com o objetivo de deixar inerte os sacos. Posteriormente, os sacos foram conectados aos cilindros com uma linha de conexão para fazer vácuo entre o cilindro e o saco. Realizado o vácuo na conexão, foi aberta a válvula do cilindro e obteve-se a amostra de gás.

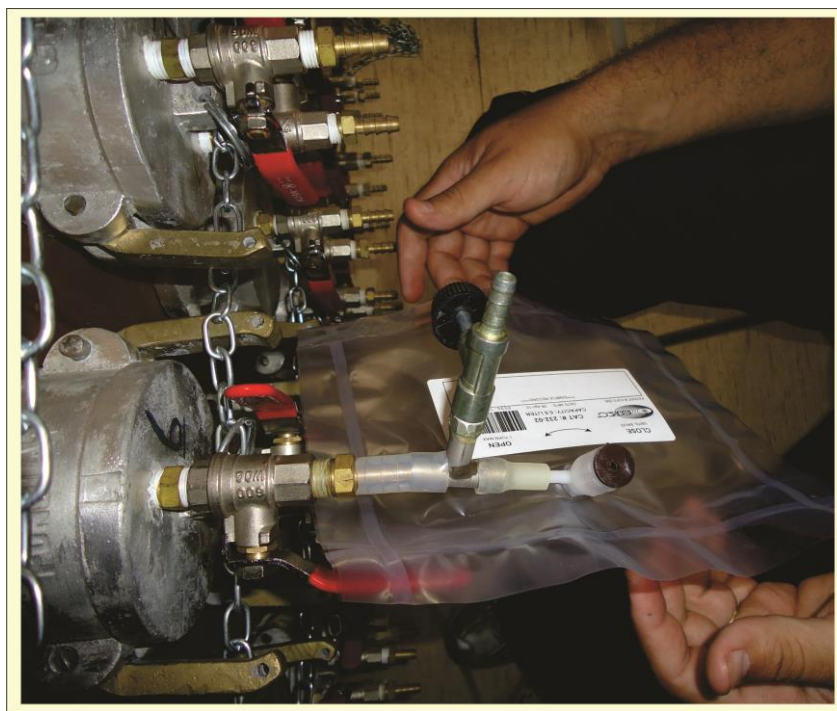


Figura 26. Coleta de amostras de gás.

### 3.2.2.9 Determinação do volume do carvão

Para a realização do cálculo do volume de carvão na jazida Chico Lomã foi utilizado o software Surpac 3D. O Surpac é um software de modelagem tridimensional. O arquivo padrão do software é chamado *string*, que nada mais é, que uma série de pontos cartesianos. Para cada ponto pode-se atribuir diversos atributos. O programa é dividido em vários módulos, que permitem, por exemplo, a visualização de superfícies triangularizadas, ferramentas gerais de manipulação de modelos digitais de terreno e ferramentas interativas de triangulação para construção de sólidos. O programa não possui um banco de dados próprios, mas existe a possibilidade de conectar-se a um banco de dados específico para cada estudo.

A geração de um modelo digital de terreno é realizada por meio de uma propriedade – algoritmo de triangulação de Delaunay. O critério utilizado na triangulação de Delaunay é o de maximização dos ângulos mínimos de cada triângulo, ou seja, garantir uma triangulação o mais equiangular possível. As estruturas geológicas podem ser representadas, através desse software, por um empilhamento de um número arbitrário de superfícies triangulares segundo Prissang *et al.* (2012).

Nesse estudo, as espessuras totais de carvão foram determinadas por uma consulta num banco de dados no Microsoft Access. Esse banco de dados contém as coordenadas dos poços utilizados para a área da jazida de Chico Lomã, bem como a identificação dos mesmos e as espessuras cumulativas de carvão. Esse arquivo é exportado para o Surpac 3D e a triangulação é realizada para criação do modelo digital de terreno com as espessuras de carvão. O software fornece uma ferramenta para determinação do volume entre as superfícies triangulares, isso exige a construção de um modelo de superfície para o nível zero. Posteriormente, é feito o cálculo do volume de carvão através das superfícies de nível zero e das espessuras cumulativas dos poços da área definida pela construção de um polígono. A definição dos vértices do polígono da área de Chico Lomã é mostrada no capítulo de resultados. A análise foi realizada na *Freie Universität Berlin, Institut für Geologische Wissenschaften*.

## **CAPÍTULO IV- RESULTADOS**

### **4.1 Locação do furo de sondagem CBM 001-CL-RS**

Na jazida Chico Lomã, o furo de sondagem foi locado baseado na interpretação de mapas gerados a partir das informações obtidas de 43 poços de sondagens da década de 80, realizados pela CPRM, e em poços da Carbonífera Metropolitana, os quais, por motivo de confidencialidade, não serão mostrados no trabalho. A localização dos 43 poços pode ser vista na Fig. 27 (foram atribuídos números aos poços, de 1 a 43, para melhor visualização nos mapas). O ponto denominado CL é o local da sondagem.

Através desses poços pré-existentes, foi montado um banco de dados, detalhados no Apêndice A. Através desses dados foram gerados mapas, os quais fornecem dados como a espessura da areia acima do estrato Paleozóico, profundidade da primeira camada de carvão, espessura cumulativa de carvão, fornecendo assim informações da distribuição do carvão dentro da jazida, e com base na interpretação desses mapas foi estimada a melhor área para realização da sondagem nessa jazida. O software utilizado para a confecção dos mapas foi o *Surfer* 8.0. Para a espessura das camadas individuais de carvão foram geradas apenas tabelas, pois com a existência de poços negativos em determinadas áreas, algumas vezes a interpolação não gerava bons resultados.

A nomenclatura das camadas nesses poços foi adotada pela CPRM, de camada A até camada J, nem sempre sendo correlacionável às denominações de CL1 – CL6 utilizada em diversos outros trabalhos sobre a jazida Chico Lomã (alguns deles da própria CPRM, outros da Carbonífera Metropolitana). A área de estudo foi delimitada pelas seguintes coordenadas: N 6666000 - 6711050, e E 520500 - 559950, sendo admitida sempre a mesma área mesmo que não haja ocorrência de determinadas camadas em todos os mapas. Na parte em branco dessa área existem poços, por vezes negativos.



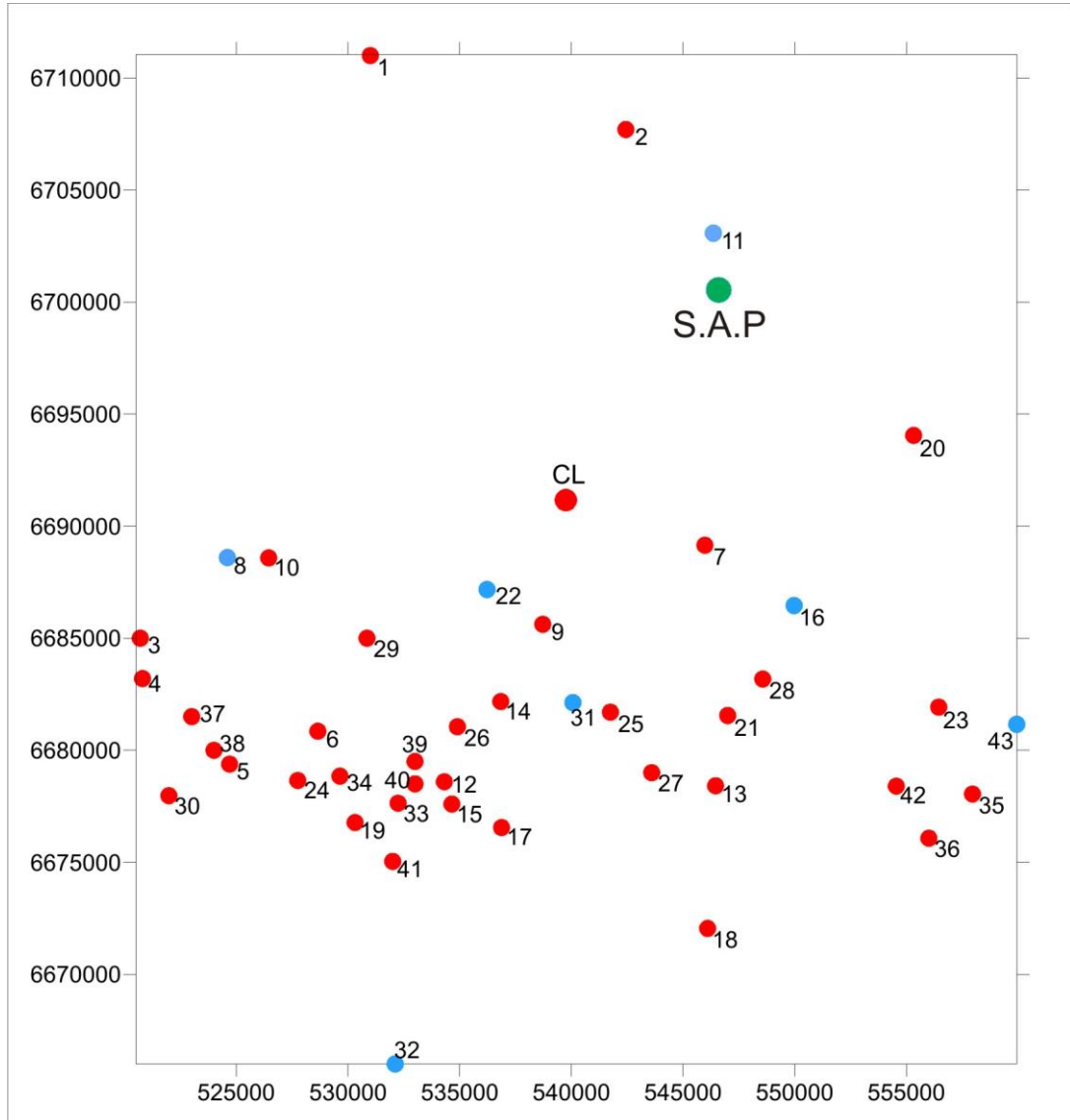


Figura 27. Localização dos poços da CPRM pré-existent na área de estudo. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha. Círculo azul: poços negativos.

Na área delimitada, a Formação Rio Bonito (topo) ocorre desde a profundidade de 41,50 m no poço 30 (TG 108) até 637 m no poço 2 (CA 86). A Fig. 28 mostra 3 poços dessa jazida. O poço número 3 (MS 25) na parte oeste, poço 2 (CA 86) no norte e poço 42 (TG 214) no leste. Através dessa figura observa-se o aumento da profundidade da Formação Rio Bonito na direção norte, e a diminuição das camadas na direção leste, fato que limita essa jazida com a Jazida Santa Terezinha (ver figura 12).

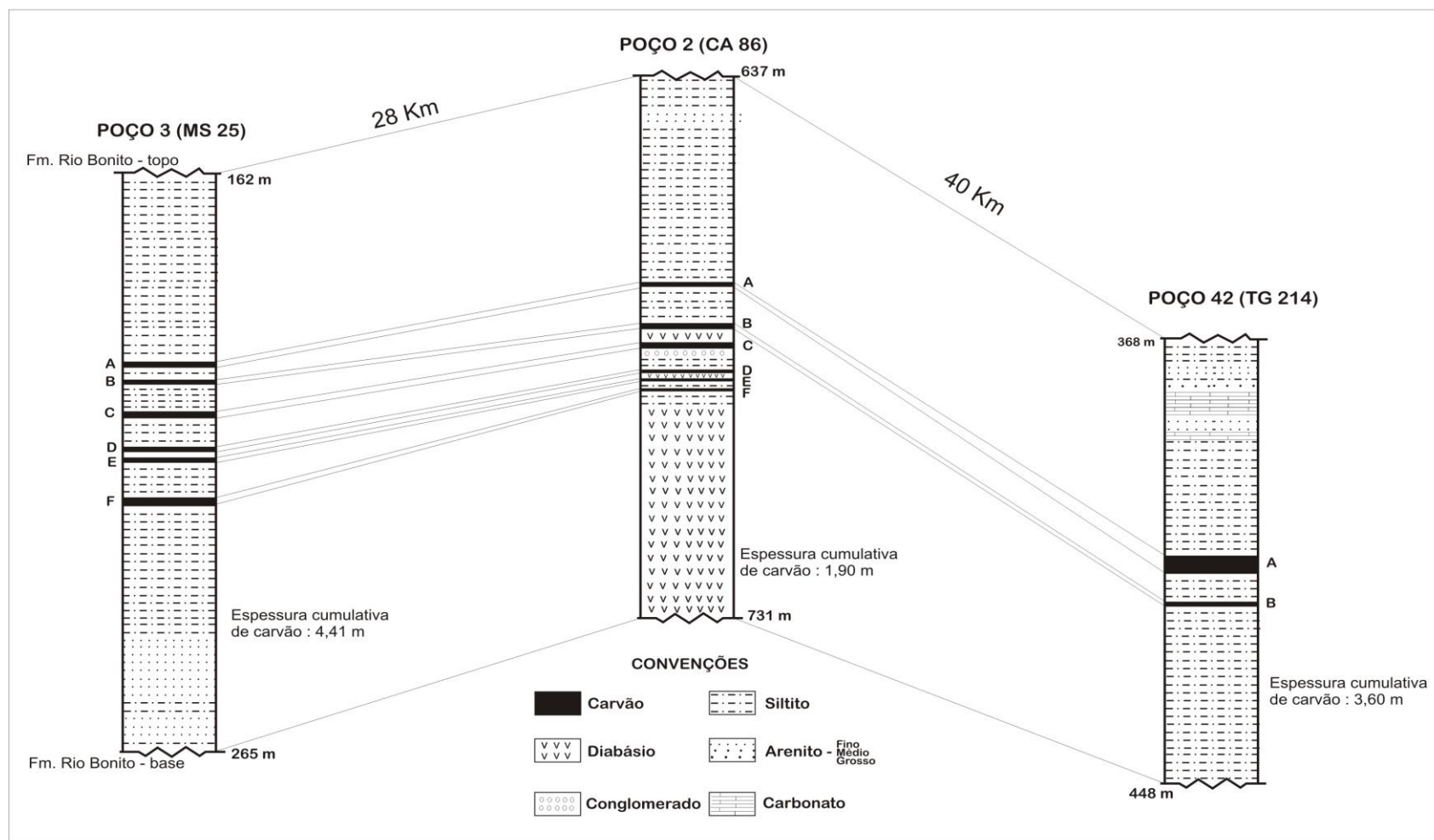


Figura 28. Perfis do poço 3 (MS 25), poço 2 (CA 86) e poço 42 (TG 214) na área de estudo mostrando as diferentes profundidades da Fm. Rio Bonito e distribuição das camadas de carvão.

A figura 29 mostra a espessura de areia na área de estudo. Existem poços que apresentaram pouca espessura de areia (18,00 m - poço 2) até 414,25 m de areia no poço número 7. As maiores espessuras de areia foram encontradas na parte central da área (Apêndice A – Tabela A.1).

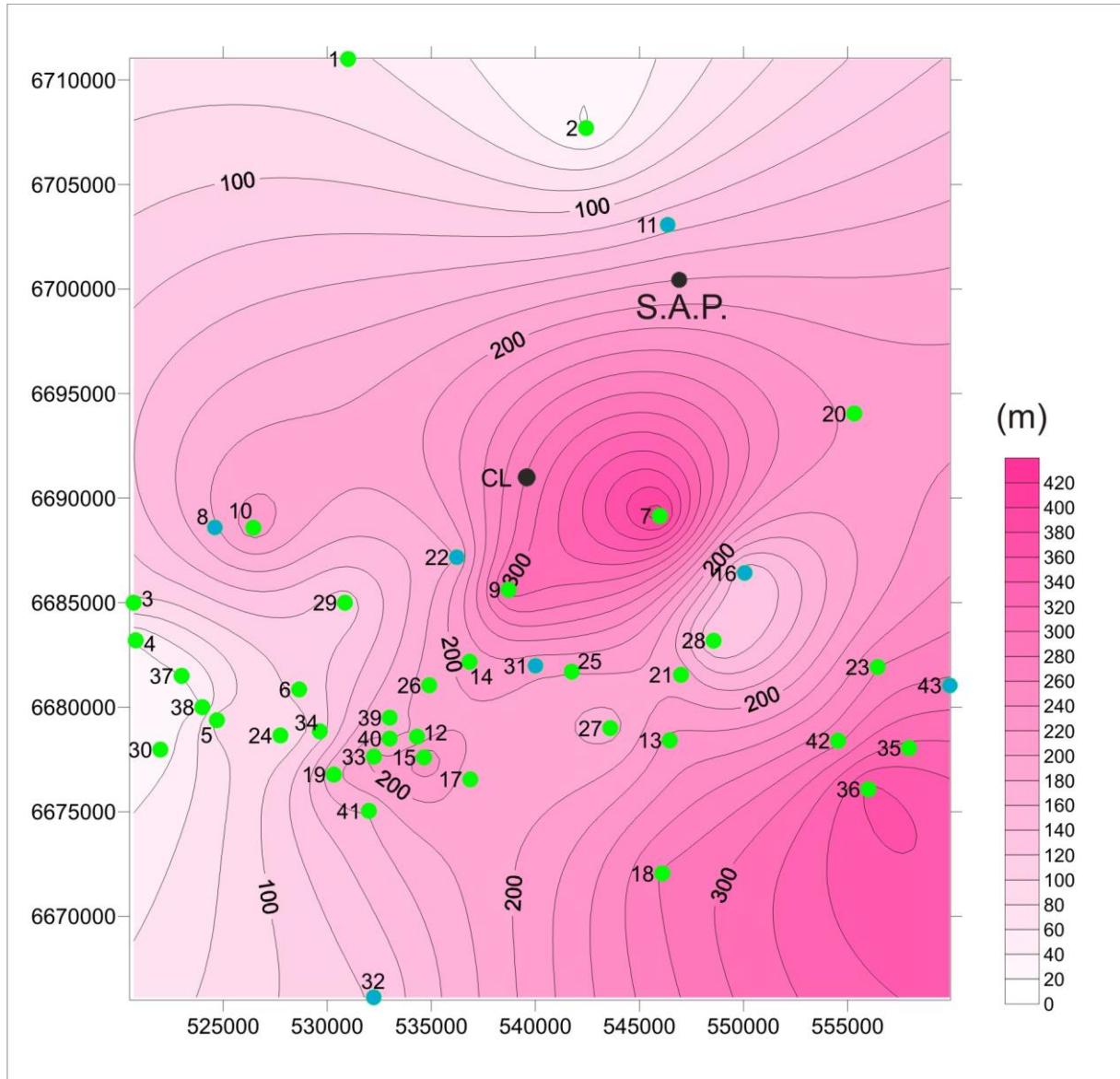


Figura 29. Espessura do pacote de areia na área de estudo da jazida de Chico Lomã. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha. Círculo azul: poços negativos.

A figura 30 mostra o mapa de primeiro aparecimento de carvão na área de estudo, ou seja, não necessariamente a camada 1, mas sim a profundidade da primeira camada existente de carvão. A primeira camada de carvão existente na área de interesse varia da profundidade de 49,55 m (poço núm. 30) até 672,92 m no poço número 2 (Apêndice A – Tabela A.2). A profundidade prevista para a realização da sondagem nesse estudo foi de aproximadamente 400 m.

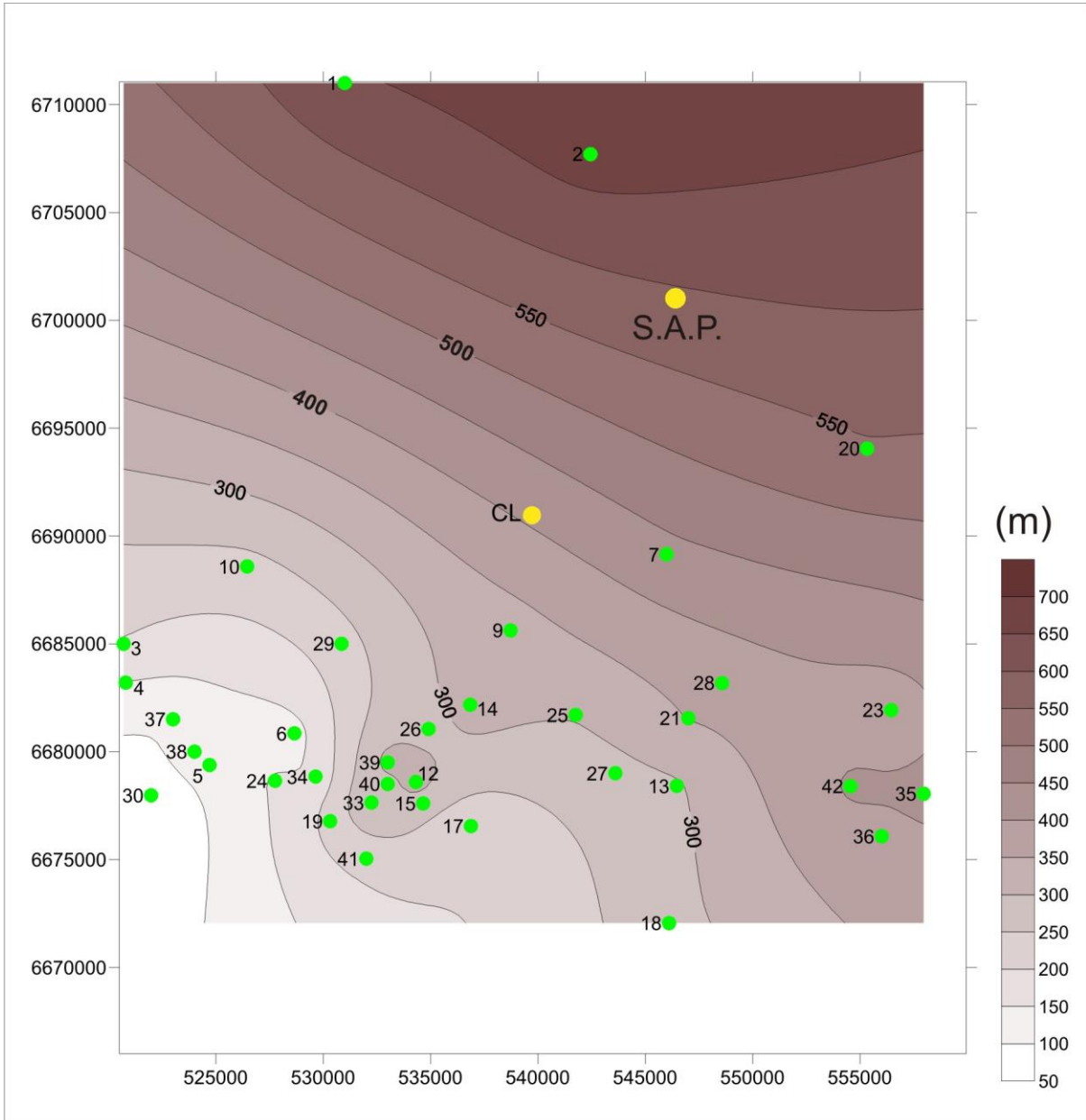


Figura 30. Profundidade de aparecimento da primeira camada existente de carvão. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha.

A espessura cumulativa de carvão na área apresenta valores de nula até 10,39 m no poço 27 (Apêndice A – Tabela A.3). Através da interpretação desse mapa (Figura 31), podemos sugerir que a área de maior interesse seria localizada na área central da figura, pois a norte e a sul ocorrem menores espessuras de carvão.

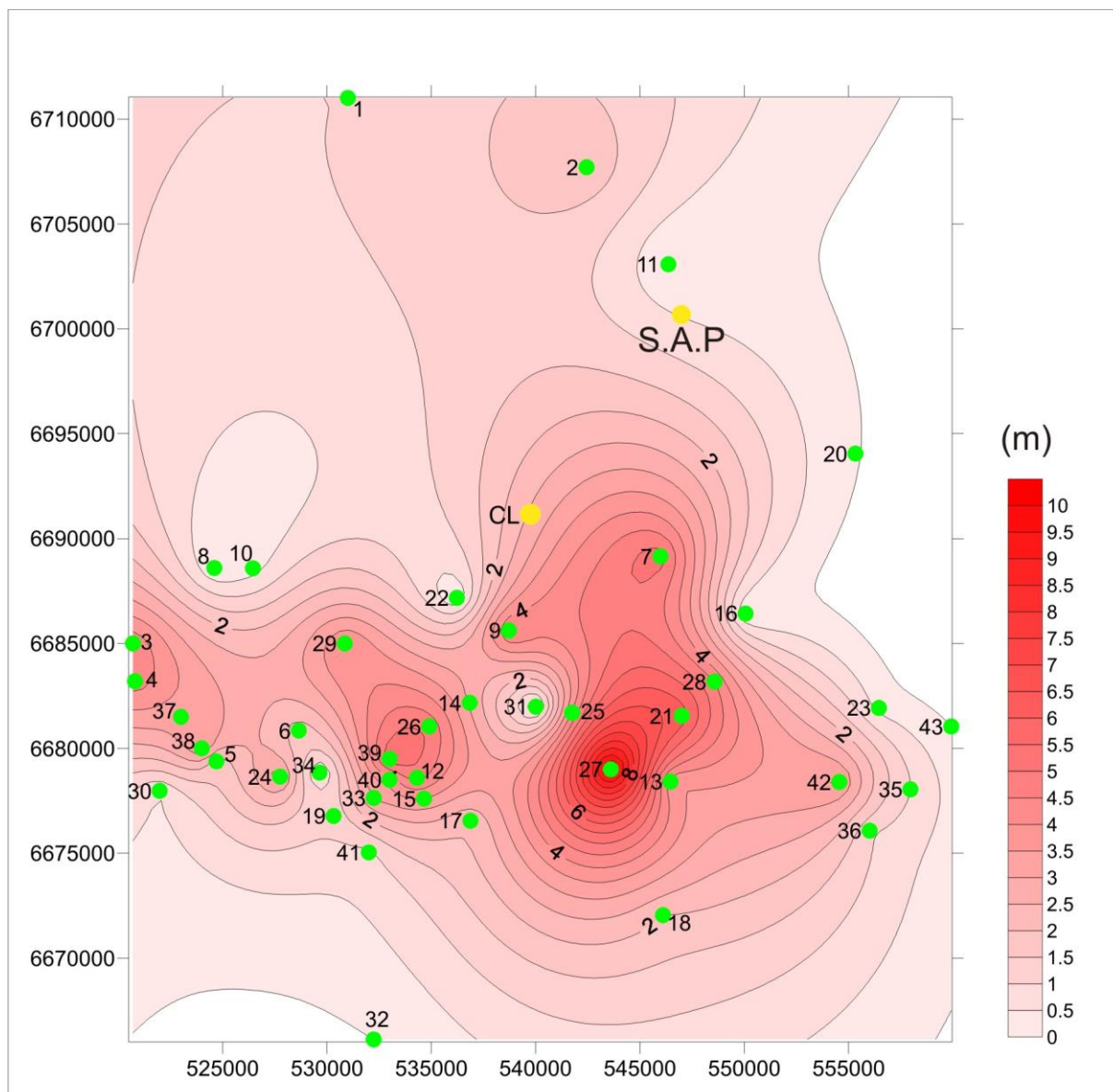


Figura 31. Mapa de isópacas mostrando a espessura cumulativa de carvão na jazida Chico Lomã. CL: Chico Lomã – local da sondagem; S.A.P: Santo Antônio da Patrulha.

Os valores das espessuras de cada camada separadamente (A até J) estão detalhadas nas Tabelas A.4 – A.13 do Apêndice A. As camadas que ocorrem em mais poços da área de estudo são a camada A, seguida pela camada B, camada C e D respectivamente. Já as camadas com os maiores valores de espessuras são a camada G (3,5 m), seguida pela camada D (2,93 m), camada B (2,59 m) e F (2,47 m) respectivamente.

Com base em todos esses dados, a primeira camada de carvão esperada no ponto da sondagem ocorreria aproximadamente 400 m de profundidade, o que garantiria um pacote considerável acima do carvão com objetivo de evitar escape de gás. Também nota-se um aprofundamento das camadas em direção a NE, em direção a Sinclinal de Torres, onde a

profundidade das camadas de carvão aproxima-se de 1000 m, segundo Fabricio (1980). Com base nesses dados mais regionais e em dados mais locais fornecidos pela Carbonífera Metropolitana, bem como levando em consideração o acesso à área e a concessão da área de interesse junto ao DNPM, o ponto foi locado nas seguintes coordenadas: 539634 E

6691045 N

Altitude: 10 m

Segundo Aboarrage e Lopes (1986) não existem falhas definidas próximas ao ponto de sondagem.

#### **4.2 Interpretação de testemunhos de sondagem**

Os testemunhos de sondagem foram descritos e o conjunto de informações com a sequência total do poço CBM-001-CL-RS é mostrada no perfil esquemático na figura 32. O poço atingiu a profundidade de 431,50 m, sendo os primeiros 54,48 m de sedimentos inconsolidados.

De 54,48 a 210 m aproximadamente, ocorre a Formação Rio do Rasto, composta por siltitos avermelhados e arenitos esverdeados (Fig. 33), com a ocorrência de intrusão ígnea com aproximadamente 12 m de espessura na profundidade de 100 m. Da profundidade de 210 m até 285,55 m, ocorre a Formação Estrada Nova (Fig. 34), constituída por siltitos cinza escuro. Dos 285,55 m até aproximadamente 310 m, ocorre a Formação Irati (Fig. 35) com a presença de folhelhos e argilitos cinza escuros e ocorrência de uma intrusão de aproximadamente 5 m de espessura na profundidade de 288,50 m. A partir de 310 m ocorre a Formação Palermo com a ocorrência de siltitos arenosos e arenitos (Fig. 36).

A Formação Rio Bonito encontra-se á 384,60 m de profundidade, já o primeiro intervalo de carvão ocorreu á 386,97 m de profundidade (Fig. 37). O carvão possui uma espessura cumulativa de 11,46 m, intercalado, na maioria das vezes com siltito. Na profundidade de 408 m há uma intrusão ígnea com 11 m de espessura. Na profundidade de 422 m aproximadamente, há a presença de níveis de paraconglomerados (Fig. 38), os quais, segundo Holz (1995), podem ter conotação climato-tectônica. A mesma rocha já foi classificada como tilito, diamictito e arcóseo, porém, por ser suportada pela matriz e produto de processos gravitacionais foi chamado de conglomerado. Segundo Holz (1995), a erosão e intemperismo acentuados geravam depósitos conglomeráticos que durante eventos de maior umidade, como chuvas de maior magnitude, eram redepositados seletivamente, diminuindo o tamanho e a abundância dos clastos, sendo que no estágio das turfeiras litorâneas apenas

corridas de lama eram registradas, por esse motivo são interpretados como produtos de variação climática.

Nesse trabalho, de acordo com dados já existentes e dados gerados através desse estudo, foi possível identificar (correlacionar) somente as camadas CL4 (Chico Lomã 4) e CL6 (Chico Lomã 6). Para as demais camadas foram atribuídas letras conforme o aparecimento da camada, e número para os leitos, pois não existe um guia característico para cada camada ou leito. Portanto, foram identificadas 4 camadas ( A, B, CL4 e CL6 ) e 11 leitos de carvão. Os valores de espessura das camadas de carvão são mostrados na figura 37. São classificados como leitos as acumulações de carvão de espessura  $\leq 20$  cm.

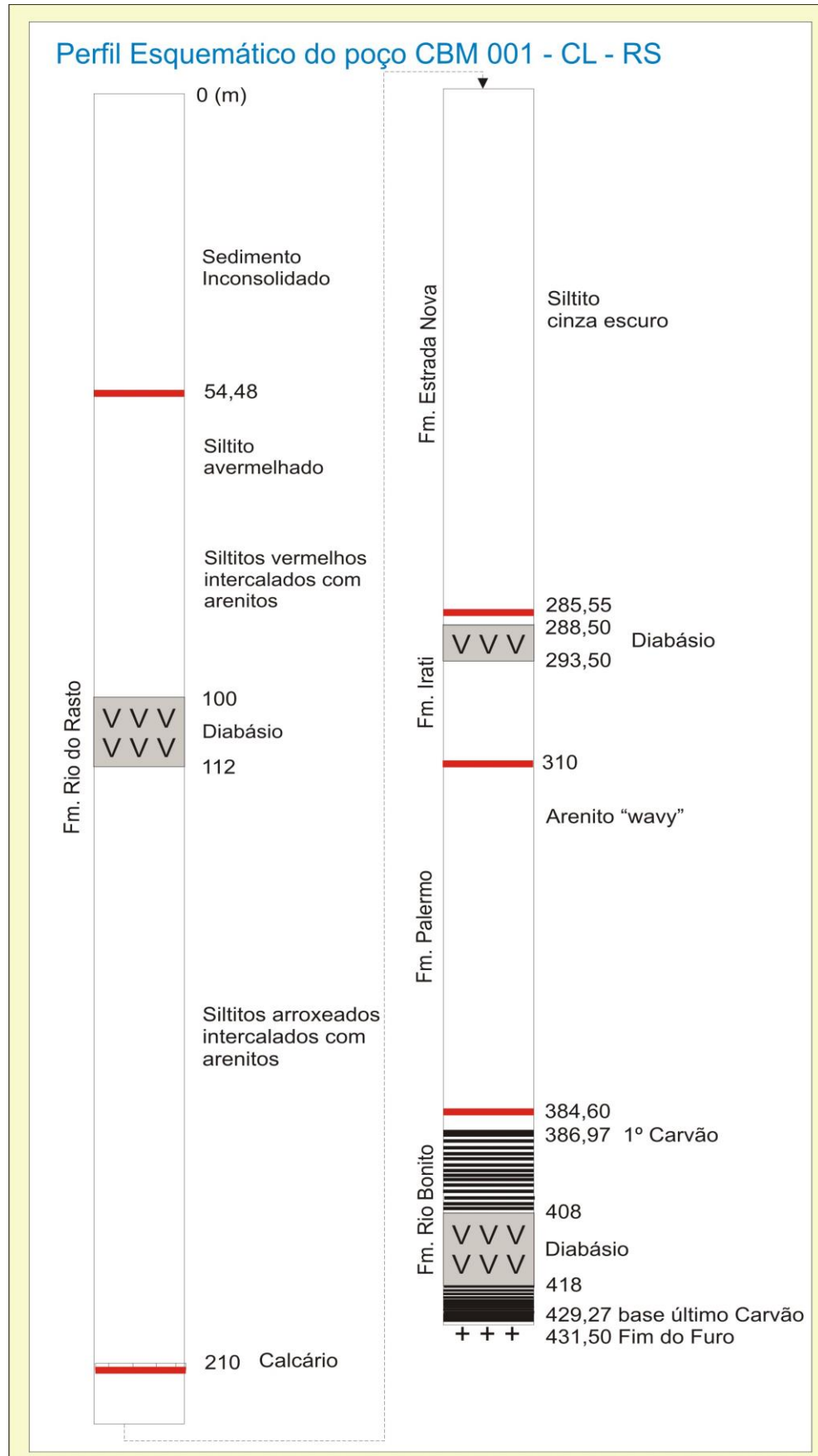


Figura 32. Perfil esquemático do poço CBM 001 - CL - RS.



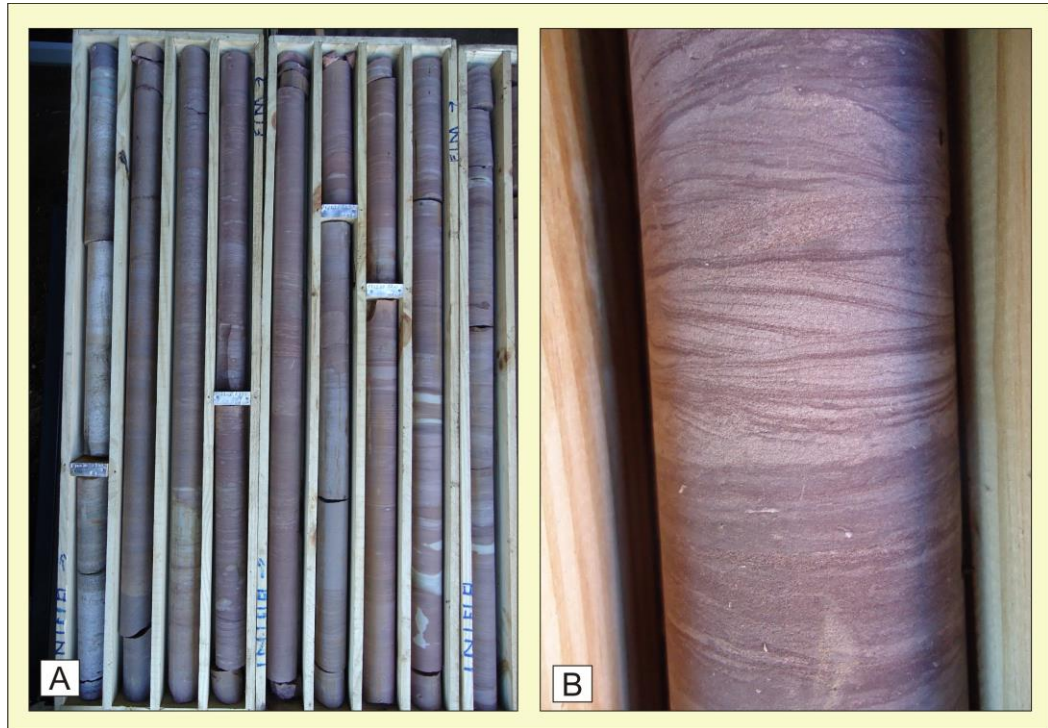


Figura 33. Fotos de testemunhos da Formação Rio do Rasto. A) siltitos e arenitos; profundidade 145,95 – 153,85 m; B) estratificação cruzada; profundidade 150,50 m. Diâmetro do testemunho: 4,7 cm.



Figura 34. Foto do testemunho da Formação Estrada Nova - siltitos cinza-escuro; profundidade 231,75 – 239,65 m.



Figura 35. A) Final da Formação Estrada Nova, testemunhos do topo da Formação Irati; profundidade 280,80 – 288,90 m; B) detalhe do folhelho preto, 306 m de profundidade.



Figura 36. Foto dos testemunhos da Formação Palermo; profundidade 374,60 – 382,35 m.

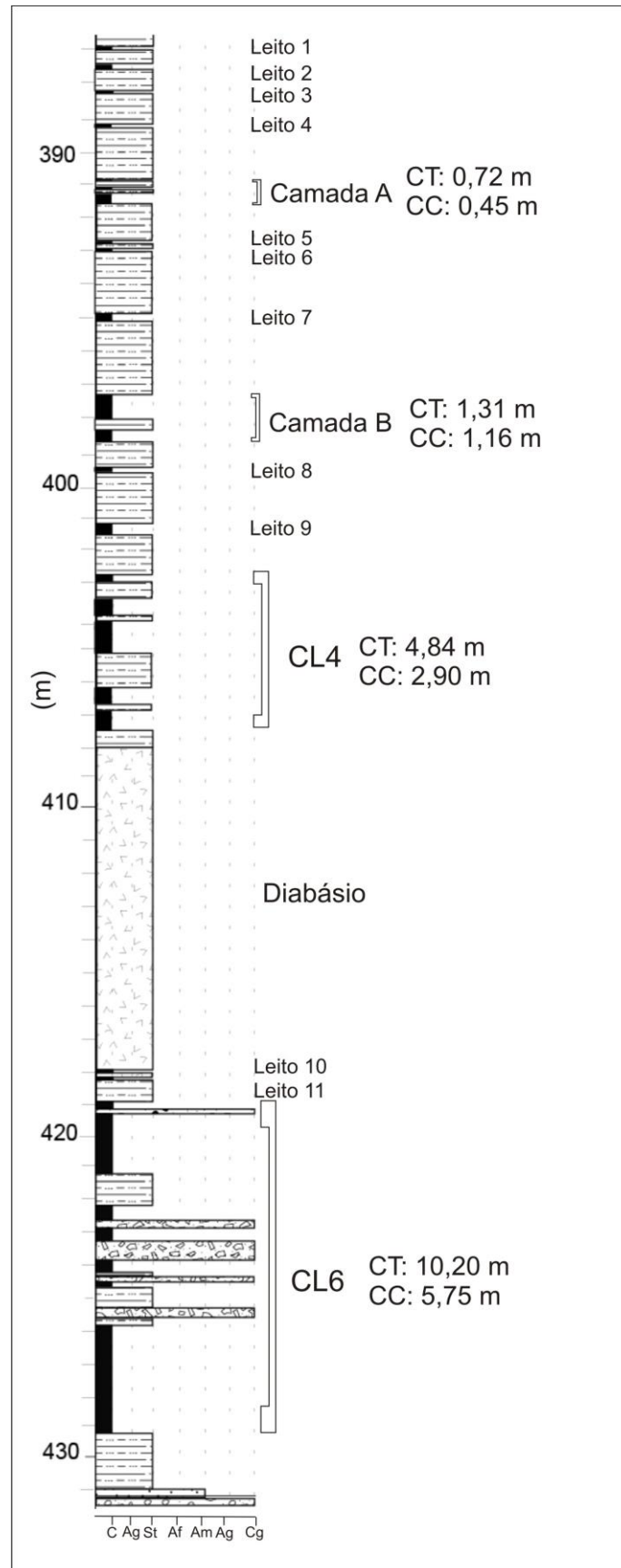


Figura 37. Perfil da Formação Rio Bonito com as camadas e leitos de carvão onde C: carvão; Ag: argilito; St: siltito; Af: arenito fino; Am: arenito médio; Ag: arenito grosso; Cg: conglomerado. CT: camada total; CC: carvão na camada.



Figura 38. A) Níveis de conglomerados em meio ao carvão; profundidade 421,15 – 427,15 m; B) detalhe do conglomerado; profundidade 424,70 m.

### 4.3 Análises Petrológicas

#### 4.3.1 Litotipos

Carvão fosco (D) é o litotipo dominante no perfil do carvão da jazida Chico Lomã com 60,3%, seguido de carvão fosco bandado (BD) com 22%. Já o litotipo carvão bandado (BC) ocorreu em 11,2%, o bandado brilhante (BB) 6,2% e o carvão brilhante (B) perfaz apenas 0,3%. As camadas de carvão frequentemente apresentam lâminas de pirita e fraturas preenchidas por carbonatos. Em geral, no carvão o litotipo fosco aumenta em direção à base da Formação. Nas figuras 39 a 42 são mostradas as descrições dos litotipos das camadas A, B, CL4 e CL6. Observa-se que as camadas A e B, mais próximas do topo, exibem menos litotipo fosco que as camadas CL4 e CL6 mais próximas da base. Segundo Marchioni e Kalkreuth (1991) estudos em carvões betuminosos têm mostrado que o conteúdo de vitrinita tende a diminuir e os conteúdos de inertinita e matéria mineral tendem a aumentar com a diminuição dos componentes brilhosos, assim os litotipos podem servir de base para interpretação das condições da turfeira formadora das camadas de carvão.

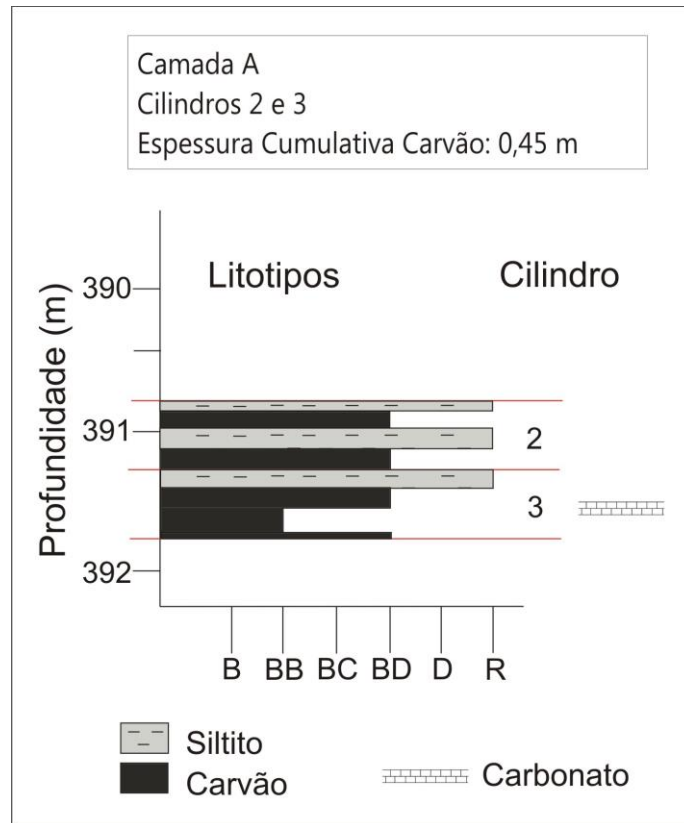


Figura 39. Litotipos da camada A. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha.

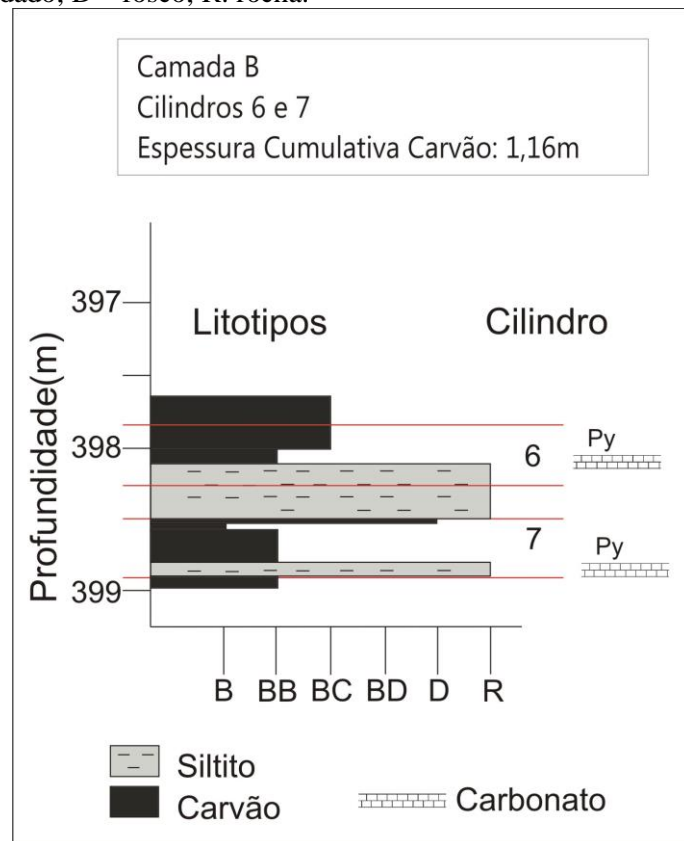


Figura 40. Litotipos da camada B. Py: pirita. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha.

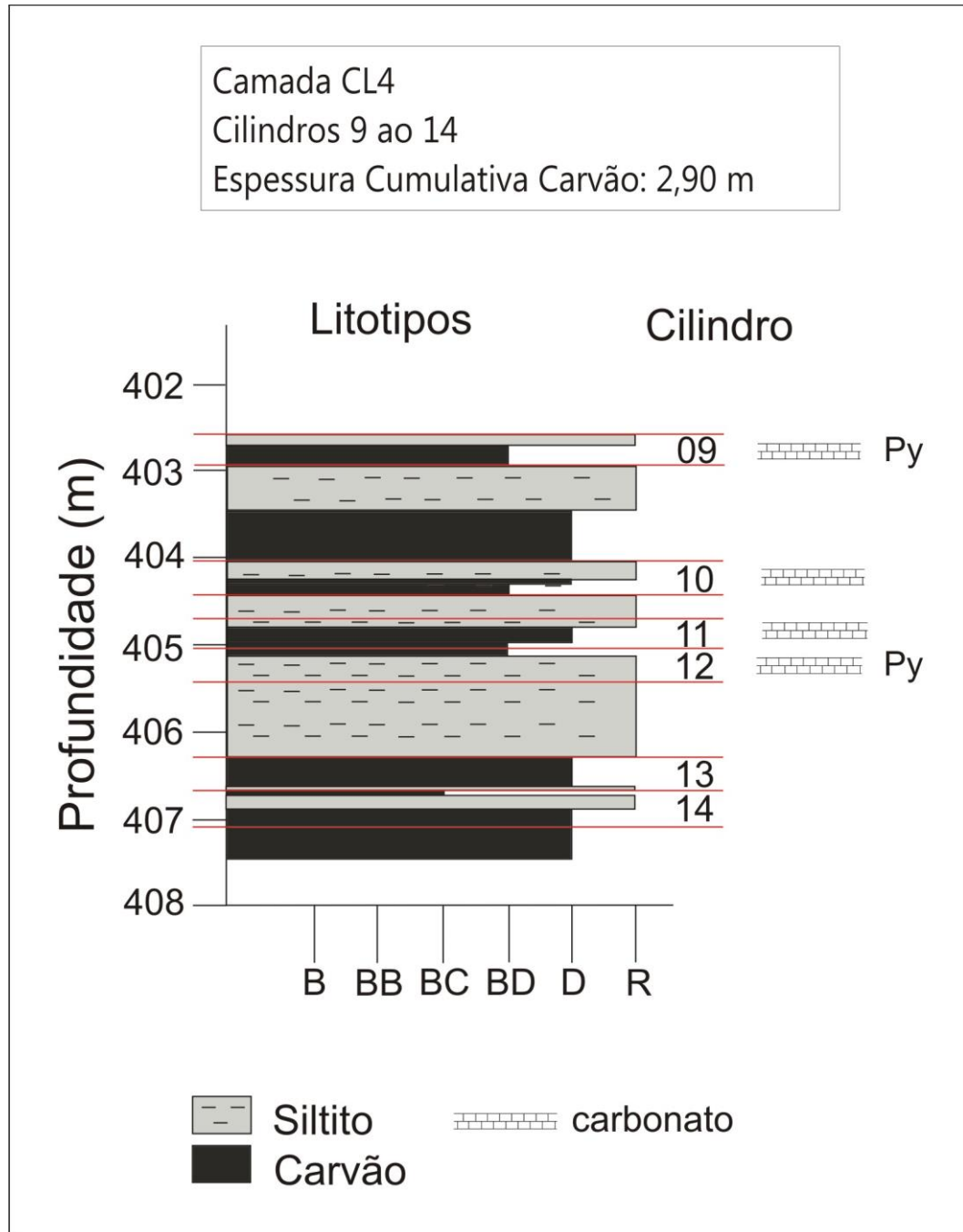


Figura 41. Litotipos da camada CL4. Py: pirita. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha.

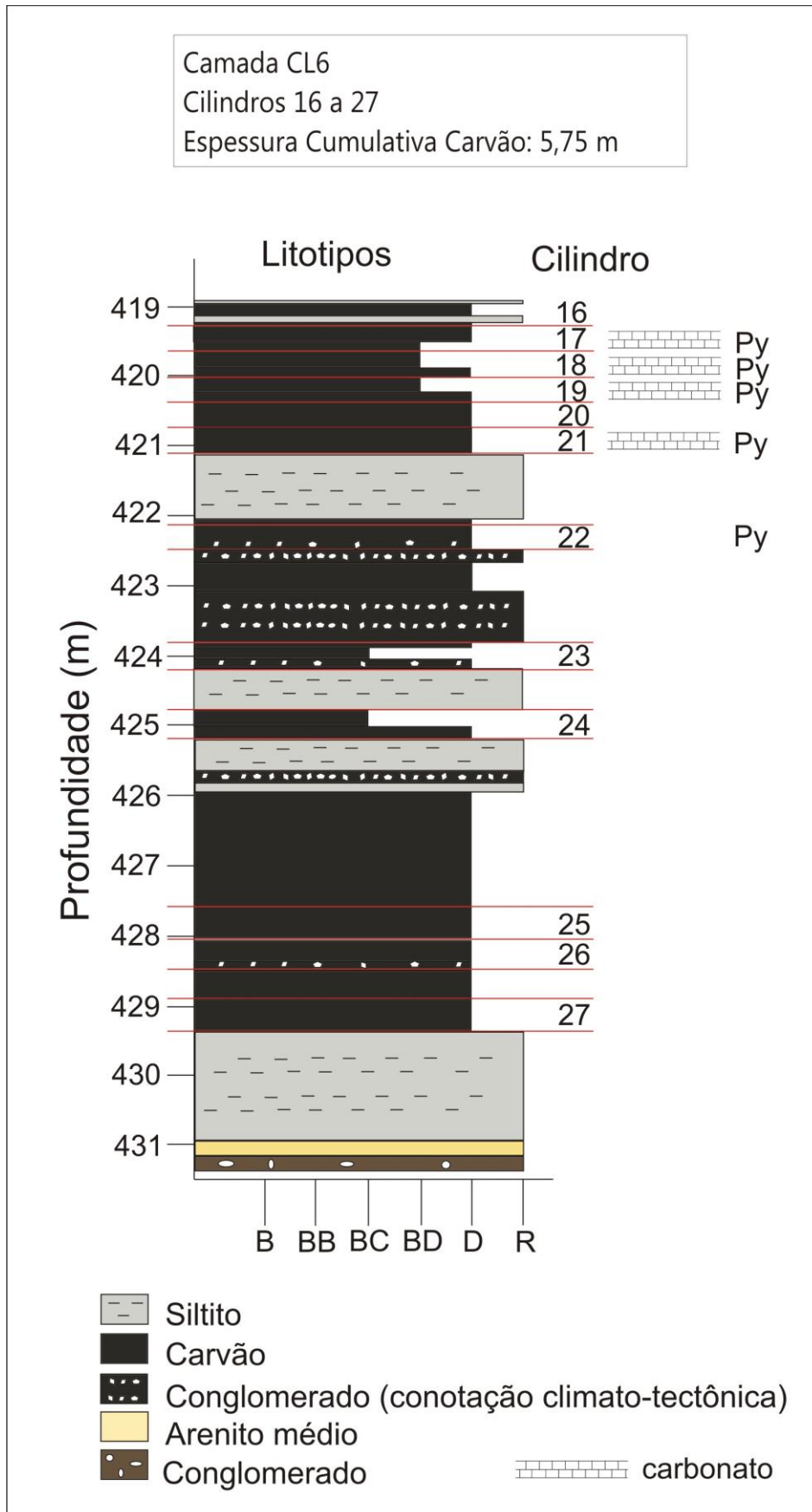


Figura 42. Litotipos da camada CL6. Py: pirita. Litotipos: B – brilhante; BB – bandado brilhante; BC – carvão bandado; BD – fosco bandado; D – fosco; R: rocha R: rocha.

### 4.3.2 Refletância da Vitrinita

Os valores da refletância da vitrinita mostram uma grande variação, desde 0.55 (médio *rank* D) até 4.42 Rr% (alto *rank* A) (Tab. 12 e 13) nas amostras de carvão, mostrando um aumento do *rank* em direção ao diabásio e uma diminuição do *rank* conforme afasta-se do mesmo (Fig. 43). Através desses resultados percebe-se que o diabásio influencia na maturação do carvão até uma distância de aproximadamente 11 m, número que se aproxima da espessura da intrusão. Segundo Filho *et al.* (2008) o efeito de uma intrusão na encaixante é equivalente à espessura do corpo intrusivo; no caso de intrusões múltiplas, supõe-se que o efeito pode ser potencializado. Esse processo pode variar em suas dimensões em função da profundidade em que se implantou a intrusão, sendo maior o calor transmitido quanto maior for a profundidade.

A classificação das amostras segundo ISO 2005 está detalhada na tabela 15. Na figura 45 A e B podem ser visualizadas vitrinitas com o *rank* de 0.55 e 3.40% respectivamente.

O cilindro 27 não foi incluído nos resultados, pois mostrou um valor muito alto de matéria mineral.

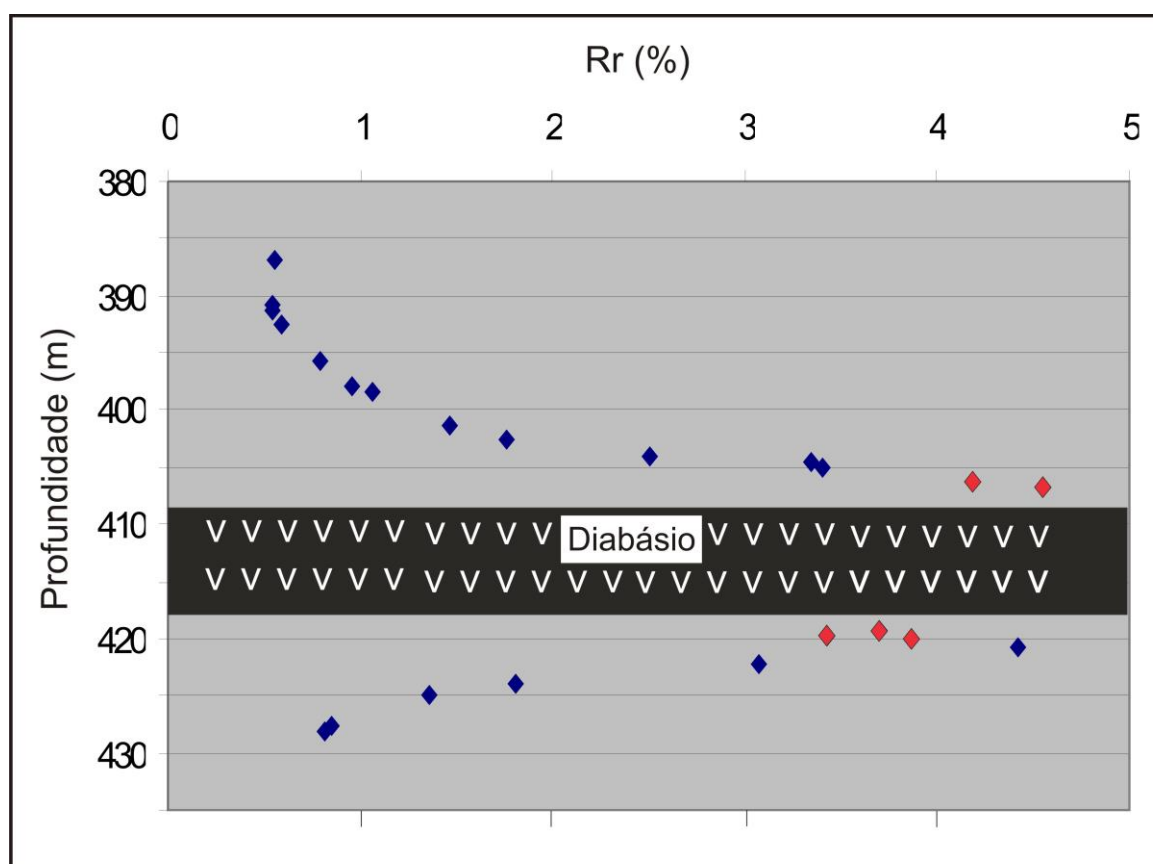


Figura 43. Perfil da refletância *versus* profundidade. Losango vermelho: amostras com características petrográficas de coque.



### 4.3.3 Análise de Macerais

Quanto a composição maceral, a grande maioria das amostras de carvão (em geral acima do diabásio, ou seja, até o cilindro 12) mostram o predomínio de vitrinita, com um valor máximo de 73,8%, incluindo matéria mineral (Tab. 12 e 13). O perfil mostra variações dependentes de cada camada, porém mostra um *trend* geral de diminuição de vitrinita em direção à base da sequência (Figura 44).

O conteúdo de liptinita varia de ausente até 6,2% e aparece até a refletância de 0.85% (Tab. 12 e 13 e figura 44). Predominam esporinita (Fig. 45 C-luz normal e D esporinita em fluorescência) e cutinita. Aproximadamente 11 m acima e 11 m abaixo do diabásio (espessura similar a espessura da intrusão) não há ocorrência de macerais do grupo da liptinita. Segundo Mastalerz *et al.* (2009), a ausência de macerais do grupo da liptinita indica que a temperatura de contato da intrusão foi maior que 300 °C pois a liptinita sofre desvolatilização em temperaturas > 300 °C.

No grupo da inertinita há predomínio de semifusinita (Fig. 45 E e F), fusinita e inertodetrinita e um range de 5,8 até 33,6%. Pode-se notar uma mudança na variação composicional das amostras abaixo do diabásio (a partir do cilindro 21), as quais exibem maiores valores de inertinita e maiores valores de matéria mineral (Tab. 12 e 13 e figura 44). Scott (1989) e Holz e Kalkreuth (2004) sugerem a origem das fusinitas em incêndios de florestas, sendo esta interpretação baseada nas similaridades com as fusinitas obtidas em experimentos de lenhos queimados recentes, portanto, os altos valores de fusinita podem ter origem em incêndios que ocorreram perto das margens da turfeira, seguido pelo transporte até a turfeira através de vento ou água.

A matéria mineral variou de 17,4 até 69,8% (com exceção da amostra 12-040 que mostrou somente matéria mineral) (Tab. 12 e 13 e figura 44) e houve o predomínio de argilas (0,8 – 64,6%), mas também foram encontradas carbonato (0,2 – 16,6%), pirita (ausente até 10,4%) e quartzo (1,8– 8,85). Fotomicrografias da matéria mineral podem ser vistas na figura 46. Na figura 44 ainda pode se observar o comportamento do gás total com os macerais (os quais os resultados detalhados do gás são mostrados a seguir, no ítem 4.4.5.), o conteúdo de cinzas (aumenta em direção à base) e a refletância da vitrinita (aumenta em direção ao diabásio).

Na tabela 14, o conteúdo dos macerais foi recalculado por camadas e leitos, novamente mostrando maior conteúdo de inertinita e matéria mineral na camada abaixo do diabásio (CL6). Os leitos 2, 3, 4, 8 e 11, por apresentarem pouca espessura, não foram

acondicionados nos cilindros para posteriores análises, porém estão devidamente incluídos no perfil da sondagem na figura 37.

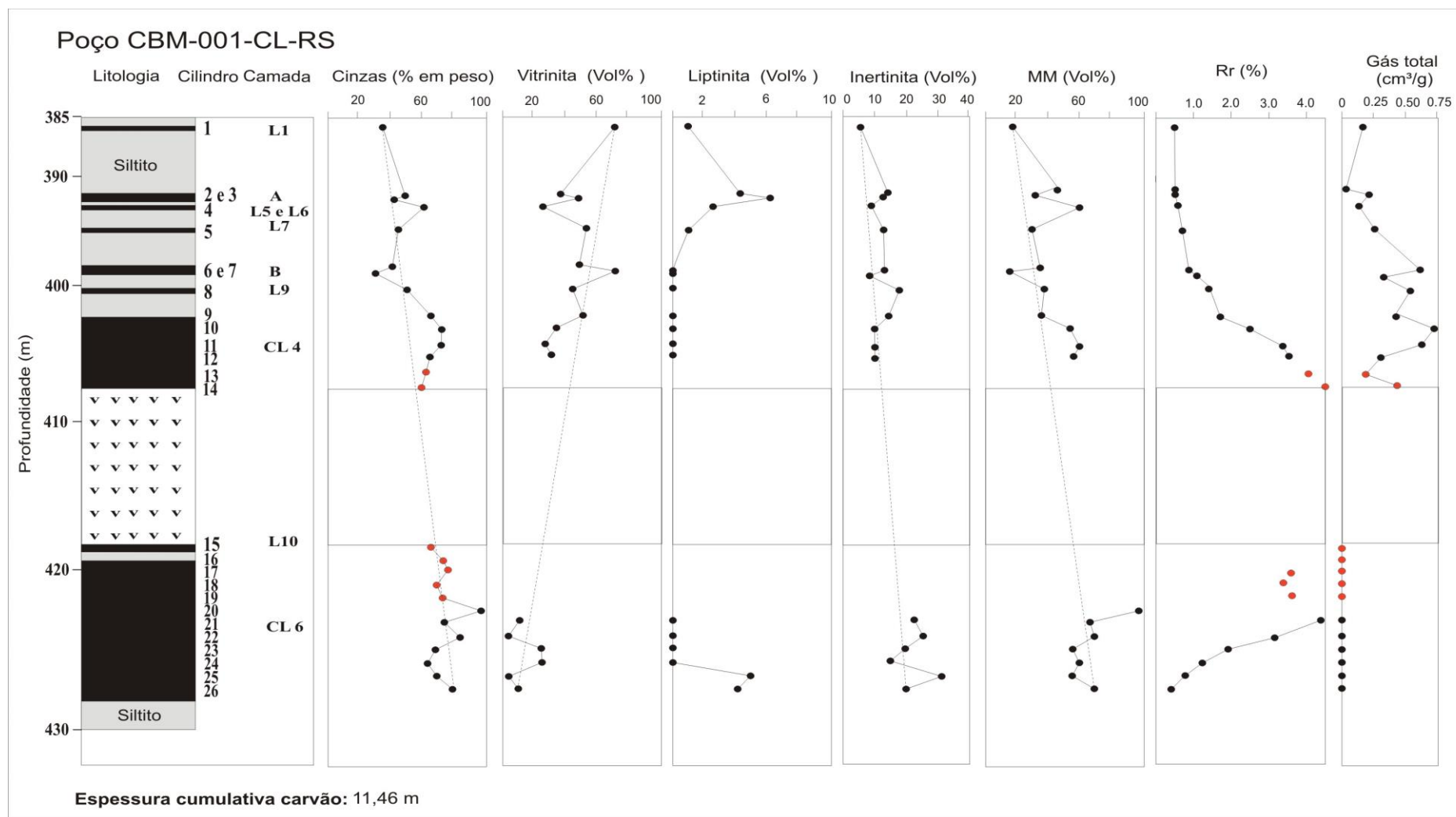


Figura 44. Distribuição das camadas de carvão, conteúdo de cinzas (% em peso), conteúdo de vitrinita, liptinita e inertinita, matéria mineral (Vol%), refletância da vitrinita (Rr %) e volume de gás natural (cm<sup>3</sup>/g). Círculos vermelhos: amostras com características petrográficas de coque.

Tabela 12. Resultados da análise petrográfica das amostras de carvão referentes aos cilindros 1 ao 10.

Cilindro	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Nº Amostra	12-021	12-022	12-023	12-024	12-025	12-026	12-027	12-028	12-029	12-030
Camadas e leitos	L1	Camada A	Camada A	L 5 e 6	L 7	Camada B	Camada B	L 9	Camada CL4	Camada CL4
Telocolinita	56,6	18,0	28,0	10,4	32,0	24,8	57,4	17,2	7,0	17,2
Desmocolinita	13,4	14,8	15,6	12,2	17,8	19,0	13,0	17,6	34,0	9,4
Vitrodetrinita	3,6	4,6	4,6	4,6	6,0	7,0	3,4	8,4	7,6	8,8
<b>Total vitrinita (%)</b>	<b>73,6</b>	<b>37,4</b>	<b>48,2</b>	<b>27,2</b>	<b>55,8</b>	<b>50,8</b>	<b>73,8</b>	<b>43,2</b>	<b>48,6</b>	<b>35,4</b>
<b>Vitrinita sem MM</b>	<b>91,5</b>	<b>67,0</b>	<b>71,5</b>	<b>68,3</b>	<b>79,5</b>	<b>77,9</b>	<b>89,3</b>	<b>70,0</b>	<b>76,7</b>	<b>78,0</b>
Esporinita	1,0	2,6	4,6	1,8	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cutinita	0,0	1,4	1,4	0,8	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Resinita	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Liptodetrinita	0,0	0,4	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total liptinita (%)</b>	<b>1,0</b>	<b>4,4</b>	<b>6,2</b>	<b>2,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Liptinita sem MM</b>	<b>1,2</b>	<b>7,9</b>	<b>9,2</b>	<b>7,0</b>	<b>1,42</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
Fusinita	1,6	3,6	2,4	1,0	0,2	0,4	0,4	0,2	0,0	0,0
Semifusinita	2,6	5,4	7,4	5,2	10,6	7,2	6,4	12,3	9,8	6,6
Inertodetrinita	1,6	4,8	3,2	3,6	2,6	6,8	2,0	6,0	5,0	3,4
Macrinita	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total inertinita (%)</b>	<b>5,8</b>	<b>14,0</b>	<b>13,0</b>	<b>9,8</b>	<b>13,4</b>	<b>14,4</b>	<b>8,8</b>	<b>18,5</b>	<b>14,8</b>	<b>10,0</b>
<b>Inertinita sem MM</b>	<b>7,2</b>	<b>25,1</b>	<b>19,3</b>	<b>24,6</b>	<b>19,1</b>	<b>22,1</b>	<b>10,7</b>	<b>30,0</b>	<b>23,3</b>	<b>22,0</b>
Argila	2,0	15,4	10,6	41,6	0,8	15,6	7,8	15,9	24,6	45,4
Carbonato	7,6	9,6	10,0	3,2	16,6	3,4	4,8	14,2	1,8	2,2
Quartzo	3,6	8,8	4,8	7,6	3,6	6,2	1,8	2,8	8,2	6,2
Pirita	6,4	10,4	7,2	7,8	8,8	9,6	3,0	5,4	2,0	0,8
<b>Matéria Min.(%)</b>	<b>19,6</b>	<b>44,2</b>	<b>32,6</b>	<b>60,2</b>	<b>29,8</b>	<b>34,8</b>	<b>17,4</b>	<b>38,3</b>	<b>36,6</b>	<b>54,6</b>
<b>Refletância da Vitrinita</b>										
V. Min.	0.41	0.42	0.40	0.42	0.60	0.67	0.79	1.20	1.28	2.03
V. Max.	0.65	0.69	0.69	0.72	0.89	1.19	1.24	1.74	2.23	2.82
<b>VM</b>	<b>0.55</b>	<b>0.55</b>	<b>0.55</b>	<b>0.59</b>	<b>0.79</b>	<b>0.96</b>	<b>1.07</b>	<b>1.46</b>	<b>1.76</b>	<b>2.5</b>
S	0.04	0.07	0.06	0.07	0.05	0.09	0.09	0.11	0.18	0.15
N	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

V. Min: valor mínimo da refletância; V. Max: valor máximo; VM: valor médio; S: desvio padrão; N: número de medidas. L: leito

Tabela 13. Resultados da análise petrográfica das amostras de carvão referentes aos cilindros 11 ao 26.

Cilindro	11	12	20	21	22	23	24	25	26
Nº Amostra	12-031	12-032	12-040	12-041	12-042	12-043	12-044	12-045	12-046
Camadas e leitões	Camada CL4	Camada CL4	Camada CL6	CL6	CL6	CL6	CL6	CL6	CL6
Telocolinita	8,8	20,4		8,0	0,2	4,2	11,4	0,6	1,4
Desmocolinita	9,8	5,0		1,0	1,6	14,0	11,4	2,0	4,2
Vitrodetrinita	10,4	5,4		1,2	1,4	5,4	1,0	0,8	0,4
<b>Total vitrinita (%)</b>	<b>29,0</b>	<b>30,8</b>		<b>10,2</b>	<b>3,2</b>	<b>23,6</b>	<b>23,8</b>	<b>3,4</b>	<b>6,0</b>
<b>Vitrinita sem MM</b>	<b>73,6</b>	<b>75,1</b>		<b>30,0</b>	<b>10,4</b>	<b>54,6</b>	<b>60,1</b>	<b>8,1</b>	<b>19,9</b>
Esporinita	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	1,6
Cutinita	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	2,0
Liptodetrinita	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6
<b>Total liptinita (%)</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>		<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>5,0</b>	<b>4,2</b>
<b>Liptinita sem MM</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>		<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>11,9</b>	<b>13,9</b>
Fusinita	0,0	0,0		0,0	0	0,2	0,0	0,0	0,2
Semifusinita	6,2	6,6		12,0	13,4	12,0	7,2	22,2	10,0
Inertodetrinita	4,2	3,6	0,6	11,8	14,2	7,4	8,6	11,4	9,8
Macrinita	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total inertinita (%)</b>	<b>10,4</b>	<b>10,2</b>	<b>0,6</b>	<b>23,8</b>	<b>27,6</b>	<b>19,6</b>	<b>15,8</b>	<b>33,6</b>	<b>20,0</b>
<b>Inertinita sem MM</b>	<b>26,4</b>	<b>24,9</b>		<b>70,0</b>	<b>89,6</b>	<b>45,4</b>	<b>39,9</b>	<b>80,0</b>	<b>66,2</b>
Argila	53,6	48,8		49,4	62,8	47,2	47,4	50,2	64,6
Carbonato	2,8	5,2		13,0	3,8	2,0	9,6	0,2	0,2
Quartzo	3,4	4,8		3,6	2,0	5,8	2,6	7,6	5,0
Pirita	0,8	0,2		0,0	0,6	1,8	0,8	0,0	0,0
<b>Matéria Min.(%)</b>	<b>60,6</b>	<b>59,0</b>	<b>98,6</b>	<b>66,0</b>	<b>69,2</b>	<b>56,8</b>	<b>60,4</b>	<b>58,0</b>	<b>69,8</b>
<b>Refletância da Vitrinita</b>									
V. Min.	2.74	2.72		4.07	2.79	1.44	0.95	0.75	0.68
V. Max.	4.05	4.02		4.87	3.36	2.09	1.67	1.03	0.93
<b>VM</b>	<b>3.34</b>	<b>3.40</b>		<b>4.42</b>	<b>3.07</b>	<b>1.81</b>	<b>1.35</b>	<b>0.85</b>	<b>0.81</b>
S	0.28	0.27		0.22	0.17	0.15	0.16	0.08	0.08
N	100	100	0	36	25	51	71	19	22

V. Min: valor mínimo da refletância; V. Max: valor máximo; VM: valor médio; S: desvio padrão; N: número de medidas

Tabela 14. Conteúdo de grupos de macerais e matéria mineral recalculados por camadas e leitos de carvão. L: leito.

Camada/Leito	amostra	cilindro	vitritina (%)	liptinita (%)	inertinita (%)	MM (%)
L1	12-021	1	73,6	1,0	5,8	19,6
Camada A	12-022	2	37,4	4,4	14,0	44,2
Camada A	12-023	3	48,2	6,2	13,0	32,6
A total			42,8	5,3	13,5	38,4
L 5 e 6	12-024	4	27,2	2,8	9,8	60,2
L7	12-025	5	55,8	1,0	13,4	29,8
Camada B	12-026	6	50,8	0,0	14,4	34,8
Camada B	12-027	7	73,8	0,0	8,8	17,4
B total			62,3	0,0	11,6	26,1
L9	12-028	8	43,2	0,0	18,5	38,3
Camada CL4	12-029	9	48,6	0,0	14,8	36,6
Camada CL4	12-030	10	35,4	0,0	10,0	54,6
Camada CL4	12-031	11	29,0	0,0	10,4	60,6
Camada CL4	12-032	12	30,8	0,0	10,2	59,0
Camada CL4	12-033	13	coque	coque	coque	coque
Camada CL4	12-034	14	coque	coque	coque	coque
CL4 total			36,0	0,0	11,4	52,7
diabásio						
L10	12-035	15	coque	coque	coque	coque
Camada CL6	12-036	16	coque	coque	coque	coque
Camada CL6	12-037	17	coque	coque	coque	coque
Camada CL6	12-038	18	coque	coque	coque	coque
Camada CL6	12-039	19	coque	coque	coque	coque
Camada CL6	12-040	20				
Camada CL6	12-041	21	10,2	0,0	23,8	66,0
Camada CL6	12-042	22	3,2	0,0	27,6	69,2
Camada CL6	12-043	23	23,6	0,0	19,6	56,8
Camada CL6	12-044	24	23,8	0,0	15,8	60,4
Camada CL6	12-045	25	3,4	5,0	33,6	58,0
Camada CL6	12-046	26	6,0	4,2	20,0	69,8
CL6 total			11,7	1,5	23,4	63,4

Tabela 15. Classificação segundo ISO 2005 das amostras de carvão.

<b>Cilindro</b>	<b>Amostra</b>	<b>Rr %</b>	<b>Classificação</b>
1	12-021	0.55	médio <i>rank</i> D, alta vitrinita, alta cinza
2	12-022	0.55	médio <i>rank</i> D, moderada alta vitrinita, >50% cinza
3	12-023	0.55	médio <i>rank</i> D, moderada alta vitrinita, alta cinza
4	12-024	0.59	médio <i>rank</i> D, moderada alta vitrinita, >50% cinza
5	12-025	0.79	médio <i>rank</i> C, moderada alta vitrinita, alta cinza
6	12-026	0.96	médio <i>rank</i> C, moderada alta vitrinita, alta cinza
7	12-027	1.07	médio <i>rank</i> B, alta vitrinita, moderada alta cinza
8	12-028	1.46	médio <i>rank</i> A, moderada alta vitrinita, >50% cinza
9	12-029	1.76	médio <i>rank</i> A, moderada alta vitrinita, >50% cinza
10	12-030	2.5	alto <i>rank</i> C, moderada alta vitrinita, >50% cinza
11	12-031	3.34	alto <i>rank</i> B, moderada alta vitrinita, >50% cinza
12	12-032	3.40	alto <i>rank</i> B, moderada alta vitrinita, >50% cinza
diabásio			
20	12-040		domínio de matéria mineral
21	12-041	4.42	alto <i>rank</i> A, baixa vitrinita, >50% cinza
22	12-042	3.07	alto <i>rank</i> B, baixa vitrinita, >50% cinza
23	12-043	1.81	médio <i>rank</i> A, média vitrinita, >50% cinza
24	12-044	1.35	médio <i>rank</i> B, moderada alta vitrinita, >50% cinza
25	12-045	0.85	médio <i>rank</i> C, baixa vitrinita, >50% cinza
26	12-046	0.81	médio <i>rank</i> C, baixa vitrinita, >50% cinza

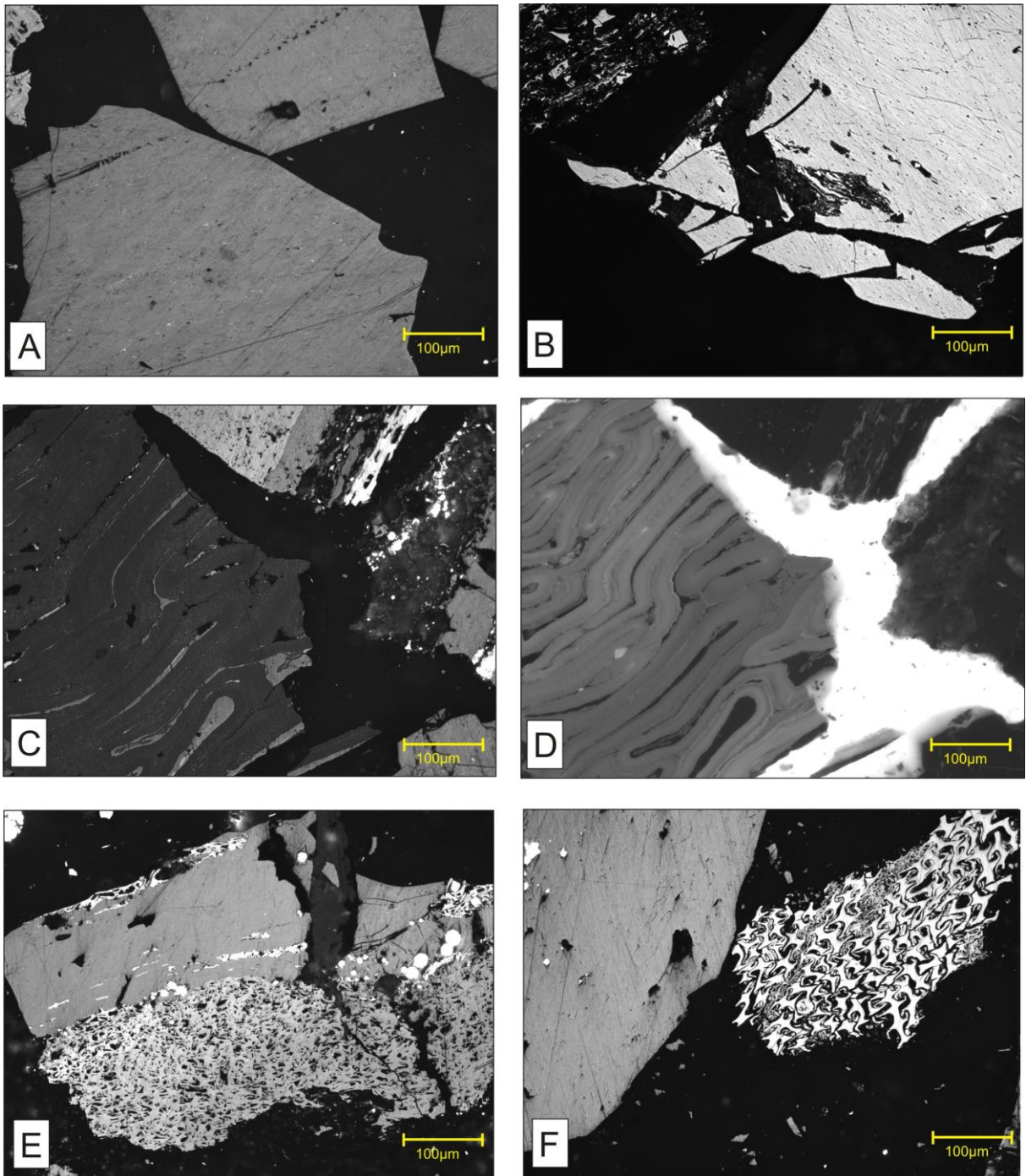


Figura 45. Fotomicrografias dos macerais. A) vitrinita com refletância de 0.55% (amostra 12-021, cilindro 1); B) vitrinita com refletância de 3.40% (amostra 12-032, cilindro 12); C) esporos (amostra 12-022, cilindro 2); D) esporos em fluorescência (mesma imagem C); E) fusinita - parte de baixo da foto- (amostra 12-025, cilindro 5); F) vitrinita à esquerda e fusinita à direita (amostra 12-027, cilindro 7).



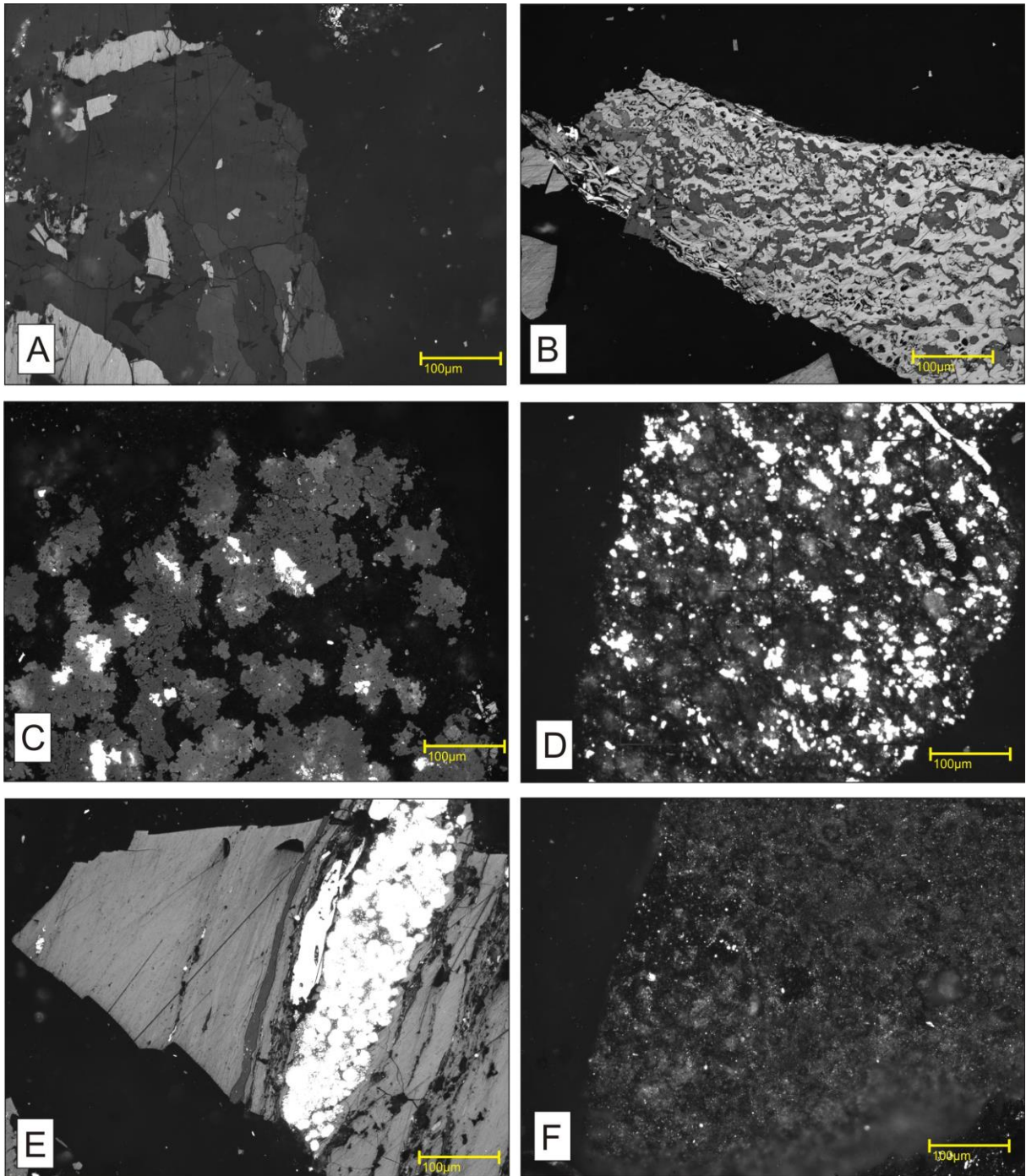


Figura 46. Fotomicrografias dos minerais. A) carbonato associado com a vitrinita (amostra 12-025, cilindro 5); B) carbonato associado com inertinita (amostra 12-044, cilindro 24); C) siderita (amostra 12-044, cilindro 24); D) argila e pirita (amostra 12-023, cilindro 3); E) pirita framboidal em meio à matéria orgânica (amostra 12-024, cilindro 4); F) argila e quartzo (amostra 12-040, cilindro 20).

#### 4.3.4 Análise petrográfica de coque

Já as amostras mais próximas do diabásio, em uma distância  $< 1,8$  m (cilindro 13 ao 19) são amostras de carvão parcialmente transformadas para coque, evidenciadas através de estruturas petrográficas, alteradas termicamente pela intrusão vulcânica. Essas amostras exibem feições óticas típicas de carvão alterado por intrusões vulcânicas como desenvolvimento de poros, desaparecimento de liptinita, aumento do valor de refletância e textura tipo mosaico. Nessas amostras foi possível fazer algumas medidas de refletância que mostraram uma variação de 3.4 a 4.5% *Rrandom* (Tabela 16), porém deve-se salientar que foi possível somente fazer poucas medidas de refletância da vitrinita. Através desses dados podemos observar que as amostras de coque acima do diabásio são mais afetadas que as amostras de baixo. Na amostra do cilindro 15, a qual situa-se no meio do diabásio não foi possível fazer nenhuma medida de refletância da vitrinita, bem como na amostra do cilindro 16. Houve predominância na matéria orgânica de textura tipo mosaico (Fig. 47 A e B), característico de amostras de mais alto *rank*. Também foi encontrada bastante matéria mineral nas amostras, variando de 26,8 a 77,2%. Segundo Mastalerz *et al.* (2009), a textura de coque bem desenvolvida é diagnóstica de temperaturas maiores que 500 °C em camadas de carvão.

A ocorrência de coque natural em camadas de carvão na Bacia do Paraná é rara mas já foi descrita em alguns trabalhos, sendo o precursor White (1908) que descreve a ocorrência de coque natural em Arroio dos Ratos. Trabalhos recentes como Yao *et al.* (2011), que estudam carvões da China, descreve que próximo ao contato *sill*/ carvão há presença de coque e Mastalerz *et al.* (2009) descrevem a ocorrência de coque natural com aumento da refletância da vitrinita, textura mosaico e desenvolvimento de poros em carvões pensilvanianos.

Tabela 16. Análise petrográfica das amostras de carvão parcialmente transformadas para coque. Nas amostras dos cilindros 15 e 16 não foi possível a realização das medidas de refletância da vitrinita.

Cilindro	13	14	15	16	17	18	19
Nº Amostra	12-033	12-034	12-035	12-036	12-037	12-038	12-039
Isótropo	6,6	2,0	0,2	1,0	1,0	0,6	1,0
Incipiente	28,2	18,2	0,4	3,8	9,6	8,2	7,0
Mosaico	24,0	40,4	36,4	24,0	15,4	28,2	8,8
Poros	1,0	3,6	1,8	0,4	0,0	0,6	0,6
Inertes Isótopos	4,2	8,0	0,0	0,6	1,8	5,0	5,4
Bandas	0,0	1,0	0,0	1,8	0,6	1,8	0,0
Mat. Mineral	36,0	26,8	61,2	68,4	71,6	55,6	77,2
Total	100	100	100	100	100	100	100
<b>Refletância da Vitrinita</b>							
V. Min	3.74	3.88			3.41	2.43	3.49
V. Max	4.74	5.08			3.99	4.37	4.53
<b>VM</b>	<b>4.18</b>	<b>4.54</b>	-	-	<b>3.69</b>	<b>3.43</b>	<b>3.86</b>
S	0.32	0.34			0.21	0.63	0.32
N	20	9			9	9	9

V. Min: valor mínimo da refletância; V. Max: valor máximo; VM: valor médio; S: desvio padrão; N: número de medidas

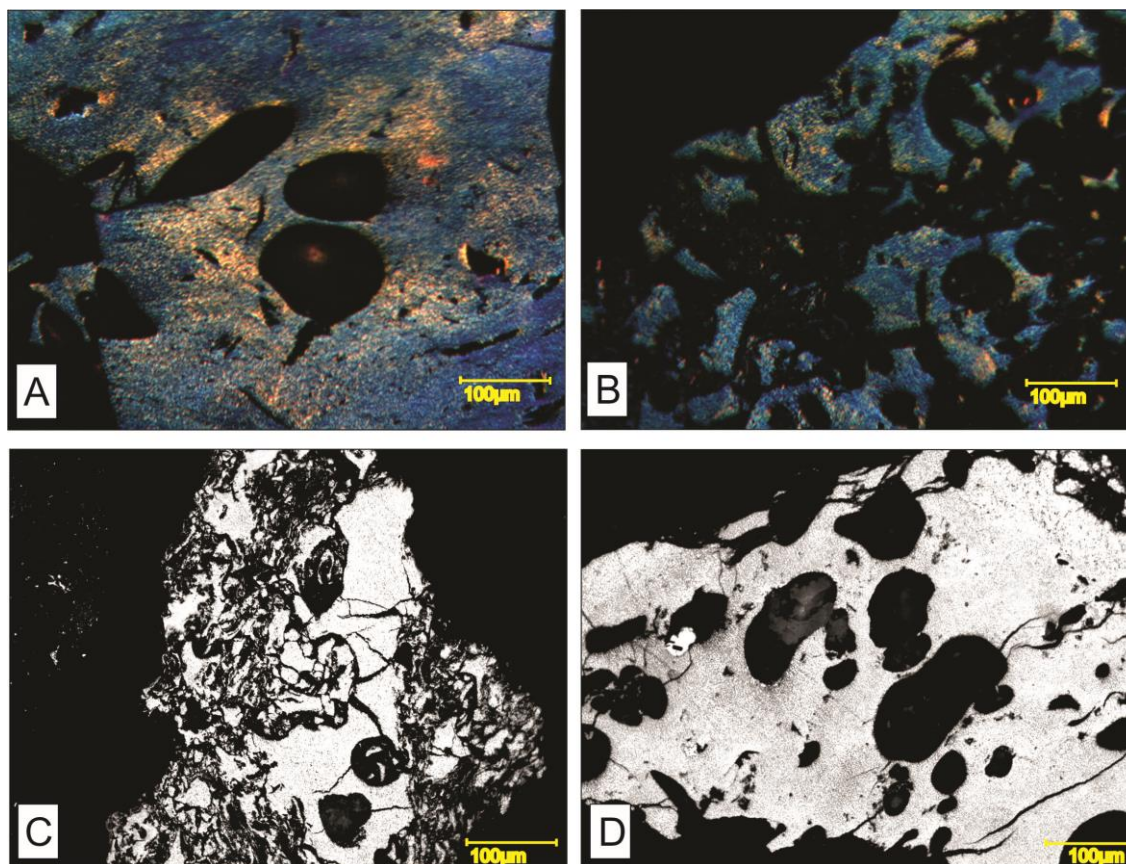


Figura 47. Fotomicrografias do coque. A) textura tipo mosaico e desenvolvimento de poros de desgaseificação (amostra 12-034, cilindro 14); B) textura mosaico (amostra 12-035, cilindro 15); C e D) desenvolvimento de poros -luz branca (amostra 12-035, cilindro 15). Na figura D as formas alongadas podem sugerir esporinita desvolatilizada.

## 4.4 Análises Químicas

### 4.4.1 Análise Imediata, poder calorífico e enxofre

Os resultados da análise Imediata estão detalhados na tabela 17. O teor de umidade das amostras variou de 1,59% a 5,75% (“como recebidas”). Segundo Mastalerz *et al.* (2009), a umidade diminui em direção a intrusão. Nesse trabalho, o conteúdo de umidade não mostrou esse padrão específico, porém, as amostras com maiores valores de umidade são as amostras de coque, fato que pode ser explicado pela porosidade do coque, assim, após a intrusão provavelmente houve a liberação de voláteis e posteriormente houve acumulação de água nos poros do coque.

O teor de cinzas mostrou uma variação de 29,06 a 82,78% (com exceção da amostra 12-040, cilindro 20, composta quase que inteiramente de matéria mineral). No geral, o teor de cinzas é maior nas amostras abaixo da intrusão ígnea. Quando recalculado por camadas, é encontrado o valor médio de 76% de cinzas para a camada CL6 (Tab. 17 e Fig. 44).

O conteúdo de matéria volátil, com um range de 5,12 até 34,17%, no geral diminui em amostras mais próximas do dique, mostrando correlação inversa com o aumento da refletância (Figura 48) concordando com Jiang *et al.* (2011). Quando recalculadas em *dry ash free* as amostras mostraram um range de 13,13 até 57,67% (com exceção da amostra 12-040, cilindro 20).

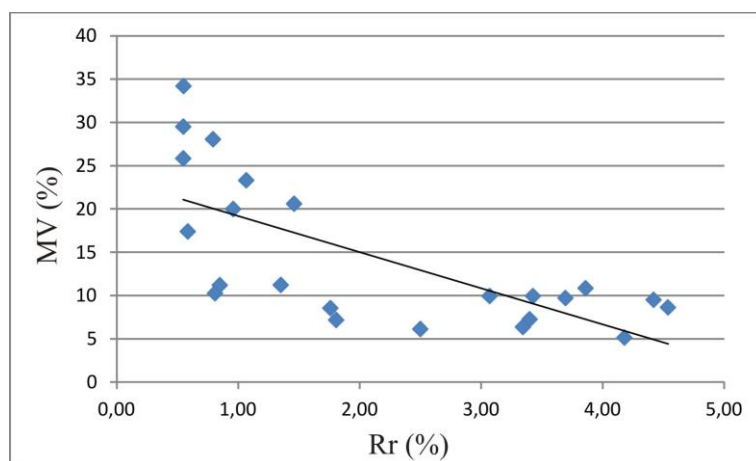


Fig. 48. Relação do conteúdo de matéria volátil (%) *versus* refletância da vitrinita.

O teor de enxofre das amostras exibiu valores de 0,10 até 5,85%, mostrando valores mais altos nas amostras do topo da Formação Rio Bonito, podendo sugerir influência marinha até a camada B.

O poder calorífico mostrou uma grande variação, desde 796 Kcal/Kg na amostra 12-042, cilindro 22 (com exceção da amostra 12-040, cilindro 20, a qual é composta quase que inteiramente por matéria mineral) até 6.065 Kcal/Kg na amostra 12-027 (cilindro 7), a qual exhibe o menor valor de cinzas. Novamente as amostras do topo da Formação Rio Bonito mostraram os maiores valores de poder calorífico. Quando recalculado por camadas, a camada CL6 mostrou o menor valor de poder calorífico, com média de 1305 Kcal/Kg.

A amostra 12-047 (cilindro 27), não foi incluída por ter alto valor de matéria mineral.

Tabela 17. Resultados da análise Imediata, enxofre e poder calorífico das amostras da jazida Chico Lomã. U: umidade; Cz: cinzas; MV: matéria volátil; b.s.: base seca; *d.a.f.*: *dry ash free*; CF: carbono fixo; S: enxofre; PCS: poder calorífico superior.

Camada/ Leito	Amostra	Cil.	U (%)	Cz (%)	MV (%)	MV <i>d.a.f.</i> (%)	CF (%)	S (%)	PCS (Kcal/Kg)	PCS <i>d.a.f.</i> (Kcal/Kg)
L1	12-021	1	2,03	34,84	34,17	52,44	30,99	5,79	5.131	8038
Cam. A	12-022	2	2,23	50,06	25,81	51,68	24,13	4,05	3.808	7799
Cam. A	12-023	3	1,88	43,25	29,49	51,96	27,26	3,72	4.361	7832
A total			2,06	46,66	27,65	51,82	25,70	3,89	4085	7815
L 5 e 6	12-024	4	2,51	61,26	17,38	44,86	21,36	3,48	2.748	7276
L7	12-025	5	2,18	44,79	28,04	50,79	27,17	5,85	4.417	8179
Cam. B	12-026	6	1,64	42,68	19,97	34,84	37,35	3,92	4.611	8178
Cam. B	12-027	7	1,59	29,06	23,3	32,84	47,64	3,49	6.065	8688
B total			1,62	35,87	21,64	33,84	42,50	3,71	5338	8433
L9	12-028	8	1,84	52,87	20,58	43,67	26,55	0,98	3.315	7166
Cam. CL4	12-029	9	2,81	64,77	8,53	24,21	26,7	0,82	2.440	7126
Cam. CL4	12-030	10	2,82	73,88	6,11	23,39	20,01	0,49	1.865	7347
Cam. CL4	12-031	11	2,06	73,58	6,35	24,03	20,07	0,32	1.728	6678
Cam. CL4	12-032	12	2,81	65,04	7,24	20,71	27,72	0,65	2.297	6760
Cam. CL4	12-033	13	5,75	61,01	5,12	13,13	33,87	0,21	2.844	7739
Cam. CL4	12-034	14	2,71	60,09	8,61	21,57	31,30	0,10	3.279	8445
CL4 total			3,16	66,40	6,99	21,18	26,61	0,43	2409	7349
diabásio										
L10	12-035	15	2,49	65,26	11,71	33,71	23,03	0,15	2.318	6843
Cam. CL6	12-036	16	3,73	76,39	7,69	32,57	15,92	0,45	1.001	4404
Cam. CL6	12-037	17	3,88	78,88	9,68	45,83	11,44	0,49	964	4749
Cam. CL6	12-038	18	4,05	70,91	9,91	34,07	19,18	2,31	1.832	6564
Cam. CL6	12-039	19	4,76	77,87	10,82	48,89	11,31	0,25	1.069	5072
Cam. CL6	12-040	20	3,10	92,74	6,95	95,73	0,31	0,17	97	1379
Cam. CL6	12-041	21	3,17	78,35	9,49	43,83	12,16	0,20	1.066	5085
Cam. CL6	12-042	22	3,08	82,79	9,92	57,67	7,28	0,16	796	4772
Cam. CL6	12-043	23	2,40	69,04	7,16	23,13	23,8	0,46	1.938	6414
Cam. CL6	12-044	24	2,46	62,19	11,2	29,62	26,61	0,20	2.713	7356
Cam. CL6	12-045	25	2,67	68,98	11,16	35,98	19,86	0,21	2.029	6720
Cam. CL6	12-046	26	3,14	80,13	10,23	51,48	9,64	0,23	846	4396
CL6 total			3,31	76,21	9,47	45,35	14,32	0,47	1305	5174

Segundo Bustin *et al.* (1983), a diferença entre o conteúdo de cinzas da análise imediata e a matéria mineral da petrografia (Vol%) deve-se ao fato de a matéria mineral ser difícil de contar na análise de macerais, pois existem partículas submicroscópicas, mas pode ser calculada de acordo com o conteúdo de cinzas e o conteúdo de enxofre através da Fórmula de Parr onde matéria mineral:  $1.08 \times \text{cinzas (\%)} + 0.55 \times \text{S (\%)}$  obtendo-se assim o valor em peso. Para converter para Vol%, divide-se o valor por 2. Aplicando-se a fórmula na amostra 12-021, cilindro 1, por exemplo, a qual apresenta 19,6% de matéria mineral na análise petrográfica, encontra-se o valor de 20,4 Vol % segundo a fórmula de Parr, obtendo-se assim um número similar á matéria mineral da petrografia.

#### 4.4.2 Análise Elementar

Os resultados da análise elementar estão detalhados na tabela 18. Os valores de nitrogênio variaram de 0,05 até 0,70%. Os valores diminuem em direção a intrusão, com aumento da refletância da vitrinita (Fig. 49 A), concordando com Jiang *et al.* (2011), sendo que as amostras de coque, mais próximas da intrusão, apresentaram os menores valores.

O teor de Carbono apresentou um range de 9,75% (com exceção da amostra 12-040, composta quase totalmente de matéria mineral) até 38,70%. Quando recalculado para livre de cinzas (*d.a.f.*) em base seca, o teor de carbono apresentou um range de 41,49% (com exceção da amostra 12-040) até 96% e segundo a figura 49 B mostra uma leve tendência de aumento com a refletância da vitrinita.

O teor de hidrogênio varia de 0,62 até 3,22%, sendo que as amostras de coque, mais próximas da intrusão, com maiores valores de refletância da vitrinita, apresentaram os menores valores (figura 49 C), novamente concordando com Jiang *et al.* (2011).

O teor de enxofre mostrou os maiores valores nas amostras do topo da sequência e variou de 0,11 % (com exceção da amostra 12-040) até 3,47% novamente evidenciando influência marinha no topo da sequência, até a camada B.

O teor de oxigênio calculado mostrou resultados de 3,52 até 26,27% (Tab. 18) e segundo a figura 49 D não apresentou um padrão específico, porém nota-se que o oxigênio exhibe menores valores na base da sequência, pois o teor de oxigênio é calculado com base em outras variáveis, incluindo o teor de cinzas, o qual é maior nas amostras da base da sequência.

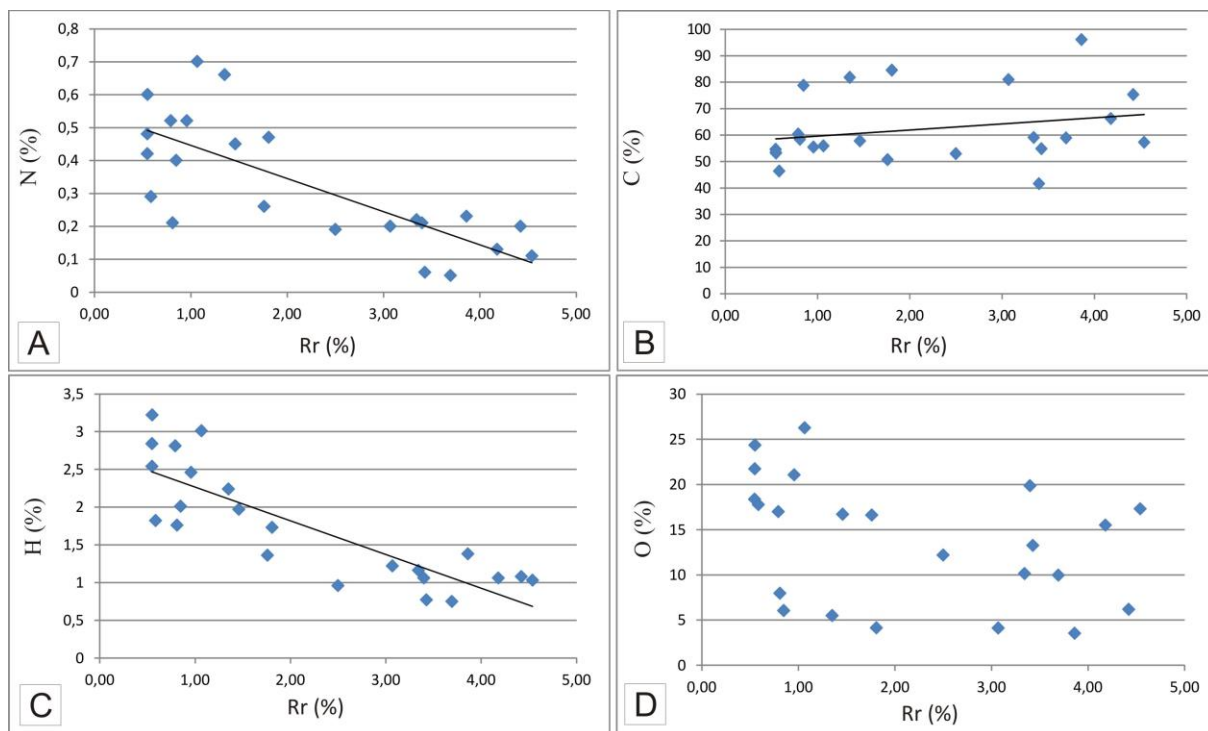


Figura 49. A) Relação da refletância da vitrinita *versus* teor de nitrogênio (B); carbono (recalculado para livre de cinzas, base seca); C); hidrogênio e D)oxigênio.

Tabela 18. Resultados da análise elementar onde N: nitrogênio; C: carbono; H: hidrogênio, S: enxofre; Cz: cinzas; O: oxigênio; *d.a.f.*: dry ash free; b.s.: base seca.

Camada/Leito	Amostra	Cilindro	N (%)	C (%)	H (%)	S (%)	Cz (%)	O (%)	C <i>d.a.f.</i> (b.s.)
L1	12-021	1	0,60	33,50	3,22	3,47	34,84	24,36	53,07
Camada A	12-022	2	0,42	26,00	2,54	2,62	50,06	18,36	54,50
Camada A	12-023	3	0,48	29,31	2,84	2,39	43,25	21,72	53,42
A total			0,45	27,65	2,69	2,50	46,65	20,04	53,92
L 5 e 6	12-024	4	0,29	16,78	1,82	2,08	61,26	17,77	46,32
L7	12-025	5	0,52	31,96	2,81	2,94	44,79	16,98	60,27
Camada B	12-026	6	0,52	30,83	2,46	2,46	42,68	21,05	55,37
Camada B	12-027	7	0,70	38,70	3,01	2,26	29,06	26,27	55,80
B total			0,61	34,77	2,74	2,36	35,87	23,66	55,61
L9	12-028	8	0,45	26,12	1,97	1,89	52,87	16,70	57,67
Camada CL4	12-029	9	0,26	16,4	1,36	0,61	64,77	16,60	50,59
Camada CL4	12-030	10	0,19	12,32	0,96	0,47	73,88	12,18	52,88
Camada CL4	12-031	11	0,22	14,36	1,16	0,54	73,58	10,14	58,95
Camada CL4	12-032	12	0,21	13,34	1,06	0,51	65,04	19,85	41,49
Camada CL4	12-033	13	0,13	22,00	1,06	0,31	61,01	15,49	66,19
Camada CL4	12-034	14	0,11	21,26	1,03	0,20	60,09	17,30	57,15
CL4 total			0,19	16,61	1,11	0,44	66,40	15,26	54,57
diabásio									
L10	12-035	15	0,06	16,98	0,62	0,14	65,26	16,94	52,65
Camada CL6	12-036	16	0,05	10,87	0,74	0,11	76,39	11,84	54,68
Camada CL6	12-037	17	0,05	10,14	0,75	0,22	78,88	9,97	58,82
Camada CL6	12-038	18	0,06	13,71	0,77	1,30	70,91	13,26	54,75
Camada CL6	12-039	19	0,23	16,68	1,38	0,31	77,87	3,52	96,03
Camada CL6	12-040	20	0,05	1,23	0,97	0,08	92,74	4,93	29,57
Camada CL6	12-041	21	0,20	13,90	1,08	0,29	78,35	6,18	75,22
Camada CL6	12-042	22	0,20	11,43	1,22	0,24	82,79	4,12	80,89
Camada CL6	12-043	23	0,47	24,12	1,73	0,50	69,04	4,13	84,45
Camada CL6	12-044	24	0,66	28,90	2,24	0,52	62,19	5,48	81,75
Camada CL6	12-045	25	0,40	22,31	2,01	0,26	68,98	6,05	78,69
Camada CL6	12-046	26	0,21	9,75	1,76	0,20	80,13	7,95	58,28
CL6 total			0,23	14,82	1,33	0,37	76,21	7,04	72,37



#### 4.4.3 Difração de raios X

Quanto à mineralogia, a maioria das amostras analisadas através da difração de raios X são compostas principalmente de quartzo, seguido de caulinita, albita e calcita. Porém, dolomita, siderita, pirita, ilita, entre outros, também ocorrem. Um difratograma representativo é mostrado na figura 50. Os difratogramas de todas as amostras estão no Anexo A (Fig. 59-83).

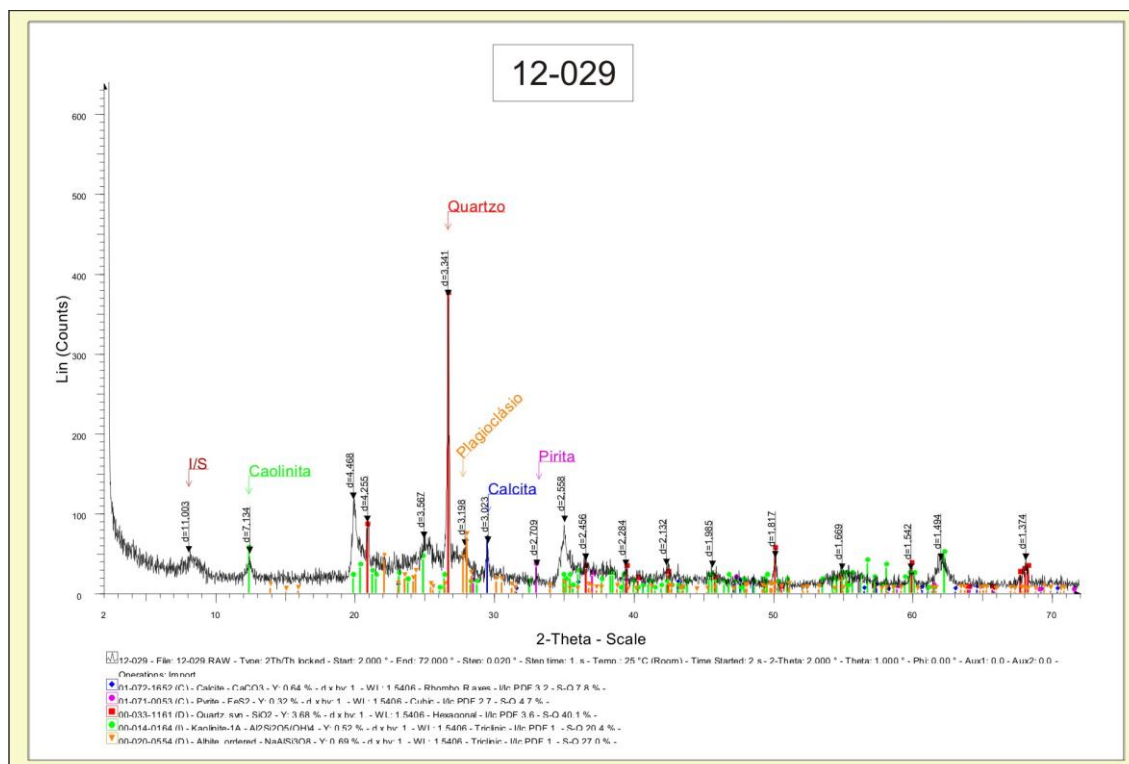


Figura 50. Difratograma mostrando os minerais identificados na amostra 12-029 (cilindro 9).

A tabela 19 ilustra os resultados encontrados na difração de raios X. Andaluzita ( $\text{Al}_2\text{SiO}_5$ ) tem origem no metamorfismo de rochas argilosas (Dana, 1969). Golab & Carr (2004) e Golab *et al.* (2007) que estudaram mudanças na mineralogia de carvões alterados termicamente por intrusões, identificam a andaluzita em carvões afetados pelo calor de intrusões e atribuem a ocorrência desse mineral ao metamorfismo térmico de argilas.

Albita ( $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$ ) e anortita ( $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$ ), segundo Dai *et al.* (2008), normalmente possuem origem detrítica em carvões. Já a Hilebrandita ( $\text{Ca}_6\text{Si}_3\text{O}_9(\text{OH})_6$ ) tem origem no metamorfismo de carbonatos. O Quartzo é um mineral comumente encontrado no carvão e ocorre em todas as amostras. Pode ocorrer como mineral primário (grãos de quartzo detrítico

que foram depositados no pântano, ou autigênico, que precipitou durante ou após a deposição) ou mineral secundário, depositado nas fraturas (STACH *et al.*, 1975).

Os carbonatos, também comumente encontrados no carvão, são formados por precipitação química na turfeira. Podem ser primários (geralmente calcita, siderita, dolomita e anquerita) ou secundários, presentes nas fraturas. O carbonato predominante nas amostras da jazida Chico Lomã é a calcita.

A pirita está presente geralmente como autigênica no carvão, ocorrendo como nódulos de forma framboidal, mas também pode ocorrer como mineral detrítico primário. Ocorre somente nas amostras do topo da sequência, podendo sugerir influência marinha.

Barita normalmente ocorre em veios de calcáreo, junto à calcita (DANA, 1969).

Argilominerais são comumente encontrados em carvões. Principalmente na forma de minerais primários, introduzidos na bacia pela água ou vento (geralmente caolinita, ilita), mas também podem ser secundários formados a partir de argilominerais primários (BUSTIN *et al.*, 1983). A caolinita é o argilomineral predominante nas amostras do presente estudo.

Gibbsite é um mineral gerado por intemperismo químico de rochas ricas em feldspatos ou minerais aluminosos. Relativamente comum em carvões, ocorre nas camadas Barro Branco e Bonito em SC (KALKREUTH *et al.*, 2010) e em Figueira, PR (LEVANDOWSKI e KALKREUTH, 2007). No poço CBM 001-CL-RS, a gibbsite ocorre na minoria das camadas.

Anatásio ( $\text{TiO}_2$ ) ocorre associado a rochas alcalinas e como mineral secundário, formado a partir de outros minerais de titânio. É comum como mineral detrítico e normalmente ocorre nos carvões em pequenas quantidades (KALKREUTH *et al.*, 2010). A presença de  $\text{TiO}_2$ , segundo Kalkreuth *et al.* (2010), pode estar ligada a caulinita.

Tabela 19. Identificação mineralógica das amostras de carvão analisadas por DRX.

Cam./Leito	Am.	Cil.	Andal.	Albita	Anort.	Hilebr.	Qz	Calcita	Anquerita	Dolom.	Sider.	Py	Barita	Cao	Ilita	Gibsita	Anat.
			Al <sub>2</sub> SiO <sub>5</sub>	NaAlSi <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	CaAl <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>8</sub>	Ca <sub>6</sub> Si <sub>3</sub> O <sub>9</sub> (OH) <sub>6</sub>	SiO <sub>2</sub>	CaCO <sub>3</sub>	Ca (Fe, Mg, Mn) (CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	CaMg (CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	FeCO <sub>3</sub>	FeS <sub>2</sub>	BaSO <sub>4</sub>	Al <sub>2</sub> Si <sub>2</sub> O <sub>5</sub> (OH) <sub>4</sub>	*	Al(OH) <sub>3</sub>	TiO <sub>2</sub>
L1	<b>12-021</b>	1	x	x			x	x	x			x	x				
Cam. A	<b>12-022</b>	2	x	x		x	x	x		x		x	x	x		x	
Cam. A	<b>12-023</b>	3	x	x			x	x		x		x	x	x			
L 5 e 6	<b>12-024</b>	4	x	x		x	x	x				x	x	x		x	
L7	<b>12-025</b>	5		x	x	x	x	x				x	x	x			
Cam. B	<b>12-026</b>	6	x		x		x	x				x	x	x			
Cam. B	<b>12-027</b>	7		x			x	x				x					
L9	<b>12-028</b>	8		x			x	x						x			
Cam. CL4	<b>12-029</b>	9		x			x	x				x		x			
Cam. CL4	<b>12-030</b>	10		x			x	x						x	x		
Cam. CL4	<b>12-031</b>	11		x			x	x						x			
Cam. CL4	<b>12-032</b>	12		x			x	x						x	x		
Cam. CL4	<b>12-033</b>	13		x			x							x			
Cam. CL4	<b>12-034</b>	14		x			x							x			
diabásio																	
L10	<b>12-035</b>	15		x			x	x		x	x			x			
Cam. CL6	<b>12-036</b>	16		x			x				x			x	x		x
Cam. CL6	<b>12-037</b>	17		x			x			x	x			x			x
Cam. CL6	<b>12-038</b>	18		x			x	x		x	x	x		x			
Cam. CL6	<b>12-039</b>	19		x			x	x		x				x	x		
Cam. CL6	<b>12-040</b>	20					x				x			x	x		x
Cam. CL6	<b>12-041</b>	21		x			x	x		x	x			x	x		
Cam. CL6	<b>12-042</b>	22		x			x				x			x	x		
Cam. CL6	<b>12-043</b>	23					x				x			x			
Cam. CL6	<b>12-044</b>	24					x				x			x			
Cam. CL6	<b>12-045</b>	25					x							x			
Cam. CL6	<b>12-046</b>	26					x	x						x			

\* (K,H<sub>3</sub>O)(Al,Mg,Fe)<sub>2</sub>(Si,Al)<sub>4</sub>O<sub>10</sub>[(OH)<sub>2</sub>,(H<sub>2</sub>O)]; Cil.: cilindro; Andal.: Andalusita; Anort.: anortita; Hilebr.:hilebrandita; Qz: quartzo; Dolom.: dolomita; Sider.: Siderita; Py: pirita; Cao: caolinita; Anat.: anatásio.

#### 4.4.4 Fluorescência de Raios X (FRX)

Os resultados da FRX mostraram grandes concentrações de Si, Al e Fe nas amostras (tabela 20), bem como em Kalkreuth *et al.* (2010). A Si pode ser correlacionada aos silicatos, principalmente o quartzo, o qual é encontrado em todas as amostras; o Fe pode correlacionar-se com a pirita visto que as maiores concentrações de Fe aparecem até o cilindro 7 (amostra 12-027) e segundo Kalkreuth *et al.* (2006) correlaciona-se também com a siderita. Já o Al pode ser correlacionado à caolinita e ilita (argilomineral).

O conteúdo de Si nas amostras variou desde 13,47% até 56,74%, o Al variou de 7,38% até um valor máximo de 35,30%, já o Fe mostrou uma variação de 3,0% a 40,72%. O Ca, (que pode ser correlacionado principalmente aos carbonatos), mostrou um range de 0,41% até 37,33% enquanto que o potássio variou de 1,7% até 8,00%.

O Ti apresentou valores de 0,35 – 6,48% e segundo Kalkreuth *et al.* (2010) pode estar ligada a caolinita. O S mostrou as maiores concentrações nas amostras do topo da Formação Rio Bonito, com um valor máximo de 18,0%. Os valores recalculados para cada camada estão detalhados na Tabela 20. Os demais elementos, com exceção de somente uma amostra que exibiu Ba, mostram concentrações pequenas, todas <1,5%. Para os elementos Nb, Ba, Ag, Ga, Pb e Ir não foi feito o recálculo por camadas pois esses elementos ocorrem somente em poucas amostras não gerando assim uma média representativa para cada camada (Tabela 21).

Segundo a classificação de Goldsmith alguns elementos como por exemplo Cu, Ag, Pb, Zn e Ga são chamados elementos calcófilos e estão associados com sulfetos (SUAREZ-RUIZ & CRELLING, 2008) já outros elementos como V, Sr, Y, Rb, Th, Nb, Ba e Zr são chamados elementos litófilos e exibem associação com aluminossilicatos, felsdspatos e argilominerais. Já os elementos siderófilos são associados com ferro como, por exemplo, Ni e Ir.

Tabela 20. Composição determinada por FRX (valores em %). Valores recalculados para camadas.

Camada/Leito	Amostra	Cilindro	Fe	S	Ca	Si	Ti	K	Zr	Mn	V	Zn	Y	Cr	Sr	Al	Ni	Cu	Rb	Th
L1	12-021	1	40,72	18,00	17,71	13,47	5,26	1,82	1,40	0,80	0,29	0,15	0,13	0,13	0,11					
Camada A	12-022	2	22,10	12,07	15,37	31,63	1,98	4,52	0,32	0,39	0,10	0,14	0,05	0,14	0,07	11,03	0,06	0,04	0,00	
Camada A	12-023	3	24,32	10,82	21,57	26,99	2,27	3,01	0,45	0,94	0,09	0,12	0,05	0,16	0,11	8,96	0,07	0,05	0,03	
A total			23,21	11,45	18,47	29,31	2,12	3,765	0,39	0,67	0,10	0,13	0,05	0,15	0,09	10,00	0,07	0,05	0,02	
L 5 e 6	12-024	4	15,02	5,93	2,76	45,5	2,02	4,77	0,13	0,07	0,13	0,06	0,03	0,13	0,07	23,3	0,04	0,03	0,03	
L7	12-025	5	28,08	8,98	34,74	20,01	4,69	1,70	0,36	0,66	0,22	0,11	0,07	0,17	0,22					
Camada B	12-026	6	22,85	9,04	14,21	33,43	3,76	3,53	0,31	0,23	0,20	0,13	0,06	0,07	0,52	11,67		0,00	0,00	
Camada B	12-027	7	23,78	11,34	26,03	19,87	6,48	2,75	0,80	0,48	0,56	0,08	0,08	0,11	0,18	7,38		0,05	0,04	
B total			23,32	10,19	20,12	26,65	5,12	3,14	0,56	0,36	0,38	0,11	0,07	0,09	0,35	9,53		0,03	0,02	
L9	12-028	8	10,11	3,48	37,33	22,45	2,90	4,03	0,15	0,45	0,36	0,05	0,03	0,13	0,14	18,31	0,03	0,03	0,03	
Camada CL4	12-029	9	4,44	1,73	3,29	48,9	2,59	7,58	0,11	0,08	0,17	0,02	0,03	0,13	0,04	30,77	0,02	0,04	0,04	0,02
Camada CL4	12-030	10	5,23	1,38	2,83	55,14	1,91	5,14	0,11	0,08	0,09	0,00	0,02	0,14	0,03	27,75	0,04	0,03	0,04	0,06
Camada CL4	12-031	11	13,36	1,18	5,01	44,38	1,51	4,69	0,11	0,14	0,06	0,03	0,02	0,14	0,05	29,18	0,04	0,03	0,03	0,06
Camada CL4	12-032	12	16,43	1,70	4,14	42,34	1,67	4,33	0,12	0,14	0,09	0,02	0,03	0,10	0,03	28,83	0,00	0,00	0,01	0,03
Camada CL4	12-033	13	17,60	0,76	1,46	44,71	0,35	4,96	0,14	0,00	0,00	0,06	0,02	0,09	0,03	27,22	0,00	0,00	0,04	0,00
Camada CL4	12-034	14	13,14	0,31	0,91	45,52	1,89	7,15	0,18	0,07	0,07	0,00	0,03	0,08	0,03	30,54	0,03	0,04	0,03	0,00
CL4 total			11,7	1,18	2,94	46,83	1,65	5,64	0,13	0,09	0,08	0,02	0,03	0,11	0,04	29,05	0,02	0,02	0,03	0,03
diabásio																				
L10	12-035	15	21,29		7,13	40,11	1,83	3,49	0,40	0,23	0,11	0,11	0,08	0,14	0,08	24,92	0,04	0,03		
Camada CL6	12-036	16	4,95	0,00	1,51	51,16	2,05	8,00	0,26	0,03	0,13	0,03	0,06	0,08	0,07	31,57	0,02	0,04	0,05	
Camada CL6	12-037	17	9,59	0,25	3,95	48,32	1,52	6,30	0,16	0,15	0,07	0,02	0,03	0,07	0,04	29,47	0,02	0,03	0,02	
Camada CL6	12-038	18	14,17	2,05	3,17	45,24	1,32	5,35	0,13	0,22	0,03	0,00	0,03	0,09	0,05	28,13	0,00	0,03	0,01	
Camada CL6	12-039	19	4,99	0,39	7,40	48,67	2,03	5,86	0,11	0,04	0,08	0,00	0,03	0,07	0,03	30,17	0,02	0,04	0,04	
Camada CL6	12-040	20	3,00	0,00	0,41	56,74	1,84	7,43	0,08	0,00	0,07	0,00	0,01	0,08	0,02	30,21	0,02	0,02	0,05	
Camada CL6	12-041	21	10,01	0,41	7,49	45,81	1,46	6,29	0,10	0,11	0,07	0,00	0,02	0,08	0,04	28,03	0,02	0,02	0,05	
Camada CL6	12-042	22	4,36	0,64	0,57	56,22	1,81	7,94	0,09	0,00	0,08	0,06	0,03	0,04	0,04	27,97	0,00	0,03	0,06	
Camada CL6	12-043	23	5,29	1,29	1,90	52,41	1,64	7,09	0,11	0,04	0,08	0,03	0,03	0,12	0,05	29,81	0,04	0,03	0,05	
Camada CL6	12-044	24	10,02	1,42	1,32	48,52	2,11	4,46	0,16	0,18	0,1	0,09	0,04	0,09	0,04	31,34	0,03	0,03	0,03	
Camada CL6	12-045	25	3,89	0,59	0,74	55,49	2,23	5,95	0,12	0,00	0,11	0,03	0,09	0,07	0,06	30,54	0,02	0,03	0,05	
Camada CL6	12-046	26	3,32	0,25	0,47	52,72	1,80	5,65	0,08	0,00	0,11	0,00	0,06	0,09	0,05	35,30	0,02	0,03	0,05	
CL6 total			6,69	0,66	2,63	51,03	1,80	6,39	0,13	0,07	0,08	0,02	0,04	0,08	0,04	30,23	0,02	0,03	0,04	



#### 4.4.5 Medidas de desorção do gás

Para cada amostra coletada nos cilindros foi gerado um gráfico para avaliar o tempo de retenção e a desorção do gás *CBM* na amostra. Nas figuras 51 e 52 são mostrados alguns gráficos mais representativos. Na figura 51 A, é mostrada a curva de desorção do cilindro 10, camada CL4, o qual apresentou o maior valor de gás medido e situa-se acima do diabásio (aproximadamente 4 m do mesmo), já na figura 51 B, é apresentado o cilindro 23, camada CL6, o qual situa-se abaixo do diabásio e não apresentou gás. Na figura 52 são apresentadas curvas de dois cilindros com amostras de coque, nos quais podemos observar um comportamento diferenciado, onde há uma rápida desorção e posteriormente uma estabilização da curva. Através da análise dessas duas figuras podemos sugerir que as amostras de coque liberam gás mais rapidamente provavelmente devido aos poros do coque e ao maior aquecimento a que foram submetidas.

Os valores detalhados das medidas de gás natural são apresentados na tabela 22. Através dos dados apresentados a característica mais notória é que as amostras situadas abaixo do diabásio (a partir do cilindro 15) não mostram gás natural (tabela 22 e figura 44).

As medidas de desorção do gás natural mostram uma variação de 0,00 até 0,740 cm<sup>3</sup>/g carvão (tabela 22 e figura 44). Os maiores valores de gás ocorreram nas amostras do cilindro 10 e 11, ambos da camada CL4, localizada logo acima do diabásio, seguido pelo cilindro 6. Percebe-se através desses dados que a partir do *rank* de 0.96% e de uma distância de 10 m do diabásio, determinadas amostras exibem maiores valores de gás natural. Os valores de gás perdido são pequenos variando de 0 a 0,06 cm<sup>3</sup>/g. Os valores de gás residual, estimados em estudos de Gentzis e Bolen (2008), os quais descreveram que o volume do gás residual não ultrapassa 4,5% do conteúdo do gás medido, variam de 0,001 a 0,0030 cm<sup>3</sup>/g. A última coluna da tabela 22 mostra o somatório da matéria mineral mais o conteúdo de inertinita (Vol.%) e percebe-se que todas as amostras situadas abaixo do diabásio, as quais não tem gás, exibem esse somatório > 76% com uma média para a camada CL6 de 87%, ou seja, um valor muito alto, sendo improvável a ocorrência de gás.

A figura 53 mostra a desorção do gás comparada com outros parâmetros como refletância da vitrinita, conteúdo de cinzas, conteúdo de vitrinita e conteúdo de inertinita (ver também figura 44). Nota-se através da figura 53 que não é possível estabelecer relações entre esses parâmetros, com exceção da relação do conteúdo de gás com a refletância da vitrinita (Rr%) que exhibe uma pequena correlação somente nas primeiras amostras, as quais não foram alteradas termicamente pelo diabásio.

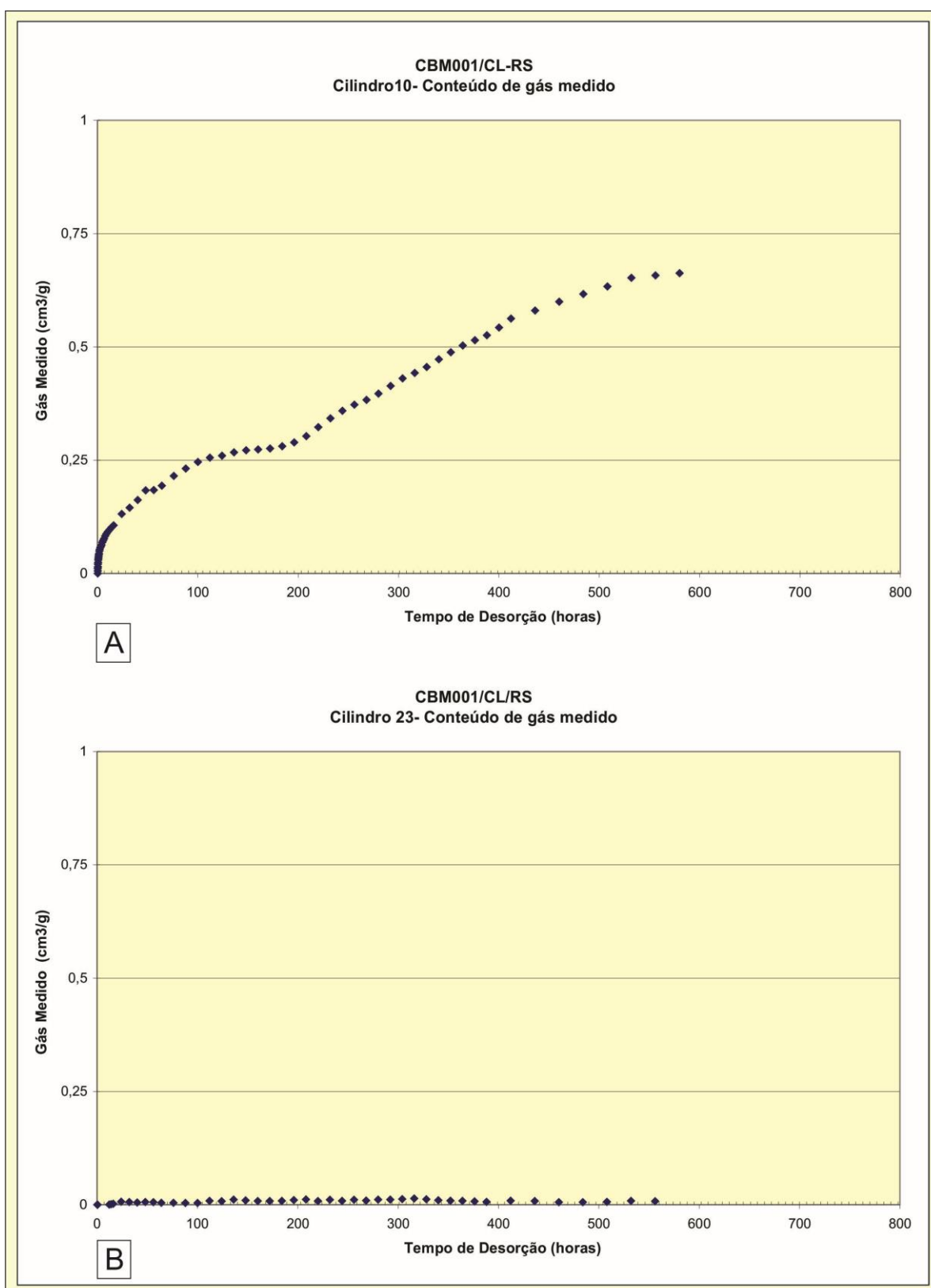


Figura 51. Curvas de desorção do gás natural em amostras de carvão; A) cilindro 10, profundidade de 404 m, camada CL4; B) cilindro 23, profundidade de 423 m, camada CL6.



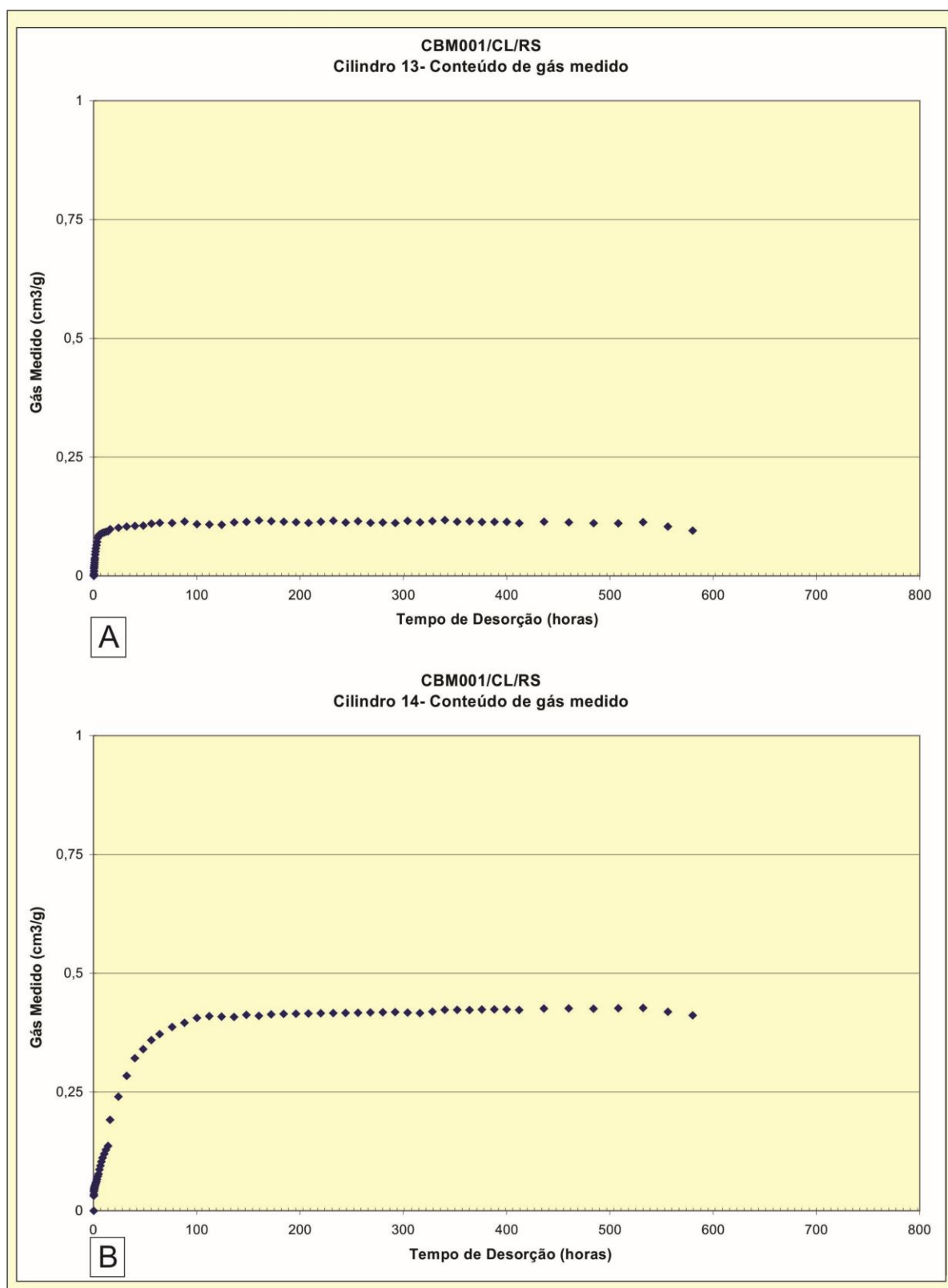


Figura 52. Curvas de desorção do gás natural em amostras de coque; A) cilindro 13, profundidade de 406,35 m, camada CL4; B) cilindro 14, profundidade de 406,72 m, camada CL4.

Tabela 22. Volume de gás *CBM* desorvido. Am.: amostra; Cil.: cilindro; Gás-m: Gás medido, Gás-p: gás perdido e Gás -r: gás residual (cm<sup>3</sup>/g); Cz: cinza (% em peso); MM: matéria mineral.

Camada/Leito	Am.	Cil.	Profundidade	Gás -m	Gás -p	Gás-r	Gás Total	Rr%	Cz %	Vitrinita (%)	Inertinita (%)	MM + Inertinita (%)
L1	12-021	<b>1</b>	386,95 - 387,32	0,14	0,03	0,006	0,176	0,55	34,84	73,6	5,8	25,4
Camada A	12-022	<b>2</b>	390,82 - 391,19	0,03	0,02	0,001	0,051	0,55	50,06	37,4	14,0	58,2
Camada A	12-023	<b>3</b>	391,19 - 391,56	0,19	0,02	0,009	0,219	0,55	43,25	48,2	13,0	45,6
A total				0,11	0,02	0,005	0,135		46,66	42,8	13,5	51,9
L 5 e 6	12-024	<b>4</b>	392,61 - 398,98	0,08	0,05	0,004	0,134	0,59	61,26	27,2	9,8	70,0
L7	12-025	<b>5</b>	395,76 - 396,12	0,21	0,05	0,009	0,269	0,79	44,79	55,8	13,4	43,2
Camada B	12-026	<b>6</b>	397,87 - 398,24	0,57	0,02	0,026	0,616	0,96	42,68	50,8	14,4	49,2
Camada B	12-027	<b>7</b>	398,41 - 398,78	0,29	0,05	0,013	0,353	1,07	29,06	73,8	8,8	26,2
B total				0,43	0,04	0,019	0,485		35,87	62,3	11,6	37,7
L9	12-028	<b>8</b>	401,27 - 401,64	0,47	0,04	0,021	0,531	1,46	52,87	43,2	18,5	56,8
Camada CL4	12-029	<b>9</b>	402,58 - 402,95	0,41	0,00	0,018	0,428	1,76	64,77	48,6	14,8	51,4
Camada CL4	12-030	<b>10</b>	404,03 - 404,39	0,66	0,05	0,030	0,740	2,5	73,88	35,4	10,0	64,6
Camada CL4	12-031	<b>11</b>	404,67 - 405,03	0,57	0,03	0,026	0,626	3,34	73,58	29,0	10,4	71,0
Camada CL4	12-032	<b>12</b>	405,05 - 405,41	0,21	0,10	0,009	0,319	3,40	65,04	30,8	10,2	69,2
Camada CL4	12-033	<b>13</b>	406,35 - 406,72	0,12	0,06	0,005	0,185	4.18 - coque	61,01	coque	coque	coque
Camada CL4	12-034	<b>14</b>	406,86 - 407,22	0,43	0,00	0,019	0,449	4.54 - coque	60,09	coque	coque	coque
CL4 total				0,40	0,04	0,018	0,458		66,40	36,0	11,4	64,1
diabásio												
L10	12-035	<b>15</b>	417,98 - 418,34	0,00	0,00	0,00	0,00	coque	65,26	coque	coque	coque
Camada CL6	12-036	<b>16</b>	418,94 - 419,30	0,00	0,00	0,00	0,00	coque	76,39	coque	coque	coque
Camada CL6	12-037	<b>17</b>	419,30 - 419,67	0,00	0,00	0,00	0,00	3.69 - coque	78,88	coque	coque	coque
Camada CL6	12-038	<b>18</b>	419,71 - 420,08	0,00	0,00	0,00	0,00	3.43 - coque	70,91	coque	coque	coque
Camada CL6	12-039	<b>19</b>	420,08 - 420,44	0,00	0,00	0,00	0,00	3.86 - coque	77,87	coque	coque	coque
Camada CL6	12-040	<b>20</b>	420,45 - 420,82	0,00	0,00	0,00	0,00		92,74			
Camada CL6	12-041	<b>21</b>	420,82 - 421,28	0,00	0,00	0,00	0,00	4.42	78,35	10,2	23,8	89,8
Camada CL6	12-042	<b>22</b>	422,18 - 422,55	0,00	0,00	0,00	0,00	3.07	82,79	3,2	27,6	96,8
Camada CL6	12-043	<b>23</b>	423,87 - 424,23	0,00	0,00	0,00	0,00	1.81	69,04	23,6	19,6	76,4
Camada CL6	12-044	<b>24</b>	424,88 - 425,25	0,00	0,00	0,00	0,00	1.35	62,19	23,8	15,8	76,2
Camada CL6	12-045	<b>25</b>	427,65 - 428,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0.85	68,98	3,4	33,6	91,6
Camada CL6	12-046	<b>26</b>	428,9 - 429,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0.81	80,13	6,0	20,0	89,8
CL6 total									76,21	11,7	23,4	86,8

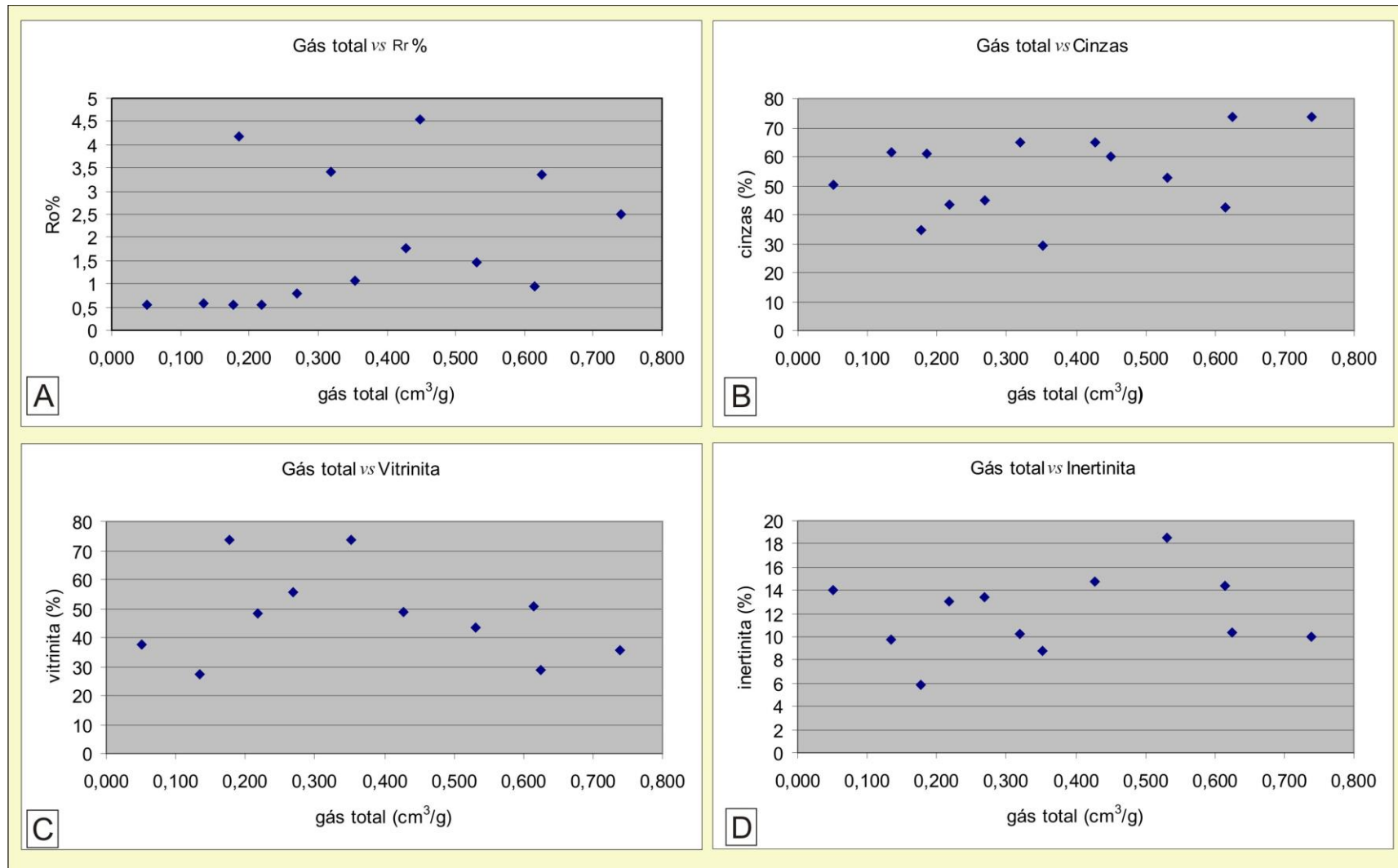


Figura 53. Associações. A) Relação do conteúdo de gás total (cm<sup>3</sup>/g) versus refletância da vitrinite (Rr %); B) Relação do conteúdo de gás total (cm<sup>3</sup>/g) versus cinzas; C) Relação do conteúdo de gás total (cm<sup>3</sup>/g) versus conteúdo de vitrinite; D) Relação do conteúdo de gás total (cm<sup>3</sup>/g) versus conteúdo de Inertinite.

#### 4.4.6 Medidas de adsorção do gás metano

Foram realizados testes de adsorção de metano em nove amostras selecionadas (Figura 54 e tabela 23). A capacidade de adsorção das amostras varia de 2,50 a 6,50  $\text{cm}^3/\text{g}$  (Fig. 54A). Corrigidos para livre de cinzas (*d.a.f.*) os valores variaram de 8,68 até 21,71  $\text{cm}^3/\text{g}$  (Fig. 54 B). Quando calculados com o parâmetro Langmuir mostraram um range de 8,86 até 23,37  $\text{cm}^3/\text{g}$ . Os valores detalhados da capacidade de adsorção são mostrados no apêndice A (tabelas A.14 - A.22).

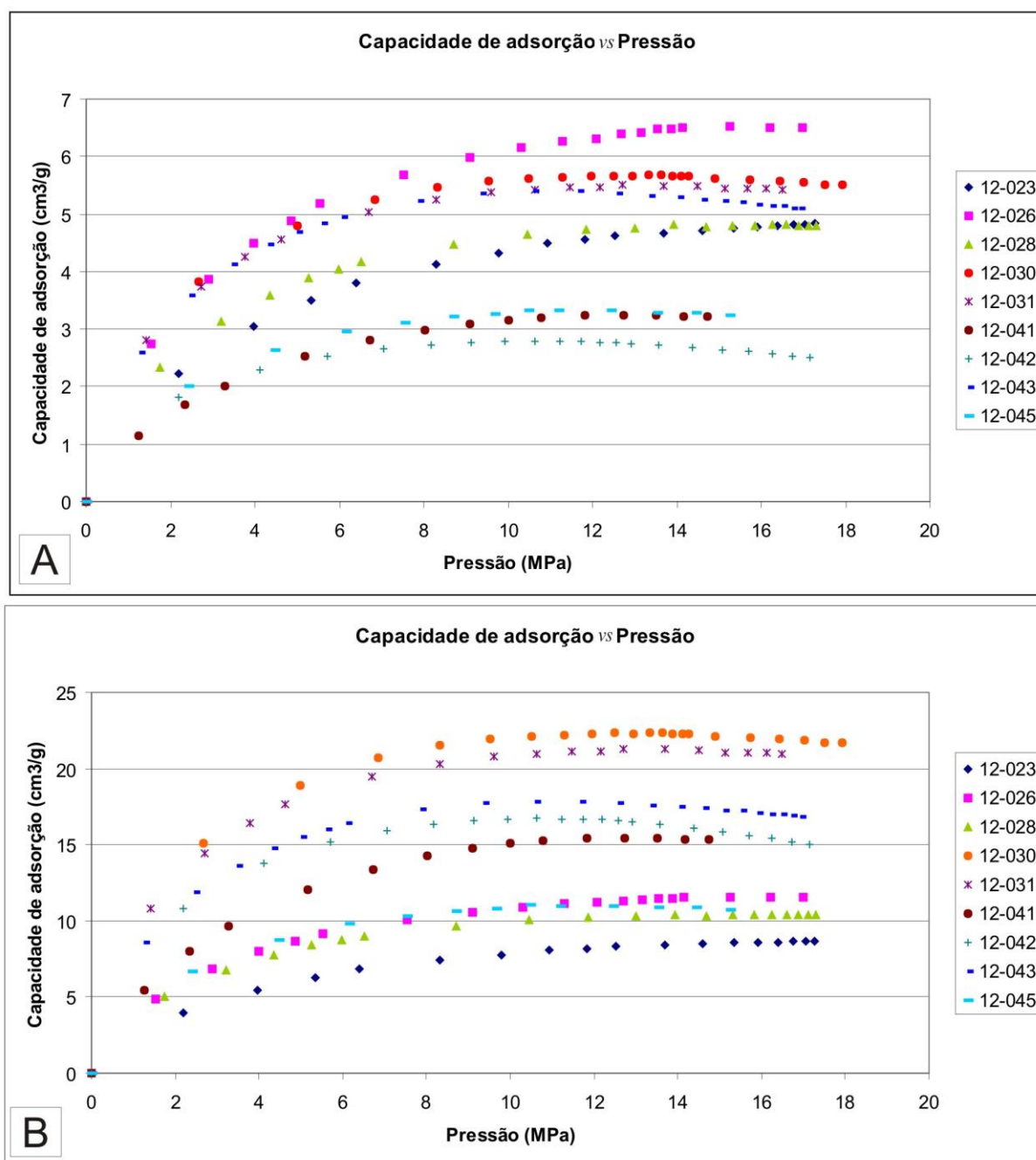


Figura 54. A) Curvas de adsorção de metano ( $\text{cm}^3/\text{g}$ ); (B) Curvas de adsorção de metano livres de cinzas - *d.a.f.* ( $\text{cm}^3/\text{g}$ ).

A tabela 23 mostra os valores detalhados da capacidade de adsorção de metano das amostras. Através dos gráficos da figura 54 e da tabela 23 podemos perceber a influência da matéria mineral na capacidade de adsorção. Os gráficos apresentam algumas variações, mas pode se notar que a amostra com menor conteúdo de matéria mineral (12-026) mostra a maior capacidade de adsorção ( $6,50 \text{ cm}^3/\text{g}$ ) e uma razão menor razão (1,77) quando comparada com a amostra livre de cinza (*d.a.f.*) e a amostra com maior quantidade de matéria mineral (12-042) mostrou a menor capacidade de adsorção ( $2,50 \text{ cm}^3/\text{g}$ ) e a razão maior em 6 vezes deixando claro o efeito negativo da matéria mineral na capacidade de adsorção.

Para avaliar a influência do conteúdo de umidade nas amostras, foram realizados testes de adsorção em equilíbrio de umidade para duas amostras (12-028 e 12-043)(Tab. 23). A capacidade de adsorção da amostra em equilíbrio de umidade é mais baixa que a amostra “como recebida”, com a amostra 12-028 mostrando um valor de capacidade de adsorção em equilíbrio de umidade de  $4,29 \text{ cm}^3/\text{g}$  e a amostra 12-043 mostrou um valor de  $5,02 \text{ cm}^3/\text{g}$  mostrando uma redução de aproximadamente 10% na amostra 12-028 e 2% na amostra 12-043.

A relação observada, mostrando a diminuição da capacidade de adsorção com o aumento de umidade, pode ser explicada pelo fato de carvões úmidos terem um volume de microporos bem menor que carvões “como recebidos”, devido a uma redução do tamanho dos poros devido à adsorção de água.

Tabela 23. Resultados dos testes de adsorção. C.A.: capacidade de adsorção; *d.a.f.*: *dry ash free*

Camada/Leito	Amostra	Cilindro	C.A. ( $\text{cm}^3/\text{g}$ )	C.A. ( $\text{cm}^3/\text{g}$ ) <i>d.a.f.</i>	Razão	Cinzas (%)	Langmuir ( $\text{cm}^3/\text{g}$ )
Camada A	12-023	3	4,83	8,68	1,80	43,25	8,86
Camada B	12-026	6	6,50	11,53	1,77	42,68	11,76
L9	12-028	8	4,79	10,36	2,16	52,87	10,63
Eq.umid.	12-028	8	4,29	9,41	2,20		
Camada CL4	12-030	10	5,51	21,71	3,94	73,88	23,37
Camada CL4	12-031	11	5,42	20,95	3,86	73,58	21,68
Camada CL6	12-041	21	3,21	15,32	4,77	78,35	15,86
Camada CL6	12-042	22	2,50	15,01	6,00	82,79	17,23
Camada CL6	12-043	23	5,10	16,87	3,31	69,04	18,11
Eq. Umid.	12-043	23	5,02	16,82	3,35		
Camada CL6	12-045	25	3,25	10,76	3,31	68,98	11,64

Nos testes de adsorção nota-se algumas correlações da capacidade de adsorção ( $\text{cm}^3/\text{g}$ ) comparada com outros parâmetros como conteúdo de cinzas, conteúdo de vitrinita e conteúdo de inertinita (Fig. 55). Nesse trabalho não foi encontrada correlação da capacidade de adsorção com a refletância da vitrinita, estando de acordo com Weniger *et al.* (2010) que também estudaram a capacidade de adsorção em amostras da Formação Rio Bonito da jazida Santa Terezinha. Quanto ao conteúdo de cinzas, o gráfico mostrou correlação negativa novamente concordando com Weniger *et al.* (2010).

Já o efeito da composição maceral é atribuído às diferentes microporosidades dos macerais. A vitrinita é predominantemente microporosa (sugerindo boa capacidade de adsorção) enquanto que a inertinita é meso e macroporosa, portanto, existem determinados autores que concordam com a influência da composição maceral (LAMBERSON & BUSTIN, 1993) já outros não observam essa influência como Krooss *et al.* (2002). Nesse estudo a capacidade de adsorção mostrou determinada correlação positiva com o aumento da vitrinita bem como correlação negativa com o conteúdo de inertinita (Figura 55).

A comparação entre a desorção e a adsorção pode ser visualizada na Fig. 56 e na tabela 24. Os valores da capacidade de adsorção maiores que os valores de desorção indicam que as camadas de carvão da jazida Chico Lomã são insaturadas. Através desses dados podemos observar que a amostra que possui maior quantidade de gás desorvido (cilindro 10) possui somente 13,4% dos espaços ocupados. Observa-se também que as amostras situadas abaixo do diabásio exibem menores valores de capacidade de adsorção quando comparadas com as amostras de cima do diabásio.

Portanto, abaixo do diabásio (onde não foi encontrado gás natural) há capacidade de adsorção de gás, porém o alto valor de Inertinita + Matéria Mineral (média de 87%) provavelmente não possibilitou a geração do mesmo na camada CL6.

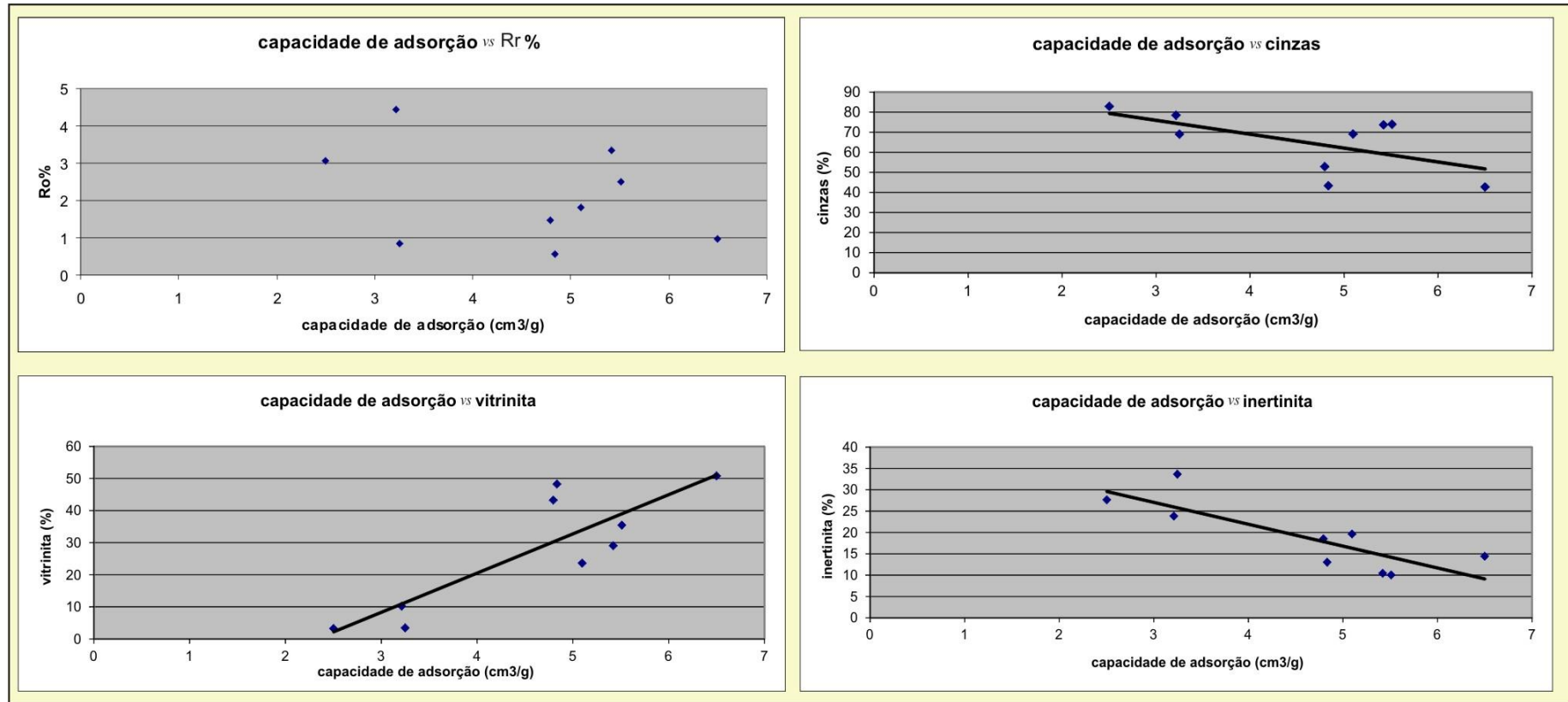


Figura 55. Associações. A) Relação da capacidade de adsorção *versus* refletância da vitrinita (Rr %); B) Relação da capacidade de adsorção *versus* cinzas; C) Relação da capacidade de adsorção *versus* conteúdo de vitrinita; D) Relação da capacidade de adsorção *versus* conteúdo de inertinita.

## Curvas de desorção

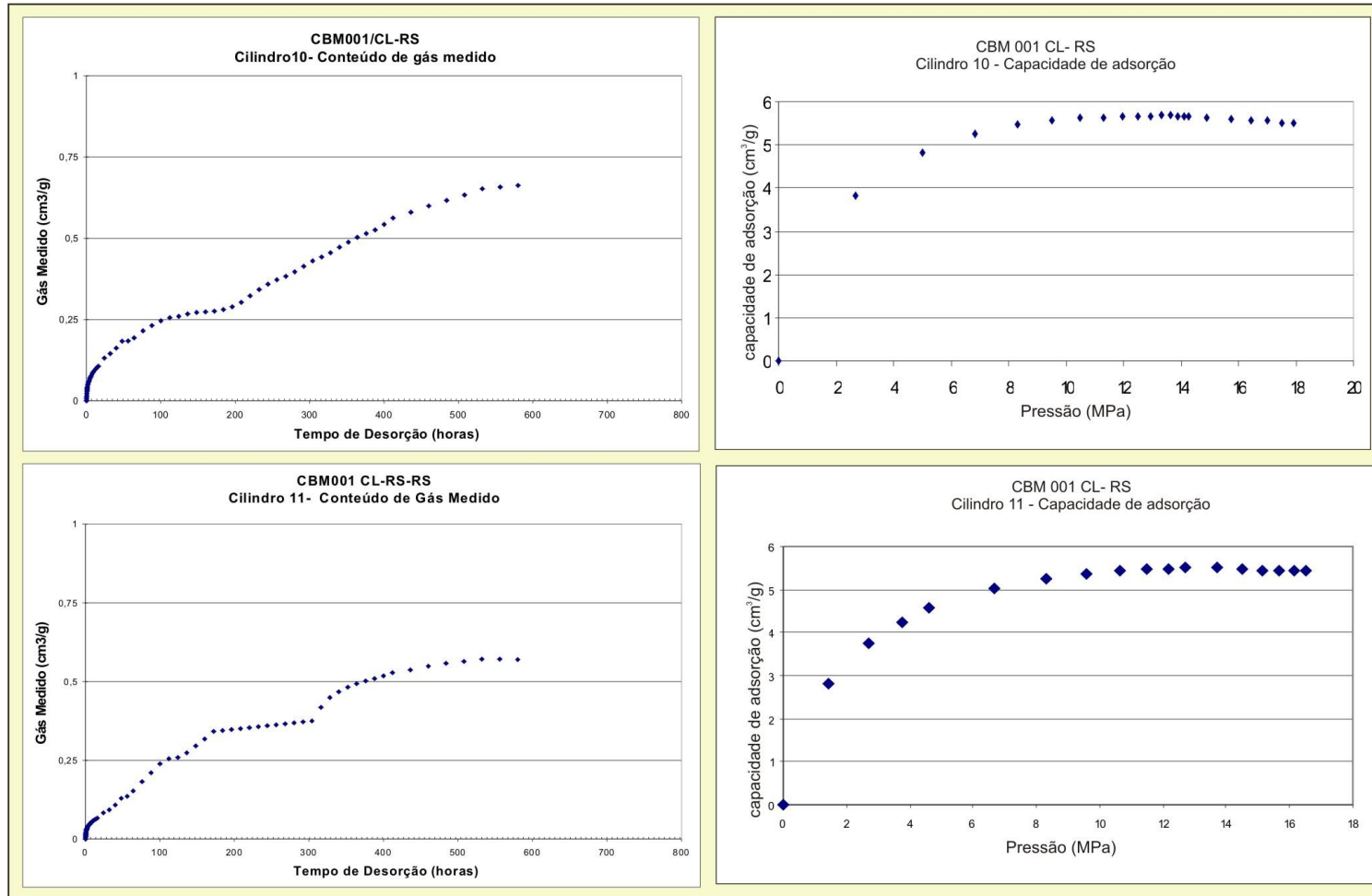


Figura 56. Comparação entre as curvas de desorção (esquerda) e adsorção (direita) para as amostras dos cilindros 10 e 11, ambos da camada CL4.



Tabela 24. Comparação dos valores de adsorção, desorção e saturação das amostras.

Camada/Leito	Amostra	Cilindro	adsorção (cm <sup>3</sup> /g)	desorção (cm <sup>3</sup> /g)	saturação (%)
Camada A	12-023	3	4,834	0,219	4,531
Camada B	12-026	6	6,500	0,616	9,477
L9	12-028	8	4,795	0,531	11,075
Camada CL4	12-030	10	5,510	0,740	13,429
Camada CL4	12-031	11	5,421	0,626	11,548
Camada CL6	12-041	21	3,212	0,000	0,000
Camada CL6	12-042	22	2,503	0,000	0,000
Camada CL6	12-043	23	5,097	0,000	0,000
Camada CL6	12-045	25	3,250	0,000	0,000

#### 4.4.7 Análise de Isótopos e composição do gás

A assinatura isotópica é um parâmetro confiável para caracterizar e distinguir diferentes tipos de gases. A combinação dos isótopos de carbono e hidrogênio tem sido largamente utilizada para caracterizar origem biogênica ou termogênica de gases (WHITICAR, 1999). Na tabela 25 observa-se os valores de isótopos estáveis de Carbono e Hidrogênio das amostras selecionadas da jazida Chico Lomã. Os resultados mostram que os valores de isótopos de Carbono variam de -19,59 até -30,34 ‰ e os isótopos do Hidrogênio variam de -121,72 até -151,65‰, classificando as amostras de gases da jazida Chico Lomã com origem termogênica, onde segundo a metodologia de Whiticar (1999), o autor define a origem termogênica em um range de isótopos de Carbono de -50 até -20‰ e isótopos do Hidrogênio de -275 até -100‰.

Tabela 25. Resultados da determinação de isótopos de Carbono ( $\delta^{13}\text{C}_1$ ) e Hidrogênio ( $\delta \text{DC}_1$ ) nas amostras de gás da jazida Chico Lomã.

Camada/Leito	Amostra	Cilindro	$\delta^{13}\text{C}_1$ (‰)	$\delta \text{DC}_1$ (‰)
Camada B	12-026	6	-29,59	-153,87
Camada B	12-027	7	-27,71	-148,93
Camada CL4	12-029	9	-29,87	-130,2
Camada CL4	12-031	11	-26,18	-151,65
Camada CL4	12-031	11	-29,21	-147,34
Camada CL4	12-034	14	-19,59	-121,72
Camada CL4	12-034	14	-30,34	-145,23

A análise da composição do gás mostra que o gás é composto quase que predominantemente por metano, com as amostras apresentando um range de 98,55% até 99,66% e menores contribuições de dióxido de carbono, etano, propano e isobutano (Tabela 26).

Tabela 26. Resultados da composição do gás (composição % mol/mol) no poço CBM 001- CL-RS.

Camada/Leito	Amostra	Cil.	Metano (%)	Etano (%)	Propano (%)	IsoButano (%)	Dióxido de Carbono (%)
Camada B	12-026	6	99,40	0,23	0,01	0,00	0,35
Camada B	12-027	7	99,66	0,34	0,00	0,00	0,00
Camada CL4	12-031	11	99,42	0,15	0,03	0,00	0,40
Camada CL4	12-031	11	99,92	0,07	0,01	0,00	0,00
Camada CL4	12-034	14	98,55	0,43	0,12	0,00	0,90
Camada CL4	12-034	14	99,57	0,30	0,07	0,05	0,00

Cil.: cilindro

O diagrama de Bernard (Fig. 57), modificado de Bernard *et al.* (1978) utiliza em conjunto os dois parâmetros, composição molecular e composição isotópica em um gráfico interpretativo da classificação dos gases. Através da figura 57, visualiza-se as amostras da jazida Chico Lomã mostrando origem termogênica, querogênio tipo III. O tipo de querogênio depende da origem da matéria orgânica, sendo o querogênio tipo III derivado de plantas terrestres, sendo característico de ambientes pantanosos e com potencial para geração de gás.

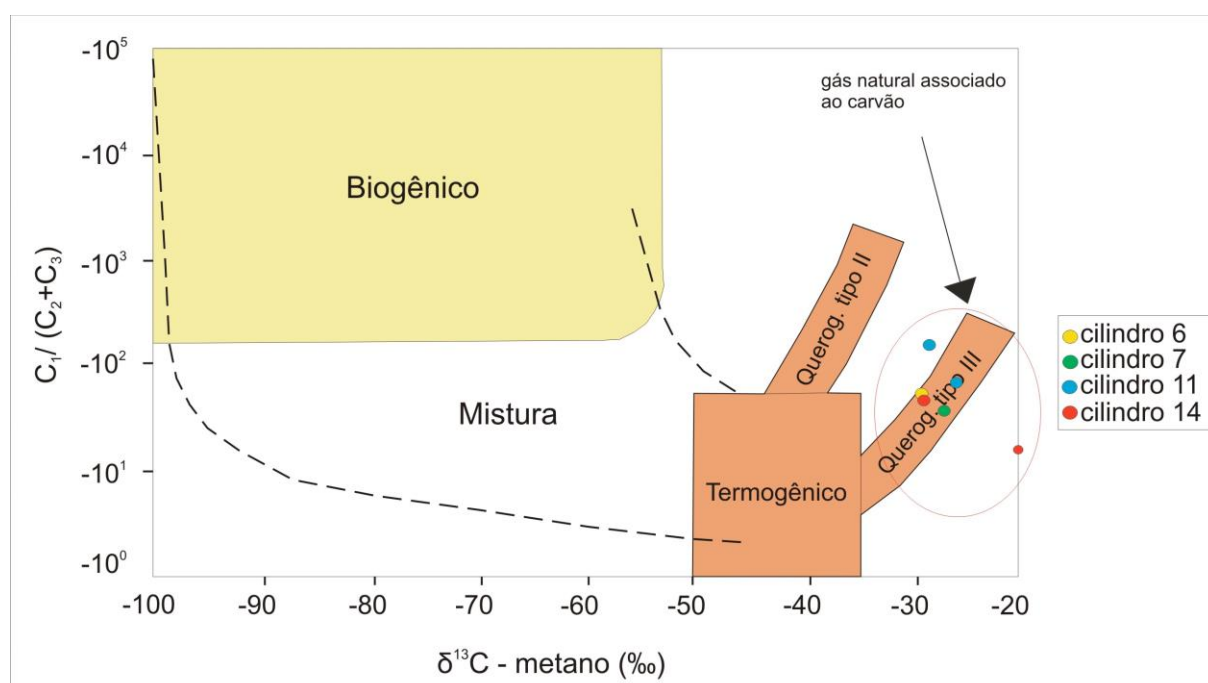


Figura 57. Diagrama de Bernard, razão molecular  $C_1 / (C_2+C_3)$  versus  $\delta^{13}C_1$  para classificação de gás natural (modificado de BERNARD *et al.*, 1978).

#### 4.4.8 Determinação do volume e massa de carvão

Os resultados obtidos através do modelo digital de terreno (3D Surpac) mostraram um volume de carvão de  $3,489 \times 10^9 \text{ m}^3$  na jazida Chico Lomã, para uma área de aproximadamente  $1443 \text{ km}^2$  (Fig. 58). As coordenadas dos vértices do polígono gerado no modelo estão no apêndice A (tabela A.23). O valor do volume de carvão foi multiplicado pela densidade ( $d=2,05$ , estimada com base no valor médio do teor de cinzas) para obtenção do valor em massa. Foi obtido um valor total de 7,152 bilhões de toneladas de carvão para a jazida Chico Lomã.

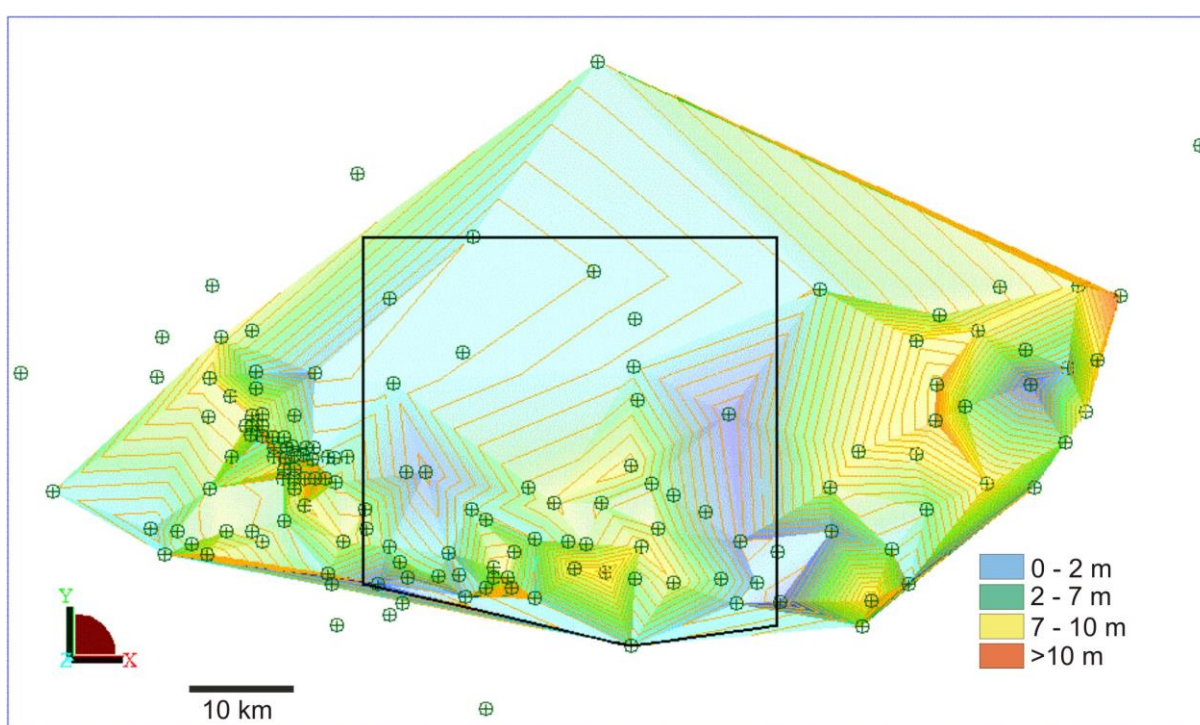


Figura 58. Modelo digital de terreno para a jazida Chico Lomã, baseado nas espessuras cumulativas dos poços existentes na área [PRISSANG, não publicado].

#### 4.4.9 Estimativa do volume de gás na jazida

Para a obtenção da estimativa do volume de gás na jazida, foi calculada a média do valor de gás desorvido (recalculado para a espessura de cada camada separadamente) dividida pela espessura total (nesse caso, somente das camadas que possuem gás natural), obtendo-se assim o valor médio de  $0,374 \text{ cm}^3/\text{g}$  de carvão. A partir daí, o volume de gás estimado para a jazida Chico Lomã é de 2,67 bilhões  $\text{m}^3$ .

Quando levada em conta a espessura total das camadas, inclusive as camadas sem gás natural (localizadas abaixo da intrusão ígnea), obtêm-se um valor médio de 0,185 cm<sup>3</sup>/g, gerando assim uma estimativa de 1,32 bilhões de m<sup>3</sup> de gás.

Os valores calculados até o momento são altamente especulativos, sendo necessária a realização de mais poços na mesma jazida com objetivo de obter dados de desorção de gás em camadas não afetadas por intrusões e elaborar um modelo de distribuição das intrusões na jazida para estudar os efeitos para geração e armazenagem de gás natural.

Não existe um valor mínimo para a produção de gás metano associado com as camadas de carvão. A produção ou não do gás depende de fatores como principalmente infra-estrutura e tecnologia. Segundo Murray (1996), nos EUA existem Bacias com quantidades consideradas pequenas de gás natural, como por exemplo, *Arkoma Basin* (49 bilhões m<sup>3</sup>) e *Uinta Basin* (61 bilhões m<sup>3</sup>) nas quais há produção de gás.

## CAPÍTULO V – CONCLUSÕES

### 5.1 Compilação dos dados

Na **jazida Chico Lomã**, alvo do presente estudo, com base em 43 poços da CPRM, a Formação Rio Bonito mostra uma distribuição regional das camadas de carvão aprofundando-se na direção norte e uma diminuição da ocorrência das camadas de carvão na direção leste. A Formação Rio Bonito na jazida Chico Lomã ocorre desde a profundidade de 41,5 até 637 m de profundidade, sendo que a primeira camada de carvão existente na área de interesse varia da profundidade de 49,55 m até 672,92 m. A espessura cumulativa de carvão na jazida Chico Lomã apresenta valores de nula até 10,39 m, com as maiores espessuras no centro da jazida.

Através da realização da sondagem no poço **CBM 001 - CL-RS**, a Formação Rio Bonito foi encontrada na profundidade de 384,60 m e o primeiro intervalo de carvão ocorreu a 386,97 m de profundidade. Foram identificadas 4 camadas e 11 leitos de carvão, com espessura cumulativa total de 11,46 m. Não foi encontrado um guia específico para fazer a correlação das camadas com os demais poços mostrados nesse trabalho, existentes na área de estudo, portanto foi atribuída uma nomenclatura para as camadas conforme o aparecimento das mesmas, com exceção das camadas CL4 e CL6 que são correlacionadas a poços próximos, da Carbonífera Metropolitana, que por motivo de confidencialidade não podem ser divulgados. A espessura das camadas é variável, desde 0,72 m na camada A (0,45 m de carvão na camada) até 10,20 m na camada CL6 (5,75 m de carvão na camada). Foi identificado um diabásio com 11 m de espessura na profundidade de 408 m.

Quanto às análises petrológicas, a descrição dos litotipos, mostrou predominância do litotipo D (fosco) em mais de 60% das amostras. Em geral, o litotipo fosco aumenta em direção a base da Formação, sendo um reflexo do alto conteúdo de inertinita e matéria mineral das amostras, principalmente daquelas situadas abaixo do diabásio.

Devido à influência do diabásio, encontrou-se uma grande variação no range de refletância da vitrinita, variando desde 0.55% até 4.42 % *Rrandom*, bem como a ocorrência de amostras de carvão parcialmente transformadas para coque nas proximidades menores que 2 m de distância da intrusão. Nas amostras de coque foram identificadas texturas óticas como desenvolvimento de poros e textura mosaico. Houve influência do diabásio até uma distância de 11 m do mesmo.

Quanto à composição maceral, no geral, há uma diminuição do conteúdo de vitrinita em direção à base da sequência, bem como um aumento no conteúdo de inertinita e

matéria na camada CL6, abaixo do diabásio. O conteúdo de liptinita varia de ausente até 6,2% e é identificado até a refletância de 0.85% *Rrandom*.

Na matéria mineral houve o predomínio de argilas, seguida de carbonato, pirita e quartzo. Quando somados o conteúdo de inertinita com o conteúdo de matéria mineral, a camada CL6 mostra um valor médio de 87%. Esse alto conteúdo de Inertinita + matéria mineral gerou implicações para a ocorrência de gás natural, visto que não foi encontrado gás na respectiva camada (amostras abaixo do diabásio).

Quanto à caracterização química, na análise imediata, os maiores teores de umidade foram encontrados nas amostras de coque, devido ao acúmulo de água nos poros do coque. Quanto ao conteúdo de cinzas, as amostras abaixo do diabásio mostram os maiores valores, com um valor médio de 76% na camada CL6, na qual não foi encontrado gás natural. Já o conteúdo de matéria volátil, no geral, mostra correlação inversa com o aumento da refletância, diminuindo em amostras mais próximas da intrusão. O teor mais alto de enxofre encontrado nas amostras do topo da Formação Rio Bonito sugere influência marinha na transição para o estrato marinho da Formação Palermo.

Os valores mais altos de poder calorífico nas amostras do topo da Formação Rio Bonito estão relacionados com as amostras que possuem menores quantidades de cinza e maior conteúdo de vitrinita.

Quanto à análise elementar, os valores de nitrogênio e hidrogênio diminuem em direção a intrusão, ou seja, com o aumento do *rank*, já o teor de oxigênio calculado mostra menores valores na base da sequência, pois depende de outros parâmetros como teor de cinzas, o qual é maior nas amostras da base. O teor de carbono recalculado para livre de cinzas (*d.a.f.*), em base seca, mostra um aumento com a refletância da vitrinita. O teor de enxofre da análise elementar novamente evidenciou influência marinha no topo da sequência.

A mineralogia das amostras, através da análise de difração de raios X mostrou que as amostras são compostas principalmente de silicatos (andaluzita, albita, anortita e hilebrandita), com predominância de quartzo em todas as amostras, carbonatos (calcita, siderita, dolomita e anquerita), além de argilominerais (caolinita, illita), pirita (nas amostras do topo da sequência, novamente sugerindo influência marinha), barita, gibsitita e anatásio.

Os resultados da FRX mostraram maiores concentrações de Si, Al e Fe nas amostras, correlacionados aos silicatos, argilominerais e a pirita respectivamente. Também foram identificados elementos calcófilos (Cu, Ag, Pb, Zn e Ga) associados a sulfetos, elementos litófilos (V, Sr, Y, Rb, Th, Nb, Ba e Zr) associados a aluminossilicatos, feldspatos e argilominerais e siderófilos (Ni e Ir) associados com ferro.

Quanto à desorção do gás natural, uma característica interessante, é a presença de gás natural somente nas amostras situadas acima do diabásio. Não foi encontrado gás natural na camada CL6, situada abaixo do diabásio.

As medidas de desorção do gás natural mostram um range de 0,00 até 0,740 cm<sup>3</sup>/g carvão. As amostras com maiores valores de desorção de gás são as amostras do cilindro 10 e 11 (camada CL4), localizada acima do diabásio, seguido do cilindro 6 (camada B). Através desses dados, nota-se que o valor da desorção de gás começa a aumentar significativamente (em determinadas amostras, com características específicas) a partir do *rank* de 0.96%, com uma distância de 10 m do diabásio, porém não foram encontradas, nesse estudo, correlações da desorção do gás com os macerais e o conteúdo de cinzas. Foram observadas diferenças no comportamento nas curvas de desorção das amostras parcialmente transformadas para coque em relação às amostras de carvão, onde há uma rápida desorção devido aos poros do coque e posterior estabilização da curva de desorção.

A capacidade de adsorção de metano mostra um range de 2,50 até 6,50 cm<sup>3</sup>/g, sendo que os maiores valores são as amostras do cilindro 6, 10 e 11 respectivamente. Foi observada correlação negativa da cinza e do conteúdo de inertinita com a capacidade de adsorção de metano e correlação positiva com o conteúdo de vitrinita, provavelmente ligada a microporosidade da mesma. Também foi observada a influência da umidade na capacidade de adsorção, com a diminuição da capacidade de adsorção devido à água nos poros. Foram encontrados menores valores de capacidade de adsorção de metano para as amostras abaixo do diabásio, as quais não apresentaram gás natural.

Através da compilação dos resultados de desorção/adsorção conclui-se que camadas de carvão da jazida Chico Lomã são insaturadas, com uma ocupação máxima de 13,4% no cilindro 10 (amostra 12-030), a qual possui o maior valor de desorção de gás natural.

Quanto à composição do gás natural, é composto quase que inteiramente por metano, com valores maiores de 98 %. A análise de isótopos nos fornece origem termogênica para o gás natural.

Através da compilação de todos esses dados chega-se a conclusão que a existência de gás somente acima da intrusão pode estar ligada a diferente composição macerálica, onde acima da intrusão há maior conteúdo de vitrinita e conseqüentemente menor conteúdo de cinzas, sendo mais adequada para geração de gás. Outro fator importante em relação à inexistência de gás abaixo do diabásio é que existe capacidade de adsorção de metano nessas amostras, fato que reforça a idéia que não houve geração de gás na camada CL6, que apesar de ser a camada mais

espessa e profunda também é a camada com maior conteúdo de matéria mineral + inertinita, com média de 87%, ou seja, um valor muito alto, sendo improvável a ocorrência de gás.

Quanto ao volume de carvão, obteve-se um valor de 7,152 bilhões de toneladas de carvão para a jazida Chico Lomã.

A integração do volume de carvão obtido pela modelagem 3D, através do software Surpac, convertido para massa, aos resultados dos testes de desorção indica uma reserva de gás na ordem de 1,32 bilhões de m<sup>3</sup> de gás. Ao compararmos esse poço com a área de estudo de Santa Terezinha, observamos que a jazida Chico Lomã abrange uma área maior (Chico Lomã= 1443 km, Santa Terezinha 800 km), porém o conteúdo de gás natural nessa jazida é aproximadamente 25% do conteúdo de gás da jazida Santa Terezinha.

Através desse estudo, pode-se dizer que até o momento, a jazida Chico Lomã é considerada a segunda jazida com maior valor de gás natural associado com as camadas de carvão no Brasil, ficando atrás apenas da jazida Santa Terezinha, que mostrou um valor de 5.5 bilhões m<sup>3</sup> de gás natural, sendo assim sugerida a realização de mais estudos de *CBM* na jazida Chico Lomã com o objetivo de aumentar o conhecimento sobre a mesma.

## 5.2. Sugestões para trabalhos futuros

Podemos perceber através desse estudo a grande influência que a presença de intrusões ígneas gera na desorção e adsorção de metano, mostrando comportamentos diferentes daqueles encontrados em poços sem a presença de intrusões. Isso enfatiza o quanto é importante existir um maior conhecimento dessas intrusões através de geofísica, por exemplo, e posteriormente detalhar fatores como condução de calor, tempo de resfriamento, etc;

-é sugerida a realização da análise de porosidade de todas as amostras do perfil, para mostrar o comportamento da porosidade com o aumento e diminuição do *rank*, bem como análises de permeabilidade para avaliar se pode ter ocorrido falta de condições de permoporosidade para acumular gás nas camadas abaixo do diabásio;

-é sugerida também a análise da capacidade de adsorção nas amostras de coque, pois não foi possível a realização da mesma no presente estudo;

-realização de mais poços na mesma jazida, preferencialmente, em um local não afetado por intrusões, para posterior comparação de dados e efetivos resultados sobre a influência de intrusões na geração de gás natural, pois os poucos trabalhos existentes ainda mostram conclusões insuficientes sobre o assunto.



## Referências

ABOARRAGE, A. M.; LOPES, R. C. **Projeto - A Borda Leste da Bacia do Paraná: integração geológica e avaliação econômica**. Porto Alegre: DNPM/CPRM, 18 v. (Inédito), 1986.

ALBUQUERQUE, L. F. F.; FABRÍCIO, J. A. C. **Jazidas de carvão na Bacia do Paraná**. CPRM, 1980.

AMINIAN, K.; AMERIAN, S. Predicting production performance of CBM reservoirs. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S.l.], v. 1, p. 25-30, 2009.

ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 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, 1991.

ASTM. Annual Book of ASTM Standards. Sec 05.05. **Standard Test Method for Ash in the Analysis Sample of Coal and Coke From Coal**. ASTM, D 3174-89, Philadelphia, PA, p. 326-328, 1991.

ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 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, 1991.

ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 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, 1991.

ASTM. Annual Book of ASTM Standards. 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, p. 266-273, 1991.

ASTM D1412-99. **Standard Test Method for Equilibrium Moisture of Coal at 96 to 97 Percent Relative Humidity and 30 °C**. ASTM International, West Conshohocken, PA, 1999.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 8293: determinação de umidade**. Rio de Janeiro: 1983. 6p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 8289: determinação mineral do teor de cinza.** Rio de Janeiro: 1983. 4p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 8290: determinação do teor de matéria volátil.** Rio de Janeiro: 1983. 3p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 8628: determinação do poder calorífico superior e do poder calorífico inferior.** Rio de Janeiro: 1984. 18p.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS - ABNT. **NBR 8295: determinação do enxofre total pelo processo de combustão.** Rio de Janeiro: 1983. 7p.

BERNARD, B.B.; BROOKS, J.M.; SACKETT, W.M. Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments. **J. Geophys.**, [S.l.], v. 83, p. 4053-4061, 1978.

BODDEN, W. R.; EHRLICH, R. Permeability of coals and characteristics of desorption tests: Implications for coalbed methane production. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 35, p. 333-347, 1998.

BUSCH, A.; GENSTERLBLUM, Y. CBM and CO<sub>2</sub> - ECBM related sorption process in coal: A review. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 87, p. 49-71, 2011.

BUSTIN, R.M.; *et al.* **Coal petrology its principles, methods and applications.** Victoria, v. 3, 230 p. 1983.

BUSTIN, R.M., CLARKSON, C.R. Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 38, p. 3-26, 1998.

BUTLAND, C. **Coal seam gas associations in the Huntly, Ohay e Greymouth Regions, New Zealand.** 2006. 163f. Dissertação (Mestrado)- Department of Geological Sciences, University of Canterbury, New Zealand. 2006.

CALDER, J. H.; GIBLING, M. R. The euroamerican coal province: controls on Late Paleozoic peat accumulation. **Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology**, [S.l.], v. 106, p. 1-21, 1994.

CHALMERS, G.; BUSTIN, R.M. On the effects of petrographic composition on coalbed methane sorption. **International Journal of Coal Geology**. [S.l.], v. 69 (4), p. 288-304, 2007.

CLAYTON, J. L. Geochemistry of Coalbed Gas – A Review. **International Journal of Coal Geology**. [S.l.], v. 35, p. 159 -173, 1998.

COOPER, J.; *et al.* Coal metamorphism by igneous intrusion in the Raton Basin, CO and NM: Implications for generation of volatiles. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 71, p. 15–27, 2007.

CPRM. **Programa de desenvolvimento das unidades mineiras de carvão nas áreas de concessão da CPRM**. Relatório Final. 229 p., 1985.

CPRM. **Geologia da folha Gravataí**. Programa geologia do Brasil. Ministério de Minas e Energia. 78 f., 2008.

CROSDALE, P. J., BEAMISH, B. B.; VALIX, M. Coalbed methane sorption related to coal composition. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 35, p. 147-158, 1998.

DANA, J. D. **Manual de Mineralogia**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos, 642 p., 1969.

DAI, S.; *et al.* Mineralogy and geochemistry of a superhigh-organic-sulfur coal, Yanshan Coalfield, Yunnan, China: Evidence for a volcanic ash component and influence by submarine exhalation. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 255, p. 182-194, 2008.

DIAMOND, W. AND SCHATZEL, S. Measuring the gas content of coal: A review. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 35, p. 311-331, 1998.

DIESSEL, F. C. K. Correlation of macro and micropetrography of some New South Wales Coals. In: COMMONWEALTH MINING AND METALLURGY CONGRESS, 8., 1965, [S.l.]. **Proceedings...**, [S.l.], [S.n.], v.6, p. 669-677, 1965.

DIESSEL, C. K. F. **Coal-bearing depositional systems**. Springer-Verlag Berlin, 721p., 1992.

DUTTA, P., BHOWMIK, S., DAS, S. Methane and carbon dioxide sorption on a set of coals from Índia. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 85, p. 289-299, 2011.

DUTRA, C.V. A Fluorescência de Raios X na Geologia. In: GOMES, C.B (Coord.). **Técnicas Analíticas Instrumentais aplicadas à Geologia**. São Paulo: Edgard Blucher, p. 84-120, 1984.

ECONOMIDES, M.; WOOD, D. The state of natural gas. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S.l.], v. 1, p. 1-13, 2009.

FABRICIO, J. A. C. **Projeto carvão Gravataí - Torres**. CPRM, 1980.

FILHO, A.T.; MIZUSAKI, A.M.P.; ANTONIOLI, L. Magmatismo nas bacias sedimentares brasileiras e sua influência na geologia do petróleo. **Revista Brasileira de Geociências**, [S.l.], v. 38 (2), p.128-137, 2008.

FORMOSO, M. L. Difractometria de Raios X. In: GOMES, C.B. (Coord.). **Técnicas Analíticas Instrumentais aplicadas à Geologia**. São Paulo: Edgard Blucher, p. 1-43, 1984.

GAMSON, P.; BEAMISH, B.; JOHNSON, D. Coal microstructure and secondary mineralization: their effect on methane recovery. In: GAYER, R.; HARRIS, I. (Eds). **Coalbed methane and coal geology**, n. 109, p. 165-179, (Geological Society Special Publication), 1996.

GENTZIS, T.; BOLEN, D. The use of numerical simulation in predicting the coalbed methane producibility from the Gates coals. **International Journal of Coal Geology**, Alberta, v. 74, p. 215-236, 2008.

GOLAB, A.N. & CARR, P.F. Changes in geochemistry and mineralogy of thermally altered coal, Upper Hunter Valley, Australia. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 57, p. 197-210, 2004.

GOLAB, A. N.; HUTTON, A. C.; FRENCH, D. Petrography, carbonate mineralogy and geochemistry of thermally altered coal in Permian coal measures, Hunter Valley, Australia. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 70, p. 150-165, 2007.

GOMES, A P. **Carvão do Brasil, turfa agrícola: geologia, meio ambiente a participação estratégica na produção de eletricidade no Sul do Brasil**. Porto Alegre, 164 p., 2002.

GOMES, A P.; CRUZ, P.R.; BORGES, L. P. Recursos Minerais Energéticos: Carvão e Urânio. In: Bizzi, L. A., Schobbenhaus, C.; Vidotti, R. M. e Gonçalves J. H. (eds.). **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. Brasília, CPRM, p. 577-601, 2003.

GRAY, R.J.; DEVANNEY, K.F. Coke carbon forms: microscopic classification and industrial applications. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 6, p. 277-297, 1986.

HOLZ, M. **O intervalo Gondwânico basal (eo-permiano) da Bacia do Paraná na região nordeste do Rio Grande do Sul, um exercício de estratigrafia**. 1995. 160f. Tese (Doutorado em Geociências)- Instituto de Geociências, Curso de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 1995.

HOLZ, M.; CARLUCCI, R. 2000. Litoestratigrafia, Estratigrafia de Sequências e Evolução Paleofisiográfica da zona de borda da bacia do Paraná no Rio Grande do Sul durante o Eopermiano. In: HOLZ, M.; DE ROS, L.F (eds.). **Geologia do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre, Edição CIGO/UFRGS, p. 303-320.

HOLZ, M.; VIEIRA, P.E.; KALKREUTH, W. The Early Permian coal-bearing succession of the Paraná Basin in southernmost Brazil: depositional model and sequence stratigraphy. **Revista Brasileira de Geociências**, [S.l.], v. 30, p. 424–426, 2000.

HOLZ, M., KALKREUTH, W. Sequence stratigraphy and coal petrology applied to the Early Permian coal-bearing Rio Bonito Formation, Paraná Basin, Brazil. In: Pashin, J., Gastaldo, R. (Eds.), **Sequence Stratigraphy, Paleoclimate, and Tectonics of Coal-bearing Strata, AAPG Studies in Geology**, v. 51, p. 147-167, 2004.

HOLZ, M.; KALKREUTH, W.; ROLIM, S. Extension of the Paraná Basin to offshore Brazil: Implications for coalbed methane evaluation. **Marine and Petroleum Geology**, [S.l.], v. 27, p. 1119-1132, 2010.

HUNT, J. M. **Petroleum geochemistry and geology**. 2<sup>nd</sup> ed., W. H. Freeman and Company. 743 p, 1996.

ISO 7404/3. **Methods for the petrographic analysis of bituminous coal and anthracite**. Part 3. Methods of determining maceral group composition. 4p., 1985.

ISO-7404/5. **Methods For the Petrographic Analysis of Bituminous Coal and Anthracite**. (First Edition). Part 5: Method of determining Microscopically the Reflectance of Vitrinite. 11p., 1984.

ISO 11760. **Classification of coals. International Standard**. First edition. 9 p., 2005.

ICCP. International Committee for Coal and Organic Petrology. **International Handbook of Coal Petrography**. 2 ed. Paris: Centre National de La Recherche Scientifique. Supplement, 1971.

ICCP. International Committee for Coal and Organic Petrology. The new vitrinite classification (ICCP System 1994), **Fuel**, [S.l.], v. 77, n. 5, p. 349-358, 1998.

ICCP. International Committee for Coal and Organic Petrology. The new inertinite classification (ICCP System 1994), **Fuel**, [S.l.], v. 80, p. 459-471, 2001.

JIANG, J.; *et al.* Petrographic and geochemical effects of sill intrusions on coal and their implications for gas outbursts in the Wolonghu Mine, Huaibei Coalfield, China. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 88, p. 55-66, 2011.

KALKREUTH, W. **Introduction to organic petrology**. Short Course Notes, FU Berlim, Alemanha, April 22-27, 126 p., 1987.

KALKREUTH, W., *et al.* The coalbed methane potential of the Paraná Basin, Brazil. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE P&T EM PETRÓLEO E GÁS, 2., 2003, Rio de Janeiro. **Anais...**, Rio de Janeiro, 2003, p.1-6, 1 CD ROM.

KALKREUTH, W., *et al.* Petrology and Chemistry of Permian coals from the Paraná Basin: 1. Santa Terezinha, Leão-Butiá and Candiota Coalfields, Rio Grande do Sul, Brazil. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 68, p. 79-166, 2006.

KALKREUTH, W.; *et al.* O Potencial de *Coalbed 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, (2), p. 1-15, 2008.

KALKREUTH, W.; *et al.* Depositional setting, petrology and chemistry of Permian coals from the Paraná Basin: 2. South Santa Catarina Coalfield, Brazil. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 84, p. 213-236, 2010.

KALKREUTH, W.; *et al.* The Coalbed Methane (CBM) Potential and CO<sub>2</sub> Storage Capacity of the Santa Terezinha Coalfield, Paraná Basin, Brazil – 3D Modelling, and Coal and Carbonaceous Shale Characteristics and Related Desorption and Adsorption Capacities in Samples from Exploration Borehole CBM001-ST-RS. **Energy, Exploration & Exploitation**, (*em prelo*).

KERN, M. **Avaliação do potencial gerador de metano das Jazidas de Chico Lomã e Santa Terezinha, nordeste do Rio Grande do Sul.** 2002. Porto Alegre. 183f. Dissertação (Mestrado em Geologia)- Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002.

KIM, A.G. Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption data. **US Bur. Mines, Rep. Invest.** 8245, 22 p, 1977.

KROOSS, B.M., VAN BERGEN, F., GENSTERBLUM, Y., SIEMONS, N., PAGNIER, H.J.M., DAVID, P. High-pressure methane and carbon dioxide adsorption on dry and moisture-equilibrated Pennsylvanian coals. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 51, p. 69-92, 2002.

LEVANDOWSKI, J.H. & KALKREUTH, W. Chemical and petrographical characterization of feed coal, fly ash and bottom ash from the Figueira Power Plant, Paraná, Brazil. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 77, p. 269-281, 2007.

LEVANDOWSKI, J.H. **Petrologia e Geoquímica das camadas de carvão e sua relação com Gás Natural determinado no poço CBM 001-ST-RS, Bacia do Paraná.** 2009. Porto Alegre. 81f. Dissertação (Mestrado em Geologia) - Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

LAMBERSON, M.N., BUSTIN, R.M. Coalbed methane characteristics of Gates Formation coals, Northeast British Columbia: effect of maceral composition. **American Association of Petroleum Geologists Bulletin**, [S.l.], v. 77, p. 2062–2076, 1993.

LIMA, L.M. F. 1984. **Contribuição ao estudo petrográfico e geoquímico dos carvões da jazida de Chico Lomã Santo Antônio da Patrulha.** 1984. 193f. Dissertação (Mestrado em Geociências)- Instituto de Geociências, Curso de Pós-graduação em Engenharia de Energia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

MARCHIONI, D. & KALKREUTH, W. Coal facies interpretations based on lithotype and maceral variations in Lower Cretaceous (Gates Formation) coals of Western Canada. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 18, p. 125-162, 1991.

MASTALERZ, M.; DROBNIAK, A.; SCHIMMELMANN, A. Changes in optical properties, chemistry, and micropore and mesopore characteristics of bituminous coal at the contact with dikes in the Illinois Basin. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 77, p. 310-319, 2009.

MCCULLOCH, C., *et al.* Measuring the methane content of bituminous coalbeds. **US Bureau of Mines Report of Investigation** 8043, 22p., 1975.

MAVOR, M.; NELSON, C.R. **Coalbed reservoir gas-in-place analysis: Gas Research Institute**. Report no. GRI-97/0263, 134 p., 1997.

MILANI, E. J.; FRANÇA, A. B.; SCHNEIDER, R. L. Bacia do Paraná. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, [S.l.], v. 8, n. 1, p. 69-82. 1994.

MILANI, E. J. 2000. Geodinâmica Fanerozóica do Gondwana sul-ocidental e a Evolução Geológica da Bacia do Paraná. *In*: Holz, M.; De Ros, L.F. (eds) **Geologia do Rio Grande do Sul**. Porto Alegre: CIGO/UFRGS. 275-302 p.

MILANI, E. J.; *et al.* Bacia do Paraná. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, [S.l.], v. 15 (2), p. 265-287, 2007.

MURRAY, D. Coalbed methane in the U.S.A.: analogues for worldwide development. *In*: GAYER, R.; HARRIS, I. (Eds.) **Coalbed methane and Coal Geology**, [S.l.], n. 109, p. 1-12 (Geological Society Special Publication), 1996.

NEMEC, W. Coal correlations and intrabasinal subsidence: a new analytical perspective. *In*: KLEINSPEHN, K.L.; PAOLA, C. (Eds.). **New Perspectives in Basin Analysis**. Springer-Verlag, New York, p. 161-188, 1988.

OSÓRIO, E. 1997. **Utilização de carvões da jazida de Chico-Lomã para a produção de coque**. 1997. 132f. Tese (Doutorado em Engenharia) - Departamento de Metalurgia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

PACHECO, E. T. 2008. **Estudo do beneficiamento a seco do carvão da Mina de Candiota-RS**. 2008. 78f. Tese (Doutorado em Engenharia de Minas, Metalúrgica e Materiais) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

PILLALAMARRY, M.; HARPALANI, S.; LIU, S. Gas diffusion behavior of coal and its impact on production from coalbed methane reservoirs. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 86, p. 342-348, 2011.

PRISSANG, R. **Modelo digital de terreno para a jazida Chico Lomã**. Freie Universität Berlin, Institut für Geologische Wissenschaften. [não publicado].



PRISSANG, R; *et al.* 3D modelling of early Permian paralic coal-bearing strata in Rio Grande do Sul state, Brazil. **Z. geol. Wiss**, Berlim, v.40 (6), p. 363-379, 2012.

RODRIGUES, C. F.; SOUSA M. J. L. The measurement of coal porosity with different gases. **International Journal of Coal Geology**, Porto, n. 48, p. 245-251, 2002.

SCOTT, A. Observations on the nature and origin of fusain. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 12, p. 443-475, 1989.

SCHNEIDER, R.L.; *et al.* Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 18., 1974. Porto Alegre, **Anais...** Porto Alegre v.1, p. 41-65, 1974.

STACH, E., *et al.* **Textbook of Coal Petrology**. 2<sup>nd</sup> ed. Berlin: Gerbrüder-Borntraeger. 428p., 1975.

STACH, E. 1982. The lithotypes of humic and sapropelic coals. In: STACH, E.; MACKOWSKY, M.TH.; TEICHMÜLLER, M.; TAYLOR, G.H.; CHANDRA, D.; TEICHMÜLLER, R.(eds.). **Stach's Textbook of Coal Petrology**, 3rd ed, Berlin: Gerbrüder-Borntraeger, p. 171-177.

SUÁREZ-RUIZ, I.; CRELLING, J.C. **Applied coal petrology: the role of petrology in coal utilization**. USA. Elsevier. p. 388, 2008.

SUFFERT, T. **Carvão nos estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina**. Porto Alegre: CPRM. 39 p., 1997.

TAYLOR, G.H.; *et al.* **Organic Petrology**. Berlin: Gerbrüder-Borntraeger, 704p., 1998.

TEICHMULLER, M.; TEICHMULLER, R. 1982. The geological basis of coal formation. In: STACH, E.; MACKOWSKY; TEICHMULLER, M.; TAYLOR, G.H.; CHANDRA, D.; TEICHMULLER, R. (eds.). **Stach's Textbook of coal petrology**. 3rd ed. Berlin: Gerbrüder-Borntraeger.

WANG, X. The state-of-the-art in natural gas production. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, [S.l.], v. 1, p.14-24, 2009.

WENIGER, P., *et al.* High-pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 84, p. 190-205, 2010.

WHITE, I. C. **Relatório final da comissão de estudos das minas de carvão de pedra no Brasil**. Rio de Janeiro, 617p., 1908.

WHITICAR, M. J. 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, 1994.

WHITICAR, M. J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. **Chemical Geology**, [S.l.], v. 161, p. 291-314, 1999.

YAO, Y.; LIU, D.; HUANG, W. Influences of igneous intrusions on coal *rank*, coal quality and adsorption capacity in Hongyang, Handan and Huaibei coalfields, North China. **International Journal of Coal Geology**, [S.l.], v. 88, p. 135-146, 2011.

ZALÁN, P. V., *et al.* Tectônica e Sedimentação da Bacia do Paraná. In: SIMPOSIO SUL-BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 3., 1987. Curitiba, **Anais...Curitiba**, v.1, p. 441-477.

ZALÁN, P. V.; *et al.* 1990. Bacia do Paraná. In: GABAGLIA, G.P.R; MILANI, E. J (Ed.). **Origem e evolução das bacias sedimentares**. Rio de Janeiro: Petrobrás, p.135-168.

### Documentos em meio eletrônico

ASTM 5373. Disponível em:  
<<http://www.astm.org/Standards/D5373.htm>>  
Acesso em: 17 jan 2012.

HISTÓRICO do CBM. Disponível em:  
<<http://www.norwestcorp.com>>  
Acesso em: 08 mai 2011.

U.S. Department of Energy National Petroleum Technology Office .**Coal bed methane primer : new source of natural gas - environmental implications, background and development in the Rocky Mountain West**. Report (2004) ALL Consulting Disponível em:  
<<http://www.all-llc.com/publicdownloads/CBMPRIMERFINAL.pdf>>  
Acesso em: 31 out 2011.

INFORMAÇÕES sobre carvão. Disponível em:  
<[http://www.uky.edu/KGS/coal/coal\\_information.htm](http://www.uky.edu/KGS/coal/coal_information.htm)>  
Acesso em: 01 abr 2012.

FLUXO de Darcy. Disponível em:  
<<http://www.kgs.ku.edu/PRS/publication/2006/2006-13/p2-03.html>>.  
Acesso em: 09 mai 2012.

PETROLOGIC SERVICES, Well-Info. Adsorption Isotherms Procedures and Desorption Procedures. Disponível em: <<http://www.cbmwellinfo.com/resources.aspx>>  
Acesso em: 5 dez 2009.

## ANEXO A

12-021

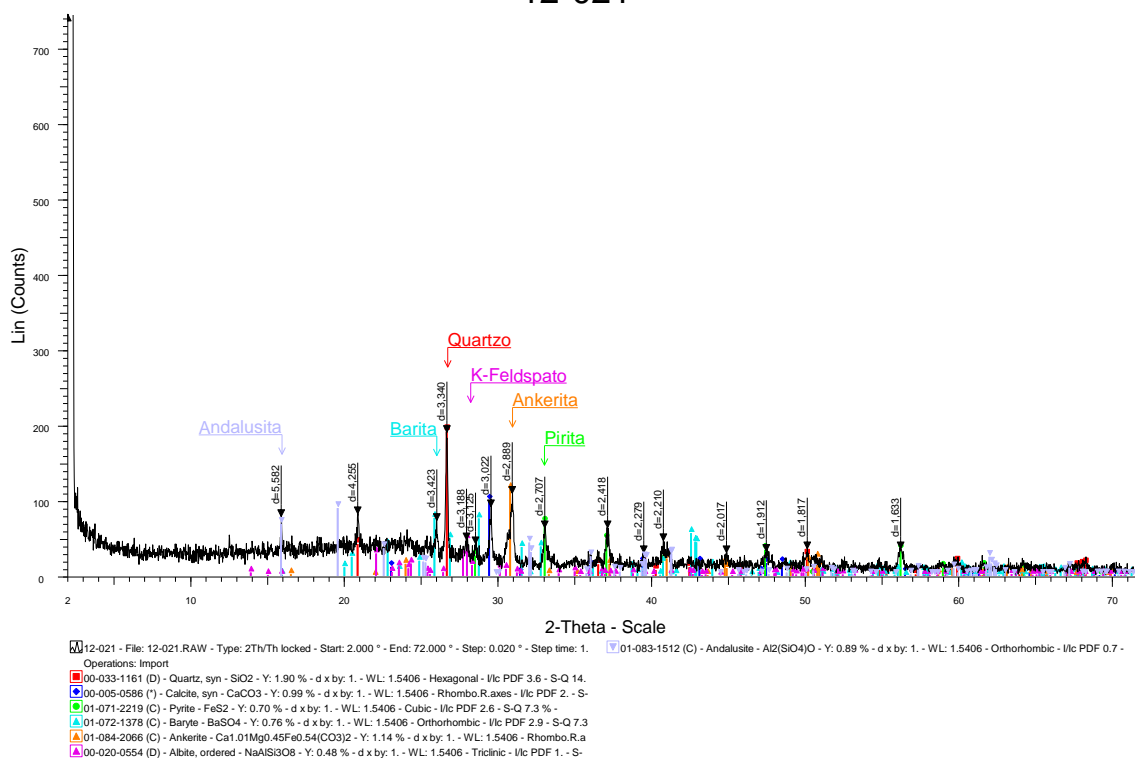


Figura 59. Difratoograma da amostra 12-021, cilindro 1.

12-022

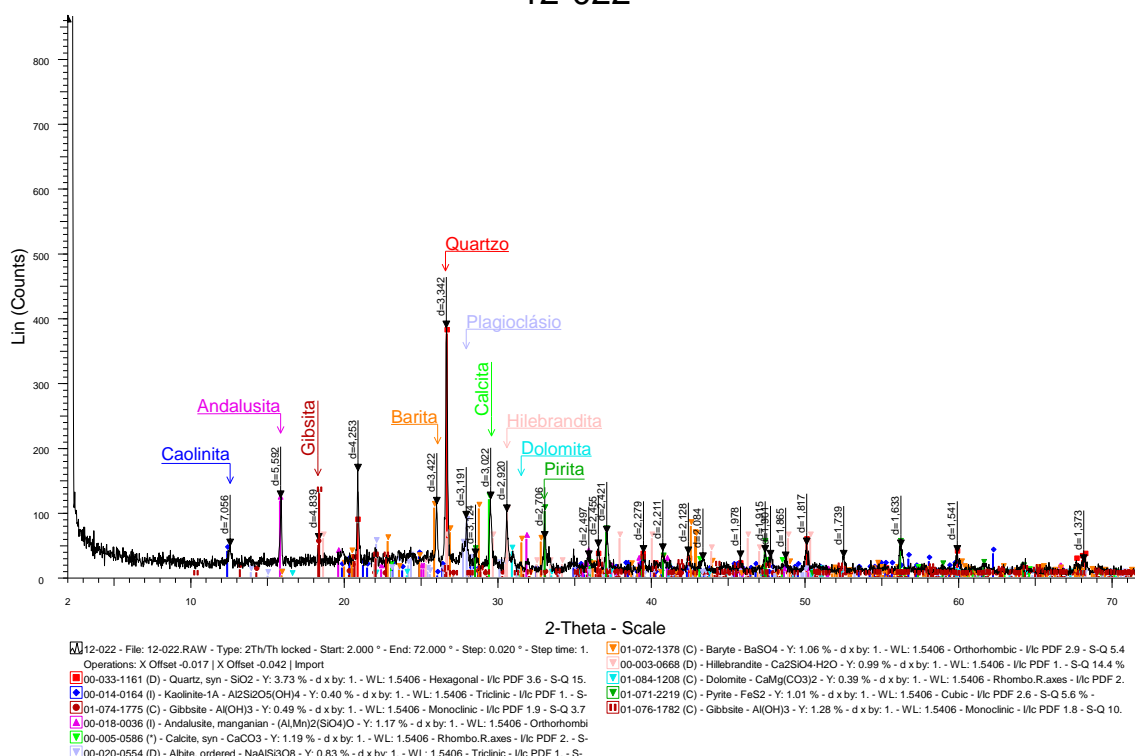


Figura 60. Difratoograma da amostra 12-022, cilindro 2.

12-023

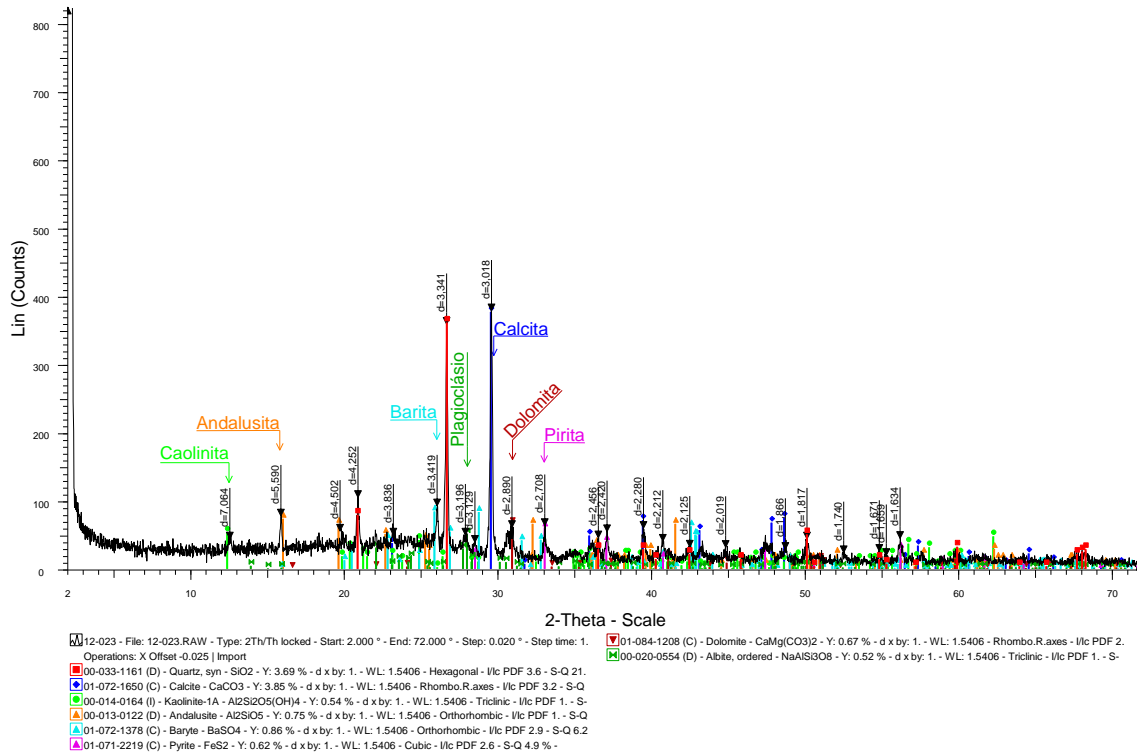


Figura 61. Difratoograma da amostra 12-023, cilindro 3.

12-024

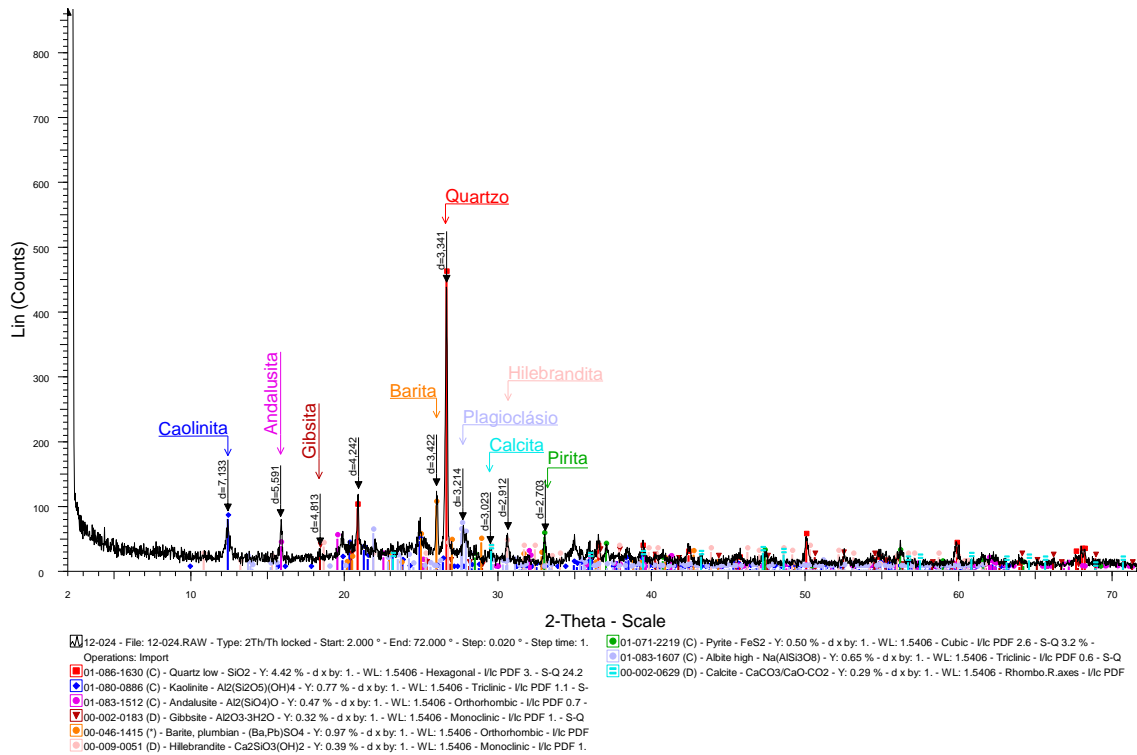


Figura 62. Difratoograma da amostra 12-024, cilindro 4.

12-025

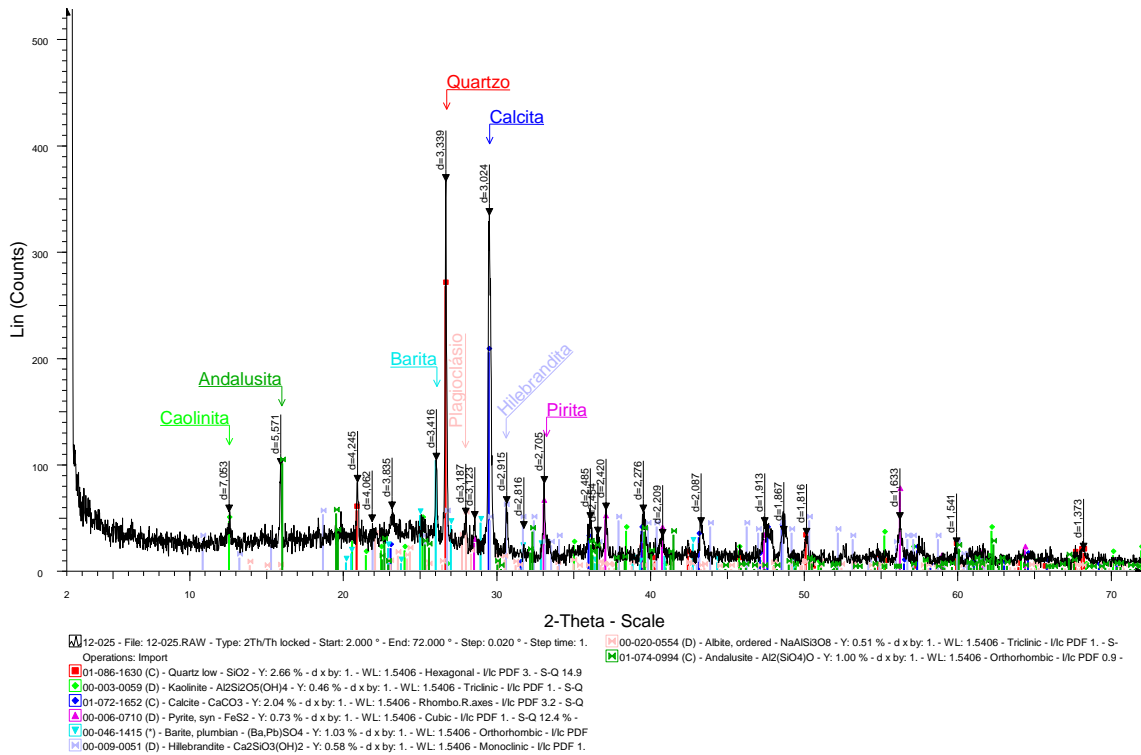


Figura 63. Difratograma da amostra 12-025, cilindro 5.

12-026

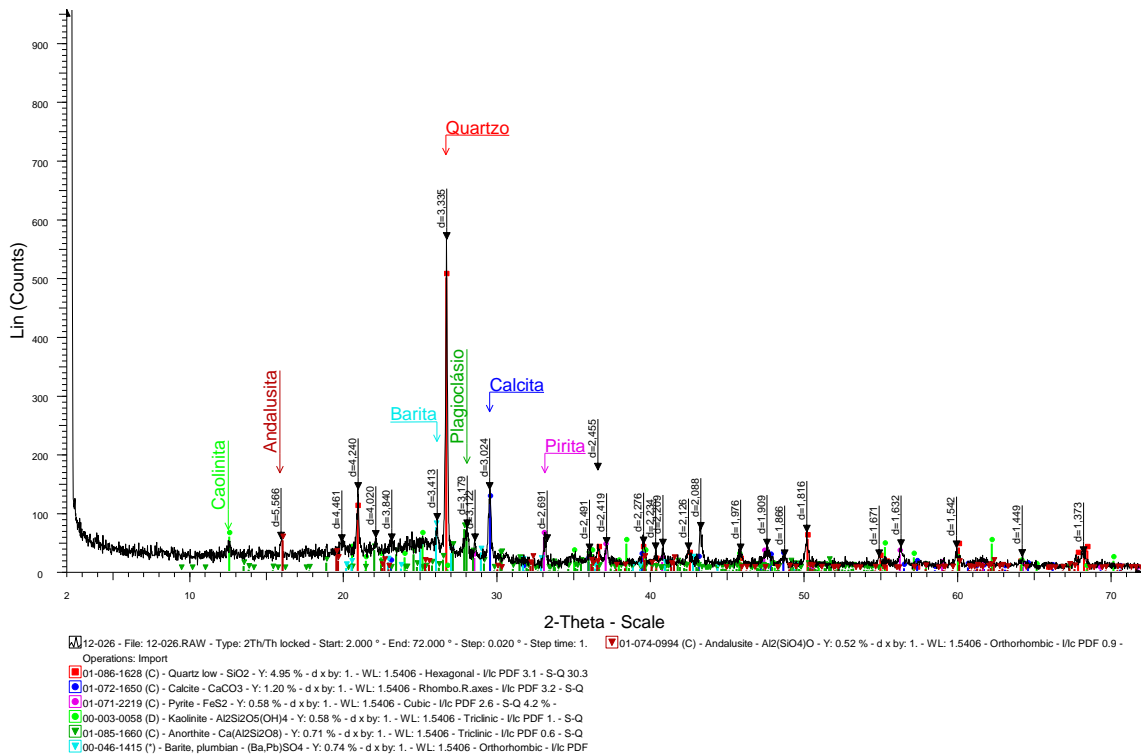


Figura 64. Difratograma da amostra 12-026, cilindro 6.

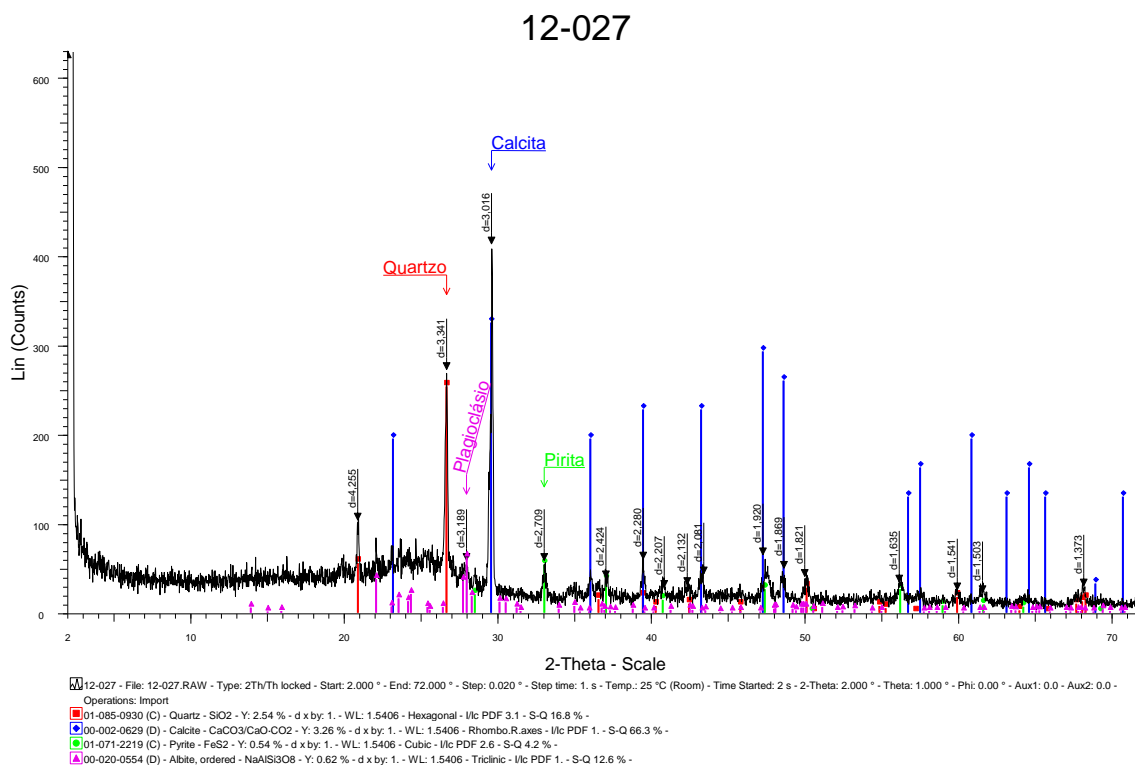


Figura 65. Difratoograma da amostra 12-027, cilindro 7.

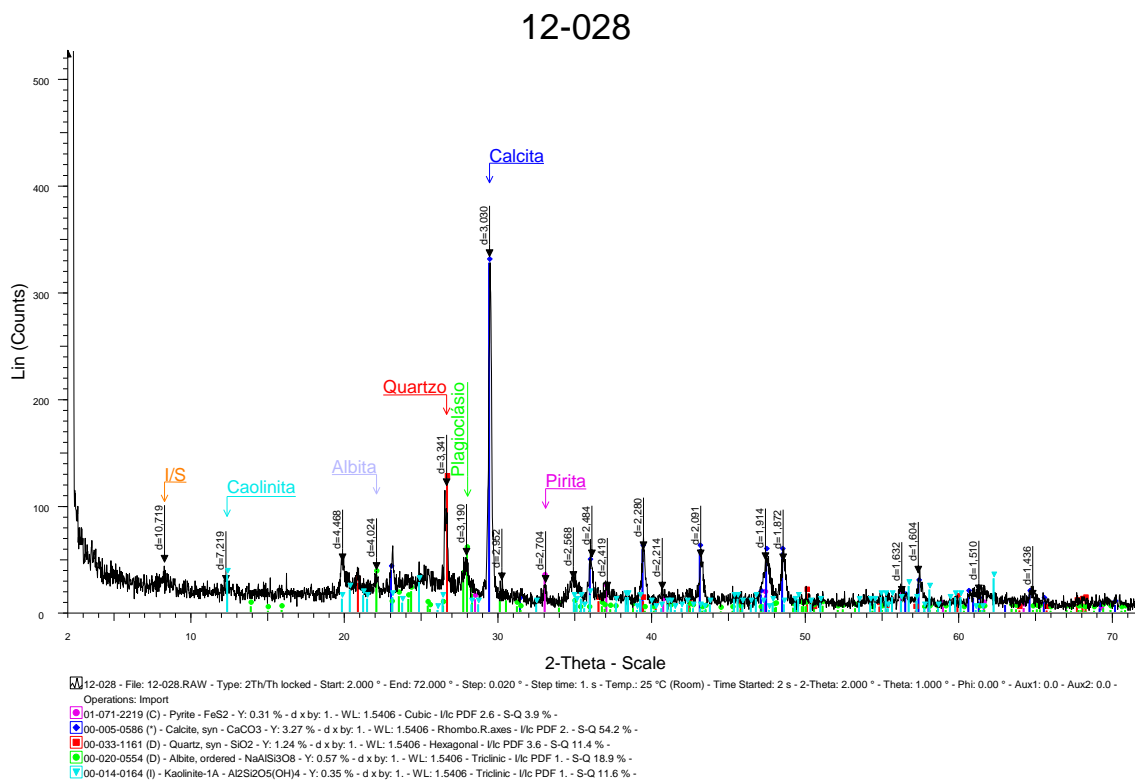


Figura 66. Difratoograma da amostra 12-028, cilindro 8.

12-030

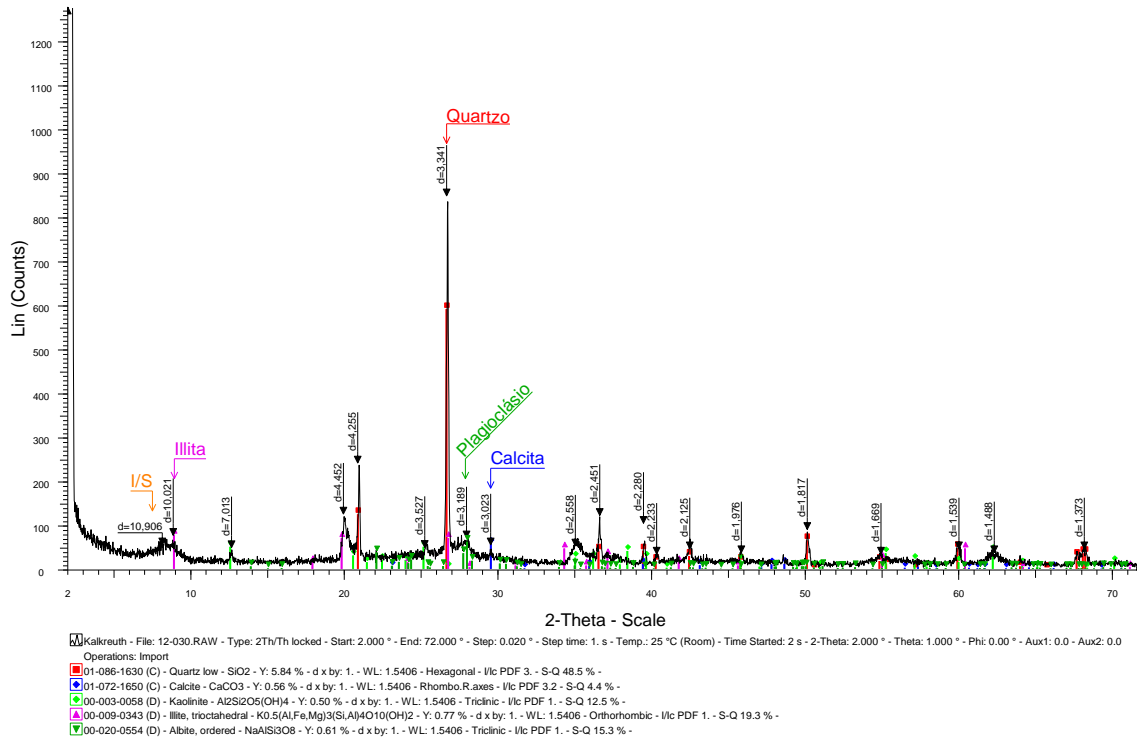


Figura 67. Difratoograma da amostra 12-030, cilindro 10.

12-031

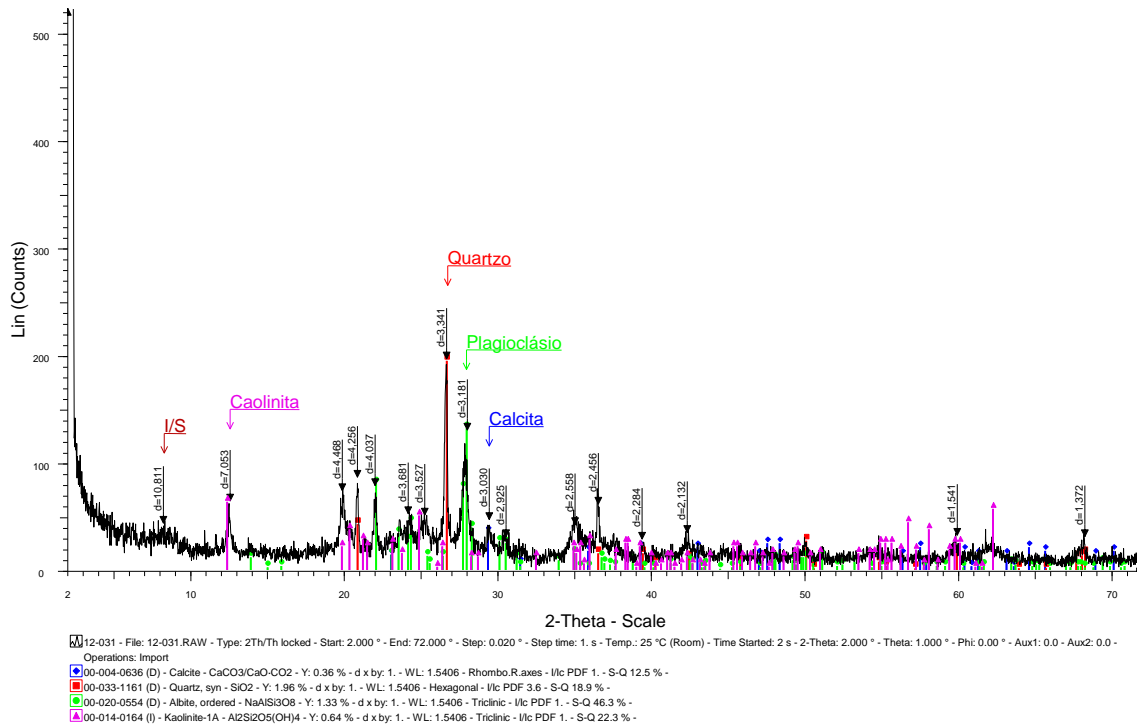


Figura 68. Difratoograma da amostra 12-031, cilindro 11.



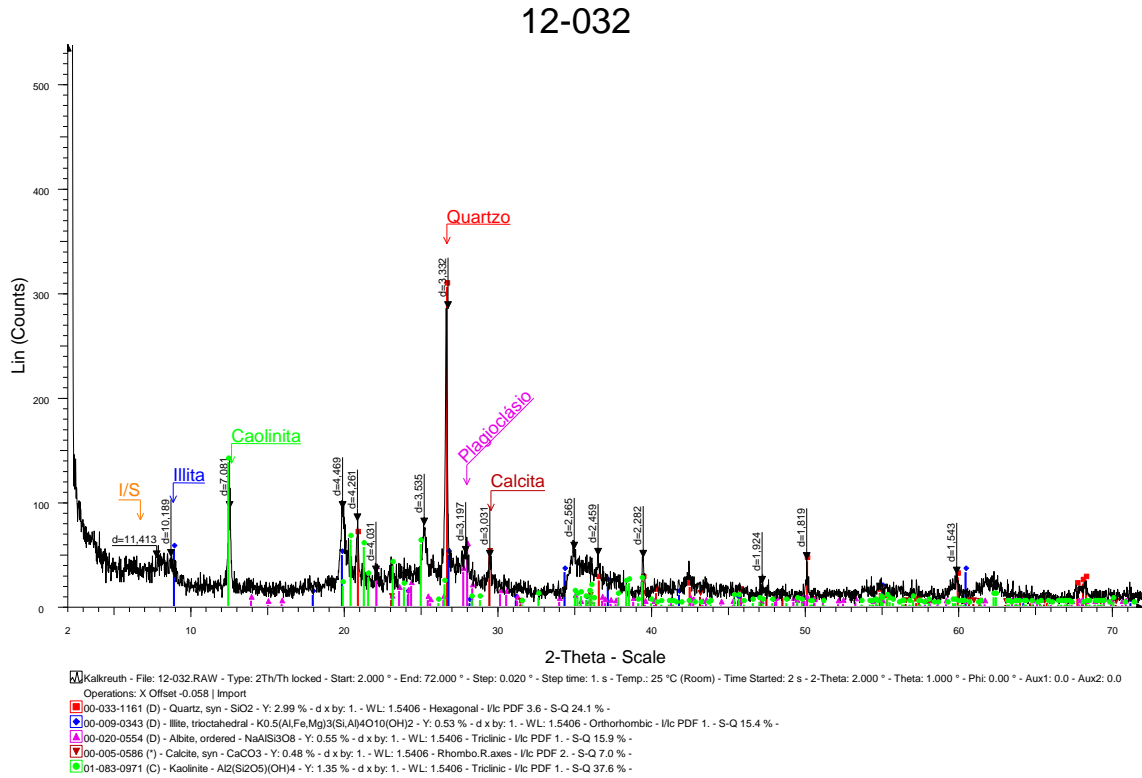


Figura 69. Difratoograma da amostra 12-032, cilindro 12.

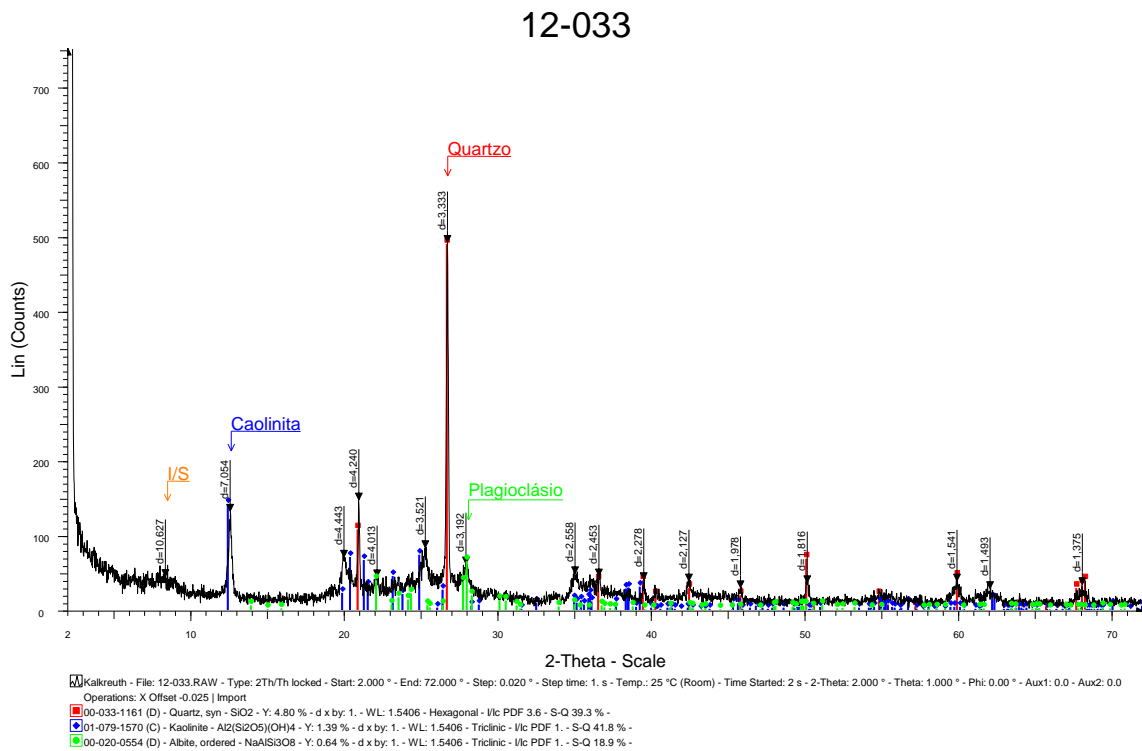


Figura 70. Difratoograma da amostra 12-033, cilindro 13.

12-034

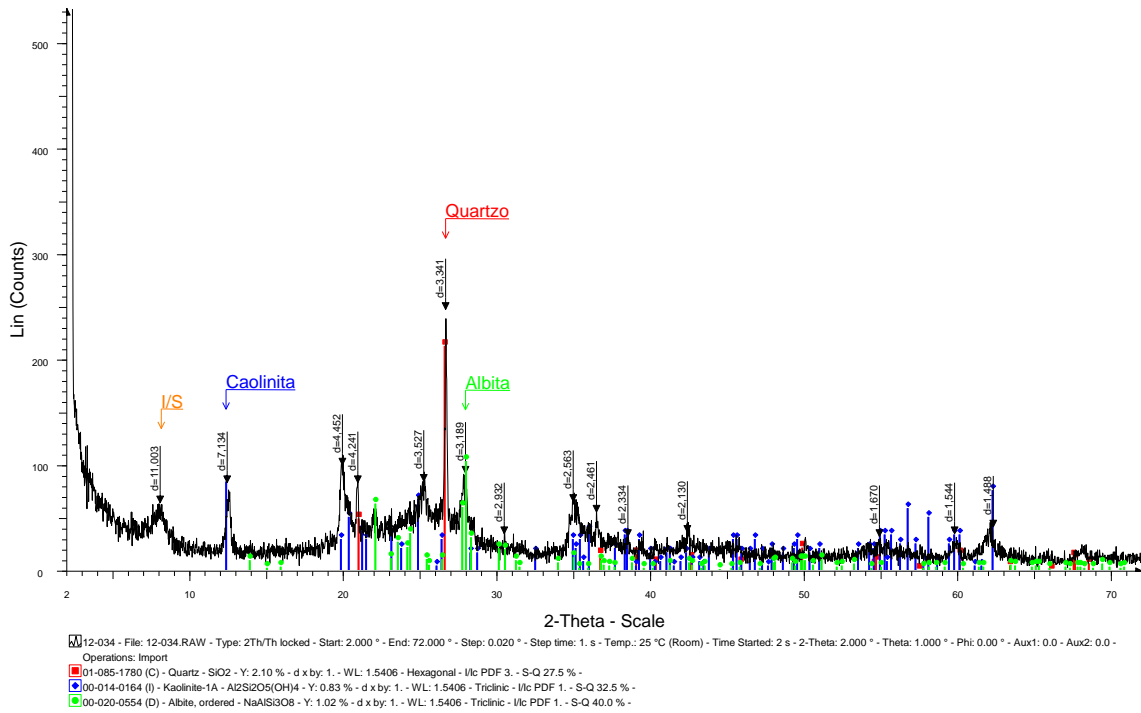


Figura 71. Difratoograma da amostra 12-034, cilindro 14.

12-035

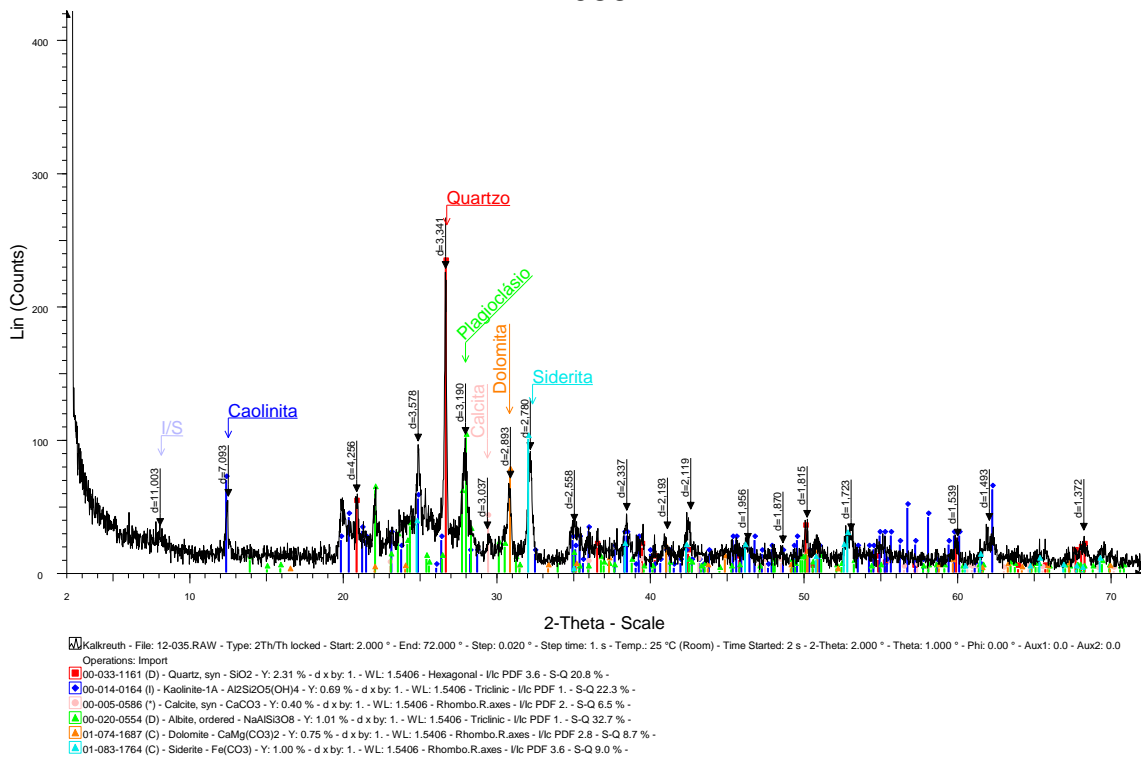


Figura 72. Difratoograma da amostra 12-035, cilindro 15.

12-036

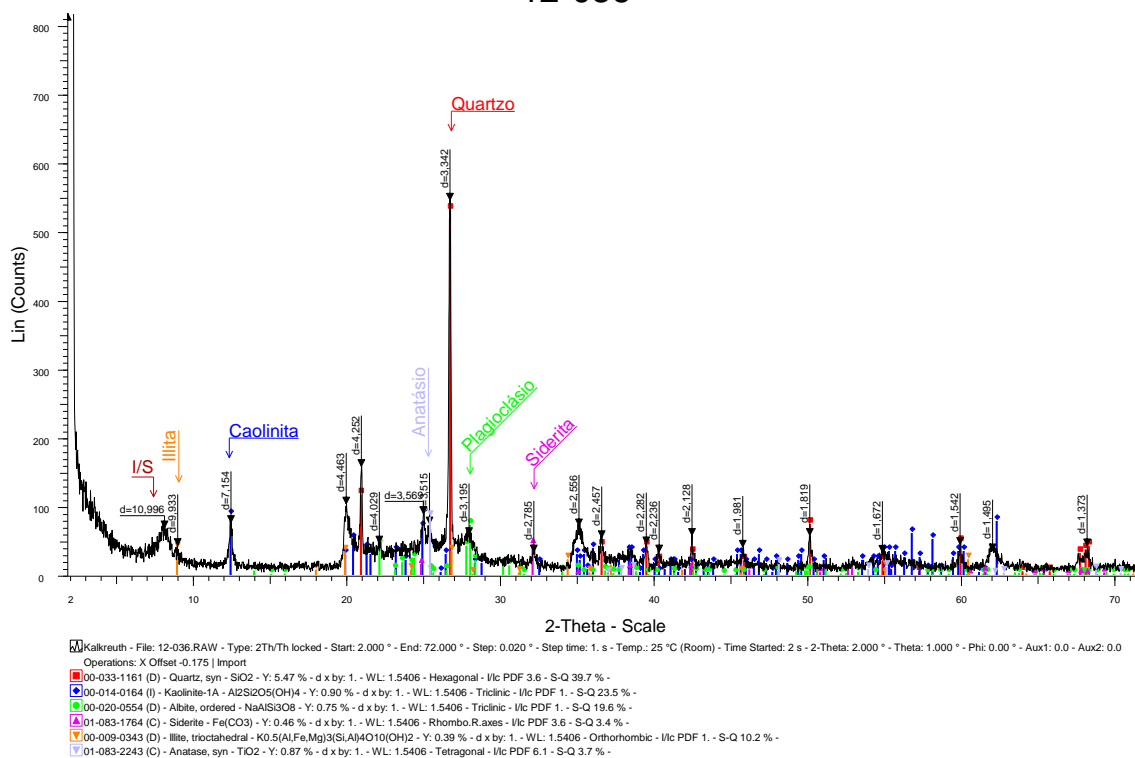


Figura 73. Difratoograma da amostra 12-036, cilindro 16.

12-037

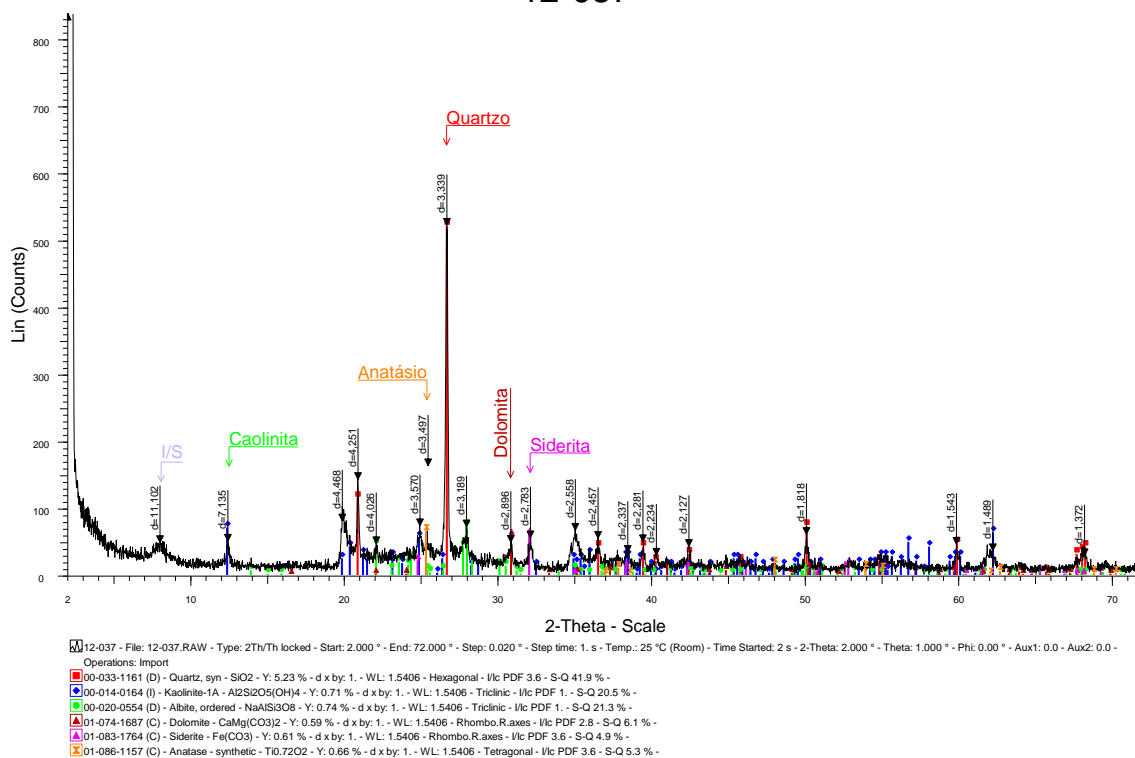


Figura 74. Difratoograma da amostra 12-037, cilindro 17.

12-038

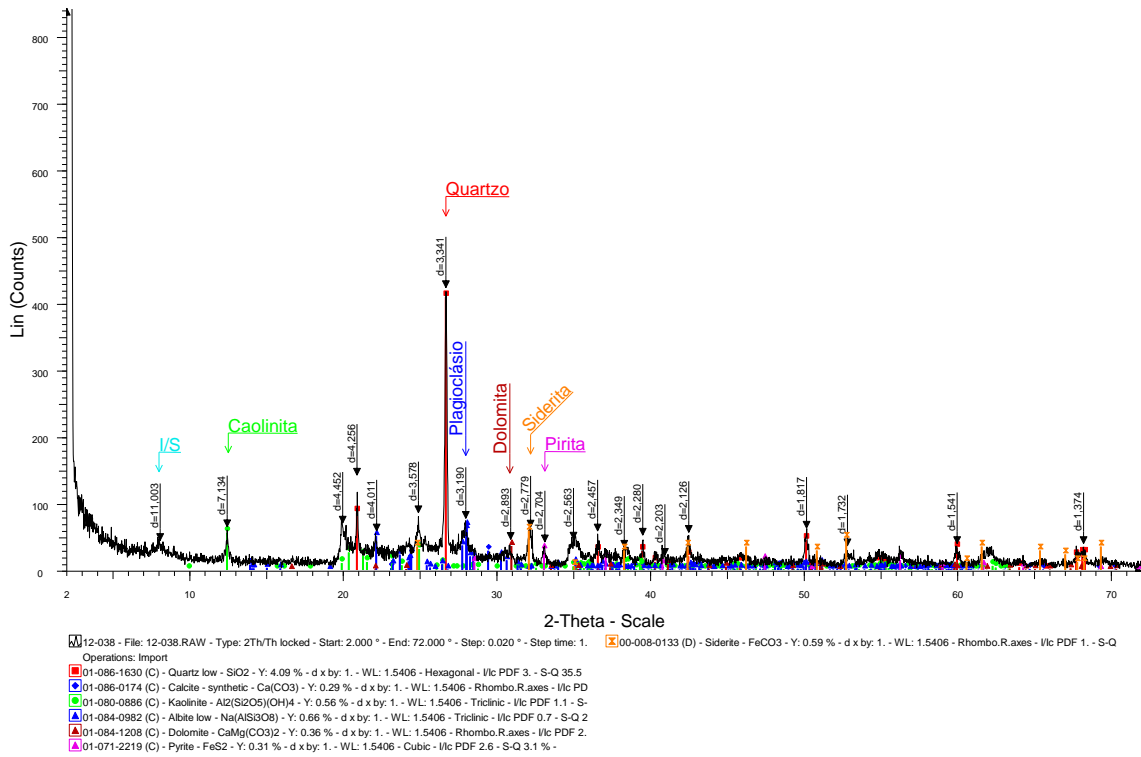


Figura 75. Difratoograma da amostra 12-038, cilindro 18.

12-039

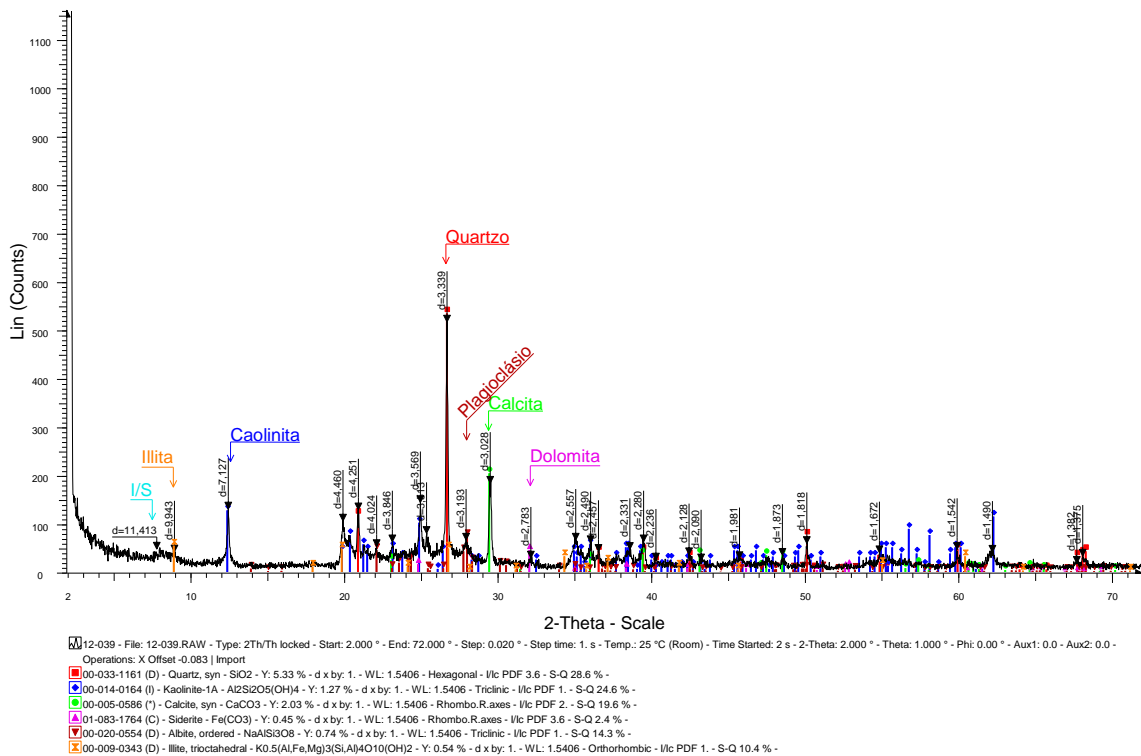


Figura 76. Difratoograma da amostra 12-039, cilindro 19.

12-040

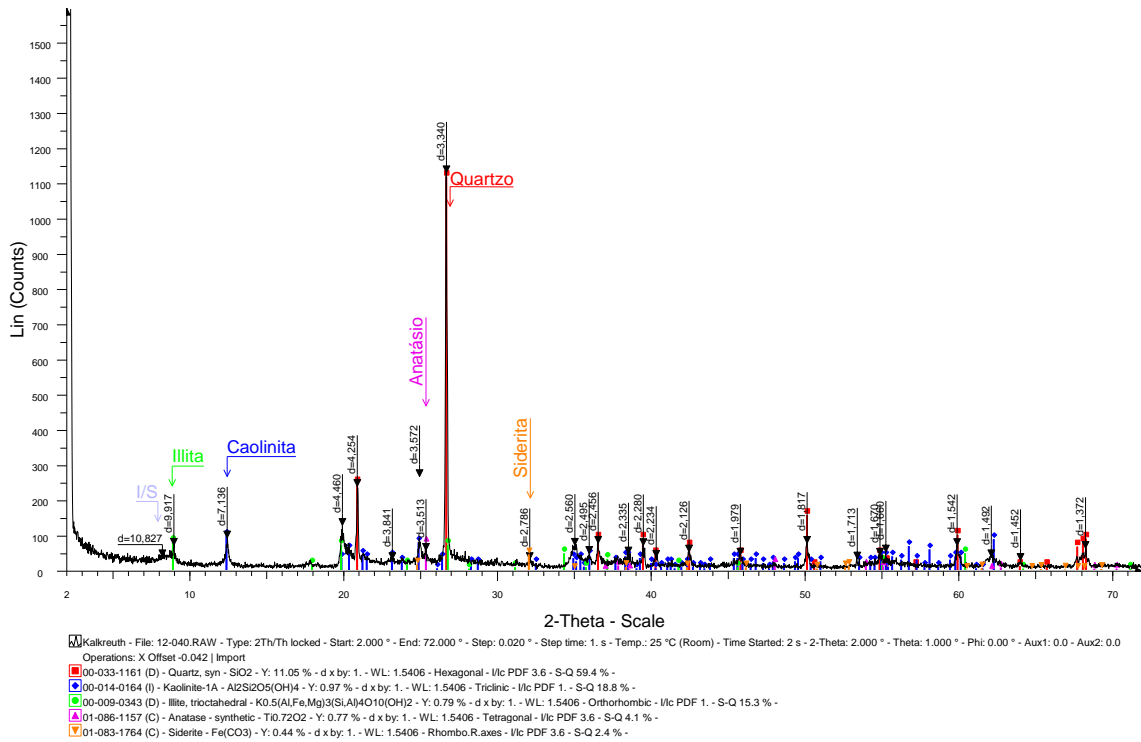


Figura 77. Difratograma da amostra 12-040, cilindro 20.

12-041

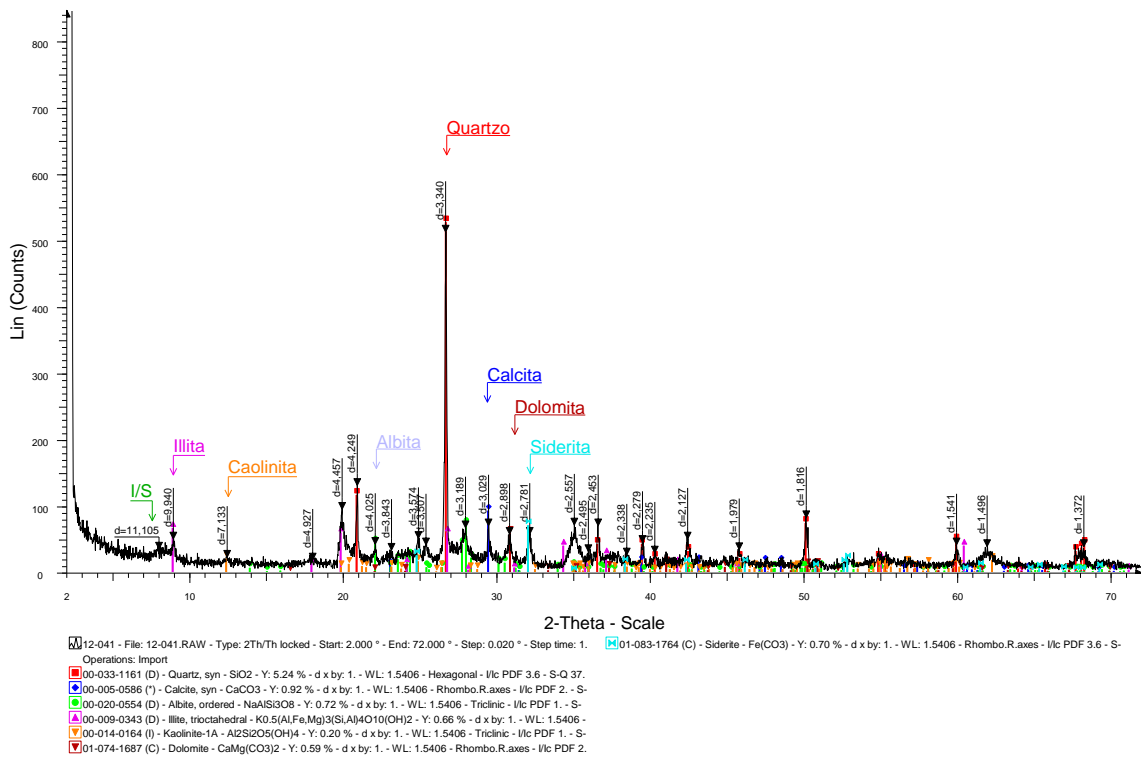


Figura 78. Difratograma da amostra 12-041, cilindro 21.

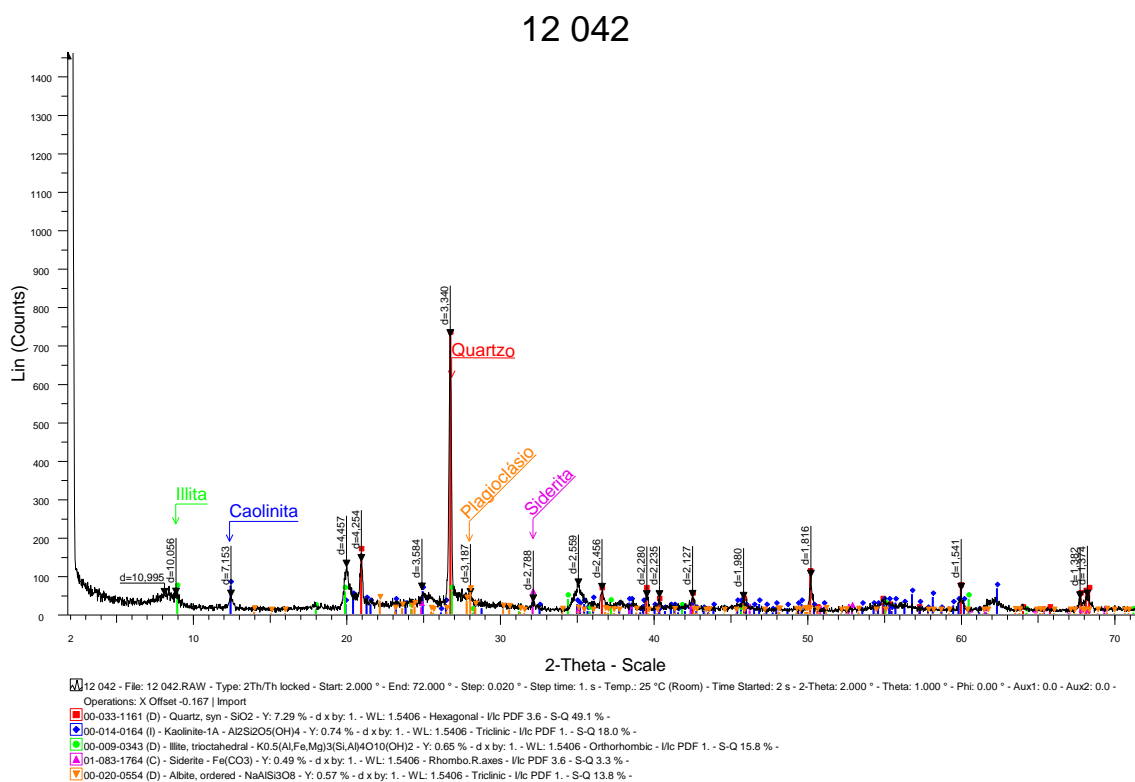


Figura 79. Difratoograma da amostra 12-042, cilindro 22.

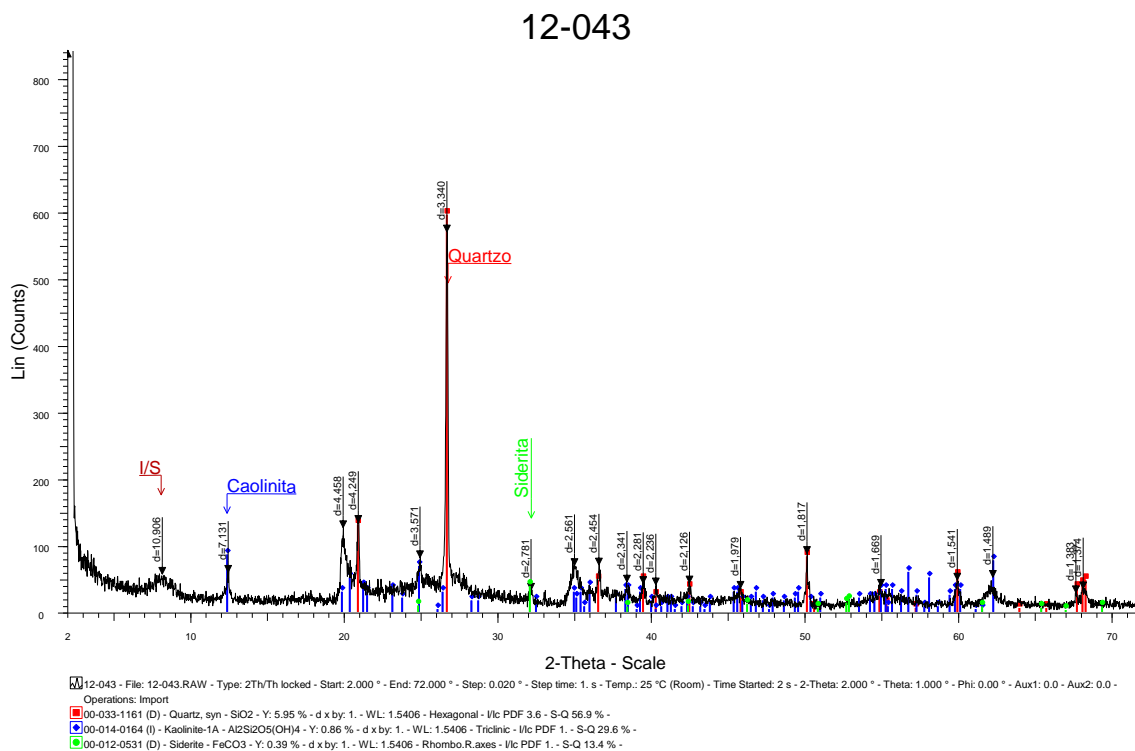


Figura 80. Difratoograma da amostra 12-043, cilindro 23.

## 12-044

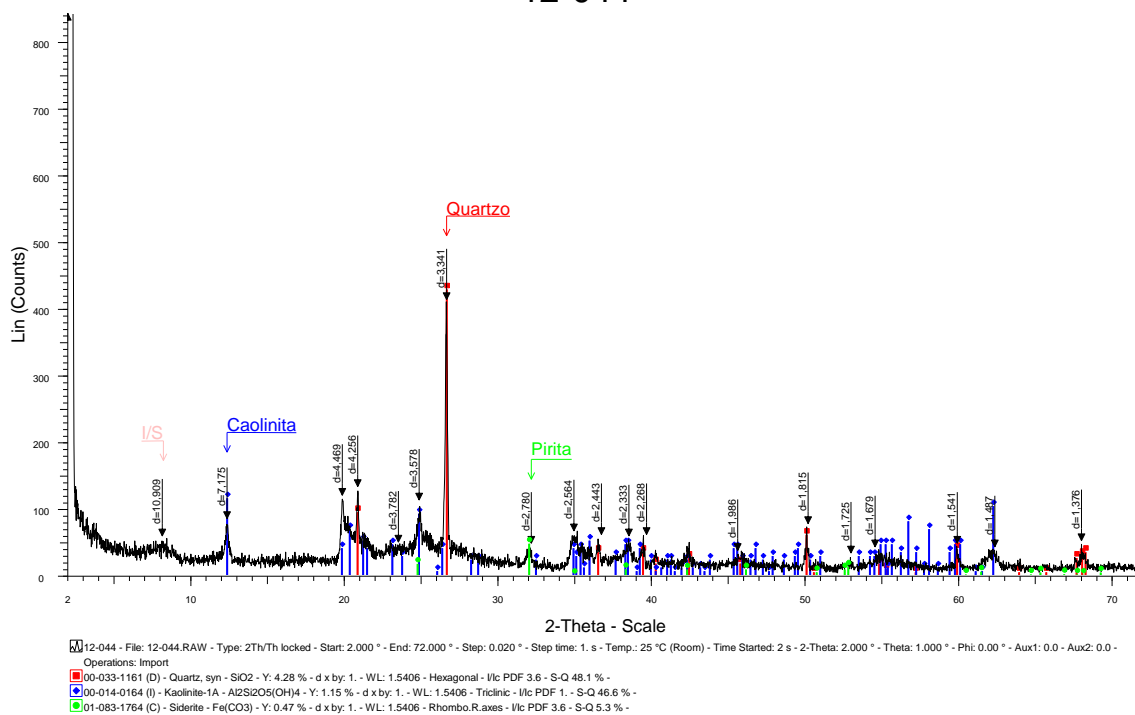


Figura 81. Difratoograma da amostra 12-044, cilindro 24.

## 12-045

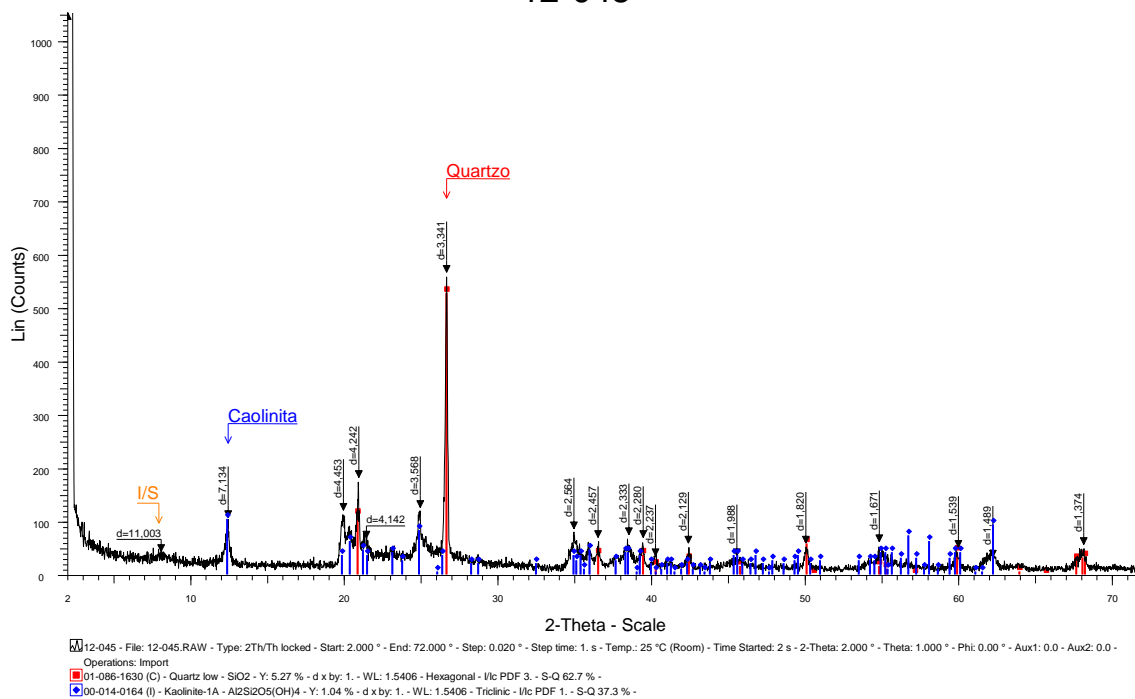


Figura 82. Difratoograma da amostra 12-045, cilindro 25.

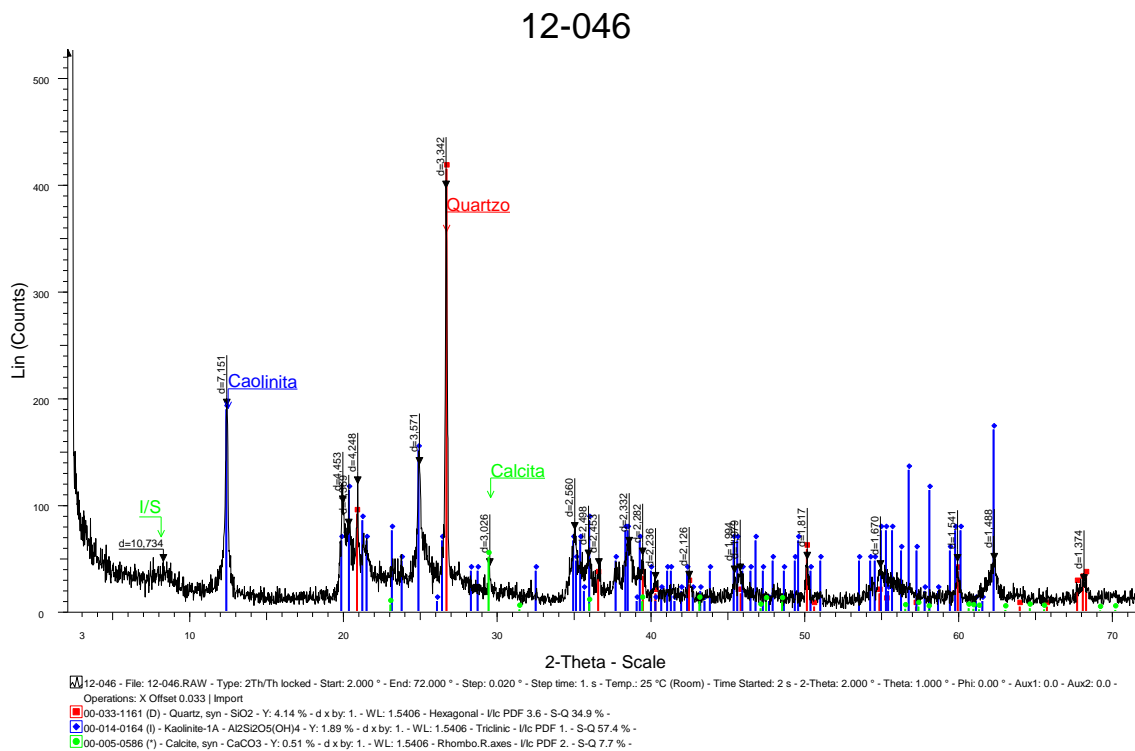


Figura 83. Difratoograma da amostra 12-046, cilindro 26.



**APÊNDICE A**

Tabela A.1: espessura de areia na área de estudo.

Número	Poço	Coordenadas UTM		Areia (m)
		N	E	
1	CA 85	6711000	531000	64,10
2	CA 86	6707700	542440	18,60
3	MS 25	6685000	520700	96,50
4	MS 27	6683200	520800	40,95
5	TG 02	6679380	524700	91,50
6	TG 06	6680850	528650	108,00
7	TG 14	6689150	545980	414,25
8	TG 16	6688600	524600	177,00
9	TG 18	6685620	538720	309,5
10	TG 19	6688585	526450	213,37
11	TG 24	6703075	546360	134,00
12	TG 33	6678594	534312	181,00
13	TG 38	6678415	546460	226,20
14	TG 43	6682175	536840	210,00
15	TG 51	6677600	534650	239,20
16	TG 55	6686425	550060	121,90
17	TG 57	6676550	536875	188,00
18	TG 60	6672050	546100	282,35
19	TG 62	6676776	530316	177,70
20	TG 63	6694050	555325	217,30
21	TG 66	6681550	547000	192,30
22	TG 67	6687175	536225	180,00
23	TG 70	6681925	556450	259,80
24	TG 80	6678650	527750	81,00
25	TG 83	6681700	541750	201,30
26	TG 84	6681050	534900	189,00
27	TG 88	6679000	543600	170,00
28	TG 90	6683180	548570	116,68
29	TG 105	6685000	530850	109,00
30	TG 108	6677974	521980	30,18
31	TG 110	6681985	540006	207,06
32	TG 113	6666125	532235	122,00
33	TG 114	6677639	532241	207,00
34	TG 118	6678844	529639	107,50
35	TG 121	6678047	557960	325,33
36	TG 123	6676075	556007	364,60
37	TG 139	6681500	523001	40,00
38	TG 155	6680000	524000	40,30
39	TG 157	6679500	533000	180,00
40	TG 160	6678500	533000	174,20
41	TG 209	6675041	532002	160,40
42	TG 214	6678397	554548	273,70
43	TG 221	6681040	559916	284,00

Tabela A.2: profundidade de aparecimento da primeira camada de carvão na área de estudo.

Número	Poço	Coordenadas UTM		Primeiro carvão
		N	E	
1	CA 85	6711000	531000	643,90
2	CA 86	6707700	542440	672,92
3	MS 25	6685000	520700	196,77
4	MS 27	6683200	520800	148,45
5	TG 02	6679380	524700	122,57
6	TG 06	6680850	528650	132,17
7	TG 14	6689150	545980	436,84
9	TG 18	6685620	538720	329,41
10	TG 19	6688585	526450	234,25
12	TG 33	6678594	534312	322,88
13	TG 38	6678415	546460	294,34
14	TG 43	6682175	536840	321,97
15	TG 51	6677600	534650	272,75
17	TG 57	6676550	536875	205,63
18	TG 60	6672050	546100	285,35
19	TG 62	6676776	530316	219,42
20	TG 63	6694050	555325	544,96
21	TG 66	6681550	547000	351,83
23	TG 70	6681925	556450	373,99
24	TG 80	6678650	527750	156,00
25	TG 83	6681700	541750	303,00
26	TG 84	6681050	534900	280,44
27	TG 88	6679000	543600	287,23
28	TG 90	6683180	548570	370,80
29	TG 105	6685000	530850	230,70
30	TG 108	6677974	521980	49,55
33	TG 114	6677639	532241	300,73
34	TG 118	6678844	529639	157,40
35	TG 121	6678047	557960	407,50
36	TG 123	6676075	556007	388,10
37	TG 139	6681500	523001	107,22
38	TG 155	6680000	524000	141,60
39	TG 157	6679500	533000	318,81
40	TG 160	6678500	533000	277,15
41	TG 209	6675041	532002	217,90
42	TG 214	6678397	554548	407,10

Tabela A.3: espessura cumulativa de carvão na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM		Espessura Cumulativa
		N	E	
1	CA 85	6711000	531000	1,01
2	CA 86	6707700	542440	1,90
3	MS 25	6685000	520700	4,41
4	MS 27	6683200	520800	4,26
5	TG 02	6679380	524700	1,66
6	TG 06	6680850	528650	1,71
7	TG 14	6689150	545980	5,28
8	TG 16	6688600	524600	0,00
9	TG 18	6685620	538720	4,66
10	TG 19	6688585	526450	0,30
11	TG 24	6703075	546360	0,00
12	TG 33	6678594	534312	4,76
13	TG 38	6678415	546460	3,57
14	TG 43	6682175	536840	2,92
15	TG 51	6677600	534650	3,45
16	TG 55	6686425	550060	0,00
17	TG 57	6676550	536875	2,06
18	TG 60	6672050	546100	2,00
19	TG 62	6676776	530316	1,23
20	TG 63	6694050	555325	0,04
21	TG 66	6681550	547000	6,28
22	TG 67	6687175	536225	0,00
23	TG 70	6681925	556450	0,33
24	TG 80	6678650	527750	3,30
25	TG 83	6681700	541750	4,08
26	TG 84	6681050	534900	4,90
27	TG 88	6679000	543600	10,39
28	TG 90	6683180	548570	4,53
29	TG 105	6685000	530850	4,08
30	TG 108	6677974	521980	0,50
31	TG 110	6681985	540006	0,00
32	TG 113	6666125	532235	0,00
33	TG 114	6677639	532241	3,07
34	TG 118	6678844	529639	0,35
35	TG 121	6678047	557960	1,00
36	TG 123	6676075	556007	1,07
37	TG 139	6681500	523001	3,18
38	TG 155	6680000	524000	3,59
39	TG 157	6679500	533000	5,39
40	TG 160	6678500	533000	3,64
41	TG 209	6675041	532002	0,89
42	TG 214	6678397	554548	3,60
43	TG 221	6681040	559916	0,00

Tabela A.4: Espessura da camada A na área de estudo.

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA A			
		N	E	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
1	CA 85	6711000	531000	644,21	643,90	0,31	0,31
2	CA 86	6707700	542440	673,14	672,92	0,22	0,22
3	MS 25	6685000	520700	197,98	196,77	1,21	1,14
4	MS 27	6683200	520800	149,80	148,45	1,85	1,28
6	TG 06	6680850	528650	173,1	171,55	1,55	1,31
7	TG 14	6689150	545980	439,39	438,40	0,99	0,40
9	TG 18	6685620	538720	329,67	329,41	0,26	0,26
10	TG 19	6688585	526450	234,55	234,25	0,30	0,30
12	TG 33	6678594	534312	323,02	322,88	0,14	0,14
13	TG 38	6678415	546460	294,37	294,34	0,53	0,48
14	TG 43	6682175	536840	313,35	321,97	0,38	0,38
15	TG 51	6677600	534650	273,52	273,28	0,24	0,21
17	TG 57	6676550	536875	206,60	205,63	0,97	0,69
18	TG 60	6672050	546100	287,05	285,35	1,70	0,78
19	TG 62	6676776	530316	219,77	219,42	0,35	0,29
21	TG 66	6681550	547000	352,50	351,83	0,67	0,45
23	TG 70	6681925	556450	374,32	373,99	0,33	0,33
24	TG 80	6678650	527750	158,02	157,05	0,97	0,90
25	TG 83	6681700	541750	303,61	303,00	0,61	0,49
26	TG 84	6681050	534900	284,80	284,22	0,58	0,43
27	TG 88	6679000	543600	288,15	287,23	0,92	0,92
28	TG 90	6683180	548570	376,23	375,60	0,63	0,30
29	TG 105	6685000	530850	232,76	230,70	2,06	2,06
30	TG 108	6677974	521980	50,40	49,70	0,70	0,45
33	TG 114	6677639	532241	303,70	301,60	2,10	1,85
34	TG 118	6678844	529639	157,79	157,40	0,39	0,35
35	TG 121	6678047	557960	408,50	407,50	1,00	1,00
36	TG 123	6676075	556007	390,00	388,10	1,90	1,07
37	TG 139	6681500	523001	107,47	107,22	0,25	0,25
38	TG 155	6680000	524000	142,03	141,60	0,43	0,43
39	TG 157	6679500	533000	319,63	318,81	0,82	0,53
40	TG 160	6678500	533000	279,50	278,89	0,61	0,48
41	TG 209	6675041	532002	218,15	217,90	0,25	0,25
42	TG 214	6678397	554548	410,50	407,10	3,40	2,35

Tabela A. 5: Espessura da camada B na área de estudo.

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA B			
		N	E	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
1	CA 85	6711000	531000	650,68	650,30	0,38	0,38
2	CA 86	6707700	542440	681,16	680,87	0,29	0,21
3	MS 25	6685000	520700	199,74	199,10	0,64	0,64
4	MS 27	6683200	520800	151,68	151,20	0,48	0,48
5	TG 02	6679380	524700	122,73	122,57	0,16	0,16
7	TG 14	6689150	545980	440,51	440,07	0,44	0,22
9	TG 18	6685620	538720	333,12	332,54	0,58	0,50
12	TG 33	6678594	534312	325,24	324,55	0,69	0,44
13	TG 38	6678415	546460	298,03	297,08	0,95	0,58
14	TG 43	6682175	536840	316,08	315,28	0,80	0,50
15	TG 51	6677600	534650	274,18	273,94	0,24	0,21
17	TG 57	6676550	536875	239,84	239,09	0,75	0,65
18	TG 60	6672050	546100	297,57	296,63	0,94	0,87
19	TG 62	6676776	530316	240,56	240,10	0,46	0,36
21	TG 66	6681550	547000	355,51	354,72	0,79	0,44
24	TG 80	6678650	527750	166,42	164,01	2,41	2,00
25	TG 83	6681700	541750	306,64	305,80	0,84	0,63
26	TG 84	6681050	534900	288,14	287,92	0,22	0,22
27	TG 88	6679000	543600	291,32	290,46	0,86	0,86
28	TG 90	6683180	548570	383,70	380,00	3,70	2,59
29	TG 105	6685000	530850	238,03	236,88	1,15	1,15
33	TG 114	6677639	532241	305,80	304,60	1,20	0,97
37	TG 139	6681500	523001	109,57	108,40	1,17	1,13
38	TG 155	6680000	524000	142,90	142,50	0,40	0,40
39	TG 157	6679500	533000	324,81	322,52	2,29	0,63
40	TG 160	6678500	533000	285,00	282,91	2,09	0,54
41	TG 209	6675041	532002	221,95	221,45	0,50	0,50
42	TG 214	6678397	554548	416,15	415,30	0,85	0,85

Tabela A. 6: Espessura da camada C na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA C			
		N	E	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
1	CA 85	6711000	531000	667,90	667,58	0,32	0,32
2	CA 86	6707700	542440	683,54	683,09	0,45	0,26
3	MS 25	6685000	520700	206,35	204,25	2,10	1,20
4	MS 27	6683200	520800	157,54	155,90	1,64	1,64
5	TG 02	6679380	524700	125,21	124,72	0,49	0,49
7	TG 14	6689150	545980	445,33	444,60	0,73	0,45
9	TG 18	6685620	538720	336,45	336,18	0,27	0,27
12	TG 33	6678594	534312	330,66	328,18	2,48	0,65
13	TG 38	6678415	546460	301,51	301,16	0,35	0,35
14	TG 43	6682175	536840	319,99	319,69	0,30	0,30
15	TG 51	6677600	534650	274,86	274,60	0,26	0,26
17	TG 57	6676550	536875	243,81	243,27	0,54	0,42
19	TG 62	6676776	530316	267,18	266,56	0,62	0,58
21	TG 66	6681550	547000	359,47	359,09	0,38	0,29
25	TG 83	6681700	541750	309,87	309,62	0,25	0,25
26	TG 84	6681050	534900	290,41	289,52	0,89	0,56
27	TG 88	6679000	543600	295,00	294,53	0,47	0,47
28	TG 90	6683180	548570	389,02	387,50	1,52	0,75
29	TG 105	6685000	530850	242,62	242,30	0,32	0,32
37	TG 139	6681500	523001	110,44	110,20	0,24	0,24
38	TG 155	6680000	524000	143,91	143,40	0,51	0,46
39	TG 157	6679500	533000	330,50	328,22	2,28	1,16
40	TG 160	6678500	533000	290,14	288,52	1,62	1,06

Tabela A.7: Espessura da camada D na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA D			
		N	E	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
2	CA 86	6707700	542440	688,35	688,10	0,25	0,25
3	MS 25	6685000	520700	212,35	211,92	0,43	0,43
4	MS 27	6683200	520800	163,20	162,15	1,05	0,66
5	TG 02	6679380	524700	126,08	125,97	0,11	0,11
7	TG 14	6689150	545980	449,28	448,45	0,83	0,71
9	TG 18	6685620	538720	338,81	338,13	0,68	0,42
12	TG 33	6678594	534312	334,09	333,67	0,42	0,42
13	TG 38	6678415	546460	303,67	302,98	0,69	0,51
14	TG 43	6682175	536840	321,79	321,31	0,48	0,31
15	TG 51	6677600	534650	277,69	277,34	0,35	0,35
21	TG 66	6681550	547000	361,63	360,79	0,84	0,45
25	TG 83	6681700	541750	311,78	311,50	0,28	0,28
26	TG 84	6681050	534900	296,44	294,72	1,72	1,69
27	TG 88	6679000	543600	297,00	296,16	0,84	0,84
28	TG 90	6683180	548570	393,04	392,50	0,54	0,34
29	TG 105	6685000	530850	247,00	246,45	0,55	0,55
37	TG 139	6681500	523001	117,02	115,30	1,72	1,56
38	TG 155	6680000	524000	145,41	144,90	0,51	0,42
39	TG 157	6679500	533000	338,55	335,11	3,44	2,93
40	TG 160	6678500	533000	323,68	304,70	1,83	1,16

Tabela A.8: Espessura da camada E na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA E			
		NS	EW	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
2	CA 86	6707700	542440	689,50	689,24	0,26	0,26
3	MS 25	6685000	520700	231,69	213,33	0,36	0,36
5	TG 02	6679380	524700	131,45	131,20	0,25	0,21
7	TG 14	6689150	545980	451,34	450,94	0,40	0,28
9	TG 18	6685620	538720	344,19	342,72	1,47	1,10
12	TG 33	6678594	534312	336,45	335,37	1,08	0,61
13	TG 38	6678415	546460	308,83	307,18	1,65	0,95
14	TG 43	6682175	536840	325,15	324,80	0,35	0,28
15	TG 51	6677600	534650	279,61	279,32	0,29	0,29
21	TG 66	6681550	547000	365,59	364,91	0,79	0,51
25	TG 83	6681700	541750	316,50	315,05	1,45	1,20
26	TG 84	6681050	534900	299,96	299,60	0,36	0,36
27	TG 88	6679000	543600	303,18	301,18	2,00	2,00
38	TG 155	6680000	524000	151,26	148,90	2,36	1,52

Tabela A. 9: Espessura da camada F na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA F			
		NS	EW	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
2	CA 86	6707700	542440	690,68	690,31	0,37	0,28
3	MS 25	6685000	520700	221,00	220,00	1,00	0,59
5	TG 02	6679380	524700	132,76	131,92	0,84	0,69
7	TG 14	6689150	545980	452,19	451,91	0,28	0,24
9	TG 18	6685620	538720	374,36	373,25	1,38	0,96
12	TG 33	6678594	534312	343,75	340,71	3,04	2,47
13	TG 38	6678415	546460	331,68	331,40	0,28	0,23
14	TG 43	6682175	536840	331,10	330,00	1,10	1,06
15	TG 51	6677600	534650	285,15	283,73	1,42	1,13
21	TG 66	6681550	547000	368,89	367,60	1,29	1,09
25	TG 83	6681700	541750	335,22	334,69	0,53	0,53
26	TG 84	6681050	534900	301,36	300,80	0,56	0,56
27	TG 88	6679000	543600	306,90	305,85	1,05	1,05
38	TG 155	6680000	524000	153,51	153,30	0,21	0,21



Tabela A.10: Espessura da camada G na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA G			
		NS	EW	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
7	TG 14	6689150	545980	453,31	452,71	0,60	0,45
9	TG 18	6685620	538720	350,28	349,98	0,30	0,29
13	TG 38	6678415	546460	332,41	332,20	0,21	0,17
15	TG 51	6677600	534650	287,58	286,95	0,63	0,39
21	TG 66	6681550	547000	370,17	369,84	0,33	0,30
25	TG 83	6681700	541750	345,49	345,20	0,29	0,29
27	TG 88	6679000	543600	311,33	307,83	3,50	3,50

Tabela A.11: Espessura da camada H na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA H			
		NS	EW	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
7	TG 14	6689150	545980	456,37	455,83	0,54	0,54
9	TG 18	6685620	538720	351,88	351,12	0,76	0,62
21	TG 66	6681550	547000	374,38	373,90	0,48	0,33

Tabela A.12: Espessura da camada I na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA I			
		NS	EW	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
7	TG 14	6689150	545980	458,8	457,7	1,10	1,03
21	TG 66	6681550	547000	375,27	374,87	0,40	0,26

Tabela A.13: Espessura da camada J na área de estudo

Número	Poço	Coordenadas UTM (m)		CAMADA J			
		NS	EW	Prof. Lapa	Topo	CT	CC
7	TG 14	6689150	545980	461,67	460,74	0,93	0,85
21	TG 66	6681550	547000	376,92	376,66	0,26	0,23

Tabela A.14: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-023.

12-023						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
2,18	0,10	0,18	0,18	2,22	3,99	4,02
3,96	0,14	0,24	0,25	3,04	5,47	5,59
5,33	0,16	0,28	0,28	3,50	6,29	6,37
6,39	0,17	0,30	0,31	3,80	6,83	6,83
8,31	0,18	0,33	0,33	4,13	7,42	7,46
9,78	0,19	0,35	0,35	4,33	7,78	7,82
10,92	0,20	0,36	0,36	4,49	8,06	8,04
11,82	0,20	0,37	0,37	4,57	8,20	8,20
12,52	0,21	0,37	0,37	4,62	8,29	8,31
13,68	0,21	0,37	0,38	4,67	8,39	8,47
14,61	0,21	0,38	0,38	4,72	8,47	8,59
15,34	0,21	0,38	0,39	4,76	8,55	8,67
15,925	0,21	0,38	0,39	4,77	8,58	8,73
16,39	0,21	0,38	0,39	4,79	8,61	8,78
16,76	0,21	0,39	0,39	4,82	8,65	8,81
17,05	0,21	0,39	0,39	4,81	8,64	8,84
17,28	0,22	0,39	0,40	4,83	8,68	8,86
nL	0,48					
PL	3,65					

C.A.:capacidade de adsorção

Tabela A.15: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-026.

12-026						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
1,538	0,12	0,22	0,21	2,74	4,87	4,77
2,89	0,17	0,31	0,31	3,87	6,86	6,87
3,98	0,20	0,36	0,36	4,50	7,98	7,96
4,85	0,22	0,39	0,38	4,88	8,66	8,62
5,54	0,23	0,41	0,40	5,18	9,18	9,04
7,53	0,25	0,45	0,44	5,68	10,07	9,94
9,09	0,27	0,47	0,47	5,97	10,60	10,44
10,31	0,27	0,49	0,48	6,15	10,91	10,75
11,29	0,28	0,50	0,49	6,26	11,10	10,96
12,08	0,28	0,50	0,50	6,31	11,19	11,10
12,69	0,29	0,51	0,50	6,39	11,33	11,21
13,15	0,29	0,51	0,50	6,42	11,38	11,28
13,55	0,29	0,51	0,51	6,49	11,50	11,34
13,87	0,29	0,51	0,51	6,48	11,49	11,39
14,13	0,29	0,51	0,51	6,50	11,53	11,43
15,26	0,29	0,52	0,52	6,53	11,59	11,57
16,22	0,29	0,52	0,52	6,50	11,54	11,68
16,99	0,29	0,51	0,53	6,50	11,53	11,76
nL	0,62					
PL	2,91					

Tabela A.16: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-028.

12-028						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
1,74	0,10	0,22	0,23	2,33	5,03	5,09
3,20	0,14	0,30	0,31	3,14	6,78	6,93
4,36	0,16	0,35	0,35	3,59	7,77	7,82
5,27	0,17	0,37	0,37	3,88	8,39	8,32
5,98	0,18	0,39	0,39	4,03	8,72	8,64
6,53	0,19	0,40	0,40	4,17	9,02	8,86
8,72	0,20	0,43	0,42	4,47	9,66	9,50
10,46	0,21	0,45	0,44	4,65	10,06	9,85
11,86	0,21	0,46	0,45	4,73	10,23	10,07
13,00	0,21	0,46	0,46	4,76	10,29	10,22
13,93	0,21	0,46	0,46	4,81	10,40	10,33
14,70	0,21	0,46	0,46	4,78	10,33	10,41
15,32	0,21	0,46	0,47	4,80	10,37	10,47
15,84	0,21	0,46	0,47	4,80	10,36	10,51
16,26	0,22	0,47	0,47	4,83	10,43	10,55
16,6	0,22	0,46	0,47	4,82	10,41	10,58
16,89	0,21	0,46	0,47	4,80	10,37	10,60
17,12	0,21	0,46	0,47	4,79	10,36	10,62
17,30	0,21	0,46	0,47	4,79	10,36	10,63
nL	0,54					
PL	2,39					

Tabela A.17: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-030.

12-030						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
2,68	0,17	0,67	0,78	3,82	15,06	17,46
5,00	0,21	0,85	0,90	4,81	18,93	20,26
6,85	0,23	0,92	0,95	5,25	20,69	21,32
8,33	0,24	0,96	0,98	5,46	21,52	21,87
9,53	0,25	0,98	0,99	5,57	21,93	22,21
10,50	0,25	0,99	1,00	5,61	22,12	22,43
11,30	0,25	0,99	1,01	5,64	22,22	22,58
11,96	0,25	0,99	1,01	5,66	22,28	22,70
12,50	0,25	1,00	1,02	5,67	22,34	22,78
12,95	0,25	1,00	1,02	5,66	22,29	22,85
13,32	0,25	1,00	1,02	5,67	22,35	22,90
13,63	0,25	1,00	1,02	5,67	22,35	22,94
13,89	0,25	0,99	1,03	5,66	22,29	22,97
14,1	0,25	1,00	1,03	5,66	22,30	23,00
14,28	0,25	0,99	1,03	5,66	22,28	23,02
14,90	0,25	0,99	1,03	5,62	22,14	23,09
15,73	0,25	0,98	1,03	5,59	22,04	23,18
16,43	0,25	0,98	1,04	5,57	21,94	23,24
17,02	0,25	0,98	1,04	5,55	21,86	23,29
17,52	0,25	0,97	1,04	5,51	21,70	23,34
17,93	0,25	0,97	1,04	5,51	21,71	23,37
nL	1,11					
PL	1,13					

Tabela A.18: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-031.

12-031						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
1,42	0,12	0,48	0,49	2,80	10,81	10,87
2,71	0,17	0,64	0,66	3,74	14,44	14,69
3,77	0,19	0,73	0,74	4,25	16,44	16,48
4,63	0,20	0,79	0,78	4,56	17,63	17,48
6,69	0,23	0,87	0,85	5,04	19,48	19,06
8,31	0,23	0,91	0,89	5,26	20,31	19,85
9,60	0,24	0,93	0,91	5,37	20,77	20,32
10,64	0,24	0,94	0,92	5,43	20,99	20,62
11,48	0,24	0,94	0,93	5,46	21,10	20,83
12,17	0,24	0,94	0,94	5,47	21,14	20,98
12,72	0,25	0,95	0,94	5,50	21,27	21,10
13,69	0,25	0,95	0,95	5,50	21,25	21,28
14,49	0,24	0,95	0,96	5,48	21,17	21,41
15,15	0,24	0,94	0,96	5,45	21,06	21,50
15,69	0,24	0,94	0,96	5,44	21,01	21,58
16,13	0,24	0,94	0,97	5,45	21,07	21,64
16,49	0,24	0,94	0,97	5,42	20,95	21,68
nL	1,07					
PL	1,70					

Tabela A.19: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-041.

12-041						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. [cm <sup>3</sup> /g]	C.A. [cm <sup>3</sup> /g] <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
1,26	0,05	0,24	0,24	1,15	5,47	5,29
2,35	0,07	0,36	0,36	1,68	8,00	8,01
3,28	0,09	0,43	0,43	2,02	9,62	9,60
5,17	0,11	0,54	0,53	2,52	12,01	11,79
6,73	0,13	0,60	0,58	2,81	13,39	12,98
8,02	0,13	0,64	0,61	2,98	14,24	13,72
9,10	0,14	0,66	0,63	3,10	14,77	14,22
10,01	0,14	0,67	0,65	3,16	15,08	14,57
10,77	0,14	0,68	0,66	3,21	15,30	14,84
11,84	0,14	0,69	0,68	3,23	15,43	15,16
12,74	0,14	0,69	0,69	3,23	15,42	15,41
13,51	0,14	0,69	0,70	3,24	15,43	15,59
14,17	0,14	0,69	0,70	3,22	15,37	15,74
14,73	0,14	0,68	0,71	3,21	15,32	15,86
nL	0,87					
PL	3,38					

Tabela A.20: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-042.

12-042						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2,20	0,08	0,48	0,61	1,81	10,83	13,74
4,12	0,10	0,61	0,69	2,30	13,77	15,41
5,71	0,11	0,68	0,72	2,53	15,19	16,03
7,04	0,12	0,71	0,73	2,66	15,94	16,35
8,16	0,12	0,73	0,74	2,73	16,36	16,55
9,12	0,12	0,74	0,74	2,76	16,57	16,68
9,93	0,12	0,75	0,75	2,78	16,69	16,77
10,63	0,12	0,75	0,75	2,79	16,72	16,84
11,23	0,12	0,74	0,75	2,78	16,67	16,90
11,74	0,12	0,74	0,76	2,78	16,66	16,94
12,19	0,12	0,74	0,76	2,78	16,64	16,97
12,58	0,12	0,74	0,76	2,76	16,56	17,00
12,91	0,12	0,74	0,76	2,75	16,51	17,02
13,57	0,12	0,73	0,76	2,73	16,37	17,06
14,38	0,12	0,72	0,76	2,69	16,11	17,11
15,09	0,12	0,71	0,77	2,64	15,83	17,14
15,71	0,12	0,70	0,77	2,60	15,62	17,17
16,25	0,11	0,69	0,77	2,57	15,39	17,19
16,73	0,11	0,68	0,77	2,54	15,20	17,21
17,15	0,11	0,67	0,77	2,50	15,01	17,23
nL	0,80					
PL	0,67					



Tabela A.21: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-043.

12-043						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
1,27	0,12	0,38	0,42	2,59	8,58	9,35
2,46	0,16	0,53	0,56	3,58	11,84	12,53
3,48	0,18	0,61	0,63	4,12	13,65	14,00
4,32	0,20	0,66	0,66	4,47	14,78	14,83
5,02	0,21	0,69	0,69	4,69	15,53	15,35
5,60	0,22	0,72	0,70	4,85	16,04	15,71
6,08	0,22	0,73	0,71	4,96	16,41	15,96
7,87	0,23	0,77	0,74	5,23	17,30	16,66
9,36	0,24	0,79	0,76	5,35	17,72	17,07
10,62	0,24	0,80	0,77	5,40	17,86	17,33
11,68	0,24	0,80	0,78	5,39	17,84	17,52
12,59	0,24	0,79	0,79	5,36	17,74	17,65
13,37	0,24	0,79	0,79	5,32	17,61	17,76
14,04	0,24	0,78	0,80	5,28	17,49	17,84
14,62	0,23	0,78	0,80	5,25	17,38	17,90
15,11	0,23	0,77	0,80	5,22	17,28	17,95
15,54	0,23	0,77	0,80	5,20	17,20	17,99
15,91	0,23	0,76	0,80	5,17	17,12	18,03
16,23	0,23	0,76	0,81	5,15	17,04	18,05
16,50	0,23	0,76	0,81	5,13	16,98	18,08
16,73	0,23	0,75	0,81	5,11	16,91	18,10
16,93	0,23	0,75	0,81	5,10	16,87	18,11
nL	0,88					
PL	1,39					

Tabela A.22: Valores detalhados da capacidade de adsorção da amostra 12-045.

12-045						
Pressão [Mpa]	C. A. (mmol/g)	C.A. (mmol/g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (mmol/g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g)	C.A. (cm <sup>3</sup> /g) <i>d.a.f.</i>	Langmuir (cm <sup>3</sup> /g)
0	0	0	0	0	0	0
2,42	0,09	0,30	0,33	2,01	6,64	7,37
4,48	0,12	0,39	0,41	2,64	8,73	9,22
6,16	0,13	0,44	0,45	2,96	9,80	10,02
7,55	0,14	0,46	0,47	3,11	10,30	10,47
8,71	0,14	0,47	0,48	3,21	10,64	10,75
9,68	0,15	0,48	0,49	3,27	10,83	10,95
10,49	0,15	0,49	0,49	3,33	11,04	11,09
11,19	0,15	0,49	0,50	3,32	11,00	11,19
12,45	0,15	0,49	0,51	3,32	11,01	11,36
13,53	0,15	0,49	0,51	3,28	10,87	11,48
14,45	0,15	0,48	0,52	3,28	10,86	11,57
15,25	0,15	0,48	0,52	3,25	10,76	11,64
nL	0,58					
PL	1,87					

Tabela A. 23. Coordenadas dos vértices do polígono de contorno do modelo digital de terreno.

Coordenadas UTM	
N	E
6677975.000	520666.666
6711000.000	520666.666
6711000.000	560000.000
6674000.000	560000.000
6672050.000	546100.000
6677975.000	520666.666

ANEXO I	
Título da Dissertação/Tese:	
"CARACTERÍSTICAS PETROGRÁFICAS E GEOQUÍMICAS DAS CAMADAS DE CARVÃO DO POÇO CBM 001-CL-RS, JAZIDA CHICO LOMÁ E SUA RELAÇÃO COM COALBED METHANE ASSOCIADO"	
Área de Concentração: GEOQUÍMICA	
Autor: JANAÍNA HUGO LEVANDOWSKI	
Orientador: Prof. Dr. Wolfgang Dieter Kalkreuth	
Examinador: Profa. Dra. Maristela Bagatin Silva	
Data: 06/06/2013	
Conceito: A	
PARECER:	
<p>Trata-se de trabalho de pesquisa bem elaborado com linha de argumentos claros. Os objetivos foram atingidos, embora indiquem a necessidade de novas pesquisas.</p> <p>A metodologia foi também coerente e desenvolvida com rigor e considero que os resultados da pesquisa podem representar contribuições importantes na área de estudo.</p> <p>A aluna revela qualidade ao apresentar os dados obtidos e as contribuições positivas do trabalho mas também ao destacar as limitações teóricas e práticas (laboratoriais) encontradas. Considero portanto tema relevante e referencial aos trabalhos futuros para estudos do potencial de gás a partir de camadas de carvão.</p> <p>Considero, assim, que a aluna cumpriu os requisitos necessários para sua aprovação.</p> <p>Recomendações que não alteram a essência do trabalho são apontadas em folha entregue à candidata, que se referem especialmente a maior integração de dados.</p>	









