



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Carolina Oliveira de Castro

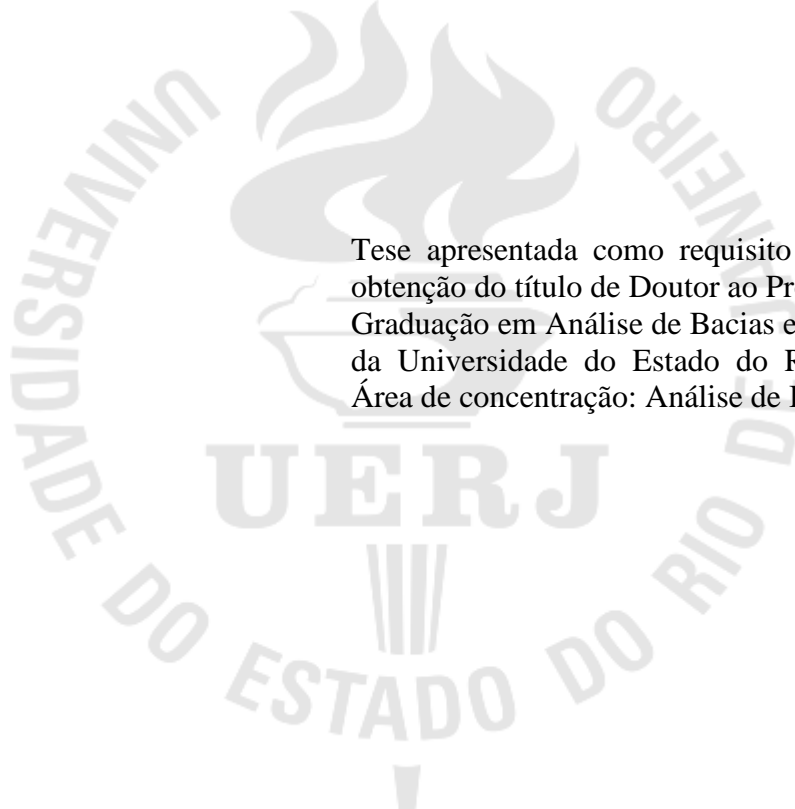
Estudo geoquímico da Formação Ponta Grossa visando à prospecção de gás natural não convencional no Paraná e norte de Santa Catarina

Rio de Janeiro

2016

Carolina Oliveira de Castro

**Estudo geoquímico da Formação Ponta Grossa visando à prospecção de gás natural
não convencional no Paraná e norte de Santa Catarina**



Tese apresentada como requisito parcial para a
obtenção do título de Doutor ao Programa de Pós-
Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis
da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.
Área de concentração: Análise de Bacias

Orientador: Prof. Dr. René Rodrigues

Rio de Janeiro

2016

CATALOGAÇÃO NA FONTE
UERJ / REDE SIRIUS / BIBLIOTECA CTC/C

C355 Castro, Carolina Oliveira de.
Estudo geoquímico da Formação Ponta Grossa visando à
prospecção de gás natural não convencional no Paraná e norte
de Santa Catarina. / Carolina Oliveira de Castro. – 2016.
196 f. : il.

Orientador: René Rodrigues.
Tese (Doutorado) – Universidade do Estado do Rio de
Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia.

1. Gás Natural – Prospecção – Santa Catarina – Teses. 2.
Gás Natural – Prospecção – Paraná – Teses. 3. Geologia
estratigráfica – Devoniano – Teses. 4. Geoquímica – Teses. 5.
Reservatórios de hidrocarbonetos – Teses. I. Rodrigues, René.
II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de
Geologia. III. Título.

CDU 553.981:550.4 (816.2/.4)

Autorizo, apenas para fins acadêmicos e científicos, a reprodução total ou parcial desta tese,
desde que citada a fonte.

Assinatura

Data

Carolina Oliveira de Castro

**Estudo geoquímico da Formação Ponta Grossa visando à prospecção de gás natural
não convencional no Paraná e norte de Santa Catarina**

Tese apresentada como requisito parcial para a
obtenção do título de Doutor ao Programa de Pós-
Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis
da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.
Área de concentração: Análise de Bacias

Aprovada em 08 de julho de 2016.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. René Rodrigues (Orientador)
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Sergio Bergamaschi
Faculdade de Geologia – UERJ

Prof. Dr. Hernani Aquini F. Chaves
Faculdade de Geologia – UERJ

Dr. Cleveland Maximino Jones
INOg – Instituto Nacional de Óleo e Gás/CNPQ

Dr. Marcelo Fagundes de Rezende
PETROBRAS/CENPES/Pesquisa e Desenvolvimento em Geociências

Rio de Janeiro

2016

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, embasamentos da minha vida, pelo amor e incentivo. “Somos moldados e guiados pelo que amamos” – *Goethe*.

À minha fantástica irmã por ser um raio de Sol que ilumina meu caminho. “Enquanto houver vontade de lutar, haverá esperança de vencer” – *Agostinho de Hipona*.

Ao professor Dr. René Rodrigues, pela paciência e generosidade. “Um homem criativo é motivado pelo desejo de realizar e não pelo de derrotar os outros” – *Ayn Rand*.

Aos professores Dr. Sergio Bergamaschi, Dr. Hernani Chaves e Dr. Egberto Pereira pelo convívio e aprendizado. “A mente que se abre às novas ideias jamais volta ao tamanho original” – *Albert Einstein*.

Ao Dr. Cleveland Jones pelas correções e sugestões. “As invenções são, sobretudo, resultados de um trabalho teimoso” – *Santos Dumont*.

Ao Dr. Marcelo Rezende e ao Dr. Marco Brito, pelos comentários e pelas soluções criativas. “A educação é a arma mais poderosa para mudar o mundo” – *Nelson Mandela*.

Às secretárias e aos técnicos da UERJ, pela ajuda na execução de etapas importantes.

À ANP, pela autorização para utilizar os dados exploratórios.

À empresa El Paso, pela permissão para analisar as amostras de rocha.

Ao CETEM, representado pelo Dr. Luis Carlos Bertolino e pelo Sr. Josimar Lima, pelo apoio nas análises de Difractometria de Raios-x.

Aos pesquisadores que se dedicaram à Bacia do Paraná, pela determinação em desenvolver o conhecimento numa área enorme, importante e repleta de desafios.

Aos leitores que preservarem os direitos autorais da tese.

RESUMO

CASTRO, Carolina Oliveira de. *Estudo geoquímico da Formação Ponta Grossa visando à prospecção de gás natural não convencional no Paraná e norte de Santa Catarina*. 2016. 196 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

A fim de identificar os possíveis reservatórios não convencionais de gás natural na Formação Ponta Grossa e estimar, probabilisticamente, os recursos não descobertos recuperáveis, foram realizadas análises estratigráficas e geoquímicas em doze poços exploratórios localizados na porção centro-sul da Bacia do Paraná, que tem localização privilegiada entre as regiões sudeste e sul do Brasil, onde estão os maiores centros consumidores de gás e de energia elétrica. As premissas das simulações foram baseadas em dados exploratórios de poços existentes e nos resultados inéditos de Geoquímica Orgânica e de Difractometria de Raios-x do poço 1-COST-1P-PR, próximo ao campo de gás de Barra Bonita. O total da melhor estimativa (P50) é de 2,9 bilhões de metros cúbicos em condições de pressão e temperatura da superfície. Se forem aprofundados outros 5 poços existentes, até no mínimo, o topo da Formação Furnas, o recurso não convencional adicional (P50) é igual a 1,9 bilhões de metros cúbicos. Não se recomenda a extrapolação dos volumes calculados para outras áreas da bacia sem o conhecimento dos novos dados e sem a realização dos respectivos ajustes. As afirmações e conclusões estão sujeitas a um conjunto expressivo de riscos, incertezas e premissas e, por isso, não refletem a totalidade das circunstâncias e dos cenários que podem afetar as decisões de investimentos e os seus resultados. As características geoquímicas das geradoras devonianas foram comparadas em zonas com maturidades térmicas distintas. Embora a geradora frasniana tenha COT de até 4% na zona imatura, o dobro da geradora emsiana, suas condições de deposição foram mais oxidativas, portanto, menos adequadas à preservação da matéria orgânica. Além disso, a área de ocorrência da geradora frasniana é menor, limitando-se ao sul do Mato Grosso, onde está imatura e ao norte/noroeste do Paraná, onde está bastante afetada pelo calor das ígneas. Caso os fatores geológicos, tecnológicos, econômicos, ambientais e jurídicos sejam favoráveis à retomada das atividades exploratórias, os resultados poderão contribuir para o planejamento das próximas pesquisas sobre reservatórios não convencionais de gás natural.

Palavras-chave: Formação Ponta Grossa. Bacia do Paraná. Gás natural não convencional.

Sistema petrolífero. Devoniano.

ABSTRACT

CASTRO, Carolina Oliveira de. *Geochemical study of Ponta Grossa Formation aiming at prospecting for unconventional natural gas at Paraná and north of Santa Catarina*. 2016. 196 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.

In order to identify possible unconventional natural gas reservoirs in the Ponta Grossa Formation and to assess, probabilistically, undiscovered recoverable resources, stratigraphic and geochemical analyzes were performed using twelve exploratory wells located in the south-central portion of the Paraná Basin, which has a privileged location between the Brazilian southeast and south regions, where the largest gas and electricity consuming centers are located. The simulation conditions were based on exploratory data from existing wells and unpublished results of Organic Geochemistry and x-Ray Diffraction from the 1-COST-1P-PR well, near Barra Bonita gas field. The best estimate (P50) is 2,9 billion cubic meters standard. If five existing wells are deepened at least to the top of Furnas Formation, the additional unconventional resource (P50) is 1,9 billion cubic meters. It is not recommended to extrapolate the volumes calculated for other basin's areas without knowing the new data and without making the respective adjustments. The statements and conclusions are subject to an expressive set of risks, uncertainties and assumptions and, therefore, do not reflect the totality of the circumstances and the scenarios that may affect the investment decisions and their results. The Devonian source rocks' geochemical features were compared between zones with distinct thermal maturities. Although the Frasnian source rock has TOC up to 4% in the immature zone, twice the TOC of the Emsian source rock, its depositional conditions were more oxidizing, therefore, less suitable to organic matter preservation. Furthermore, the occurrence area of Frasnian source rock is smaller, limited to southern Mato Grosso, where it is immature, and to northern/northwestern Paraná, where it is severely affected by igneous' heat. In case the geological, technological, economic, environmental and legal factors are favorable to the resumption of exploratory activities, the results may contribute to the planning of future research on unconventional natural gas reservoirs.

Keywords: Ponta Grossa Formation. Paraná Basin. Unconventional natural gas. Petroleum System. Devonian.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa da área de estudo na Bacia do Paraná	20
Figura 2 – Mapa de detalhe da área de estudo.....	21
Figura 3 – Carta estratigráfica da bacia destacando a Formação Ponta Grossa	29
Figura 4 – Seção cronoestratigráfica pré-carbonífera da Bacia do Paraná.....	30
Figura 5 – Mapa de isópacas da Fm. Ponta Grossa sem as intrusivas.....	32
Figura 6 – Mapa de isópacas do Mb. Jaguariaíva (a) e de isólitas das intrusivas (b).....	34
Figura 7 – Mapa de isópacas do Mb. Tibagi (a) e de isólitas das intrusivas (b)	35
Figura 8 – Mapa de isópacas do Mb. São Domingos (a) e de isólitas das intrusivas (b).	36
Figura 9 – Mapa paleogeográfico do Praguiano ao Eoemiano	37
Figura 10 – Mapa paleogeográfico do Neoemiano.....	38
Figura 11 – Mapa paleogeográfico do Eifeliano ao Givetiano.....	38
Figura 12 – Divisão estratigráfica do Siluro-Devoniano na sub-bacia de Apucarana.....	39
Figura 13 – Divisão estratigráfica do Siluro-Devoniano na sub-bacia de Alto Garças.....	40
Figura 14 – Registro sedimentar e variação relativa do nível do mar no Devoniano.....	41
Figura 15 – Mapa de maturidade térmica da Fm. Ponta Grossa.....	43
Figura 16 – Mapa paleogeográfico da fauna malvinocáfrica no Gondwana.....	44
Figura 17 – Mapa paleogeográfico do Grupo Etendeka.....	46
Figura 18 – Mapa de isólitas dos derrames da Formação Serra Geral	47
Figura 19 – Arcabouço estrutural da Bacia do Paraná	48
Figura 20 – Carta de eventos do sistema Ponta Grossa–Campo Mourão.....	50
Figura 21 – Modelo do campo de Barra Bonita	53
Figura 22 – Tipos principais de trapas associadas à Fm. Serra Geral	54
Figura 23 – Mapa dos dados da Fm. Ponta Grossa nas zonas imaturas	57
Figura 24 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-COST-1P-PR.....	58
Figura 25 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-GB-1-PR.....	59
Figura 26 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-MO-2-PR.....	60
Figura 27 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-PT-1-PR	61
Figura 28 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-RCA-1-PR.....	62
Figura 29 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-RO-1-PR.....	63
Figura 30 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-AP-1-PR.....	64
Figura 31 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-CN-1-SC.....	65

Figura 32 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-CS-1-PR	66
Figura 33 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-LS-1-PR	67
Figura 34 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-RI-1-PR	68
Figura 35 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-RP-1-PR	69
Figura 36 – Perfis da Formação Ponta Grossa no poço 1-DA-MT	70
Figura 37 – Perfis da Fm. Ponta Grossa na seção Tibagi-Telêmaco Borba	71
Figura 38 – Perfis da Formação Ponta Grossa no poço 9-PPG-2-PR	72
Figura 39 – Perfis elétricos e profundidades das amostras no poço 1-COST-1P-PR.....	74
Figura 40 – Classificação de recursos e reservas	75
Figura 41 – Estruturas moleculares dos terpanos	86
Figura 42 – Estruturas moleculares dos terpanos pentacíclicos	87
Figura 43 – Estruturas moleculares dos hopanos e seu precursor biológico	88
Figura 44 – Estruturas moleculares dos compostos Ts e Tm	89
Figura 45 – Estrutura molecular do gamacerano.....	89
Figura 46 – Estruturas moleculares dos esteranos e seu precursor biológico	90
Figura 47 – Estruturas moleculares e estabilidades dos metil-fenantrenos	92
Figura 48 – Maturidade térmica segundo ICE, Ro e idade da geradora.....	94
Figura 49 – Modelo de fraturamento da Fm. Irati durante as intrusões	99
Figura 50 – Esquema de geração em função da distância da geradora à intrusiva.....	100
Figura 51 – Mapa dos principais <i>plays</i> devonianos norte-americanos.....	103
Figura 52 – Área de influência do poço após as operações de fraturamento hidráulico	106
Figura 53 – Áreas de Barra Bonita, dos blocos e a adotada nos cálculos	107
Figura 54 – Componentes da matriz de folhelhos	108
Figura 55 – Relação entre a matéria orgânica e o volume total da geradora.....	115
Figura 56 – Efeitos da geração e da expulsão em S_1 e S_2	116
Figura 57 – Curvas de RG, COT, RI e S do poço 1-COST-1P-PR.....	119
Figura 58 – Curvas de RG, S_1 , S_2 , IH, IP, $T_{máx}$ e diagrama do tipo <i>Van Krevelen</i>	121
Figura 59 – Curvas de RG, COT, ICE e exemplos de esporos no poço 1-COST-1P-PR	134
Figura 60 – Fotomicrografias da palinofácies 1 em 4048m.....	135
Figura 61 – Fotomicrografias da palinofácies 2 em 3686m.....	135
Figura 62 – Fotomicrografias da palinofácies 3 em 3772m.....	135
Figura 63 – Fotomicrografias de algas prasinófitas no poço 1-COST-1P-PR	136
Figura 64 – Fotomicrografias de acritarcos no poço 1-COST-1P-PR.....	137
Figura 65 – Fotomicrografias de quitinozoários no poço 1-COST-1P-PR	138

Figura 66 – Fotomicrografias de componentes terrestres no poço 1-COST-1P-PR.....	139
Figura 67 – Curvas de RG, COT, palinofácies no poço 1-COST-1P-PR.....	140
Figura 68 – Curvas de RG, COT, IH e palinofácies no poço 9-PPG-2-PR.....	144
Figura 69 – Curvas de TOT, COT, IH e palinofácies no poço 1-DA-MT	145
Figura 70 – Curvas de RG, COT e difratogramas entre 3686 e 3866m	147
Figura 71 – Curvas de RG, COT e difratogramas entre 3908 e 4042m	148
Figura 72 – Carta de eventos do sistema Ponta Grossa-Ponta Grossa	149
Figura 73 – Modelo tridimensional da Fm. Serra Geral no Paraná.....	152
Figura 74 – Mapa das linhas sísmicas 301-3 e 301-6A e dos poços próximos	153
Figura 75 – Linha sísmica 301-3 migrada em tempo não interpretada	154
Figura 76 – Linha sísmica 301-3 interpretada	155
Figura 77 – Linha sísmica 301-6A migrada em tempo não interpretada	156
Figura 78 – Linha sísmica 301-6A interpretada	157
Figura 79 – Seção dos poços 2-RI-1-PR, 2-AP-1-PR e 1-MO-2-PR	159
Figura 80 – Seção dos poços 1-COST-1P-PR, 2-CS-1-PR e 1-GB-1-PR.....	160
Figura 81 – Seção dos poços 1-RCA-1-PR, 1-RO-1-PR, 1-COST-1P-PR e 1-PT-1-PR	161
Figura 82 – Seção dos poços 1-RCA-1-PR, 2-RP-1-PR, 2-LS-1-PR e 2-CN-1-SC.....	162
Figura 83 – Mapa de ocorrência atual da Fm. Ponta Grossa por idades	163
Figura 84 – Mapa dos poços sugeridos para reentradas	173
Figura 85 – Modelo de evolução tectônica do Arco de Ponta Grossa.....	177

LISTA DE FLUXOGRAMAS

Fluxograma 1 – Metodologia das análises geoquímicas do poço 1-COST-1P-PR.....	79
Fluxograma 2 – Processamento das amostras para COT, RI e S	80
Fluxograma 3 – Processamento das amostras para biomarcadores.....	84
Fluxograma 4 – Processamento das amostras para palinofácies	93
Fluxograma 5 – Metodologia simplificada para calcular os recursos NC de gás natural	97

LISTA DE FRAGMENTOGRAMAS

Fragmentograma 1 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3802m de profundidade.....	124
Fragmentograma 2 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3894m de profundidade.....	124
Fragmentograma 3 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3906m de profundidade.....	124
Fragmentograma 4 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3922m de profundidade.....	125
Fragmentograma 5 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 4048m de profundidade.....	125
Fragmentograma 6 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3802m de profundidade.....	125
Fragmentograma 7 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3894m de profundidade.....	126
Fragmentograma 8 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3906m de profundidade.....	126
Fragmentograma 9 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3922m de profundidade.....	126
Fragmentograma 10 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 4048m de profundidade.....	127
Fragmentograma 11 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3802m de profundidade	127
Fragmentograma 12 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3894m de profundidade	127
Fragmentograma 13 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3906m de profundidade	128
Fragmentograma 14 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3922m de profundidade	128
Fragmentograma 15 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 4048m de profundidade	128
Fragmentograma 16 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3802m de profundidade	129
Fragmentograma 17 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3894m de profundidade	129
Fragmentograma 18 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3906m de profundidade	129
Fragmentograma 19 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3922m de profundidade	130
Fragmentograma 20 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 4048m de profundidade	130
Fragmentograma 21 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3802m de profundidade	130
Fragmentograma 22 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3894 de profundidade	131
Fragmentograma 23 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3906m de profundidade	131
Fragmentograma 24 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3922m de profundidade	131
Fragmentograma 25 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 4048m de profundidade	131

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Ofertas médias de gás natural, em 2015, por origem	24
Gráfico 2 – Pirograma teórico da geradora na zona imatura.....	81
Gráfico 3 – Exemplo de pirograma na zona imatura.....	83
Gráfico 4 – Isoterma teórica do modelo de Langmuir.....	102
Gráfico 5 – Produção de gás não associado em formações norte-americanas	104
Gráfico 6 – Isotermas de adsorção de metano em amostras das Fm. Huron e Ohio	105
Gráfico 7 – Extensões médias de poços horizontais na Fm. Marcellus	106
Gráfico 8 – Produção anual de gás NC nos Estados Unidos (MMm ³ /dia).....	109
Gráfico 9 – Gradiente de pressão estática no poço 1-RCA-1-PR.....	112
Gráfico 10 – Pirograma da amostra a 3912m de profundidade.....	122
Gráfico 11 – Frequências médias dos componentes da palinofácies 1.....	141
Gráfico 12 – Frequências médias dos componentes da palinofácies 2.....	142
Gráfico 13 – Frequências médias dos componentes da palinofácies 3.....	142
Gráfico 14 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-COST-1P-PR (MMm ³).....	165
Gráfico 15 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-MO-2-PR (MMm ³).....	165
Gráfico 16 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-PT-1-PR (MMm ³).....	166
Gráfico 17 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-RCA-1-PR (MMm ³)	166
Gráfico 18 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 2-AP-1-PR (MMm ³)	167
Gráfico 19 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 2-CS-1-PR (MMm ³).....	167
Gráfico 20 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 2-LS-1-PR (MMm ³).....	168
Gráfico 21 – Volumes expulsos de gás no poço 1-COST-1P-PR (Bm ³)	169
Gráfico 22 – Volumes expulsos de gás no poço 1-MO-2-PR (Bm ³)	170
Gráfico 23 – Volumes expulsos de gás no poço 1-PT-1-PR (Bm ³)	170
Gráfico 24 – Volumes de gás expulsos no poço 1-RCA-1-PR (Bm ³).....	171
Gráfico 25 – Volumes de gás expulsos no poço 2-AP-1-PR (Bm ³).....	171
Gráfico 26 – Volumes de gás expulsos no poço 2-CS-1-PR (Bm ³)	172
Gráfico 27 – Volumes expulsos de gás no poço 2-LS-1-PR (Bm ³)	172

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Termelétricas a gás operando desde 2013 na Bacia do Parnaíba	25
Tabela 2 – Resultados dos poços exploratórios na Bacia do Paraná.....	50
Tabela 3 – Porosidades e permeabilidades da Fm. Campo Mourão em Barra Bonita	51
Tabela 4 – Informações dos poços com intrusivas na Fm. Ponta Grossa.....	56
Tabela 5 – Informações da Fm. Ponta Grossa na zona imatura	57
Tabela 6 – Comparações entre as nomenclaturas de recursos e de reservas	77
Tabela 7 – Quantidades de amostras do poço 1-COST-1P-PR por análise.....	78
Tabela 8 – Classificação do potencial gerador segundo S_2	82
Tabela 9 – Classificação das zonas de maturidade térmica segundo $T_{máx}$	82
Tabela 10 – Classificação do produto gerado segundo IH	82
Tabela 11 – Composição mineralógica média dos folhelhos	95
Tabela 12 – Fórmulas químicas dos principais argilominerais	96
Tabela 13 – Características das Fm. Marcellus e Woodford.....	104
Tabela 14 – Intervalos estimados de porosidade e de FR por litologia.....	109
Tabela 15 – Taxas de subsidência tectônica e total por <i>backstripping</i>	111
Tabela 16 – Pressões estáticas dos testes de formação no poço 1-RCA-1-PR.....	112
Tabela 17 – Probabilidade de sucesso estimada no <i>play</i>	114
Tabela 18 – Resultados médios de COT, S_2 e IH na geradora imatura	116
Tabela 19 – Resultados de pirólise do poço 1-COST-1P-PR.....	123
Tabela 20 – Resultados de biomarcadores do poço 1-COST-1P-PR	123
Tabela 21 – Proximidade das intrusivas às <i>fácies</i> geradoras.....	164
Tabela 22 – Recursos recuperáveis de gás NC nos poços selecionados	168
Tabela 23 – Volumes de gás expulsos da Fm. Ponta Grossa nos poços selecionados	169
Tabela 24 – Dados dos poços sugeridos para reentradas	174
Tabela 25 – Recursos adicionais de gás estimados por analogias	174
Tabela 26 – Reservas de gás nas bacias terrestres brasileiras em 31/12/14	178
Tabela 27 – Condições do gás NC na Bacia do Chaco-Paraná	179
Tabela 28 – Condições do gás NC na Fm. Ponta Grossa	179
Tabela 29 – Comparação entre as Fm. Ponta Grossa, Marcellus e Woodford	180

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BCB	Banco Central do Brasil
CETEM	Centro de Tecnologia Mineral
CO ₂	dióxido de carbono
COT	carbono orgânico total
DRX	Difratometria de Raios-x
E	leste
E.F.	<i>England Finder</i>
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
F	fenantreno(s) ou fitano (cromatograma m/z 85)
Fm.	Formação
GNL	gás natural liquefeito
HC	hidrocarbonetos(s)
HCl	ácido clorídrico
HF	ácido fluorídrico
ICE	índice de coloração dos esporos
IH	índice de hidrogênio
IO	índice de oxigênio
IP	índice de produção
IPC	índice preferencial de carbonos
Mb.	Membro(s)
MF	metil-fenantreno
IMF	índice dos metil-fenantrenos
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
moa	matéria orgânica amorfa
m/z	razão entre a massa e a carga atômica
N	norte
NASDAQ	<i>National Association of Securities Dealers Automated Quotations</i>
NC	não convencional

NE	nordeste
NW	noroeste
P	pristano
PETROBRAS	Petróleo Brasileiro S.A.
PG	Ponta Grossa
PR	Paraná
prof.	profundidade(s)
R	cadeia lateral
Rc	reflectância da vitrinita calculada
RG	raios gama
RI	resíduo insolúvel
Ro	reflectância da vitrinita medida
S	enxofre total ou sul (em seções)
SC	Santa Catarina
SE	sudeste
SG	Serra Geral
SI	superfície de inundação
SIM	superfície de inundação máxima
SO ₂	dióxido de enxofre
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
ST	superfície transgressiva
SW	sudoeste
Tmáx	temperatura máxima de geração
TSMA	trato de sistema de mar alto
TSMB	trato de sistema de mar baixo
TST	trato de sistema transgressivo
UERJ	Universidade do Estado do Rio de Janeiro
ZnCl ₂	cloreto de zinco
W	oeste

LISTA DE SÍMBOLOS

km ²	quilômetro(s) quadrado(s)
m	metro(s)
Ma	milhão(ões) de ano(s)
Φ	porosidade
k	permeabilidade
%	porcentagem
m ²	metro(s) quadrado(s)
MMm ³ /dia	milhão(ões) de metro(s) cúbico(s) por dia
R\$	real(is)
US\$	dólar(e)s americano(s)
kW	quilowatt(s)
kg	quilograma(s)
ton	tonelada(s)
mg	miligrama(s)
g	grama(s)
Ar ⁴⁰ /Ar ³⁹	razão entre isótopos de argônio com massas atômicas de 40 e 39u
±	mais ou menos
Bm ³	bilhão(ões) de metro(s) cúbico(s)
<	menor do que
°C	grau(s) Celsius
mW	megawatt(s)
ohm.m	resistência elétrica a cada metro
g/cm ³	grama(s) por centímetro(s) cúbico(s)
μs/pé	microsegundo(s) por pé
cps	contagem(ns) por segundo
P90	estimativa inferior
P50	estimativa melhor
P10	estimativa superior
cm	centímetro(s)
≥	igual ou maior do que
mm	milímetro(s)

h	hora(s)
*	multiplicação
P ₁	peso da amostra antes da acidificação
P ₂	peso da amostra após a acidificação
S ₁	hidrocarbonetos livres
S ₂	potencial gerador
S ₃	dióxido de carbono liberado na pirólise
mL	mililitro(s)
G	gamacerano
rpm	rotação(ões) por minuto
2 θ	ângulo de difração
kPa	quilopascal(is)
F	Fahrenheit
PI	proximidade à ígnea
d	distância entre a SI e seu contato com a ígnea mais próxima
e	espessura
VGIP	volume de gás inicial – <i>initially in place</i>
A	área
S _g	saturação de gás
B _g	fator volume de formação do gás
Ca	capacidade de armazenamento de gás adsorvido
C _{ML}	capacidade de armazenamento no modelo de Langmuir
P	pressão estática
P _{ML}	pressão do modelo de Langmuir
C _L	capacidade de armazenamento de gás livre
ρ	densidade da rocha
M	massa molecular aparente do metano
pa	densidade do metano adsorvido
C	capacidade total de armazenamento nas condições de superfície
Σ	somatório
kgf/cm ²	quilograma-força por centímetro quadrado
Δ	variação
V _r	volume recuperável de metano nas condições da superfície

V_t	volume total de metano nas condições da superfície
Φ_c	porosidade corrigida
Φ_d	porosidade lida no perfil de densidade
Φ_n	porosidade lida no perfil de neutrão
V_{res}	volume de gás no reservatório
V	volume de gás na superfície
Z	fator de compressibilidade do gás
n	número de mol(es)
MPa	megapascal
V_f	volume recuperável final de gás
P_s	probabilidade de sucesso do <i>play</i>
P_g	probabilidade de existência da <i>fácies</i> geradora
P_r	probabilidade de existência do reservatório não convencional
P_t	probabilidade de trapeamento ou retenção do gás
P_{ge}	probabilidade de geração
P_{sin}	probabilidade de sincronismo e de preservação dos volumes
V_{so}	volume de sólidos
V	volume total da geradora
M_{so}	massa de sólidos
TT	taxa de transformação
S_{2o}	potencial gerador original na zona imatura
S_{2r}	potencial gerador residual
$MCOT_o$	massa de COT original
M_r	massa reativa
M_g	massa de gás natural gerada
EE	eficiência de expulsão da geradora
V_e	volume de metano expulso da geradora
M_e	massa de metano expulsa da geradora
ρ_g	densidade do metano na geradora
μm	micrômetro(s)

SUMÁRIO

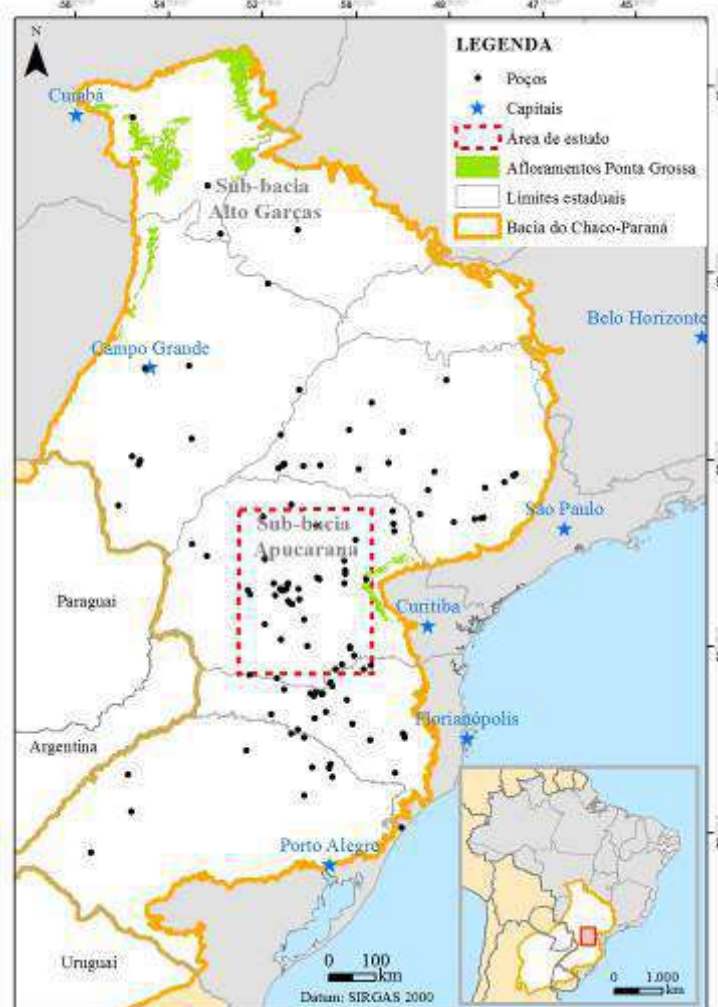
	INTRODUÇÃO	20
1	RELEVÂNCIA	24
2	APRESENTAÇÃO DO TEMA	26
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA BACIA DO PARANÁ	27
3.1	Evolução tectono-estratigráfica	27
3.2	Formação Ponta Grossa	31
3.2.1	<u>Evento transgressivo devoniano</u>	37
3.2.2	<u>Estratigrafia de Sequências</u>	39
3.2.3	<u>Geoquímica Orgânica</u>	42
3.2.4	<u>Bioestratigrafia</u>	44
3.3	Formação Serra Geral	45
3.4	Arcabouço estrutural	47
3.5	Sistema petrolífero Ponta Grossa-Campo Mourão	49
3.5.1	<u>Rocha geradora</u>	50
3.5.2	<u>Rocha reservatório</u>	51
3.5.3	<u>Rocha selante</u>	51
3.5.4	<u>Geração</u>	52
3.5.5	<u>Migração</u>	53
3.5.6	<u>Trapas</u>	53
3.5.7	<u>Sincronismo e preservação</u>	54
4	BASE DE DADOS	55
5	NOÇÕES SOBRE RECURSOS E RESERVAS	75
6	METODOLOGIA	78
6.1	Geoquímica Orgânica e DRX do poço 1-COST-1P-PR	78
6.1.1	<u>Carbono orgânico total</u>	79
6.1.2	<u>Pirólise Rock-Eval</u>	81
6.1.3	<u>Biomarcadores</u>	83
6.1.3.1	Hidrocarbonetos acíclicos.....	85
6.1.3.2	Hidrocarbonetos cíclicos	86
6.1.3.2.1	Terpanos tricíclicos.....	87
6.1.3.2.2	Terpanos pentacíclicos.....	87

6.1.3.2.3	Esteranos.....	90
6.1.3.2.4	Diasteranos	91
6.1.3.3	Hidrocarbonetos aromáticos	91
6.1.4	<u>Petrografia orgânica</u>	92
6.1.5	<u>Difratometria de Raios-x</u>	95
6.2	Recursos não convencionais de gás natural	96
6.2.1	<u>Arcabouço cronoestratigráfico</u>	98
6.2.2	<u>Caracterização das fácies</u>	98
6.2.3	<u>Premissas dos cálculos</u>	101
6.3	Volumes expulsos de gás natural	114
7	RESULTADOS	118
7.1	Geoquímica Orgânica e DRX do poço 1-COST-1P-PR	118
7.1.1	<u>Carbono orgânico total</u>	118
7.1.2	<u>Pirólise Rock-Eval</u>	120
7.1.3	<u>Biomarcadores</u>	122
7.1.4	<u>Petrografia orgânica</u>	133
7.1.5	<u>Difratometria de Raios-x</u>	146
7.2	Sistema petrolífero Ponta Grossa-Ponta Grossa	149
7.2.1	<u>Rocha geradora, geração e expulsão</u>	149
7.2.2	<u>Reservatórios não convencionais</u>	150
7.2.3	<u>Rochas selantes e trapas</u>	151
7.2.4	<u>Sincronismo e preservação</u>	151
7.2.5	<u>Sísmica de reflexão</u>	151
7.3	Recursos não convencionais de gás natural	158
7.4	Alternativas para estudos futuros	173
8	DISCUSSÃO	175
	CONCLUSÃO	181
	REFERÊNCIAS	183

INTRODUÇÃO

A Bacia do Chaco-Paraná é a maior bacia sedimentar da América do Sul com 1.000.000km², estendendo-se no Brasil pelos estados de Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Goiás, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (Figura 1). No restante do continente, compreende partes do Paraguai, do Uruguai e da Argentina, totalizando mais 500.000km² (ZALÁN et al.,1990).

Figura 1 – Mapa da área de estudo na Bacia do Paraná

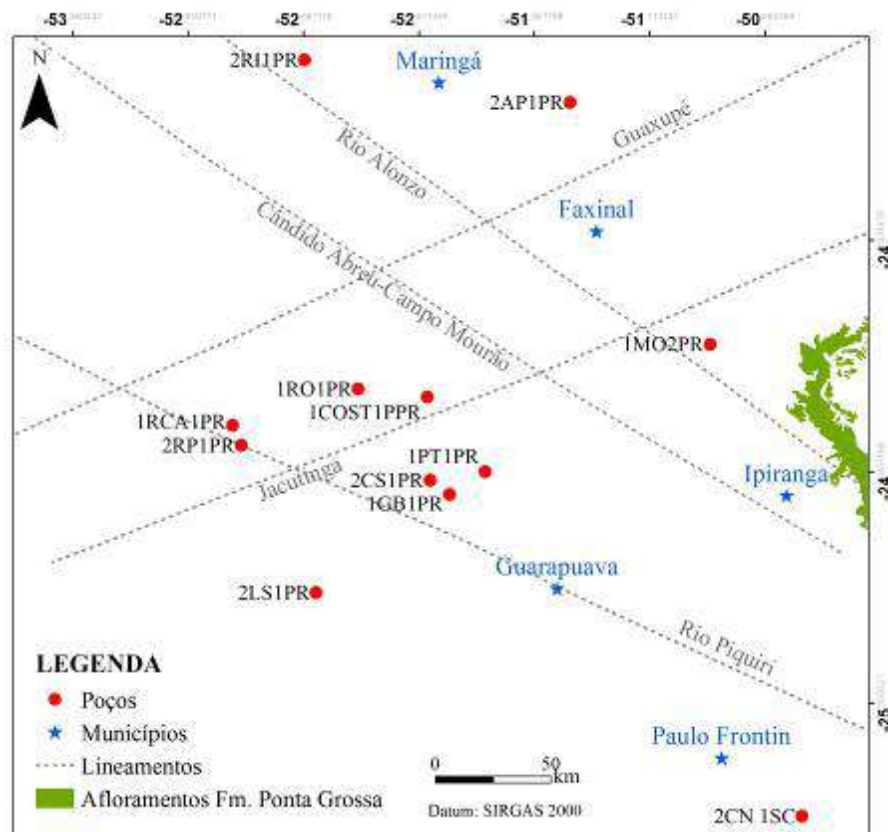


Nota: Distribuição dos poços exploratórios e posição da bacia no continente sul-americano (canto inferior direito).

Fonte: A autora, 2016.

A área de estudo (Figura 2) inclui o centro-sul do Paraná (PR) e o extremo norte de Santa Catarina (SC), tem cerca de 85.000km² e foi selecionada por estar próxima ao campo de gás de Barra Bonita (PR), único declarado na bacia. O projeto investigou as características estratigráficas e geoquímicas da Formação Ponta Grossa (Fm. PG) em poços com mais de 1000m de profundidade, onde ela está intercalada às rochas ígneas intrusivas da Formação Serra Geral (Fm. SG).

Figura 2 – Mapa de detalhe da área de estudo



Nota: Distribuição dos poços selecionados, dos lineamentos estruturais e de alguns municípios.

Fonte: A autora, 2016.

A Fm. Ponta Grossa depositou-se no período Devoniano, entre 410 e 380Ma, em ambiente marinho de plataforma influenciada por tempestades (MILANI, 1997). Durante esse intervalo de tempo, ocorreram eventos de elevação global do nível do mar com deposição de sedimentos argilosos enriquecidos em matéria orgânica, que se tornaram geradores de gás em diversas partes do mundo, quando submetidos às condições geológicas adequadas.

No Cretáceo, entre 132 e 125Ma (CORRÊA, 2004), ela foi intrudida pelas ígneas da Fm. SG, cujo calor controlou a geração atípica (MAGOON; DOW, 1994), diferente da geração convencional ou típica, na qual o aumento de temperatura, responsável pelo craqueamento do querogênio¹ é controlado pela sobrecarga sedimentar.

Os reservatórios não convencionais (NC) ou depósitos contínuos são acumulações extensas, não influenciadas por processos hidrodinâmicos e limitadas ao depocentro da bacia (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS – SPE, 2011). Essa definição não é aplicável, integralmente, à Fm. Ponta Grossa, pois os seus reservatórios não estão restritos ao depocentro, tal que as áreas mais favoráveis à exploração dependem da relação espacial entre as geradoras e as rochas ígneas, conforme será evidenciado nos mapas e seções dos resultados. Tradicionalmente, as áreas prospectivas são conhecidas como *sweet spots* (regiões atraentes), enriquecidas em carbono orgânico total (COT) com porosidades² (Φ) e permeabilidades³ (k) superiores às das camadas adjacentes (BUST et al., 2011).

O sistema petrolífero em folhelhos (*shale resource system*) pode ser descrito como uma rocha geradora rica em matéria orgânica, extensa lateralmente e que possui as funções de geração, armazenamento e retenção de óleo e/ou gás natural (JARVIE, 2012). De acordo com o autor, independentemente das características das rochas é necessário analisar o conjunto como um único sistema petrolífero (MAGOON; DOW, 1994), pois todos os elementos e eventos são identificáveis.

Na área de estudo, o sentido adotado para reservatório não convencional de gás natural é o de uma acumulação em folhelhos, siltitos e arenitos argilosos cujas porosidades estimadas seriam iguais ou inferiores a 8% e as permeabilidades estimadas seriam iguais ou inferiores a 10^{-8} Darcy. Trata-se de *fácies*⁴ geradoras e não geradoras, nas quais o gás está tanto adsorvido⁵ ao querogênio quanto livre nos poros (RUPPEL; LOUCKS, 2008; AMBROSE et al., 2010).

¹ Compostos orgânicos insolúveis em solventes orgânicos e aquosos alcalinos, provenientes da transformação físico-química da matéria orgânica durante a diagênese (TISSOT; WELTE, 1984).

² Razão entre o volume de vazios e o volume total da rocha (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

³ Propriedade da rocha que quantifica a condutividade de um fluido no meio poroso. Geralmente, a unidade de medida adotada é o Darcy, tal que 1 Darcy é igual a 10^{-12} m² (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

⁴ Conjunto de feições que caracteriza uma rocha sedimentar, tais como: cor, granulometria, estruturas internas, geometria deposicional, espessura, fósseis e indicadores de paleocorrentes (DELLA FÁVERA, 2001).

⁵ Fenômeno físico-químico no qual a fase gasosa ou líquida (adsorvato) interage com a superfície da fase sólida, chamada adsorvente (BARROW, 1982).

1 RELEVÂNCIA

Há mais de trinta anos, a Fm. Ponta Grossa é reconhecida como a principal geradora de gás natural da bacia (GOULART; JARDIM, 1982). Entretanto, apesar da sua proximidade com rochas ígneas intrusivas que afetam a qualidade e a maturidade térmica do querogênio, essas relações tendem a ser desconsideradas e as características das suas litologias são consideradas homogêneas por toda sua extensão.

A caracterização geoquímica e estratigráfica objetiva detalhar quais foram, efetivamente, os níveis geradores e discutir seu potencial como reservatório não convencional. Em campanhas exploratórias anteriores, os objetivos principais das perfurações foram os arenitos e arcóseos das Fm. Rio Bonito, Campo Mourão e Furnas, considerados reservatórios convencionais por possuírem propriedades permo-porosas mais favoráveis à movimentação de hidrocarbonetos (HC). Espera-se que os resultados possam contribuir para o aperfeiçoamento dos critérios utilizados na definição de blocos exploratórios terrestres visando à exploração de reservatórios não convencionais de gás natural.

Em 2015, a oferta nacional líquida média de gás foi de 52MMm³/dia (Gráfico 1) enquanto a oferta importada média foi de 50MMm³/dia, dos quais 32MMm³/dia provenientes da Bolívia e 18MMm³/dia dos três terminais de gás natural liquefeito (GNL): Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro; Bahia, no estado homônimo e Pecém, no Ceará (BRASIL, 2016).

Gráfico 1 – Ofertas médias de gás natural, em 2015, por origem



Fonte: BRASIL, 2016.

O cenário econômico, em 2015, foi desfavorável às perfurações em reservatórios não convencionais no Brasil, devido, principalmente, à alta cotação do dólar americano (R\$3,3)⁸ segundo o Banco Central do Brasil (BCB), à queda dos preços do barril de óleo⁹ dos tipos Brent (US\$54) e WTI (US\$52) de acordo com a National Association of Securities Dealers Automated Quotations (NASDAQ) e à redução de investimentos da empresa PETRÓLEO BRASILEIRO S.A., a principal operadora de campos de óleo e gás no país e maior detentora de conhecimento técnico sobre a bacia (PETROBRAS, 2015).

Apesar do histórico desfavorável de resultados exploratórios na bacia, a área de estudo localiza-se entre os maiores centros consumidores de gás natural e de energia elétrica, nas regiões sudeste e sul, por isso o incentivo aos estudos dessa natureza tem grande relevância.

Quanto às alternativas para o aproveitamento econômico da produção de gás, existem, no mínimo, três principais: geração termelétrica, similar à existente na Bacia do Parnaíba (Tabela 1), construção de gasodutos de transporte ou de fábricas de fertilizantes agrícolas.

Tabela 1 – Termelétricas a gás operando desde 2013 na Bacia do Parnaíba

Usinas	Potências outorgadas (kW)
Maranhão IV	337.600
Maranhão V	337.600
Nova Venécia 2	178.213
Parnaíba IV	56.277

Fonte: AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL), 2016.

A escolha da melhor alternativa de projeto dependerá da análise de viabilidade técnico-econômica em diferentes cenários a partir de estudos mais detalhados, que fogem ao escopo dessa pesquisa, a qual está focada nas estimativas dos fatores geológicos que controlam as descobertas.

⁸ Cotação média do dólar comercial americano entre 01/01/2015 e 30/12/2015 para compra (BCB, 2015).

⁹ Cotação média do barril de óleo cru dos tipos Brent e WTI entre 01/01/2015 e 30/12/2015 (NASDAQ, 2016).

2 APRESENTAÇÃO DO TEMA

O capítulo 3 apresenta a revisão bibliográfica da Bacia do Paraná com destaque para a Fm. Ponta Grossa, resumindo os principais trabalhos publicados sobre a Estratigrafia de Sequências¹⁰, a Geoquímica Orgânica e a Bioestratigrafia da unidade. A fim de demonstrar o papel das rochas ígneas no sistema petrolífero, as características litológicas e estratigráficas da Fm. Serra Geral e as orientações dos principais lineamentos estruturais são descritas. A seguir, é apresentado o sistema Ponta Grossa-Campo Mourão(!) em reservatórios convencionais de gás natural.

O capítulo 4 apresenta a base de dados composta por onze poços exploratórios, localizados no Paraná e um em Santa Catarina, que perfuraram o topo da Fm. Ponta Grossa a mais de 1000m de profundidade. As posições das amostras do poço 1-COST-1P-PR selecionadas para as análises de Geoquímica Orgânica e de Difractometria de Raios-x (DRX) são representadas para facilitar a interpretação dos resultados em função das suas distâncias às intrusivas. A fim de calcular o volume de gás expulso da geradora, foram utilizados os resultados publicados dos poços 1-DA-MT e 9-PPG-2-PR e da seção entre os municípios de Tibagi e de Telêmaco Borba, no Paraná. No capítulo 5, são apresentados os principais conceitos de recursos e reservas (SPE, 2011) a fim de permitir comparações coerentes entre os volumes estimados e os publicados por outros autores.

O capítulo 6 versa sobre as metodologias: das análises de Geoquímica Orgânica e de DRX aplicadas às amostras do poço 1-COST-1P-PR e das estimativas de recursos não convencionais de gás natural.

No capítulo 7, são apresentados os resultados do poço 1-COST-1P-PR, do sistema Ponta Grossa-Ponta Grossa, o arcabouço estratigráfico de terceira ordem¹¹ e as estimativas dos recursos recuperáveis. A discussão dos resultados e as comparações com outros autores estão no capítulo 8. Em seguida, são apresentadas as conclusões e, por fim, as referências bibliográficas.

¹⁰ Estudo do relacionamento da rocha dentro do arcabouço cronoestratigráfico, no qual a sucessão é cíclica e composta por unidades geneticamente relacionadas, chamadas de sequências (POSAMENTIER; JERVEY; VAIL, 1988).

¹¹ A variação eustática do nível do mar gera sequências ou ciclos sedimentares de diferentes magnitudes (VAIL et al., 1997), sendo a sequência de primeira ordem igual aos ciclos de 50Ma (1 ciclo de Wilson completo); a de segunda ordem equivale a um ciclo entre 3 e 50Ma, caracterizando superciclos e supersequências; a de terceira ordem representa intervalos entre 0,5 e 3Ma e indica um ciclo transgressivo-regressivo; a de quarta ordem ou parassequência (VAN WAGONER et al., 1990) tem duração entre 0,08 e 0,5Ma.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DA BACIA DO PARANÁ

3.1 Evolução tectono-estratigráfica

De acordo com Milani et al. (2007), a Bacia do Paraná é uma ampla região sedimentar que inclui porções do Brasil meridional, Paraguai oriental, nordeste da Argentina e norte do Uruguai, totalizando 1.500.000km². O relatório de White (1908) é considerado o marco inicial na sistematização estratigráfica e entre as obras relevantes na síntese regional estão: Sanford e Lange (1960), Lange e Petri (1967), Northfleet, Medeiros e Mülmann (1969), Schneider et al. (1974), Almeida (1980), Fúlfaro, Gama Junior e Soares (1980), Zalán et al. (1990), Bergamaschi (1999) e Pereira (2000).

A bacia possui forma elipsoidal com eixo maior na direção norte-sul e registro estratigráfico (Figura 3) composto por rochas sedimentares e ígneas, cuja espessura total do conjunto atinge 7000m no depocentro (MILANI, 1997). Esse autor reconheceu seis Superseqüências (VAIL et al., 1977), que individualizam intervalos temporais limitados por discordâncias¹² inter-regionais: Rio Ivaí (Ordoviciano-Siluriano), Paraná (Devoniano), Gondwana I (Carbonífero-Eotriássico¹³), Gondwana II (Meso-Neotriássico), Gondwana III (Neojurássico-Eocretáceo) e Bauru (Neocretáceo).

As três primeiras seqüências representam sucessões sedimentares que definem ciclos transgressivo-regressivos relacionados às oscilações do nível relativo do mar no Paleozoico, enquanto as demais correspondem às rochas sedimentares de sistemas continentais e ígneas associadas ao evento magmático do Cretáceo.

A bacia foi implantada em depressões alongadas na direção NE-SW seguindo as estruturas do embasamento de idade pré-cambriana (MILANI, 1997), associadas à tectônica Neoproterozóica do Evento Brasileiro (ALMEIDA, 1980). Durante o Neo-Ordoviciano, as zonas com menor resistência mecânica do embasamento foram reativadas pela Orogenia Oclóyica (RAMOS et al., 1986), criando-se espaço para acomodar os sedimentos da Superseqüência Rio Ivaí.

¹² Superfícies que separam estratos mais jovens de mais antigos ao longo das quais há evidências de truncamento erosivo e subaéreo (POSAMENTIER; JERVEY; VAIL, 1988).

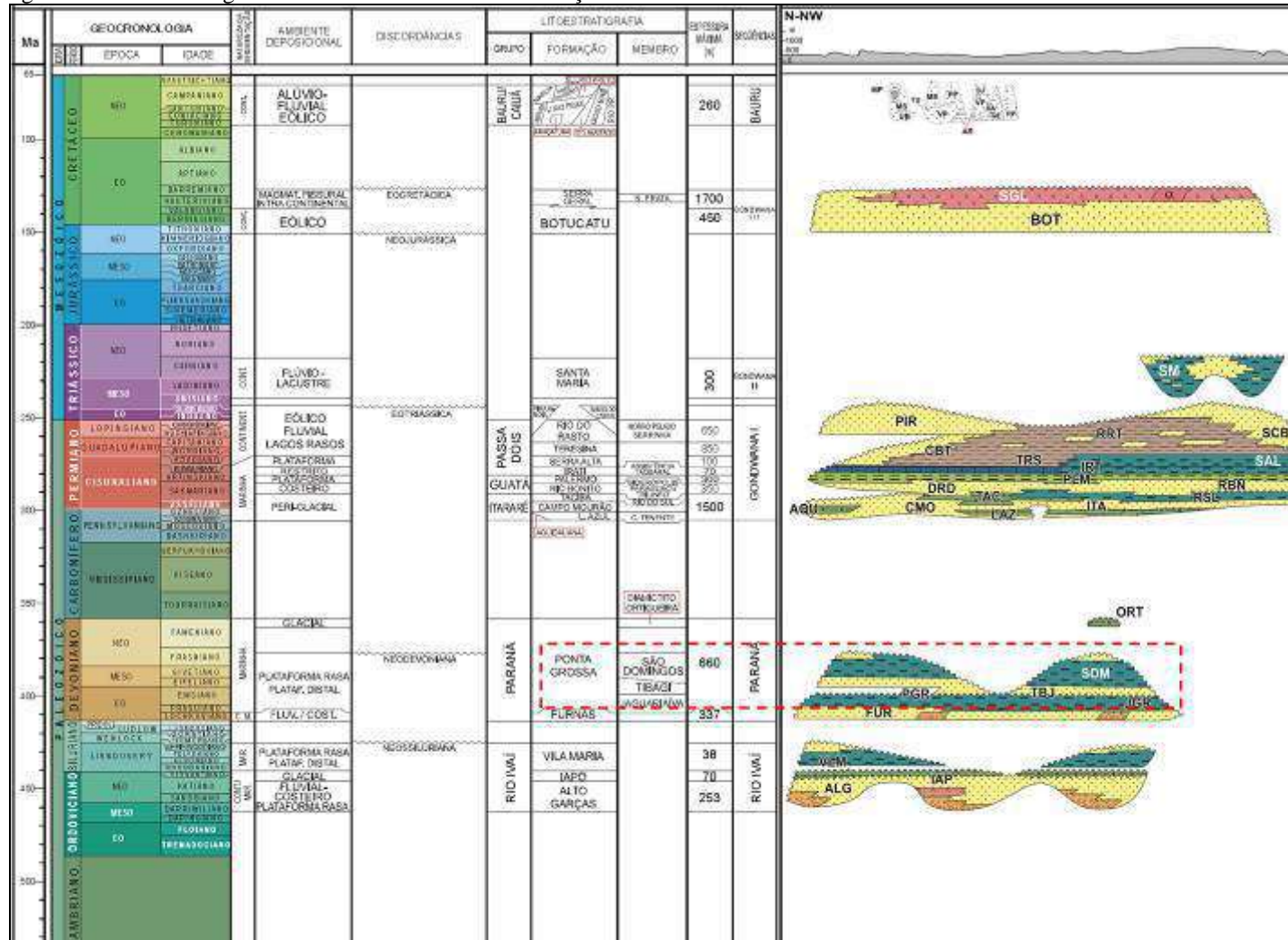
¹³ A posição da camada na unidade geocronológica se expressa por adjetivos como eo ou antigo, meso ou intermediário e neo ou tardio (SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOLOGIA, 1986).

No topo desse pacote rochoso está a discordância Neossiluriana com evidências de exposição subaérea e erosão. Na retomada da subsidência da bacia, acumulou-se a Superseqüência Paraná, devoniana, cuja porção superior foi afetada por eventos erosivos entre o final do Neodevoniano e o Mesocarbonífero (MILANI et al., 2007).

A sedimentação prosseguiu no final do Fameniano e no Eocarbonífero, cujos registros foram quase, totalmente, erodidos e são interpretados pela existência de palinórfos retrabalhados no Grupo Itararé. A discordância Neodevoniana, conhecida como “pré-Itararé”, define um marco temporal no supercontinente Gondwana, pois representa um hiato de 70Ma e tem sido associada à Orogenia Herciniana (LÓPEZ-GAMUNDI; ROSELLO, 1993). As justificativas possíveis para a inexistência de rochas do Mississípiano são: a paleoposição em altas latitudes do supercontinente Gondwana (CAPUTO; CROWELL, 1985; CAPUTO et al., 2008), o desenvolvimento de calotas de gelo e o rebaixamento do nível do mar.

O Alto de Três Lagoas-Campo Grande divide a bacia em duas sub-bacias: Apucarana, ao sul e Alto Garças, ao norte (NORTHFLEET; MEDEIROS; MÜLMANN, 1969; RAMOS, 1970). Os autores basearam-se, principalmente, em mapas de isópacas das rochas de idade devoniana.

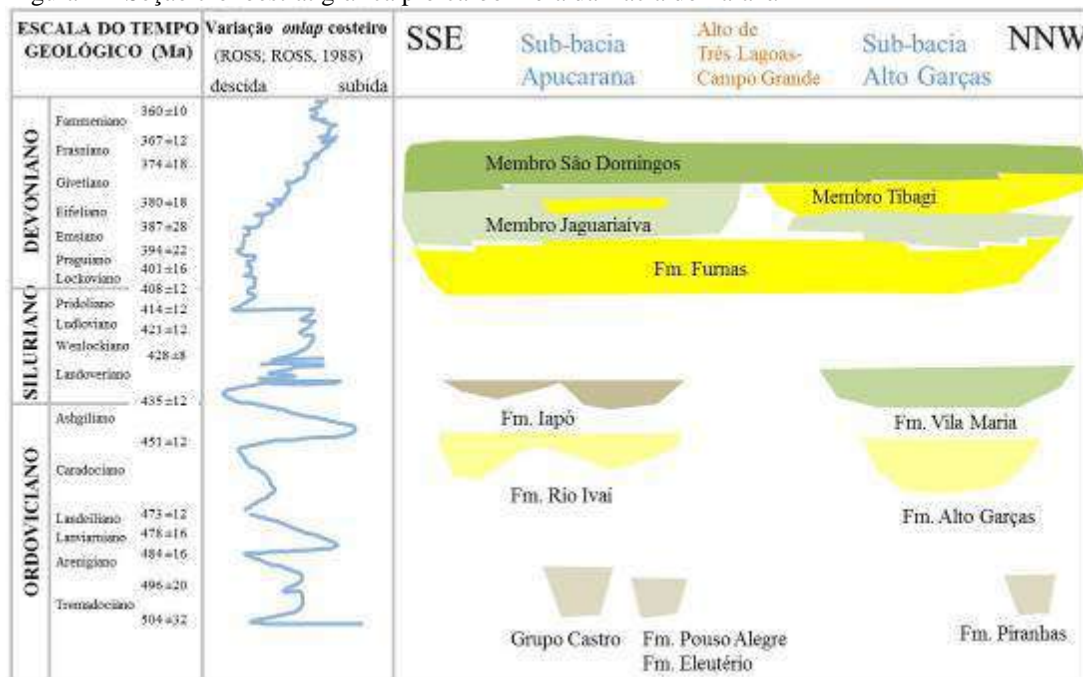
Figura 3 – Carta estratigráfica da bacia destacando a Formação Ponta Grossa



Fonte: MILANI et al., 2007.

Essas sub-bacias podem ser estendidas ao pré-Carbonífero (Figura 4) com base em dados estruturais e sedimentológicos, pois na borda leste se encontram as seções condensadas do Eo-Mesodevônico (PEREIRA; BERGAMASCHI, 1996).

Figura 4 – Seção cronoestratigráfica pré-carbonífera da Bacia do Paraná



Nota: A curva de variação relativa do nível do mar, à esquerda e a subdivisão da Fm. PG, à direita.
Fonte: PEREIRA; BERGAMASCHI, 1996. Modificada pela autora, 2016.

Segundo os autores, não é possível reconhecer a superfície de inundação máxima¹⁴ (SIM) frasniana nos poços existentes, pois a mesma teria sido erodida no Carbonífero. Milani e Ramos (1998) consideram que as SIM da bacia estão nos intervalos Eossiluriano, Eodevônico e Neopermiano, em função do aumento da subsidência e da variação eustática positiva.

O pacote que sucede a discordância neodevônica é a Superseqüência Gondwana I (MILANI, 1997), que representa um ciclo transgressivo-regressivo completo, produto do desenvolvimento do Oceano Panthalassa no supercontinente Gondwana. Sua porção inferior corresponde aos depósitos de fluxos de massa formados pelo degelo de calotas polares.

¹⁴ Superfície que separa o trato de sistema transgressivo (TST), abaixo, do trato de mar alto (TSMA), acima, caracterizada por uma seção condensada (POSAMENTIER; JERVEY; VAIL, 1988). Um trato de sistema é uma associação de sistemas deposicionais contemporâneos (BROWN; FISHER, 1977).

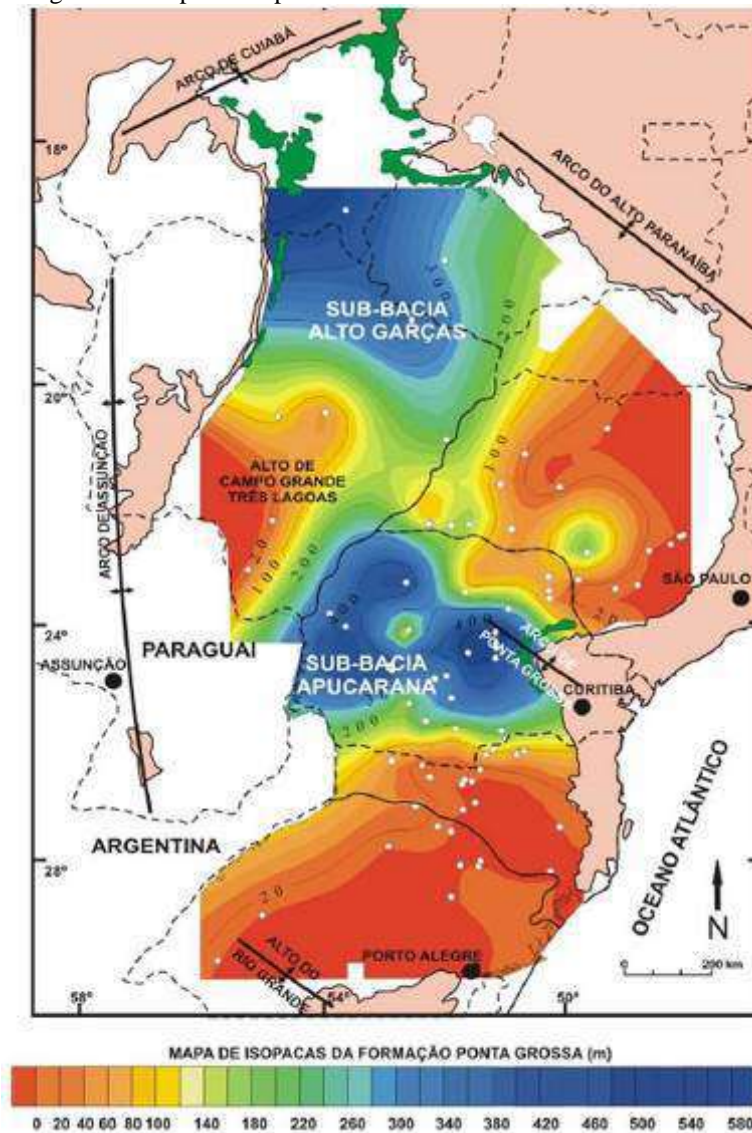
No Eotriássico, ocorreram eventos distensivos nas porções gaúcha e uruguaia da bacia (ULIANA; BIDDLE, 1988), que originaram a Superseqüência Gondwana II, composta por conglomerados. No Mesozoico, continuaram as condições de erosão ligadas à abrasão eólica, causando a mais pronunciada lacuna do registro sedimentar (MILANI, 1997). No final do Jurássico, foram acumulados os campos de dunas da Fm. Botucatu. Durante a abertura do Oceano Atlântico Sul, no Eocretáceo, houve a ruptura do Gondwana e a formação de rochas magmáticas da Fm. Serra Geral, correspondentes à Superseqüência Gondwana III.

Quando as atividades vulcânicas e os ajustes isostáticos cessaram, o acúmulo de 2km de espessura de derrames basálticos determinou a inversão do comportamento ascensional da bacia até que no Neocretáceo, acumulou-se a Superseqüência Bauru na bacia homônima, sobreposta em parte da Bacia do Paraná (FERNANDES; COIMBRA, 1996).

3.2 **Formação Ponta Grossa**

Essa unidade estratigráfica aflora nos estados do Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Paraná (Figura 5), tendo sido depositada no período Devoniano, entre as idades do Praguiano ao Frasniano (RAMOS, 1970). Caracteriza-se por arenitos transgressivos basais com gradação ascendente para siltitos e folhelhos, com intercalações de arenitos finos a médios e micáceos. Os fósseis de quitinozoários, trilobitas, moluscos e equinodermos indicam a origem marinha (CLARKE, 1913). No Paraná, Lange e Petri (1967), subdividiram-na em três membros (Mb), da base para o topo: Jaguariaíva, Tibagi e São Domingos, cujas principais características serão descritas a seguir:

Figura 5 – Mapa de isópacas da Fm. Ponta Grossa sem as intrusivas



Fonte: CORRÊA, 2004.

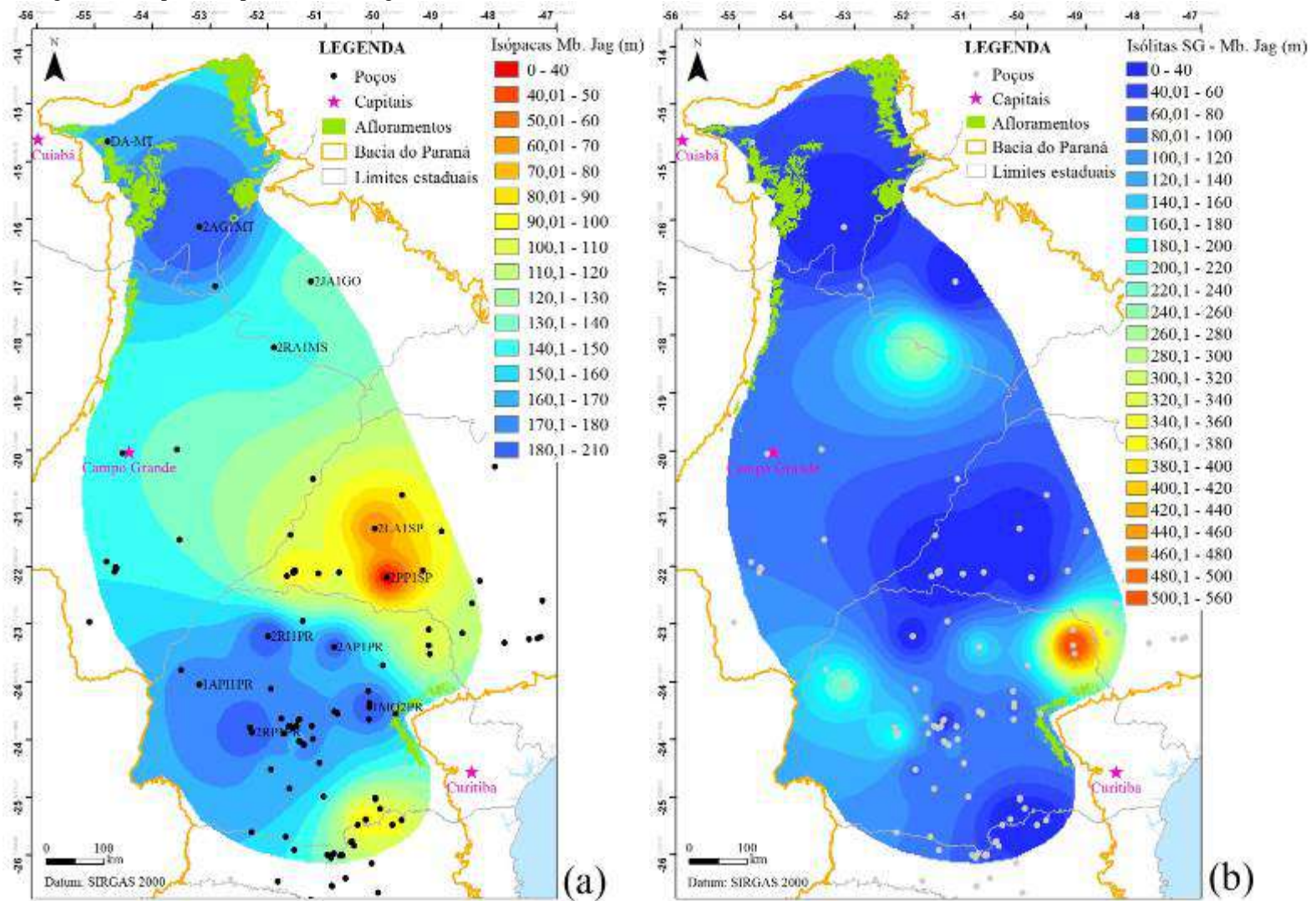
O Membro Jaguariaíva, inferior, é um conjunto de folhelhos siltícos, bioturbados, com lentes de arenitos finos e estratificações cruzadas por ondas (MILANI, 1997). Segundo Petri (1948) e Lange (1954), foi depositado do Praguiano ao Emsiano e o contato inferior é transicional, caracterizado pelo afogamento progressivo do sistema costeiro da Fm. Furnas. As seqüências B e C representam um TST de terceira ordem e são compostas por *fácies* de siltitos intercalados com arenitos finos; siltitos com laminações de arenitos muito finos e estratificações cruzadas *hummocky*; folhelhos cinza-escuros e negros, laminados e fossilíferos e folhelhos negros, papiráceos e piritosos (BERGAMASCHI, 1999).

Os folhelhos negros são comuns nos 20m superiores desse membro e representam uma superfície de inundação (SI), utilizada como marco estratigráfico nas correlações entre os poços. Essas camadas são consideradas uma das geradoras de gás natural da bacia (GOULART; JARDIM, 1982). Suas maiores espessuras (Figura 6) estão no sul do Mato Grosso e no Paraná, tal que predominam áreas imaturas no primeiro estado e senis a maturas no segundo. As intrusivas são mais espessas ao norte do Arco de Ponta Grossa, onde as camadas se afinam e há indícios da existência de zona senil. As espessuras das intrusivas aumentam entre Goiás e Mato Grosso do Sul, onde as espessuras de folhelhos, também, são grandes, porém há carência de poços, prejudicando as interpretações baseadas nas interpolações.

O Membro Tibagi, intermediário, tem idade eifeliana (LANGE; PETRI, 1967) e sobrepõe-se, concordantemente, ao Mb. Jaguariaíva. Caracteriza-se, principalmente, por arenitos deltaicos com empilhamento granocrescente ascendente, iniciando com folhelhos e siltitos com laminações cruzadas por ondas, recobertos por intercalações de arenitos muito finos gradando para arenitos médios com estratificações cruzadas *hummocky* e *climbing ripples*, feições de progradação do *shoreface* (BERGAMASCHI, 1999). É mais espesso no centro-oeste do Paraná (Figura 7), onde as espessuras das intrusivas, também, são maiores e onde existem evidências da presença de zona senil.

O Membro São Domingos, superior, foi depositado entre o Givetiano e o Frasniano e o limite superior com o Grupo Itararé é erosivo, representando um hiato de 55Ma (LANGE; PETRI, 1967). É caracterizado por *fácies* de folhelhos e siltitos com laminações cruzadas por ondas e arenitos finos a médios com estratificação cruzada *hummocky* (BERGAMASCHI, 1999). De acordo com o autor, trata-se do TSMA do ciclo de segunda ordem, uma vez que as sequências D e E são de terceira ordem. Durante sua deposição, aconteceu o principal evento de anoxia global do Devoniano (KLEMME; ULMISHEK, 1991). Tal como no Mb. Jaguariaíva, as maiores espessuras estão no sul do Mato Grosso e no Paraná (Figura 8), onde predominam áreas imaturas no primeiro estado e senis a maturas no segundo. As intrusivas são mais espessas na parte central da sub-bacia de Apucarana, onde sua representatividade é baixa devido à ausência desse membro em grande parte da bacia.

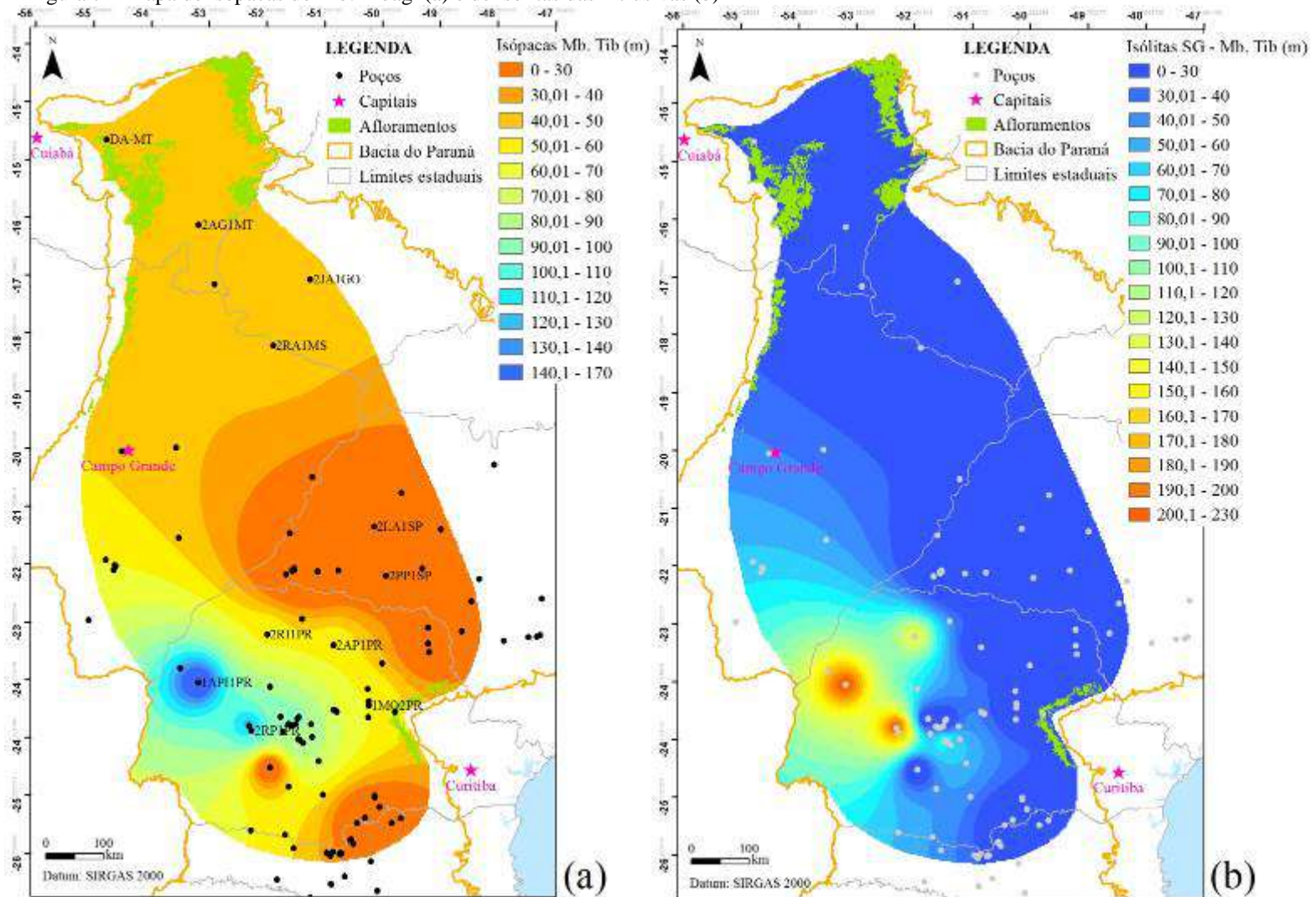
Figura 6 – Mapa de isópacos do Mb. Jaguariaíva (a) e de isólitos das intrusivas (b)



Nota: As escalas de cores estão invertidas.

Fonte: A autora, 2016.

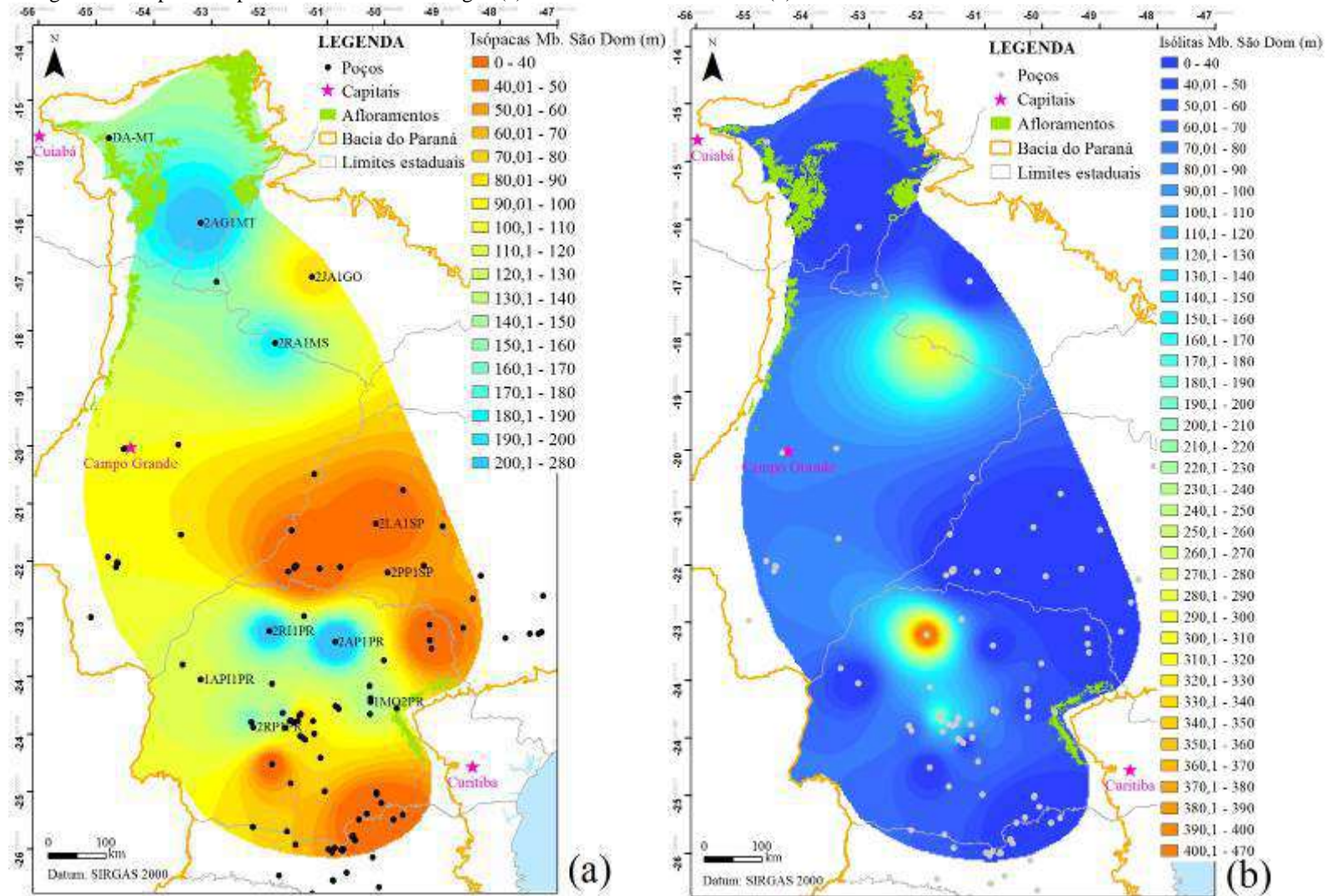
Figura 7 – Mapa de isópacas do Mb. Tibagi (a) e de isólitas das intrusivas (b)



Nota: As escalas de cores estão invertidas.

Fonte: A autora, 2016.

Figura 8 – Mapa de isópacas do Mb. São Domingos (a) e de isólitas das intrusivas (b).



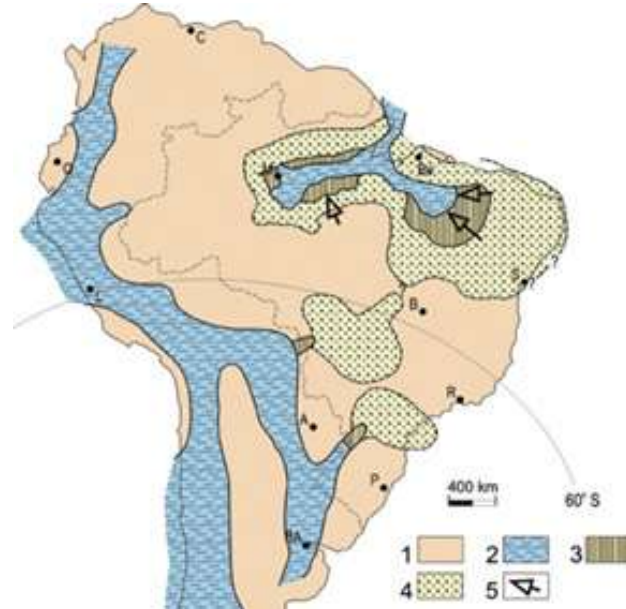
Nota: As escalas de cores estão invertidas.

Fonte: A autora, 2016.

3.2.1 Evento transgressivo devoniano

No Devoniano, o continente sul-americano estava próximo ao pólo sul, de forma que o mar tinha águas frias (LI; POWELL, 2001). Os calcários, corais e briozoários eram escassos, pois sua sedimentação é mais comum em águas marinhas de temperaturas mais altas. Segundo Melo (1988), o mar localizado a oeste do continente inundou as Bacias do Paraná e de Parecis entre o Praguiano (Figura 9) e o Neoemsiano (Figura 10), até que, no Eifeliano as bacias se interligaram.

Figura 9 – Mapa paleogeográfico do Praguiano ao Eoemsiano

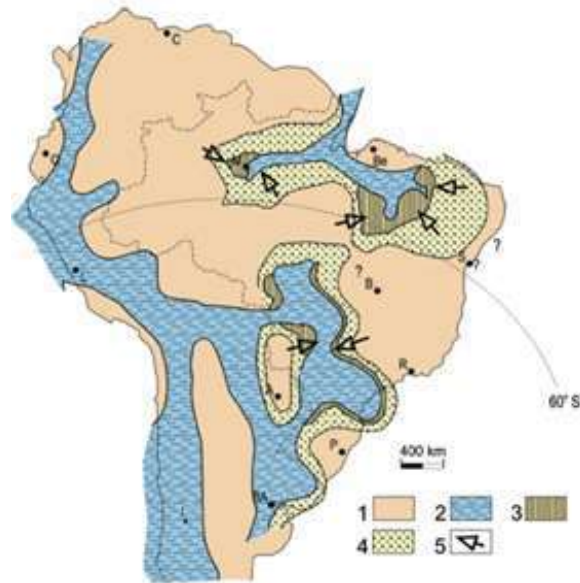


Legenda: 1 – áreas emersas; 2 – ambientes marinhos;
3 – ambientes transicionais; 4 – ambientes não marinhos; 5 – principais sentidos de aporte sedimentar (LI; POWELL, 2001).

Cidades: A – Assunção; B – Brasília; BA – Buenos Aires; Be – Belém; C – Caracas; L – Lima; M – Manaus; P – Porto Alegre; Q – Quito; R – Rio de Janeiro; S – Salvador

Fonte: MELO, 1988.

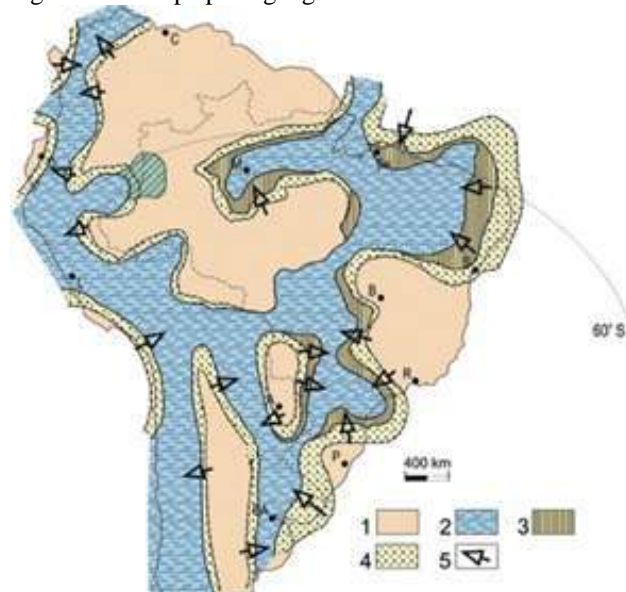
Figura 10 – Mapa paleogeográfico do Neoemiliano



Legenda: idem à figura 9.
Fonte: MELO, 1988.

Segundo o autor, o máximo da inundação devoniana aconteceu no Frasniano (Figura 11), quando as bacias da plataforma sul-americana estavam inundadas pelo mar aberto para o proto-Pacífico, o qual se espalhou por cerca de um quarto do atual território brasileiro.

Figura 11 – Mapa paleogeográfico do Eifeliano ao Givetiano



Legenda: idem à figura 9.
Fonte: MELO, 1988.

3.2.2 Estratigrafia de Sequências

As bacias intracontinentais, como a do Paraná, caracterizam-se por baixas taxas de subsidência, geometrias das margens em rampas muito suaves e lâminas d'água menores do que às das bacias dos tipos rifte e de margens passivas (DELLA FÁVERA, 2001). As amplitudes pequenas das variações do nível do mar causam inundações ou exposições em áreas extensas, isto é, os registros sedimentares ou sua ausência podem ser rastreados por grandes distâncias.

Em uma sequência sedimentar da Fm. Ponta Grossa com os três tratos de sistemas, o dominante é o transgressivo (TST). O trato de mar alto (TSMA) está sobrejacente à superfície de inundação máxima (SIM) e o de mar baixo (TSMB) corresponde aos depósitos de tempestitos e de praias. Como predominam as litologias argilosas, é difícil reconhecer as discordâncias, sendo preferível correlacionar os poços pelas SIM, caracterizadas por aumentos de raios gama (RG) e de COT nos topos de ciclos retrogradacionais (GALLOWAY, 1989).

O registro Siluro-Devoniano da sub-bacia de Apucarana tem seis sequências de terceira ordem (Figura 12), definidas, da base para o topo, pelas letras de A até F (BERGAMASCHI, 1999).

Figura 12 – Divisão estratigráfica do Siluro-Devoniano na sub-bacia de Apucarana

	ordens		idades	descrições	superfícies
	2ª	3ª			
Ponta Grossa	TSMMA	F	Frasniano	Depósitos marinhos rasos de plataforma externa e tendência regressiva em direção ao topo.	SIM (2ª)
		TST	E	Neogivetiano Neoeifeliano	
	D		Eifeliano		
	C		Neoeifeliano Eoemsiano		
	B	Praguiano	Processos de tempestades.	SIM (3ª)	
Furnas	TSMB	A	Eolochkoviano Pridoliano	Ciclos transgressivo-regressivos; depósitos marinho rasos, deltáicos e estuarinos.	ST (2ª)

Legenda: SIM: superfície de inundação máxima; ST: superfície transgressiva

Fonte: BERGAMASCHI, 1999. Modificada pela autora, 2016.

Todas as sequências correspondem à Fm. Ponta Grossa, exceto a letra A que representa o topo da Fm. Furnas. Segundo o autor, na Fm. Ponta Grossa estão os depósitos de um espesso TST até a SI do limite entre o Givetiano e o Frasniano, acima da qual há os depósitos regressivos do TSMA do Frasniano. O autor observa que as sequências de terceira ordem em bacias intracontinentais têm espessuras elevadas pela manutenção dos fatores controladores da sedimentação (eustasia, subsidência e aporte sedimentar) por longos intervalos de tempo (DELLA FÁVERA, 2001).

Rezende (2007) estudou quatro poços na seção de afloramentos paleozoicos da borda leste da bacia, próximos à área de estudo e ao Arco de Ponta Grossa, e reconheceu duas sequências deposicionais de terceira ordem (B e C) e seis sequências de quarta ordem (B1, B2, B3, B4, C1 e C2), seguindo a classificação de Bergamaschi (1999). A correlação entre os poços ao longo de uma seção norte-sul possibilitou-lhe verificar a continuidade lateral dos máximos transgressivos e utilizá-los como marcos estratigráficos regionais.

Na sub-bacia de Alto Garças, fora da área de estudo, Pereira (2000) dividiu a seção devoniana nas sequências Eodevoniana e Meso-Neodevoniana (Figura 13), ambas de segunda ordem e limitadas por uma discordância regional.

Figura 13 – Divisão estratigráfica do Siluro-Devoniano na sub-bacia de Alto Garças

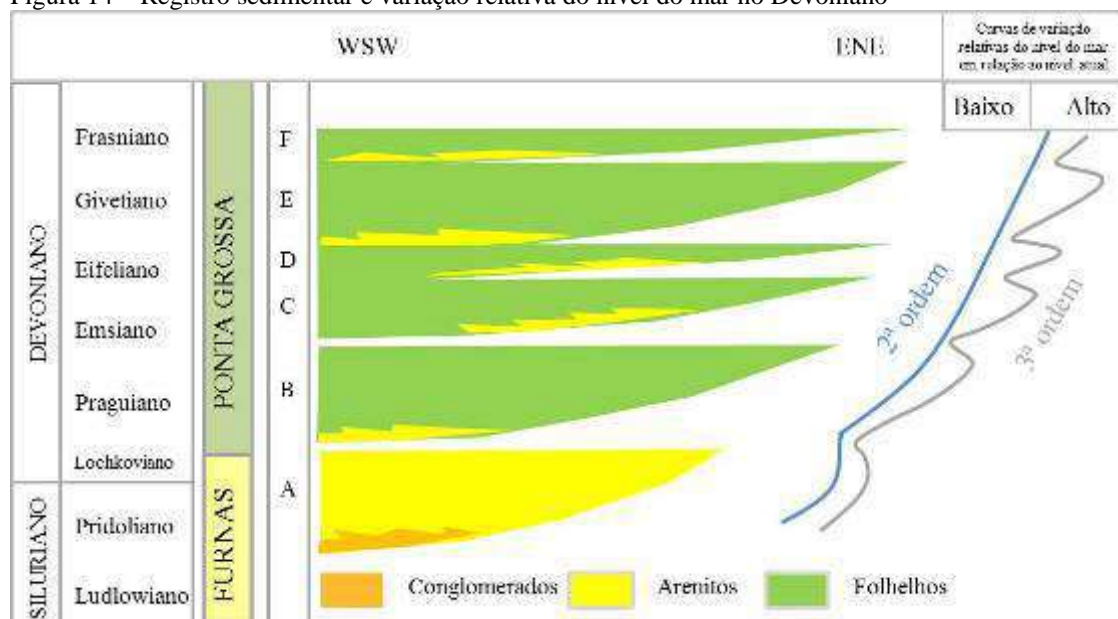
Periodos	Épocas	Andares	Idades (Ma)	Sub-bacia de Alto Garças
Devoniano	D3	Famerniano	367	Sequência Meso-Neodevoniana Fm. Ponta Grossa (Mb. Médio e Superior)
		Frasniano		
	D2	Givetiano	377	
		Eifeliano	381	
	D1	Emsiano	386	
		Praguiano	390	
		Lochkviano	397	
Siluriano	Pridoliano		408	Sequência Eodevoniana Fm. Ponta Grossa (Mb. Inferior) Fm. Furnas
	Ludlowiano		411	
			424	

Fonte: PEREIRA, 2000.

De acordo com o autor, a sequência Eodevoniana compreende o topo da Fm. Furnas e o Mb. Inferior da Fm. Ponta Grossa e tem idades do Siluriano ao Praguiano. A sequência Meso-Neodevoniana compreende os Membros Médio e Superior da Fm. Ponta Grossa, variando do Emsiano ao Frasniano.

Alguns estudos buscaram identificar a SIM do Devoniano com o objetivo de caracterizar o principal intervalo gerador de gás natural, Milani (1997) considerou o limite entre o Praguiano e o Emsiano, diferente de Pereira e Bergamaschi (1996), que interpretaram a SIM no limite entre o Givetiano e o Frasniano (Figura 14).

Figura 14 – Registro sedimentar e variação relativa do nível do mar no Devoniano



Fonte: PEREIRA; BERGAMASCHI, 1996. Modificada pela autora, 2016.

A composição mais arenosa do Mb. Tibagi comparada ao restante da seção pode ter sido causada por mudanças na área-fonte dos sedimentos sem importantes variações relativas do nível do mar, originando *fácies* progradantes do TSMA, tais como deltas dominados por ondas (ASSINE, 1996). Todavia, Pereira e Bergamaschi (1996), Bergamaschi (1999) e Pereira (2000) interpretam esses arenitos como produtos de eventos de regressão forçada com base em descrições de *fácies* e correlações estratigráficas.

3.2.3 Geoquímica Orgânica

A avaliação das rochas geradoras de HC depende do estudo das seguintes características do querogênio: a quantidade, representada pelo carbono orgânico total (COT); a qualidade, reconhecida pelo índice de hidrogênio (IH) e a maturidade térmica, que pode ser representada pela temperatura máxima de geração (T_{máx}), pelo índice de coloração dos esporos (ICE) e pela reflectância da vitrinita¹⁵ medida (R_O) ou calculada (R_c). As três características devem ser satisfeitas simultaneamente por uma geradora. As camadas com COT superiores a 1% tendem a ser mais adequadas à geração e costumam depositar-se nos eventos de máximos transgressivos (TISSOT; WELTE, 1984), que correspondem às SIM do registro sedimentar.

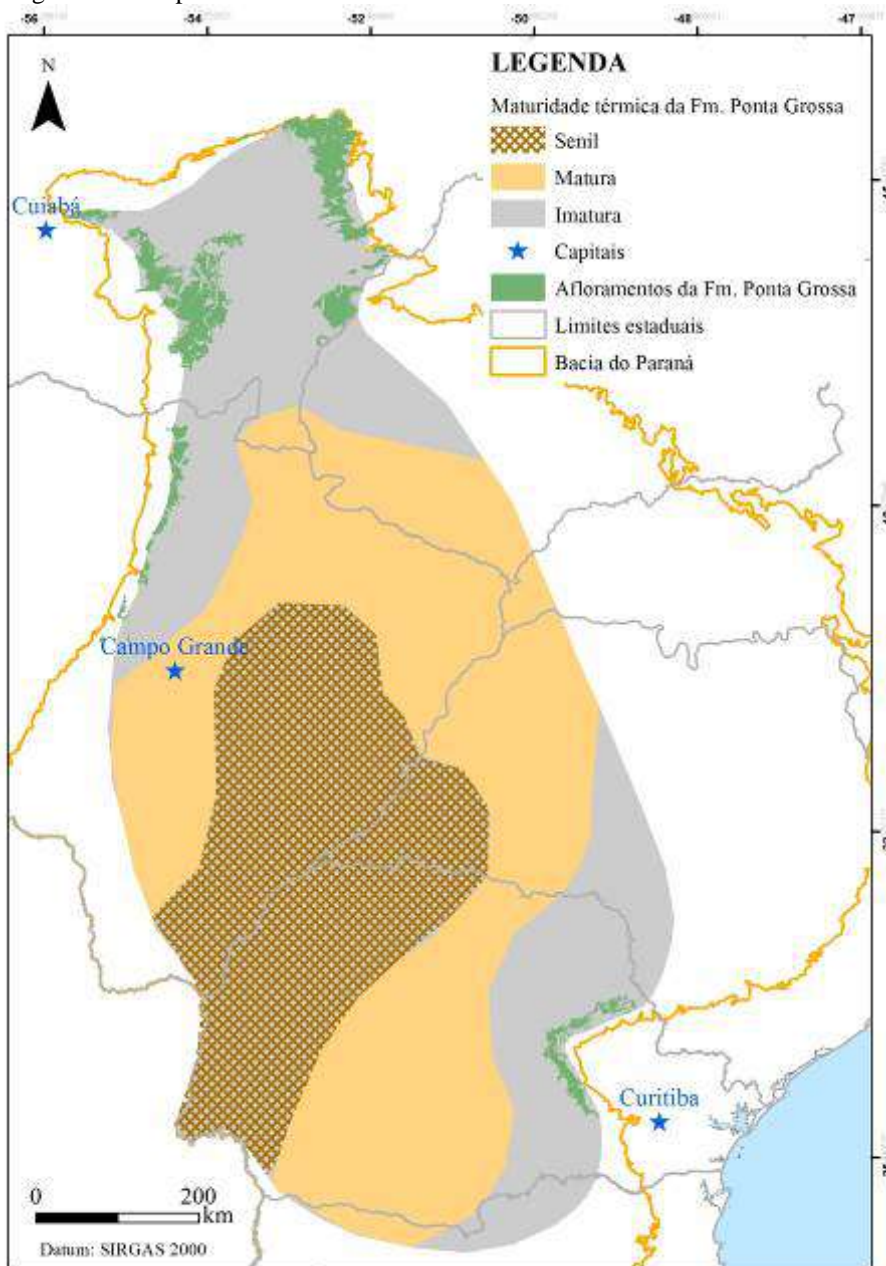
A respeito da quantidade de querogênio, a Fm. Ponta Grossa tem COT inferior a 1%, considerado residual por ter sido influenciado pelo calor da Fm. Serra Geral (GOULART; JARDIM, 1982; MILANI et al., 1990). Os resultados em torno de 3% estão em zonas imaturas neodevonianas na sub-bacia de Alto Garças e são considerados originais, porque não foram afetados pelo magmatismo (PESSÔA DE SOUZA, 2006).

Sobre a qualidade do querogênio, seu potencial gerador de hidrocarbonetos (S₂) médio é igual a 0,5kg HC/ton de rocha, ou seja, pobre (ESPITALIÉ; DEROO; MARQUIS, 1985) e os resultados de IH são inferiores a 300 mg HC/g COT, indicando uma tendência à geração de gás e condensados (MILANI, 1997). Entretanto, os resultados de COT, S₂ e IH obtidos no poço 1-COST-1P-PR, em zona afetada por intrusivas, foram superiores aos daquele autor.

Quanto à maturidade térmica, em função da alta intensidade e grande amplitude geográfica do magmatismo, a Fm. Ponta Grossa atinge níveis maduros e senis (Figura 15) na maior parte da bacia (MILANI et al., 1990).

¹⁵ Constituinte orgânico proveniente da humificação da lignina e da celulose de vegetais, que submetido ao calor aumenta sua reflectância proporcionalmente ao ordenamento dos anéis aromáticos (DOW, 1977).

Figura 15 – Mapa de maturidade térmica da Fm. Ponta Grossa



Fonte: A autora, 2016. Adaptado de MILANI et al., 1990.

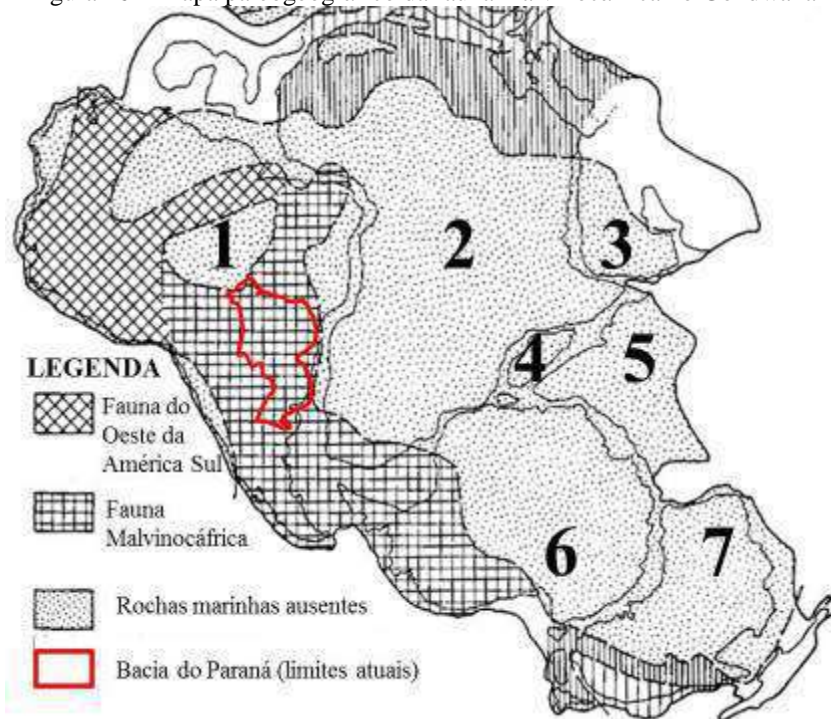
Comparando-se o mapa anterior àqueles de isóclitas das intrusivas nos membros (Figura 6, Figura 7, Figura 8), sugere-se a redução da zona senil ao centro-oeste do Paraná, ao norte do Arco de Ponta Grossa e à divisa entre Goiás e Mato Grosso do Sul, onde estão as maiores espessuras de intrusivas, responsáveis pela geração não convencional.

3.2.4 Bioestratigrafia

O marco inicial da classificação de macrofósseis é Clarke (1913) em afloramentos no Paraná. Lange (1954) e Sommer (1954) sintetizaram os conhecimentos da paleofauna e da paleoflora devonianas no Paraná, respectivamente. Graças aos biozoneamentos com quitinozoários (LANGE; PETRI, 1967; GRAHN; PEREIRA; BERGAMASCHI, 2000, 2002; GRAHN, 2005) e miósporos (DAEMON; QUADROS; SILVA, 1967; LOBOZIAK et al. 1995; DINO et al. 1995) foi possível datar a Fm. Ponta Grossa entre o Praguiano e o Frasniano.

Os invertebrados marinhos constituíram a Fauna Malvinocáfrica (Figura 16), cuja população era grande, pouco diversificada e dispersa em águas frias. Seus representantes habitaram o Paraná, São Paulo, Goiás, Mato Grosso, Peru, a Bolívia, o Paraguai, o Uruguai, a Argentina, as Ilhas Falklands, a Antártica e a África do Sul (LANGE; PETRI, 1967; MELO; LOBOZIAK, 2003).

Figura 16 – Mapa paleogeográfico da fauna malvinocáfrica no Gondwana



Legendas: 1 – América do Sul; 2 – África; 3 – Oriente Médio;
4 – Madagascar; 5 – Índia; 6 – Antártida; 7 – Austrália.
Fonte: DINELY, 1984. Modificada pela autora, 2016.

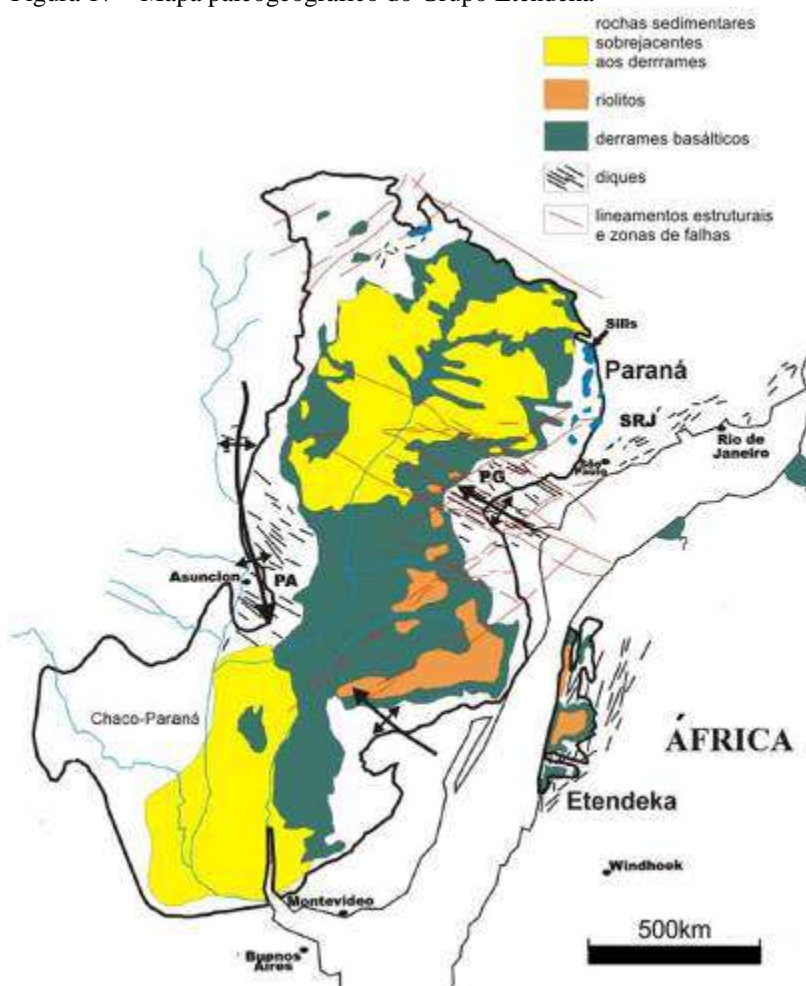
O Eodevoniano e o Mesodevoniano são caracterizados por endemismo ecológico, principalmente para os trilobitas e os braquiópodes que habitaram os mares rasos (MELO, 1985). A partir do Eifeliano, ocorreu a comunicação das águas da Bacia do Paraná com águas quentes de mares equatoriais, caracterizadas pela fauna dos Apalaches, a qual era restrita ao continente Eurasiano (GOULART; JARDIM, 1982).

3.3 Formação Serra Geral

Trata-se do registro do magmatismo fissural entre o Neojurássico e o Eocretáceo que culminou com a abertura do Oceano Atlântico Sul (WHITE, 1908). Em termos litológicos, esse conjunto é composto por: 90% de basaltos toleíticos, 7% de andesitos toleíticos e 3% de riolitos riodacíticos (PEATE; HAWKESWORTH; MANTOVANI, 1992). As idades Ar^{40}/Ar^{39} diminuem para o topo a partir de $137,8 \pm 0,7Ma$ na subsuperfície de São Paulo até $126,8 \pm 2Ma$ na superfície do Uruguai (TURNER et al., 1994).

Os derrames recobrem $1.300.000km^2$ no Brasil, na Argentina e no Uruguai, sendo conhecida na América do Sul como Província Magmática do Paraná (Figura 17). Na África, chama-se Grupo Etendeka (PEATE; HAWKESWORTH; MANTOVANI, 1992; HAWKESWORTH et al., 1992).

Figura 17 – Mapa paleogeográfico do Grupo Etendeka

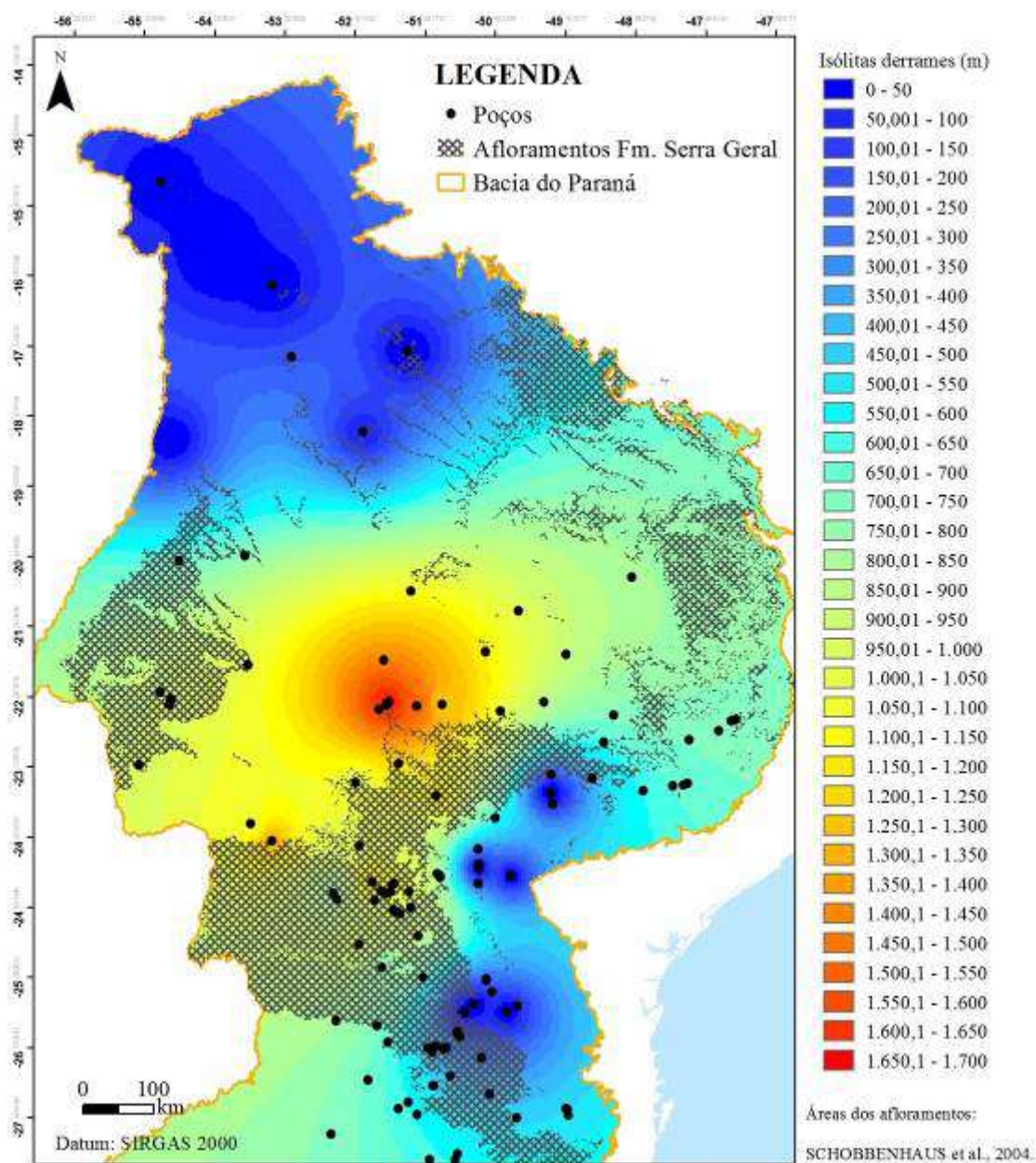


Legenda: PG – Arco de Ponta Grossa; SRJ – eixo Santos/Rio de Janeiro; PA – Paraguai.

Fonte: PEATE; HAWKESWORTH; MANTOVANI, 1992.

A espessura atual máxima dos derrames é igual a 1,7km em São Paulo e na região central do Paraná (Figura 18). O mapa anterior é similar ao de Milani et al. (1990), representando a maturidade térmica da Fm. Ponta Grossa (Figura 15). Logo, é possível sugerir que os autores tenham definido os limites das zonas de maturidade em função das isólitais dos derrames ao invés das intrusivas por terem assumido uma correlação direta entre as espessuras desses dois grupos de ígneas.

Figura 18 – Mapa de isólitras dos derrames da Formação Serra Geral

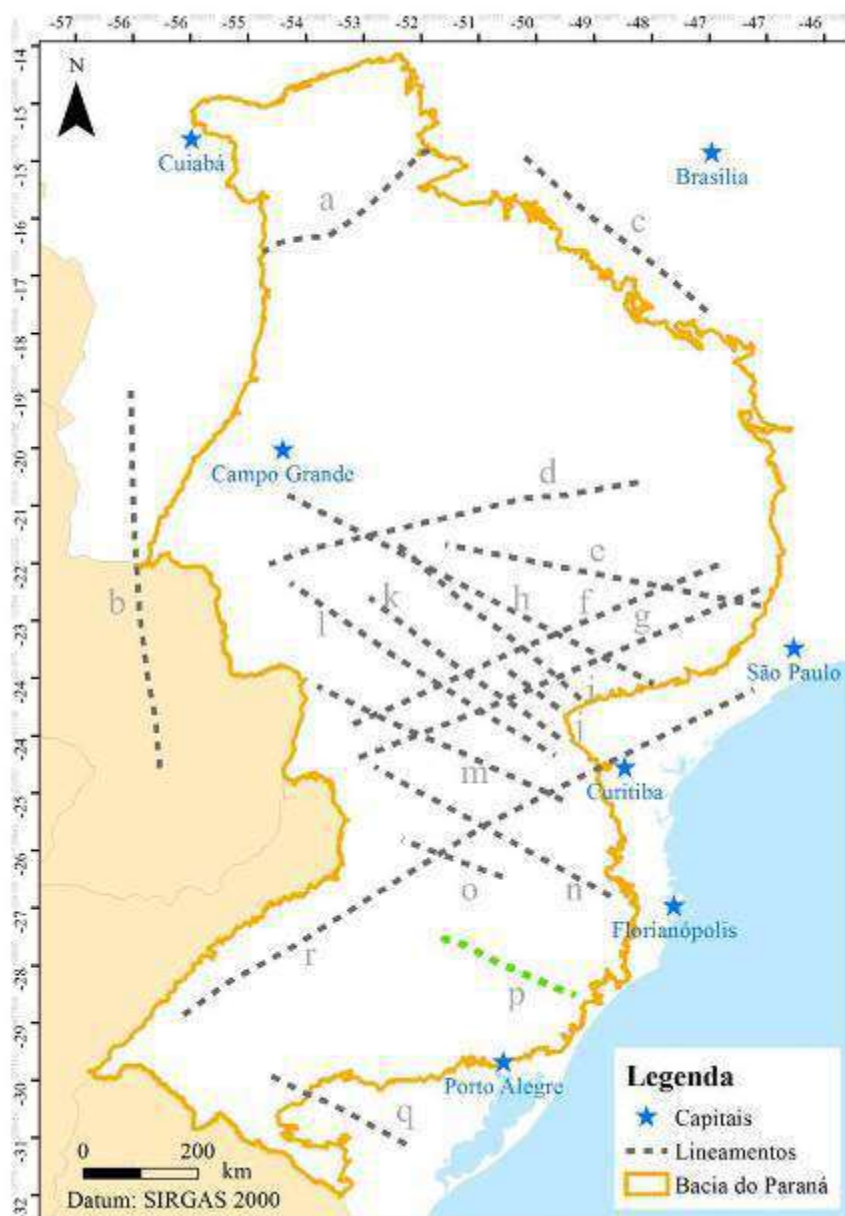


Fonte: A autora, 2016.

3.4 Arcabouço estrutural

A evolução estrutural foi controlada por zonas de fraqueza do embasamento pré-Cambriano, representadas por lineamentos (Figura 19) nas direções NW-SE, NE-SW e E-W (ZALÁN et al., 1990).

Figura 19 – Arcabouço estrutural da Bacia do Paraná



Legenda dos lineamentos: a – Transbrasiliano; b – Assunção; c – Paranaíba; d – Araçatuba; e – Mogi-Guaçu-Dourados; f – Guaxupé; g – Jacutinga; h – Guapiara; i – São Jerônimo-Curiúva; j – Ponta Grossa; k – Rio Alonzo; l – Cândido Abreu-Campo Mourão; m – Rio Piquiri; n – Caçador; o – Taxaquara; p – Sinclinal Torres; q – Rio Grande; r – Lancinha-Cubatão

Fonte: A autora, 2016. Adaptado de MILANI et al., 1990.

As zonas NW-SE condicionaram a geometria dos corpos intrusivos, tais como os do Arco de Ponta Grossa (ZALÁN et al., 1990) e foram as principais responsáveis pela delimitação dos depocentros devonianos (FREITAS-BRAZIL, 2004). Os lineamentos NE-SW têm movimentação transcorrente e relacionam-se às faixas móveis Ribeira e Dom Feliciano, que bordejam a bacia a leste junto com o embasamento (ZALÁN et al., 1990). Esses autores afirmam que os lineamentos E-W existem desde o Triássico e seu paralelismo com as zonas de fraturas oceânicas relaciona-os à abertura do Oceano Atlântico Sul.

Uma das feições estruturais mais importantes na prospecção de petróleo e que está a leste da área de estudo é o Arco de Ponta Grossa (NORTHFLEET; MEDEIROS; MÜLMANN, 1969). Trata-se de uma zona de falhas normais com direção NW-SE, limitada a nordeste pelo lineamento de Guapiara e a sudoeste pelo lineamento de Rio Piquiri (FERREIRA, 1982; ALMEIDA, 1983). Formou-se no Triássico (ZALÁN et al., 1990), alcançando seu estágio atual no Eocretáceo com a intrusão de diques. No Cenozoico, novos soerguimentos na margem leste provocaram reativações da estrutura. As hipóteses da origem são: produtos de altos do embasamento (ZALÁN et al., 1990), respostas flexurais da crosta à sobrecarga sedimentar (CHANG et al., 1992), ação de plumas mantélicas (ERNESTO, 2003) ou um ramo abortado de uma junção tríplice, cujos segmentos NE e SW evoluíram para o Oceano Atlântico Sul (MILANI; THOMAZ-FILHO, 2000).

3.5 Sistema petrolífero Ponta Grossa-Campo Mourão

Atualmente, existem 124 poços perfurados e apenas um campo de gás foi declarado, Barra Bonita (PR), sem produção comercial em função da análise de viabilidade técnico-econômica (ANP, 2015a). Os reservatórios convencionais desse campo pertencem à Fm. Campo Mourão (Tabela 2). Os volumes originais *in place* são de 2,7MMm³ de condensados e 1,3Bm³ de gás natural (ANP, 2013).

Tabela 2 – Resultados dos poços exploratórios na Bacia do Paraná

Resultados	Frequências
Descobridor de campo com gás (1-BB-1-PR)	1
Extensão de campo de gás (3-BB-2D-PR)	1
Portadores de gás	2
Produtores subcomerciais de gás	3
Secos com indícios de hidrocarbonetos	24
Secos sem indícios de hidrocarbonetos	88
Abandonados por acidentes mecânicos ou outras razões	5
Total	124

Fonte: ANP, 2015a.

Os resultados exploratórios permitiram identificar dois sistemas petrolíferos: Irati-Rio Bonito(!) e Ponta Grossa–Campo Mourão(!), na Figura 20, tal que o segundo será discutido, pois a Fm. Ponta Grossa é o objetivo da pesquisa.

Figura 20 – Carta de eventos do sistema Ponta Grossa–Campo Mourão

Paleozoico			Mesozoico			Cenozoico		TEMPO GEOLOGICO / SISTEMA PETROLIFERO
Devo	Carb	Per	Triá	Jura	Cret	Pale	Neog	
█								Rocha geradora
	█	█						Rocha reservatório
					█			Rocha selante
	█	█		█	█			Soterramento
			█					Trapa
					█			Geração/migração
						█	█	Preservação
								Momento crítico

Fonte: MILANI; CATTO, 1998.

3.5.1 Rocha geradora

Cerca de dois terços da área de ocorrência da Fm. Ponta Grossa estão nas zonas senil e matura (Figura 15). Por isso, os valores de COT, S₂ e IH atuais são considerados não originais, isto é, residuais.

3.5.2 Rocha reservatório

Os arcóseos neocarboníferos da Fm. Campo Mourão constituídos por quartzo, plagioclásio e feldspatos potássicos são os principais reservatórios. Têm matriz bem selecionada e grãos subarredondados, cujos contatos têm crescimento diagenético de cimento silicoso, que diminui a porosidade e a permeabilidade, conforme a tabela a seguir:

Tabela 3 – Porosidades e permeabilidades da Fm. Campo Mourão em Barra Bonita

Poços	Porosidades (%)	Permeabilidades (mildarcy)
1-BB-1-PR	5	< 0,9
3-BB-2-PR	9	< 1,6

Fonte: CAMPOS et al., 1998.

A precipitação secundária de quartzo e a cimentação autigênica de calcita, feldspatos, dolomita e clorita diminuem a porosidade intergranular. O primeiro processo é o principal responsável pela piora da movimentação de fluídos na rocha. Os argilominerais predominantes são a clorita e a ilita (RAMOS; FORMOSO, 1975). Os reservatórios secundários são os arenitos e arcóseos das Fm. Taciba, Ponta Grossa e Furnas, todos sobrejacentes à geradora, exceto os últimos.

3.5.3 Rocha selante

Os diamictitos do Grupo Itararé são os selos potenciais, no entanto, a composição mineralógica variada e a continuidade lateral heterogêna afetam a qualidade. Os intervalos mais argilosos e contínuos são mais eficientes no confinamento dos reservatórios de origem glacial (FRANÇA; POTTER, 1988). Entretanto, essas propriedades não estão bem caracterizadas em toda a área da bacia.

Os corpos intrusivos da Fm. Serra Geral também funcionam como selos. No campo de Barra Bonita, por exemplo, o selo é uma soleira de diabásio arqueada (CAMPOS et al., 1998). Entretanto, as ígneas podem estar muito fraturadas, permitindo o escape dos fluídos e quando estão muito próximas à geradora causam o metamorfismo de contato, que destrói o querogênio.

3.5.4 Geração

Os eventos de geração, migração e trapeamento estão relacionados às intrusivas da Fm. Serra Geral (THOMAZ-FILHO, 1982). Os efeitos do magmatismo dependem: da temperatura inicial e da composição química do magma; do volume do corpo intrusivo; da maturação inicial; da composição mineralógica, do grau de compactação, do teor de matéria orgânica e da permeabilidade das encaixantes e dos tipos de fluídos gerados durante o craqueamento do querogênio (RAYMOND; MURCHISON, 1988; RODRIGUES, 1995).

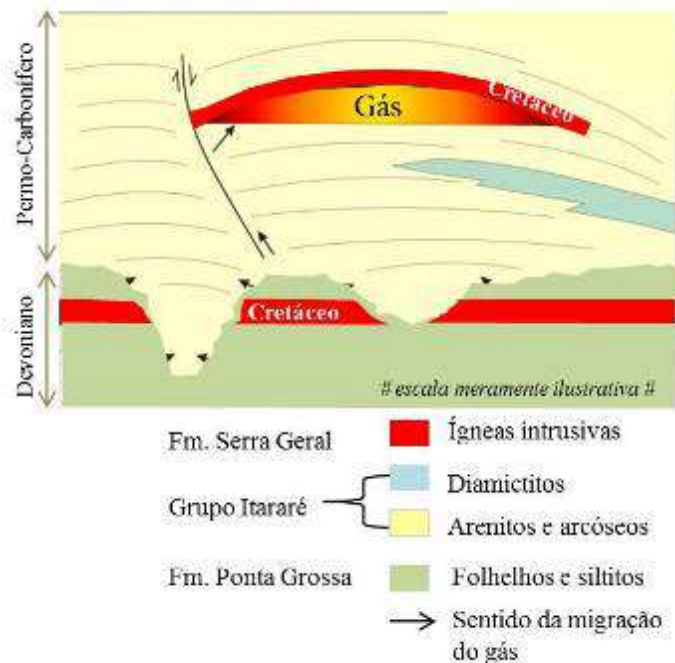
Galushkin (1997) compilou estudos geoquímicos e petrológicos em geradoras mundiais afetadas termicamente por intrusivas e concluiu que o halo térmico se estende a partir do contato a uma distância de 50 a 90% da espessura da intrusiva, raramente superando os 100%. Essa conclusão é semelhante à de Rodrigues (1995) para os folhelhos radioativos da Fm. Pimenteiras afetados por ígneas da Fm. Mosquito na Bacia do Parnaíba.

Na Bacia do Paraná, a zona afetada termicamente da Fm. Irati, acima e abaixo do corpo intrusivo se estende a uma distância, a partir do contato, equivalente à espessura da intrusão (ARAÚJO; TRIGÜIS; CERQUEIRA, 1996). Os autores utilizaram dados de pirólise Fisher e Rock-Eval e análises óticas do querogênio para realizar modelagens geoquímicas, nas quais estimaram o gradiente geotérmico da bacia após o evento magmático do Cretáceo em 40°C/km. Os gradientes geotérmicos atuais na bacia variam entre 16 e 46°C/km e os valores de fluxo térmico entre 40 e 100 mW/m² (GOMES, 2009).

3.5.5 Migração

A migração de gás e condensados gerados na Fm. Ponta Grossa até os arcóseos da Fm. Campo Mourão aconteceu ao longo de falhas (Figura 21), diques e, por contato direto, em paleocanais glaciais (CAMPOS et al.,1998).

Figura 21 – Modelo do campo de Barra Bonita



Fonte: MILANI; CATTO, 1998.

Nas adjacências das intrusões que afetaram a Fm. Irati foi verificada a alta eficiência da migração em zonas termicamente evoluídas causada pela presença de fraturas induzidas pelo magmatismo (ARAÚJO; TRIGÜIS; CERQUEIRA, 1996).

3.5.6 Trapas

As trapas podem ser mistas, tal como os paleocanais do Grupo Itararé selados por intrusões e em contato basal com os folhelhos da Fm. Ponta Grossa.

A partir da interpretação de linhas sísmicas, Zalán et al., (1985) propôs um conjunto de trapas estruturais e mistas relacionadas às intrusões (Figura 22).

Figura 22 – Tipos principais de trapas associadas à Fm. Serra Geral



Fonte: ZALÁN et al., 1985

Segundo os autores, os arenitos das Fm. Furnas, Rio Bonito e Pirambóia têm comportamento rúptil, logo, as fraturas, falhas e diques são as feições mais comuns. Os siltitos e folhelhos das Fm. Ponta Grossa, Palermo, Irati e Teresina têm comportamento dúctil, por isso, as dobras, falhas reversas, soleiras e lacólitos são estruturas preferenciais. De acordo com Milani et al. (1990) algumas trapas foram testadas por poços, mas não tiveram sucesso por problemas na aquisição das linhas sísmicas que subsidiaram às escolhas das locações.

3.5.7 Sincronismo e preservação

O sincronismo é um dos fatores mais críticos à efetividade desse sistema, pois a existência da trapa precisa ser anterior à migração, entretanto, não há um controle adequado da cronologia dos eventos de intrusão, geração e migração em toda a bacia. A preservação dos volumes armazenados depende do estágio hidrológico da bacia, da temperatura do reservatório e da contemporaneidade dos eventos de fluxo meteórico (ARAÚJO et al., 2000). Para os reservatórios de gás seco na Fm. Campo Mourão, submetidos às altas temperaturas e pressões, o risco de má preservação por causa dos fatores anteriores tende a ser baixo.

4 BASE DE DADOS

As características estratigráficas e geoquímicas da Fm. Ponta Grossa foram analisadas a fim de se estimar, probabilisticamente, os recursos recuperáveis de gás nos reservatórios não convencionais da unidade a partir de informações provenientes de:

- a) 12 poços exploratórios (Tabela 4) com intrusivas intercaladas na Fm. Ponta Grossa, localizados no Paraná, exceto um no extremo norte de Santa Catarina. Sua profundidade final atingiu, no mínimo, o topo da Fm. Furnas e foram escolhidos possuem: perfis compostos com as descrições das amostras de calha e as curvas de perfilagem; resultados de COT e de pirólise representativos das principais variações litológicas da seção e biozoneamentos ou correlações estratigráficas com datações das camadas;
- b) 2 poços e 1 seção na zona imatura sem intrusivas intercaladas (Figura 23 e Tabela 5): 1-DA-MT do Projeto Paleosul, 9-PPG-2-PR do Projeto Ponta Grossa e a seção entre os municípios de Tibagi e Telêmaco-Borba (PR).

Os dados foram obtidos por autorização da ANP para uso com fins acadêmicos e, também, nos trabalhos de Bergamaschi (1999), Pereira (2000), Pombo (2003), Paiva (2005), Cunha (2006), Pêsoa de Souza (2006), Rezende (2007), Mendlowicz Mauller (2008) e Castro (2008).

As curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico e as espessuras das intrusivas em cada poço no primeiro conjunto são apresentadas da Figura 24 à Figura 35. Os perfis faciográficos, as datações, as curvas de radioatividade e os resultados de COT, S_2 e IH de cada localidade no segundo conjunto são apresentados da Figura 36 à Figura 38.

Tabela 4 – Informações dos poços com intrusivas na Fm. Ponta Grossa

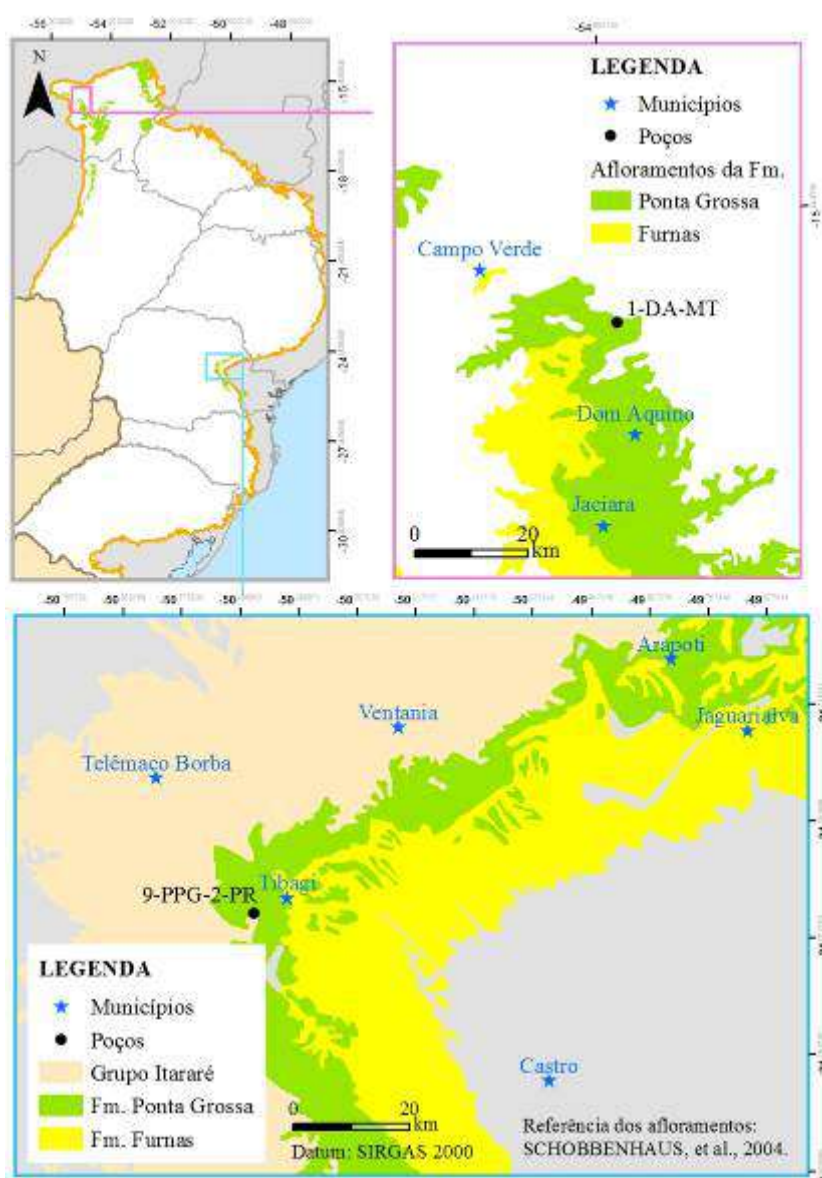
Poços	Designações	Empresas operadoras	Conclusões da perfuração	Resultados	Quantidade de amostras de COT	Quantidade de amostras de pirólise	Espessuras da Fm. PG sem as ígneas (m)	Taxas de amostragem de COT (m)	Possui curvas de calibre e de densidade?	Referências das subdivisões temporais
1-COST-1P-PR	Rio Vorá	El Paso	2001	1	154	32	350	2,3	Sim	A
1-GB-1-PR	Garça Branca	PETROBRAS	1995	3	47	28	346	7,4	Sim	A
1-MO-2-PR	Monjolinho	PETROBRAS	1962	3	77	47	398	5,2	Não	B
1-PT-1-PR	Pitanga	Paulipetro	1982	3	39	28	242	6,2	Sim	C
1-RCA-1-PR	Rio Cantu	PETROBRAS	1991	2	56	43	500	8,9	Sim	A
1-RO-1-PR	Roncador	Paulipetro	1982	2	70	64	439	6,3	Sim	B
2-AP-1-PR	Apucarana	PETROBRAS	1962	3	42	34	525	12,5	Não	B
2-CN-1-SC	Canoinhas	PETROBRAS	1963	3	14	9	84	6,0	Não	B
2-CS-1-PR	Chapéu do Sol	Paulipetro	1982	2	41	33	341	8,3	Sim	B
2-LS-1-PR	Laranjeiras Sul	PETROBRAS	1961	3	24	18	163	6,8	Não	B
2-RI-1-PR	Rio Ivaí	Paulipetro	1982	3	48	37	485	10,1	Não	B
2-RP-1-PR	Rio Piquiri	Paulipetro	1982	2	88	46	430	4,9	Sim	C

Legenda: 1 – produtor subcomercial de gás; 2 – seco com indícios de gás; 3 – seco sem indícios.

A – Correlação na tese; B – Bergamaschi, 1999; C – Relatório final do poço.

Fonte: A autora, 2016.

Figura 23 – Mapa dos dados da Fm. Ponta Grossa nas zonas imaturas



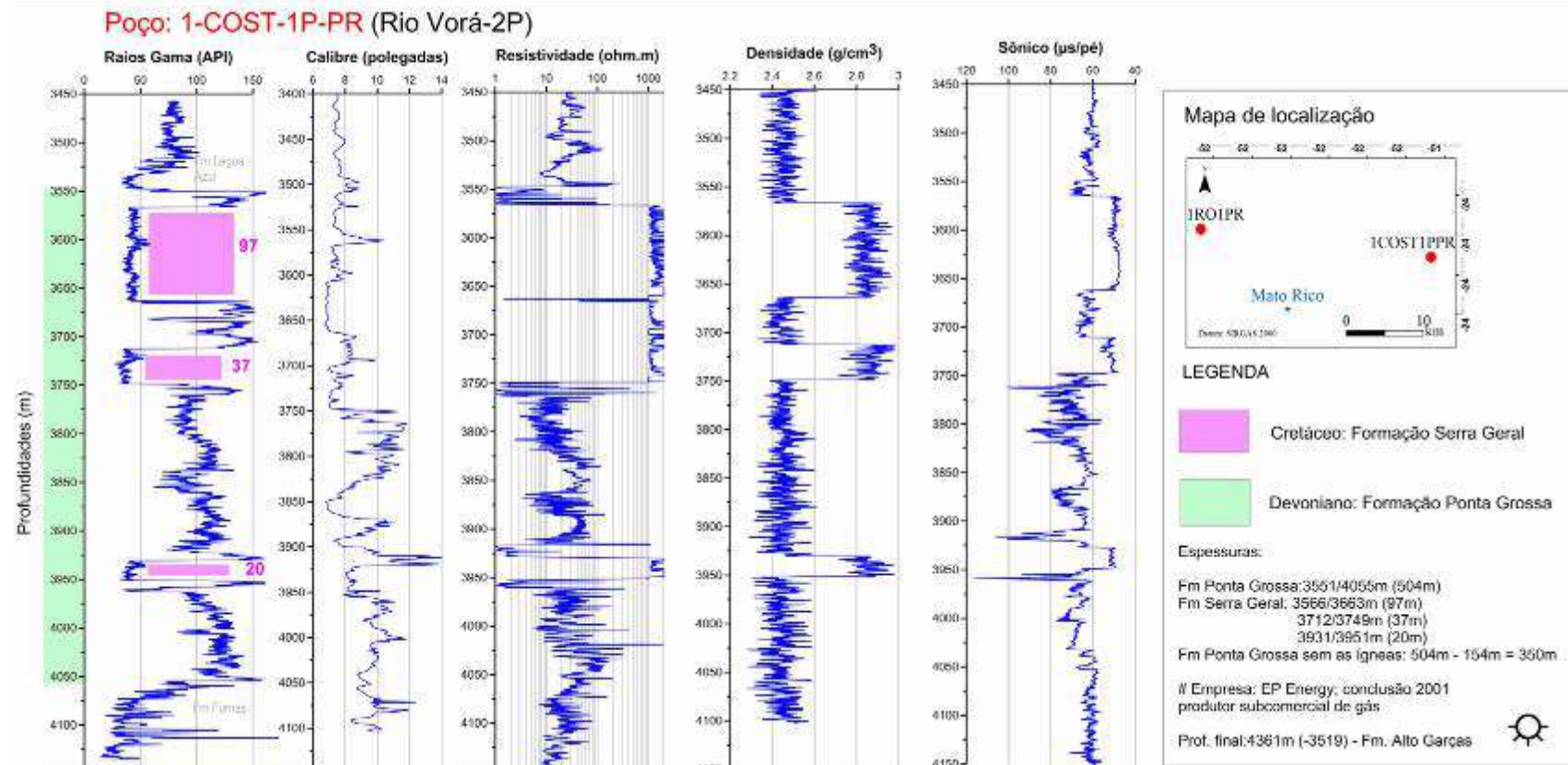
Fonte: A autora, 2016.

Tabela 5 – Informações da Fm. Ponta Grossa na zona imatura

Poço ou seção	Idades	Fontes dos dados	Amostras de COT	Amostras de pirólise	Espessuras da Fm. PG (m)	Taxas de amostragem de COT (m)
1-DA-MT	Frasniano/ Givetiano	Projeto Paleosul	635	54	195	0,3
9-PPG-2-PR	Emsiano/ Praguiano	Projeto Ponta Grossa	158	158	98	0,6
Tibagi – Telêmaco Borba	Eifeliano/ Praguiano	BERGAMASCHI, 1999	136	58	200	1,5

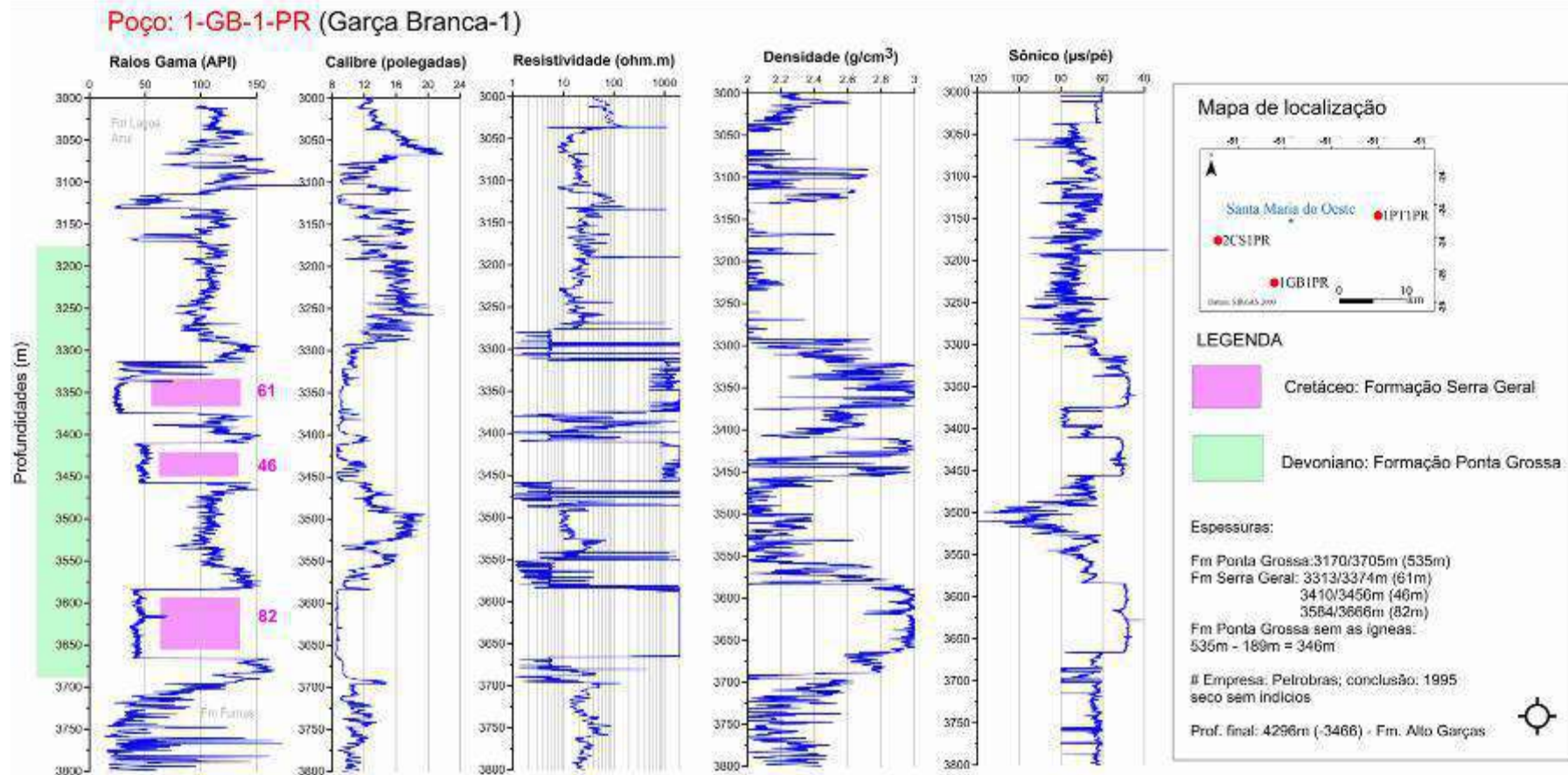
Fonte: A autora, 2016.

Figura 24 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-COST-1P-PR



Nota: Curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.
Fonte: A autora, 2016.

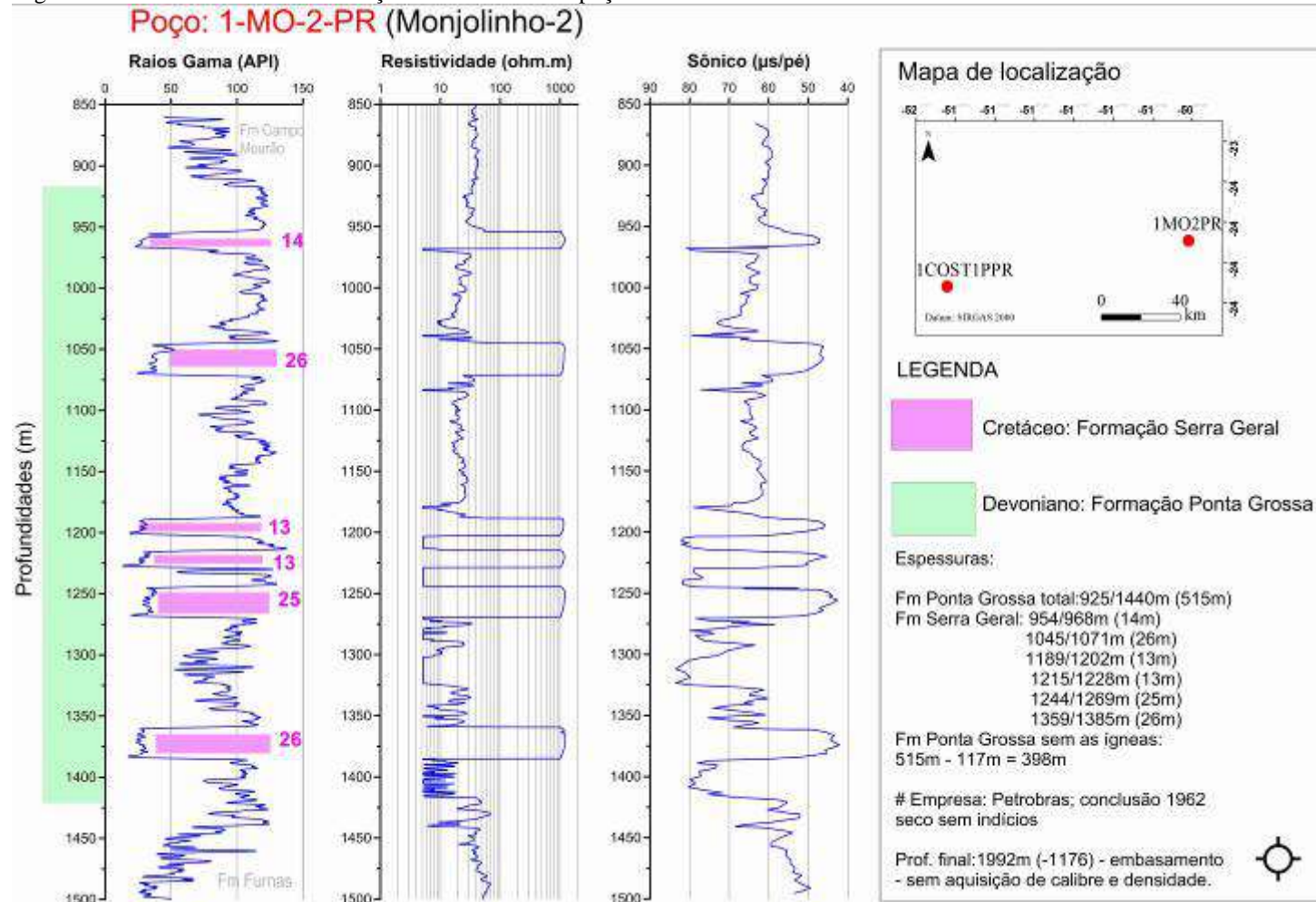
Figura 25 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-GB-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

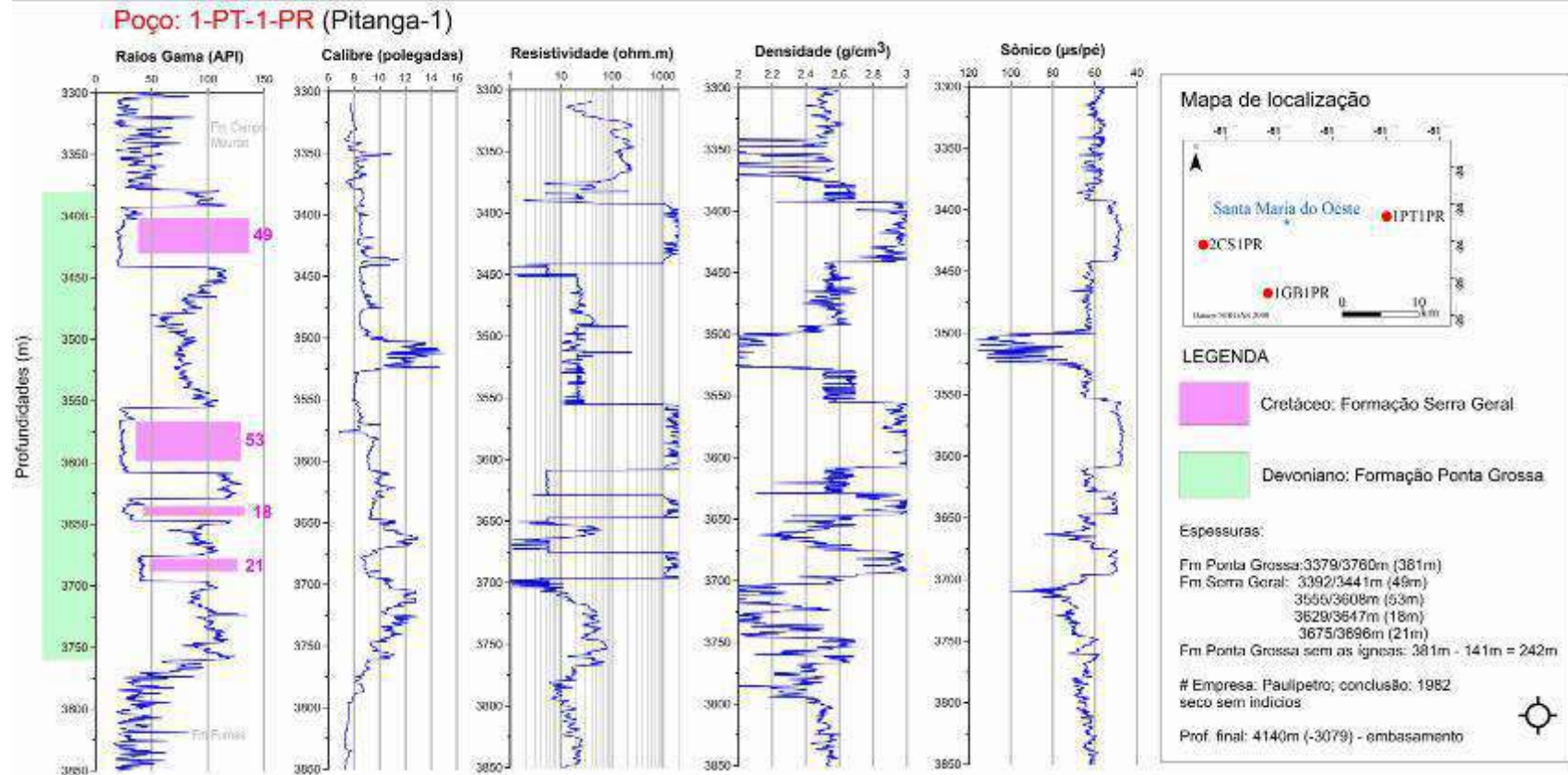
Figura 26 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-MO-2-PR



Nota: Curvas de raios gama, resistividade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

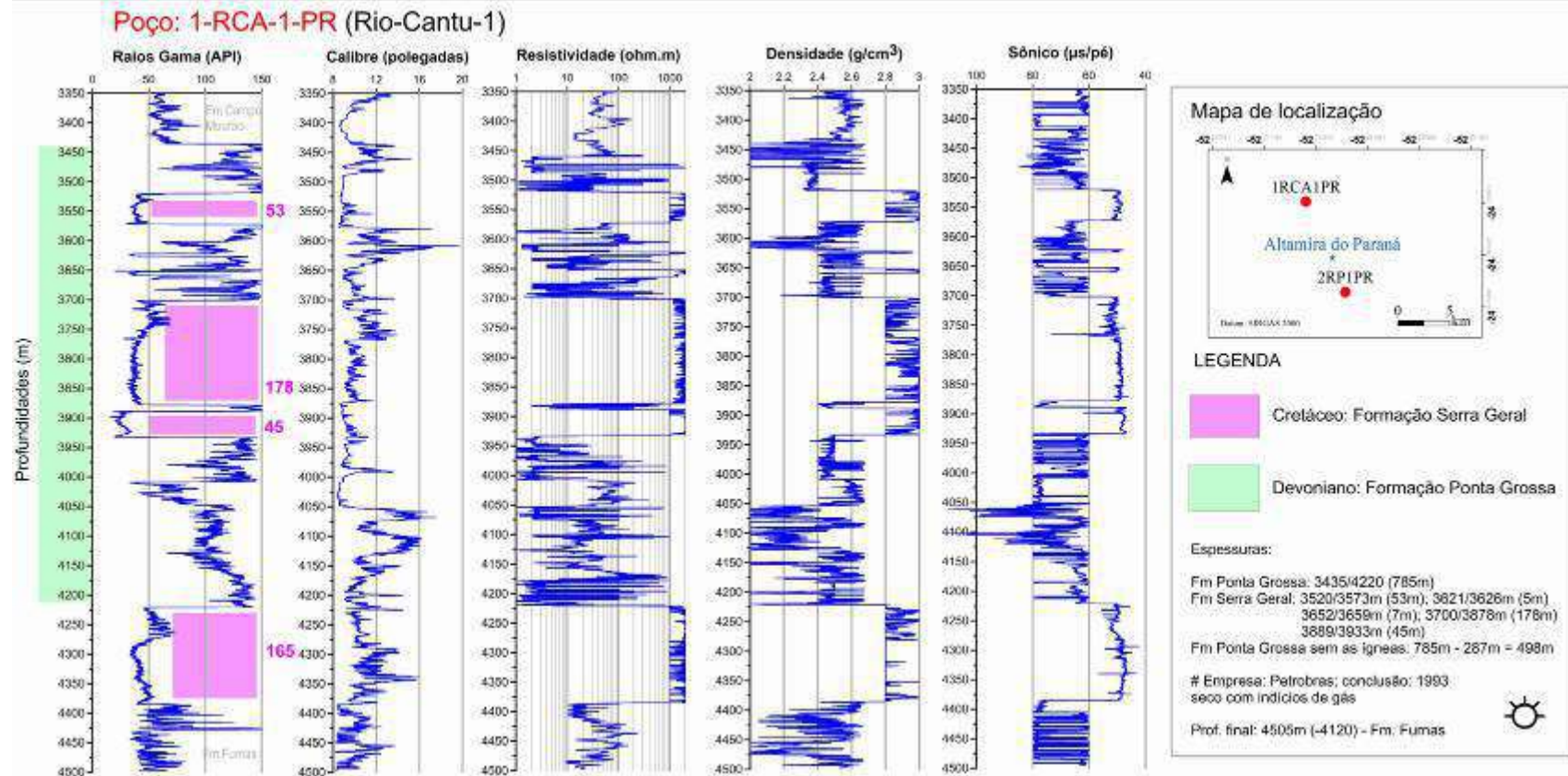
Figura 27 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-PT-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

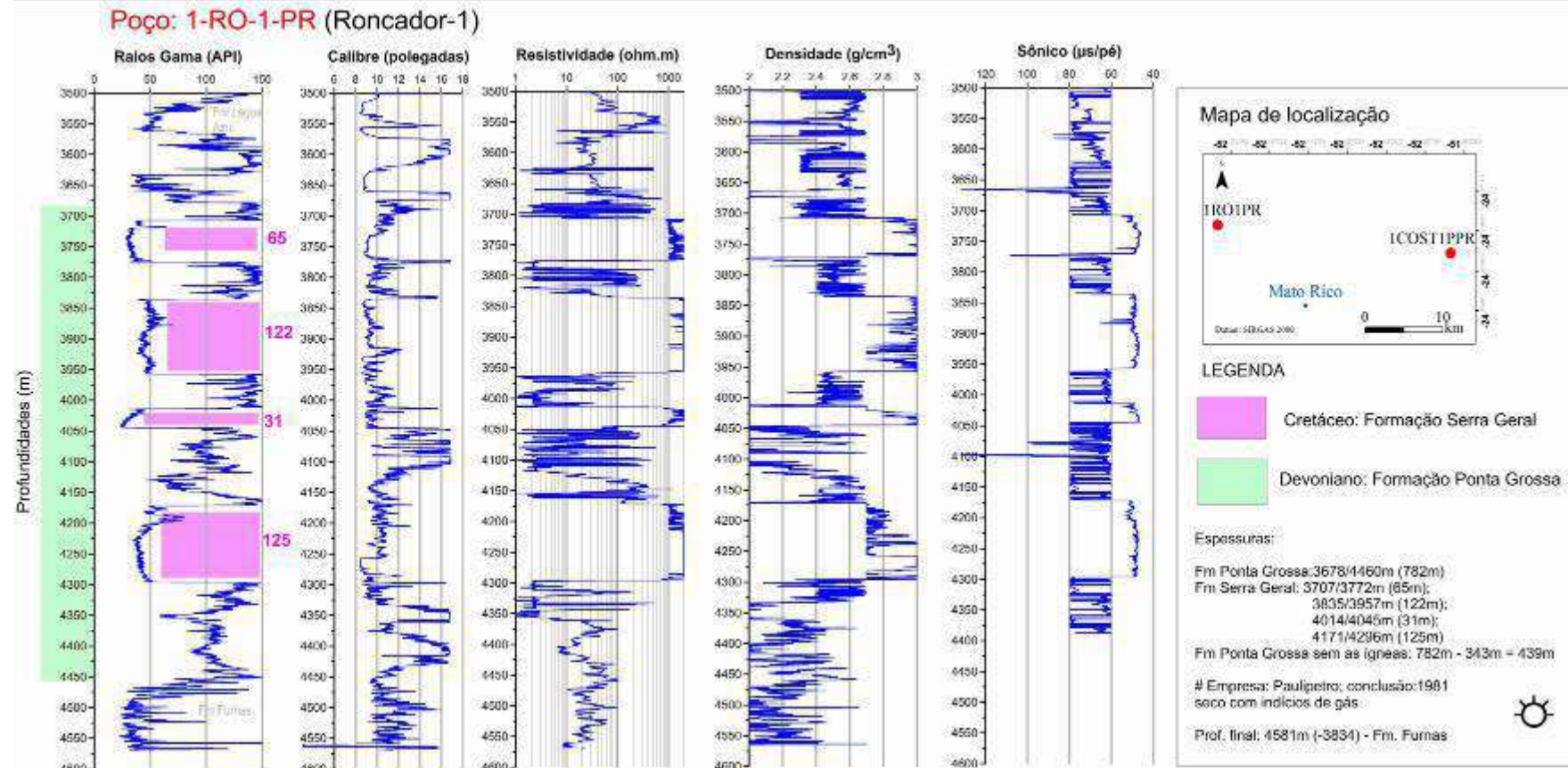
Figura 28 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-RCA-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

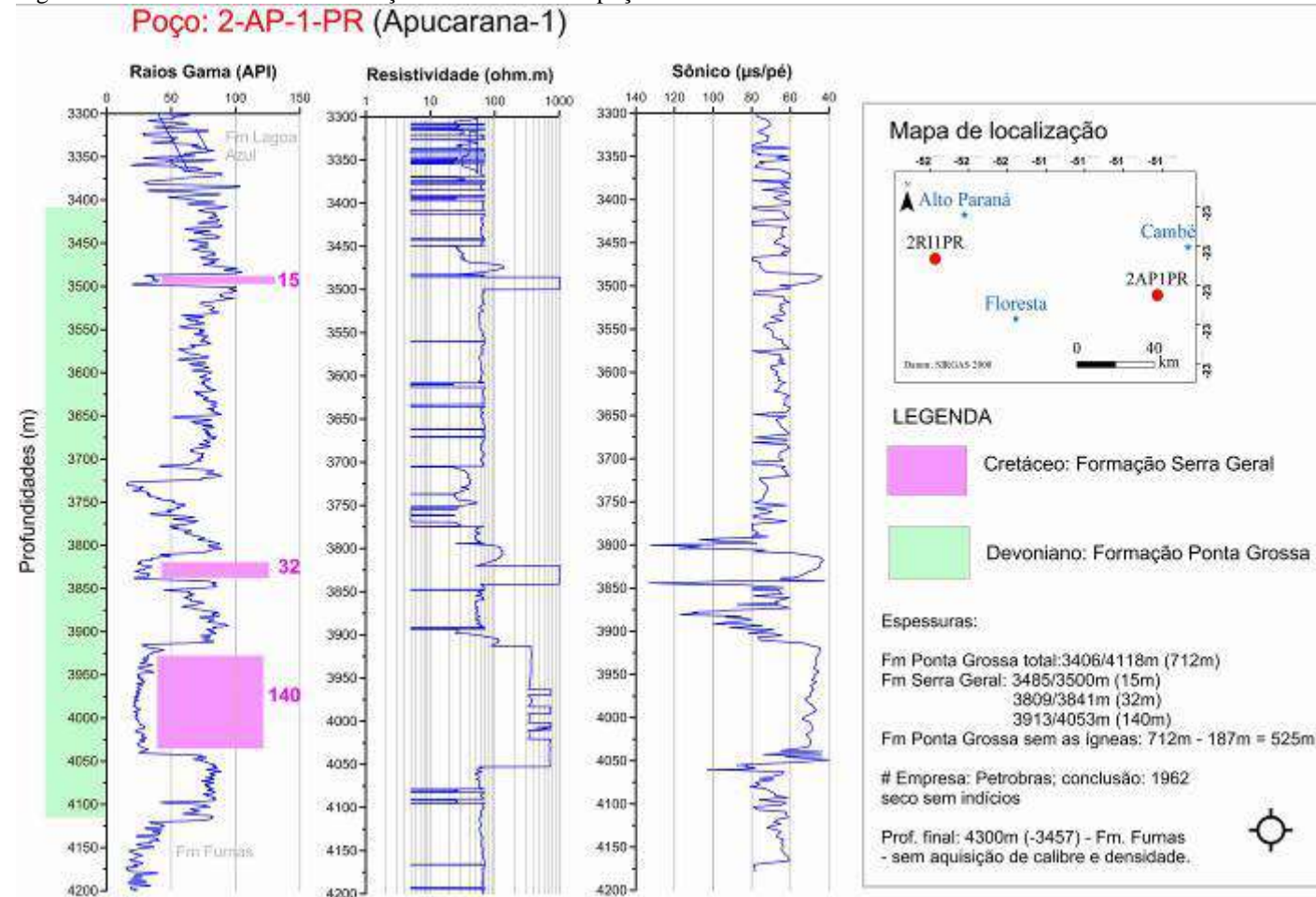
Figura 29 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 1-RO-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

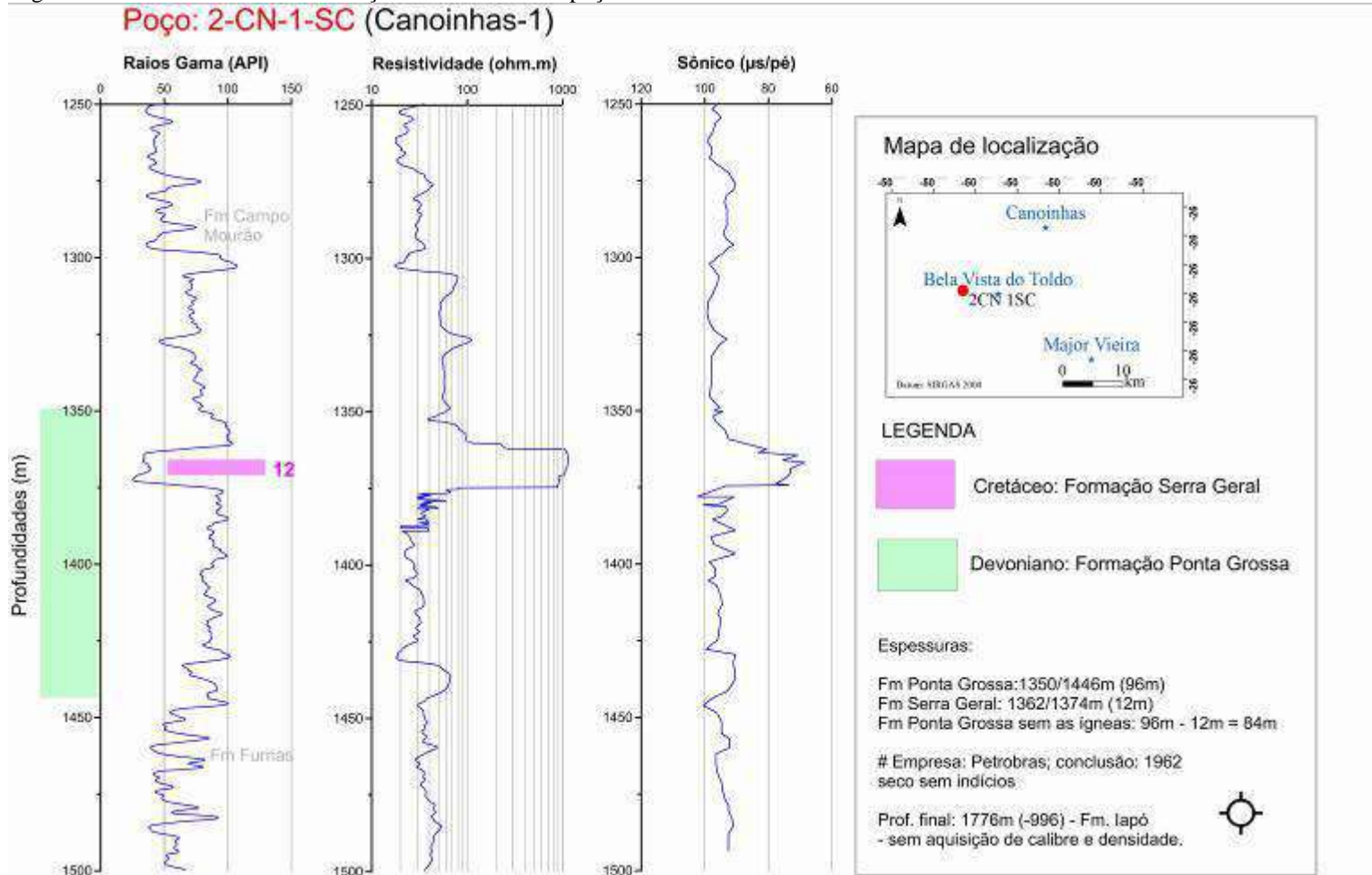
Figura 30 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-AP-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

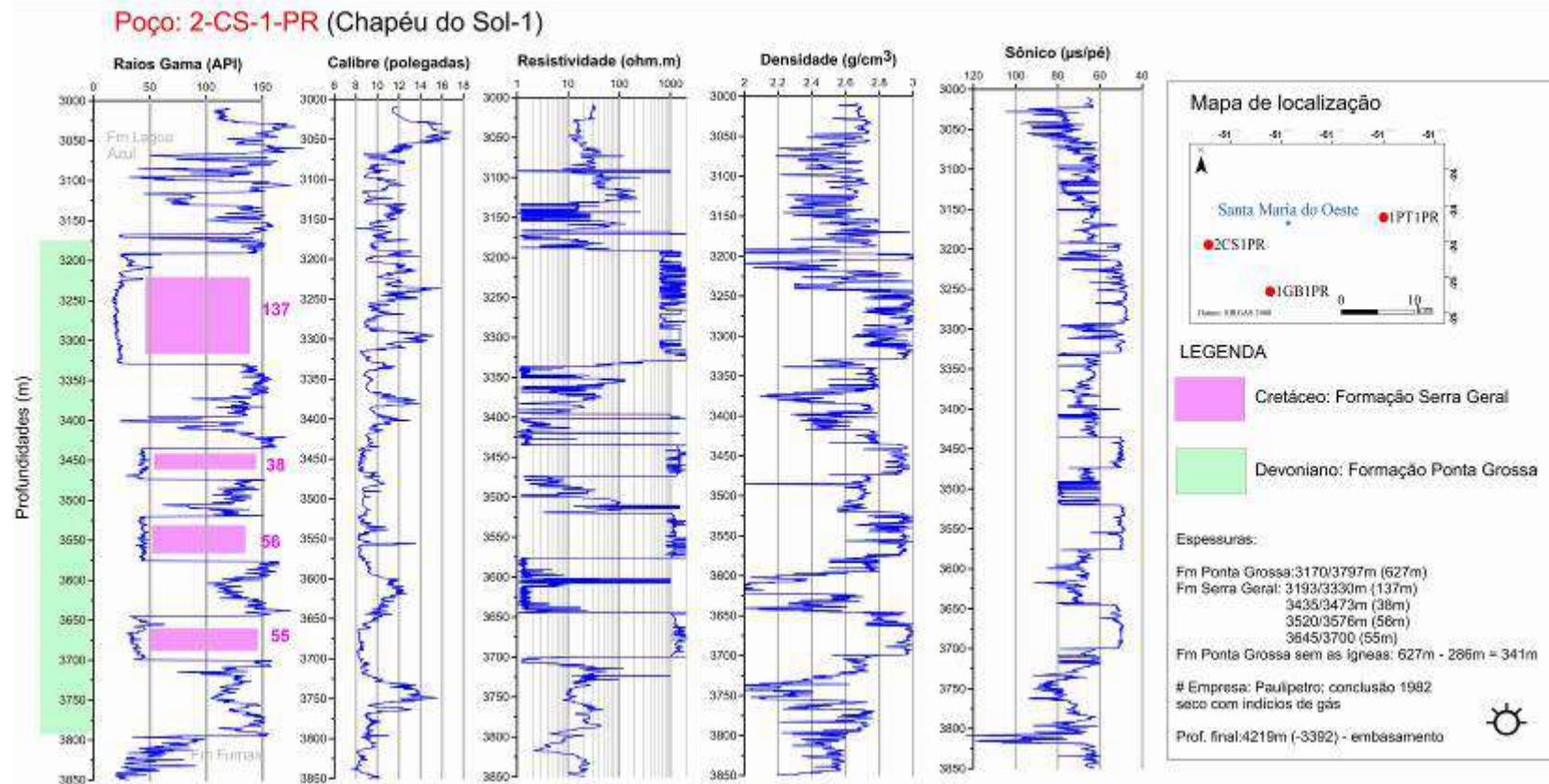
Figura 31 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-CN-1-SC



Nota: Curvas de raios gama, resistividade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

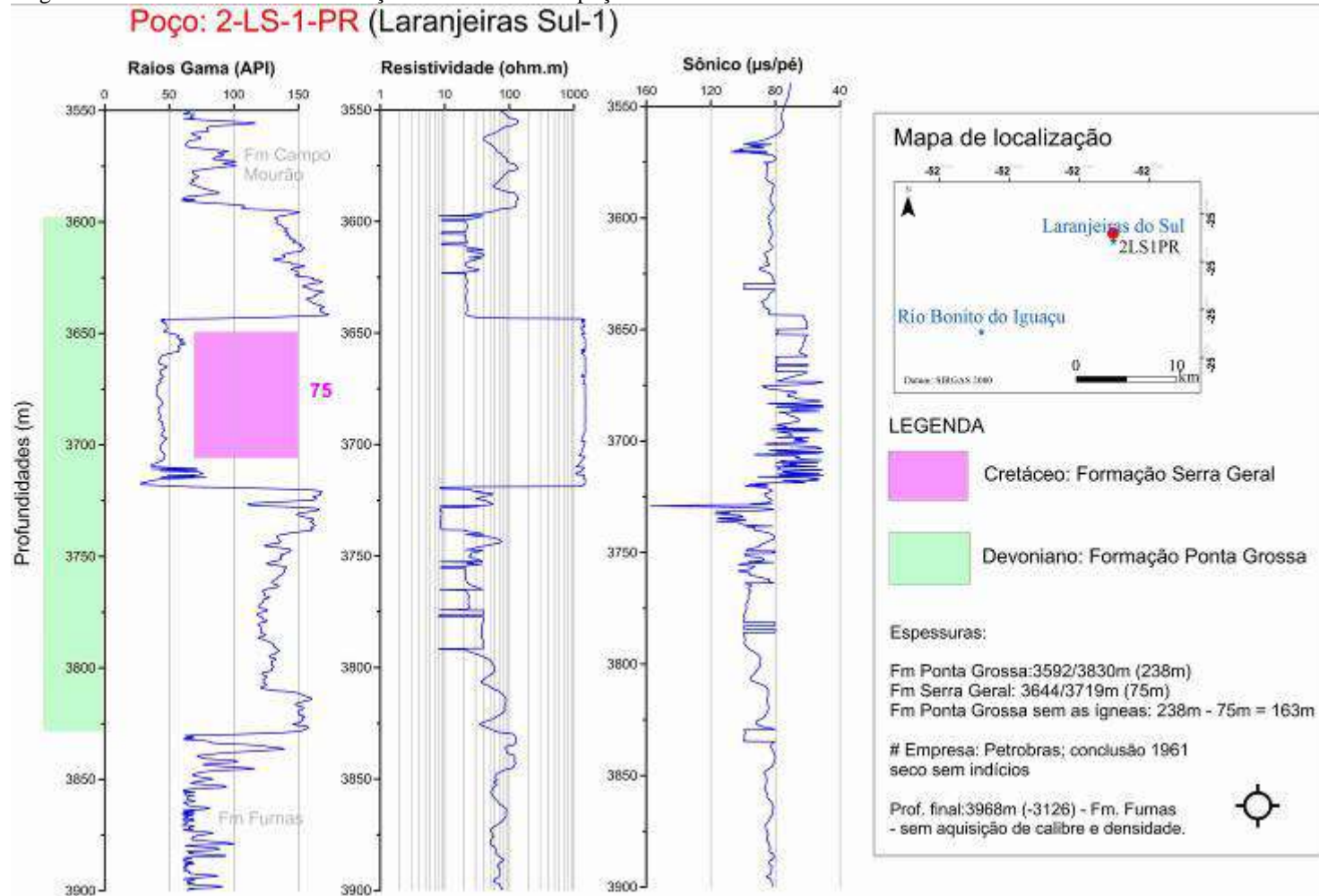
Figura 32 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-CS-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, calibre, resistividade, densidade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

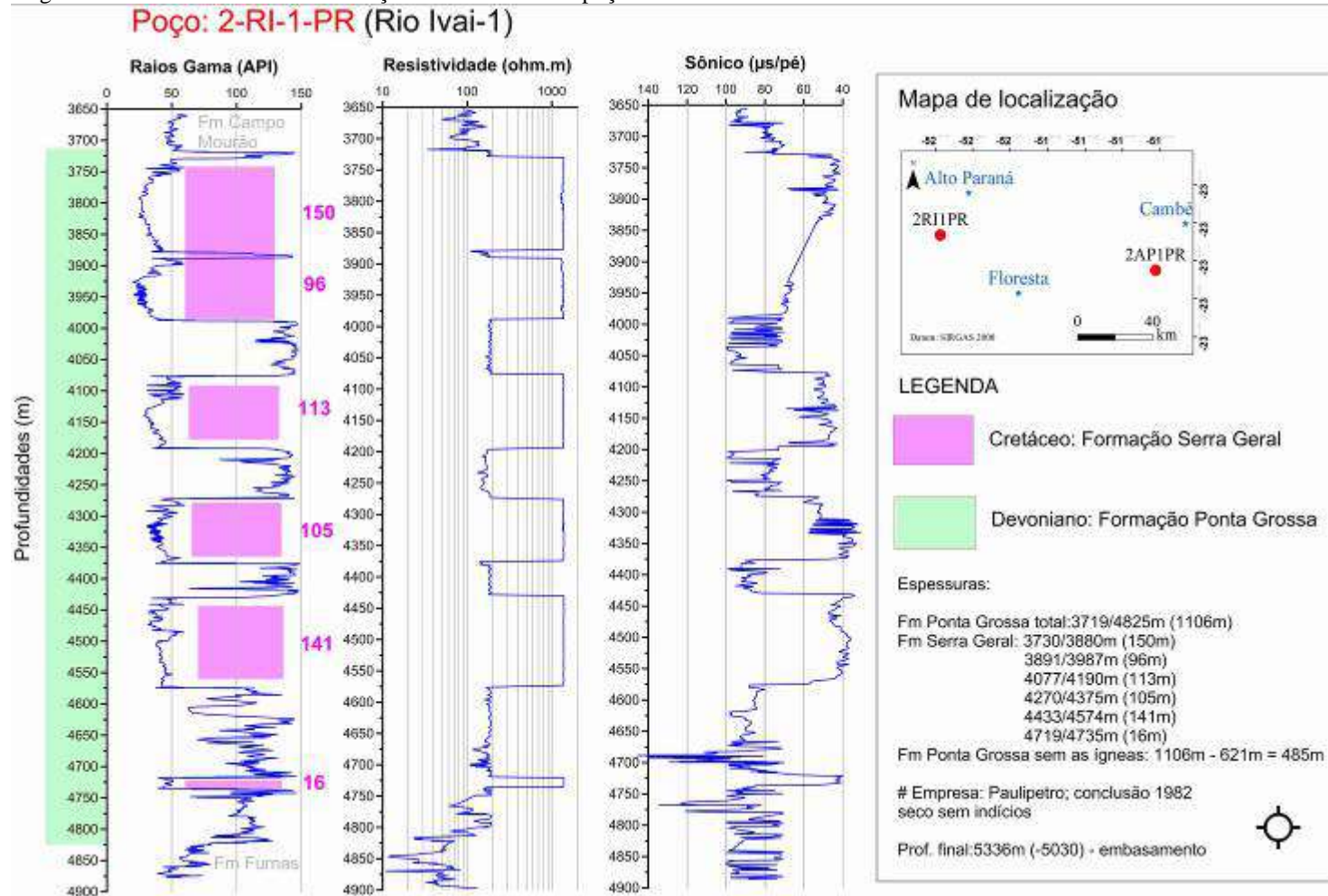
Figura 33 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-LS-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, resistividade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

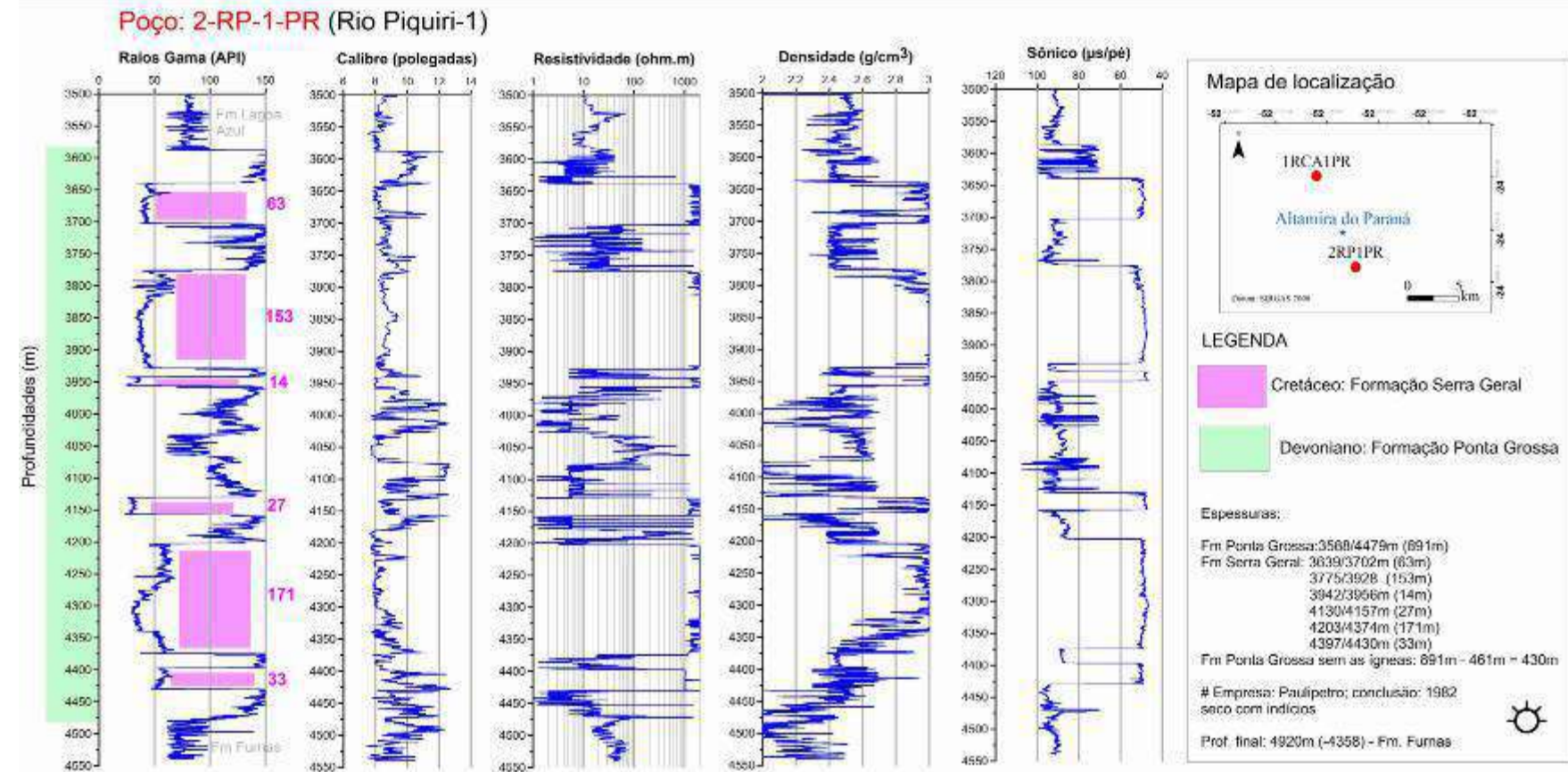
Figura 34 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-RI-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, resistividade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

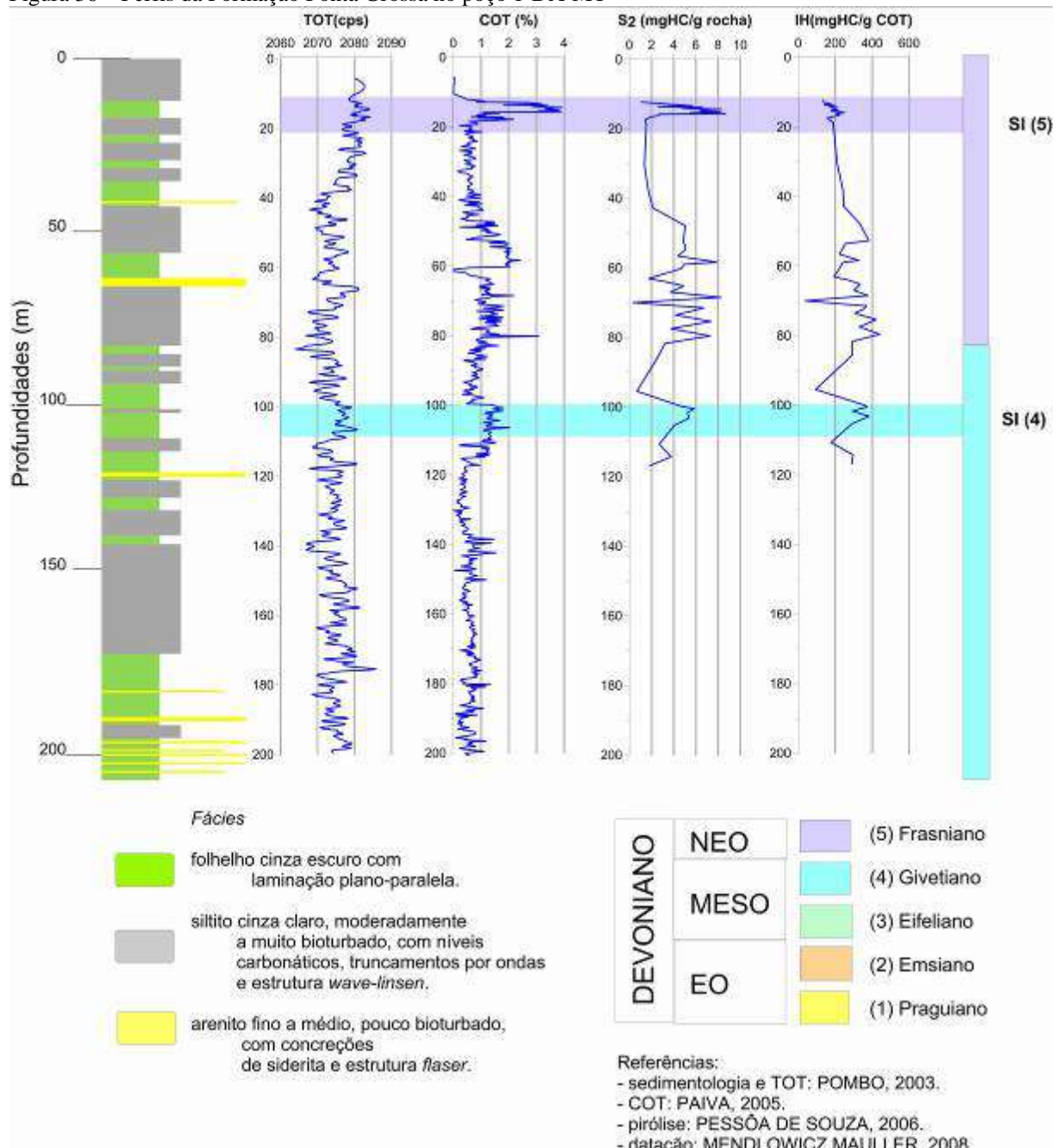
Figura 35 – Perfis elétricos da Formação Ponta Grossa no poço 2-RP-1-PR



Nota: Curvas de raios gama, resistividade e sônico da esquerda para direita, respectivamente.

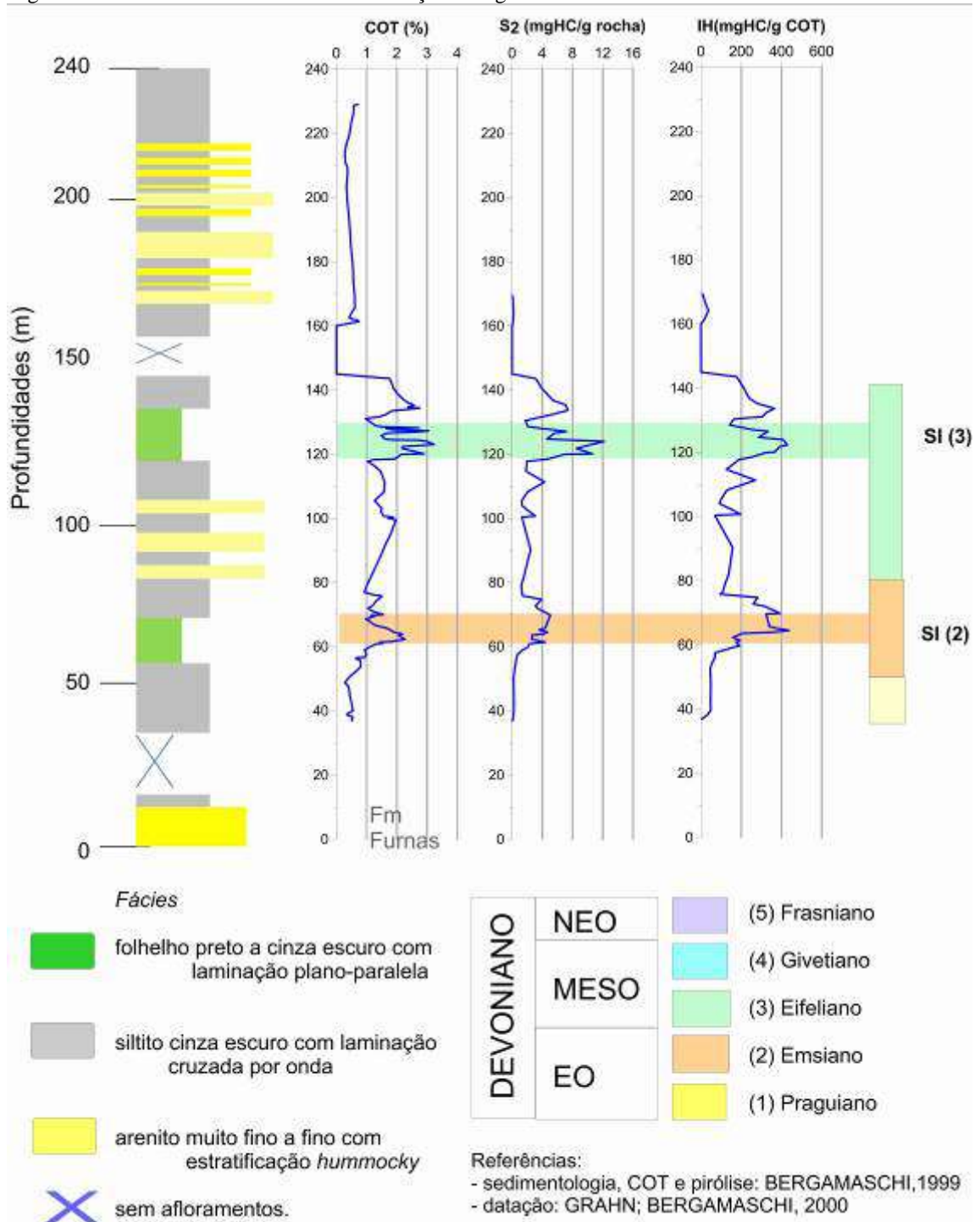
Fonte: A autora, 2016

Figura 36 – Perfis da Formação Ponta Grossa no poço 1-DA-MT



Nota: Perfil faciológico e as curvas de radioatividade, COT, S₂ e IH da esquerda para direita, respectivamente.
 Fonte: A autora, 2016.

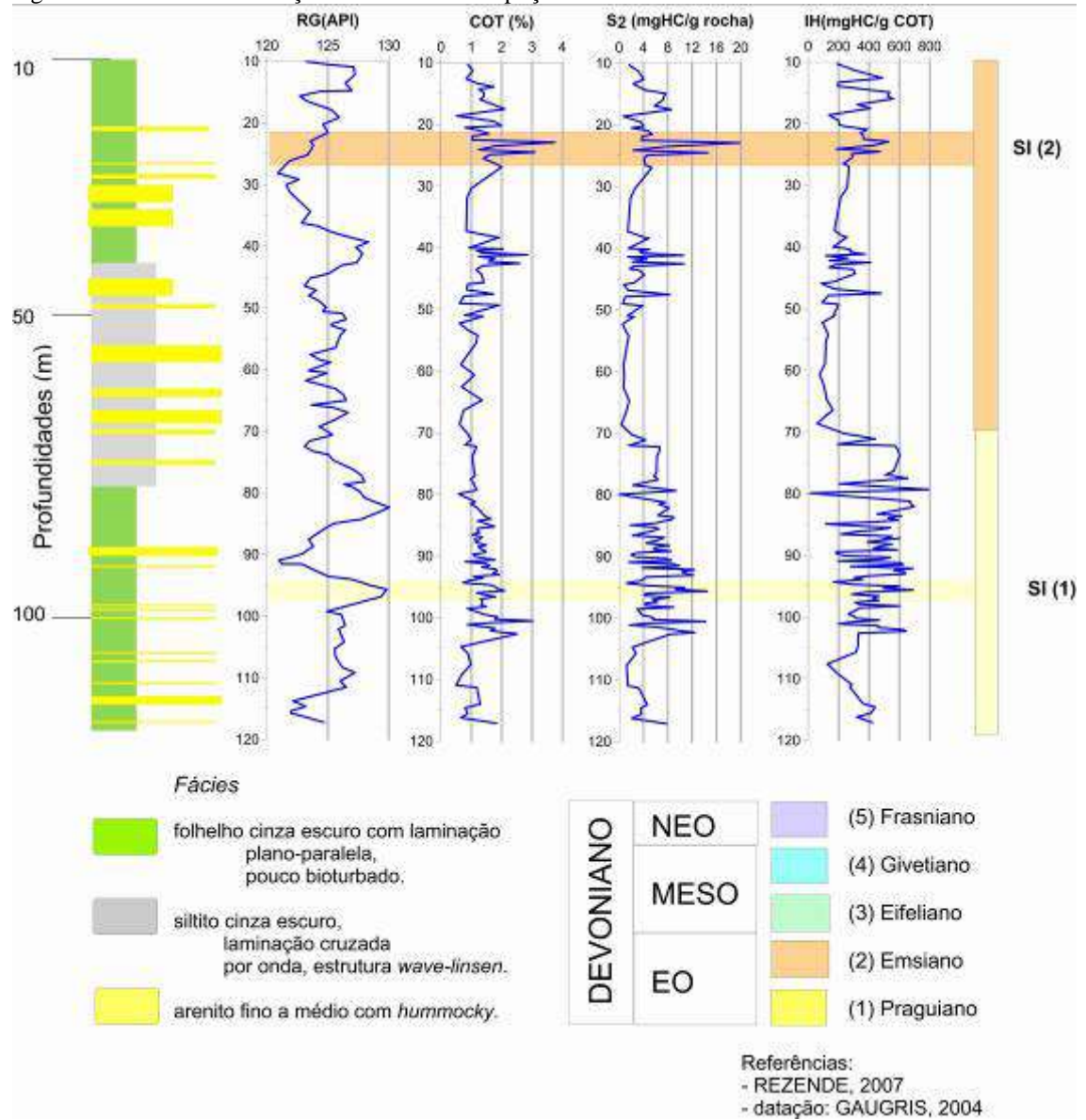
Figura 37 – Perfis da Fm. Ponta Grossa na seção Tibagi-Telêmaco Borba



Nota: Perfil faciológico e as curvas de COT, S₂ e IH da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

Figura 38 – Perfis da Formação Ponta Grossa no poço 9-PPG-2-PR



Nota: Perfil faciológico e as curvas de radioatividade, COT, S₂ e IH da esquerda para direita, respectivamente.

Fonte: A autora, 2016.

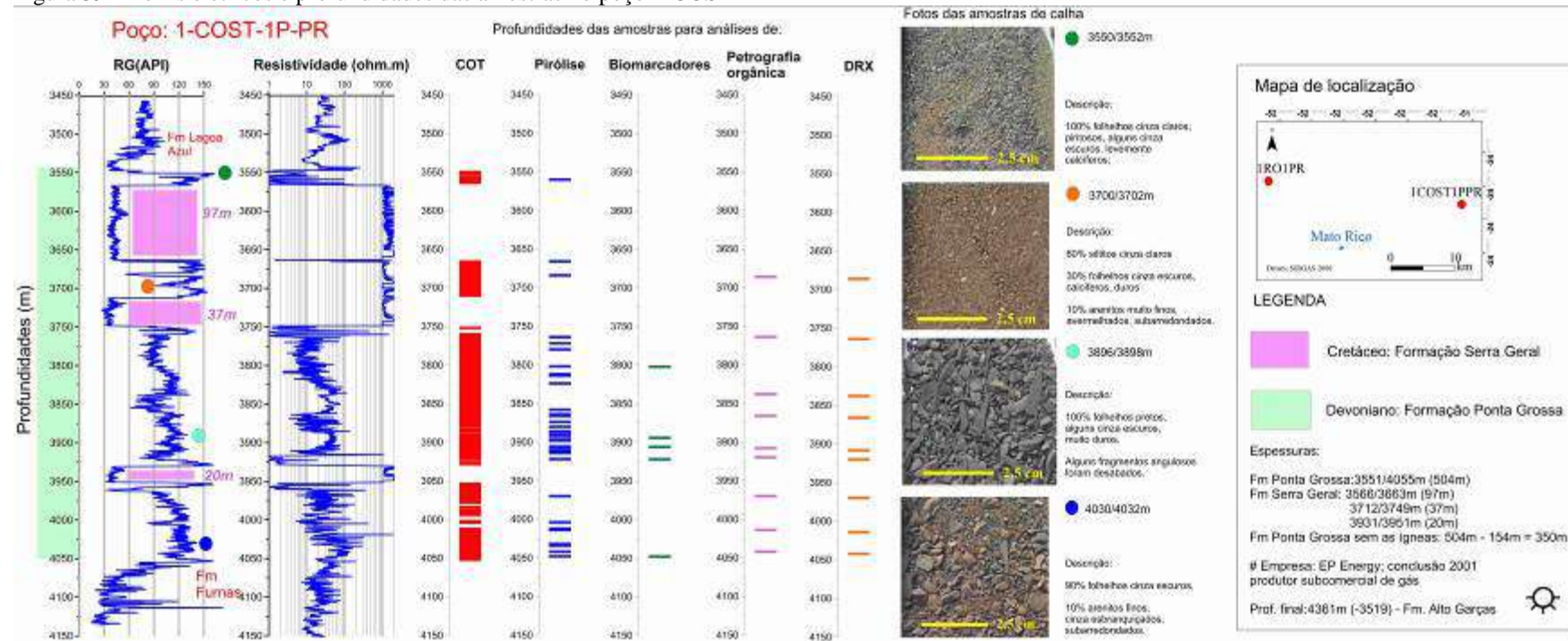
Durante o levantamento de dados geoquímicos existentes, constatou-se que o espaçamento entre as amostras nos poços exploratórios (Tabela 4) era muito maior do que nos poços da zona imatura (Tabela 5). Por isso, se decidiu aumentar a quantidade de informações na zona termicamente afetada dentro da área de estudo com a realização de novas análises.

A disponibilidade de amostras de calha da Fm. Ponta Grossa no poço 1-COST-1P-PR (Figura 39), cedidas pela empresa El Paso, permitiu a realização de análises inéditas de COT, pirólise Rock Eval, biomarcadores e petrografia orgânica na Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e de DRX no Centro de Tecnologia Mineral (CETEM).

A sua escolha foi baseada na proximidade ao campo de Barra Bonita (do qual dista 10km a nordeste), o único declarado na bacia e da taxa de amostragem da unidade no mesmo ser igual a 2m, mais detalhada do que as taxas, rotineiramente, empregadas em amostragens geoquímicas de poços mais antigos, ou seja, de 3, 6 ou 9m.

De acordo com as informações do relatório final do poço 1-COST-1P-PR, o mesmo foi classificado como produtor subcomercial de gás natural e a Fm. Ponta Grossa apresenta 348m de espessura total intercalada com 3 intrusões, cujas espessuras são de 20, 37 e 97m da base para o topo. Segundo as descrições das amostras de calha, predominam folhelhos pretos, cinza escuros e claros, da base para o topo, além de siltitos cinza claros, piritosos e duros e intercalações centimétricas de arenitos finos, quartzosos e subarredondados. Como não foram cortados testemunhos nem amostras laterais, todas as análises foram realizadas com amostras de calha.

Figura 39 – Perfis elétricos e profundidades das amostras no poço 1-COST-1P-PR



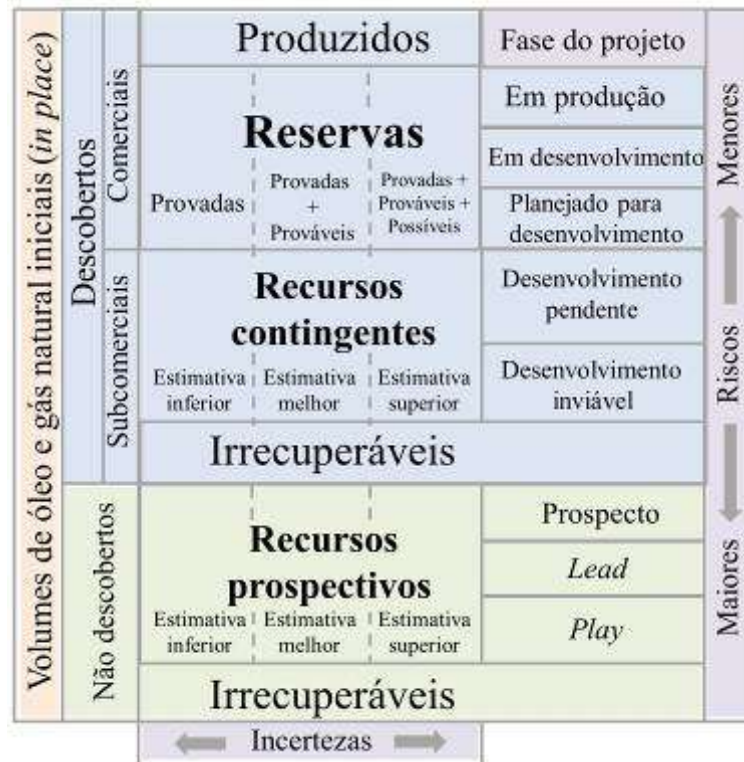
Fonte: A autora, 2016.

5 NOÇÕES SOBRE RECURSOS E RESERVAS

A análise quantitativa dos volumes de óleo e de gás natural recuperáveis pode ser feita pela metodologia determinística ou probabilística (SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS – SPE, 2007; 2011). A primeira alternativa utiliza um único valor, determinado para cada variável por ser considerado aquele que melhor representa o conjunto. Na segunda, as variáveis têm valores probabilísticos e o resultado é a curva de expectativa de probabilidades. Com o objetivo de representar as estimativas volumétricas, optou-se pela metodologia probabilística por ser a mais difundida na indústria e a que explicita mais detalhadamente as incertezas, permitindo realizar análises estatísticas mais condizentes à realidade.

Quanto à fase do projeto e às incertezas de recuperação e comercialização, os volumes são classificados em: reservas, recursos contingentes e recursos prospectivos (SPE, 2011) conforme a figura a seguir:

Figura 40 – Classificação de recursos e reservas



Fonte: A autora, 2016. Modificada de SPE, 2011.

Os **recursos** são os volumes de petróleo originalmente acumulados (*in-place*), descobertos ou não somados às quantidades já produzidas (SPE, 2011) e dividem-se em:

- a) **prospectivos**: volumes não descobertos estimados, numa determinada data, potencialmente recuperáveis a partir de jazidas desconhecidas que poderão ser desenvolvidas no futuro. As estimativas de volumes dependem de incertezas geológicas, econômicas e tecnológicas.
- b) **contingentes**: volumes descobertos estimados, numa determinada data, potencialmente recuperáveis a partir de jazidas conhecidas, mas que ainda não são comercialmente recuperáveis devido às incertezas geológicas, econômicas e tecnológicas.

Os volumes estimados de gás natural em reservatórios não convencionais da Fm. Ponta Grossa foram classificados como **recursos prospectivos**, porque se enquadram melhor naquelas características.

As **reservas** são quantidades de petróleo que serão comercialmente recuperáveis a partir do desenvolvimento de projetos em acumulações descobertas, em determinada data e de acordo com condições definidas. Elas devem ser: descobertas, recuperáveis, comercializáveis e remanescentes na data da avaliação com base no projeto de desenvolvimento (SPE, 2011).

Quanto às incertezas, elas dividem-se em:

- a) **provadas**: volumes que, pelas análises de dados geológicos e de engenharia, se estima com razoável certeza recuperar comercialmente a partir de reservatórios conhecidos, em certa data e conforme as normas governamentais vigentes, métodos operacionais e condições econômicas definidas. Segundo os métodos determinísticos, o termo “razoável certeza” significa um alto grau de confiança de que as quantidades serão recuperadas. Pelos métodos probabilísticos, deve haver, no mínimo 90% de probabilidade de que as quantidades recuperadas serão iguais ou maiores à estimativa (1P);
- b) **não provadas**: existem incertezas técnicas ou de outras naturezas que impedem classificá-las como provadas. Podem ser divididas em:
 - b.1) **prováveis**: têm maior incerteza de recuperação quando comparadas às provadas e maior certeza do que as possíveis. As quantidades recuperadas têm 50% de probabilidade de serem iguais ou maiores à soma das reservas provadas e prováveis (2P);

b.2) **possíveis**: há indícios de maior incerteza de recuperação quando comparadas às prováveis. As quantidades recuperadas têm pelo menos 10% de probabilidade de serem iguais ou maiores à soma das reservas provadas, prováveis e possíveis (3P).

A reclassificação das reservas prováveis e possíveis em provadas depende de novas perfurações e dos testes de produção dos poços. A determinação do grau de risco depende de fatores econômicos, tecnológicos e temporais. Quando a incerteza é representada por uma distribuição de probabilidades, são calculadas as seguintes estimativas:

- a) inferior: tem probabilidade igual ou maior a 90% (P90) que a quantidade recuperada será igual ou maior à estimada;
- b) melhor: tem probabilidade igual ou maior a 50% (P50) que a quantidade recuperada será igual ou maior à estimada, que representa a moda do conjunto;
- c) superior: tem probabilidade igual ou maior a 10% (P10) que a quantidade recuperada será igual ou maior à estimada.

Segundo Teixeira (2011), as correspondências entre as definições de reservas e recursos podem ser resumidas conforme a tabela a seguir:

Tabela 6 – Comparações entre as nomenclaturas de recursos e de reservas

Estimativas	Probabilidades dos volumes recuperados serem iguais ou maiores aos estimados	Reservas	Recursos
Inferior	90% (P90)	Provadas (1P)	1C
Melhor	50% (P50)	Provadas + Prováveis (2P)	2C
Superior	10% (P10)	Provadas + Prováveis + Possíveis (3P)	3C

Fonte: TEIXEIRA, 2011.

6 METODOLOGIA

Inicialmente, foi realizada a revisão bibliográfica da Bacia do Paraná com ênfase na Fm. Ponta Grossa visando à caracterização estratigráfica e geoquímica. Uma vez identificada a necessidade de obter informações mais detalhadas sobre a geradora na zona afetada por rochas intrusivas e tendo a empresa El Paso cedido as amostras de calha dessa unidade no poço 1-COST-1P-PR, localizado na área de estudo, foram realizadas as análises de Geoquímica Orgânica (COT, pirólise, biomarcadores e petrografia orgânica) na UERJ e de DRX no CETEM.

A partir da base de dados e da literatura, foram estimados por Monte Carlo os volumes de gás natural expulsos das *fácies* geradoras e aqueles recuperáveis dos reservatórios não convencionais da Fm. Ponta Grossa. Os programas utilizados para integrar, interpretar e apresentar os dados e os resultados foram: *Arcgis* versão 10 (mapas), *Grapher* versão 8, *Corel Draw* versão 12 (gráficos e seções geológicas) e *OpendTect* versão 5 (linhas sísmicas).

6.1 Geoquímica Orgânica e DRX do poço 1-COST-1P-PR

As análises de COT, pirólise Rock Eval, biomarcadores e petrografia orgânica foram realizadas no Laboratório de Geoquímica Orgânica e Estratigrafia Química da UERJ, enquanto as de DRX ocorreram no respectivo laboratório do CETEM, conforme as quantidades de amostras a seguir:

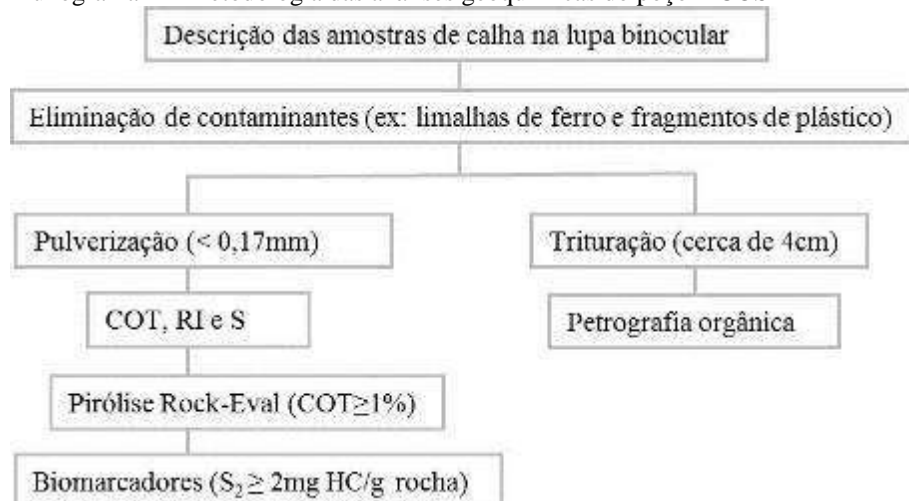
Tabela 7 – Quantidades de amostras do poço 1-COST-1P-PR por análise

Tipos de análises	Quantidades de amostras
COT, RI e S	154
Pirólise Rock-Eval	32
Biomarcadores	5
Petrografia orgânica	11
DRX	9

Fonte: A autora, 2016.

O fluxograma 1 resume as principais etapas durante a caracterização da geradora, que devem ser sucessivas e interdependentes, pois as análises de pirólise e de biomarcadores somente devem ser realizadas em amostras que obtiveram, previamente, COT igual ou superior a 1%, caso contrário os resultados são afetados pela pequena quantidade de matéria orgânica.

Fluxograma 1 – Metodologia das análises geoquímicas do poço 1-COST-IP-PR

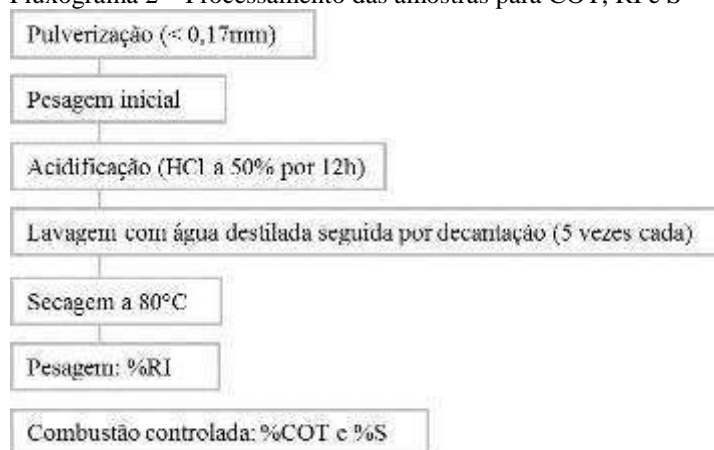


Fonte: A autora, 2016.

6.1.1 Carbono orgânico total

Após a separação de 40 gramas de cada amostra, foi realizada a descrição litológica e a eliminação de contaminantes, tais como limalhas de ferro e fragmentos de plástico com o auxílio da lupa binocular. O objetivo dessa etapa foi determinar os resultados de COT (Fluxograma 2) a fim de selecionar as amostras com valores iguais ou superiores a 1% para serem processadas nas etapas seguintes (TISSOT; WELTE, 1984).

Fluxograma 2 – Processamento das amostras para COT, RI e S



Fonte: A autora, 2016.

Em seguida, as amostras foram pulverizadas no almofariz de ágata e cerca de 250mg do material com granulometria inferior a 0,17mm foram acidificados com ácido clorídrico (HCl) a 50%, durante 12h, a fim de eliminar os carbonatos. Posteriormente, as amostras foram lavadas e decantadas por cinco vezes, sendo a primeira lavagem com água destilada a 100°C e as demais com água destilada à temperatura ambiente para eliminar os cloretos. Antes da pesagem final, as amostras foram secas em luz a 80°C.

A diferença entre o peso da amostra antes e depois da acidificação é igual à quantidade de carbonatos eliminada em porcentagem de massa, tal que a fração resultante é chamada de resíduo insolúvel (RI) e descrita pela seguinte equação:

$$\text{RI (\%)} = P_2 / P_1 * 100 \quad (1)$$

P_2 : peso da amostra após a adição de HCl

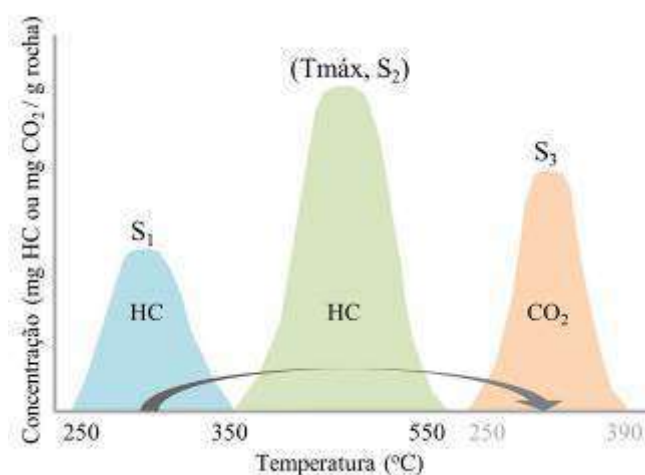
P_1 : peso da amostra antes

Após a preparação química, as amostras foram levadas ao aparelho LECO SC-632 e submetidas à temperatura de 1350°C até a combustão total, quando as quantidades de dióxidos de carbono (CO_2) e de enxofre (SO_2) foram medidas no detector de infravermelho.

6.1.2 Pirólise Rock-Eval

Essa técnica consiste na simulação da transformação do querogênio (ESPITALIÉ; DEROO; MARQUIS, 1985) em condições controladas de temperatura e de tempo, isto é, na reprodução em condições de laboratório da geração de óleo e de gás natural. É empregada na determinação dos hidrocarbonetos livres ou presentes nos poros (S_1), daqueles gerados durante a pirólise, conhecidos como potencial gerador (S_2) e do dióxido de carbono (CO_2) liberado (S_3), tal como exemplificado no gráfico a seguir:

Gráfico 2 – Pirograma teórico da geradora na zona imatura



Fonte: A autora, 2016.

Cerca de 250mg de amostra foram aquecidos, em atmosfera inerte, entre 300°C e 600°C por 25min, mantendo-se a taxa de 25°C/min. A cada 10 amostras, foi repetida uma amostra-padrão a fim de verificar a calibração. Nos primeiros 10min, utiliza-se um detector de ionização de chama para vaporizar e quantificar S_1 (mg HC/g rocha). Com o aumento da temperatura, ocorre a geração de hidrocarbonetos, propriamente dita, representada por S_2 (mg HC/g rocha), conforme a tabela a seguir:

Tabela 8 – Classificação do potencial gerador segundo S₂

Potencial gerador	S ₂ (mg HC/g rocha)
Baixo	Menor do que 2
Moderado	2 a 5
Bom	5 a 10
Excelente	Maior do que 10

Fonte: ESPITALIÉ; DEROO; MARQUIS, 1985

Embora T_{máx} seja influenciado pelo tipo do querogênio e por mudanças na matriz da rocha, é possível utilizar os limites a seguir como referências preliminares.

Tabela 9 – Classificação das zonas de maturidade térmica segundo T_{máx}

Zonas de maturidade	T _{máx} (°C)
Imatura	Menor do que 440
Matura	440 a 470
Senil	Maior do que 470

Fonte: ESPITALIÉ; DEROO; MARQUIS, 1985

Os índices de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) são utilizados na avaliação do tipo de matéria orgânica e podem ser calculados pelas equações a seguir:

$$IH = S_2 / COT * 100 \quad (2)$$

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

S₂: potencial gerador (mg HC/g rocha)

COT: carbono orgânico total (%)

$$IO = S_3 / COT * 100 \quad (3)$$

IO: índice de oxigênio (mg CO₂/g COT)

S₃: dióxido de carbono liberado (mg CO₂/g rocha)

Tabela 10 – Classificação do produto gerado segundo IH

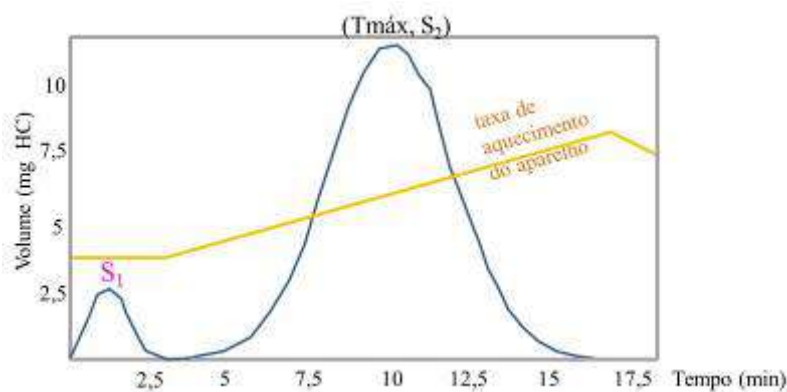
Principais produtos	IH (mg HC/g COT)
Gás natural	Menor do que 200
Gás natural e condensados	200 a 300
Óleo	Maior do que 300

Fonte: ESPITALIÉ; DEROO; MARQUIS, 1985.

Nos poços analisados, as intrusões são comuns, espessas e tendem a reduzir S_2 e IH em relação aos valores originais nos intervalos cronocorrelatos da zona imatura. O aumento da maturidade térmica causa a diminuição do pico S_2 e o seu deslocamento rumo às temperaturas mais elevadas (ESPITALIÉ et al., 1977; ESPITALIÉ; DEROO; MARQUIS, 1985).

O resultado da pirólise de uma amostra da geradora imatura é uma curva simétrica (Gráfico 3), na qual a ordenada máxima é S_2 e a abcissa é um tempo de aquecimento proporcional à $T_{máx}$. Entretanto, a assimetria da curva aumenta em amostras maduras, diminuindo a precisão de $T_{máx}$ (RODRIGUES, 1995).

Gráfico 3 – Exemplo de pirograma na zona imatura



Fonte: A autora, 2016.

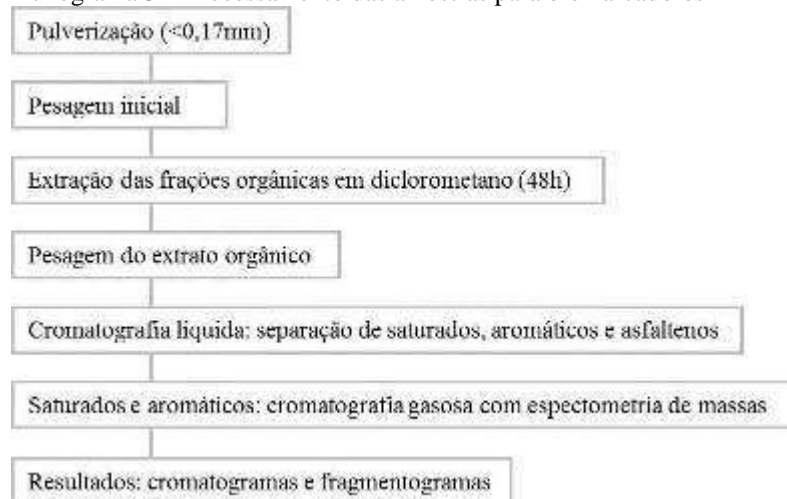
6.1.3 Biomarcadores

Tratam-se de compostos orgânicos formados por hidrogênio, carbono, enxofre, nitrogênio e oxigênio presentes em geradoras e óleos pouco alterados em relação aos seus precursores biológicos (PETERS; MOLDOWAN, 1993). Segundo os autores, as razões entre eles são utilizadas para interpretar o paleoambiente deposicional, a origem da matéria orgânica, o grau de maturidade térmica do querogênio e o grau de degradação dos óleos.

A fim de identificar os biomarcadores indicadores de maturidade térmica foram selecionadas 5 amostras nas profundidades de 3802m, 3894m, 3906m, 3922m e 4048m, com COT igual ou superior a 1% e S_2 igual ou superior a 2mg HC/g rocha.

Os compostos estudados no poço 1-COST-1P-PR pertencem aos grupos de hidrocarbonetos acíclicos (n-alcenos, isoalcenos ou isoprenóides), cíclicos e aromáticos. As etapas de processamento das amostras serão apresentadas a seguir:

Fluxograma 3 – Processamento das amostras para biomarcadores



Fonte: A autora, 2016.

Inicialmente, foram pulverizados 35 gramas de cada amostra até sua granulometria ser inferior a 0,17mm. Utilizou-se o extrator *Soxhlet* e o solvente orgânico diclorometano para separar a fração solúvel do querogênio chamada de extrato orgânico. As amostras foram deixadas em refluxo por 48h. O enxofre elementar foi removido com cobre metálico. O extrato diluído em diclorometano foi concentrado em evaporador rotativo à temperatura de 35⁰C. Após ser transferido para uma cápsula já pesada, o solvente foi totalmente evaporado sob uma corrente de nitrogênio e a quantidade de extrato calculada em relação ao peso inicial da amostra.

O extrato orgânico foi fracionado por cromatografia líquida utilizando-se uma coluna de vidro de 25mL com duplo recheio de sílica gel e alumina ativadas termicamente na proporção de um para um (OBERMAJER; FOWLER; SNOWDON, 1998). Os hidrocarbonetos saturados foram separados com n-hexano, enquanto os aromáticos eluíram com uma mistura de 40% de diclorometano e 60% de n-hexano e as resinas e os asfaltenos eluíram com uma mistura de hexano e diclorometano. As frações foram concentradas e os solventes evaporados sob uma corrente contínua de nitrogênio. Após a pesagem, suas proporções foram calculadas em relação ao peso inicial da amostra.

A cromatografia gasosa acoplada à espectrometria de massas foi feita com a injeção da fração de saturados e de aromáticos no cromatógrafo a gás da marca Agilent modelo 6890 acoplado a um detector de massas Agilent modelo 5973N. O gás de arraste foi o hélio e a programação de temperatura seguiu a ordem: 70^oC por 2min; 70^o a 190^oC com taxa de 30^oC/min; 190 a 250^oC com taxa de 1,5^oC/min e 250^o a 300^oC com taxa de 2^oC/min. Por fim, foram utilizadas as alturas dos picos nos fragmentogramas dos íons característicos de cada grupo de compostos, representados pela razão entre a massa e a carga atômica (m/z) do íon de fragmentação: 85 (alcanos), 191 (terpanos) e 217 (esteranos) para os saturados e 178 (fenantrenos) e 192 (metil-fenantrenos) para os aromáticos.

Segundo Peters e Moldowan (1993), com o avanço da maturação dos óleos, durante o craqueamento, são formadas quantidades maiores de saturados, por isso, óleos mais evoluídos termicamente possuem mais saturados do que aromáticos e compostos altamente polares. As reações moleculares mais empregadas nas classificações de maturidade térmica atingem o equilíbrio termodinâmico quando as medidas de Ro são de até 0,9% (PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004), isto é, para medidas superiores, as interpretações têm mais incertezas.

O parâmetro ideal de maturidade é baseado na medida do reagente A, isômero biológico e do produto B, isômero produzido termicamente ou geológico (FARRIMOND; TAYLOR; TELNAES, 1998). Segundo os autores, a fórmula que expressa a evolução da reação é a razão entre B e a soma de A e B, podendo variar entre 0 e 100% com o aumento da temperatura. Entretanto, em muitas reações, A e B podem ser derivados ou degradados de outros reagentes e formar outros produtos. Além disso, o composto B pode estar presente antes de iniciar o processo de evolução térmica e a transformação de A em B não atinge 100%, inclusive em níveis elevados de geração. Entre os biomarcadores utilizados nas interpretações de maturidade térmica da Fm. Ponta Grossa no poço 1-COST-1P-PR, destacam-se:

6.1.3.1 Hidrocarbonetos acíclicos

Os alcanos ou saturados têm íon de fragmentação cujo m/z é igual a 85. Segundo Tissot e Welte (1984), os compostos de origem continental, derivados de plantas terrestres, apresentam predomínio de n-alcanos de alta massa molecular (C₂₅ até C₃₃) e os de origem marinha de baixa massa molecular (C₁₅ até C₁₇).

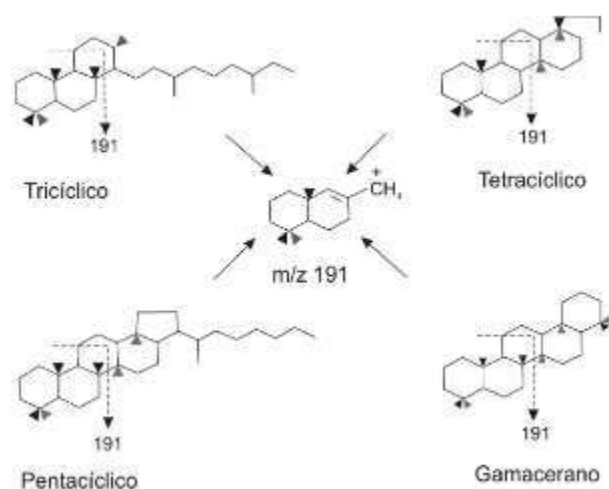
Com o aumento da temperatura ocorre o craqueamento dos hidrocarbonetos de alta massa molecular, aumentando a abundância relativa dos n-alcenos entre C₁₅ e C₁₇ e dificultando a interpretação da origem da matéria orgânica. De acordo com os autores, não é recomendável interpretar os paleoambientes em níveis de maturidade elevados a partir dos biomarcadores. Na zona imatura, há altas concentrações de n-alcenos com número ímpar de átomos de carbono. Logo, o índice preferencial de carbonos (IPC), na equação 4, tende a 1 quando a maturidade aumenta (PETERS; CASSA, 1994).

$$IPC = \frac{1}{2} \left[\frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}} \right] + \left[\frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}} \right] \quad (4)$$

6.1.3.2 Hidrocarbonetos cíclicos

Os mais utilizados na pesquisa foram os terpanos tricíclicos, pentacíclicos (Figura 41), o gamacerano, os esteranos e os diasteranos, pois a existência dos centros quirais¹⁶ em suas moléculas confere-lhes potencial para a formação de derivados com diferentes configurações químicas, cujas abundâncias relativas podem ser utilizadas na avaliação da evolução térmica.

Figura 41 – Estruturas moleculares dos terpanos



Fonte: PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004.

¹⁶ Átomo de carbono com quatro ligações simples em substituintes diferentes nos vértices da estrutura molecular (SOLOMONS; FRYHLE, 2009)

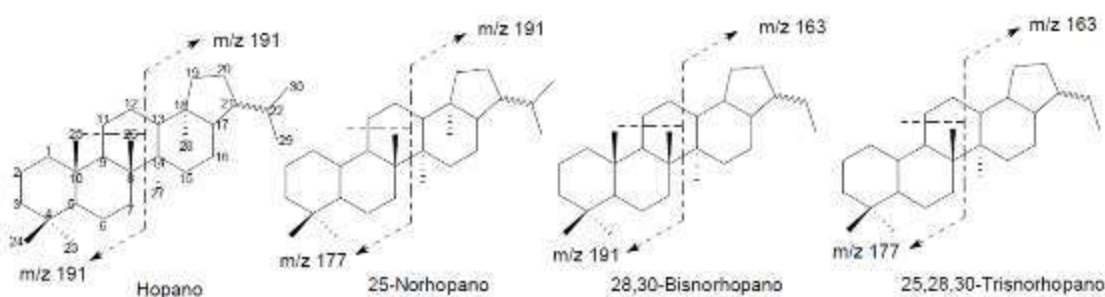
6.1.3.2.1 Terpanos tricíclicos

Possuem 3 anéis de seis membros com 21 até 40 átomos de carbono, sendo os dominantes os compostos com menos de 25 átomos. São originados de membranas procarióticas de bactérias diferentes das precursoras dos pentacíclicos. Com o aumento da temperatura, a concentração de tricíclicos aumenta em relação aos pentacíclicos (PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004).

6.1.3.2.2 Terpanos pentacíclicos

Também chamados de hopanos, apresentam de 27 até 35 átomos de carbono na estrutura composta por 4 anéis de seis membros e 1 anel de cinco (Figura 42). São derivados de reações de redução e desidratação do bacteriohopanotetrol, presente nas membranas celulares de bactérias e cianobactérias (WAPLES; MACHIAHARA, 1991).

Figura 42 – Estruturas moleculares dos terpanos pentacíclicos

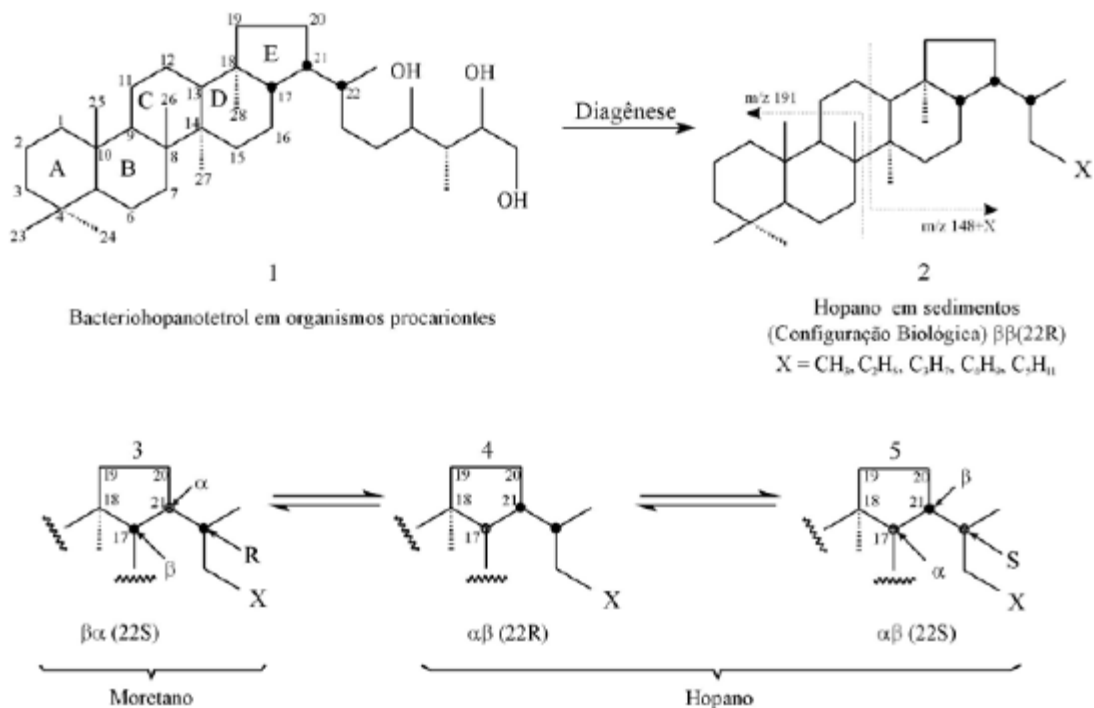


Fonte: LIMA, 2010.

Os hopanos com até 30 átomos de carbono têm centros assimétricos em C21 e em todas as junções dos anéis (C5, C8, C9, C10, C13, C14, C17, e C18). Aqueles com mais de 30 átomos são chamados de homohopanos. Os hopanos desmetilados ou norhopanos também são encontrados em sedimentos e óleos (WAPLES; MACHIAHARA, 1991).

Sobre a sua origem, o bacteriohopanotetrol (n° 1 na Figura 43) e seu produto saturado (n° 2 na Figura 43) são instáveis na catagênese e submetem-se à isomerização para as configurações geológicas chamadas moretano (n° 3) e hopano (n° 4 e 5).

Figura 43 – Estruturas moleculares dos hopanos e seu precursor biológico

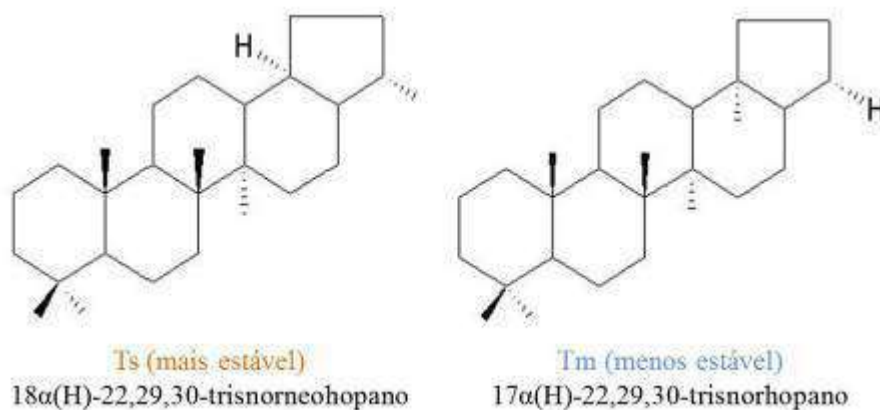


Fonte: PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004.

Os íons de fragmentação característicos têm m/z iguais a 191 e 148. O primeiro é formado pela clivagem do anel C incluindo os anéis A e B da molécula. O segundo é formado por mais uma cadeia lateral (R) nos anéis D e E, tal que o valor de m/z dependerá do número de átomos de carbono em R (PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004).

A razão dos isômeros Ts ($18\alpha(H)$ -trisorneohopano) e Tm ($17\alpha(H)$ -trisnorhopano), na Figura 44, é utilizada para avaliar a maturidade térmica, pois o aumento da temperatura provoca o aumento de Tm em relação ao Ts (JONES; PHILIP, 1990). A razão Ts/Tm depende da origem e do grau de evolução térmica, uma vez que o Ts é termicamente mais estável, sendo um indicador de origem e o Tm é sensível à maturação. Em amostras de mesma origem, a razão cresce com a temperatura e pode ser determinada no cromatograma de massas m/z 191. No entanto, esse cálculo pode ser influenciado pela interferência com terpanos tricíclicos e tetracíclicos.

Figura 44 – Estruturas moleculares dos compostos Ts e Tm

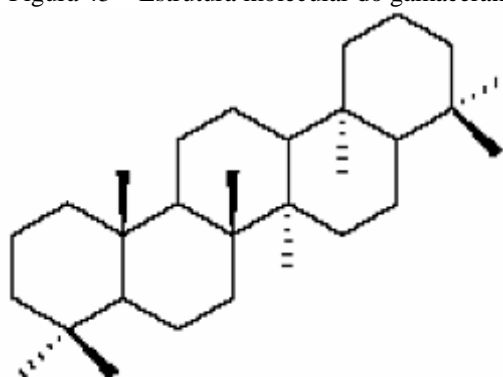


Fonte: WAPLES; MACHIHARA, 1991.

A razão 31 e 32 [S/(S+R)] em homopanos é usada para diferenciar estágios iniciais de maturação. A configuração biológica 22R é gradualmente convertida em uma mistura de 22R e 22S, atingindo, no equilíbrio, valores entre 0,57 e 0,62 (PETERS; WALTERS; MOLDOVAN, 2004).

O gamacerano (G) é um terpano pentacíclico, não hopanoide (C₃₀ 17 α (H), 21 β (H)), cuja presença pode indicar maior estratificação da coluna d'água, ao invés de apenas aumento da salinidade (DAMSTÉ et al. 1995).

Figura 45 – Estrutura molecular do gamacerano

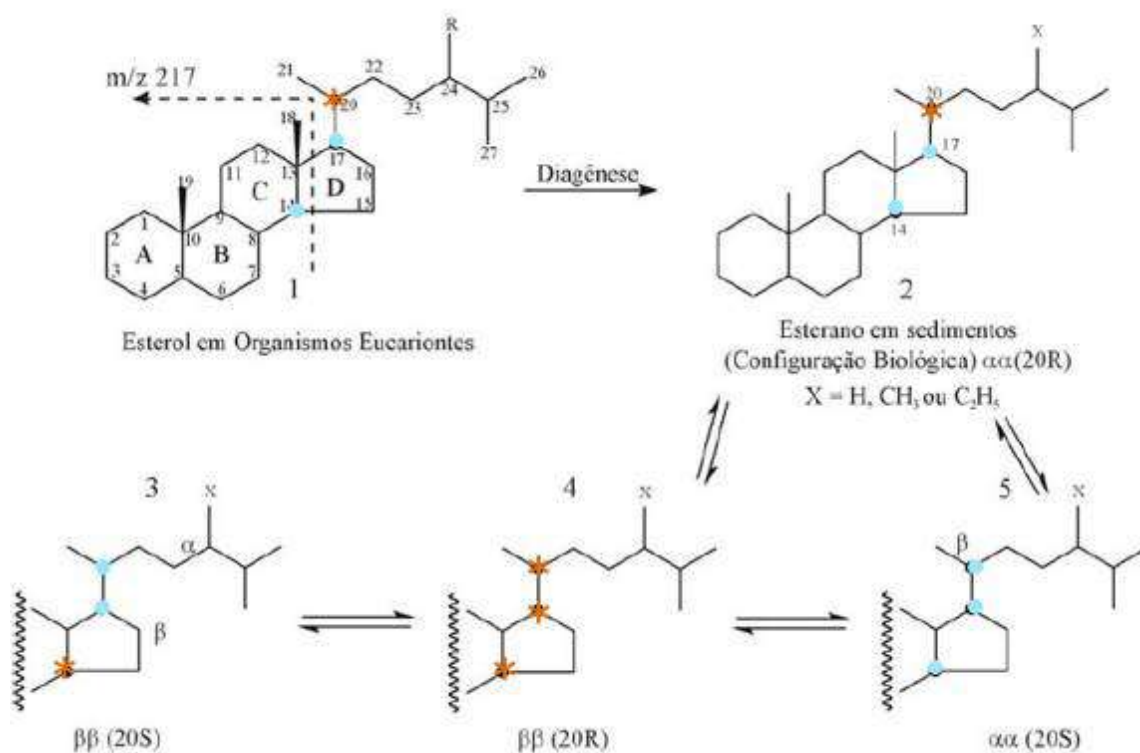


Fonte: WAPLES; MACHIHARA, 1991.

6.1.3.2.3 Esteranos

Os regulares têm de 27 a 29 átomos de carbono na estrutura molecular composta por três anéis de seis membros e um anel de cinco membros. São derivados de reações de desidratação e redução, que ocorrem durante a diagênese de esteróis presentes nas membranas celulares de organismos eucarióticos (algas e plantas terrestres). O íon de fragmentação característico é m/z igual a 217 (PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004).

Figura 46 – Estruturas moleculares dos esteranos e seu precursor biológico



Notas: Os círculos azuis indicam a posição alfa (α) e os asteriscos laranjas indicam a posição beta (β) do hidrogênio. O n° 1 indica o precursor biológico (esterol). O n° 2 indica o produto saturado da diagênese (esterano), o qual é instável na catagênese e isomeriza para as configurações geológicas (n° 3, 4 e 5).

Fonte: PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004.

Segundo os autores, a isomerização decorrente da maturação (C_{14} a C_{17}), que passa da configuração biológica $\alpha\alpha$ para $\beta\beta$ altera a razão $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ de 0 até 0,7 para o C_{29} , por exemplo. A variação nas concentrações relativas desses isômeros também é atribuída à degradação seletiva.

Os esteranos são produzidos biologicamente com a configuração $5\alpha(H),14\alpha(H),17\alpha(H)$, $20R$ ($\alpha\alpha\alpha R$), porém na diagênese esse arranjo é transformado em uma mistura de epímeros $20R$ e $20S$ com proporções iguais. Durante a catagênese, a isomerização evolui até chegar a uma configuração termodinamicamente estável: $\alpha\alpha\alpha R$, $\alpha\alpha\alpha S$, $\alpha\beta\beta R$, $\alpha\beta\beta S$ na proporção aproximada de 1:1:3:3 (PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004). Em função das mudanças estruturais para atingir a estabilidade química, R_c pode ser obtida pela equação a seguir (SOFER; REGAN; MULLER, 1993):

$$R_c = 0,5 * [C_{29}\alpha\alpha\alpha (S/R)] + 0,35 \quad (5)$$

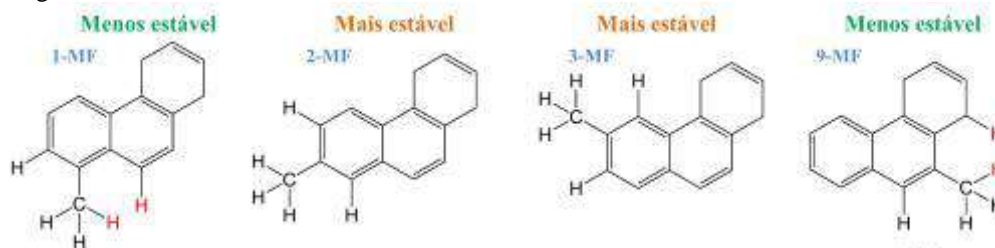
6.1.3.2.4 Diasteranos

Os esteranos rearranjados diferem dos esteranos regulares pela substituição dos hidrogênios nos carbonos das posições 5 e 14 pelo radical metila e pela ligação carbono-hidrogênio nos carbonos das posições 10 e 13 no lugar do radical metila durante a diagênese. O íon de fragmentação característico é m/z igual a 217. Com o aumento da temperatura, eles são mais estáveis do que os esteranos regulares, por isso são mais abundantes (WAPLES; MACHIAHARA, 1991).

6.1.3.3 Hidrocarbonetos aromáticos

Os naftalenos, metil-dibenzotiofenos e fenantrenos (F), na Figura 47, possuem dois ou mais anéis aromáticos condensados, que podem ou não estar substituídos por cadeias abertas (ZHANG et al., 2005). Entre os metil-fenantrenos (MF) destacam-se: 3-MF e o 2-MF que são mais estáveis termicamente do que o 9-MF e o 1-MF.

Figura 47 – Estruturas moleculares e estabilidades dos metil-fenantrenos



Fonte: PRATA, 2012.

As amostras de origem terrestre têm maior abundância de 1-MF e 2-MF, enquanto às de origem marinha apresentam maior abundância de 9-MF (BUDZINSKI et al., 1995). De acordo com Radke, Garrigues e Willsch (1990), é possível calcular a maturação da geradora pelo índice dos metil-fenantrenos (IMF), conforme a equação a seguir:

$$\text{IMF} = 1,5 * \{(2\text{-MF} + 3\text{-MF}) / (F + 1\text{-MF} + 9\text{-MF})\} \quad (6)$$

Com o intuito de calcular Rc conhecendo-se IMF, é possível utilizar as fórmulas a seguir na zona de óleo ($0,6 < R_o < 1,35\%$) e na zona de condensados a gás seco ($1,35 < R_o < 2\%$).

$$\text{Rc} (\%) = 0,6 * \text{IMF} + 0,4 \quad (\text{zona de óleo}) \quad (7)$$

$$\text{Rc} (\%) = 0,5 * \text{IMF} + 2,3 \quad (\text{zona de condensados a gás seco}) \quad (8)$$

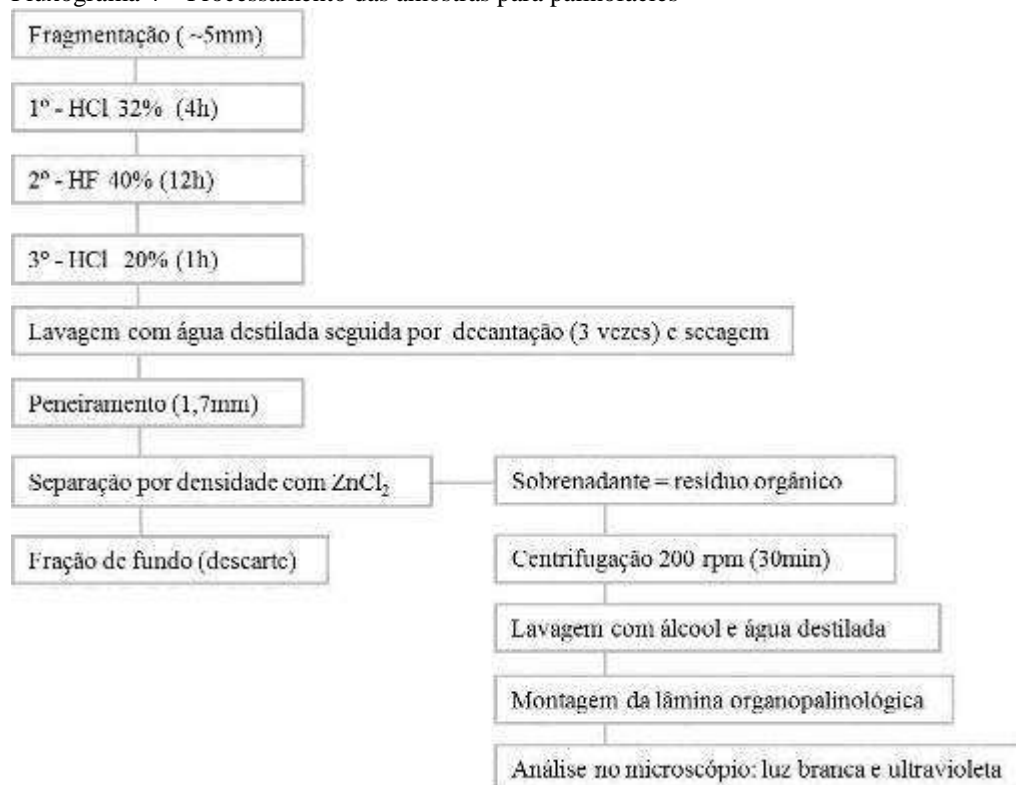
6.1.4 Petrografia orgânica

A fim de caracterizar visualmente as condições de maturidade térmica do querogênio e o estado de preservação de seus constituintes, foram selecionadas 11 amostras (Figura 39) do poço 1-COST-1P-PR com resultados de COT acima de 1% e, no mínimo, 40g de material disponíveis após os processamentos anteriores.

As amostras selecionadas estão nas profundidades de: 3686m, 3760m, 3772m, 3804m, 3824m, 3858m, 3874m, 3886m, 3906m, 4014m e 4048m. Para o processamento físico-químico (Fluxograma 4) visando à eliminação da fração mineral e à separação dos componentes orgânicos, foram aplicados os procedimentos palinológicos não oxidativos descritos em Uesugui (1979) e Tyson (1995). Os detalhes das etapas no laboratório estão em Castro (2008) e foram aplicadas em amostras da Fm. Ponta Grossa do poço 1-DA-MT, localizado em Mato Grosso.

As lâminas organopalinológicas foram observadas em luz branca transmitida e ultravioleta na UERJ. A matéria orgânica pode ser classificada como: amorfa (moa), representada por materiais não estruturados; liptinítica, que inclui acritarcos, algas, cutículas, esporos e resinas, enriquecidos em hidrogênio ou lenhosa, constituída por vitrinita e inertinita, empobrecidas em hidrogênio e enriquecidas em oxigênio, derivadas de vegetais terrestres, excluindo os componentes do grupo anterior (TYSON, 1993).

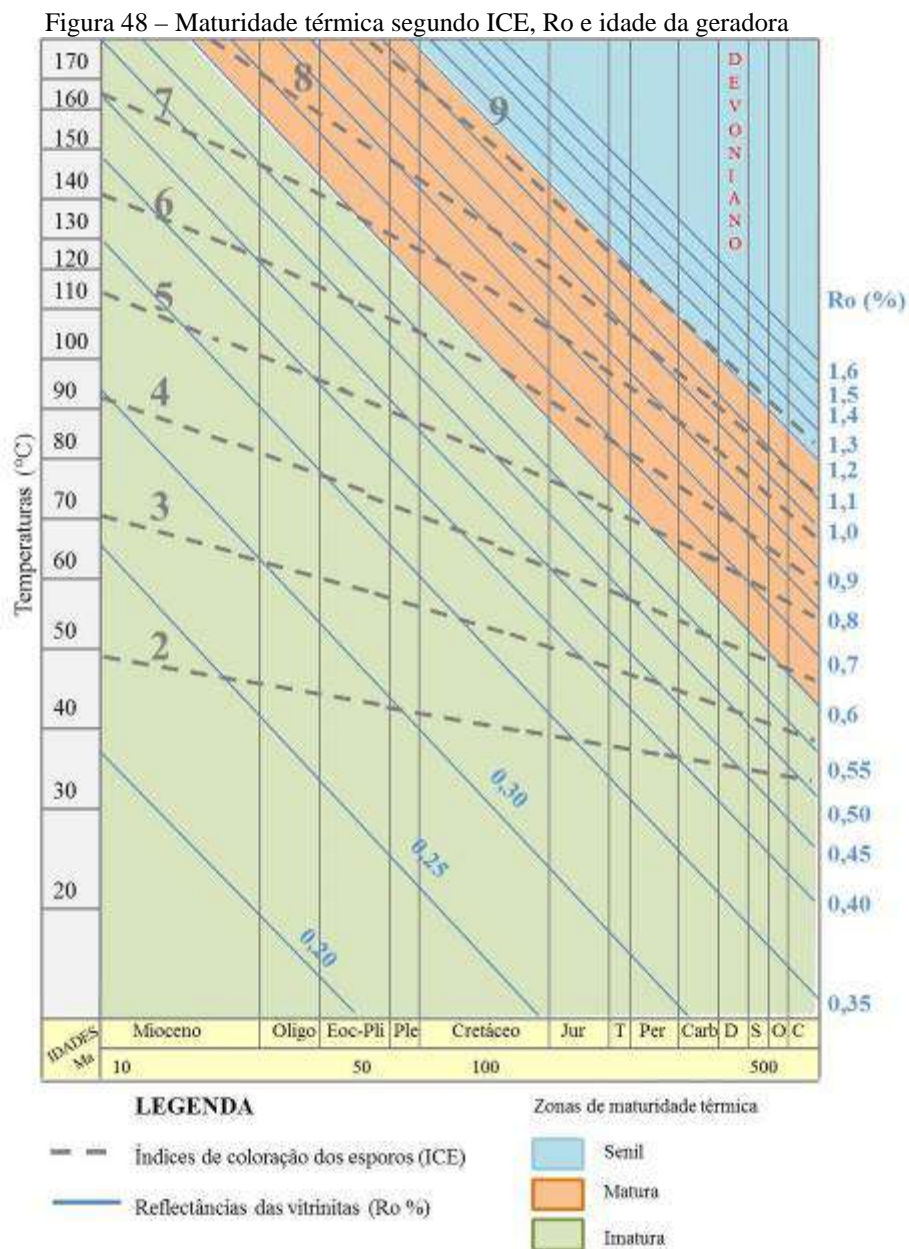
Fluxograma 4 – Processamento das amostras para palinofácies



Legenda: HCl – ácido clorídrico; HF – ácido fluorídrico; ZnCl₂ – cloreto de zinco; rpm – rotações por minuto.

Fonte: A autora, 2016.

Entre os indicadores de maturidade térmica estão o ICE e o Ro, cujos valores aumentam em função do aumento de temperatura da geradora (BARNARD; COLLINS; COOPER, 1981). Uma vez que eles podem ser correlacionados entre si de acordo com a idade da geradora (Figura 48) e como não foram realizadas análises de Ro, as relações anteriores foram aplicadas para estimar Ro a partir dos resultados de ICE. Embora seja válida como abordagem preliminar, a utilização do limite mínimo de Ro igual a 0,6% para o início da geração depende da composição do querogênio (GONÇALVES et al., 1997).



Fonte: BARNARD; COLLINS e COOPER, 1981. Modificada pela autora, 2016.

6.1.5 Difratometria de Raios-x

O sistema petrolífero Ponta Grossa-Ponta Grossa(!) pressupõe a perfuração de poços horizontais e a realização de operações de fraturamento hidráulico (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA, 2013) a fim de aumentar os fatores de recuperação (FR) e, por conseguinte, as vazões de gás natural nos equipamentos da superfície. Segundo os autores, a presença de quartzo na composição mineralógica favorece o comportamento rúptil da rocha durante o fraturamento e, por conseguinte, o aumento da recuperação de gás natural.

Como as amostras da Fm. Ponta Grossa têm predomínio de granulometrias muito finas, tais como, silte e argila, não é possível identificar os minerais na lupa ou no microscópio convencional. Por isso, se optou pela realização de análises de DRX nas amostras do poço 1-COST-1P-PR, que são relevantes porque a maioria dessas análises utilizou rochas das Fm. Furnas, Campo Mourão e Rio Bonito.

O método baseia-se no conceito que a maioria dos minerais tem átomos ordenados em planos cristalinos separados entre si por distâncias da mesma ordem de grandeza dos comprimentos de onda dos raios-x. Ao incidir um feixe de raios-x no cristal, o mesmo interage com os átomos, originando a difração¹⁷. Nos folhelhos, os argilominerais são os minerais mais abundantes (Tabela 11) e têm composições químicas complexas (Tabela 12).

Tabela 11 – Composição mineralógica média dos folhelhos

Constituintes	% do volume total
Argilominerais	56
Quartzo	28
Feldspato	6
Carbonatos	5
Óxidos de ferro	2
Pirita	2
Matéria orgânica	< 1

Fonte: PETTIJOHN, 1975.

¹⁷ Fenômeno ótico regido pelo Princípio de Huygens, segundo o qual a onda espalha-se ou alarga-se ao atravessar orifícios ou fendas (HALLIDAY; RESNICK, WALKER, 2012).

Tabela 12 – Fórmulas químicas dos principais argilominerais

Argilominerais	Fórmulas químicas
Caulinitas	$\text{Si}_2\text{Al}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$
Illitas	$(\text{K},\text{H}_3\text{O})(\text{Al},\text{Mg},\text{Fe})_2(\text{Si},\text{Al})_4\text{O}_{10}[(\text{OH})_2,\text{H}_2\text{O}]$
Montmorilonitas	$(\text{Na},\text{Ca})_{0,3}(\text{Al},\text{Mg})_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2.n\text{H}_2\text{O}$
Vermiculitas	$(\text{MgFe},\text{Al})_3(\text{Al},\text{Si})_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2.4\text{H}_2\text{O}$

Fonte: MOORE; REYNOLDS, 1997.

Foram analisadas 9 amostras pelo método do pó no Laboratório de Difractometria de Raios-x do CETEM. As profundidades selecionadas, cujos resultados de pirólise eram previamente conhecidos, foram: 3686m, 3764m, 3838m, 3866m, 3908m, 3920m, 3970m, 4014m e 4042m. Cada uma foi pulverizada no gral de ágata até atingir granulometrias iguais ou menores do que 106µm. Em seguida, foram prensadas para que suas partículas ficassem sem orientação cristalográfica.

As interpretações qualitativas dos espectros foram efetuadas comparando-os aos padrões do banco de dados do programa *Bruker Diffrac Plus* versão 2.6. Nos difratogramas, o eixo vertical representa a intensidade do pico e o eixo horizontal representa o ângulo de difração (2Θ), característico de cada mineral. O pico de maior amplitude foi considerado primário, isto é, o plano cristalográfico principal, enquanto os demais picos, produtos de interferências, não foram representados nos resultados.

6.2 Recursos não convencionais de gás natural

A fim de estimar os recursos de gás natural na Fm. Ponta Grossa na área de estudo foi adaptada a metodologia de Ambrose et al. (2010). Os volumes de gás expulsos da *fácies* geradora foram estimados a partir das considerações de Gonçalves et al. (1997). Ambos os volumes são apresentados Os cálculos foram adaptados para as condições da Fm. Ponta Grossa e os volumes finais apresentados na condição-padrão¹⁸, isto é, da superfície.

Ambrose et al. (2010) estimaram os volumes recuperáveis de gás natural em reservatórios não convencionais e concluíram que uma parte significativa do volume total de gás está adsorvida aos poros do querogênio.

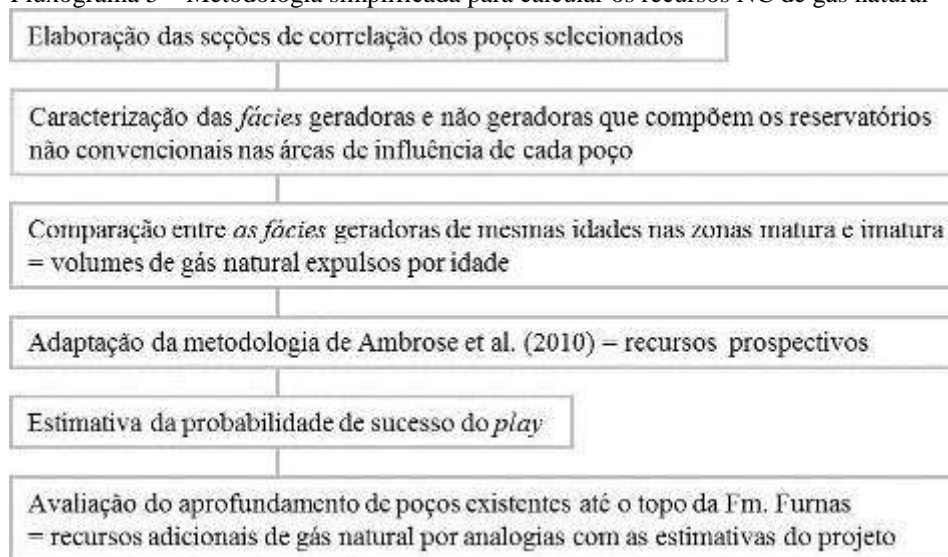
¹⁸ Segundo o *American Petroleum Institute* (API), trata-se de pressão igual a 1atm (101,3kPa) e temperatura igual a 15,6°C (60°F).

Araújo et al. (2000) aplicaram os conceitos de Espitalié, Marquis e Sage (1987) ao sistema Irati-Rio Bonito(!) a partir da análise de 15 poços com até 100m de profundidade, localizados na borda leste da bacia, cujas intrusões variaram de 0 a 28m de espessura. Eles utilizaram, também, resultados geoquímicos originais de dois poços na zona imatura a fim de estimar os volumes de hidrocarbonetos expulsos das geradoras.

Nas simulações de volumes recuperáveis de petróleo, os métodos determinísticos utilizam valores únicos para representar as variáveis e não explicitam as incertezas das estimativas, ao contrário dos métodos probabilísticos (JONES, 2009). Como o segundo método requer distribuições de probabilidades associadas às análises de incertezas, foi considerado mais adequado para representar as estimativas de volumes de gás natural.

Em cada etapa da simulação, uma amostra aleatória é utilizada para criar um conjunto de resultados independentes. Repetindo-se o procedimento milhares de vezes é possível obter a distribuição de resultados, capaz de descrever o fenômeno mais detalhadamente. A fim de estimar os volumes de gás natural recuperáveis e aqueles expulsos das geradoras, foram definidos os intervalos numéricos das variáveis a partir da base de dados e geradas 3000 amostras aleatórias para cada parâmetro. Os volumes de gás natural recuperáveis nos reservatórios não convencionais da Fm. Ponta Grossa foram analisados quanto à probabilidade de sucesso do *play*¹⁹ e classificados como recursos prospectivos.

Fluxograma 5 – Metodologia simplificada para calcular os recursos NC de gás natural



Fonte: A autora, 2016.

¹⁹ Fase de um projeto exploratório que necessita de novas aquisições de dados e/ou avaliações geológicas mais detalhadas a fim de se tornar um *lead* ou prospecto (SPE, 2011).

6.2.1 Arcabouço cronoestratigráfico

A identificação das *fácies* durante a interpretação estratigráfica dos poços considerou as descrições das sequências sedimentares de Bergamaschi (1999) e as SI principais, que são níveis argilosos correspondentes ao topo das tendências retrogradacionais. Na Bacia do Paraná, as SI são utilizadas como níveis de referência (*datums*) nas correlações entre os poços por serem facilmente reconhecíveis nos perfis de raios gama e nos dados geoquímicos (DELLA FÁVERA, 2001). Os resultados elevados de COT correspondem à seção condensada (VAN WAGONER et al., 1990), tal que existem modelos estratigráficos integrando os dados geoquímicos aos perfis elétricos (CREANEY; PASSEY, 1993).

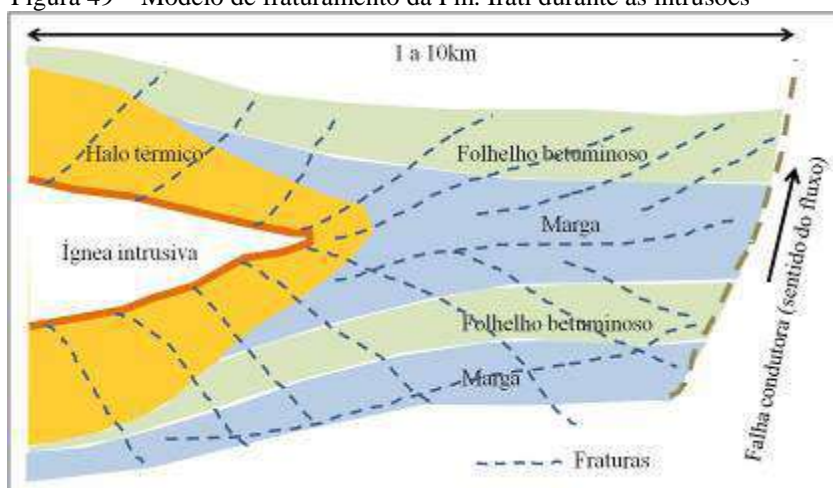
6.2.2 Caracterização das *fácies*

A espessura total da Fm. Ponta Grossa não é integralmente responsável pela geração, pois parte dela atingiu o metamorfismo ao entrar em contato com o magma, cuja temperatura foi superior a 1000°C (PETERSOHN, 2005; CÔRREA, 2007). Os efeitos do metamorfismo nos folhelhos iniciam-se em torno de 180°C (KILLOPS; KILLOPS, 2005).

A partir das descrições faciológicas, dos perfis elétricos, dos resultados geoquímicos e dos zoneamentos bioestratigráficos, as camadas que antes seriam chamadas exclusivamente de “geradoras” foram divididas em *fácies* geradora e não geradora.

Como as litologias presentes nas duas *fácies* têm baixíssimas permeabilidades e podem exercer as funções de reservatórios não convencionais e de selantes no sistema petrolífero (EIA, 2011; 2013), considerou-se a produção de gás nas *fácies* não geradora e geradora, aplicando-se aos cálculos dos volumes nesses dois intervalos às respectivas variáveis. Essa consideração baseou-se na possibilidade de reativação de fraturas geradas pelo magmatismo, em ambas as *fácies*, durante as operações de fraturamento hidráulico. A Fm. Irati, por exemplo, tem evidências de criação e reativação de fraturas relacionadas às intrusões (ARAUJO et al., 2000).

Figura 49 – Modelo de fraturamento da Fm. Irati durante as intrusões



Fonte: ARAÚJO et al., 2000.

Devido à ausência de modelos numéricos das intrusões contemplando a temperatura inicial da geradora, a composição e a temperatura do magma e a duração do evento, optou-se por comparar os efeitos térmicos das intrusivas nas geradoras através da avaliação de ICE e de R_o ou R_c . A fim de estimar a espessura efetiva da *fácies* geradora de acordo com sua distância à intrusiva, criou-se o fator denominado proximidade à ígnea (PI) igual à razão entre a distância da SI até o contato com a intrusiva mais próxima (d) e a espessura (e) do corpo intrusivo.

$$PI = d/e \quad (9)$$

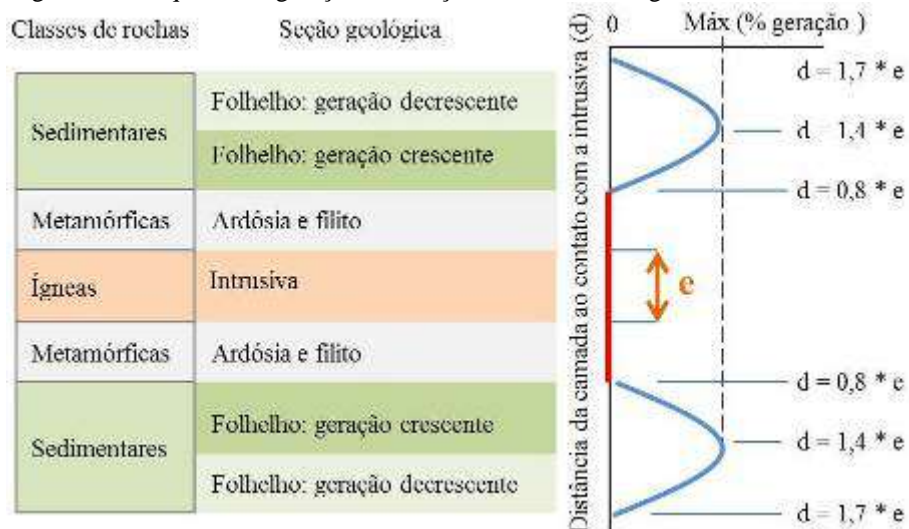
PI: proximidade à ígnea (adimensional);

d : diferença entre as profundidades da SI e do topo ou base do contato com a intrusiva mais próxima (m);

e : espessura do corpo intrusivo (m)

Rodrigues (1995) caracterizou geoquimicamente os folhelhos devonianos da Fm. Pimenteiras na Bacia do Parnaíba e concluiu que os efeitos térmicos das intrusões da Fm. Mosquito alcançam o máximo e o fim da geração, respectivamente, a 1,4 e 0,8 vezes a espessura da intrusiva (Figura 50), sendo notados até 1,7 vezes a espessura da ígnea.

Figura 50 – Esquema de geração em função da distância da geradora à intrusiva



Fonte: A autora, 2016.

Na Bacia Karoo, na África do Sul, a espessura do halo térmico varia entre 0,3 e 2 vezes a espessura da intrusão e no halo interno ($R_o > 1,5\%$) há geração somente de gás seco, enquanto no halo externo ($R_o > 0,5\%$) há geração de óleo e de condensados (AARNES et al., 2010).

A modelagem numérica transiente de fluxo térmico foi aplicada por Côrrea (2007) para obter R_c na Fm. Irati afetada pelo magmatismo e os resultados foram próximos aos de R_o quando as espessuras das ígneas eram inferiores a 100m. Segundo o autor, as comparações entre R_c e R_o permitiram estimar as espessuras das zonas termicamente afetadas, acima e abaixo das intrusivas, como equivalentes à espessura da ígnea encaixada na geradora.

Em cada poço, quando a SI estava entre dois corpos ígneos, optou-se por utilizar por utilizar o valor de PI com menor módulo, pois o mesmo corresponderia ao efeito térmico mais pronunciado. Embora os efeitos térmicos dos sucessivos eventos magmáticos na geradora possam se sobrepôr, os cálculos dos mesmos envolvem simulações do fluxo de calor complexas e dados da Fm. Ponta Grossa e da Fm. Serra Geral que não foram adquiridos.

Por convenção, o sinal positivo de PI foi atribuído quando a ígnea estava mais rasa do que a SI e o sinal negativo foi adotado em caso contrário. Foram desconsideradas nas estimativas de espessuras efetivas das *fácies* geradoras, as SI cujos respectivos PI foram iguais ou inferiores a 1, pois o querogênio teria sido profundamente alterado.

6.2.3 Premissas dos cálculos

Em função das diferenças nas composições de hidrocarbonetos e nas condições de pressão e de temperatura dos reservatórios, a mistura gasosa ao ser produzida é submetida aos processos de separação das frações líquidas e gasosas na superfície (THOMAS, 2001). Segundo o autor, quando são produzidos líquidos, o reservatório é de gás úmido e, no caso contrário, de gás seco. A Fm. Ponta Grossa pode ser classificada como um reservatório não convencional de gás seco, porque produz, principalmente, metano.

Considerando-se apenas a produção de metano, o volume de gás inicial (VGIP) na condição de pressão e temperatura da superfície é calculado pela seguinte equação (SPE, 2007):

$$VGIP = [A * e * \Phi * Sg]/Bg \quad (10)$$

VGIP: volume de gás inicial – *initially in place* (m³)

A: área (m²)

e: espessura efetiva – *net pay* (m)

Φ : porosidade total (decimal)

Sg: saturação de gás (decimal)

Bg: fator volume de formação do gás (m³/m³)

Visto que os reservatórios estudados podem ser classificados como não convencionais de gás seco, optou-se por utilizar as equações de Ambrose et al. (2010) adaptadas para o Sistema Internacional de Unidades a fim de calcular as capacidades de armazenamento de gás adsorvido (Ca), na equação 11 e de gás livre (C_L), na equação 12.

$$Ca = C_{ML} * (P / P_{ML}) \quad (11)$$

Ca: capacidade de armazenamento de gás adsorvido (m³/ton)

C_{ML}: capacidade de armazenamento no modelo de Langmuir (m³/ton)

P: pressão estática²⁰ (Pascal)

P_{ML}: pressão do modelo de Langmuir (Pascal)

²⁰ A pressão de equilíbrio numa determinada profundidade do poço, que seria alcançada se o mesmo fosse fechado por tempo infinito (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006).

$$C_L = \frac{1}{Bg} * \left[\frac{(\Phi * Sg)}{\rho} - \frac{(M * Ca)}{\rho a} \right] \quad (12)$$

C_L : capacidade de armazenamento de gás livre (m^3/ton)
 Bg : fator volume de formação do gás (m^3/m^3)
 Φ : porosidade total (decimal)
 Sg : saturação de gás (decimal)
 ρ : densidade da rocha (ton/m^3)
 M : massa molecular aparente do metano (ton/mol)
 Ca : capacidade de armazenamento de gás adsorvido (m^3/ton)
 ρa : densidade do metano adsorvido (ton/m^3)

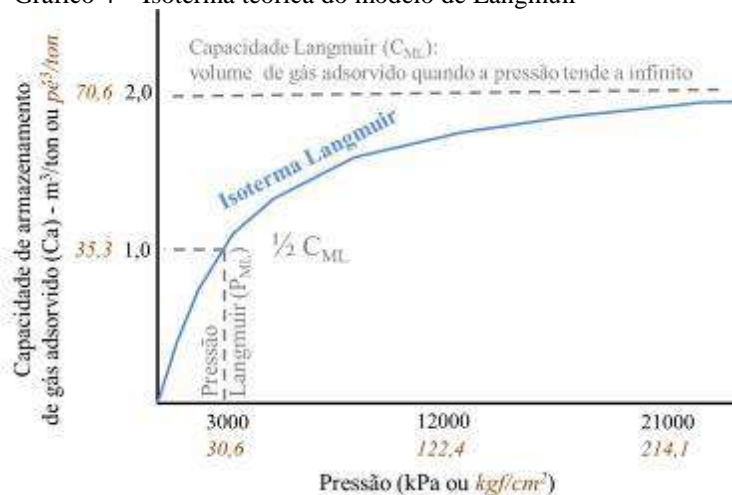
A capacidade total de armazenamento (C), na equação 13, foi definida como a soma das capacidades anteriores nas *fácies* geradora e não geradora, ambas integrantes do reservatório não convencional.

$$C = \Sigma(Ca + C_L)n \quad (13)$$

C : capacidade total de armazenamento de gás nas condições da superfície (m^3/ton)
 n : 1 (*fácies* geradora) e 2 (*fácies* não geradora)

O modelo de adsorção de gases em materiais de granulometria fina (LANGMUIR, 1916) pode ser utilizado para descrever a variação da capacidade de adsorção na rocha (Gráfico 4) em função da variação de pressão exercida na mesma (AMBROSE et al., 2010).

Gráfico 4 – Isoterma teórica do modelo de Langmuir

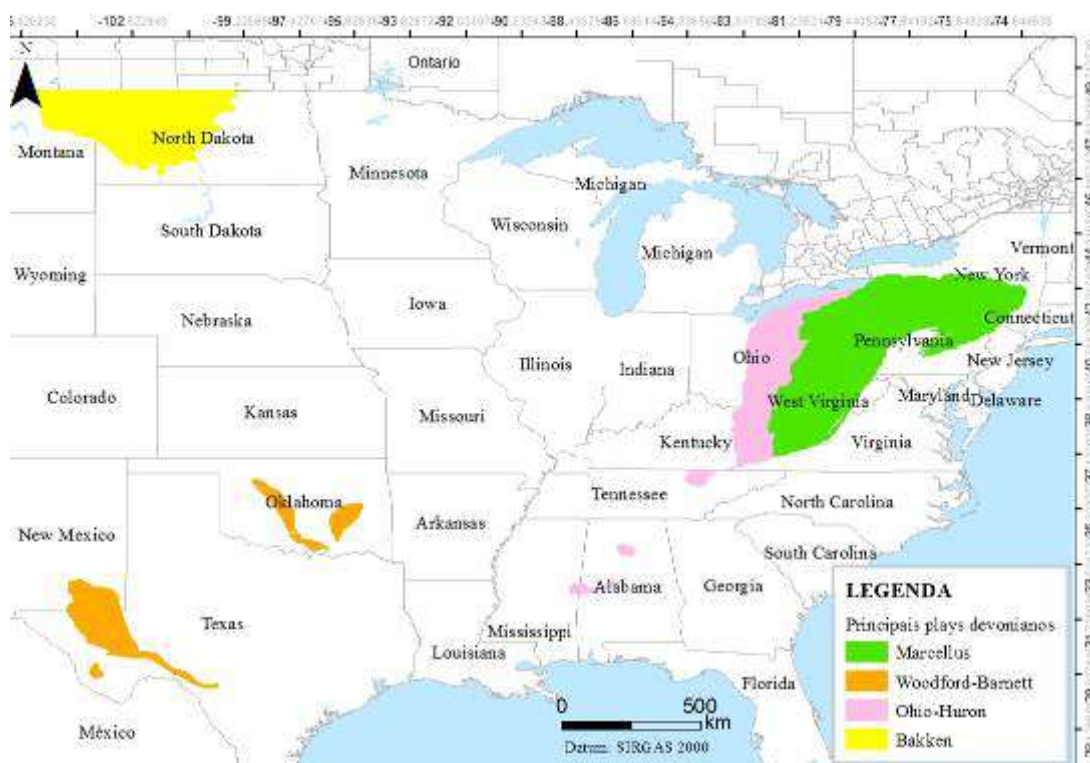


Fonte: AMBROSE et al., 2010. Modificada pela autora, 2016.

Os autores concluíram que essa metodologia implica a diminuição de 10 a 25% da estimativa do volume de gás original comparada à metodologia anterior, que considerava a dupla contagem do gás adsorvido no gás livre. Entretanto, os autores não descreveram as idades, COT e Ro das amostras, cujos resultados de C_{ML} foram determinados, por eles, entre 1,5 e 3,5m³/ton.

Como a história geológica da Bacia do Paraná e seu desenvolvimento exploratório são distintos das demais bacias com produções comerciais de gás não convencional, sempre que possível foram utilizados os dados dos poços estudados, limitando as analogias com os *plays* devonianos das Fm. Huron, Ohio, Marcellus e Woodford (Figura 51) às seguintes variáveis: C_{ML} , raio de influência dos poços e FR.

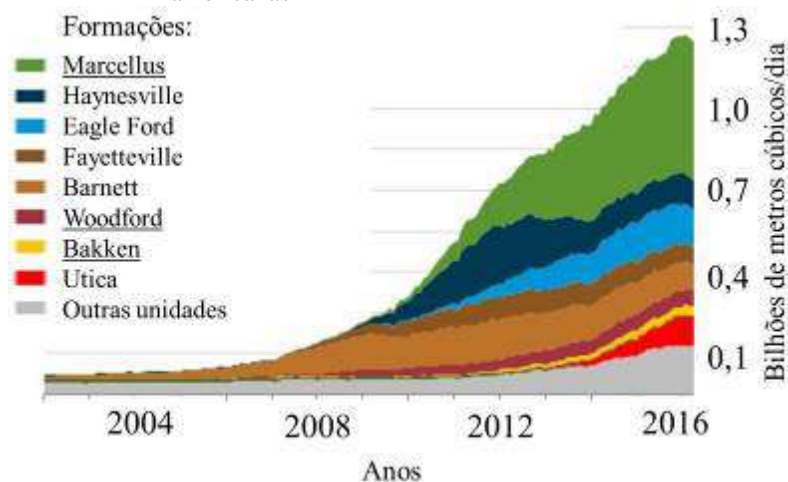
Figura 51 – Mapa dos principais *plays* devonianos norte-americanos



Fonte: A autora, 2016.

Essas rochas norte-americanas foram escolhidas por serem devonianas e possuírem produção comercial expressiva (Gráfico 5) e literatura geológica extensa, tal como exemplificado na Tabela 13.

Gráfico 5 – Produção de gás não associado em formações norte-americanas



Nota: As formações sublinhadas têm idades devonianas.

Fonte: EIA, 2016. Modificada pela autora, 2016.

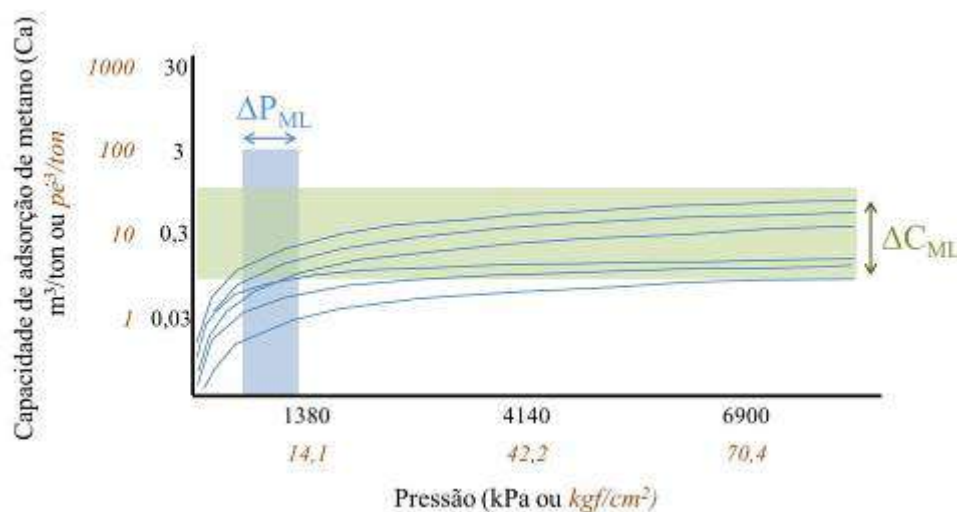
Tabela 13 – Características das Fm. Marcellus e Woodford

Características	Marcellus	Woodford
Bacia	Apalaches	Arkoma
Profundidade (m)	1200 a 2600	1800 a 3950
Porosidade com gás (%)	4	3
Permeabilidade (nanodarcy)	< 70	< 700
Espessura efetiva (m)	15 a 105	30 a 65
Capacidade de armazenar gás (m ³ /ton)	1,5 a 4	5,5 a 8,5
Saturação de óleo (%)	1	5
Teor de sílica (%)	40	55
IH atual (mg HC/g COT)	20	60
IH original (mg HC/g COT)	507	503
COT atual (%)	4	5
COT original (%)	8,2	9
Taxa transformação (%)	96	85
Ro (%)	1,5	1,5

Fonte: JARVIE, 2012

Como a Fm. Ponta Grossa necessita de estudos sobre a sua capacidade de adsorção de metano pelo modelo de Langmuir (C_{ML}), o intervalo foi estimado entre 0,1 e 1,5m³/ton, provenientes de amostras de folhelhos das Fm. Huron e Ohio, cujos resultados de COT variaram entre 0,7 e 3% e os de Ro entre 1 e 1,5%, mais próximos aos das litologias estudadas (NUTTALL; CORTLAND; DRAHOVZAL, 2005).

Gráfico 6 – Isotermas de adsorção de metano em amostras das Fm. Huron e Ohio



Fonte: A autora, 2016. Adaptado de NUTTALL; CORTLAND; DRAHOVZAL, 2005.

Identificadas as equações necessárias para estimar os volume de metano nas condições de pressão e temperatura do reservatório não convencional, expressou-se o volume total original nas condições da superfície (V_t) como a soma dos volumes de gás armazenados nas *fácies* geradora e não geradora. A massa de rocha foi calculada como o produto entre a densidade da rocha (ρ) e o volume da mesma, pois a medida de C está em unidades de volume de gás natural por tonelada de reservatório.

$$V_t = \sum (C * \rho * A * e)_n \quad (14)$$

V_t : volume total de metano nas condições da superfície (m³)

C : capacidade total de armazenamento de gás nas condições da superfície (m³/ton)

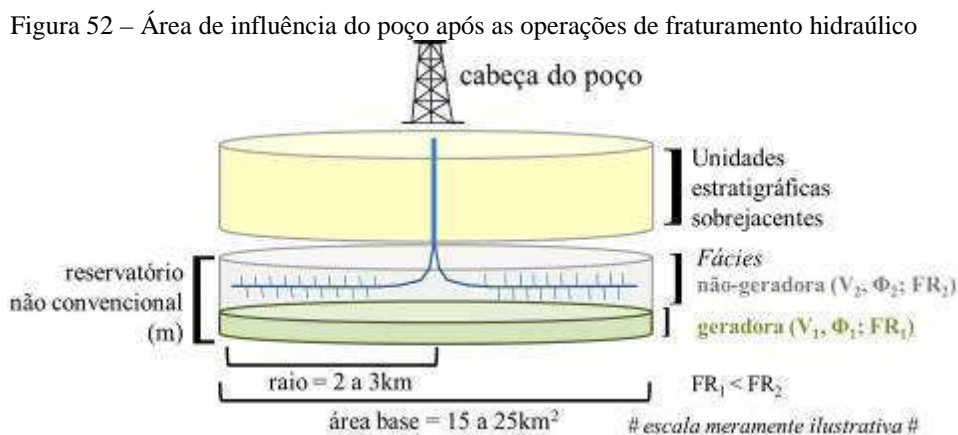
ρ : densidade média da rocha (ton/m³)

A : área (m²)

e : espessura efetiva (m)

n : 1 (*fácies* geradora) e 2 (*fácies* não geradora)

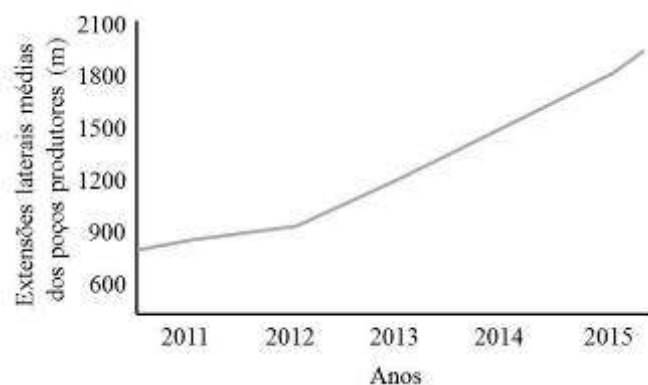
Para calcular V_t foi necessário determinar o volume do reservatório, que foi considerado igual ao volume do cilindro (Figura 52) de raio variando entre 2 e 3km e altura igual à espessura do reservatório não convencional.



A variação do raio do cilindro considerou as extensões laterais médias de poços horizontais a serem construídos a partir das cabeças de poços existentes. O número de poços multilaterais será determinado posteriormente, de acordo com as características das fraturas e os modelos termomecânico das rochas e de escoamento do gás natural.

Como não há histórico de poços horizontais na Bacia do Paraná, foram consideradas extensões entre 2 e 3km para os mesmos, similares às dos poços na Fm. Marcellus, em 2015, conforme o gráfico a seguir (FARQUHARSON, 2015):

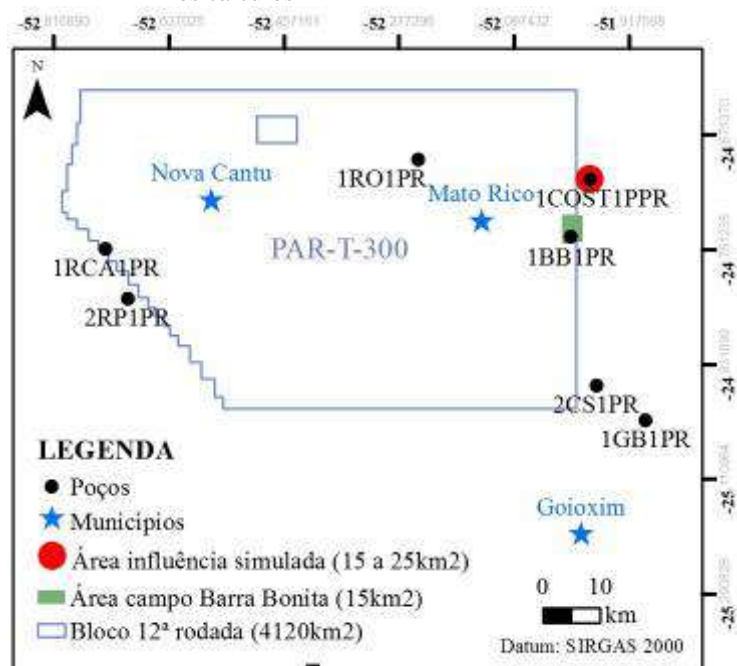
Gráfico 7 – Extensões médias de poços horizontais na Fm. Marcellus



Fonte: FARQUHARSON, 2015.

A Figura 53 compara a área de influência do poço 1-COST-1P-PR, igual à adotada nos demais poços com as áreas do bloco PAR-T-300 e do campo de Barra Bonita.

Figura 53 – Áreas de Barra Bonita, dos blocos e a adotada nos cálculos



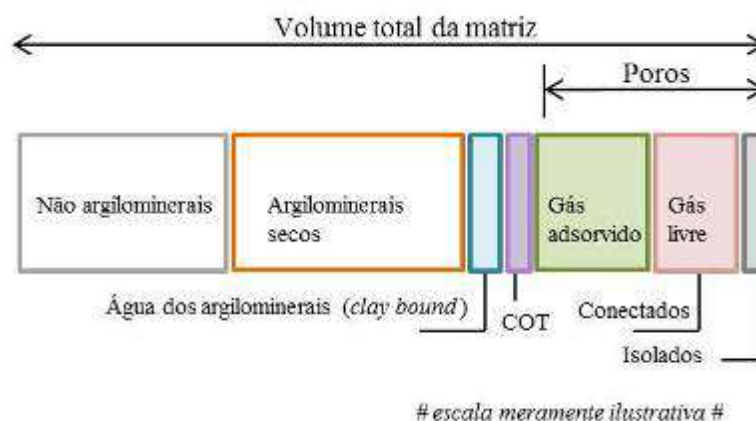
Fonte: A autora, 2016.

O volume recuperável de metano nas condições de pressão e temperatura da superfície (V_r) é igual ao produto entre o volume total de metano na superfície (V_t) e FR.

$$V_r = V_t * FR \quad (15)$$

O volume total da matriz de folhelhos geradores de gás natural é composto pelas fases sólida, líquida e gasosa, tal que a primeira é formada por minerais (argilominerais e não argilominerais) e o querogênio (COT), a segunda está, principalmente, retida na estrutura cristalina dos argilominerais e a última está nos poros, conforme a figura a seguir:

Figura 54 – Componentes da matriz de folhelhos



Fonte: AMBROSE et al., 2010.

Nas estimativas de porosidades, foram desconsiderados os intervalos de profundidade dos poços cujas paredes estavam desabadas, isto é, com diferenças entre o diâmetro medido pela curva de calibre e o diâmetro perfurado maiores do que 2 polegadas. Nos demais casos, os intervalos adotados foram: 6 a 8% para arenitos argilosos, 4 a 6% para siltitos e 2 a 4% para folhelhos. Essas estimativas são coerentes aos dados experimentais em folhelhos e siltitos existentes a mais de 2000m de profundidade (ENGELHARDT; GAÍDA, 1963; BALDWIN; BUTLER, 1985).

Na Bacia do Paraná, a maioria das análises petrográficas foi realizada em arenitos e arcóseos das Fm. Rio Bonito, Campo Mourão e Furnas, cujas propriedades petrofísicas originais são mais adequadas à produção de fluídos (Tabela 3) do que às da Fm. Ponta Grossa. Naqueles casos, é preciso corrigir a estimativa de porosidade obtida pelos perfis de densidade e neutrão na presença de gás (GAYMARD; POUPON, 1968) pela Equação 16. Entretanto, como a Fm. Ponta Grossa é composta, sobretudo, por siltitos e folhelhos e carece do perfil de neutrão, essa fórmula não foi aplicada.

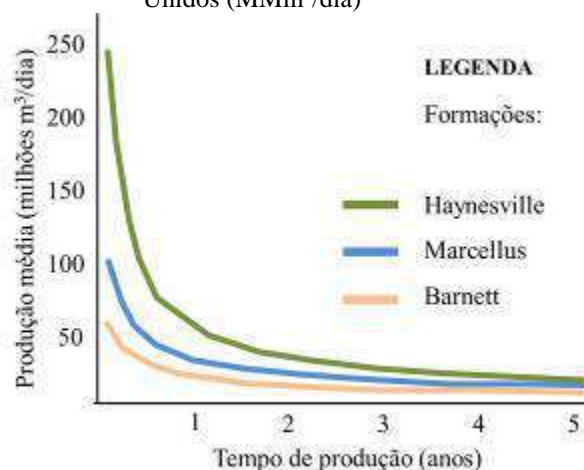
$$\phi_c = \sqrt{\frac{(\phi_d)^2 + (\phi_n)^2}{2}}$$

(16)

ϕ_c : porosidade corrigida
 ϕ_d : porosidade lida no perfil de densidade
 ϕ_n : porosidade lida no perfil de neutrão

Comparando a Fm. Ponta Grossa com outras geradoras devonianas, as médias de FR nas Fm. Barnett e Marcellus são iguais a 6 e 9%, respectivamente (SANDREA; SANDREA, 2014). Entretanto, há estudos que consideram FR entre 20% (EIA, 2013) e 80% (MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY – MIT, 2011), nos quais o gás livre é produzido a altas vazões nos primeiros 6 meses até que, no final do primeiro ano, a produção declina, exponencialmente, entre 70 e 90% da produção inicial de acordo com o gráfico seguinte:

Gráfico 8 – Produção anual de gás NC nos Estados Unidos (MMm³/dia)



Fonte: MIT, 2011.

Como o aumento do fator de recuperação depende da porosidade, a qual varia em função da litologia, foram estabelecidas as seguintes relações entre esses parâmetros:

Tabela 14 – Intervalos estimados de porosidade e de FR por litologia

Litologia	Porosidade (%)	Fator de recuperação (%)
Arenitos argilosos	6 a 8	8 a 10
Siltitos	4 a 6	6 a 8
Folhelhos	2 a 4	4 a 6

Fonte: A autora, 2016.

Os intervalos de porosidade foram estimados a partir dos perfis de densidade e sônico dos poços e correlacionados às respectivas descrições das amostras de rocha.

De acordo com Rosa, Carvalho e Xavier (2006), o fator volume de formação do gás (B_g) é igual à razão entre o volume de gás nas condições de pressão e temperatura do reservatório (V_{res}) e o volume do mesmo nas condições da superfície (V).

$$B_g \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)} = V_{res}/V \quad (17)$$

Quando a temperatura do reservatório (T) é expressa em kelvin (K) e a pressão (P) em quilopascal (kPa), pode-se escrever B_g em função do fator de compressibilidade do gás (Z) segundo Towler (2006):

$$B_g \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)} = (0,350958 * Z * T) / P \quad (18)$$

Segundo os conceitos da termodinâmica, um gás ideal ou perfeito é um modelo do comportamento de um conjunto de partículas no estado gasoso, movendo-se aleatoriamente e que não interagem entre si. Quando a temperatura é igual a 273K (0°C) e a pressão igual a 1 atm (0,1MPa), a maioria dos gases reais comporta-se como ideal, ou seja, Z tende a 1, tal que os choques entre as moléculas são elásticos, com pouca perda de energia cinética (HALLIDAY; RESNICK, WALKER, 2012). A equação de estado²¹ de Clayperon, a seguir, representa o comportamento dos gases ideais.

$$P * V = n * R * T * Z \quad (19)$$

P: pressão (Pa)

V: volume (m³)

n: número de moles

R: constante dos gases perfeitos (8,314 J/K.mol)

T: temperatura (K)

Z: fator de compressibilidade (adimensional)

²¹ Relação matemática que descreve o estado da matéria submetida a determinado conjunto de condições físicas (HALLIDAY; RESNICK, WALKER, 2012).

O comportamento do gás se desvia da idealidade, isto é, Z difere da unidade, quando é submetido às elevadas pressões e temperaturas dos reservatórios profundos. Suas características devem ser modeladas por equações de estado mais complexas do que a equação de Clayperon, por exemplo: Berthelot, Peng-Robinson e Benedict-Webb-Rubin (ROSA; CARVALHO; XAVIER, 2006). As discussões dessas equações fogem ao escopo da pesquisa, por isso, a fim de calcular a densidade do metano nas profundidades estudadas foi utilizado o programa *Peace Software* desenvolvido por Berndt Wischnewski do *Max Planck Institute for Human Development* na Alemanha. De acordo com o autor, os cálculos termodinâmicos foram baseados em Setzmann e Wagner (1991). As faixas de pressão e de temperatura do programa variam de 25kPa a 200.000kPa e de -180° a 340°C, respectivamente, intervalos que foram julgados adequados às condições da Fm. Ponta Grossa.

Como não foi realizada a modelagem termomecânica da área de estudo e a geração de gás natural na Fm. Ponta Grossa ocorreu após o evento distensivo do Permo-Carbonífero (QUINTAS; MANTOVANI; ZALÁN, 1997), que foi o principal responsável pela subsidência da bacia (Tabela 15), as profundidades médias atuais foram consideradas nas estimativas de densidades do metano ao invés das profundidades da Fm. Ponta Grossa no Cretáceo. Os autores calcularam as subsidências tectônica e total das unidades (Tabela 15) com dados de poços por *backstripping*²².

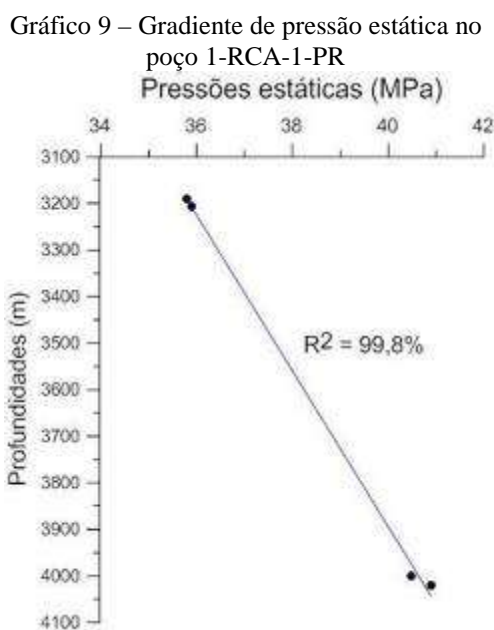
Tabela 15 – Taxas de subsidência tectônica e total por *backstripping*

Formações	Subsidência tectônica (m/Ma)	Subsidência total (m/Ma)
Bauru	1	2
Serra Geral	5	26
Botucatu	1	3
Pirambóia	3	6
Rio do Rasto	92	137
Teresina	42	178
Irati	33	58
Palermo	30	71
Rio Bonito	17	39
Itararé	14	26
Ponta Grossa	13	19
Furnas	13	19
Rio Ivaí	7	13

Fonte: QUINTAS; MANTOVANI; ZALÁN, 1997.

²² Técnica que remove numericamente as camadas de sedimentos mais jovens ou superpostas àquela de interesse, permitindo calcular a posição de seu topo antes da compactação decorrente da sobrecarga sedimentar (QUINTAS; MANTOVANI; ZALÁN, 1997).

A maioria dos poços selecionados teve testes de formação inconclusivos ou os mesmos foram realizados em formações sobrejacentes à Fm. Ponta Grossa, por isso, as estimativas das pressões estáticas nas profundidades médias das *fácies* geradora e não geradora foram baseadas no gradiente de pressão estática do poço 1-RCA-1-PR (Gráfico 9), por ter sido o único cujos testes foram conclusivos na Fm. Ponta Grossa (Tabela 16).



Fonte: A autora, 2016.

Tabela 16 – Pressões estáticas dos testes de formação no poço 1-RCA-1-PR

Formações	Descrições	Profundidades (m)	Pressões estáticas (MPa)
Campo Mourão	Arenito fino subarredondado intercalado com siltito	3190	35,8
Campo Mourão	Arenito fino subarredondado intercalado com siltito	3206	35,9
Ponta Grossa	Siltito intercalado com arenito fino	4000	40,5
Ponta Grossa	Siltito intercalado com arenito muito fino	4020	40,9

Fonte: A autora, 2016.

As paleotemperaturas foram calculadas adotando-se o gradiente geotérmico de 40°C/km (ARAÚJO; TRIGÜIS; CERQUEIRA, 1996) em todos os poços. A título de comparação da intensidade do processo magmático, esses autores e Hamza et al. (2005) calcularam o gradiente geotérmico médio atual na Bacia do Paraná em 20°C/km.

Por simplificação, foram desconsiderados os efeitos da sobrepressão na geradora causados pela presença dos corpos ígneos, entretanto, sabe-se que a geração de gás e a expulsão de água durante a compactação causam aumentos na pressão antes do evento magmático. Uma alternativa seria arbitrar um percentual de sobrepressão, considerando-se as espessuras e profundidades das ígneas. Todavia, como não há registros de pressão estática suficientes para calibrar as estimativas, essa possibilidade não foi adotada.

Os volumes totais recuperáveis de gás natural na superfície (V_{rec}) foram multiplicados pela probabilidade de sucesso do *play* (P_s) a fim de obter o volume recuperável final de gás natural (V_f).

$$V_f = V_{rec} * P_s \quad (20)$$

Como os elementos e os eventos do sistema petrolífero são independentes entre si, as probabilidades individuais foram multiplicadas para se obter a probabilidade total de sucesso do *play*, conforme a equação a seguir:

$$P_s = P_g * P_r * P_t * P_{ge} * P_{sin} \quad (21)$$

P_s : probabilidade de sucesso do *play*

P_g : probabilidade de ocorrência da *fácies* geradora em condições adequadas

P_r : probabilidade de ocorrência do reservatório não convencional em condições adequadas

P_t : probabilidade de trapeamento ou retenção do gás natural

P_{ge} : probabilidade de geração

P_{sin} : probabilidade de sincronismo e de preservação dos volumes

A probabilidade de sucesso total (Tabela 17) considerou a maior confiança na presença da geradora em condições de geração adequadas, segundo os dados de poços e a menor confiança na eficiência do sincronismo e da preservação das acumulações, nas características de porosidade e de permeabilidade do reservatório e no trapeamento.

Entre as causas das principais incertezas do *play* estão as ausências de controle: dos eventos intrusivos, das características petrofísicas das *fácies* e das condições de retenção em encaixantes fraturadas pelo magmatismo.

Tabela 17 – Probabilidade de sucesso estimada no *play*

Fatores	Probabilidades	Justificativas principais
Pg	0,8	Bons resultados geoquímicos e estratigráficos
Pr	0,7	Lacunhas nos dados petrofísicos
Pt	0,7	Lacunhas nos dados petrofísicos e estruturais
Pge	0,8	Bons resultados geoquímicos e estratigráficos
Psin	0,6	Ausência de dados cronológicos das intrusões e de modelos de sincronismo
Ps (produto)	0,2	

Fonte: A autora, 2016.

Em resumo, os intervalos das variáveis adotados nos cálculos foram: 0,004 a 0,005 m³/m³ (Bg); 0,02 a 0,08 (φ); 0,8 a 1,0 (Sg); 2,4 a 2,7 ton/m³ (ρ); 0,35 a 0,40 ton/m³ (ps); 0,1 a 1,5 m³/ton (C_{ML}); 19300 a 42700kPa (P); 690 a 1380kPa (P_{ML}) e a constante 1,6*10⁻⁵ ton/mol (M).

6.3 Volumes expulsos de gás natural

Durante a caracterização das geradoras, as frações líquida e minerais não contribuem para a geração, somente o querogênio (Figura 55) que compõe o volume de sólidos e que segundo Mackenzie e Quingley (1988) pode ser classificado como:

- a) lábil: rico em macerais²³ do grupo da liptinita e com tendência de gerar óleo;
- b) refratário: rico em vitrinitas e com tendência de gerar gás natural;
- c) inerte: rico em inertinitas e sem tendência de gerar óleo ou gás natural.

²³ Componentes do querogênio reconhecíveis no microscópio, cujas propriedades físico-químicas mudam com a maturidade térmica. Os três grupos principais são: liptinitas, vitrinitas e inertinitas (PETERS; MOLDOWAN, 1993).

Figura 55 – Relação entre a matéria orgânica e o volume total da geradora.



Fonte: A autora, 2016. Modificada de MACKENZIE; QUINGLEY, 1988.

O volume de sólidos (V_{so}) é igual ao produto entre o volume total da geradora (V) e seu volume poroso, conforme a equação a seguir:

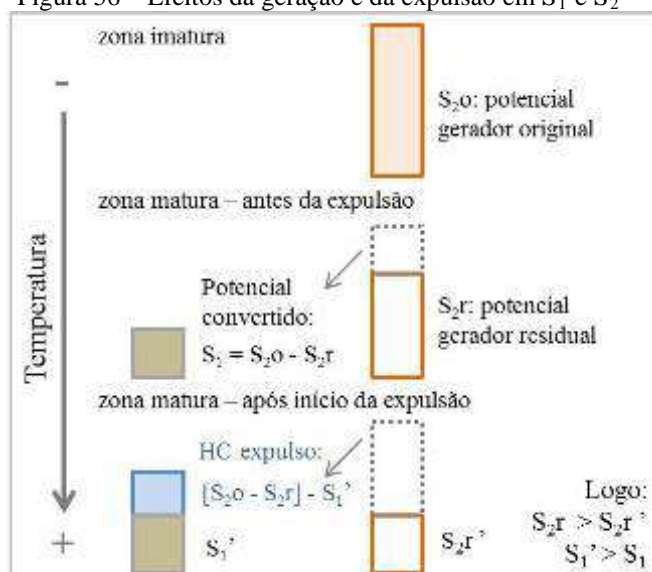
$$V_{so} = V * (1 - \phi) \quad (22)$$

A massa de sólidos (M_{so}) foi calculada multiplicando-se V_{so} pela densidade média (ρ) da geradora, lida no perfil de densidade.

$$M_{so} = V_{so} * \rho \quad (23)$$

Como todos os poços perfuraram intrusivas, os resultados foram afetados pelo magmatismo com perdas de átomos de oxigênio e de hidrogênio, reduzindo os valores de COT, S_2 e IH e tornando-os residuais. A fim de quantificar esse efeito, os resultados foram comparados aos valores originais em camadas cronocorrelatas imaturas dos poços 1-DA-MT e 9-PPG-2-PR e da seção de afloramentos entre Tibagi e Telêmaco Borba (BERGAMASCHI, 1999), sem rochas ígneas intercaladas na Fm. Ponta Grossa.

Segundo Gonçalves et al. (1997), o potencial gerador (S_2) é a quantidade de óleo e gás que um querogênio é capaz de gerar (Figura 56). A taxa de transformação (TT) é a relação entre a quantidade gerada e o potencial gerador original (S_{2o}). Com o aumento de temperatura na geradora, TT aumenta enquanto S_{2o} diminui, pois o querogênio se converte em hidrocarbonetos livres (S_1) e o potencial se torna residual (S_{2r}). No final da zona matura, S_{2r} tende a zero e TT tende a 100%.

Figura 56 – Efeitos da geração e da expulsão em S_1 e S_2 

Fonte: GONÇALVES et al., 1997.

A massa de COT original ($MCOT_o$), apta à geração, foi calculada como o produto entre a massa de sólidos (M_{so}) e o COT original da respectiva idade na zona imatura (COT_o), conforme a equação e a tabela seguintes:

$$MCOT_o = M_{so} * COT_o \quad (24)$$

Tabela 18 – Resultados médios de COT, S_2 e IH na geradora imatura

Idades	Locais	COT _o (%)	S _{2o} (mg HC/g rocha)	IHo (mg HC/g COT)
Givetiano	Poço 1-DA-MT	1,5	4,2	280
Eifeliano	Seção Tibagi-Telêmaco	2,4	7	292
Emsiano	Poço 9-PPG-2-PR	2,6	10	385
Praguiano	Poço 9-PPG-2-PR	1,8	5,8	322

Fonte: A autora, 2016.

Uma vez que os tipos de querogênio têm potenciais de geração (S_2) e qualidades (IH) distintos, a totalidade da massa de COT não é apropriada à geração, somente a massa reativa (M_r), que pode ser expressa como o produto entre $MCOT_o$ e o IH original na zona imatura daquela idade (IHo).

$$Mr = MCOT_o * IHo \quad (25)$$

Como na zona imatura predomina IHo em torno de 300mg HC/g COT e na zona termicamente afetada Ro é superior a 1%, o metano (C_1H_4) foi considerado o produto principal da geração. A seguir, foi calculada a taxa de transformação (TT) como a razão entre a diferença dos potenciais de geração original (S_{2o}) e residual (S_{2r}) e S_{2o} . O produto entre Mr e TT é igual à massa de gás natural gerada (Mg).

$$TT = (S_{2o} - S_{2r})/S_{2o} \quad (26)$$

$$Mg = Mr * TT \quad (27)$$

A evolução da migração primária é caracterizada pela eficiência de expulsão (EE), definida como a razão entre a quantidade de gás expulsa e o total gerado (LAFARGUE et al., 1994), podendo estar entre 50 e 90% (COOLES et al., 1986; ESPITALIÉ; MARQUIS; SAGE, 1987; LAFARGUE et al., 1994). A massa de metano expulsa em cada *fácies* geradora (Me) foi calculada como o produto entre Mg e EE.

$$EE = (S_{2o} - S_{2r} - S_1) / S_{2o} - S_{2r} \quad (28)$$

$$Me = Mg * EE \quad (29)$$

O volume de metano expulso da geradora (Ve) foi calculado como a razão entre Me e a densidade do metano (ρ_g) nas condições de pressão e temperatura da geradora no Cretáceo.

$$Ve = Me / \rho_g \quad (30)$$

7 RESULTADOS

7.1 Geoquímica Orgânica e DRX do poço 1-COST-1P-PR

As propriedades geoquímicas da Fm. Ponta Grossa nas amostras de calha do poço 1-COST-1P-PR foram estudadas a fim de subsidiar as premissas adotadas nos cálculos dos volumes recuperáveis de gás natural. As taxas de amostragem geoquímica nos demais poços afetados pelas ígneas foram de 6 e 9m, enquanto nesse poço foram de 2m, ou seja, mais detalhada.

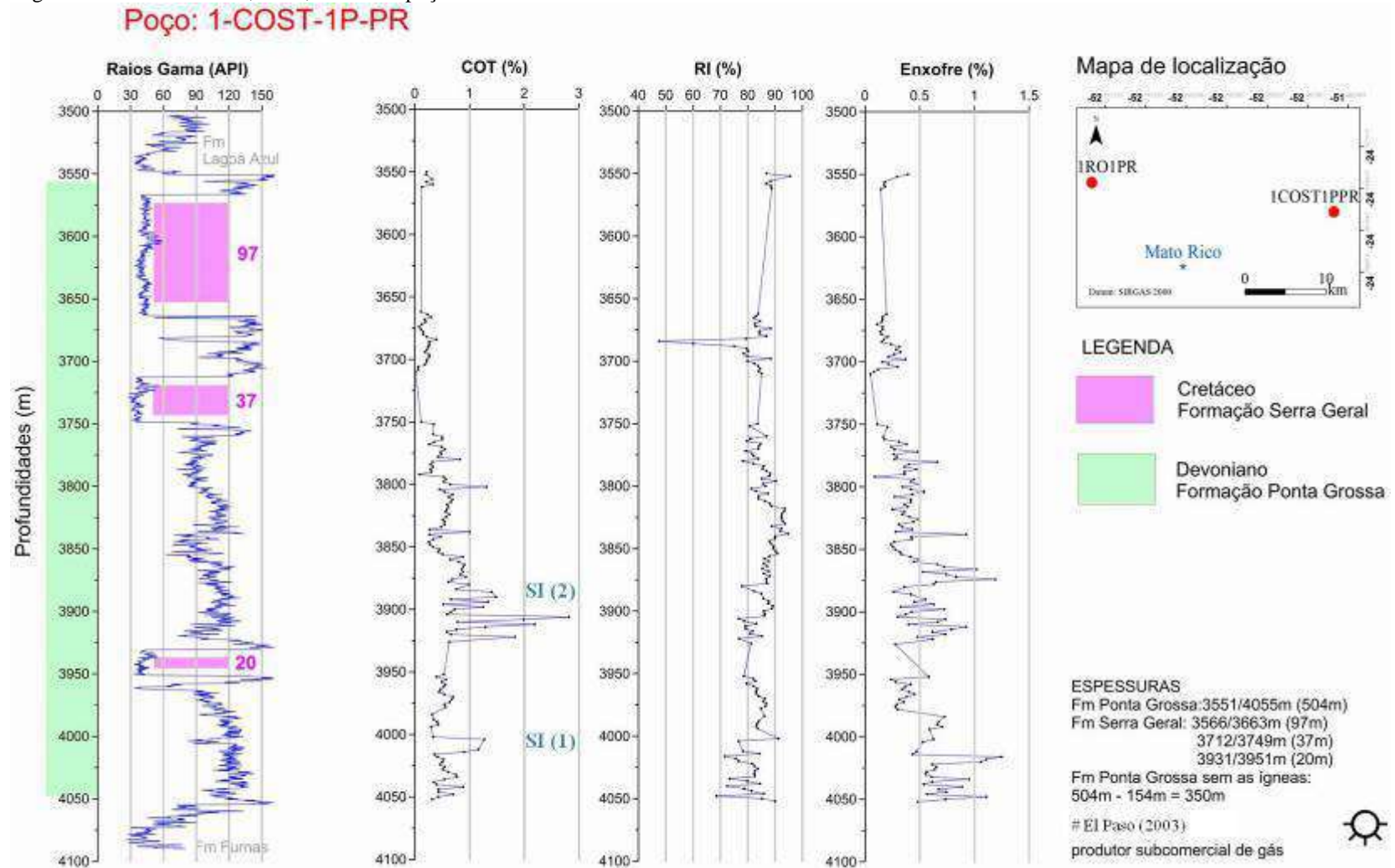
7.1.1 Carbono orgânico total

Os resultados de COT, RI e S foram obtidos em 154 amostras selecionadas em função da disponibilidade de material capaz de representar toda a seção da Fm. Ponta Grossa (Figura 57). Os valores de COT estão entre 0 e 2,8%, sendo que os acima de 2% podem ser considerados elevados em virtude da presença de espessos corpos ígneos. A maioria dos resultados de COT foi menor do que 1%, exceto entre as ígneas intermediária e inferior, cujas espessuras são de 37 e 20m, respectivamente. Geralmente, o calor da intrusão controla as perdas de átomos de oxigênio, hidrogênio e carbono no querogênio durante o craqueamento e, por conseguinte, os resultados são residuais, isto é, inferiores aos originais.

Na zona matura, em condições favoráveis à deposição de matéria orgânica rica em hidrogênio, as camadas com COT residual superior a 1% e IH original superior a 200 mg HC/g COT têm chances maiores de produzir gás natural e condensados.

A partir da curva de raios gama, foram propostas as posições das SI. Tal como Rodrigues (1995) observou na Bacia do Parnaíba, as intrusões no poço 1-COST-1P-PR ocorrem no final de intervalos retrogradacionais, que por terem maior fissilidade, comportam-se como locais preferenciais às intrusões da Fm. Serra Geral.

Figura 57 – Curvas de RG, COT, RI e S do poço 1-COST-1P-PR



Fonte: A autora, 2016.

A maioria da seção tem RI superior a 80%, pois as águas do mar Devoniano eram frias (MELO, 1985) e inadequadas à precipitação de carbonatos. O menor valor, igual a 48%, ocorreu a 3684m de profundidade. Sugere-se que tenha sido causado pela presença de carbonatos em fraturas induzidas pelas intrusões.

Os resultados de enxofre foram baixos, inferiores a 1,2% e aumentaram do topo para a base da seção. A origem do enxofre incorporado à matéria orgânica pode ser tanto a produção de bactérias redutoras de sulfato encontradas em ambientes anóxicos (MANGO, 1983) quanto à presença de níveis argilosos enriquecidos em pirita (sulfeto de ferro).

7.1.2 Pirólise Rock-Eval

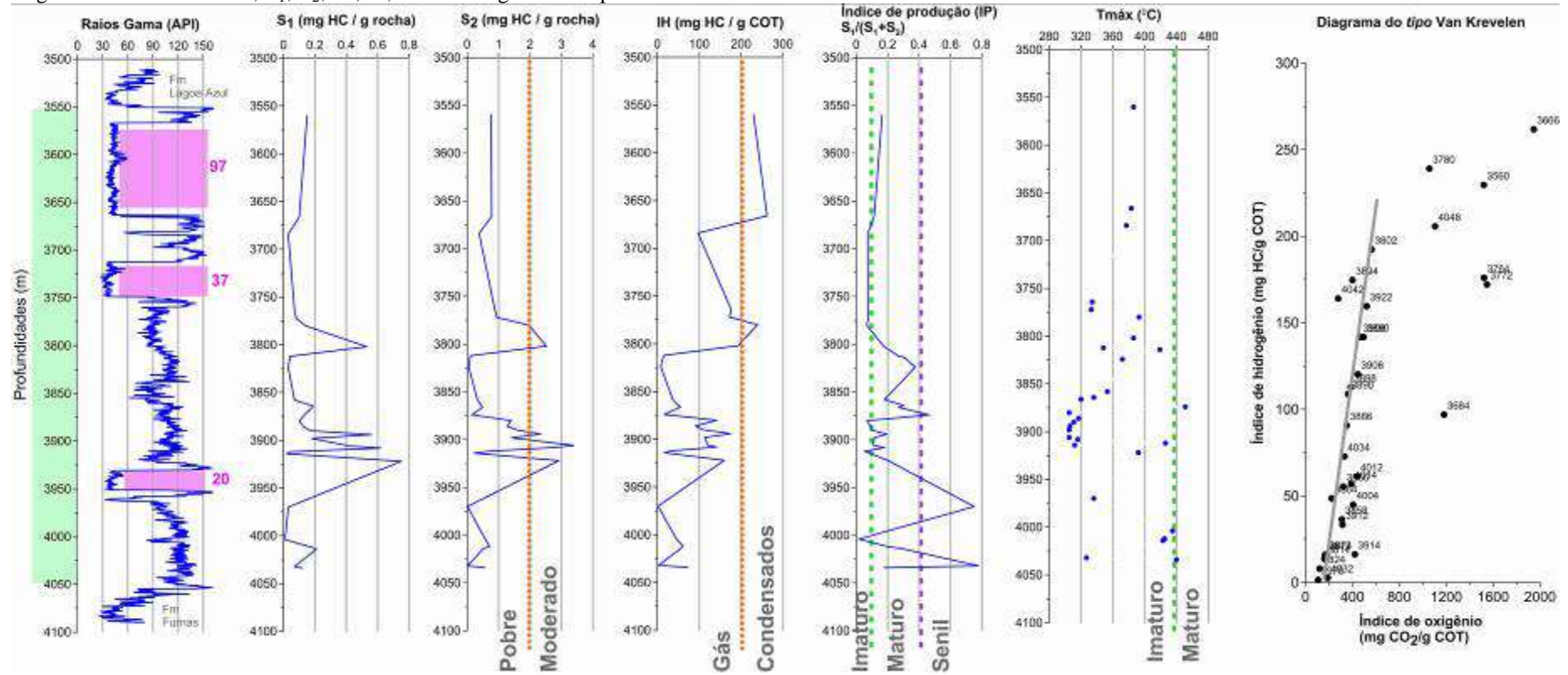
A fim de verificar a qualidade e a maturidade do querogênio, foram selecionadas 32 amostras com COT superior a 1% para as análises de pirólise Rock-Eval (Figura 58). Os valores de S_1 foram inferiores a 2 mg HC/g rocha e de S_2 inferiores a 3,4 mg HC/g rocha, ambos residuais. Os resultados de IH, também residuais, foram de no máximo 260 mg HC/g rocha, tendo as amostras potencial gerador para gás natural e condensados. Os resultados de $T_{máx}$ sinalizam, equivocadamente, que a seção estaria na zona imatura, ao contrário dos resultados de ICE, que serão apresentados e indicaram que a seção está na zona matura.

De acordo com Gonçalves et al. (1997), a perda de gás contido na amostra não encapsulada para a atmosfera reduz, bastante, o valor real de S_1 . Essa perda é tanto maior quanto maior a proporção de gases na amostra e maior o tempo entre a coleta e a análise da mesma em laboratório. Por isso, os autores recomendam a utilização de S_1 e de S_2 como indicadores de geração e de migração acompanhados da avaliação dos contextos geológico, geoquímico, do tipo e da integridade das amostras analisadas.

No diagrama do tipo *Van Krevelen*, a maioria das amostras está próxima à origem dos eixos, isto é, o querogênio encontra-se em estágio de evolução térmica elevada, tendo perdido oxigênio e hidrogênio.

As amostras que não se enquadram nessa situação podem refletir variações faciológicas. Existe, também, a possibilidade de que a matéria orgânica já tenha sido depositada oxidada. Entretanto, é preciso ponderar as limitações de algumas medidas de S_2 que influenciaram o cálculo dos respectivos valores de IH.

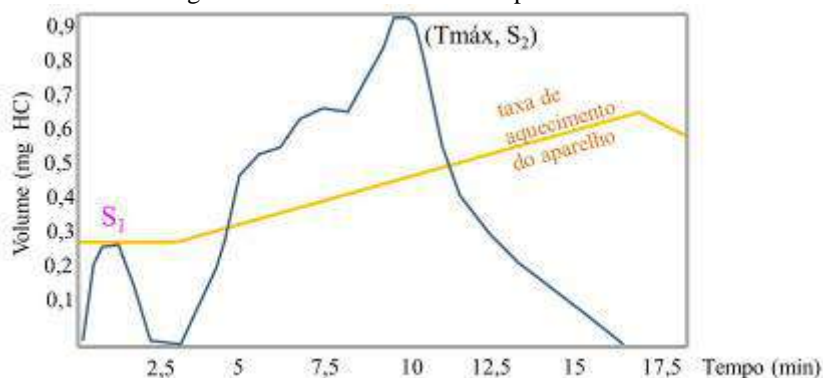
Figura 58 – Curvas de RG, S₁, S₂, IH, IP, T_{máx} e diagrama do tipo *Van Krevelen*



Fonte: A autora, 2016.

As diferenças entre os resultados dos indicadores de maturidade térmica podem ser esclarecidas pela análise dos pirogramas (Gráfico 10), pois alguns resultados não seguiram o formato simétrico da curva normal, já que a quantidade de querogênio era reduzida.

Gráfico 10 – Pirograma da amostra a 3912m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

7.1.3 Biomarcadores

Foram selecionadas 5 amostras com no mínimo 10 gramas cada uma, COT maior ou igual a 1% e S₂ maior ou igual a 2mg HC/g rocha para a cromatografia líquida a fim de caracterizar a seção em relação à maturidade térmica. As quantidades de extrato orgânico recuperadas foram pequenas, inferiores a 25mg (Tabela 19), porque a maioria dos hidrocarbonetos gasosos já havia sido perdida antes de chegar ao laboratório.

Nos extratos recuperados (Tabela 20), predominam as resinas e os asfaltenos, exceto na amostra a 4048m, na parte inferior da seção, onde os alcanos se destacam. O aumento da evolução térmica é seguido pelo aumento relativo da quantidade de alcanos em relação aos aromáticos (BAJOR; ROQUEBERT; VAN DER WEIDE, 1969; RODRIGUES, 1995).

Tabela 19 – Resultados de pirólise do poço 1-COST-1P-PR

Amostras (m)	COT (%)	S ₂ (mg HC/g rocha)	Extratos orgânicos (mg)	Alcanos (%)	Aromáticos (%)	Asfaltenos e resinas (%)
3802	1,3	2,5	12	25,2	5	69,8
3894	1,3	2,3	8	19,8	0	80,2
3906	2,8	3,4	6	14,5	0	85,5
3922	1,8	2,9	10	26,8	9,3	63,9
4048	0,7	3,4	24	63,5	7,8	28,7

Fonte: A autora, 2016.

Tabela 20 – Resultados de biomarcadores do poço 1-COST-1P-PR

Amostras (m)	Saturados IPC	Esteranos C29 $\alpha\alpha\alpha$ [S/S+R]	Esteranos C29[$\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$]	Hopanos Ts/(Ts + Tm)	Hopanos C32 [S/S+R]	Aromáticos IMF	Aromáticos Rc (%)
3802	2,02	0,39	0,5	0,40	0,60	1,40	1,24
3894	1,64	0,32	0,5	0,42	0,58	1,33	1,20
3906	1,74	0,20	0,23	0,38	0,66	1,18	1,10
3922	1,67	0,36	0,45	0,33	0,58	1,43	1,25
4048	1,82	0,48	0,43	0,25	0,58	1,12	1,07

Notas: IPC = $1 / 2 * [(\Sigma C25 \text{ a } 33 \text{ ímpares} / \Sigma C24 \text{ a } 32 \text{ pares}) + (\Sigma C25 \text{ a } 33 \text{ ímpares} / \Sigma C26 \text{ a } 34 \text{ pares})]$

(4)

IMF = $1,5 * [(2\text{-MF} + 3\text{-MF}) / (F + 1\text{-MF} + 9\text{-MF})]$

(6)

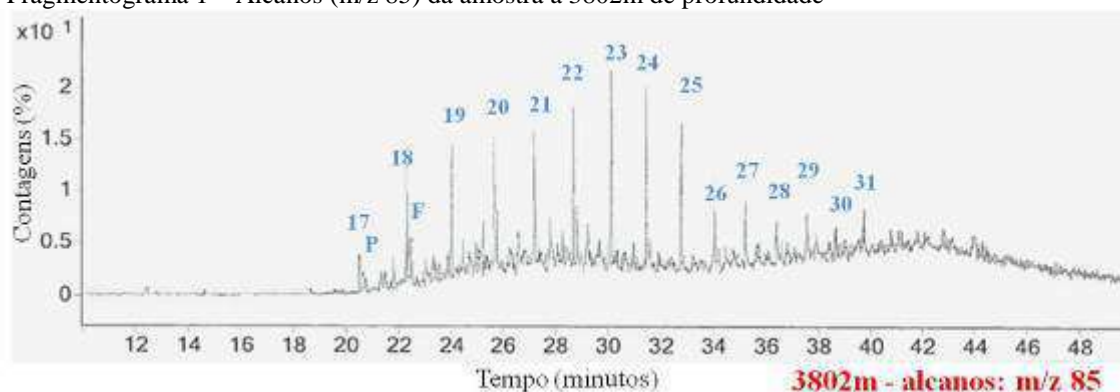
Rc (%) = $0,6 * IMF + 0,4$

(7)

Fonte: A autora, 2016.

Sem a autorização prévia e expressa da autora, a publicação, distribuição, reprodução, divulgação, edição, adaptação ou quaisquer outras ações com a totalidade ou partes da obra em desconformidade com a Constituição, a lei 9.610 de 19/2/1998 e outros instrumentos legais sobre o tema são passíveis de sanções. Segundo o ordenamento jurídico, os atos normativos, inclusive no âmbito acadêmico, devem-se subordinar às leis federais que regulam os direitos autorais.

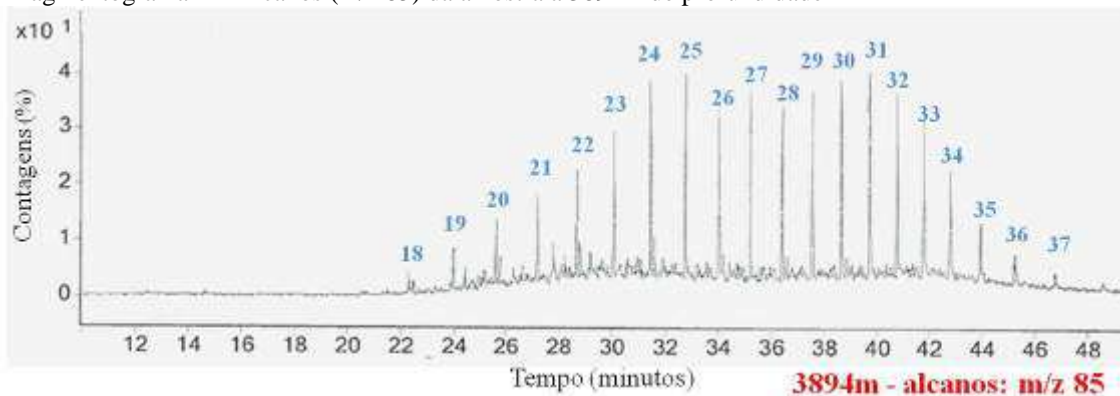
Fragmentograma 1 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3802m de profundidade



Nota: números 17 a 31 representam os alcanos lineares com 17 a 31 átomos de carbono;
P (pristano); F (fitano).

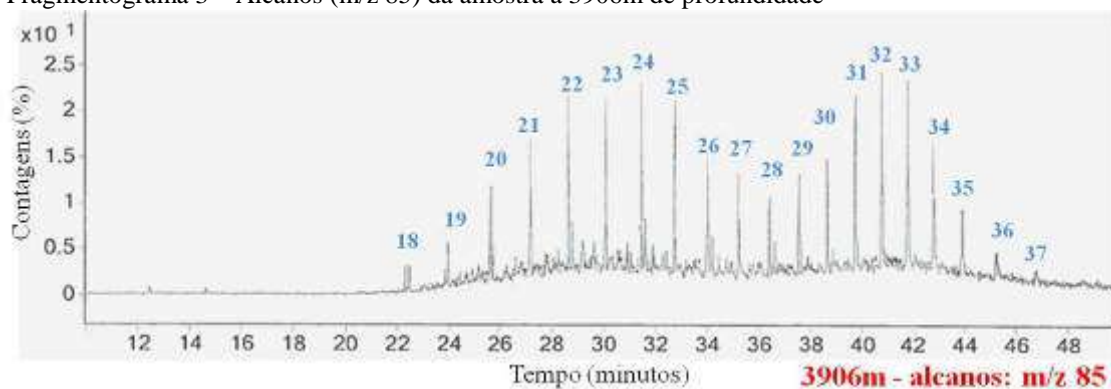
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 2 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3894m de profundidade



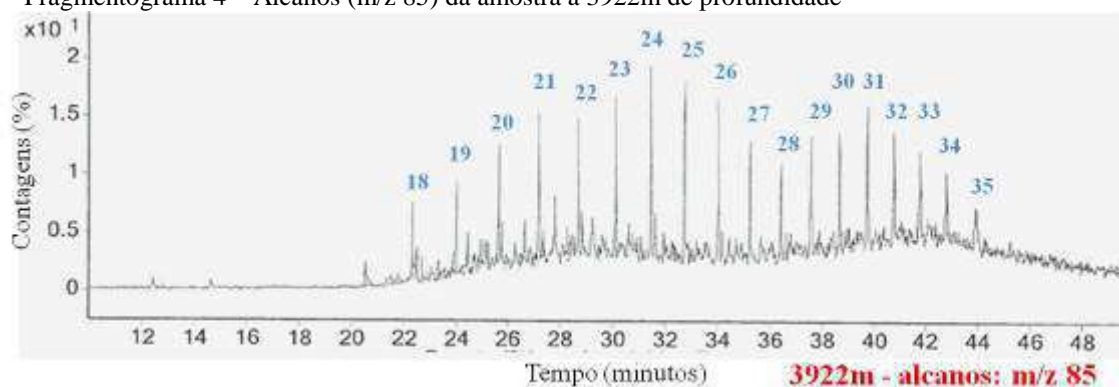
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 3 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3906m de profundidade



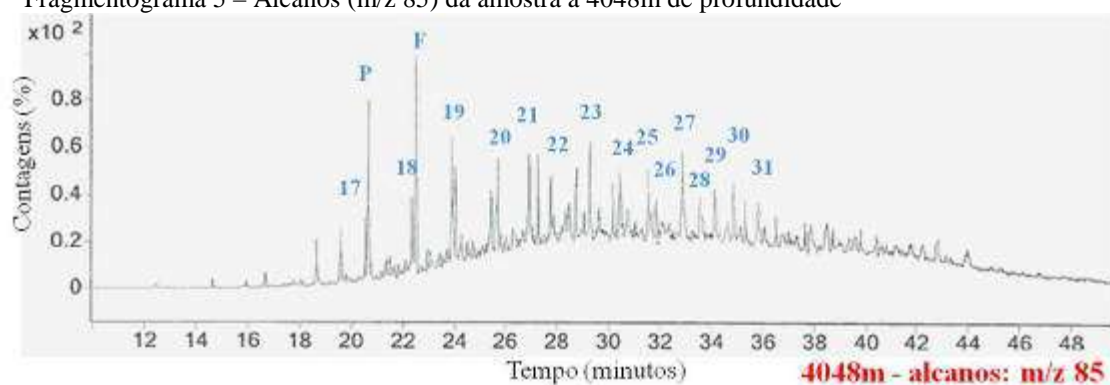
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 4 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 3922m de profundidade



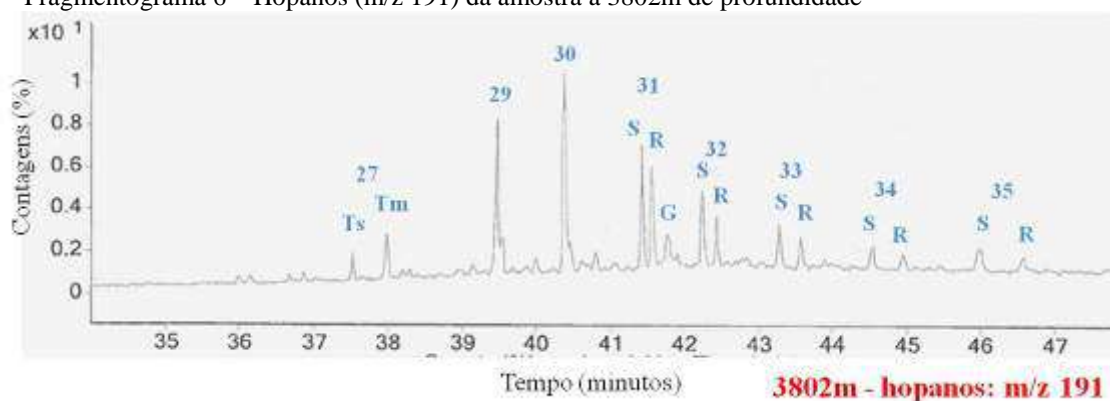
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 5 – Alcanos (m/z 85) da amostra a 4048m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

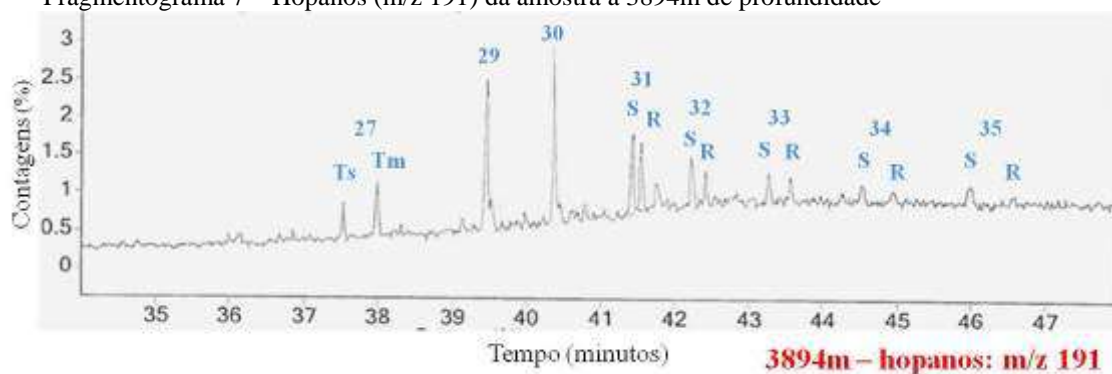
Fragmentograma 6 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3802m de profundidade



Nota: números 27 a 35 representam os hopanos com 27 a 35 átomos de carbono; G (gamacerano)

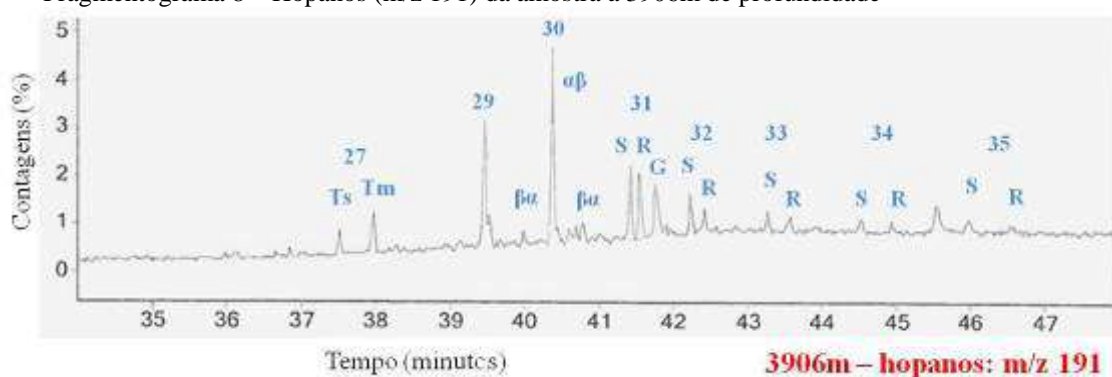
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 7 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3894m de profundidade



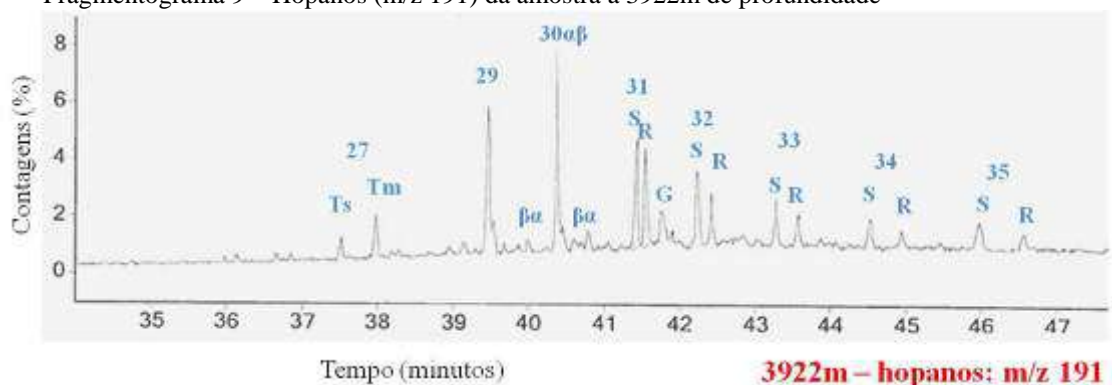
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 8 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3906m de profundidade



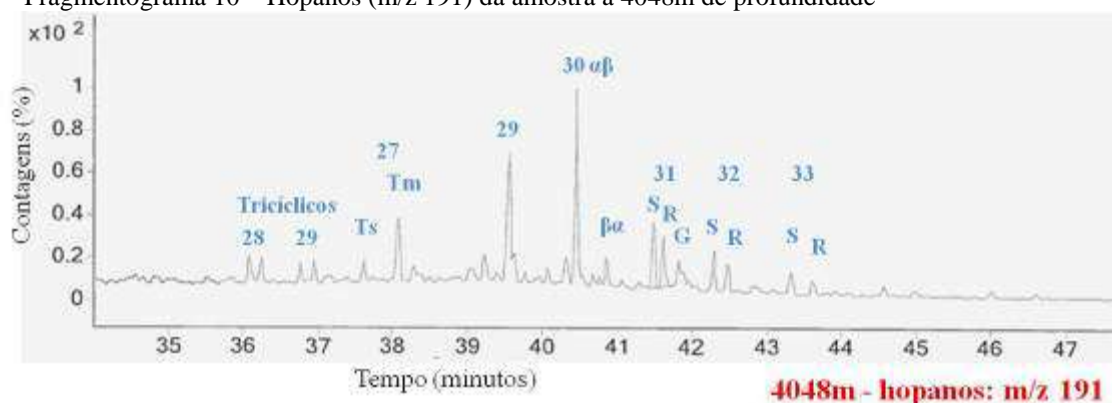
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 9 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 3922m de profundidade



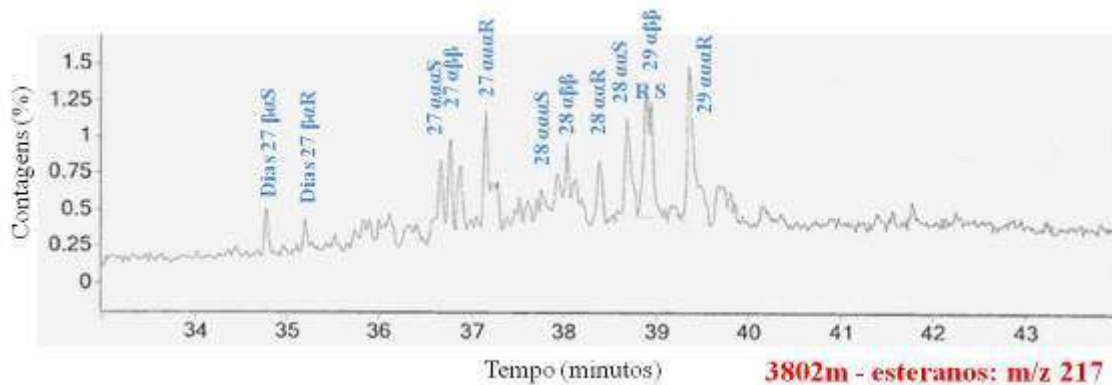
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 10 – Hopanos (m/z 191) da amostra a 4048m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

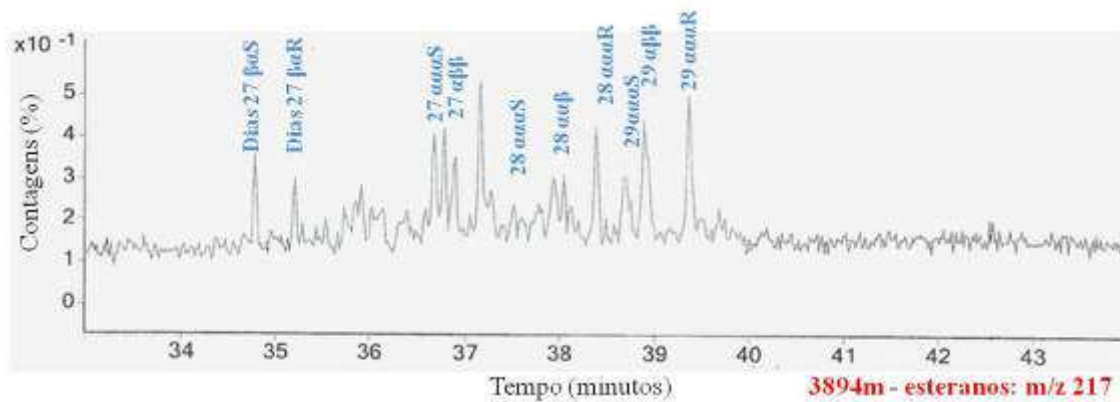
Fragmentograma 11 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3802m de profundidade



Nota: números 27 a 29 (esteranos com 27 a 29 átomos de carbono); dia 27 $\beta\alpha S$ (diasterano com grupos funcionais na posição $\beta\alpha$)

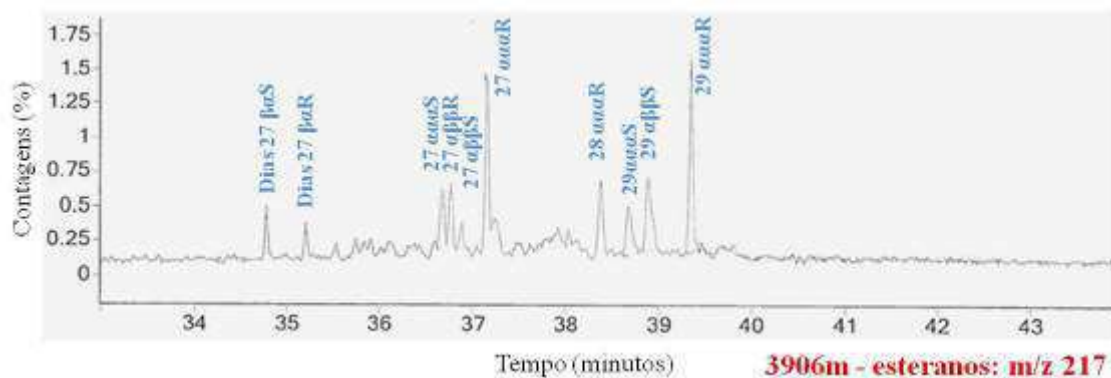
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 12 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3894m de profundidade



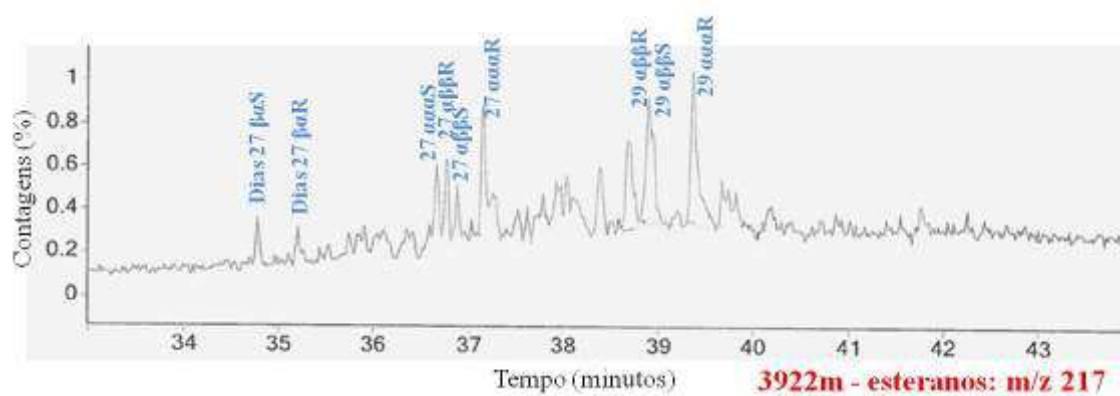
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 13 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3906m de profundidade



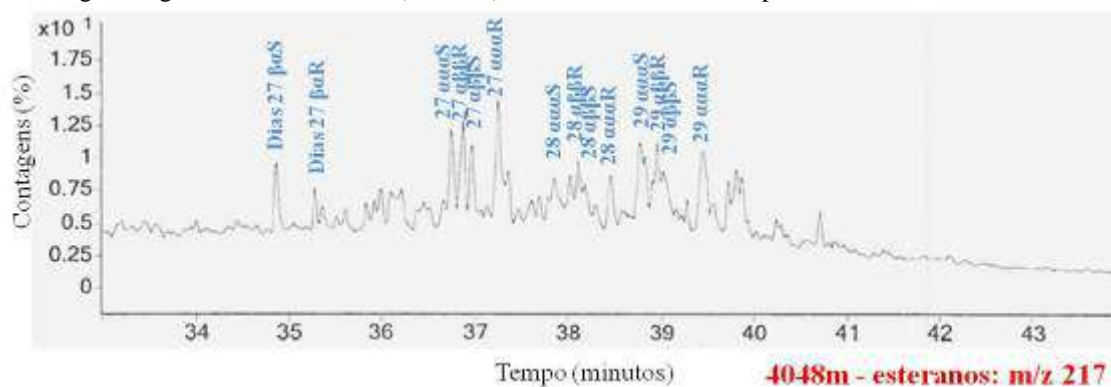
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 14 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 3922m de profundidade



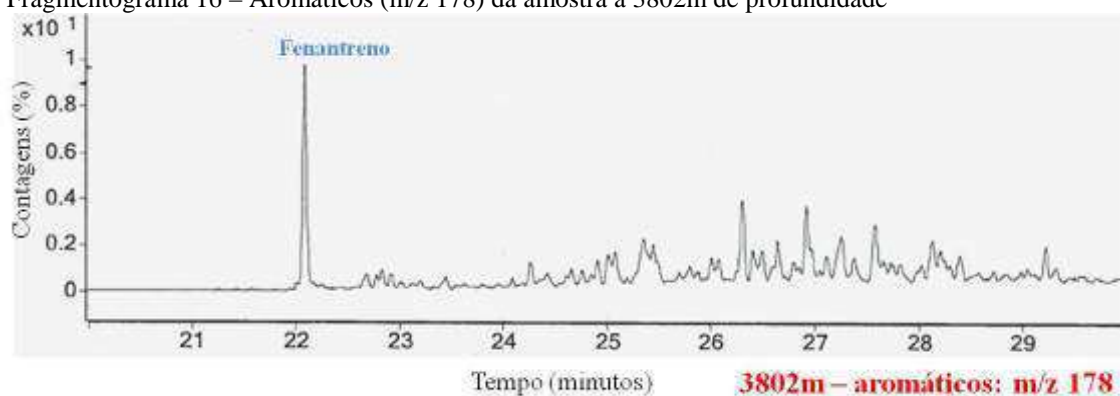
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 15 – Esteranos (m/z 217) da amostra a 4048m de profundidade



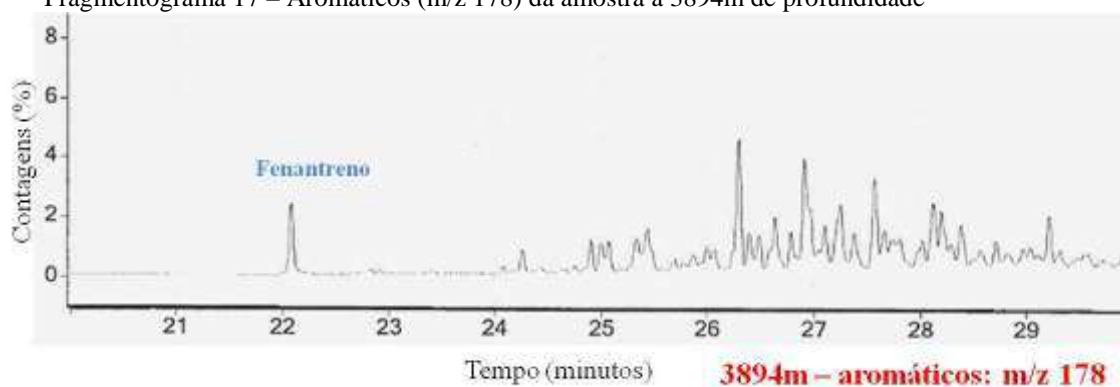
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 16 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3802m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 17 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3894m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 18 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3906m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 19 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 3922m de profundidade



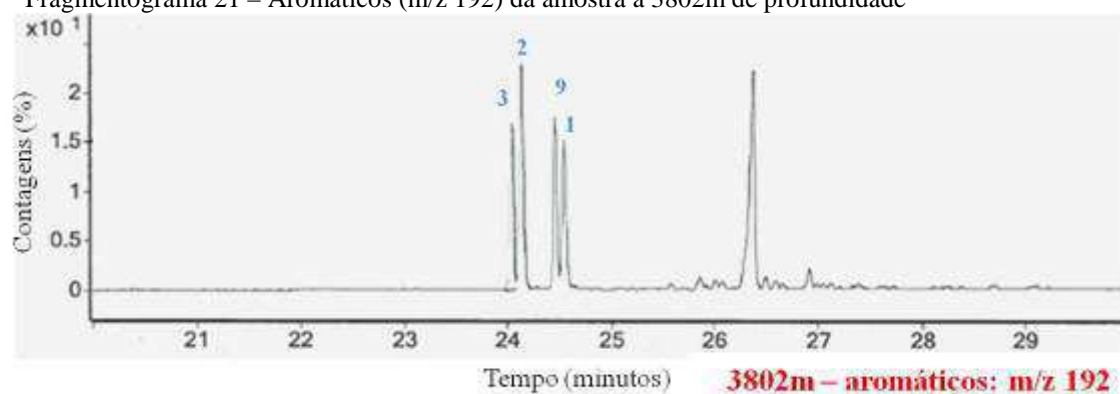
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 20 – Aromáticos (m/z 178) da amostra a 4048m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

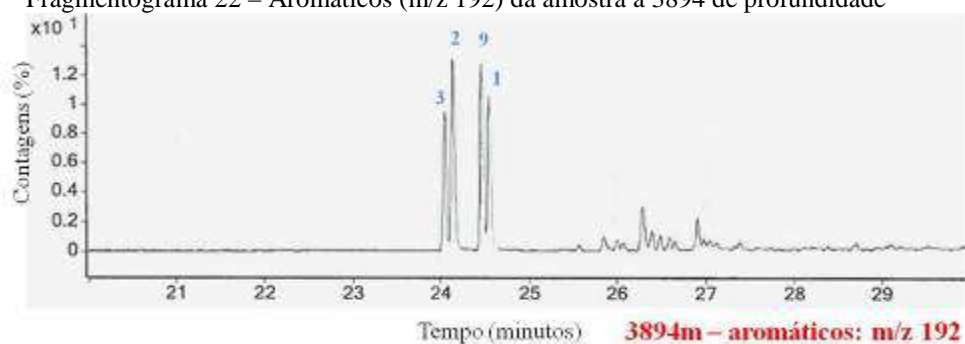
Fragmentograma 21 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3802m de profundidade



Nota: números 1, 2, 3 e 9 representam 1-MF, 2-MF, 3-MF e 9-MF, respectivamente.

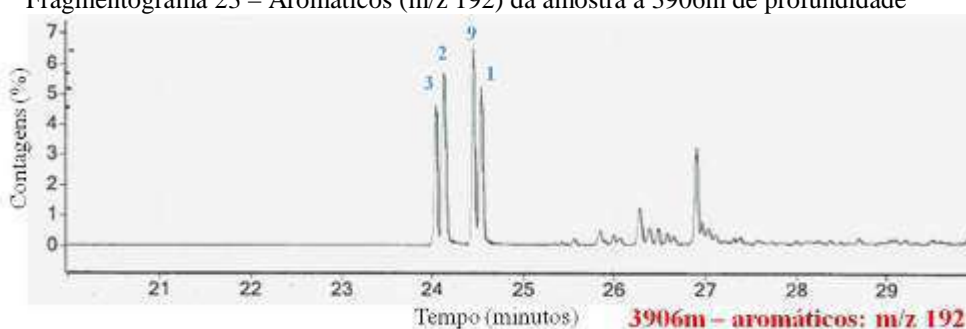
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 22 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3894 de profundidade



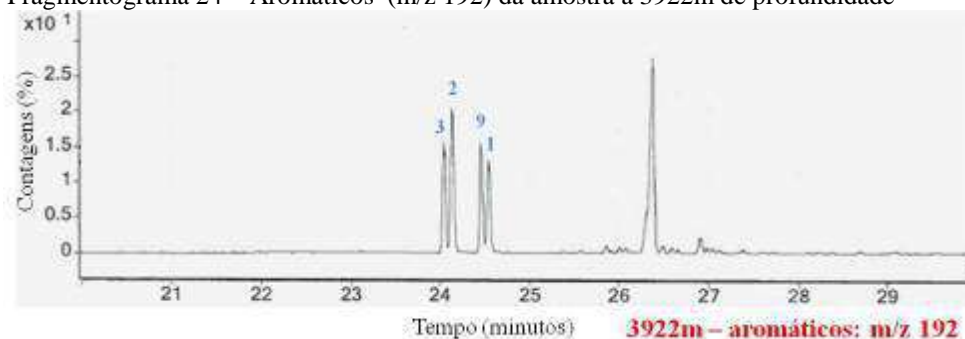
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 23 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3906m de profundidade



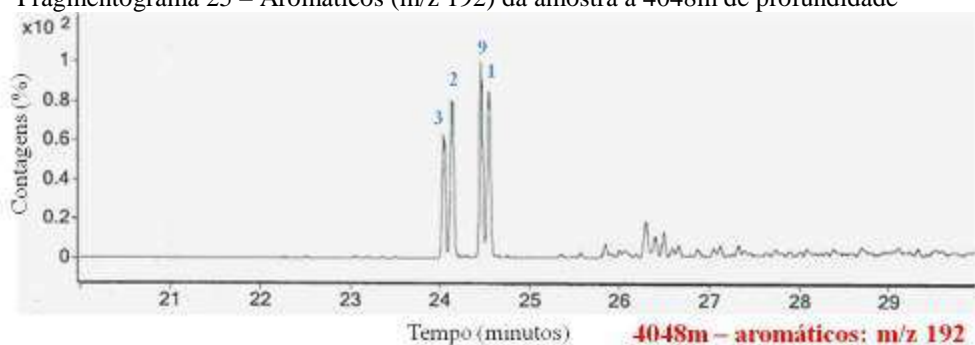
Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 24 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 3922m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

Fragmentograma 25 – Aromáticos (m/z 192) da amostra a 4048m de profundidade



Fonte: A autora, 2016.

O craqueamento do querogênio aumenta a quantidade de alcanos e aromáticos em relação aos asfaltenos e as resinas (RODRIGUES; QUADROS, 1975). Segundo os autores, a proporção dos dois últimos aumenta novamente a partir do final da zona de óleo, uma vez que durante a geração de gás, os hidrocarbonetos mais leves ocorrem separados e não são recuperados nas amostras submetidas à extração para análise de biomarcadores. O aumento da maturação tende a aumentar as proporções das configurações químicas mais estáveis (PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004; KILLOPS; KILLOPS, 2005), isto é:

- a) terpanos tricíclicos em relação aos pentacíclicos (hopanos);
- b) isômeros S em relação aos isômeros R nos hopanos;
- c) isômeros $\alpha\beta$ e $\beta\alpha$ em relação aos isômeros $\beta\beta$;
- d) compostos Ts em relação ao Tm;
- e) diasteranos em relação aos esteranos regulares.

Como os resultados não refletiram as condições esperadas de proximidade das intrusivas é possível que as amostras tenham sido, parcialmente, contaminadas por níveis sobrejacentes imaturos ou os valores reais sejam superiores aos pontos de estabilização das reações químicas dos indicadores de maturidade, não podendo ser classificados por seus limites. Visto que os resultados de ICE foram mais próximos ao comportamento esperado das amostras em relação aos efeitos do metamorfismo na geradora, a segunda hipótese parece ser a mais adequada para explicar as diferenças. O resultado de IPC, por exemplo, superior a 1 indica a zona imatura, mas tal como $T_{m\acute{a}x}$, também, há limitações devido à pequena quantidade de extrato orgânico obtida.

Entre os alcanos (Fragmentograma 1 ao Fragmentograma 5), predominam os de alto peso molecular (C_{22} a C_{25} e de C_{29} a C_{33}) com distribuição bimodal, sugerindo o aporte significativo de matéria orgânica vegetal. Essa interpretação foi corroborada pela análise de palinofácies. Cerca de 10% desse tipo de querogênio na distribuição dos n-alcanos já são suficientes para que seja indicado tal ambiente (TISSOT; WELTE, 1984).

A presença de gamacerano (G) nos Fragmentogramas 6 a 10 pode indicar o aumento das condições de estratificação da coluna d'água, isto é, locais mais protegidos das correntes marinhas e da ação de ondas no mar existente durante o devoniano. Outra possibilidade é a presença de alguns fragmentos de rocha desabados das paredes dos poços e provenientes de maior salinidade, por exemplo, a Fm. Irati.

Quanto aos hidrocarbonetos aromáticos (Fragmentograma 16 ao Fragmentograma 25), as quantidades mais elevadas dos compostos 2-MF e 3-MF, termicamente mais estáveis, nas amostras mais próximas às ígneas mais espessas indicam que esses intervalos estão na zona matura.

Como R_c calculado pelos esteranos só é válido quando R_o é inferior a 0,9% (PETERS; WALTERS; MOLDOWAN, 2004), abaixo dos resultados de ICE obtidos, então R_c foi calculado entre 1 e 1,2% pelos metil-fenantrenos, indicando que a seção está no final da zona de óleo.

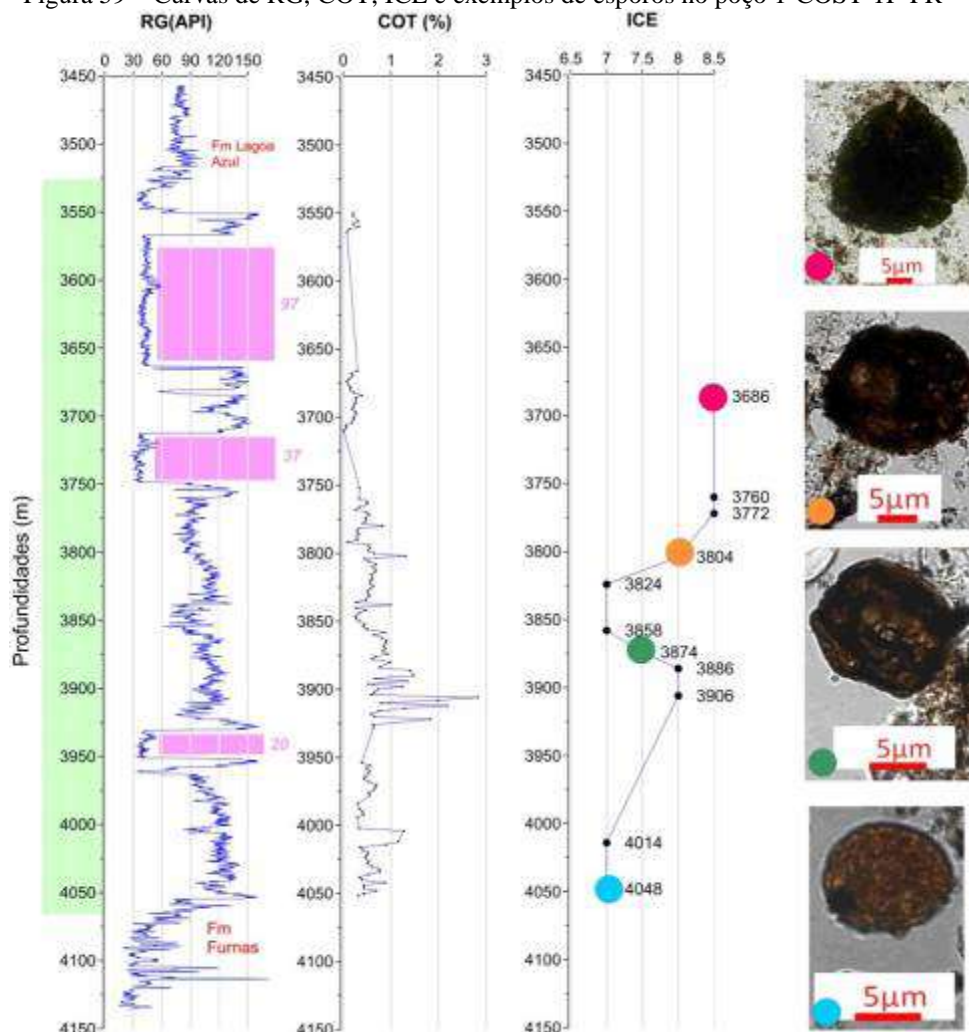
Uma das hipóteses para que o IPC e os esteranos indiquem estágio imaturo de geração foi discutida em Raymond e Murchison (1988), que identificaram assinaturas de biomarcadores típicas de zona imatura em amostras de carvão escocês de alto *rank* ($R_o > 1\%$). Essa discrepância entre os biomarcadores e R_o foi atribuída, pelos autores, às taxas de aquecimento rápidas ou temperaturas absolutas muito elevadas, semelhantes às existentes no Cretáceo, que reiniciaram as reações químicas.

7.1.4 Petrografia orgânica

Foram selecionadas 11 amostras com o objetivo de caracterizar a evolução térmica e a preservação dos componentes orgânicos. Os resultados de ICE entre 7 e 8,5 (Figura 59), dificultaram a identificação das espécies de esporos, pois algumas estruturas morfológicas foram muito alteradas pelo calor. Para camadas devonianas, esse intervalo de ICE corresponde à zona matura/senil de geração (Figura 48).

O topo da seção pode ter sido mais influenciado pelo calor, pois tem a ígnea mais espessa e apresentou os resultados de ICE mais altos. Tanto o ICE quanto R_c calculado pelos metil-fenantrenos foram mais coerentes ao comportamento esperado entre a distância da geradora e o contato da ígnea, isto é, o aumento da maturação com a maior proximidade da intrusão.

Figura 59 – Curvas de RG, COT, ICE e exemplos de esporos no poço 1-COST-1P-PR

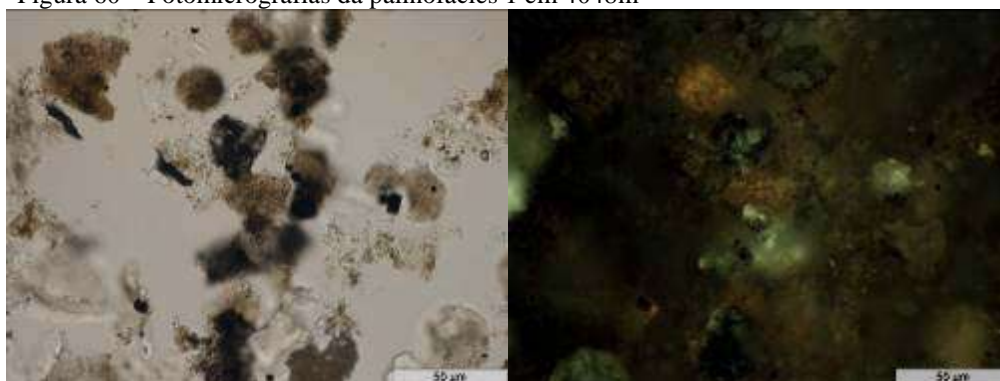


Fonte: A autora, 2016.

Os componentes orgânicos identificados foram: moa, algas prasinófitas, acritarcos, quitinozoários, tecidos cuticulares, fitoclastos, grãos de esporos e resinas vegetais. As algas e os acritarcos predominam entre os palinomorfos. Há níveis com aportes maiores de constituintes terrestres, tais como, tecidos cuticulares, resinas e esporos.

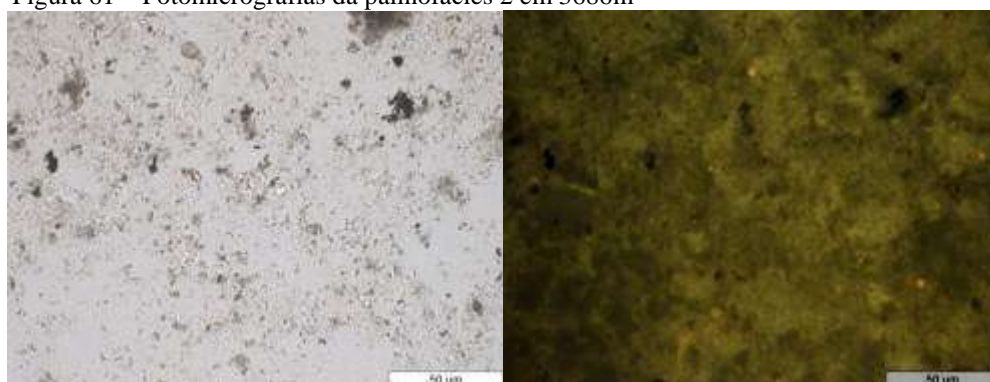
A moa apresenta-se dispersa, raramente formando grumos, com coloração cinza escura a preta. A intensidade da fluorescência depende das condições de oxidação e de redução durante a deposição e preservação da matéria orgânica, sendo mais baixa na palinofácies 1 (Figura 60) e moderada nas palinofácies 2 e 3 (Figura 64 e Figura 65).

Figura 60 – Fotomicrografias da palinofácies 1 em 4048m



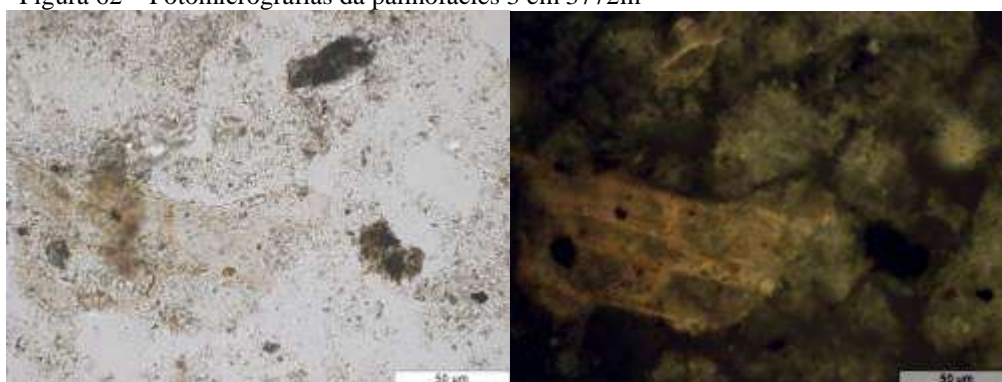
Nota: Luz branca transmitida (à esquerda) e ultravioleta (à direita) com aumento de 50 vezes.
Fonte: A autora, 2016.

Figura 61 – Fotomicrografias da palinofácies 2 em 3686m



Nota: Luz branca transmitida (à esquerda) e ultravioleta (à direita) com aumento de 50 vezes.
Fonte: A autora, 2016.

Figura 62 – Fotomicrografias da palinofácies 3 em 3772m

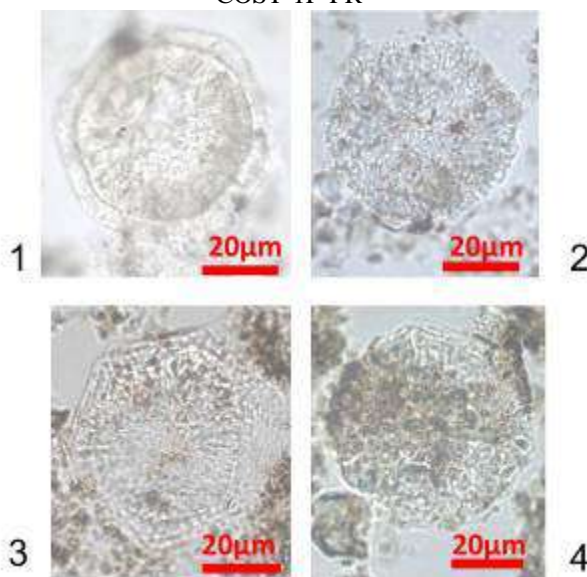


Nota: Luz branca transmitida (à esquerda) e ultravioleta (à direita) com aumento de 50 vezes.
Fonte: A autora, 2016.

As algas marinhas podem ser divididas em:

- a) divisão *Prasinophyta*, representada pelos gêneros *Tasmanites* e *Maranhites*, cujos diâmetros variam entre 10 e 80µm.

Figura 63 – Fotomicrografias de algas prasinófitas no poço 1-COST-1P-PR



Legenda: Em luz branca.

1 - 3686m; E.F = E 40-3;

2 - 3824m; E.F = K 49-4;

3 - 3886m; E.F = N 42-4;

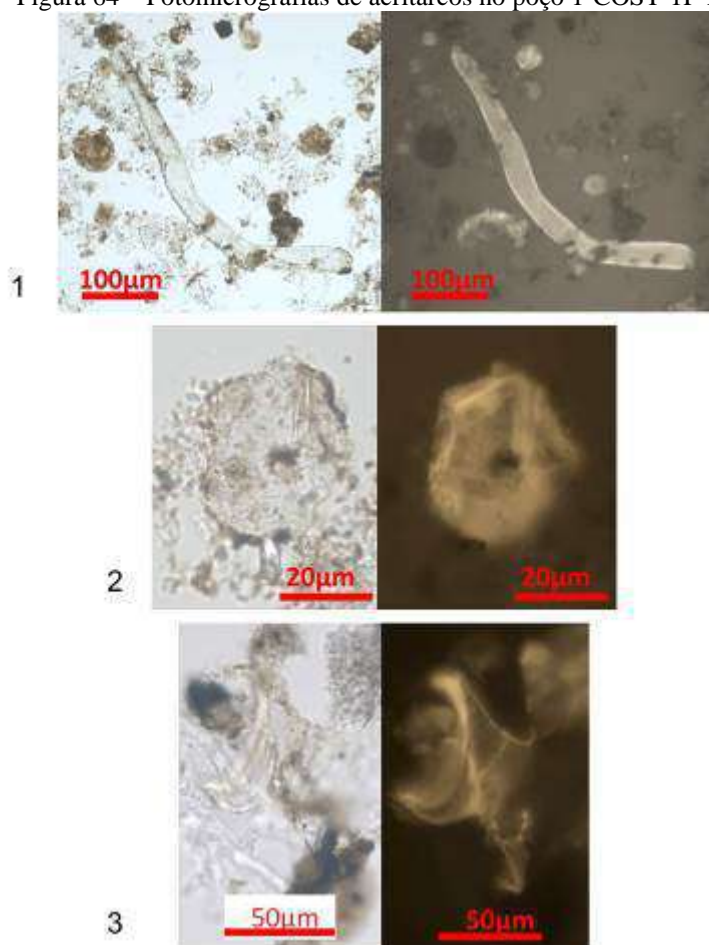
4 - 3886m; E.F = V 43-4.

Nota: E.F = coordenadas de localização no retículo graduado da lâmina-padrão *England Finder*.

Fonte: A autora, 2016.

- b) grupo *Acritarcha* representado pelos gêneros: *Diexallophasis*, *Navifusa*, *Michystridium*, *Veryhachium* e *Polydryxium*.

Figura 64 – Fotomicrografias de acritarcos no poço 1-COST-1P-PR



Legenda: Em luz branca (à esquerda) e ultravioleta (à direita)

1 - 3874m; E.F = P 50-3;

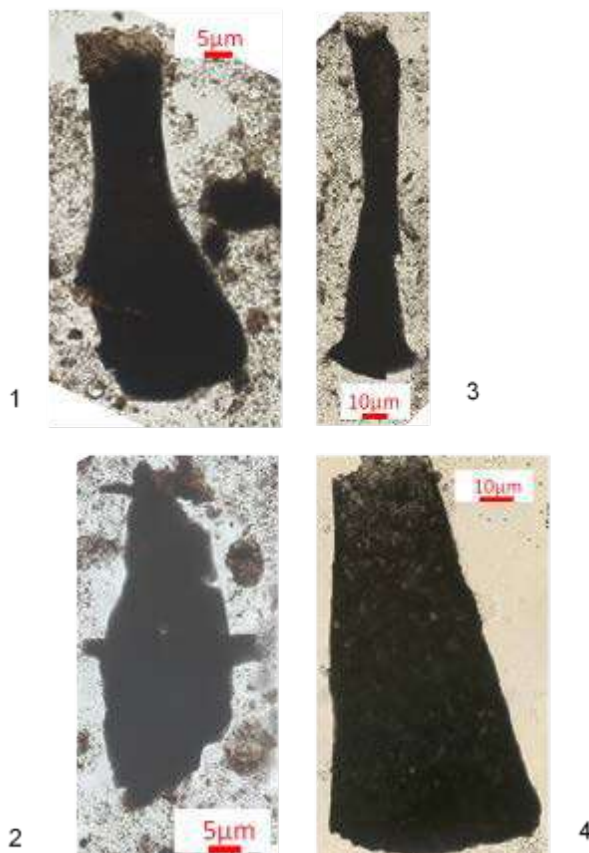
2 - 3874m; E.F = O 52-3;

3 - 4048m; E.F = K 35-3.

Fonte: A autora, 2016.

A frequência dos quitinozoários é inferior a 2% do total, têm cor marrom escura a preta e dimensões do eixo maior entre 20 e 70µm. Os indivíduos com os apêndices preservados ou pouco danificados subsidiaram à proposição das idades.

Figura 65 – Fotomicrografias de quitinozoários no poço 1-COST-1P-PR



Legenda: Em luz branca:

1 - 3874m - *Ancyrochitina parisi*,
final do Emsiano (GRAHN; PEREIRA;
BERGAMASCHI, 2000; GRAHN et al.,
2010);

E.F.: Q 33-2 (100x)

2 - 3824m - *Spinachitina biconstricta*,
final do Eifeliano (GRAHN; PEREIRA;
BERGAMASCHI, 2002);

E.F.: E 58-4 (100x).

3 - 3760m - *Ramochitina boliviensis*,
início do Givetiano (GRAHN, 2005);

E.F.: T 23-2 (100x).

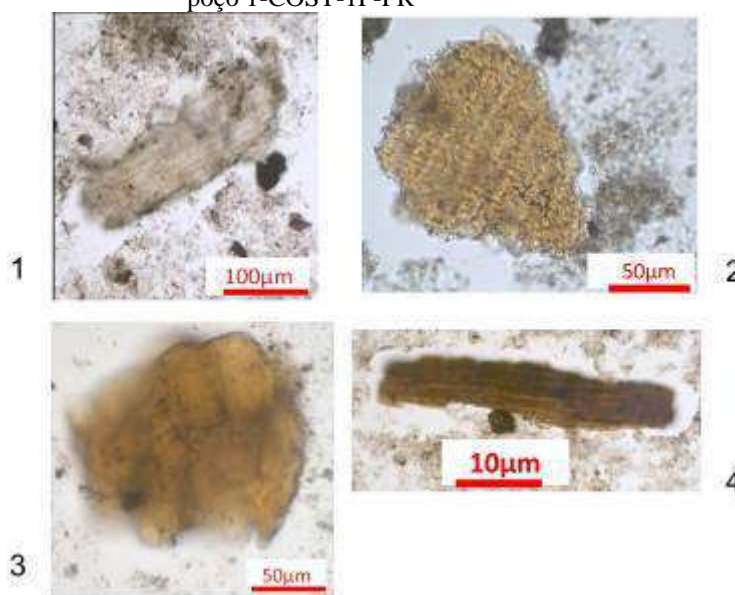
4 - 3760m - *Spinachitina aciculata*, início
do Givetiano (MENDLOWICZ
MAULLER; GRAHN; CARDOSO,
2009);

E.F.: D 44-4 (100x)

Fonte: A autora, 2016.

Os tecidos cuticulares têm dimensões variáveis, sendo maiores na palinofácies 1. Como algumas estruturas da epiderme das folhas estão preservadas, é possível que sejam provenientes de distâncias maiores do sítio deposicional. As resinas têm frequências de, no máximo 2%, mas na palinofácies 3 alguns exemplares têm 80 μ m. Os esporos representam, no máximo 12% do total, a maioria tem exinas lisas e mede até 30 μ m. Os fitoclastos predominantes são não opacos e alongados.

Figura 66 – Fotomicrografias de componentes terrestres no poço 1-COST-1P-PR



Legenda: Em luz branca (à esquerda) e ultravioleta (à direita)

1 – tecido cuticular a 3764m;

E.F.: V 35-2 (20x);

2 – tecido cuticular a 3772m;

E.F.: T 48-2 (50x);

3 – resina vegetal a 4014m;

E.F.: N 38-4 (50x);

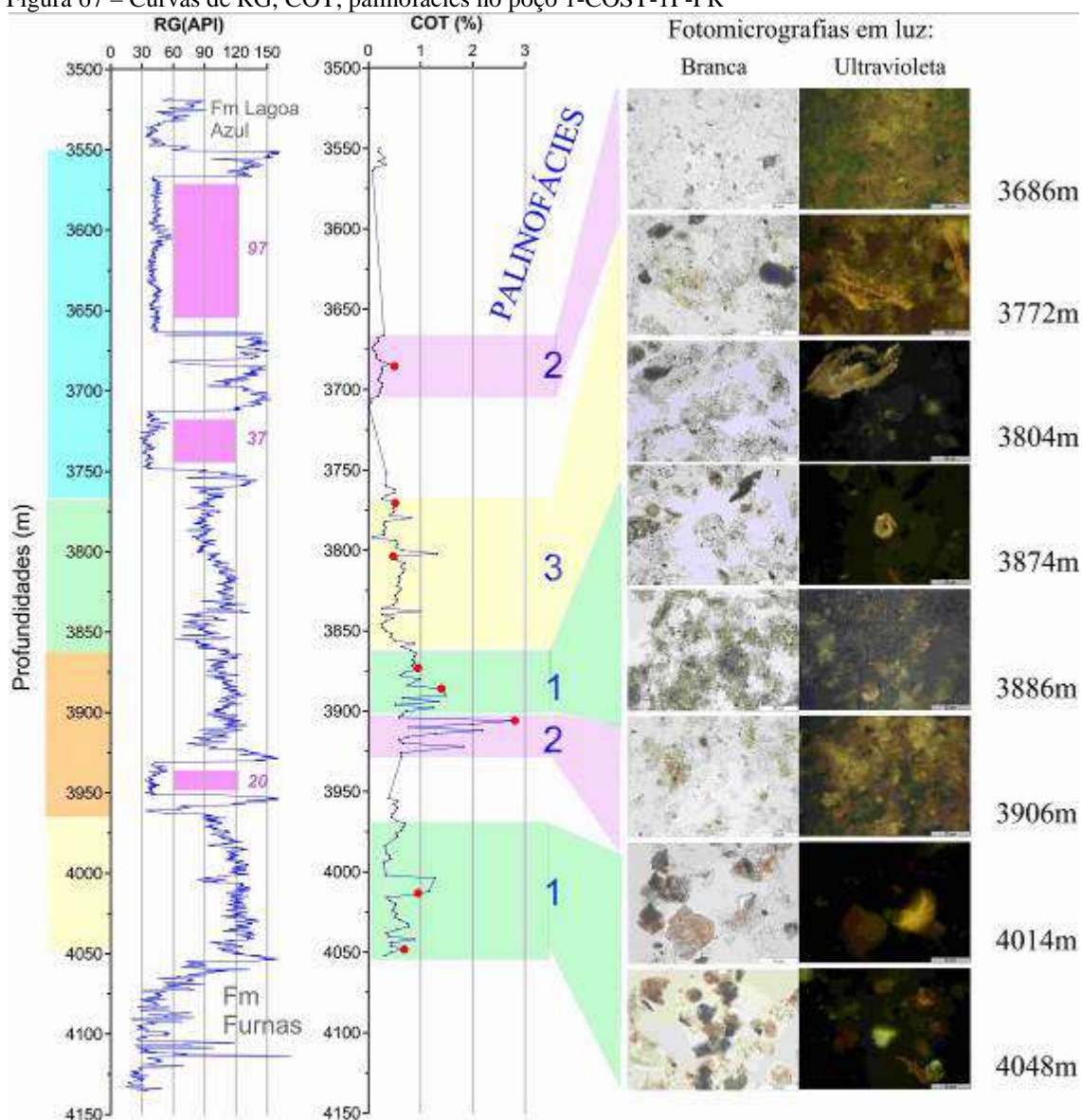
4 – fitoclasto não opaco a 3906m;

E.F.: N 47-4 (100x)

Fonte: A autora, 2016.

A partir da distribuição de frequências dos componentes orgânicos e das características da fluorescência da moa, foram caracterizadas três palinofácies (Figura 67), numeradas de 1 a 3 da base ao topo da seção.

Figura 67 – Curvas de RG, COT, palinofácies no poço 1-COST-1P-PR

**Legenda**

Fm. Serra Geral: >espessura em metros<

Formação Ponta Grossa

DEVONIANO	NEO	(5) Frasniano
	MESO	(4) Givetiano
		(3) Eifeliano
	EO	(2) Emsiano
		(1) Praguiano

Nota: Fotomicrografias das lâminas do poço 1-COST-1P-PR. As idades foram propostas a partir da distribuição dos quitinozoários e das correlações com os demais poços.

Fonte: A autora, 2016.

A palinofácies 1 compreende os intervalos de 3968 a 4055m e de 3864 a 3904m. As algas e os acritarcos são os componentes mais frequentes (Gráfico 11), enquanto os de origem terrestre são, ligeiramente, mais abundantes do que na palinofácies 2 e menos do que na palinofácies 3. A moa apresenta-se dispersa, às vezes, formando pequenos grumos, tem fluorescência baixa a ausente (Figura 60), talvez, por ter sido oxidada antes da diagênese. Caracteriza um paleoambiente marinho plataformar submetido às condições oxidantes.

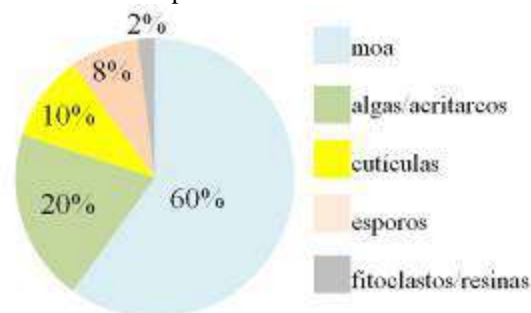
Gráfico 11 – Frequências médias dos componentes da palinofácies 1



Fonte: A autora, 2016.

A palinofácies 2 corresponde a dois intervalos argilosos: o inferior entre 3904 e 3931m e o superior entre 3663 e 3712m, que representam duas SI de terceira ordem. O intervalo superior está entre as duas ígneas mais espessas e têm COT menores do que 1%, abaixo do segundo intervalo, onde COT está em torno de 2%. Predomina a moa dispersa (Gráfico 12) com fluorescência moderada (Figura 61), a qual indica a existência de condições de ambientais mais redutoras, favoráveis à preservação da matéria orgânica.

Gráfico 12 – Frequências médias dos componentes da palinofácies 2



Fonte: A autora, 2016.

Entre os componentes de origem terrestre, os mais comuns são os tecidos cuticulares, que exibem fluorescência moderada e dimensões de 10 a 20 μ m. Os esporos têm frequências relativas de 8%, exinas lisas e possuem dimensões entre 5 e 20 μ m. Representa um paleoambiente marinho em condições mais redutoras, podendo ser uma área mais restrita à circulação de correntes oceânicas e à ação de ondas.

A palinofácies 3 corresponde ao intervalo menos argiloso da Fm. Ponta Grossa entre 3770 e 3862m. Representa um evento progradacional, provavelmente, correspondente aos episódios de regressão forçada, descritos por Pereira e Bergamaschi (1996) e mais propícios ao aporte de matéria orgânica terrestre. As frequências médias dos tecidos cuticulares e da moa se destacam, conforme demonstra o gráfico a seguir:

Gráfico 13 – Frequências médias dos componentes da palinofácies 3



Fonte: A autora, 2016.

A moa dispersa tem fluorescência moderada a baixa (Figura 62). Localmente, parece ser proveniente da ação bacteriana nos tecidos cuticulares. Representa um paleoambiente marinho plataformar mais próximo ao aporte dos sedimentos.

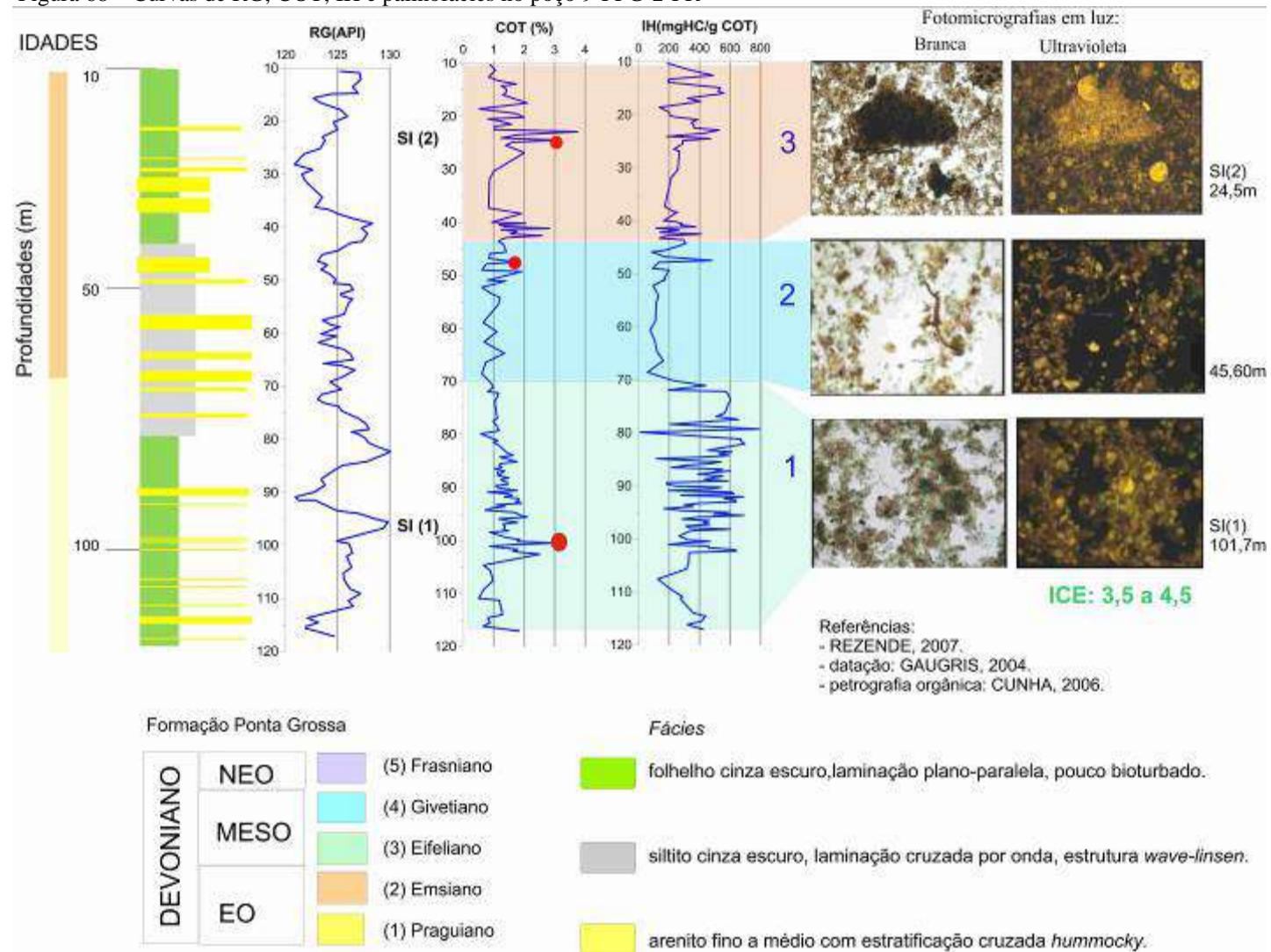
As palinofácies do poço 1-COST-1P-PR foram comparadas às de mesmas idades, na zona imatura, dos poços 9-PPG-2-PR (Figura 68) e 1-DA-MT (Figura 69) publicadas, respectivamente, em Cunha (2006) e Castro (2008). O primeiro poço perfurou rochas do Praguiano ao Emsiano (GAUGRIS, 2004) e o segundo perfurou essa unidade do Givetiano ao Frasniano (MENDLOWICZ MAULLER, 2008).

Nos três poços, predominam os indicadores de paleoambiente marinho plataformar, ou seja, algas, acritarcos e moa, com aumentos de esporos e cutículas em momentos de maior proximidade da área-fonte. Na maioria do poço 9-PPG-2-PR, a fluorescência é moderada a baixa, exceto na palinofácies 3 (Figura 68), moderada a alta, indicando melhor condição de preservação da matéria orgânica (CUNHA, 2006).

A moa do Frasniano, provavelmente erodido no poço 1-COST-1P-PR e a moa do Givetiano têm fluorescências baixa à ausente no poço 1-DA-MT (CASTRO, 2008), indicando a existência de condições oxidantes durante o Meso-Neodevoniano na sub-bacia de Alto Garças. Apesar da qualidade baixa, a quantidade de querogênio no Frasniano tende a ser a mais alta do Devoniano, com COT na zona imatura, de até 3,5%.

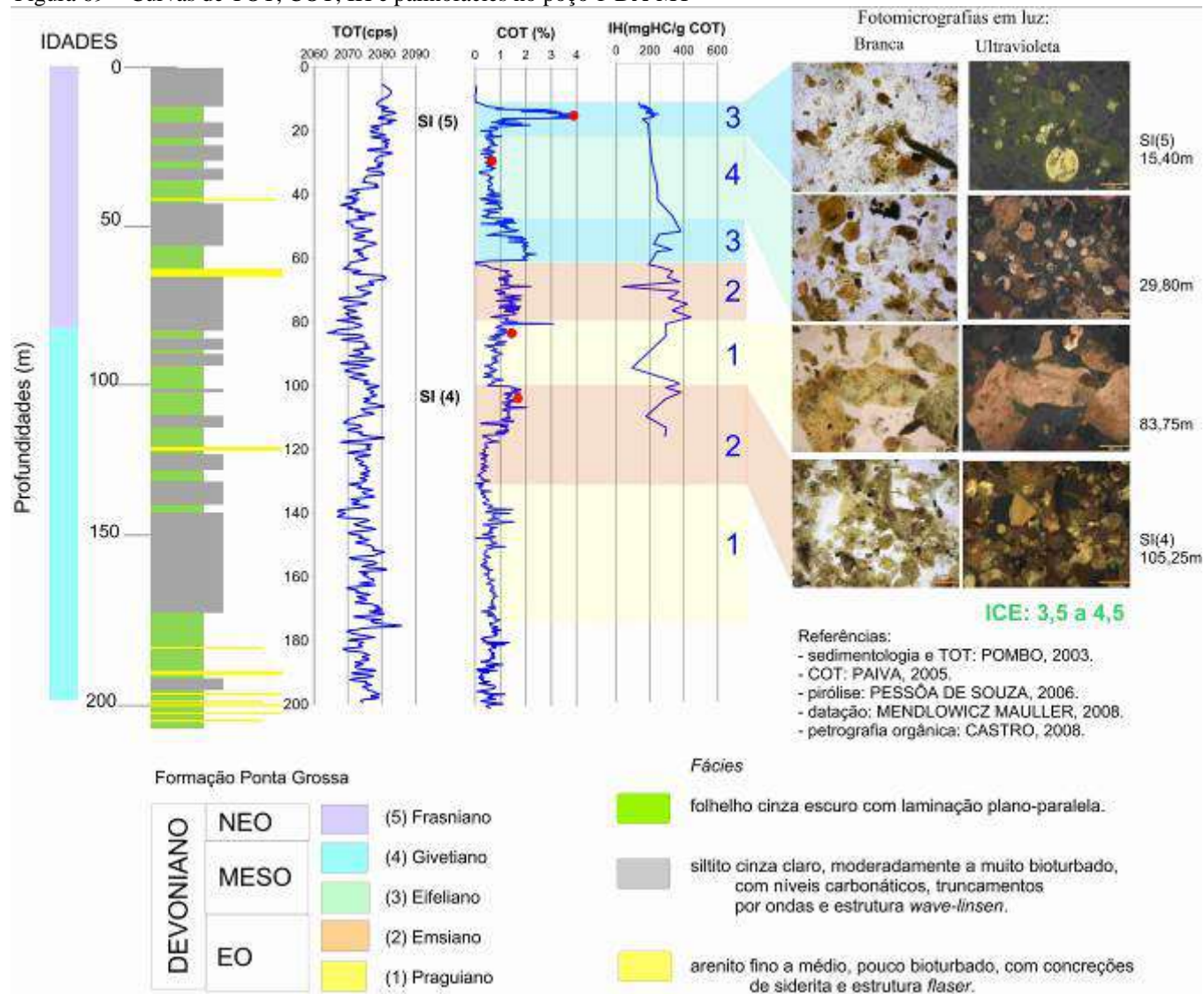
No poço 1-COST-1P-PR, na sub-bacia de Apucarana, o Emsiano tem querogênio com quantidade, qualidade e maturidade mais propícias à geração de gás natural do que às do restante da seção, possuindo um bom potencial exploratório.

Figura 68 – Curvas de RG, COT, IH e palinofácies no poço 9-PPG-2-PR



Fonte: A autora, 2016

Figura 69 – Curvas de TOT, COT, IH e palinofácies no poço 1-DA-MT



Fonte: A autora, 2016.

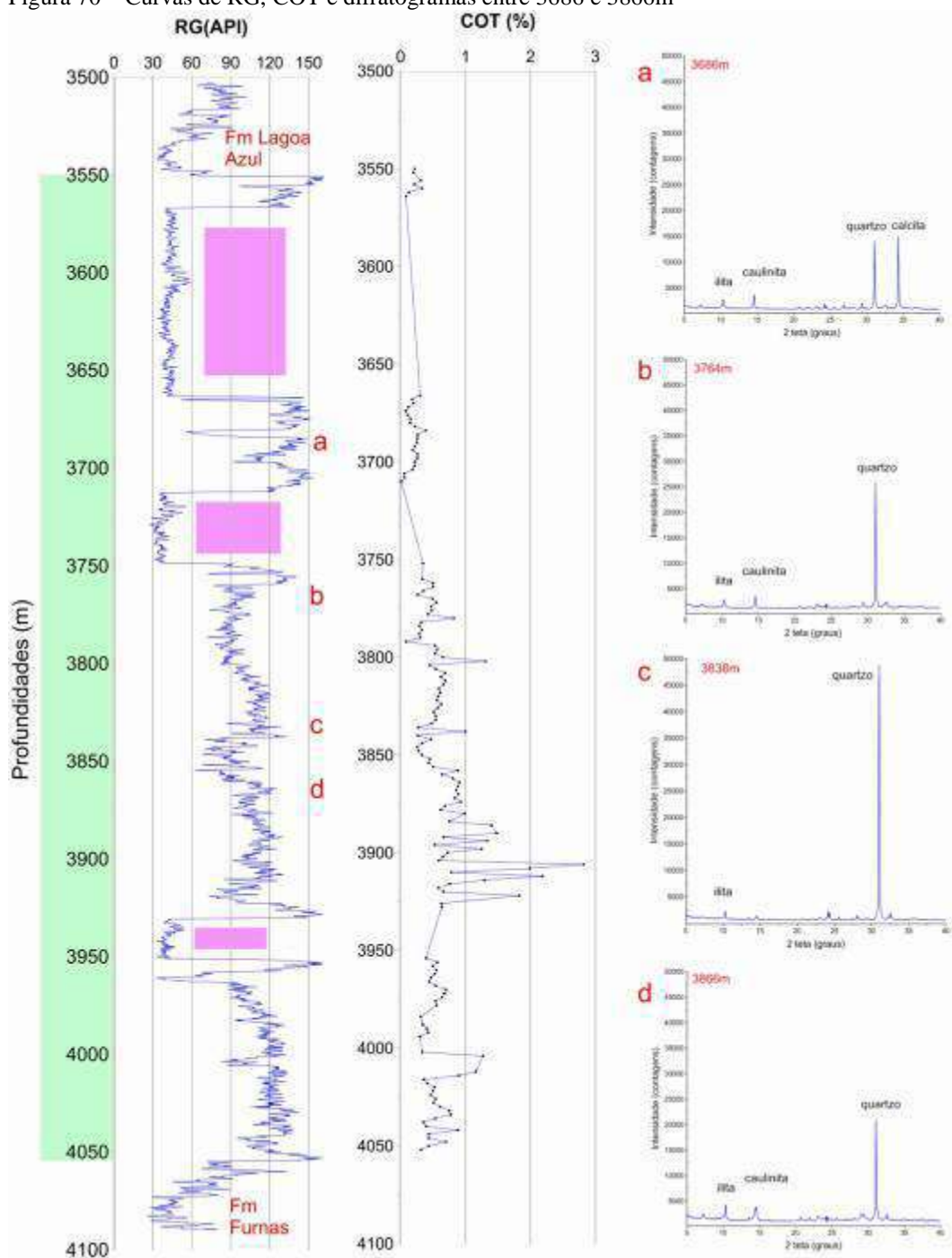
7.1.5 Difratometria de Raios-x

As análises existentes de DRX da base de dados foram realizadas nas Fm. Campo Mourão e Furnas. Portanto, há carência das mesmas na Fm. Ponta Grossa. A avaliação qualitativa demonstrou que a variação mineralógica foi pequena. Nos difratogramas (Figura 70; Figura 71), foi possível identificar os seguintes minerais: quartzo, illita, caulinita, calcita e albita. O quartzo aparece em todas as amostras, sendo sua presença considerada favorável ao êxito do fraturamento hidráulico, pois se relaciona ao comportamento rúptil e a propagação das fraturas (GUO et al., 2012).

De acordo com o autor, a altura de cada pico não é diretamente proporcional à quantidade daquele mineral na amostra, mas sim, à qualidade da cristalização. As quantidades não foram calculadas, pois a frequência do quartzo mascara às dos demais minerais, uma vez que ele tem boa cristalinidade. Para a quantificação das fases minerais nas litologias da Fm. Ponta Grossa sugere-se que sejam realizados ensaios de DRX com o método de Rietveld associado às análises no microscópio eletrônico de varredura. Os dois métodos necessitam de procedimentos especiais de coleta e processamento das amostras, que não foram adotados nas amostras do poço 1-COST-1P-PR.

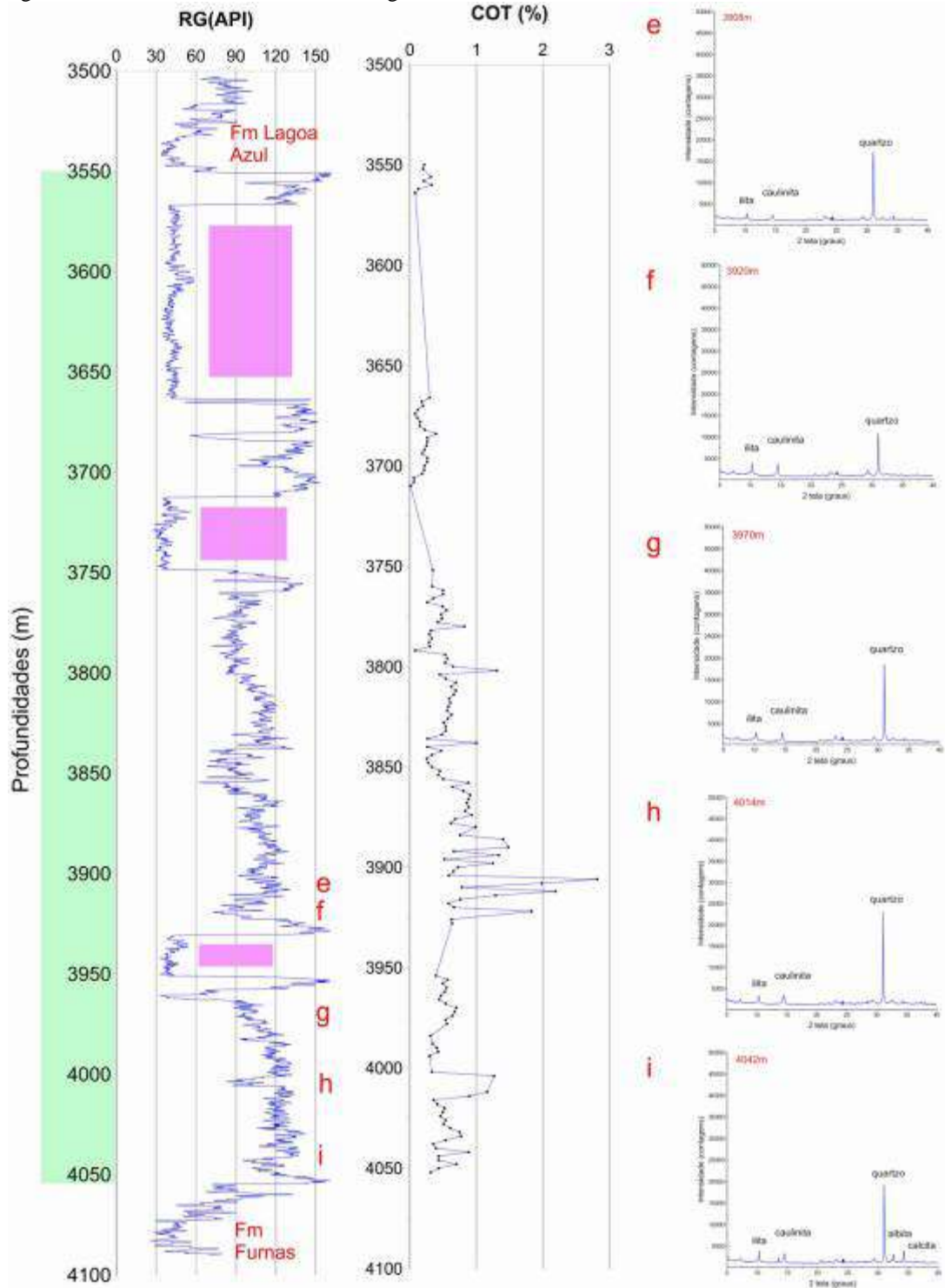
Os metamorfismos de contato e de soterramento controlaram a desidratação dos minerais, notada, principalmente, pela ausência de argilominerais hidratados/expansíveis, por exemplo, esmectita e vermiculita e pelo predomínio de illita. A percolação de fluídos quentes na encaixante desencadeou a formação de vênulas de calcita no topo da seção, próximas às camadas menos argilosas, conforme os resultados de RI (Figura 57).

Figura 70 – Curvas de RG, COT e difratogramas entre 3686 e 3866m



Fonte: A autora, 2016.

Figura 71 – Curvas de RG, COT e difratogramas entre 3908 e 4042m



Fonte: A autora, 2016.

7.2 Sistema petrolífero Ponta Grossa-Ponta Grossa

As condições necessárias para a efetividade do sistema Ponta Grossa-Ponta Grossa (Figura 72) serão descritas a fim de facilitar a compreensão das condições assumidas nos cálculos de recursos não descobertos recuperáveis de gás natural nos reservatórios não convencionais.

Figura 72 – Carta de eventos do sistema Ponta Grossa-Ponta Grossa

Paleozoico			Mesozoico			Cenozoico		TEMPO GEOLOGICO SISTEMA PETROLIFERO
Devo	Carb	Per	Tria	Jura	Cret	Pale	Neog	
								Rocha geradora
								Rocha reservatório
								Rocha selante
								Soterramento
								Trapa
								Geração/migração
								Preservação
								Momento crítico

Fonte: A autora, 2016.

7.2.1 Rocha geradora, geração e expulsão

As geradoras são folhelhos radioativos com espessuras entre 10 e 40m, correspondentes, estratigraficamente, às SI devonianas, nas quais o querogênio atingiu condições de quantidade, qualidade e temperatura adequadas à geração. Em virtude do magmatismo no Cretáceo, os valores geoquímicos são residuais, pois as partes da geradora mais próximas às intrusivas sofreram metamorfismo de contato e, por isso, devem ser subtraídas das espessuras efetivas das *fácies* geradoras.

Quando a transformação do querogênio em óleo e gás natural depende do calor proveniente dos eventos magmáticos, a geração é chamada atípica ou não convencional (MAGOON; DOW, 1994; RODRIGUES, 1995), logo EE tende a ser alta, uma vez que Araujo et al. (2000) calcularam-na para a Fm. Irati próxima a 100%. Geralmente, EE está entre 75 e 90% nesses sistemas (MACKENZIE et al., 1987; ESPITALIÉ; MARQUIS; SAGE, 1987; PEPPER, 1991). As amostras preservadas nas condições de subsuperfície podem conter volumes de gás até 98% maiores do que os volumes recuperados em amostras desprovidas de cápsulas de nitrogênio para manter as condições de pressão e temperatura do reservatório (SOKOLOV et al., 1971).

7.2.2 Reservatórios não convencionais

A partir das descrições das amostras de rochas e dos perfis geofísicos, foram identificadas as espessuras dos reservatórios não convencionais, compostos pelas *fácies* geradoras e não geradoras de arenitos argilosos, siltitos e folhelhos, nos quais o gás está adsorvido no querogênio e livre nos poros.

Sobre a composição mineralógica ideal à realização de fraturamento hidráulico, a Fm. Antrim, na Bacia de Michigan, do Frasniano, tem entre 50 e 60% de quartzo, 20 a 35% de illita e o restante igual a caulinita, clorita e pirita (AGRAWAL, 2009). Segundo o autor, na Bacia dos Apalaches, o folhelho da Fm. Marcellus, de idade Eifeliana a Givetiana, tem 60% de illita, 25% de quartzo e 15% de clorita. Preferencialmente, as litologias a serem fraturadas devem ter composições semelhantes às anteriores. Na área de estudo, as espessuras dos reservatórios são inferiores a 80m, entretanto, como houve longos e sucessivos períodos de quiescência tectônica controlando a sedimentação (MILANI, 1997), a amplitude horizontal das camadas pode ser favorável à exploração desde que as características petrofísicas mantenham-se ideais.

7.2.3 Rochas selantes e trapas

As trapas podem ser estratigráficas formadas por folhelhos impermeáveis em contato com os níveis armazenadores e, também, estruturais controladas pela geometria dos corpos ígneos (Figura 22). Diferentemente da trapa mista em reservatório convencional no campo de Barra Bonita, a presença de ígneas não foi considerada essencial na retenção das acumulações. Uma vez que as intrusões podem desencadear fraturas nas encaixantes, é possível que as mesmas tenham reduzido à probabilidade de retenção e funcionado como condutos para a migração. Considerou-se a Fm. Ponta Grossa como selante principal e a Fm. Serra Geral como selante secundária.

7.2.4 Sincronismo e preservação

Em função da carência de dados geocronológicos das intrusões e dos efeitos provocados pelas mesmas nas encaixantes, o sincronismo e a preservação são fatores bastante susceptíveis às incertezas.

7.2.5 Sísmica de reflexão

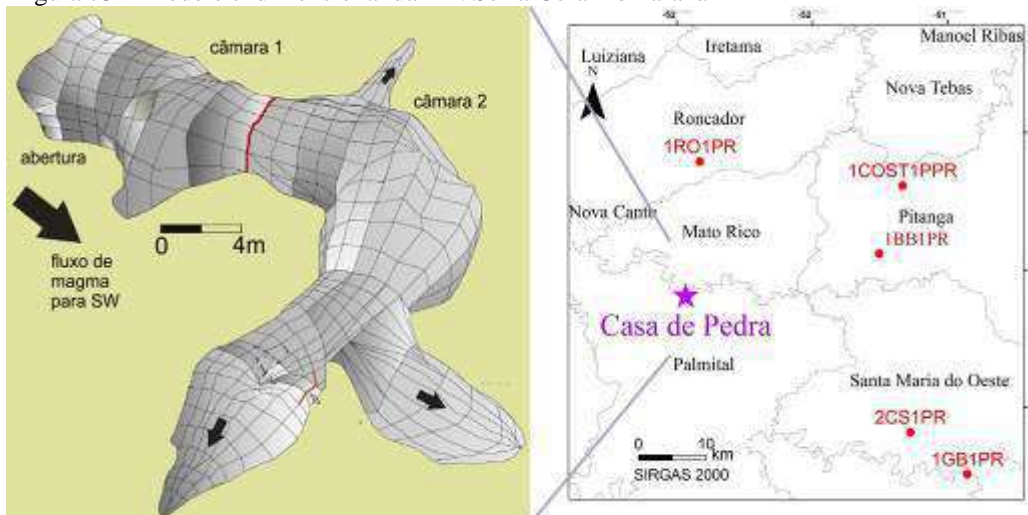
Na prospecção de reservatórios convencionais de gás, um dos métodos mais utilizados para identificar os *plays* é a análise de atributos sísmicos, cuja dificuldade de aplicação nos reservatórios não convencionais da Fm. Ponta Grossa será discutida a seguir.

Quando a resolução vertical da camada em determinada profundidade é igual a 30m significa que espessuras menores não podem ser distinguidas, pois o topo e a base são vistos como um único refletor ou evento na linha sísmica (CATUNEANU, 2006). Segundo o autor, as altas frequências favorecem aumentos da resolução vertical em detrimento das profundidades de investigação, por isso, a qualidade da seção sísmica diminui em camadas profundas, como por exemplo, na Fm. Ponta Grossa, cujo topo está, geralmente, a mais de 1km de profundidade.

A interpretação de linhas sísmicas na Bacia do Paraná é complicada, pois os derrames magmáticos espessos e as geometrias complexas dos corpos intrusivos (Figura 73) prejudicam a aquisição e o processamento dos dados. Entretanto, cerca de 43 poços exploratórios foram perfurados com suporte da sísmica (ANP, 2013). A partir da década de 80, foram implementadas as correções estáticas provenientes dos perfis de refração de sísmica rasa e a deconvolução antes do empilhamento horizontal (SILVA; VIANNA, 1982), a fim de permitir que as interpretações sísmicas ficassem mais alinhadas aos modelos estratigráficos.

No sistema petrolífero Ponta Grossa–Ponta Grossa, os reservatórios não convencionais são rochas argilosas com variações de impedância acústica sutis, que estão intercaladas com ígneas de geometrias variadas (ZALÁN et al., 1985). Os levantamentos sísmicos bidimensionais em malhas muito espaçadas não permitem distinguir as geometrias complexas das intrusivas empilhadas verticalmente. Por exemplo, um intervalo interpretado na linha sísmica como um dique pode, na realidade, integrar um sistema de condutos complexos (Figura 73) de acordo com modelos geométricos da Fm. Serra Geral baseados em dados de afloramentos de fluxos de lava com até 10m de espessura.

Figura 73 – Modelo tridimensional da Fm. Serra Geral no Paraná

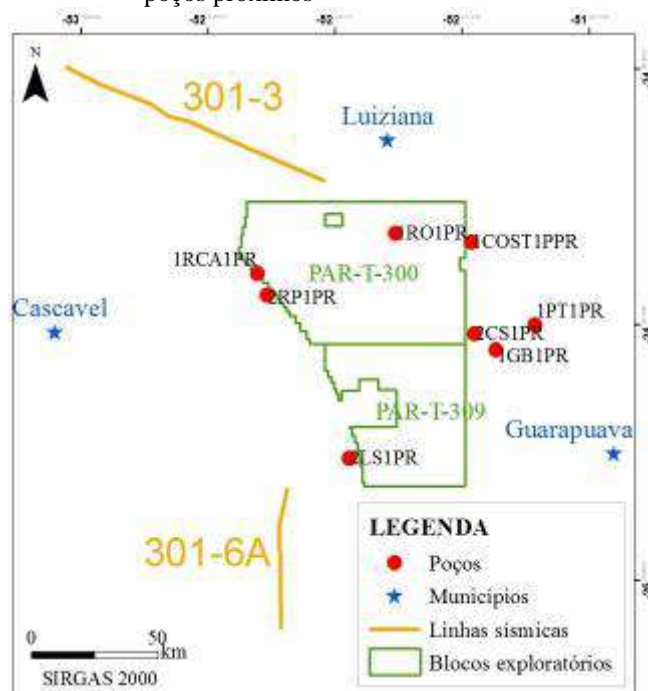


Fonte: A autora, 2016. Adaptada de WAICHEL et al., 2013.

Dessa forma, a resolução atual da sísmica nas condições da bacia é inferior à necessária para distinguir com menos incertezas as *fácies* do reservatório não convencional. Por enquanto, os resultados da Estratigrafia de Sequência e da Geoquímica Orgânica mostraram-se mais úteis para a construção dos modelos geológicos.

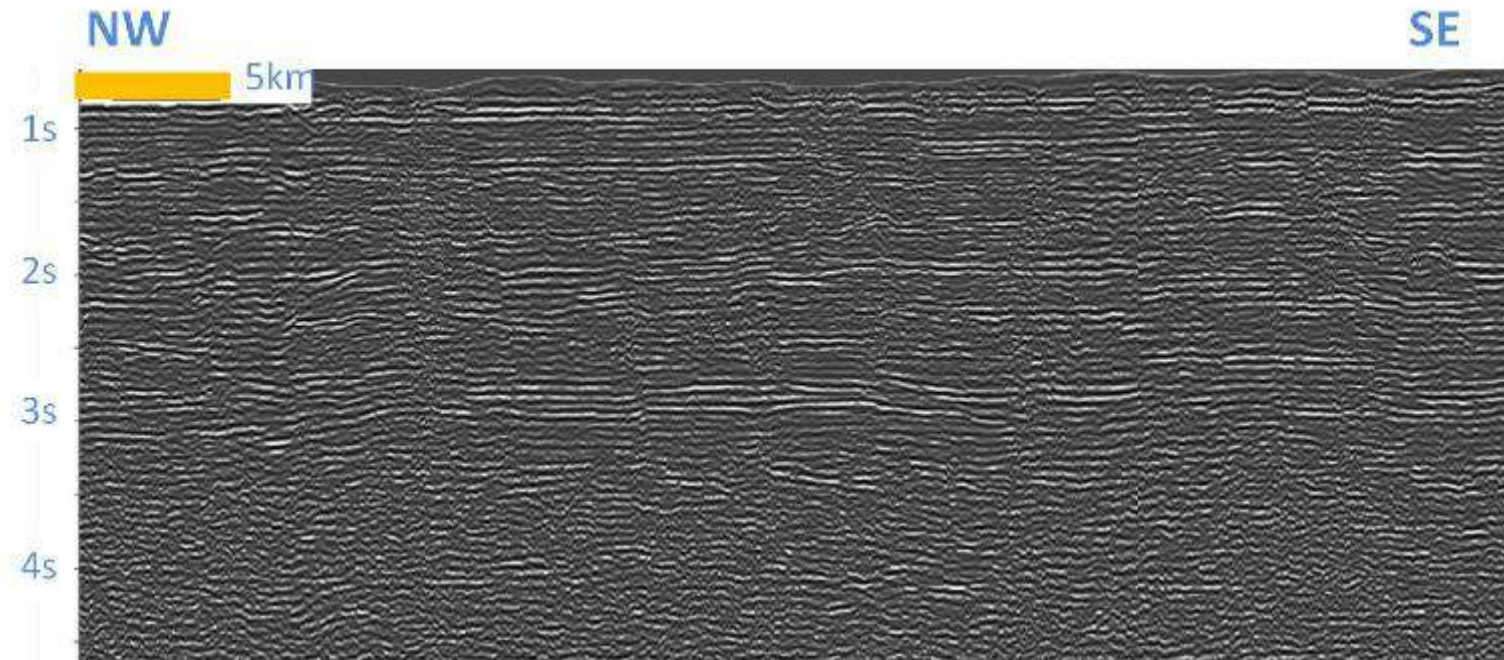
A fim de ilustrar algumas dificuldades na interpretação de alvos exploratórios na área de estudo, foram selecionados 2 trechos das linhas 301-3 e 301-6A (Figura 74), mais recentes (ANP, 2015a). Foram aplicados os filtros passa-baixa e amplitude nas seções migradas em tempo no programa *Opendtect* versão 5. A conversão de tempo para profundidade não foi realizada, porque não há poços suficientes para calcular o modelo de velocidades sísmicas. Nota-se que predominam refletores plano-paralelos (Figura 76 e Figura 78) e quando há arqueamentos suaves, os mesmos estão associados aos corpos intrusivos, cujos refletores têm amplitudes altas.

Figura 74 – Mapa das linhas sísmicas 301-3 e 301-6A e dos poços próximos



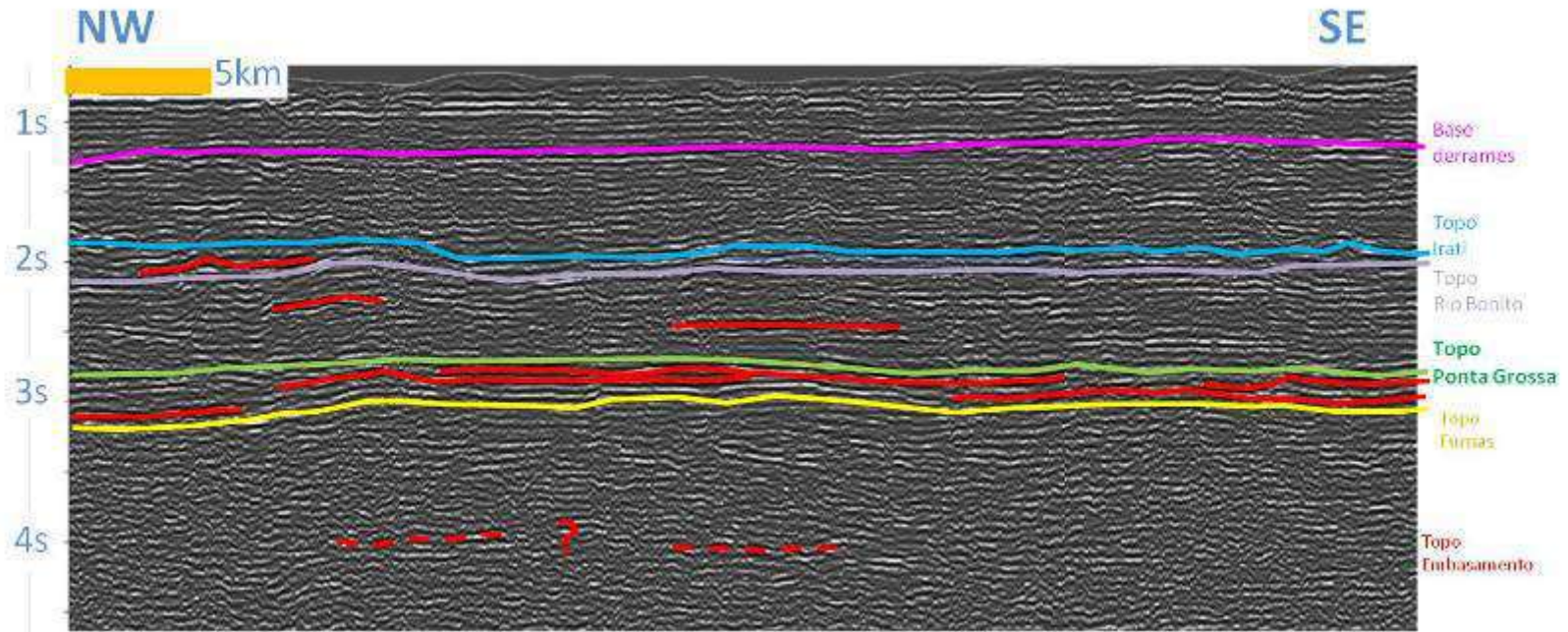
Fonte: A autora, 2016.

Figura 75 – Linha sísmica 301-3 migrada em tempo não interpretada



Fonte: A autora, 2016.

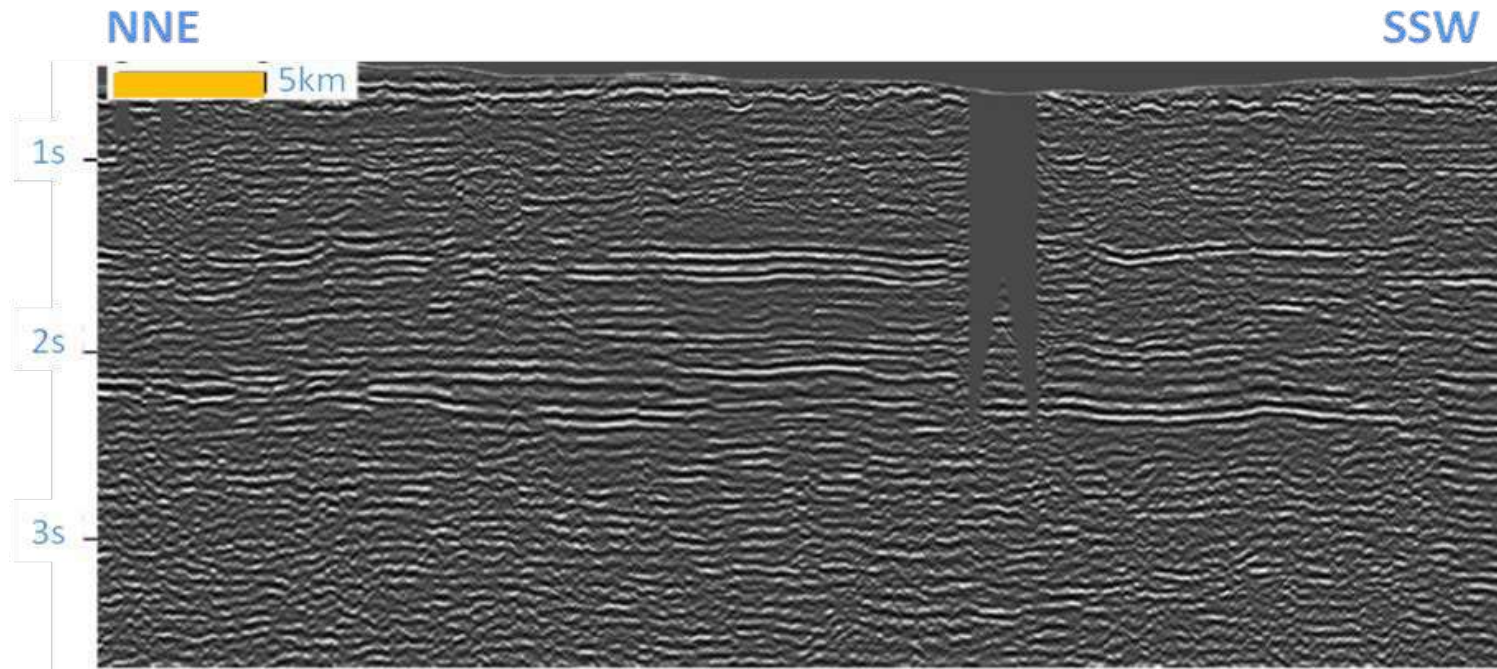
Figura 76 – Linha sísmica 301-3 interpretada



Legenda: Refletores do topo para a base da seção: rosa = base dos derrames da Fm. SG; azul = topo da Fm. Irati; lilás = topo da Fm. Rio Bonito; vermelho = intrusivas da Fm. SG; verde = topo da Fm.PG; amarelo = topo da Fm. Furnas; vermelho tracejado = embasamento.

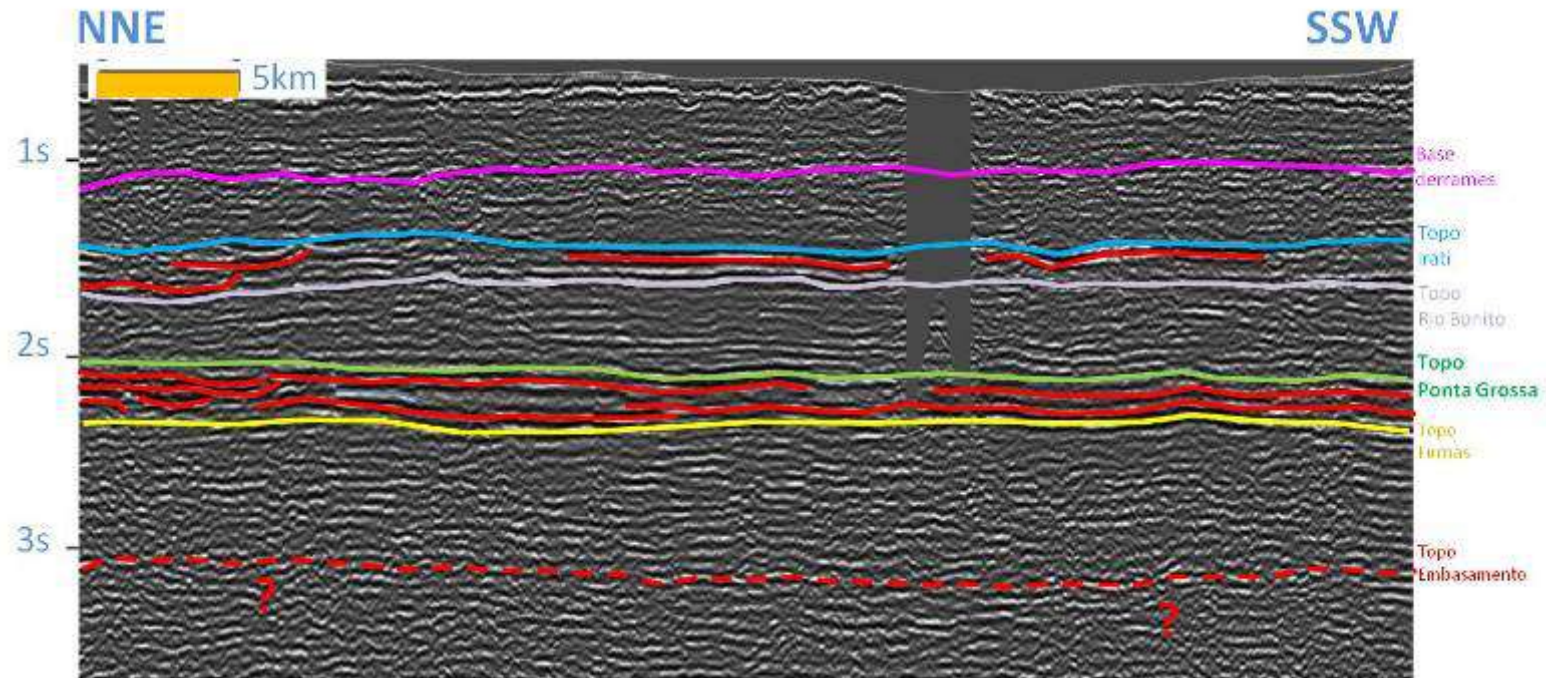
Fonte: A autora, 2016.

Figura 77 – Linha sísmica 301-6A migrada em tempo não interpretada



Fonte: A autora, 2016.

Figura 78 – Linha sísmica 301-6A interpretada



Legenda: Refletores do topo para a base da seção: rosa = base dos derrames da Fm. SG; azul = topo da Fm. Irati; lilás = topo da Fm. Rio Bonito; vermelho = corpos intrusivos da Fm. SG; verde = topo da Fm. PG; amarelo = topo da Fm. Furnas; vermelho tracejado = embasamento.

Fonte: A autora, 2016.

7.3 Recursos não convencionais de gás natural

A litoestratigrafia orientava as análises estratigráficas na bacia através do rastreamento de membros, formações e grupos conduzindo a proliferação de nomes com aplicações locais em detrimento dos modelos genéticos com enfoque cronoestratigráfico (BERGAMASCHI, 1999). A Bacia do Paraná tem a forma de sinéclise (pires) com as margens em rampa e não apresenta registros nítidos do TSMB e do TSMA em linhas sísmicas, uma vez que a maior parte dos refletores é plano-paralela (DELLA FÁVERA, 2001). Por isso, são adotadas as SI como marcos de correlação entre os poços (MILANI, 1997; BERGAMASCHI, 1999; PEREIRA, 2000).

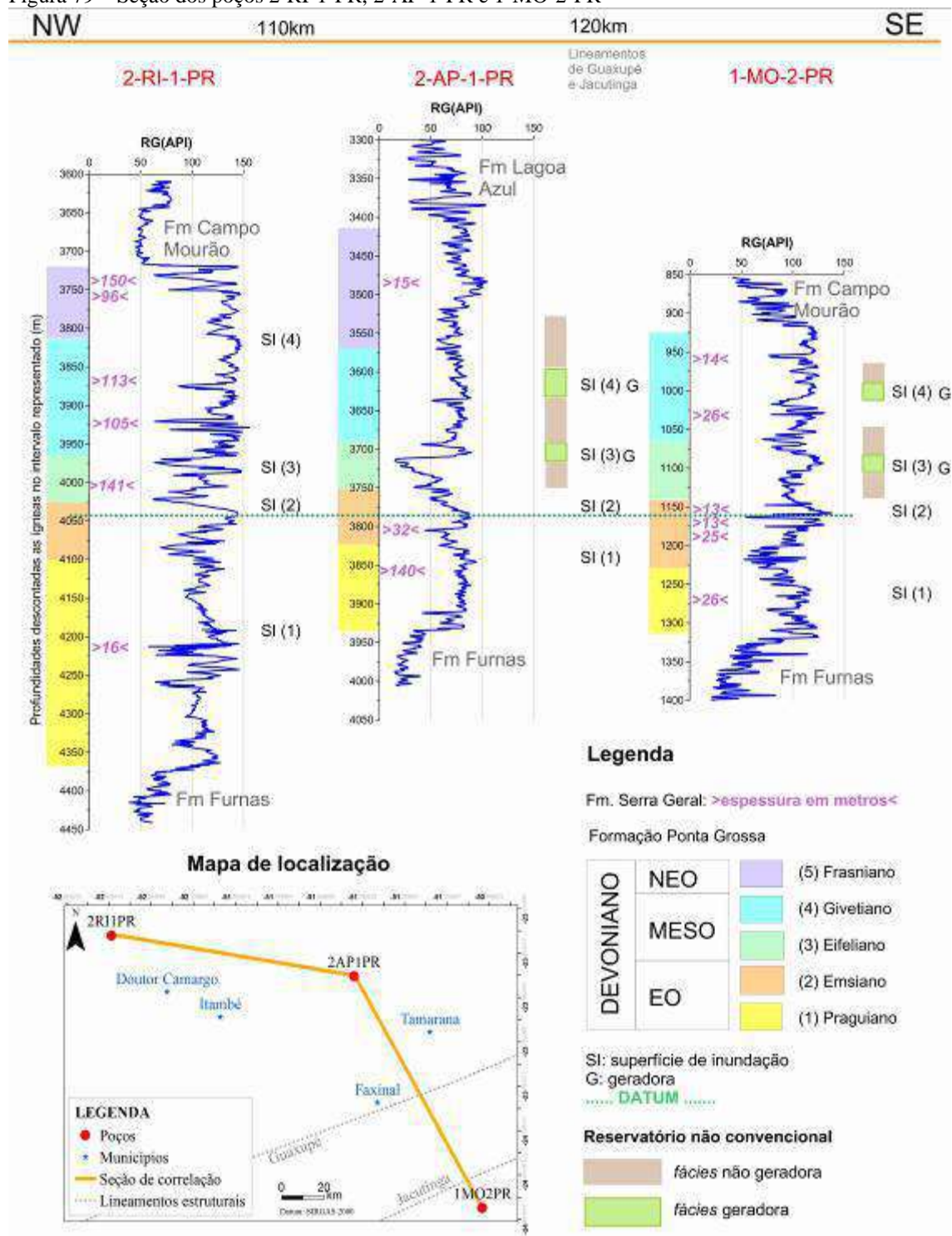
As correlações cronoestratigráficas (Figura 79 a Figura 82) foram estabelecidas a partir das interpretações das eletrofácies, das descrições das amostras de rocha e dos biozoneamentos publicados. Como os intervalos Frasniano e Givetiano estão erodidos, optou-se por utilizar as SI do Emsiano e do Praguiano como *datums*.

A erosão da Fm. Ponta Grossa é mais intensa ao sul do Paraná no limite com Santa Catarina, tal que o Frasniano aparece apenas próximo à calha central, onde está intensamente afetado pelas intrusões, a exemplo do poço 2-RI-1-PR (Figura 79). De acordo com os resultados geoquímicos dos poços selecionados, a unidade está na zona matura a senil e segundo as curvas de perfilagem, as espessuras das intrusivas são de até 200m.

Foram identificados três lineamentos principais controlando a erosão da Fm. Ponta Grossa: Guaxupé, Jacutinga e Rio Piquiri. As zonas de falhas de Guaxupé e de Jacutinga têm direção NE-SW e são perpendiculares às estruturas do Arco de Ponta Grossa (NORTHFLEET; MEDEIROS; MÜLMANN, 1969; FERREIRA, 1982).

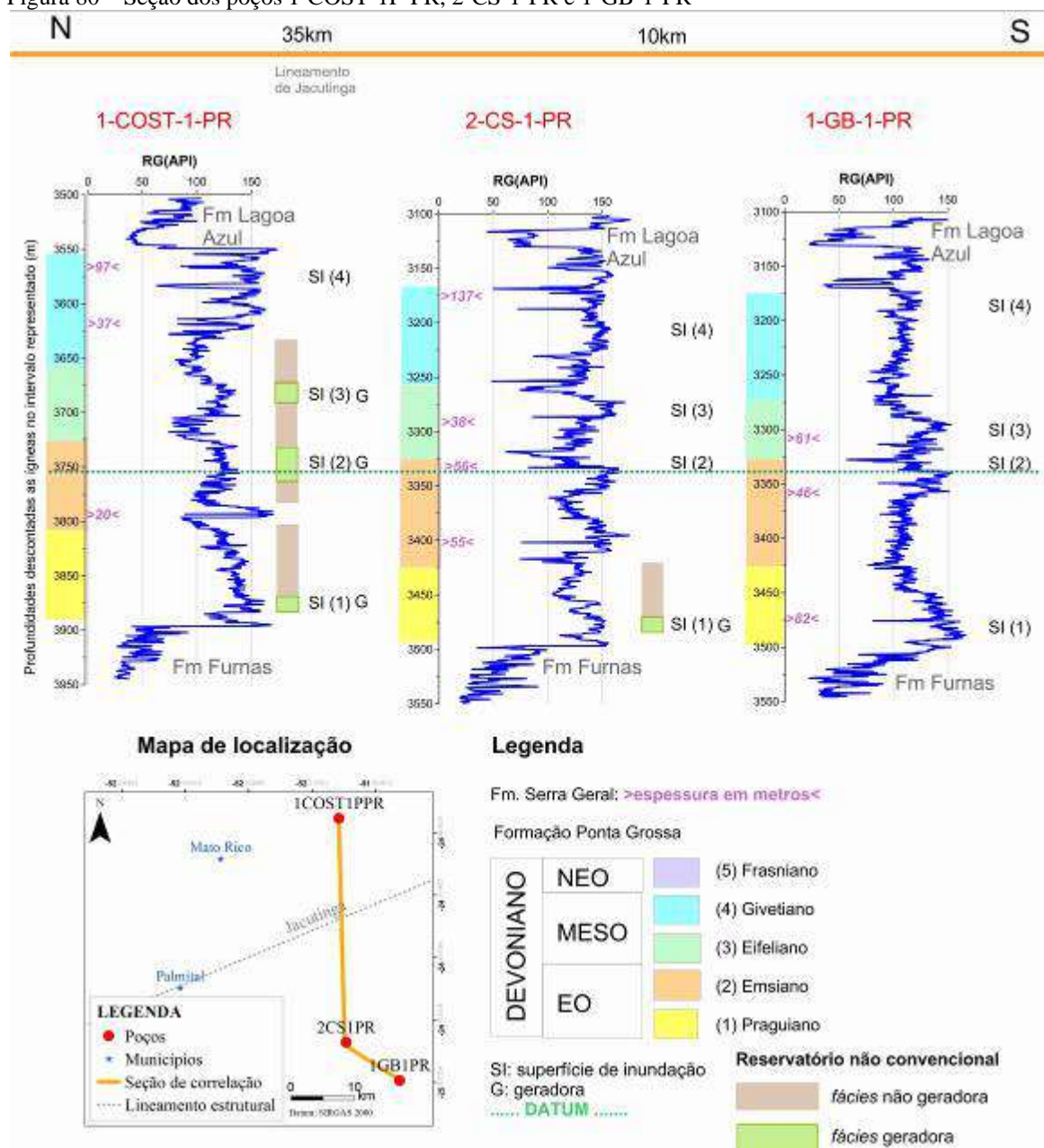
A partir das seções estratigráficas propostas e daquelas em Milani (1997), Bergamaschi (1999) e Pereira (2000), foram delineadas as áreas de ocorrências das idades da Fm. Ponta Grossa (Figura 83). As camadas frasnianas e givetianas seriam mais extensas na sub-bacia de Alto Garças, onde a erosão ou ausência de deposição foram menos ativas. Na sub-bacia de Apucarana, a preservação dessas camadas foi controlada pelas estruturas precursoras do Arco de Ponta Grossa.

Figura 79 – Seção dos poços 2-RI-1-PR, 2-AP-1-PR e 1-MO-2-PR



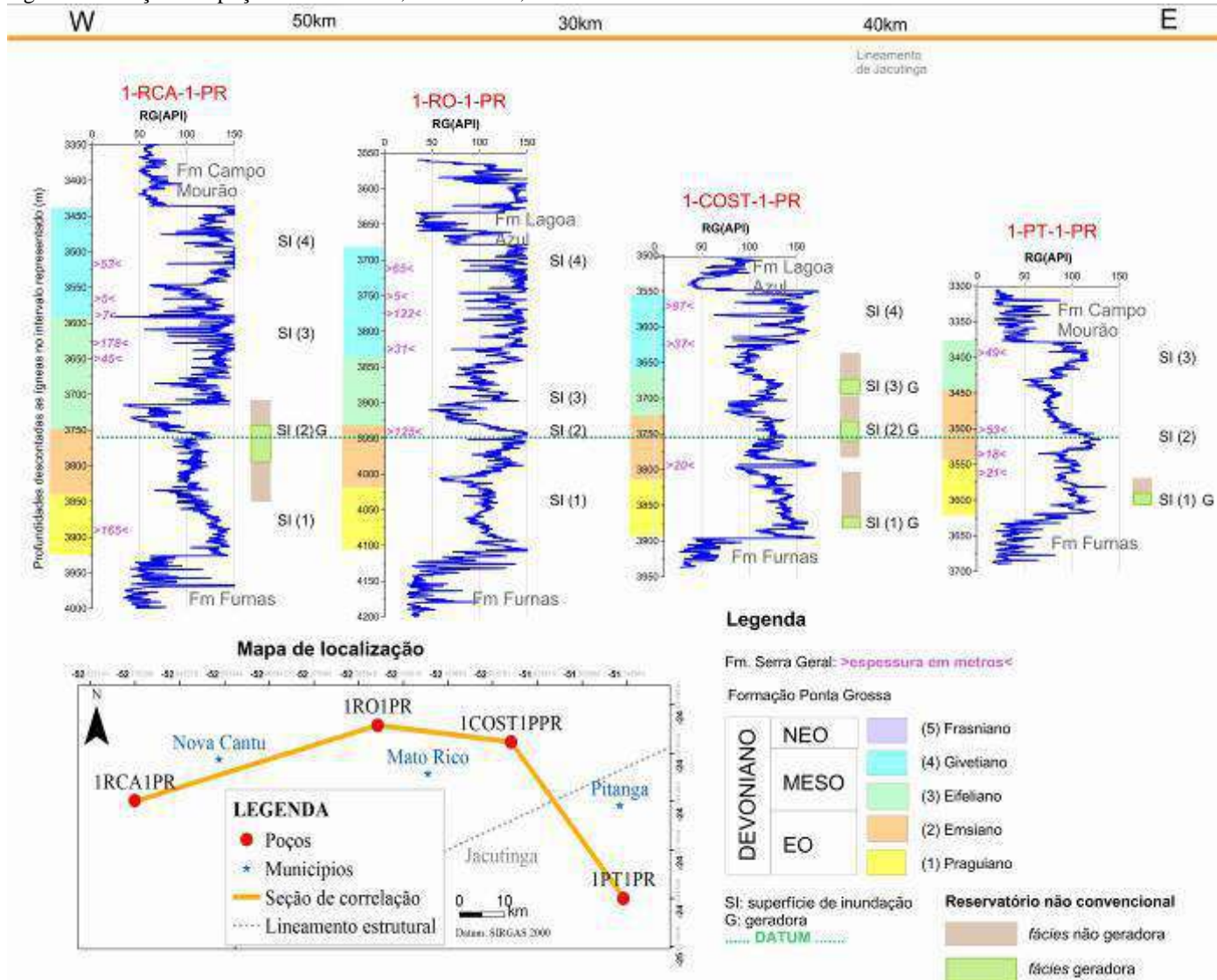
Fonte: A autora, 2016.

Figura 80 – Seção dos poços 1-COST-1-PR, 2-CS-1-PR e 1-GB-1-PR



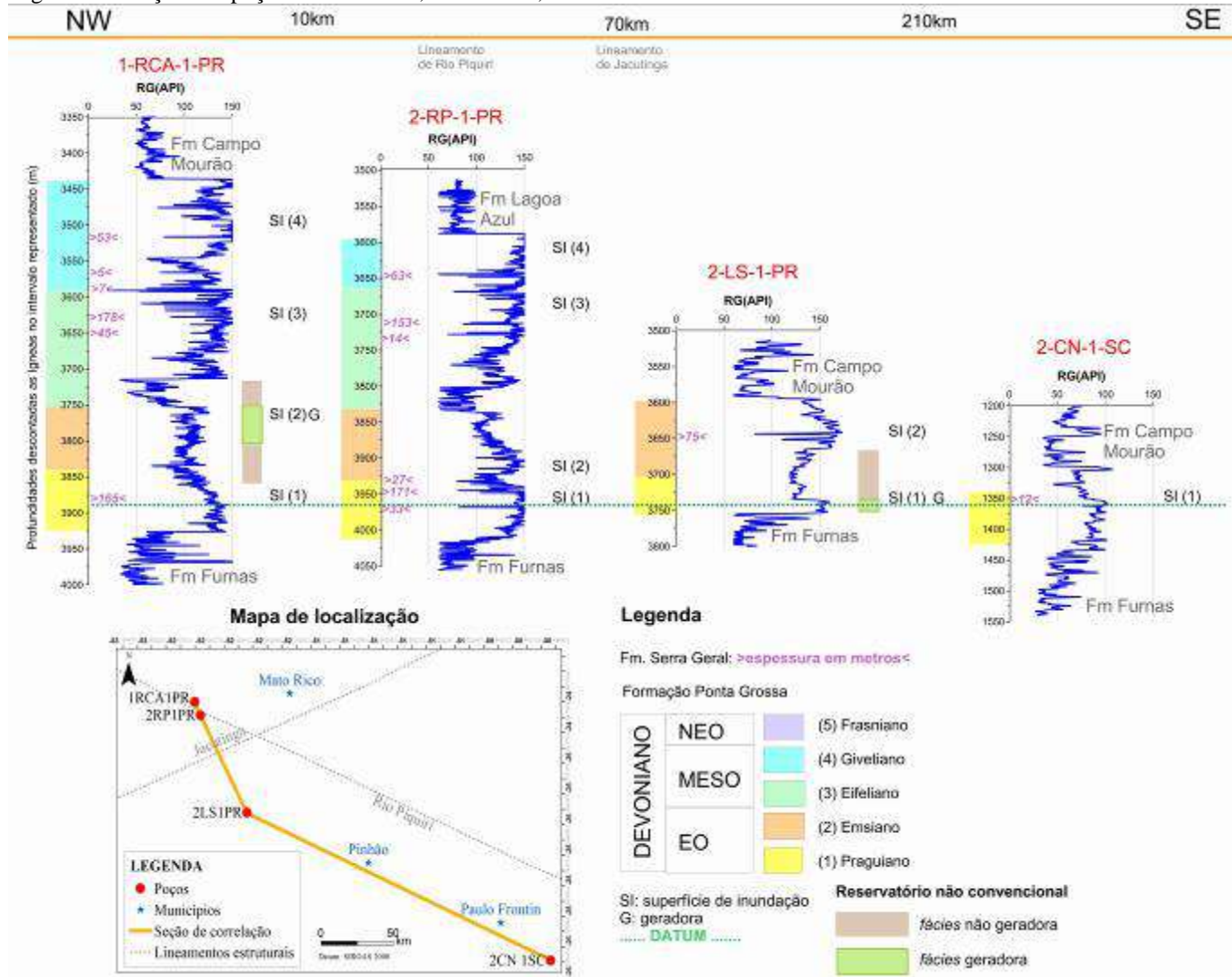
Fonte: A autora, 2016.

Figura 81 – Seção dos poços 1-RCA-1-PR, 1-RO-1-PR, 1-COST-1P-PR e 1-PT-1-PR



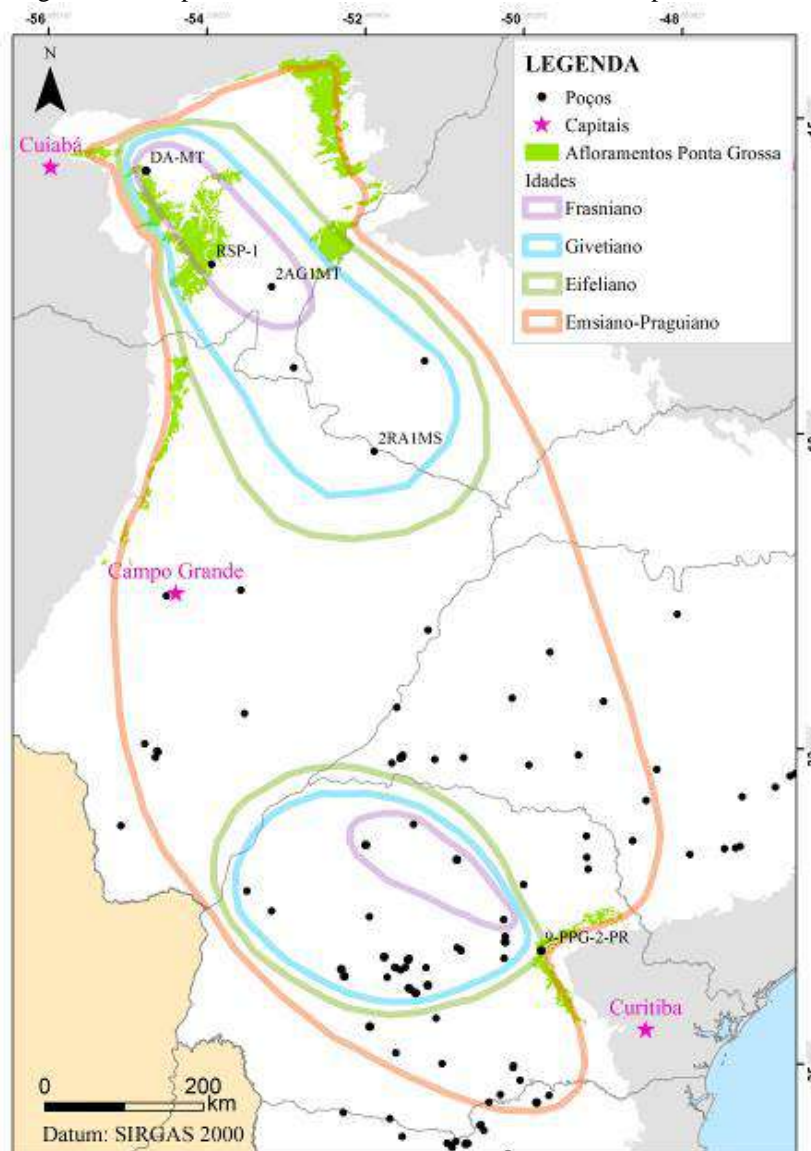
Fonte: A autora, 2016.

Figura 82 – Seção dos poços 1-RCA-1-PR, 2-RP-1-PR, 2-LS-1-PR e 2-CN-1-SC



Fonte: A autora, 2016.

Figura 83 – Mapa de ocorrência atual da Fm. Ponta Grossa por idades



Fonte: A autora, 2016.

De acordo com a variação da curva de RG, onze superfícies de inundação foram assinaladas com o símbolo # na tabela seguinte. Seus volumes de gás natural gerados e armazenados foram avaliados numericamente, pois o módulo de PI de cada uma foi igual ou superior a 1. Segundo a metodologia, esses níveis não foram muito afetados pelos eventos intrusivos, e por isso, tiveram melhores condições de gerar gás natural.

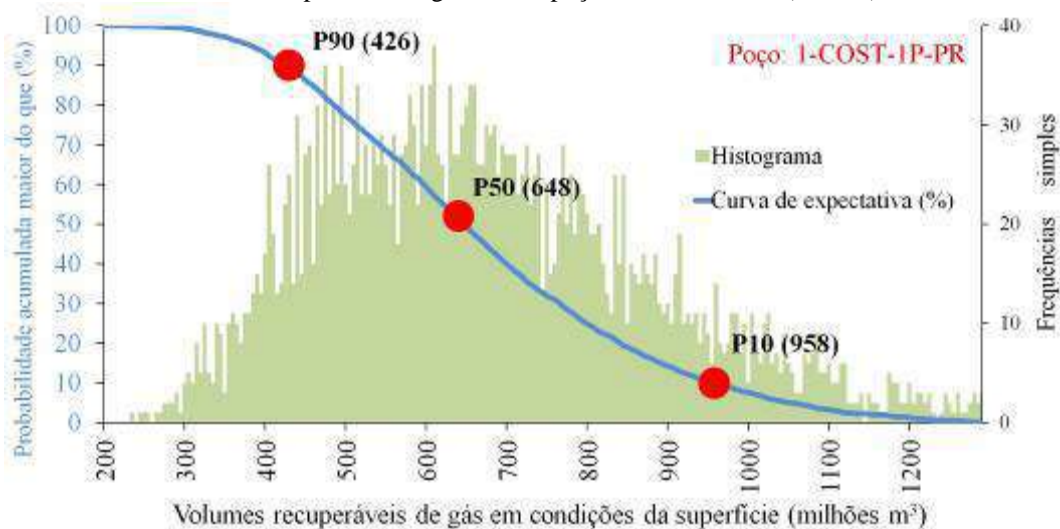
Sem a autorização prévia e expressa da autora, a publicação, distribuição, reprodução, divulgação, edição, adaptação ou quaisquer outras ações com a totalidade ou partes da obra em desconformidade com a Constituição, a lei 9.610 de 19/2/1998 e outros instrumentos legais sobre o tema são passíveis de sanções.

Tabela 21 – Proximidade das intrusivas às *fácies* geradoras

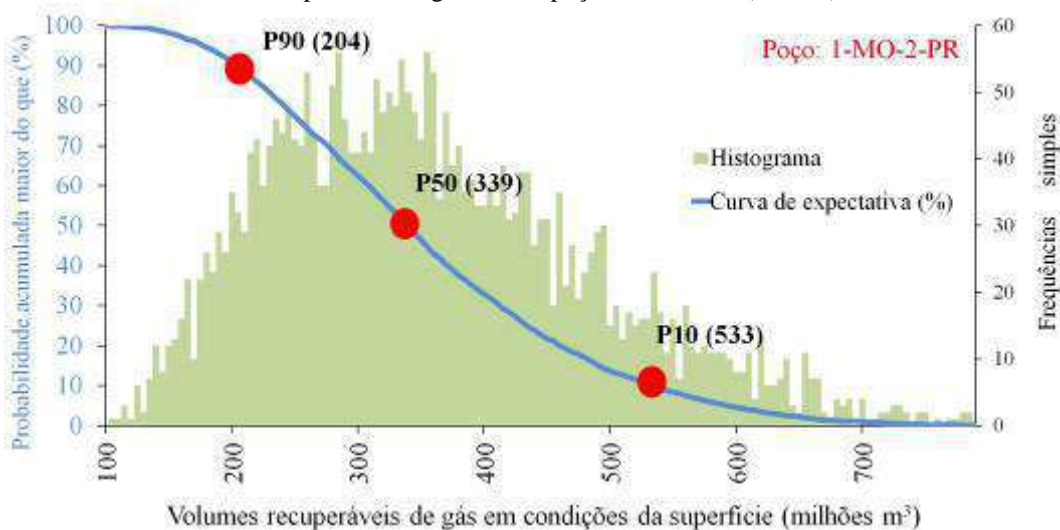
Poços	Idade da SI	Prof. média (m)	Módulo de PI
1-COST-1P-PR	Eifeliano	3820	1,9 (#)
1-COST-1P-PR	Emsiano	3890	2,1 (#)
1-COST-1P-PR	Praguiano	4020	3,2 (#)
1-GB-1-PR	Eifeliano	3300	0,2
1-GB-1-PR	Emsiano	3400	0,2
1-GB-1-PR	Praguiano	3570	0,2
1-MO-2-PR	Givetiano	1010	1,3 (#)
1-MO-2-PR	Eifeliano	1132,5	2,4 (#)
1-MO-2-PR	Emsiano	1210	0,4
1-MO-2-PR	Praguiano	1350	0,3
1-PT-1-PR	Emsiano	3540	0,3
1-PT-1-PR	Praguiano	3740	2,1 (#)
1-RCA-1-PR	Givetiano	3500	0,4
1-RCA-1-PR	Emsiano	4057	1,0 (#)
1-RCA-1-PR	Praguiano	4175	0,3
1-RO-1-PR	Givetiano	3800	0,3
1-RO-1-PR	Eifeliano	4100	0,6
1-RO-1-PR	Emsiano	4160	0,1
1-RO-1-PR	Praguiano	4375	0,6
2-AP-1-PR	Givetiano	3630	1,2 (#)
2-AP-1-PR	Eifeliano	3717,5	2,6 (#)
2-AP-1-PR	Emsiano	3800	0,3
2-AP-1-PR	Praguiano	3890	0,2
2-CN-1-SC	Praguiano	1380	0,5
2-CS-1-PR	Eifeliano	3425	0,3
2-CS-1-PR	Emsiano	3630	0,3
2-CS-1-PR	Praguiano	3770	1,3 (#)
2-LS-1-PR	Emsiano	3630	0,2
2-LS-1-PR	Praguiano	3815	1,3 (#)
2-RI-1-PR	Givetiano	4060	0,2
2-RI-1-PR	Eifeliano	4410	0,2
2-RI-1-PR	Emsiano	4625	0,4
2-RI-1-PR	Praguiano	4700	0,9
2-RP-1-PR	Eifeliano	3750	0,2
2-RP-1-PR	Emsiano	4107	0,8
2-RP-1-PR	Praguiano	4380	0

Legenda: (#) nível selecionado, pois o módulo de PI é igual ou maior a 1.

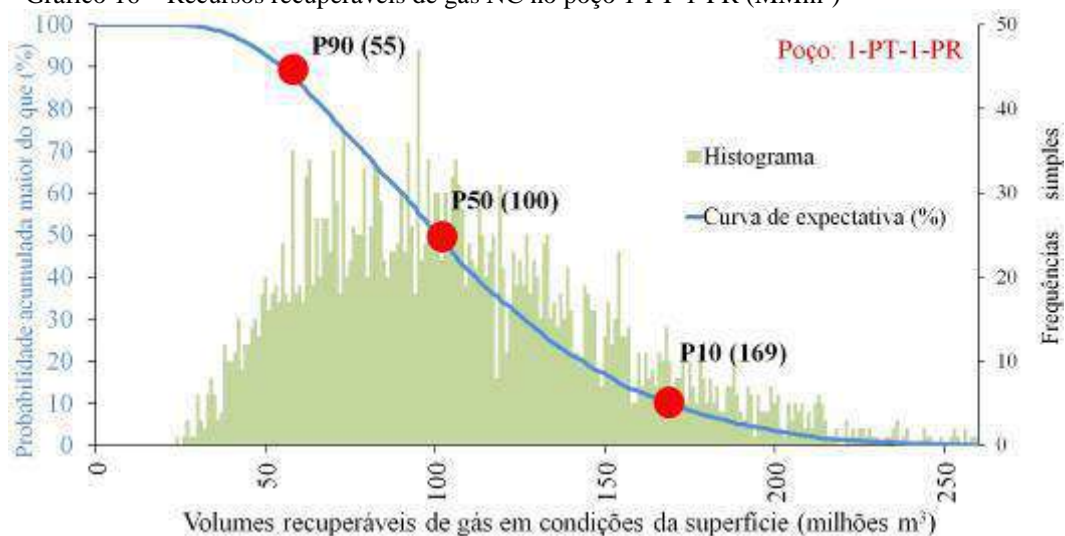
Fonte: A autora, 2016

Gráfico 14 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-COST-1P-PR (MMm³)

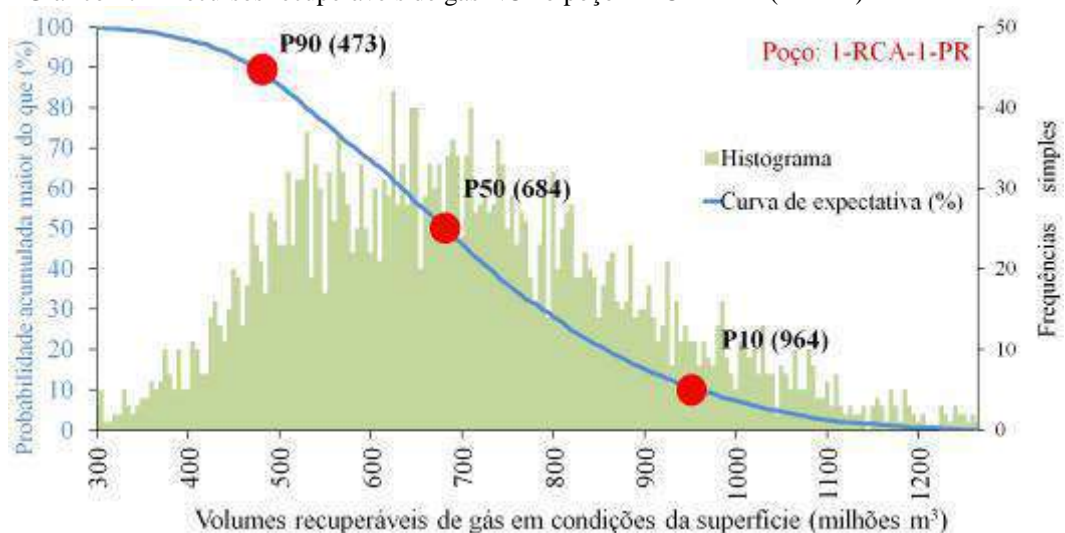
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 15 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-MO-2-PR (MMm³)

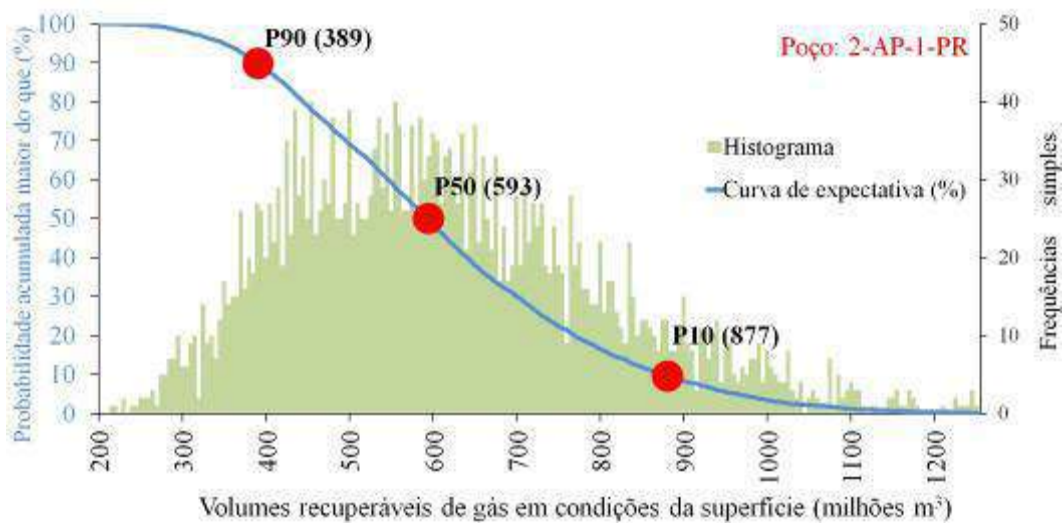
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 16 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-PT-1-PR (MMm³)

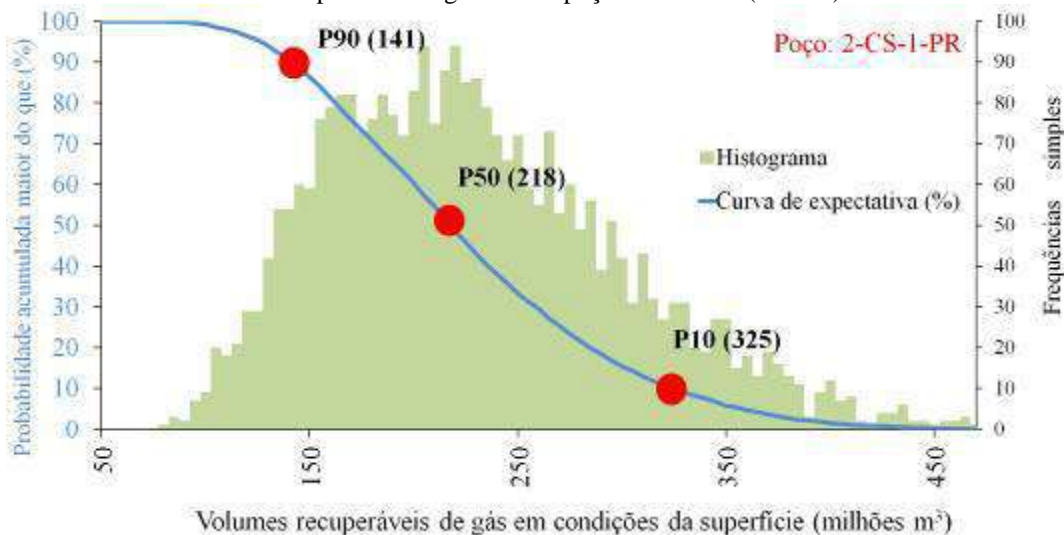
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 17 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 1-RCA-1-PR (MMm³)

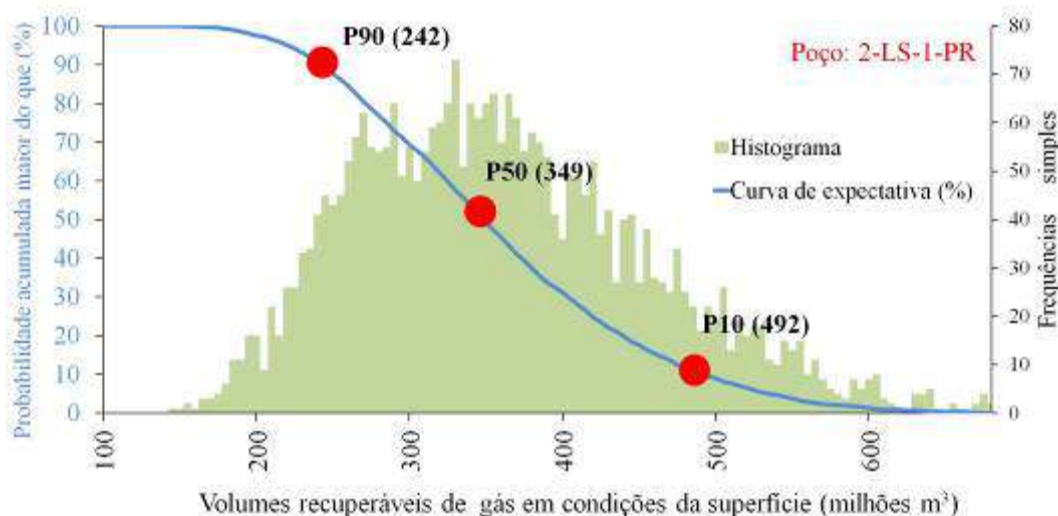
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 18 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 2-AP-1-PR (MMm³)

Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 19 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 2-CS-1-PR (MMm³)

Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 20 – Recursos recuperáveis de gás NC no poço 2-LS-1-PR (MMm³)

Fonte: A autora, 2016.

Como os resultados são probabilísticos (Tabela 22), não se pode somar os resultados P10 e P90 a fim de obter os totais nas áreas de influência dos poços selecionados. A soma só é possível para P50 por ser uma medida de tendência do conjunto.

Tabela 22 – Recursos recuperáveis de gás NC nos poços selecionados

Poços	Volumes recuperáveis de gás em condições da superfície (MMm ³)		
	P90	P50	P10
1-COST-1-PR	426	648	958
1-MO-2-PR	204	339	533
1-PT-1-PR	55	100	169
1-RCA-1-PR	473	684	964
2-AP-1-PR	389	593	877
2-CS-1-PR	141	218	325
2-LS-1-PR	242	349	492
Total		2.931	

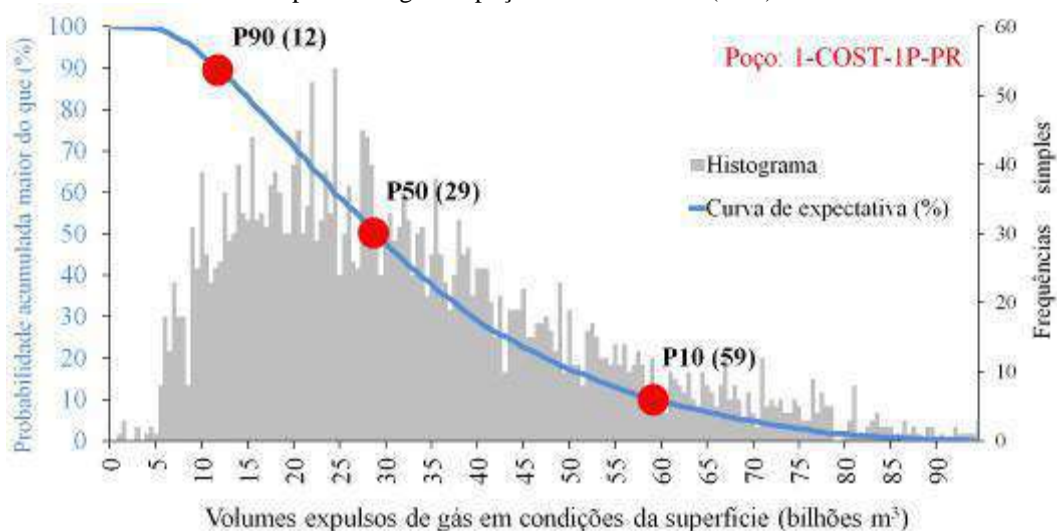
Fonte: A autora, 2016.

Tabela 23 – Volumes de gás expulsos da Fm. Ponta Grossa nos poços selecionados

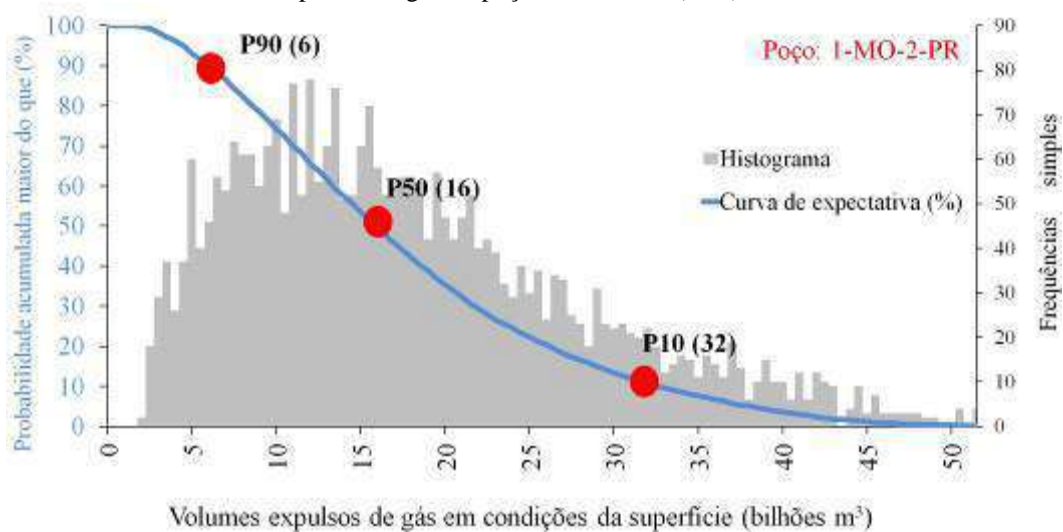
Poços	Volumes expulsos de gás em condições da superfície (Bm ³)		
	P90	P50	P10
1-COST-1-PR	12	29	59
1-MO-2-PR	6	16	32
1-PT-1-PR	3	8	16
1-RCA-1-PR	16	31	54
2-AP-1-PR	5	15	32
2-CS-1-PR	3	7	15
2-LS-1-PR	1	4	9
Total		110	

Fonte: A autora, 2016.

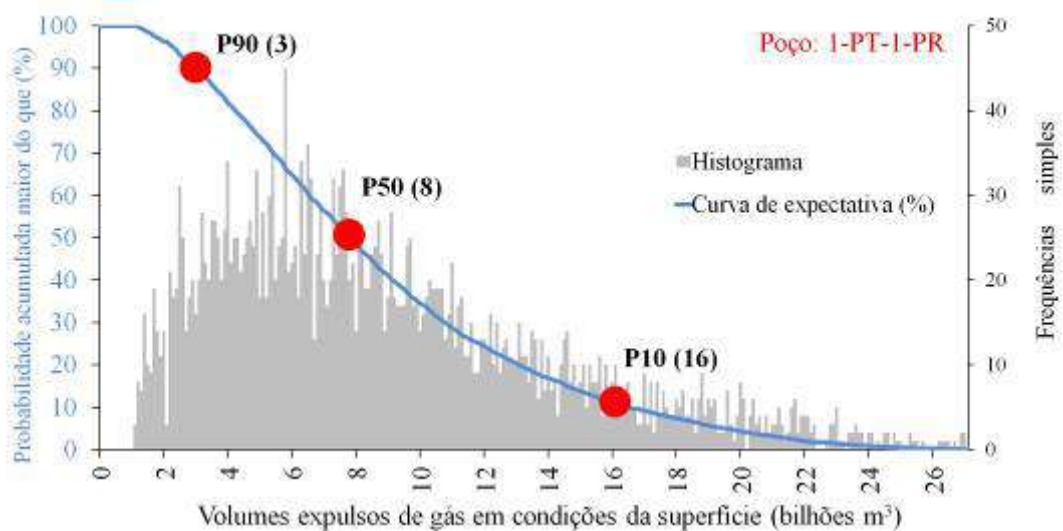
Comparando os volumes recuperáveis de gás natural na Fm. Ponta Grossa aos que teriam sido expulsos (Tabela 23), aproximadamente 2,7% do gás expulso seria recuperável e o restante, provavelmente, perdeu-se para a superfície ou migrou para reservatórios subjacentes ou seria irrecuperável de acordo com as premissas adotadas.

Gráfico 21 – Volumes expulsos de gás no poço 1-COST-1P-PR (Bm³)

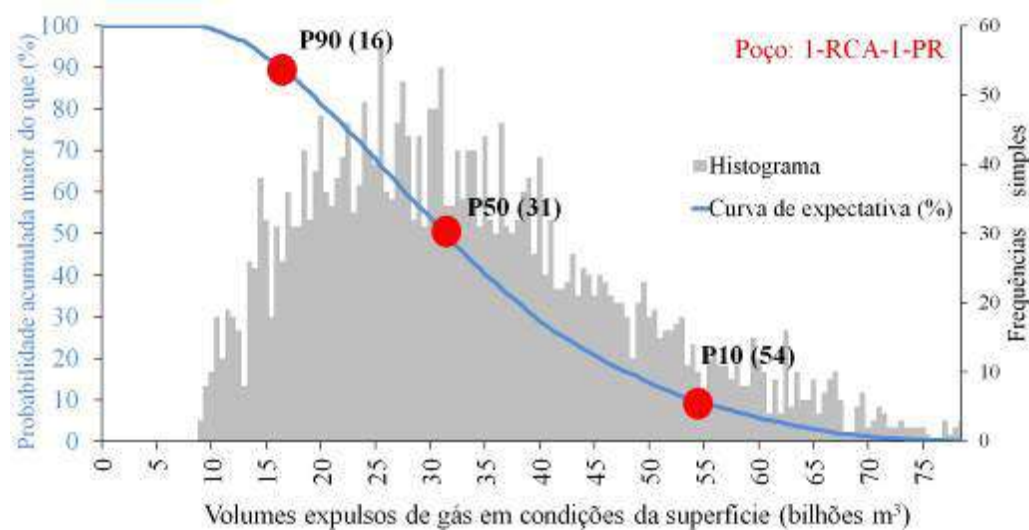
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 22 – Volumes expulsos de gás no poço 1-MO-2-PR (Bm³)

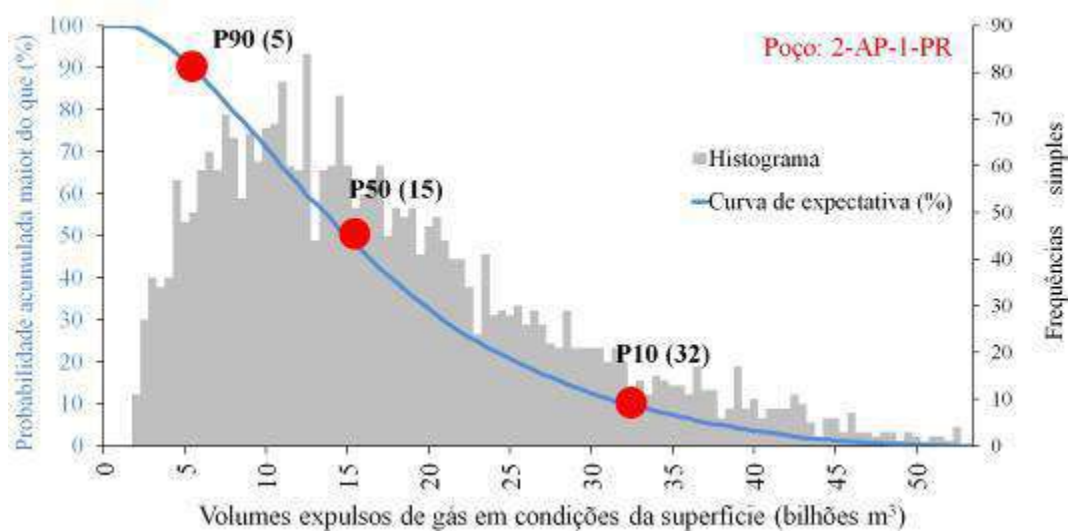
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 23 – Volumes expulsos de gás no poço 1-PT-1-PR (Bm³)

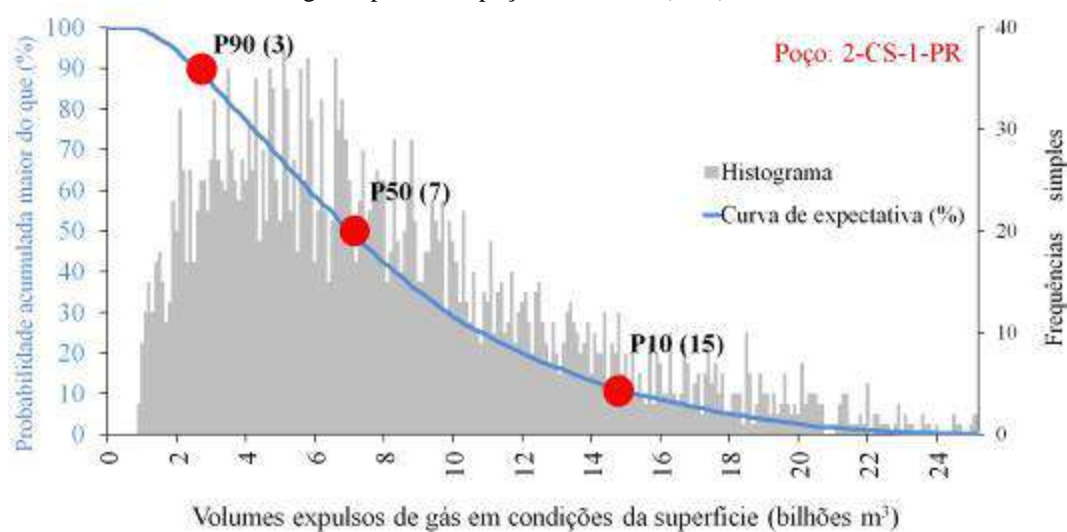
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 24 – Volumes de gás expulsos no poço 1-RCA-1-PR (Bm³)

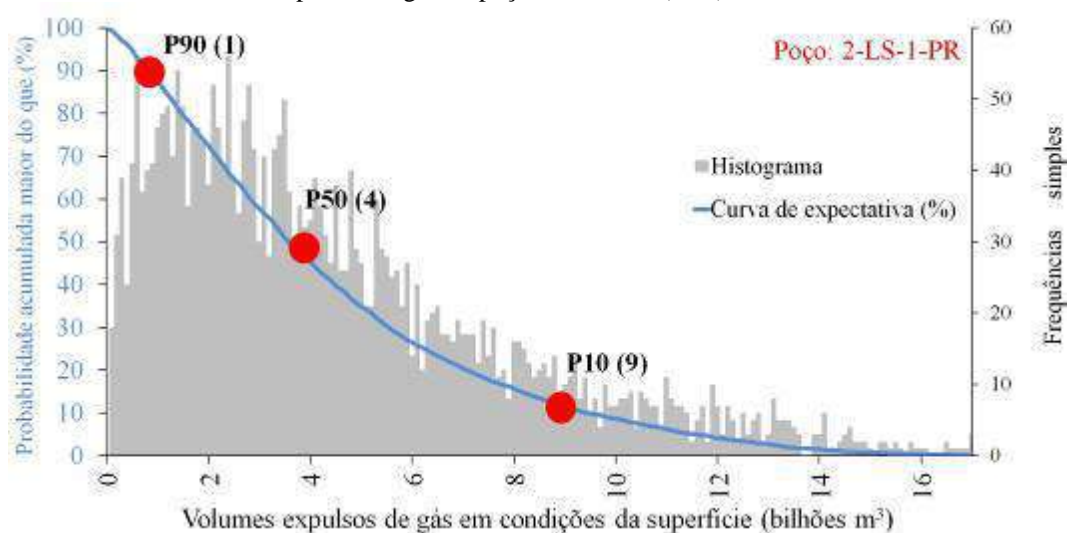
Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 25 – Volumes de gás expulsos no poço 2-AP-1-PR (Bm³)

Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 26 – Volumes de gás expulsos no poço 2-CS-1-PR (Bm³)

Fonte: A autora, 2016.

Gráfico 27 – Volumes expulso de gás no poço 2-LS-1-PR (Bm³)

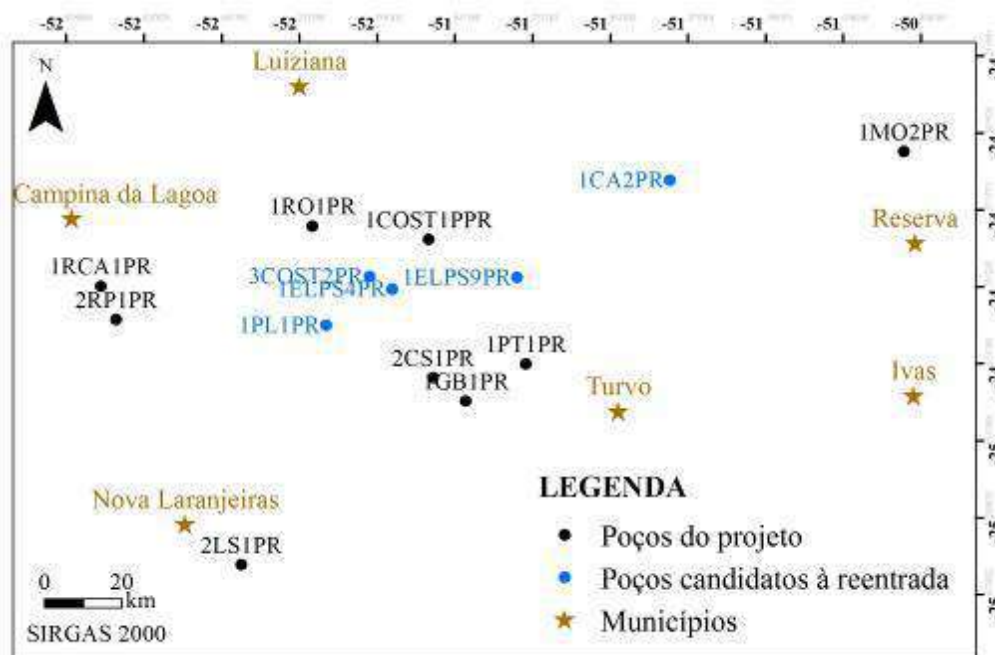
Fonte: A autora, 2016.

7.4 Alternativas para estudos futuros

Com o objetivo de analisar, mais detalhadamente, os reservatórios não convencionais na área de estudo, considera-se a possibilidade de aprofundar cinco poços existentes (Figura 84 e Tabela 24) até, no mínimo o topo da Fm. Furnas, os quais atendem às seguintes premissas (ANP, 2015a):

- foram perfurados até o topo da Fm. Ponta Grossa ou outras unidades estratigráficas sobrejacentes;
- estão localizados a menos de 60km de poços que subsidiaram as estimativas de recursos;
- não foram abandonados por problemas mecânicos.

Figura 84 – Mapa dos poços sugeridos para reentradas



Fonte: A autora, 2016.

Tabela 24 – Dados dos poços sugeridos para reentradas

Poços	Prof. finais - Fm.	Conclusões	Empresas	Resultados
1-CA-2-PR	Ponta Grossa	1963	PETROBRAS	4
1-ELPS-4-PR	Taciba	2003	El Paso	1
1-ELPS-9-PR	Campo Mourão	2003	El Paso	4
1-PL-1-PR	Ponta Grossa	1999	El Paso	3
3-COST-2-PR	Taciba	2001	El Paso	2

Legenda: 1 – produtor subcomercial de gás natural; 2 – portador de gás;
3 – seco com indícios de gás; 4 – seco sem indícios

Fonte: A autora, 2016.

A operação sugerida como alternativa é conhecida como reentrada ou partilhamento e foi realizada, por exemplo, no poço 1-RV-1-PR, que terminou, em 1983, na Fm. Palermo e foi precursor, em 2001, do poço 1-COST-1P-PR, que foi perfurado até a Fm. Alto Garças.

Existindo condições geológicas semelhantes às de P50 nos poços vizinhos, os volumes recuperáveis de gás adicionais com as operações de reentradas foram estimados, por analogia, conforme a tabela seguinte:

Tabela 25 – Recursos adicionais de gás estimados por analogias

Poços candidatos à reentrada	Poços estudados mais próximos	Distâncias entre os dois poços (km)	P50 (MMm ³) por analogias
1-CA-2-PR	1-MO-2-PR	56	339
1-ELPS-4-PR	1-COST-1-PR	15	648
1-ELPS-9-PR	1-PT-1-PR	21	100
1-PL-1-PR	2-CS-1-PR	24	218
3-COST-2-PR	1-COST-1-PR	18	648
Total			1.953

Fonte: A autora, 2016.

Sugere-se que as futuras pesquisas considerem, também, a recuperação adicional e concomitante de gás natural e condensados nas Fm. Campo Mourão, Taciba, Rio Bonito e Furnas para incrementar as produções provenientes de reservatórios não convencionais, podendo até viabilizar esses projetos.

Sem a autorização prévia e expressa da autora, a publicação, distribuição, reprodução, divulgação, edição, adaptação ou quaisquer outras ações com a totalidade ou partes da obra em desconformidade com a Constituição, a lei 9.610 de 19/2/1998 e outros instrumentos legais sobre o tema são passíveis de sanções.

8 DISCUSSÃO

Sob o ponto de vista da Geoquímica Orgânica, as cargas petrolíferas podem ser calculadas por modelos de séries naturais (pirólise Rock Eval) com mapas de espessuras de geradoras (SCHMOKER, 1994), tal como adotado na tese ou por modelos cinéticos através de reações que seguem a Lei de Arrhenius (UNGERER, 1984). No primeiro modelo, há incertezas sobre S_2 e COT originais e os mecanismos de compactação. Geralmente, os resultados de S_2 na zona imatura são subestimados pela retenção dos constituintes pesados na pirólise Rock-Eval (DAHL et al., 2004). No segundo método, o emprego de reações cinéticas provenientes de outras bacias tem também incertezas, pois os comportamentos cinéticos dependem da composição do querogênio, das condições de sedimentação e dos níveis de maturação, que nem sempre estão bem definidos na área de estudo (HUNT; LEWAN; HENNET, 1991).

Segundo Behar e Lorant (2006), a cinética total não permite a reprodução simultânea da quantidade e qualidade do petróleo produzido, válida apenas para a cinética composicional, que descreve cada energia de ativação do espectro total em termos das frações líquidas e gasosas produzidas. Como o modelo cinético necessita da disponibilidade de dados geoquímicos e de considerações experimentais mais complexas, adotou-se o modelo de séries naturais.

Como os hidrocarbonetos aromáticos são mais estáveis durante a catagênese, é possível considerar R_c pelos fenantrenos, melhores indicadores de maturidade do que os terpanos e hopanos para a faixa de R_o entre 0,65 e 1,4% (RADKE, 1987). A importância dos aromáticos nas estimativas de maturidade térmica, também, foi discutida em Mackenzie et al. (1983) e Tissot e Welte (1984).

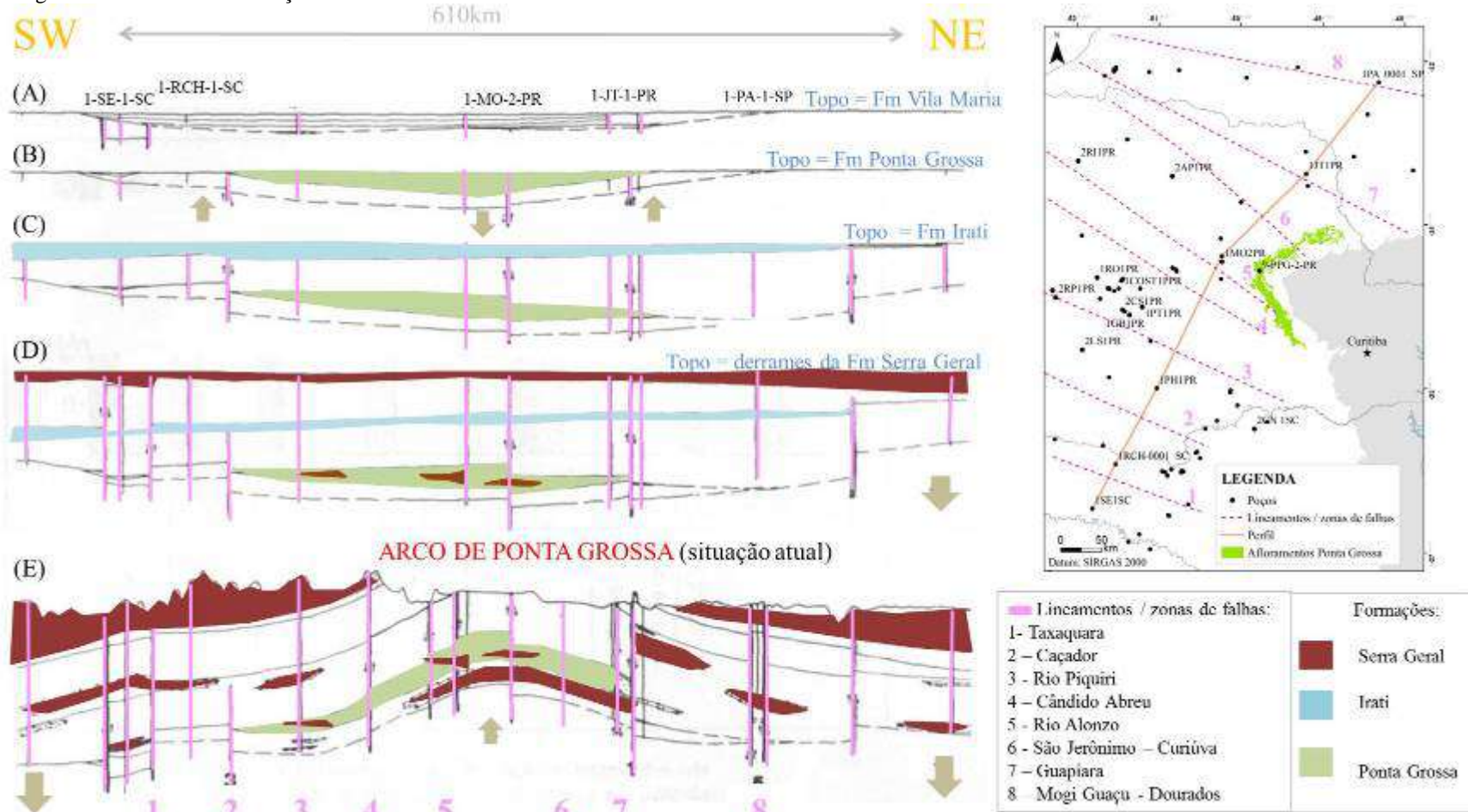
Quanto à análise de Estratigrafia de Sequências, os folhelhos radioativos das SI identificadas nas seções geológicas marcaram os afogamentos e os limites das sequências genéticas de Galloway. As correlações contribuíram para a interpretação da ausência do Neodevoniano em grande parte da sub-bacia de Apucarana por erosão ou não deposição (Figura 83). Dessa forma, a área desse intervalo de tempo (Figura 8) seria menor do que àquela esperada por Northfleet, Medeiros e Mühlmann (1969).

Entre o Emsiano e o Eifeliano podem ter existido ambientes marinhos redutores na área de estudo, uma vez que o aporte de sedimentos da borda leste e da parte central criaram obstáculos para a comunicação com o mar proveniente do norte. Nessas áreas anóxicas, teriam-se depositado os intervalos geradores do Eodevoniano, os quais foram submetidos, no Cretáceo, ao calor do magmatismo, responsável pela geração não convencional.

Os resultados de DRX do poço 1-COST-1P-PR foram semelhantes aos de Huguenin (2008) em 10 amostras de siltitos da Fm. Ponta Grossa no perfil Rivadávia em Ponta Grossa (PR), da sequência B de Bergamaschi (1999). Os mesmos diferem, entretanto, dos obtidos por Carelli (2010) e Carelli e Borghi (2011), nos quais o Mb. Jaguariaíva apresenta caulinita e o interestratificado de ilita-montmorilonita, além de ilita e clorita magnésiana, enquanto o Mb. São Domingos não possui caulinita, mas sim ilita e clorita-serpentinita. Os autores analisaram 20 amostras de siltitos provenientes de afloramentos no ramal ferroviário Jaguariaíva-Arapoti (PR) e 14 amostras de siltitos e folhelhos siltícos na BR-376 entre Ponta Grossa e Apucarana, pertencentes às sequências B e E de Bergamaschi (1999), respectivamente.

A respeito do Arco de Ponta Grossa (Figura 85), principal feição estrutural na área de estudo, Almeida (1981) e Zalán et al. (1990) sugerem a existência de fases de soerguimento no Paleozoico e ativações das direções NE-SW no Devoniano, graças à herança do embasamento pré-cambriano. As zonas de falhas dos lineamentos serviram de condutos para a entrada de magma (THOMAZ-FILHO, 1982). A atual calha do Rio Paraná, na direção NW-SE, parece estar encaixada numa grande zona de fraqueza pretérita do embasamento por onde o magma extravasou mais facilmente (ZALÁN et al., 1990). As espessuras dos derrames e das intrusões na Fm. Ponta Grossa nos poços 2-RI-1-PR e 2-AP-1-PR corroboram essa interpretação.

Figura 85 – Modelo de evolução tectônica do Arco de Ponta Grossa



Nota: Nas fases de A até C (entre o Siluriano e o Eojurássico) ocorreram migrações de depocentros com movimentos verticais de blocos e reativações de falhas normais. Na fase D (Cretáceo) junto com o magmatismo toleítico houve intenso tectonismo com a geração de novas zonas de falhas.

Atualmente (E), a erosão da zona central do arco modelou as geometrias das camadas.

Fonte: A autora, 2016. Modificado de ZALÁN et al., 1990.

De acordo com os relatórios dos poços, os alvos principais das perfurações foram as *fácies* arenosas permianas dos reservatórios convencionais das Fm. Campo Mourão, Taciba e Rio Bonito e os objetivos secundários foram os arenitos do Eo-Mesodevonianiano das progradações deltáicas no *shoreface*, que têm espessuras maiores nas bordas nordeste e leste (NORTHFLEET; MEDEIROS; MÜLMANN, 1969), descritas, em trabalhos mais recentes, por Bergamaschi (1999) e Rezende (2007). Entretanto, as litologias menos argilosas são mais espessas nas bordas nordeste e leste da bacia onde a geradora pode estar imatura e/ou erodida, por isso, supõe-se que os alvos da Fm. Ponta Grossa naqueles prospectos podem ter sido descartados por problemas de arranjo espacial dos elementos do sistema petrolífero.

Sobre as estimativas de recursos de gás natural, comparando-as às reservas totais de gás nas porções terrestres das bacias brasileiras, eles seriam significativos, demonstrando o bom potencial de prospectividade, sob o ponto de vista geológico, da área de estudo, uma fração territorial pequena da bacia.

Tabela 26 – Reservas de gás nas bacias terrestres brasileiras em 31/12/14

Bacias	Reservas totais (MMm³)	Reservas provadas (MMm³)
Solimões e Amazonas	74.486	52.383
Recôncavo	9.452	5.595
Parnaíba	8.406	7.770
Alagoas – terra	3.757	2.006
Potiguar – terra	2.210	1.362
Sergipe – terra	1.730	1.502
Espírito Santo – terra	950	593

Fonte: ANP, 2015b

Quanto às estimativas de outros autores, na parte brasileira da Bacia do Chaco-Paraná, os recursos totais de gás NC seriam iguais a 25,6 trilhões m³ e os tecnicamente recuperáveis iguais a 6,4 trilhões m³ (EIA, 2011). Entretanto, os autores utilizaram os dados geológicos da Fm. San Alfredo (Tabela 27), devoniana e paraguaia para representar todas as geradoras de gás devonianas na Bacia do Chaco-Paraná.

Tabela 27 – Condições do gás NC na Bacia do Chaco-Paraná

Características	Estimativas
Área da seção devoniana	130.500km ²
Espessura da geradora	305m
COT médio	2,5%
Porosidade	Não informada
Prof. média do reservatório	2.200m
Fator de sucesso do <i>play</i>	30%
Fator de recuperação do gás ²⁴	30%
Recurso total	59 trilhões m ³ (Brasil = 25,6)
Recurso recuperável	14,7 trilhões m ³ (Brasil = 6,4)

Fonte: EIA, 2011.

Os recursos tecnicamente recuperáveis na Fm. Ponta Grossa foram estimados em 1,4 trilhões m³ (EIA, 2013). Os autores consideraram a produção de gás em área igual à da Bacia Potiguar (MOHRIAK, 2003) e utilizaram dados médios da bibliografia para caracterizar a unidade ao invés de resultados dos poços, conforme a tabela a seguir:

Tabela 28 – Condições do gás NC na Fm. Ponta Grossa

Características	Estimativas
Área	59.200 km ²
Espessura útil	90m
COT médio	2%
Porosidade média	4%
Prof. média do reservatório	4.200m
Fator de sucesso do <i>play</i> ²⁵	40%
Fator de recuperação do gás ²⁶	20%
Recurso total	7,1 trilhões m ³
Recurso recuperável	1,4 trilhões m ³

Fonte: EIA, 2013. Modificada pela autora, 2016.

²⁴ Os fatores de recuperação estimados foram 30, 25 ou 20% de acordo com: o teor de argila, a complexidade geológica e a favorabilidade ao armazenamento (EIA, 2011).

²⁵ Quando a formação já está produzindo, a chance de sucesso foi considerada igual a 100%, mas se os dados geológicos são incompletos, a chance foi considerada entre 30 e 40% (EIA, 2013).

²⁶ Os fatores de recuperação estipulados foram 25, 20 ou 15%, respectivamente, de acordo com: o teor de argila, a complexidade geológica e a favorabilidade ao armazenamento (EIA, 2013).

Embora as geradoras devonianas na América do Norte tenham referências bibliográficas sobre Geoquímica Orgânica mais extensas, destacam-se algumas das principais diferenças entre elas e a Fm. Ponta Grossa que dificultam as analogias. Tanto o IH na zona imatura quanto o COT atual do Emsiano da Fm. Ponta Grossa são inferiores aos daquelas (Tabela 29). Por isso, antes de utilizar os dados internacionais, recomenda-se selecionar os intervalos análogos em cada geradora com o maior número possível das seguintes características semelhantes às estudadas: COT, IH, Ro, idade, litologia e profundidade.

Tabela 29 – Comparação entre as Fm. Ponta Grossa, Marcellus e Woodford

Formação	Idades	Ocorrências	IH ₀ (mgHC/gCOT)	COT _A (%)	COT _B (%)
Ponta Grossa ¹	Emsiano	Paraná, Santa Catarina, São Paulo, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás	368 (a)	2,8 (b)	0,5 (b)
Marcellus ²	Eifeliano/ Givetiano	Pensilvânia, Virgínia, Nova York e Ohio	507	9,6	0,4
Woodford ²	Frasniano	Oklahoma	503	7,1	0,7

Legenda: IH₀: índice de hidrogênio médio original; COT_A: máximo atual; COT_B: mínimo atual;

(a) SI de idade Emsiana poço 9-PPG-2-PR na zona imatura;

(b) SI de idade Emsiana no poço 1-COST-1P-PR na zona matura;

Fontes: 1 – A autora, 2016; 2 – JARVIE, 2012.

CONCLUSÃO

Comparando-se as geradoras do intervalo Praguiano-Emsiano (Eodevoniano) às do intervalo Givetiano-Frasniano (Meso ao Neodevoniano), sugere-se que a primeira seja a principal responsável pelas descobertas de gás natural no Paraná, pois o segundo intervalo está mais erodido e, na zona imatura, apresenta evidências de oxidação do querogênio.

Os resultados de COT, pirólise e petrografia orgânica do poço 1-COST-1P-PR permitiram identificar dois intervalos geradores de gás no Eodevoniano, apesar dele ter sido afetado termicamente por intrusivas espessas. Por isso, sugere-se a existência de geradoras e reservatórios não convencionais na Fm. Ponta Grossa em áreas que foram negligenciadas nas campanhas exploratórias anteriores, por terem sido consideradas portadoras de querogênio com quantidade (COT inferior a 1%), qualidade (IH<200 mg HC/g COT) e maturidade térmica (zona senil) inadequadas.

A análise dos perfis compostos permitiu notar que as maiores espessuras das intrusões estão na Fm. Ponta Grossa, sobretudo, próximas às SI. Tal como outros autores, sugere-se que as ígneas alojaram-se, preferencialmente, nessa unidade porque nela predominam argilominerais, que por terem menor dureza e moléculas de água em sua estrutura cristalina, conferem menor resistência mecânica às rochas.

Quanto às estimativas de recursos não descobertos recuperáveis de gás natural, as equações existentes para reservatórios não convencionais foram ajustadas para as condições estudadas e sete poços foram avaliados. Os recursos recuperáveis foram estimados em 2,9 bilhões m³ (P50). Na hipótese de serem aprofundados outros 5 poços existentes até, no mínimo, o topo da Fm. Furnas, os recursos recuperáveis adicionais seriam de 1,9 bilhões m³. Essa estimativa foi obtida somando-se P50 dos poços anteriores que estavam mais próximos aos poços candidatos à reentrada. Portanto, os recursos recuperáveis são iguais a 4,8 bilhões de m³ na área de estudo. Não se recomenda a extrapolação dos volumes calculados para outras áreas da bacia sem considerar os respectivos dados e ajustes.

As premissas adotadas basearam-se, principalmente, nos relatórios finais e perfis compostos dos poços. Quando as variáveis eram ausentes, foram substituídas por resultados em litologias com características geoquímicas e sedimentológicas semelhantes às estudadas.

As pesquisas exploratórias visando à prospecção de reservatórios não convencionais nas bacias terrestres brasileiras dependem da estabilidade do preço do gás natural em patamares bem superiores aos vigentes em 2015, bem como da valorização da moeda nacional diante do dólar americano. Com o intuito de estimular a retomada das perfurações objetivando a caracterização desses reservatórios, sugere-se o planejamento de reentradas em poços existentes a fim de reduzir o tempo de avaliação e os custos operacionais quando comparados às rotinas de perfurações de novos poços. Recomenda-se, também, avaliar os reservatórios convencionais e não convencionais nas demais unidades estratigráficas de cada projeto a fim de aumentar as chances de viabilizar comercialmente as descobertas.

Os contratos de concessão de blocos exploratórios da 12ª rodada de licitações exigem a perfuração de um poço, em cada bloco, até a profundidade da geradora. Com o intuito de aproveitar essa condição para avaliar mais adequadamente o seu potencial como reservatório não convencional, sugere-se discutir a inclusão, em futuros contratos, de testes específicos, tais como os que caracterizam a composição mineralógica, a permeabilidade e a capacidade de armazenamento de gás natural na geradora.

O sucesso exploratório dependerá dos resultados dos poços e do atendimento aos condicionantes técnicos, socioambientais, econômicos e jurídicos à época de avaliação das descobertas. É preciso advertir que diversos fatores podem contribuir para que os resultados reais divirjam de forma significativa das estimativas e expectativas expressas, as quais deverão ser verificadas e revisadas por estudos interdisciplinares e mais detalhados no futuro.

Desde que os condicionantes geológicos, tecnológicos, econômicos, ambientais e jurídicos sejam favoráveis à retomada das atividades exploratórias na bacia, os resultados obtidos poderão contribuir para o planejamento das próximas pesquisas visando descobrir reservatórios não convencionais de gás natural em campos terrestres brasileiros.

REFERÊNCIAS

AARNES, I. et al. How contact metamorphism can trigger global climate changes: Modeling gas generation around igneous sills in sedimentary basins. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, [S.l.], v. 74, p. 7179-7195, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (Brasil). *Banco de Informações de Geração (BIG)*. Brasília, 2016. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>> Acesso em: 10 jan. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Apresentação dos blocos da Bacia do Paraná na 12^a rodada de licitações*. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/round_12/index.asp>. Acesso em: 05 out. 2015.

_____. Resolução ANP n^o 21, de 10 de abril de 2014. Estabelece os requisitos para a execução do fraturamento hidráulico em reservatório não convencional. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 11 abril 2014, n^o 70. Seção 1, p. 91-92.

_____. *Web Maps*. Rio de Janeiro, 2015a. Disponível em: <<http://maps.bdep.gov.br/website/maps/viewer.htm>>. Acesso em: 10 jan. 2015.

_____. *Anuário estatístico brasileiro de petróleo, gás natural e de biocombustíveis: 2015*. 2. ed. Brasília, 2015b. 248 p.

AGRAWAL, A. *A technical and economic study of completion techniques in five emerging U.S. gas shale plays*. 2009. 134 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia do Petróleo) – Faculdade de Engenharia, Texas A&M University, Texas, 2009.

AGUIAR, A. P. O. *Estratigrafia de alta resolução aplicada ao intervalo Praguiano (Devoniano Inferior) da região norte da Bacia do Paraná, com base em dados sedimentológicos, geoquímicos e iconológicos*. 2004. 95 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

ALMEIDA, F. F. M. *Tectônica da Bacia do Paraná no Brasil*. São Paulo: Paulipetro, 1980. 187 p.

_____. Síntese sobre a tectônica da Bacia do Paraná. In: SIMPÓSIO REGIONAL DE GEOLOGIA, 3, 1981, Curitiba. *Atas...*, Curitiba: SBG, 1981. p. 1-20.

_____. Relações Tectônicas das rochas alcalinas mesozóicas da região meridional da Plataforma Sul-Americana. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 13, n. 3, p. 139-158, 1983.

AMBROSE, R. J. et al. New pore-scale considerations for shale gas in place calculations. In: SPE UNCONVENTIONAL GAS CONFERENCE, 2010, Pittsburgh. *Anais...*, Pennsylvania/USA: SPE, 2010. p. 1- 17.

ARAÚJO, L. M. et al. The atypical Permian petroleum system of the Paraná Basin, Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, n. 73, p. 377-402, 2000.

___ ; TRIGÜIS, J. A.; CERQUEIRA, J. B. Avaliação do efeito térmico das intrusivas ígneas nas rochas geradoras da Formação Irati – Membro Assistência. In: PETROBRAS/E&P/NEXPAR. *Relatório interno*. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1996. p. 1-139.

ASSINE, M. L. *Aspectos da estratigrafia das seqüências pré-carboníferas da Bacia do Paraná no Brasil*. 1996. 207 f. Tese (Doutorado em Geologia) - Faculdade de Geologia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1996.

BAJOR, M.; ROQUEBERT, M. H.; VAN DER WEIDE, B. M. Transformation de la matière organique sédimentaire sous l'influence de la température. *Bulletin du Centre de recherches Elf Exploration Production*, Pyrénées-Atlantiques, n. 3, p. 113-124, 1969.

BALDWIN, B.; BUTLER, C. O. Compaction curves. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 69, p. 622-626, 1985.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. *Cotações do dólar comercial norte-americano para compra*. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpsq.asp?id=txcotacao>>. Acesso em: 03 jan. 2016.

BARNARD, P. C.; COLLINS, A. G.; COOPER, B. S. Generation of hydrocarbons - time, temperature and source rock quality. In: BROOKS, J. (Ed). *Organic maturation studies and fossil fuel exploration*. London, Academic Press, 1981. 441 p.

BEHAR, F., LORANT, F. Compositional kinetic schema for oil cracking, In: CONGRESSO LATINOAMERICANO DE GEOQUÍMICA ORGÂNICA, 10, 2006, Salvador. *Resumos...*, Salvador: ALAGO, 2006. p. 5-8.

BERGAMASCHI, S. *Análise sedimentológica da Formação Furnas na faixa de afloramentos do flanco norte do arco estrutural de Ponta Grossa, Bacia do Paraná, Brasil*. 1992. 172 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade Federal do Rio Janeiro, Rio de Janeiro, 1992.

___ . *Análise estratigráfica do Siluro-Devoniano (Formações Furnas e Ponta Grossa) da sub-bacia de Apucarana, Bacia do Paraná, Brasil*. 1999. 167 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

___ ; PEREIRA, E. Caracterização de seqüências deposicionais de 3ª ordem para o siluro-devoniano na sub-bacia de Apucarana, Bacia do Paraná, Brasil. *Ciência, Técnica, Petróleo, Seção Exploração de Petróleo*, Rio de Janeiro, v. 20, p. 63-72, 2001.

BRASIL. Constituição (1988). *Constituição da República Federativa do Brasil*. Brasília, DF: Senado, 1988. 140 p.

____. Lei nº 9.610, de 19 de fevereiro de 1998. Altera, atualiza e consolida a legislação sobre direitos autorais e dá outras providências. *Diário Oficial da União*, Brasília, DF, 20 fev. 1998. Seção 1, p. 11.

____. Ministério de Minas e Energia. *Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural*: n.107. Brasília, 2016. 42 p. Disponível em:

<http://www.mme.gov.br/documents/1138769/1732803/Boletim_Gas_Natural_nr_107_JAN_16.pdf/9a2fcf86-b7fe-445e-a481-6a58b7e1b689> Acesso em: 2 fev. 2016.

BROWN, L. F.; FISHER, W. L. Seismic stratigraphic interpretation of depositional systems: examples from Brazil rift and pull-apart basins. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, n. 26, p. 213-248, 1977.

BUDZINSKI, H. et al. Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicator in crude oils and rock extracts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, [S.l.], n. 59, p. 2043-2056, 1995.

BUST, V. K. et al. The petrophysics of shale gas reservoirs: technical challenges and pragmatic solutions. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 16, 2011, Bangkok. *Anais...*, Bangkok: PTTEP, 2011. p. 1-16.

CAMPOS, L. et al. Barra Bonita: a primeira acumulação comercial de hidrocarboneto da Bacia do Paraná. In: RIO OIL, GAS EXPO AND CONFERENCE, 9, 1998, Rio de Janeiro. *Resumos...*, Rio de Janeiro: IBP, 1998. p. 1-6.

CAPUTO, M. V.; CROWELL, J. C. Migration of glacial centers across Gondwana during Paleozoic Era. *Geological Society of America Bulletin*, Boulder, v. 96, p. 1020-1036, 1985.

____. et al. Late Devonian and Early Carboniferous glacial records of South America. *Geological Society of America Bulletin*, Boulder, v. 441, p. 161-173, 2008.

CARELLI, T. G. *Caracterização de microfácies sedimentares em folhelhos da Formação Ponta Grossa (Devoniano) na borda leste da Bacia do Paraná*. 2010. 178 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

____; BORGHI, L. Caracterização de microfácies sedimentares em folhelhos da Formação Ponta Grossa (Devoniano) na borda leste da Bacia do Paraná. *Anuário do Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro, v. 34, p. 84-104, 2011.

CASTRO, C. O. *Caracterização organofaciológica e do potencial de geração de petróleo e gás no Devoniano Superior da Bacia do Paraná*. 2008. 53 f. Monografia (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CATUNEANU, O. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Alberta: Elsevier, 2006. 375 p.

CHANG, H. K. et al. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. *Tectonophysics Journal*, Amsterdam, n. 213, p. 97-138, 1992.

CLARKE, J. M. *Fósseis devonianos do Paraná*. Rio de Janeiro: Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro, 1913. 353 p.

CORRÊA, L. M. S. A. *Estudo da distribuição das intrusões mesozóicas e sua relação com os sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná*. 2004. 84 f. Monografia (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

CREANEY, S.; PASSEY, Q. R. Recurring patterns of total organic carbon and source rock quality within a sequence stratigraphic framework. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 77, n. 3, p. 386-401, 1993.

CUNHA, M. C. *Aplicação da petrografia orgânica no Devoniano da Bacia do Paraná: implicações para a geração de petróleo e gás*. 2006. 74 f. Monografia (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

DAEMON, R. F.; QUADROS, L. P.; SILVA, L. C. Devonian palinology and biostratigraphy of the Paraná Basin. *Boletim Paranaense de Geociências*, Curitiba, v. 21/22, p. 99-132, 1967.

DAHL, B. et al. A new approach to interpreting Rock-Eval S₂ and TOC data for kerogen quality assessment. *Organic Geochemistry*, Oxford, v. 35, p. 1451-1477, 2004.

DAMSTÉ, J. S. S. et al. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, [S.l.], v. 59, n. 9, p. 1895-1995, 1995.

DELLA FÁVERA, J. C. *Fundamentos de Estratigrafia moderna*. Rio de Janeiro: Universidade do Estado do Rio de Janeiro Ed., 2001. 264 p.

DIAS, A. E. S. *A Geoquímica Orgânica aplicada ao intervalo Devoniano Inferior da Formação Ponta Grossa, Bacia do Paraná*. 2006. 140 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

DINELY, D. L. *Aspects of a Stratigraphic System: the Devonian*. London: Macmillan Publishers Ed., 1984. 74 p.

DINO, R. et al. Biochronostratigraphic investigations of the Pragian and Emsian stages on the southeastern border of the Paraná Basin. In: SIMPÓSIO DE CRONOESTRATIGRAFIA DA BACIA DO PARANÁ, 2, 1995, Porto Alegre. *Resumos...*, Porto Alegre: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1995. p. 19-25.

DOW, W. G. Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of Geochemical Exploration*, [S.l.], v. 7, p. 79-99, 1977.

DURAND, B. Understanding of HC migration in sedimentary basins (present state of knowledge). *Organic Geochemistry*, Oxford, v. 13, n. 1-3, p. 445-459, 1988.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. *World Shale Gas Resources: an initial assessment of 14 regions outside the United States*. Washington, 2011. 365 p.

_____. *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. Washington: U.S. Department of Energy, 2013. 730 p.

_____. *Natural Gas Weekly Update*: Release report June 16, 2016. Washington: U.S. Department of Energy, 2016. Disponível em: <http://www.eia.gov/naturalgas/weekly/archivenew_ngwu/2016/06_16/> Acesso em: 03 jan. 2016

ENGELHARDT, W. V.; GAÍDA, K. H. Concentrations changes of pore solutions during compaction of clay sediments. *Journal of Sedimentary Petrology*, New York, v. 33, n. 4, p. 919-930, 1963.

ERNESTO, M. Reconstrução paleomagnética e a relação entre a Província Magmática do Paraná e a Pluma de Tristão da Cunha. In: SIMPÓSIO SOBRE VULCANISMO E AMBIENTES ASSOCIADOS, 2, 2003, Belém. *Resumos...*, Belém: SBG, 2003. p. 1-55.

ESPITALIÉ, J. et al. Méthod rapide de caractérisation des roches mères, de leur poientiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Revue de l'Institute Français du Petrole*, Paris, v. 32, p. 23-43, 1977.

_____; DEROO, G.; MARQUIS, F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications – première/deuxième partie. *Revue de l'Institute Français du Petrole*, Paris, v. 40, n. 56, p. 563-579, 1985.

_____; MARQUIS, F.; SAGE, L. Organic geochemistry of the Paris Basin. In: BROOKS, J.; GLENNIE, K. W. (Eds.). *Petroleum geology of northwest Europe*. v. 1, London: Graham and Trotman, 1987. p. 71-86.

FARQUHARSON, A. Upstream Developments Generate Growing Hydrocarbon Gas Liquids Supply. Range Resources Corporation. In: EIA ENERGY CONFERENCE PRESENTATIONS, 2015, Washington. Disponível em: <<http://www.eia.gov/conference/2015/>>. Acesso em: 05 mar. 2016.

FARRIMOND, P.; TAYLOR, A.; TELNAES, N. Biomarker maturity parameters: the role of generation and thermal degradation. *Organic Geochemistry*, Oxford, v. 29, p. 1181-1197, 1998.

FERNANDES, L. A.; COIMBRA, A. M. A Bacia Bauru (Cretáceo Superior, Brasil). *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, Rio de Janeiro, v. 68, n. 2, p. 195-205, 1996.

FERREIRA, F. J. F. Alinhamentos estruturais magnéticos de região centro-oriental da Bacia do Paraná e seu significado tectônico. In: PAULIPETRO. *Geologia da Bacia do Paraná: reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos*. São Paulo: Consórcio CESP/IPT, 1982. p. 144-166.

FRANÇA, A. B.; POTTER, P. E. Estratigrafia, ambiente deposicional e análise de reservatório do Grupo Itararé (Permocarbonífero), Bacia do Paraná - parte 1. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, n. 2, p. 147-191, 1988.

FREITAS-BRAZIL, F. A. DE. *Estratigrafia de seqüências e processo diagenético: exemplo dos arenitos marinho-rasos da Formação Ponta Grossa, noroeste da Bacia do Paraná*. 2004. 135 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

FULFARO, V. J.; GAMA JUNIOR, E.; SOARES, P. C. *Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná*. São Paulo: Paulipetro, 1980. 167 p.

GALUSHKIN, Y. I. The thermal effect of igneous intrusive bodies on maturity of organic matter - A possible mechanism of intrusion formation. *Organic Geochemistry*, Oxford, v. 26 (11-12), p. 645-658, 1997.

GAUGRIS, K. A. *Quitinozoários da Formação Ponta Grossa: uma análise bioestratigráfica a partir de furos de sondagem das regiões norte e sul da Bacia do Paraná*. 2004. 85 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

___ ; GRAHN, Y. New chitinozoan species from the Devonian of the Paraná Basin, south Brazil, and their biostratigraphic significance. *Ameghiniana Journal*, Buenos Aires, v. 43, n. 2, p. 293-310, 2006.

GAYMARD, R.; POUPON, A. Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations. *The Log Analyst*, Tulsa, v. 9, n. 5, p. 3-12, 1968.

GOMES, A. J. L. *Avaliação de Recursos Geotermiais da Bacia do Paraná*. 2009. 186 f. Tese (Doutorado em Geofísica) – Observatório Nacional, Rio de Janeiro, 2009.

GONÇALVES, F. T. T. et al. Séries naturais: aplicação no estudo da geração e expulsão de petróleo e no mapeamento de oil-kitchens. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, n. 11, p. 116-131, 1997.

GOULART, E. P.; JARDIM, N. S. Avaliação Geoquímica das Formações Ponta Grossa e Irati – Bacia do Paraná. In: PAULIPETRO. *Geologia da Bacia do Paraná: reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos*. São Paulo: Consórcio CESP/IPT, 1982, p. 41-74.

GRAHN, Y. Devonian chitinozoan biozones of Western Gondwana. *Acta Geologica Polonica*, Warszawa, v. 55, n. 3, p. 211-227, 2005.

___ ; PEREIRA, E; BERGAMASCHI, S. Silurian and lower Devonian chitinozoan biostratigraphy of the Paraná Basin in Brazil and Paraguay. *Palynology*, [S.l.], v. 24, p. 143-172, 2000.

___ . Middle and Upper Devonian chitinozoan biostratigraphy of the Paraná Basin in Brazil and Paraguay. *Palynology*, [S.l.], v. 26, p. 135-165, 2002.

- GRAHN, Y. et al. The Furnas/Ponta Grossa contact and the age of the lowermost Ponta Grossa Formation in the Apucarana Sub-basin (Paraná Basin, Brazil): integrated palynological age determination. *Revista Brasileira de Paleontologia*, Porto Alegre, v. 13, n. 2, p. 89-102, 2010.
- GUO, Z. Q; LI, X. Y.; CHAPMAN, M. Correlation of brittleness index with fractures and microstructure in the Barnett Shale. In: EAGE CONFERENCE & EXHIBITION, 74., 2012, Copenhagen. *Resumos...*, Copenhagen: SPE, 2012. p. 1-18.
- HALLIDAY, D.; RESNICK, R. E; WALKER, J. *Fundamentos de Física: gravitação, ondas e termodinâmica*, v. 2. 9. Ed. Rio de Janeiro: LTC Ed., 2012. 296 p.
- HAMZA, V. M. et al. Numerical and functional representations of regional heat flow in South America. *Physics of the Earth and Planetary Interiors*, New York, n.152, n.4, p.223-256, 2005.
- HAWKESWORTH, C. J. et al. Paraná magmatism and opening of the South Atlantic. In: STOREY, B. C.; ALABASTER, T.; PANKHURST, R. J. (Eds.). *Magmatism and the causes of continental break-up*. London: Geological Society Special Publication, v. 68, 1992. p. 221-240.
- HUGUENIN, A. P. C. *Caracterização sedimentológica de folhelhos do Devoniano da Bacia do Paraná (Formação Ponta Grossa) e da sua efetividade em sistemas petrolíferos*. 2008. 31 f. Monografia (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- HUNT, J. M.; LEWAN, M. D.; HENNET, R. J-C. Modeling Oil Generation with Time-Temperature Index Graphs Based on the Arrhenius Equation. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 75, n. 4, p. 795-807, 1991.
- JARVIE, D. M. Shale resource systems for oil and gas: part 1 – shale-gas resource systems. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, n. 97, p. 69-87, 2012.
- JONES, C. M. *Aplicação do conceito de área exaurida à região de águas rasas da bacia petrolífera de Campos, utilizando ferramentas de modelagem do processo exploratório*. 2009. 141 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.
- JONES, P. J.; PHILIP, R. P. Oils and source rocks from Pauls Valley, Anadarko basin, Oklahoma, U.S.A.: *Applied Geochemistry*, [S.l.], v. 5, p. 429-448, 1990.
- KILLOPS, S.; KILLOPS, V. *Introduction to organic geochemistry*. 2. ed. Oxford: Blackwell Publishing Ed., 2005. 406 p.
- KLEMME, H. D.; ULMISHEK, G. F. Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 75, n. 12, p. 1809-1851, 1991.
- LAFARGUE, E. et al. Experimental simulation of primary migration. *Organic Geochemistry*, Oxford, v. 22, n. 3-5, p. 543-574, 1994.

LANGE, F. W. *Estratigrafia do Estado do Paraná*. Curitiba: Comissão de Comemorações do Centenário do Paraná, p. 24-32, 1954.

___; PETRI, S. The Devonian of the Paraná Basin. *Boletim Paranaense de Geociências*, Curitiba, v. 21/22, p. 5-55, 1967.

LANGMUIR, I. The constitution and fundamental properties of solids and liquids. *Journal of the American Chemical Society*, Washington, v. 38, p. 2221-2295, 1916.

LI, Z. X.; POWELL, C. McA. An outline of the paleogeographic evolution of the Australasian region since the beginning of the Neoproterozoic. *Earth Science Reviews*, Amsterdam, v. 53, p. 237-277, 2001.

LIMA, A. F. A. *Contribuição para o estudo de óleos das bacias petrolíferas brasileiras: biomarcadores da fração neutra de óleos da Bacia de Sergipe-Alagoas*. 2010. 104 f. Dissertação (Mestrado em Química) – Faculdade de Química, Universidade Federal do Piauí Teresina, 2010.

LOBOZIAK, S. et al. Miospore evidence for pre-Emsian and latest Famennian sedimentation in the Devonian of the Paraná Basin, south Brazil. *Anais da Academia Brasileira de Ciências*, Rio de Janeiro, v. 67, n. 3, p. 391-392, 1995.

MACKENZIE, A. S. et al. Molecular measurements of thermal maturation of Cretaceous shales from the Overthrust Belt, Wyoming, USA. In: BJOROY, M., et al. (Eds.). *Advances in Organic Geochemistry*. London: Wiley, 1983. p. 496-503.

___ . The expulsion of petroleum from Kimmeridge clay source-rocks in the area of Brae field, UK continental shelf. In: BROOKS, J.; GLENNIE, K. W. (Eds.). *Petroleum geology of north western Europe*. London: Graham and Trotman, 1987. p. 865-877.

___; QUINGLEY, T. M. Principles of geochemical prospect appraisal. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 72, p. 399-415, 1988.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The petroleum system. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, n. 60, p. 3-24, 1994.

MANGO, F. D. The diagenesis of carbohydrates by hydrogen sulfide. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, [S.l.], v. 74, p.1433-1441, 1983.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY. *The Future of Natural Gas: an interdisciplinary MIT Study*. Massachusetts, 2011. 170 p.

MELO, J. H. G. *A Província Malvinocáfrica no Devoniano do Brasil: Estado Atual de Conhecimentos*. 1985. 890 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1985.

___ . The Malvinokaffric Realm in the Devonian of Brazil. In: MCMILLAN, N. J.; EMBRY, A. F.; GLASS, D. J. (Eds.). *Devonian of the World*. Calgary: Canadian Society of Petroleum Geologists, 1988. p. 669-703.

MELO, J. H. G.; LOBOZIAK, S. Devonian – Early Carboniferous miospore biostratigraphy of the Amazon Basin, northern Brazil. *Review of Palaeobotany and Palynology*, Amsterdam, v. 124, n. 3-4, p. 131-202, 2003.

MENDLOWICZ MAULLER, P. *Bioestratigrafia do Devoniano da Bacia do Paraná, Brasil, com ênfase na sub-bacia de Alto-Garças*. 2008. 213 f. Tese (Doutorado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MENDLOWICZ MAULLER, P.; GRAHN, Y.; CARDOSO, T. R. M. Palynostratigraphy from the Lower Devonian of the Paraná Basin, South Brazil and a revision of contemporary Chitinozoan biozones from Western Gondwana. *Stratigraphy*, [S.l.], v. 6, n. 4, p. 313-332, 2009.

MILANI, E. J. *Evolução tectono-estratigráfica da Bacia do Paraná e seu relacionamento com a geodinâmica fanerozóica do Gondwana sul-ocidental*. 1997. 255 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1997.

_____. et al. Potencial petrolífero e prospectividade da Bacia do Paraná, uma visão atual. In: PETROBRAS/ DEPEX/NEXPAR/SEINT. *Relatório interno*. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1990. p. 1-163.

_____; CATTO, A. J. Petroleum Geology of the Paraná Basin, Brazil. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1998, Rio de Janeiro. *Resumos...*, Rio de Janeiro: AAPG, 1998.

_____; RAMOS, V. A. Orogenias Paleozóicas no domínio sul-ocidental do Gondwana e os ciclos de subsidência da Bacia do Paraná. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 28, n. 4, p.473-484, 1998.

_____; THOMAZ-FILHO, A. Sedimentary basins of South America. In: INTERNATIONAL GEOLOGY CONGRESS, 31, 2000, Rio de Janeiro. *Resumos...*, Rio de Janeiro: SBG, 2000. p. 389-449.

_____. et al. Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, v. 15 n. 2, p. 265-287, 2007.

MOHRIAK, W. U. Bacias Sedimentares da Margem Continental Brasileira. In: BIZZI, L. A. et al. (Eds.). *Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil: texto, mapas e SIG*. Brasília: Serviço Geológico do Brasil, 2003. 692 p.

MOORE, D. R. C.; REYNOLDS, J. R. *X-Ray Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Minerals*. 2. Ed. New York: Oxford University Press, 1997. 376 p.

NASCIMENTO, A. M.; ZUCCHI, A. L. *Modelos de simulação*. 1997. 40 f. Monografia (Graduação em Economia) – Faculdade de Economia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997.

NATIONAL ASSOCIATION OF SECURITIES DEALERS AUTOMATED QUOTATIONS. *Preços de compra dos barris de óleo cru dos tipos Brent (CBG16) e WTI (CLF16) no período de 01/01/2015 a 30/12/2015*. New York, 2016. Disponível em: <<http://www.nasdaq.com/markets/crude-oil.aspx>> Acesso em: 03 jan. 2016.

NORTHFLEET, A. A.; MEDEIROS, R. A.; MÜHLMANN, H. Reavaliação dos dados geológicos da Bacia do Paraná. *Boletim Técnico da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, v. 12, n. 3, p. 291-346, 1969.

NUTTALL, B. C.; CORTLAND, F. E.; DRAHOVZAL, J. A. *Analysis of the Devonian Black Shales in Kentucky for potential carbon dioxide sequestration and enhanced natural gas production*. Kentucky: Kentucky Geological Survey, 2005. 120 p.

OBERMAJER, M.; FOWLER, M. G.; SNOWDON, L. R. A geochemical characterization and a biomarker re-appraisal of the oil families from southwestern Ontario, Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, Calgary, v. 46, n. 3, p. 350-378, 1998.

PAIVA, L. B. *Análise geoquímica e estratigráfica integrada à seção devoniana da Bacia do Paraná, visando à identificação de ambientes anóxicos*. 2005. 50 f. Monografia (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

PEARSON, I. et al. *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union* (JRC Scientific and Policy Report n° JRC 70481). Luxembourg: European Commission Joint Research Center, 2012. 328 p.

PEATE, D. W.; HAWKESWORTH, C. J.; MANTOVANI, M. S. M. Chemical stratigraphy of the Paraná lavas (South America): classification of magma types and their spatial distribution. *Bulletin of Volcanology*, [S.l.], n. 55, p. 119-139, 1992.

PEPPER, A. S. Estimating the petroleum expulsion behaviour of source rocks: a novel quantitative approach. In: ENGLAND, W. A.; FLEET, A. J. (Eds.). *Petroleum migration*. London: Geological Society Special Publication, 1991. p. 9-31.

PEREIRA, E. *Evolução tectono-sedimentar do intervalo Ordoviciano-Devoniano da Bacia do Paraná com ênfase na sub-bacia de Alto Garças e no Paraguai Oriental*. 2000. 276 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2000.

____; BERGAMASCHI, S. Estudo da evolução tectonosedimentar das sequências ordovicianas, siluriana e devoniana nas sub-bacias Apucarana e Alto Garças, Bacia do Paraná, Gondwana Ocidental. In: SIMPÓSIO SUL-BRASILEIRO DO SILURO-DEVONIANO, 1996, Ponta Grossa. *Anais...*, Ponta Grossa: Universidade Estadual de Ponta Grossa, 1996. p. 219–238.

PESSÔA DE SOUZA, M. S. *A aplicação da Geoquímica Orgânica ao Devoniano Médio/Superior da Borda Norte da Bacia do Paraná*. 2006. 117 f. Tese (Doutorado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

PETERS, K. E.; MOLDOWAN, J. M. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. New Jersey: Prentice-Hall Inc. Ed., 1993. 363 p.

___ ; CASSA, M. R. Applied Source Rock Geochemistry. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, n. 60, p. 93-120, 1994.

___ ; WALTERS, C. C.; MOLDOWAN, J. M. *The biomarker guide: biomarkers and isotopes in petroleum exploration and Earth history*, v.2. 2. Ed. Cambridge: Cambridge University, 2004. 1154 p.

PETERSOHN, E. *Evolução térmica de sills encaixados nas Formações Irati e Ponta Grossa (Bacia do Paraná) no Estado do Paraná: contribuição para o entendimento da evolução dos sistemas petrolíferos Irati-Rio Bonito/Pirambóia e Ponta Grossa-Itararé*. 2005. 156 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2005.

PETRI, S. *Contribuição ao estudo do Devoniano paranaense*. Rio de Janeiro: DNPM, 1948. 126 p.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. *Plano de Negócios e Gestão 2015-2019*. Apresentação para a imprensa em 29/06/2015. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>> Acesso em: 27 dez. 2015.

POMBO, E. R. *Interpretação estratigráfica do intervalo neodevoniano na porção norte da Bacia do Paraná com base em furos de sondagem*. 2003. 51 f. Monografia (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2003.

POSAMENTIER, H. W.; JERVEY, M. T.; VAIL, P. R. Eustatic controls on clastic deposition I: Conceptual framework. In: WILGUS, C. K. et al. (Eds.). *Sea-level change: an integrated approach*. Calgary: Bulletin of Canadian Petroleum Geology, 1988. p. 110-124.

PRATA, P. S. *Caracterização geoquímica orgânica de óleos da Bacia Sergipe-Alagoas*. 2012. 111 f. Dissertação (Mestrado em Química) – Faculdade de Química, Universidade Federal de Sergipe, Aracaju, 2012.

QUINTAS, M. C. L.; MANTOVANI, M. S. M.; ZALÁN, P. V. Contribuição para o estudo da evolução mecânica da Bacia do Paraná. *Boletim de Geociências da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, n. 11, p. 48-73, 1997.

RADKE, M. Applications of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*, [S.l.], v. 5, p. 224-236, 1987.

___ ; GARRIGUES, P.; WILLSCH, H. Methylated dicyclic and tricyclic aromatic hydrocarbons in crude oils from the Handil field, Indonesia. *Organic Geochemistry*, Oxford, v. 15, n. 1, p.17-34, 1990.

RAMOS, A. N. Aspectos paleo-estruturais da Bacia do Paraná e sua influência na sedimentação. *Boletim Técnico da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, v. 13, p. 85-93, 1970.

RAMOS, A. N.; FORMOSO, M. L. L. Argilominerais das rochas sedimentares da Bacia do Paraná. In: PETROBRAS/CENPES/DINTEP. *Série Ciência-Técnica-Petróleo: Seção Exploração de petróleo*. Rio de Janeiro, 1975. 72 p.

RAMOS, V. A. et al. Paleozoic terranes of the central Argentine-Chilean Andes. *Tectonics*, Washington, v. 5, n. 6, p. 855-880, 1986.

RAYMOND, A. C.; MURCHISON, D. G. Development of organic maturation in thermal aureoles of sills and its relation to sediment compaction. *Fuel*, [S.l.], v. 67, n. 12, p. 1599-1608, 1988.

REZENDE, M. F. *Análise estratigráfica de alta resolução do intervalo Praguiano-Neomesiano (Formação Ponta Grossa), na borda leste da Bacia do Paraná, com base em dados geoquímicos e sedimentológicos*. 2007. 85 f. Dissertação (Mestrado em Análise de Bacias) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

RODRIGUES, R. *A Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba*. 1995. 250 f. Tese (Doutorado em Geologia) – Faculdade de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1995.

___; QUADROS, L. P. *Avaliação geoquímica preliminar da Bacia do Paraná*. Rio de Janeiro: PETROBRAS/CENPES/DIVEX, 1975. 22 p.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. 1. Ed. Rio de Janeiro: Interciência Ed., 2006. 808 p.

ROSS, C. A.; ROSS, J. R. Late Paleozoic transgressive-regressive deposition. In: WILGUS, C. K. et al. (Eds.). *Sea-level change: an integrated approach*. Oklahoma: SEPM Special Publication, n. 42, 1988. p. 228-247.

RUPPEL, S. C.; LOUCKS, R. G. Black mudrocks: lessons and questions from the Mississippian Barnett Shale in the southern Midcontinent. *The Sedimentary Record*, [S.l.], v. 6, n. 2, p. 4-8, 2008.

SANDREA, R.; SANDREA, I. New Well-Productivity Data Provides US Shale Potential Insights. *Oil & Gas Journal*, [S.l.], v.112, p. 66-77, 2014.

SANFORD, R. M.; LANGE, F. W. Basin-study approach to oil evaluation of Paraná miogeosyncline, south Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, Tulsa, v. 44, n. 8, p. 1316-1370, 1960.

SCHMOKER, J. W. Volumetric calculation of hydrocarbons generated. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, v. 60, p. 323-326, 1994.

SCHNEIDER, R. L. et al. Revisão estratigráfica da Bacia do Paraná. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 28, 1974, Porto Alegre. *Anais...*, Porto Alegre: SBG, 1974. p. 41-65.

SCHOBENHAUS, C. et al. (Eds.). *Carta Geológica do Brasil ao Milionésimo: Programa Geologia do Brasil*. Brasília: Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, 2004.

SETZMANN, U.; WAGNER, W. A new equation of state and tables of thermodynamic properties for methane covering the range from the melting line to 625K at pressures up to 1000 MPa. *The Journal of Chemical Physics*, New York, v. 20, n. 6, p. 1061-1155, 1991.

SILVA, G. R.; VIANNA, R. D. Aplicabilidade do método de reflexão sísmica na Bacia do Paraná. In: PAULIPETRO. *Geologia da Bacia do Paraná: reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos*. São Paulo: Consórcio CESP/IPT, 1982, p. 117-141.

SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOLOGIA. Código Brasileiro de Nomenclatura Estratigráfica: Guia de Nomenclatura. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 6, n. 4, p. 370-415, 1986.

SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. *Petroleum Resources Management System*. Texas, 2007. 47 p.

_____. *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*. Texas, 2011. 222 p.

SOFER, Z.; REGAN, D. R.; MULLER, D. S. Sterane isomerization ratios of oils as maturity indicators and their use as an exploration tool, Neuquen Basin Argentina. In: CONGRESO GEOLOGICO ARGENTINO, 12, 1993, Mendoza. *Atas...*, Mendoza: Asociación Geológica Argentina, 1993. p. 407-411.

SOKOLOV, V. A. et al. The new methods of gas surveys, gas investigations of wells and some practical results. In: BOYLE, R.W. (Ed.). Montreal: Canadian Institute of Mining and Metallurgy Special, 1971. p. 538-544.

SOLOMONS, T. W. G.; FRYLE, C. B. *Organic Chemistry*. 10. Ed. New York: J. Wiley, 2009. 1328 p.

SOMMER, F. W. Contribuição à paleofitografia do Paraná. In: LANGE, F. W. (Ed.). *Paleontologia do Paraná*. In: LANGE, F. W. (Ed.) Volume Comemorativo do 1º Centenário do Estado do Paraná. Curitiba: Comissão Comemorativa do Centenário do Paraná, 1954, p. 175-194.

THOMAS, J. E. (Org). *Fundamentos de Engenharia do Petróleo*. 2. Ed. Rio de Janeiro: Interciência Ed., 2001. 271 p.

THOMAZ-FILHO, A. Ocorrência de arenitos betuminosos em Anhembi (SP) – cubagem e condicionamento geológico. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32, 1982, Salvador. *Anais...*, Salvador: SBG, 1982. p. 2344-2348.

TISSOT, B.; WELTE, D. H. *Petroleum formation and occurrence*. 2. Ed. Berlin: Springer Verlag Ed., 1984. 699 p.

TOWLER, B. F. Gas Properties. In: LAKE, L. W. (Ed.). *Petroleum Engineering Handbook*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2006. 864 p.

TURNER, S. et al. Magmatism and continental break-up in the South Atlantic: high precision Ar⁴⁰/Ar³⁹ geochronology. *Earth and Planetary Science Letters*, [S.l.], v. 121, n. 3-4, p. 333-348, 1994.

TYSON, R. V. Palynofacies Analysis. In: JENKINS, D. G. (Ed.). *Applied Micropalaeontology*. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 1993, p. 153-191.

_____. *Sedimentary organic matter: organic facies and palynofacies*. London: Publ. Chapman e Hall Ed., 1995. 615 p.

UESUGUI, N. Palinologia: técnicas de tratamento de amostras. *Boletim Técnico da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, v. 22, p. 229-240, 1979.

ULIANA, M. A.; BIDDLE, K. Mesozoic-Cenozoic paleogeographic and geodynamic evolution of southern South America. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, v. 18, p. 172-190, 1988.

UNGERER, P. Models of petroleum formation: how to take into account geology and chemical kinetics. In: DURAND, B. (Ed.). *Thermal Phenomena in Sedimentary Basins*, Paris: Technip Ed., 1984, p. 235-246.

VAIL, P. R.; MITCHUM, R. M.; THOMPSON, S. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3: relative changes of sea level from coastal onlap. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, n. 26, p. 63-81, 1977.

VAN WAGONER, J. C. et al. Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores and outcrops: concepts for high resolution correlation of time and facies. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series*, Tulsa, v. 7, 65 p, 1990.

WAICHEL, B. L. et al. Lava tubes from the Paraná-Etendeka continental flood basalt province: morphology and importance to emplacement models. *Journal of South American Earth Sciences*, [S.l.], n. 48, p. 255-261, 2013.

WAPLES, D. W.; MACHIAHARA, T. Biomarkers for Geologist – A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. *American Association of Petroleum Geologists Methods in Petroleum*, Tulsa, n. 9, p. 1-85, 1991.

WHITE, I. C. *Relatório final da Comissão de Estudos das Minas de Carvão de Pedra do Brasil – parte 1*. Rio de Janeiro: DNPM, 1908. 300 p. Relatório técnico.

ZALÁN, P. V. et al. Estilos estruturais relacionados às intrusões magmáticas básicas em rochas sedimentares. *Boletim Técnico da PETROBRAS*, Rio de Janeiro, v. 28, n. 4, p. 221-230, 1985.

_____. The Paraná Basin, Brazil. *American Association of Petroleum Geologists Memoir*, Tulsa, n. 51, p. 681-708, 1990.

ZHANG, S. et al. Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China – part 2: Maturity assessment. *Organic Geochemistry*, Oxford, v. 36, p. 1215-1225, 2005.