



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Fernando Bastos Aragão

**Implicações do magmatismo na geração e migração de hidrocarbonetos na
Bacia do Parnaíba, Brasil, a partir da Modelagem 1D de sistemas
petrolíferos**

Rio de Janeiro

2020

Fernando Bastos Aragão

Implicações do magmatismo na geração e migração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, Brasil, a partir da Modelagem 1D de sistemas petrolíferos

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de bacias.

Orientador: Prof. Dr. René Rodrigues

Rio de Janeiro

2020

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

A659

Aragão, Fernando Bastos.

Implicações do magmatismo na geração e migração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, Brasil, a partir da Modelagem 1D de sistemas petrolíferos / Fernando Bastos Aragão – 2020.

166 f. : il.

Orientador: René Rodrigues.

Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Faculdade de Geologia.

1. Geologia estratigráfica – Parnaíba, Bacia do (PI e MA) – Teses. 2. Modelagem geológica – Pimenteiras (PI) – Teses. 3. Rochas – Formação mineral – Pimenteiras (PI) – Teses. 4. Geoquímica mineral – Parnaíba, Rio, Bacia do (PI e MA) – Teses. 5. Campos petrolíferos – Métodos de produção – Teses. 6. Hidrocarbonetos – Transporte – Teses. I. Rodrigues, René. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade de Geologia. III. Título.

CDU 551.4(812.2)

Bibliotecária responsável: Fernanda Lobo / CRB-7: 5265

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

Assinatura

Data

Fernando Bastos Aragão

Implicações do magmatismo na geração e migração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, Brasil, a partir da Modelagem 1D de sistemas petrolíferos

Dissertação apresentada, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre, ao Programa de Pós-Graduação em Geociências, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Área de concentração: Análise de bacias.

Aprovada em 18 de dezembro de 2020.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. René Rodrigues (Orientador)

Faculdade de Geologia - UERJ

Prof. Dr. Egberto Pereira

Faculdade de Geologia - UERJ

Dr. Nilo Chagas de Azambuja Filho

Consultor Independente

Rio de Janeiro

2020

DEDICATÓRIA

Aos meus pais que se esforçaram completamente para que eu obtivesse estudo e chegasse até este título de Mestre, e irmã pelo apoio durante estes anos.

À minha avó Ana Maria Teixeira Aragão, que era uma mulher negra e analfabeta, trabalhou como cozinheira e teve uma vida de muita luta e simplicidade. Em vida, me dizia: “Minha única vontade é te ver formado, só isso já está bom para mim.”. Hoje, deixo aqui seu nome comigo, neste título de Mestre em Geociências, não só cumprindo o seu desejo, mas colocando pra sempre o seu nome na história acadêmica.

Ao geólogo e amigo Osvaldo Braga, que foi uma das minhas primeiras referências e foi uma grande inspiração na minha carreira. Infelizmente, faleceu em Janeiro deste ano. Que descanse em paz e obrigado por todos os ensinamentos e parceria.

AGRADECIMENTOS

À Eneva por todo apoio para a pesquisa realizada, liberando os dados utilizados e, especialmente, aos Geólogos Ernani Porsche, que é o antigo diretor de Exploração da Eneva e Frederico Miranda, que é o atual diretor de Exploração, por acreditar na necessidade do avanço do conhecimento e no desenvolvimento pessoal através do estudo. Além de disponibilizar o tempo exigido para cumprimento das disciplinas e toda a pesquisa.

Ao Departamento de Estratigrafia e Paleontologia (DEPA) que integra a Faculdade de Geologia (FGEL) da Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ) e ao Laboratório de Estratigrafia Química e Geoquímica Orgânica (LGQM) pelo auxílio e disponibilidade para realização das análises necessárias no estudo. Agradeço ao meu orientador Dr. René Rodrigues, professor Dr. Egberto Pereira e Dr. Nilo Azambuja por todos os ensinamentos e apoio para condução deste projeto e excelência dos resultados deste trabalho.

Em especial, aos meus avós por parte de mãe, Maria Duartina e Adjemir, e aos meus avós por parte de pai, Ana Maria e Mamédio, que foram essenciais no início da minha caminhada acadêmica.

Por fim, à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) por fomentar a pesquisa e dar acesso aos dados utilizados nesta pesquisa, à Universidade de Oslo (UiO), representada pelo DSc Sverre Planke e DSc Dougal Jerram e à GeoModelling Solutions, representada pelo DSc Daniel Walter Schmid e DSc Karthik Iyer pelo suporte e conhecimento compartilhado durante esses anos.

O que agora está provado foi apenas uma vez imaginado.

William Blake

RESUMO

ARAGÃO, Fernando Bastos. **Implicações do magmatismo na geração e migração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba, Brasil, a partir da Modelagem 1D de sistemas petrolíferos.** 2020. 165 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

A Bacia do Parnaíba é considerada uma bacia de fronteira exploratória, com uma história de sucesso exploratório recente, mas já representa o quarto lugar entre as bacias com maior produção de gás natural por dia. O sistema petrolífero estabelecido para as principais acumulações de gás é enquadrado nos sistemas denominados atípicos, ainda pouco compreendidos, devido a influência de soleiras na maturação térmica da rocha geradora, na geração e migração de hidrocarbonetos, além de formar o selo e a trapa para as acumulações. A principal rocha geradora e foco do estudo é a Formação Pimenteiras, que foi caracterizada por Rodrigues (1995), sendo reconhecidos três intervalos geradores A, B e C, contando ainda com o intervalo D, que é menos caracterizado. Utilizando análises geoquímicas e dados de poços, localizados na porção centro-norte da bacia, e com o programa de modelagem 1D, Silli 1D, inicialmente, foi avaliada a qualidade, distribuição e maturação térmica dos intervalos geradores da formação e em seguida, foram definidos três poços para a realização da modelagem 1D. Cada poço representa um cenário de maturação térmica dos intervalos geradores e junto com os registros de óleo e gás nos poços, foram avaliados os efeitos térmicos causados por múltiplas intrusões na Formação Pimenteiras e o resultado do quadro de geração, retenção e expulsão de óleo e gás. Os mapas de espessuras e COT residual dos intervalos geradores mostram espessuras suficientes para serem considerados intervalos com excelente potencial gerador e com uma boa distribuição na bacia. Mapas de maturação térmica, visto através da reflectância da vitrinita indicam que na região central, onde estão concentradas as maiores quantidades de soleiras na Formação Pimenteiras, há uma maturação predominante para geração de gás, com maior degradação do COT. Conforme segue em direção ao norte-noroeste, há menor maturação térmica e maior potencial para geração de óleo, além de maior teor de COT residual. O melhor ajuste entre os dados dos poços e o resultado da modelagem térmica foi assumindo que as intrusões ocorreram seguindo intervalos de 30.000 anos, a partir da entrada da primeira soleira em 201,25 Ma, e esta primeira soleira, foi a mais profunda no empilhamento estratigráfico. O mais avançado estágio de maturação térmica é alcançado principalmente nas zonas onde há interação dos efeitos térmicos de múltiplas soleiras e nas simulações em que o as intrusões são simultâneas ou com intervalo de tempo entre as intrusões igual ou menor que 10.000 anos. Os principais fatores que influenciaram na história de evolução térmica dos intervalos geradores foram as espessuras e quantidade das intrusões, as distâncias relativas das soleiras, o pré condicionamento térmico da rocha encaixante e a ordem cronológica das intrusões. As implicações destes fatores são observadas nos volumes de geração, retenção e a capacidade de expulsão de óleo e gás da rocha geradora, apresentando na maioria dos modelos, um aumento significativo do volume óleo craqueado para gás, através do craqueamento secundário, onde grande parte deste volume de gás é expelido da rocha. Os intervalos geradores em zonas mais distantes das soleiras, apresentam menor craqueamento secundário e a maior parcela do óleo gerado, fica retido na rocha geradora.

Palavras-chave: Modelagem. Sistema Petrolífero. Bacia do Parnaíba

ABSTRACT

ARAGÃO, Fernando Bastos. **Implications of magmatism in the generation and migration of hydrocarbons in the Parnaíba Basin, Brazil, based on 1D Modeling of petroleum systems.** 2020. 165 f. Dissertação (Mestrado em Geociências) – Faculdade de Geologia, da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

The Parnaíba Basin is considered an exploratory frontier basin, with a recent exploratory success story, but it already represents the fourth place among the basins with the highest production of natural gas per day. The petroleum system established for the main gas accumulations is framed in the so-called atypical systems that is still meanly understood due to the influence of sills in the thermal maturation of the source rock, in the generation and migration of hydrocarbons, in addition to forming the seal and the trap for the accumulations. The main source rock and focus of the study is the Pimenteiras Formation, which was characterized by Rodrigues (1995), with three source intervals A, B and C being recognized, also counting with the D interval, which is less characterized. Using geochemical analyzes and data from wells, located in the center-north portion of the basin, and with the 1D modeling program, Silli 1D, the quality, distribution and thermal maturation of these source intervals were initially evaluated and then defined three wells for 1D modeling. Each well represents a scenario of thermal maturation for the source intervals and integrated with the oil and gas records in the wells, the thermal effects caused by multiple intrusions in the Pimenteiras Formation and the result of the oil, gas generation, retention and expulsion framework were evaluated. The thickness maps and residual TOC of the source intervals show enough thickness to be considered intervals with excellent source rock potential also with a good distribution in the basin. Thermal maturation maps seen through the reflectance of the vitrinite indicate that in the central region, where the largest amounts of sills are concentrated in the Pimenteiras Formation, there is a predominant maturation for gas generation, with greater degradation of the COT. As it continues towards the north-northwest, there is less thermal maturation and greater potential for oil generation, in addition to a higher residual TOC content. The best fit between the well data and thermal modeling results was assuming that the intrusions occurred at intervals of 30,000 years, from the entry of the first sill at 201.25 Ma, and this first sill was the deeper in the stratigraphic stacking. The most advanced stage of thermal maturation is achieved mainly in areas where there is interaction of the thermal effects of multiple sills and in simulations in which the intrusions are simultaneous or with a time interval between the intrusions equal to or less than 10,000 years. The main factors that influenced the thermal evolution history of the source intervals were the thickness and quantity of the intrusions, the relative distances from the sills, the thermal pre-conditioning of the host rock and the chronological order of the intrusions. The implications of these factors are observed in the volumes of generation, retention and the capacity of expulsion of oil and gas from the source rock, presenting in most models, a significant increase in the volume of oil cracked for gas, through secondary cracking, where most of this volume of gas is expelled from the rock. The source intervals in areas more distant from the sills, present less secondary cracking and a larger portion of the oil generated, is retained in the source rock.

Keywords: Modeling. Petroleum System. Parnaiba Basin

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Modelo esquemático do sistema petrolífero atípico atuante e efetivo na Bacia do Parnaíba	21
Figura 2 –	Mapa de localização da área de estudo, com os poços que possuem dados geoquímicos que foram utilizados no trabalho	25
Figura 3 –	Procedimento de análise da técnica de Pirólise Rock-Eval e exemplificação dos dados obtidos no resultado da análise	30
Figura 4 –	Exemplo do output resultante da modelagem 1D realizada pelo programa Silli 1D	36
Figura 5 –	Detalhe do output para os resultados de %Ro, COT, geração, retenção e expulsão de óleo e gás	37
Figura 6 –	Mapa em profundidade do embasamento da Bacia do Parnaíba	39
Figura 7 –	Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba	43
Figura 8 –	Reconstrução das principais LIPs em 510 Ma (Kalkarindji), 201 Ma (Província Magmática Atlântico Central), 183 Ma (Karoo and Ferrar) e 135 Ma (Paraná–Etendeka)	45
Figura 9 –	Mapa estrutural da Bacia do Parnaíba.....	48
Figura 10 –	Seção sísmica de reflexão Poststack migrada em profundidade com atributo de coerência	49
Figura 11 –	Bacias sedimentares com mecanismo similar de geração de hidrocarbonetos, a partir da maturação termal de intervalos ricos em matéria orgânica, influenciados por soleiras	50
Figura 12 –	Seção de correlação de poços perfurados na bacia e que atingiram a Formação Pimenteiras.....	51
Figura 13 –	Seção de correlação de poços perfurados na bacia e que atingiram a Formação Pimenteiras, com destaque para as diversas soleiras de diabásio que estão inseridas na coluna estratigráfica.....	52
Figura 14 –	Seção sísmica mostrando conjunto de falhas afetando diferentes estratos sedimentares, algumas rasas e outras envolvendo o embasamento	53
Figura 15 –	Perfil composto da Formação Pimenteiras com as amostras laterais coletadas nos intervalos argilosos ricos em matéria orgânica.....	54

Figura 16 –	Variação de espessura da soleira principal constatada em diversos poços na porção central da bacia	55
Figura 17 –	Modelos geológicos dos sistemas petrolíferos de sucesso identificados na bacia	56
Figura 18 –	Interpretação esquemática de linha 2D, destacando dois grupos de soleiras	56
Figura 19 –	Perfil-tipo da interação entre as soleiras de diabásio com a Fm. Pimenteiras, com os principais intervalos geradores e a coluna litológica generalizada da formação	60
Figura 20 –	Diagrama de Van Krevelen para o poço 1-PA-0001-MA	62
Figura 21 –	Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) gerados com o valor máximo do intervalo gerador A nos poços amostrados	64
Figura 22 –	– Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) máximo do intervalo gerador B	67
Figura 23 –	Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) máximo do intervalo gerador C	68
Figura 24 –	– Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) máximo do intervalo gerador D	69
Figura 25 –	Mapa de vitrinita dos intervalos geradores A (esquerda) e B (direita), destacando os principais campos de gás (marcado pelos círculo tracejado, em branco)	72
Figura 26 –	Mapa de vitrinita dos intervalos geradores C (esquerda) e D (direita), destacando os principais campos de gás (marcado pelos círculo tracejado, em branco).	73
Figura 27 –	Seção de correlação de poços na direção noroeste-sudeste, composto pelos perfis de Raios Gama (RG), curva de Gás Total, registrado durante a perfuração e os dados de COT e reflectância da vitrinita (RF).	74
Figura 28 –	Correlação dos mapas de espessuras da Formação Pimenteiras e do somatório das espessuras de soleiras intrudidas na Formação Pimenteiras	75
Figura 29 –	Mapa de localização dos poços 1-PGN-1-MA, 1-OGX-34-MA e 1-BRSA-1221-MA	76
Figura 30 –	Perfil composto do poço 1-PGN-1-MA	77
Figura 31 –	Quadro resumido de input para a modelagem sem a presença das soleiras intrudidas na área do poço 1-PGN-1-MA	81

Figura 32 –	Resultados para a modelagem sem a presença as intrusões de soleiras na área do poço 1-PGN-1-MA	81
Figura 33 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que as soleiras são intrudidas simultaneamente em 201,25 Ma	82
Figura 34 –	Resultados para a modelagem com as intrusões de soleiras simultâneas na área do poço 1-PGN-1-MA	83
Figura 35 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.....	84
Figura 36 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos	85
Figura 37 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos	86
Figura 38 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos	87
Figura 39 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira é a mais profunda e ocorre em 201,25 Ma	88
Figura 40 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos	89
Figura 41 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos	90
Figura 42 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos	90
Figura 43 –	Quadro evolutivo de geração, retenção e expulsão de óleo e gás para a Formação Pimenteiras e seus principais intervalos geradores, na modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda e as demais seguem sequência	

	cronológica com intervalos de 30.000 anos entre o inícios das intrusões	91
Figura 44 –	Correlação composta pelos dados da modelagem final para o poço 1-PGN-1-MA (cenário de geração de óleo e gás)	93
Figura 45 –	Gráfico de três eixos, mostrando a relação entre as médias de temperatura máxima, reflectância da vitrinita calculada e a % de degradação do COT original à deposição, para cada intervalo da Formação Pimenteiras, conforme subdivisão indicada na figura (tabela com os dados anexada)	94
Figura 46 –	Perfil composto do poço 1-OGX-34-MA	95
Figura 47 –	Quadro resumido de input para a modelagem sem a presença das soleiras intrudidas na área do poço 1-OGX-34-MA	98
Figura 48	Resultados para a modelagem sem a presença as intrusões de soleiras na área do poço 1-OGX-34-MA	98
Figura 49 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que as soleiras são intrudidas simultaneamente em 201,25 Ma	100
Figura 50 –	Resultados para a modelagem com as intrusões de soleiras simultâneas na área do poço 1-OGX-34-MA	100
Figura 51 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.....	101
Figura 52 –	Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-OGX-34-MA, com um intervalo entre as soleiras de 10.000 anos	102
Figura 53 –	Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-OGX-34-MA, com um intervalo entre as soleiras de 20.000 anos	103
Figura 54 –	Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-OGX-34-MA, com um intervalo entre as soleiras de 30.000 anos	103
Figura 55 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira é a mais profunda e ocorre em 201,25 Ma. Já as outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.....	104

Figura 56 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos	105
Figura 57 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos	106
Figura 58 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos	107
Figura 59 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos e com a modificação do COT original à deposição da Formação Pimenteiras	108
Figura 60 –	Quadro evolutivo de geração, retenção e expulsão de óleo e gás para a Formação Pimenteiras e seus principais intervalos geradores, na modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda e as demais seguem sequência cronológica com intervalos de 30.000 anos entre o inícios das intrusões	110
Figura 61 –	Correlação composta pelos dados da modelagem final para o poço 1-PGN-1-MA (cenário de geração de óleo e gás)	111
Figura 62 –	Gráfico de três eixos, mostrando a relação entre as médias de temperatura máxima, reflectância da vitrinita calculada e a % de degradação do COT original à deposição, para cada intervalo da Formação Pimenteiras	113
Figura 63 –	Perfil composto do poço 1-BRSA-1221-MA	114
Figura 64 –	Quadro resumido de input para a modelagem sem a presença das soleiras intrudidas na área do poço 1-BRSA-1221-MA	117
Figura 65 –	Resultados para a modelagem sem a presença das intrusões de soleiras na área do poço 1-BRSA-1221-MA	118
Figura 66 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que as soleiras são intrudidas simultaneamente em 201,25 Ma	119
Figura 67 –	Resultados para a modelagem com as intrusões de soleiras simultâneas na área do poço 1-BRSA-1221-MA	119
Figura 68 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões das soleiras	

	ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.....	120
Figura 69 –	Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-BRSA-1221-MA, com um intervalo entre as soleiras de 10.000 anos	121
Figura 70 –	Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-BRSA-1221-MA, com um intervalo entre as soleiras de 20.000 anos	122
Figura 71 –	Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-BRSA-1221-MA, com um intervalo entre as soleiras de 30.000 anos	122
Figura 72 –	Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira é a mais profunda e ocorre em 201,25 Ma.	123
Figura 73	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos	124
Figura 74 –	Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos	125
Figura 75 –	Resultados da modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos	126
Figura 76 –	Quadro evolutivo de geração, retenção e expulsão de óleo e gás para a Formação Pimenteiras e seus principais intervalos geradores	128
Figura 77 –	Correlação composta pelos dados da modelagem final para o poço 1-PGN-1-MA (cenário de geração de óleo e gás)	129
Figura 78 –	Gráfico de três eixos, mostrando a relação entre as médias de temperatura máxima, reflectância da vitrinita calculada e a % de degradação do COT original à deposição, para cada intervalo da Formação Pimenteiras	131
Figura 79 –	Mapas de insólitas de diabásio na Formação Pimenteiras e de evolução térmica para os folhelhos radioativos do intervalo gerador C	133
Figura 80 –	Modelagem térmica bidimensional avaliando os efeitos de intrusões ígneas na maturação térmica, através do modelo Easy%Ro, na seção N-CP-SW,	

	localizada e identificada pela linha vermelha no mapa da Bacia do Parnaíba	134
Figura 81 –	Mapa do somatório das espessuras das soleiras de diabásio intrudidas na Formação Pimenteiras, calculadas nos poços perfurados que atravessaram a formação	135
Figura 82 –	Comparação das temperaturas na Formação Pimenteiras antes da entrada da primeira soleira na formação e as temperaturas máximas alcançadas pela formação, 100 anos após a entrada das soleiras na própria formação	140
Quadro 1 –	Dados referentes a idade de entrada das soleiras e a sequência de entrada, com intervalos de 30.000 anos, a partir da entrada da primeira soleira, que é a mais profunda na coluna estratigráfica.....	144
Quadro 2 –	Quadro de volumes de óleo e gás gerados, retidos e expelidos da Formação Pimenteiras, nos distintos momentos no tempo, para a modelagem do poço 1-PGN-1-MA.....	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 –	Relação dos poços com os dados de análises geoquímicas existentes.....	26
Tabela 2 –	Classificação da quantidade de matéria orgânica e potencial petrolífero de rocha geradora	27
Tabela 3 –	Compilação bibliográfica com as principais informações das aureólas de contato, de acordo com os diferentes dados de modelagem e características das áreas de estudo	137

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
COT	Carbono Orgânico Total
Ro	Reflectância da Vitrinita

LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
±	Mais ou menos
*	Multiplicação
Φ	Fi
m	Metros
m ³	Metros cúbicos

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	19
1	MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS	22
2	MATERIAIS E MÉTODOS	24
2.1	Análises geoquímicas	26
2.1.1	<u>Carbono Orgânico total (COT), Enxofre total (S) e Resíduo insolúvel (RI)</u>	26
2.1.2	<u>Pirólise <i>Rock-Eval</i></u>	28
2.2	Modelagem numérica 1D	30
2.2.1	<u>Fluído</u>	31
2.2.2	<u>Características litológicas e erosivas das formações</u>	31
2.2.3	<u>Espessuras e propriedades térmicas das soleiras</u>	33
2.2.4	<u>Temperatura (°C) vs Profundidade (m)</u>	34
2.2.5	<u>Reflectância da Vitrinita (%Ro)</u>	35
2.2.6	<u>Carbono Orgânico Total (COT) e Índice de Hidrogênio (IH)</u>	35
3	CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DO PARNAÍBA	38
3.1	Geologia regional	38
3.1.1	<u>Arcabouço estrutural</u>	38
3.1.2	<u>Arcabouço estratigráfico</u>	40
3.1.3	<u>Magmatismo</u>	44
3.1.4	<u>Evolução tectônica</u>	45
3.2	Sistema petrolífero atípico ígneo-sedimentar da Bacia do Parnaíba	49
3.3	Relevância exploratória	57
4	RESULTADOS	59
4.1	Análises geoquímicas	59
4.1.1	<u>Qualidade e distribuição dos intervalos geradores</u>	63
4.1.2	<u>Maturação e preservação da matéria orgânica</u>	70
4.2	Modelagem numérica 1D	76
4.2.1	<u>Cenário 1: Rocha Geradora com maturação térmica para geração de óleo e gás</u> ..	77
4.2.2	<u>Cenário 2: Rocha Geradora com maturação térmica para geração de gás</u>	95
4.2.3	<u>Cenário 3: Rocha geradora com sobrematuração térmica ou senil</u>	114
5	DISCUSSÃO	132

6	SÍNTESE: IMPLICAÇÕES NO SISTEMA PETROLÍFERO.....	143
	CONCLUSÕES.....	148
	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	150
	REFERÊNCIAS.....	152
	ANEXO A – Exemplo das propriedades petrofísicas e térmicas calculadas para as formações e os teores de Carbono Orgânico Total (COT) e Índice de hidrogênio (IH) originais à deposição e atribuídos aos intervalos geradores da Formação Pimenteiras.....	158
	APÊNDICE B – Input das propriedades litológicas (a) e das soleiras (b) do cenário de geração de óleo e gás poço: 1-PGN-1-MA.....	159
	APÊNDICE C – Input das propriedades litológicas (a) e das soleiras (b) do cenário de geração de gás (poço 1-OGX-34-MA).....	160
	APÊNDICE D – Input das propriedades litológicas do cenário de geração de gás, com aumento do COT para a porção superior da Formação Pimenteiras (poço 1-OGX-34-MA)	161
	APÊNDICE E – Input das propriedades litológicas (a) e das soleiras (b) do cenário de sobrematuração térmica ou senil (poço 1-BRSA-1221-MA)	162
	APÊNDICE F – Dados de entrada na modelagem para COT (wt%) e reflectância da vitrinita (%Ro), do poço 1-PGN-1-MA (a) e do poço 1-OGX-34-MA (b)	163
	APÊNDICE G – Dados de entrada na modelagem para COT (wt%) e reflectância da vitrinita (%Ro), do poço 1-BRSA-1221-MA	164

INTRODUÇÃO

A Bacia do Parnaíba é uma bacia intracratônica paleozóica com extensão de aproximadamente 660.000 km² que, mesmo ainda sendo considerada como bacia de nova fronteira, já corresponde a 5,0% da produção de gás natural no cenário nacional. O sistema petrolífero de sucesso até o momento é considerado atípico, devido à influência das variadas intrusões ígneas na geração, migração e traçamento de hidrocarbonetos, conforme ilustrado na figura 1 (MAGOON e DOW, 1994; RODRIGUES, 1995; RODRIGUEZ MONREAL, 2009; AARNES, 2011; MIRANDA *et al.*, 2014).

Dentre as rochas geradoras conhecidas e caracterizadas na bacia, a Fm. Pimenteiras (Devoniano) possui maior relevância, pois apresenta três intervalos geradores (A, B e C) com bom potencial para geração de hidrocarbonetos e com boa distribuição regional, tendo ainda um quarto intervalo não tão caracterizado, denominado intervalo gerador D, porém com bom potencial (RODRIGUES, 1995). De maneira geral, as rochas geradoras são constituídas por folhelhos imaturos ou com baixa maturidade. Estudos indicam que somente por soterramento, a Fm. Pimenteiras não teria capacidade de atingir a maturidade térmica para geração de hidrocarbonetos, no entanto, entende-se que as extensas e abundantes intrusões ígneas inseridas na formação levaram, localmente, esta rocha geradora às condições de maturidade (RODRIGUES, 1995; EIRAS e WANDERLEY FILHO, 2003; FERNANDES, R. F., 2011 e MIRANDA *et al.*, 2018).

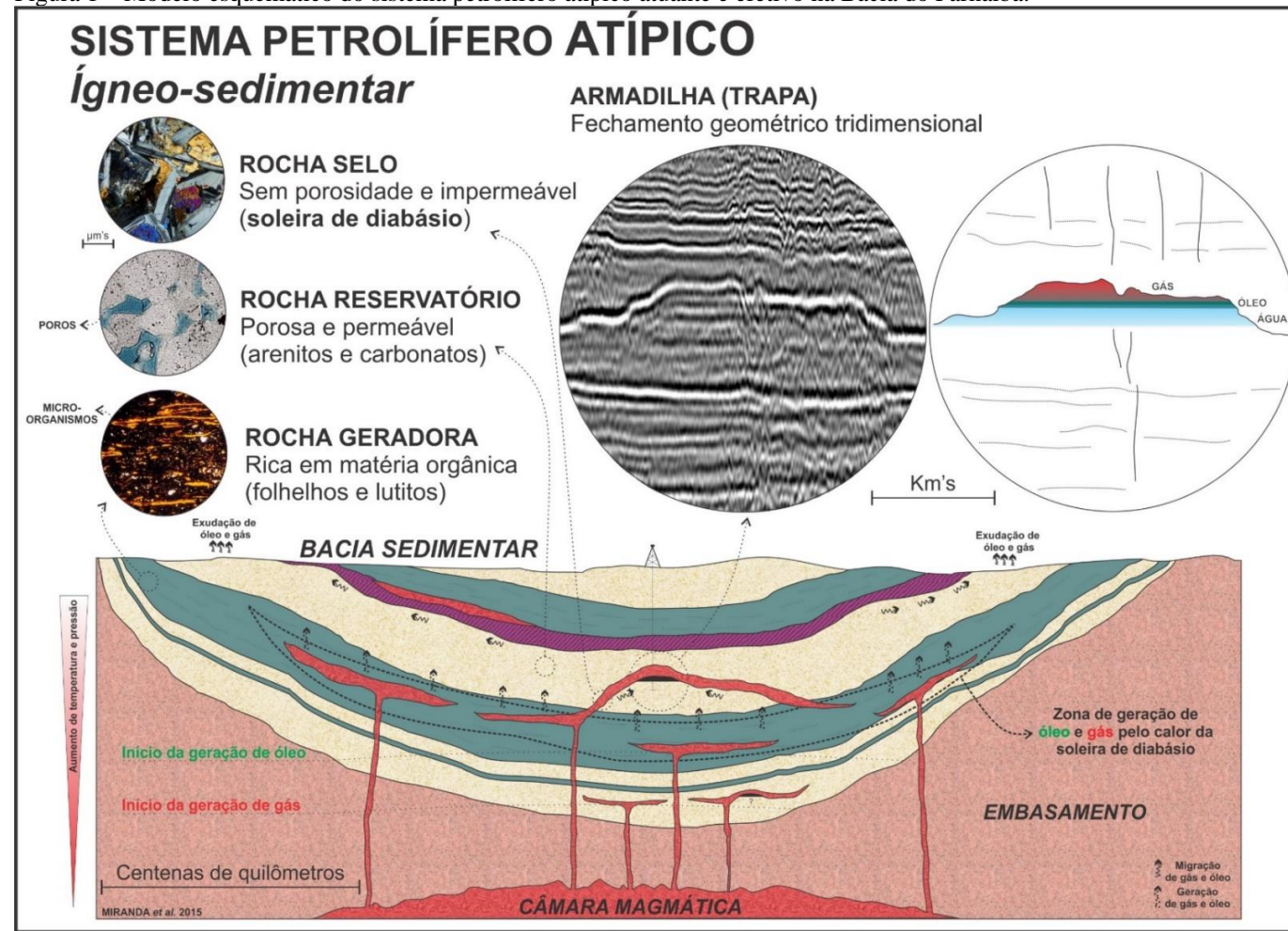
O selo e a trapa para as principais acumulações comerciais de hidrocarbonetos na bacia são ocasionados pelas intrusões de diabásio, que ascendem para diferentes níveis estratigráficos, encapsulando rochas reservatório, e podem ser interpretadas nos dados sísmicos 2D e 3D como estruturas tridimensionais de geometrias variadas com fechamento quaquaversal. Acredita-se que a migração dos hidrocarbonetos gerados em maiores profundidades para as estruturas formadas pelas soleiras de diabásio seja principalmente através de zonas de falhas e fraturas subverticais decorrentes de distintos eventos tectônicos que ocorreram ao longo da história evolutiva da bacia, e também associados aos eventos magmáticos que culminaram na ascensão e intrusão dos diversos corpos ígneos espalhados regionalmente na bacia.

São atribuídos à Bacia do Parnaíba dois grandes eventos magmáticos, o primeiro evento datado de Triássico-Jurássico (215 - 160 Ma) é atribuído a uma das maiores províncias ígneas continentais, a Província Magmática Central Atlântica e é representado pela Fm. Mosquito (CAMP; MARZOLI *et al.* 1999). O segundo evento datado do Eocretáceo (130 – 120 Ma) está concentrada na porção leste da bacia, sendo representado pela Fm. Sardinha, correlacionada a ruptura do Gondwana e à resultante abertura do oceano atlântico sul (LIMA e LEITE, 1978; FODOR *et al.*, 1990; BAKSI e ARCHIBALD, 1997; MARZOLI *et al.*, 1999; MILANI e ZALÁN, 1999). Na porção central da Bacia do Parnaíba, onde estão concentradas as atividades exploratórias de hidrocarbonetos, existem poucos dados geocronológicos para as rochas intrusivas na região. Através da datação pelo método U-Pb de uma soleira profunda, perfurada em um poço na região central da bacia, MICHELON D. (2020) obteve a idade de 201,25 +/-0,13 Ma, o que sugere que nesta área da bacia, as rochas intrusivas em subsuperfície, são correlacionadas a Fm. Mosquito.

O magmatismo possui influência direta no sistema petrolífero atípico ígneo-sedimentar da Bacia do Parnaíba, principalmente, na geração efetiva de volumes de hidrocarbonetos suficientes para gerar acumulações comerciais. São observados apenas indícios de óleo, nos poços localizados mais pra borda da bacia, onde a Formação Pimenteiras está em profundidade mais rasa e sem a presença de intrusões, sendo considerada imaturo. Já na região dos principais campos de gás, na porção centro-norte da bacia, observa-se diversos corpos intrusivos na formação, mostrando maturação térmica para gás e acumulações comerciais de gás em diferentes unidades litoestratigráficas. Por outro lado, certas regiões da bacia, os folhelhos geradores da Formação Pimenteiras, mostram sobrematuração, associada a maior quantidade de soleiras, e nos poços, não ocorreu ou foram constatados poucos indícios significativos de óleo ou gás, que permanecem retidos na própria Formação Pimenteiras.

Desse modo, o maior conhecimento da evolução térmica dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras, associada aos efeitos térmicos causados pelas rochas intrusivas que estão inseridas em escala regional na formação e o resultante quadro de geração e expulsão de hidrocarbonetos se torna crucial para a avaliação do potencial petrolífero da bacia.

Figura 1 – Modelo esquemático do sistema petrolífero atípico atuante e efetivo na Bacia do Parnaíba.



Fonte: MIRANDA et al., 2018.

1 MOTIVAÇÃO E OBJETIVOS

Apesar do Brasil atualmente produzir em média 2,874 milhões de barris de óleo e 130 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, apenas 11% desta produção de gás natural é proveniente de bacias terrestres (fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural - ANP, Outubro de 2020). Dentre estas, as bacias intracratônicas paleozoicas contribuem com apenas 20,5 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, mesmo recobrando uma área considerável de cerca de 30% do território nacional, com mais de 2.500.000km². Consideradas bacias de fronteira exploratória, existe a necessidade de um maior entendimento dos sistemas petrolíferos atuantes e efetivos nestas bacias. Com exceção dos campos de petróleo relacionados as bacias marginais, onde os sistemas petrolíferos, principalmente em termos de geração e migração, estão bem definidos, as bacias intracratônicas ainda possuem controvérsias e carecem de estudos detalhados.

Neste contexto, a Bacia do Parnaíba que compõe o quadro de bacias intracratônicas consideradas como nova fronteira exploratória, já contribui com 5,0% da produção de gás natural no cenário nacional. Durante os últimos 10 anos de exploração e produção na bacia, diversos poços foram perfurados com a descoberta de 9 campos de gás e outras descobertas que estão sob avaliação ou não foram acumulações economicamente viáveis para o desenvolvimento. Apesar dos sucessos exploratórios que colocaram a bacia em uma posição sólida entre as bacias petrolíferas *onshore* brasileiras, existem muitas lacunas de conhecimento do sistema petrolífero atuante na bacia e que controlam as acumulações de hidrocarbonetos.

Todas as recentes descobertas estão associadas ao sistema petrolífero de sucesso, considerado atípico devido à influência das intrusões ígneas na geração, migração e trapeamento de hidrocarbonetos. Existem estudos de modelagem térmica na bacia, onde são abordados e interpretados os efeitos térmicos causados pelas intrusões na seção sedimentar (RODRIGUES, 1995, FERNANDES, R. F., 2009 e MIRANDA *et al.*, 2018). No entanto, ainda há uma necessidade de estudos de modelagem focadas no sistema petrolífero e no maior conhecimento das características da geração e migração dos hidrocarbonetos, associado às acumulações e indícios de óleo e gás constatados na bacia.

Este trabalho teve como objetivo, definir características acerca dos efeitos térmicos causados pelas intrusões de diabásio na maturação dos intervalos geradores da Fm. Pimenteiras (Devoniano) e, conseqüentemente, entender suas implicações na geração e migração de hidrocarbonetos na área de estudo, através da modelagem 1D de três poços perfurados na área centro-norte da Bacia do Parnaíba. Para tal foram utilizados dados de análises geoquímicas (Teor de Carbono Orgânico (COT), pirólise rock-eval e reflectância da vitrinita, de perfis de poços e simulações numéricas com o software de modelagem numérica Silli 1D. Adicionalmente, o estudo pode servir de análogo para impulsionar o conhecimento dos potenciais sistemas petrolíferos das demais bacias paleozóicas brasileiras.

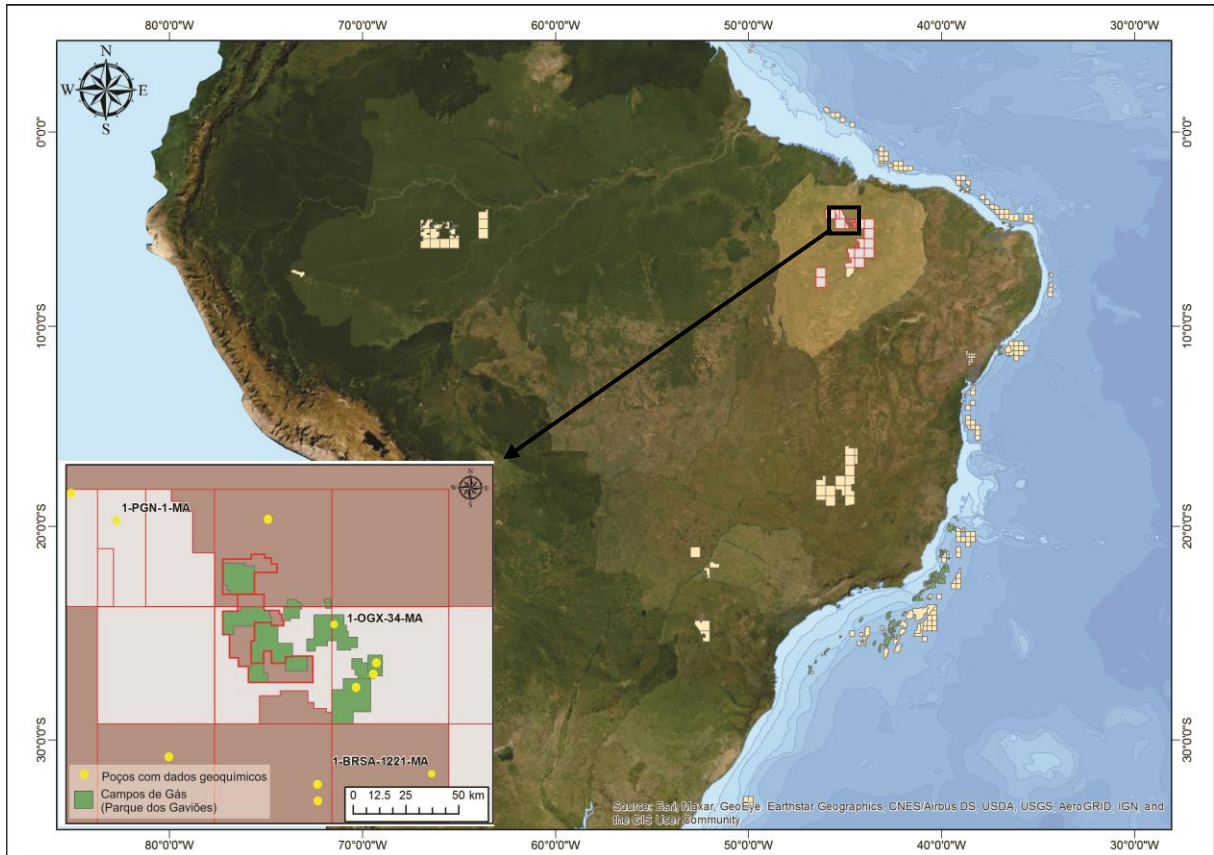
2 MATERIAIS E MÉTODOS

A área de estudo localizada na porção centro-norte da Bacia do Parnaíba, onde estão concentradas as atividades exploratórias e os principais campos de gás (figura 2). Como resultado de campanhas exploratórias realizadas nos últimos 10 anos, houve levantamento de dezenas de milhares de sísmica e a perfuração de novos poços, que possibilitaram a realização de análises geoquímicas e outros dados importantes para o presente trabalho. O foco do trabalho foi direcionado para esta área da bacia, pela atratividade exploratória e quantidade de dados disponíveis.

Foram solicitados e disponibilizados todos os dados de poços e dados sísmicos junto à ANP e também junto à empresa Eneva, que é financiadora deste projeto e detentora de alguns dados que foram utilizados.

Os dados de análises geoquímicas compreendem os dados já existentes de treze poços (tabela 1) e também novas análises de carbono orgânico total e pirólise rock-eval realizadas em dois poços, 1-PGN-1-MA e 1-BRSA-1221-MA. Foram coletadas 80 amostras em dois testemunhos do poço 1-BRSA-1221-MA e 27 amostras em amostras laterais no poço 1-PGN-1-MA. Durante o estudo foi constatada a necessidade de obter um maior detalhamento das análises no poço 1-PGN-1-MA, para tal também foram coletadas amostras de calha, no entanto devido a paralisação do laboratório e análises no ano de 2020 pelas restrições da pandemia do COVID-19, não foi possível concluir as análises geoquímicas nas amostras de calha.

Figura 2 – Mapa de localização da área de estudo, com os poços que possuem dados geoquímicos que foram utilizados no trabalho.



Nota: Em destaque estão os poços que foram realizadas as modelagens 1D (1-PGN-1-MA, 1-OGX-34-MA e 1-BRSA-1221-MA).

Fonte: O autor, 2020.

Para gerar os mapas de espessuras, foram utilizados cerca 40 poços que perfuraram e amostraram os intervalos geradores da Formação Pimenteiras, com dados de perfis geofísicos, que foram usados para definir a espessura dos intervalos e demais análises necessárias.

Resumidamente, a metodologia seguiu de forma a realizar uma avaliação dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras na área de estudo, através das análises geoquímicas e interpretação de dados de poços, que serviram de base para a escolha dos poços utilizados na modelagem 1D.

Tabela 1 - Relação dos poços com os dados de análises geoquímicas existentes.

Poços	Formação	Nº de amostras		
		COT	Pirólise Rock-Eval	Vitrinita
1-PD-1-MA	Pimenteiras		62	
1-PA-1-MA	Pimenteiras	18	108	40
2-SLST-1-MA	Pimenteiras		91	
2-BAC-1-MA	Pimenteiras		49	
2-CP-1-MA	Pimenteiras		56	
1-BRSA-1221-MA	Pimenteiras		18	22
1-OGX-16-MA	Pimenteiras	16	16	3
1-OGX-22-MA	Pimenteiras	20	20	1
1-OGX-34-MA	Pimenteiras	7	7	3
1-OGX-59-MA	Pimenteiras	28	28	6
1-OGX-77-MA	Pimenteiras	47		7
1-PGN-1-MA	Pimenteiras	15		3
4-PGN-22-MA	Pimenteiras	14		2

Fonte: O autor, 2020.

2.1 Análises geoquímicas

2.1.1 Carbono Orgânico total (COT), Enxofre total (S) e Resíduo insolúvel (RI)

O teor de Carbono Orgânico Total (COT) presente em sedimentos e rochas sedimentares estão relacionados a diferentes fatores como os controles ambientais que influenciam na produção da matéria orgânica, processos sedimentológicos que controlam sua deposição e distribuição e fatores biogeoquímicos e geomicrobiológicos que são importantes para a preservação dessa matéria orgânica incorporada no ambiente geológico durante o tempo (TYSON, 1995). O sucesso destes condicionantes que governam a presença de matéria orgânica nos sedimentos e rochas sedimentares, vão propiciar a transformação desta matéria em compostos relacionados ao petróleo (TISSOT & WELTE, 1984).

A produtividade de matéria orgânica possui maior abundância em ambientes aquáticos, mas com a grande ocorrência de vegetais terrestres, a produtividade primária em ambientes aéreos/sub-aéreos encontra-se com grande relevância assim como no ambientes aquáticos. O fator que tira o balanço entre estes ambientes é a preservação dessa matéria orgânica gerada, onde no ambiente aéreo/sub-aéreo, a maior concentração de oxigênio, umidade e ação de bactérias, diminui a parcela de matéria orgânica preservada nos sedimentos e rochas sedimentares.

Tabela 2 – Classificação da quantidade de matéria orgânica e potencial petrolífero de rocha geradora.

Quantidade	COT (wt%)	S2
Pobre	0 - 0,5	0 - 1,0
Razoável	0,5 - 1	1,0 - 5,0
Bom	1,0 - 2,0	5,0 - 10,0
Muito bom	2,0 - 4,0	10,0 - 20,0
Excelente	Maior que 4	Maior que 20,0

Fonte: Modificada de BASKIN (1997).

Para as análises realizadas neste trabalho inicialmente foram tratadas as amostras com ácido clorídrico para retirar o carbono inorgânico (conteúdo carbonático). O procedimento seguiu as etapas convencionais adotadas pelo laboratório, começando com o processo de pulverização, onde é realizado em um graal de ágata, sendo as amostras pulverizadas e, posteriormente, passadas pela peneira de malha de 80 mesh (0,177 mm). Depois, pesou-se 250 mg de material em uma barquinha de porcelana porosa (Ceramic Boats Unglazed 529-203 LECO) que, em seguida, foi emersa em uma bandeja de vidro com solução ácida de HCl (50 %) durante 24 horas. Após essa etapa, as amostras são lavadas com água destilada e colocadas para secar em estufa durante 48 horas. Após nova pesagem da amostra, através da diferença entre o peso anterior e o posterior ao ataque ácido pode ser obtido a parcela de resíduo insolúvel, podendo este, então, ser definido como material resistente ao ataque de HCl.

Com o devido tratamento das amostra, retirando as fontes inorgânicas de carbono, foi possível, então, prosseguir a análise de COT e S no analisador elementar. No analisador Leco SC-632, antes do procedimento analítico, é necessário calibrar o equipamento utilizando-se um padrão certificado. Para a geração da curva de calibração foi utilizado o padrão Soil calibration Material (Part No502-308-Lot No1017-2.30% de carbono e 0.031% de enxofre)

pesando-se diferentes massas (aprox. 0.05 g; 0,1 g; 0.20 g; 0,30g; 0,40g; 0,50 g; 0,55 g; 0,75 g; 1,00 g; 1,25 g e 1,50 g) e incluindo, também, 2 brancos (barquinhas vazias). Ainda assim, para controle e avaliação dos resultados obtidos nas análises, um padrão certificado é inserido no procedimento a cada dez amostras.

A barquinha com a amostra é introduzida em um ambiente de oxigênio puro (99,5%), regulado a 1350° C. A combinação da temperatura do forno e do fluxo de oxigênio fazem com que a amostra entre em combustão. Todo o material contido na amostra passa por um processo de oxirredução que permitem a liberação do carbono e o enxofre sob a forma de CO₂ e SO₂, respectivamente. Por fim, tubos com controladores de fluxo conduzem os gases até células de detecção infravermelho, onde são medidas as concentrações destes gases e conseqüentemente, calculadas as concentrações de COT.

Após a quantificação do carbono orgânico total, as amostras foram enviadas para a análise de pirólise *Rock Eval*, visando obter informações sobre a evolução térmica e as características da matéria orgânica. Mesmo os intervalos com valores próximos ou menores que 1% foram analisados na pirólise, buscando uma avaliação completa de todo o intervalo da rocha gerador e para calibração da modelagem que necessita ampla avaliação da evolução térmica da coluna sedimentar.

2.1.2 Pirólise *Rock - Eval*

A técnica de pirólise Rock-Eval é um método muito utilizado e eficiente na caracterização de rochas geradoras, onde simula em condições de laboratório o processo de transformação da matéria orgânica em hidrocarbonetos. Através deste método é possível obter informações quanto à evolução de maturação térmica do intervalo gerador amostrado, além de conseguir gerar dados com interpretações do tipo e qualidade da matéria orgânica presente na amostra.

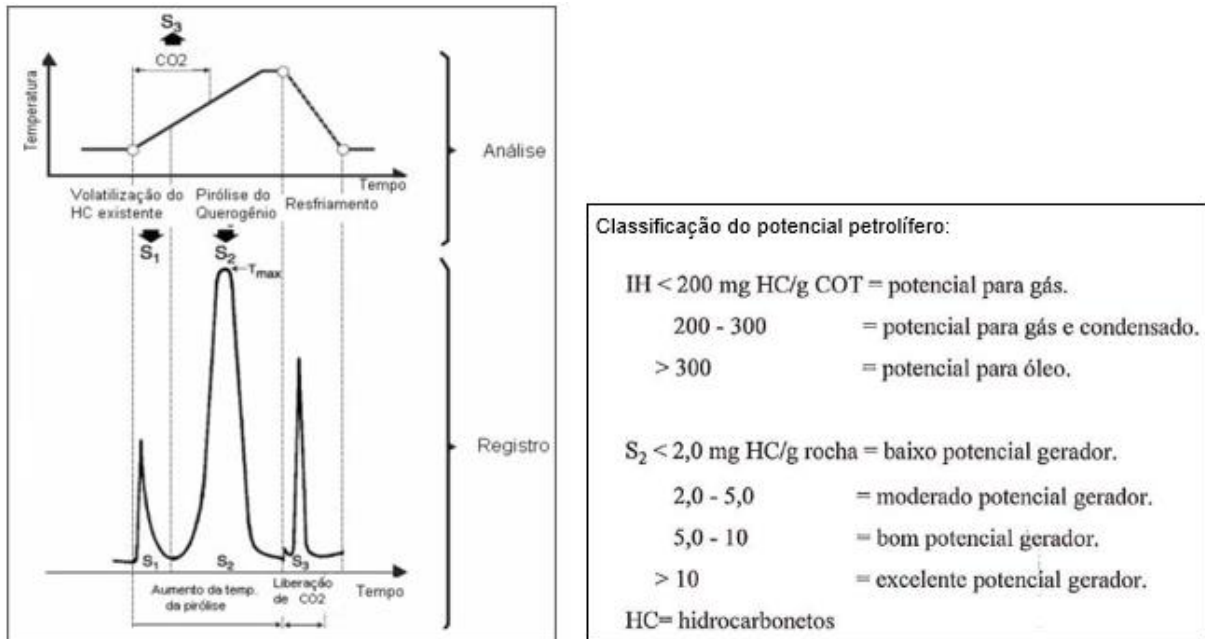
Na pirólise o procedimento consiste em um sistema onde são utilizadas 100 mg de amostra pulverizada e peneirada em peneira 80 *mesh* que são submetidas a um aquecimento progressivo em um micro-forno com atmosfera inerte para não ocorrer a combustão do material (no caso, utiliza Hélio ou Nitrogênio). Com o aquecimento progressivo é provocada a

geração de hidrocarbonetos e CO₂ pelo craqueamento térmico do querogênio e registrado na forma de um pirograma (ilustrado na figura 3), onde são observados três picos (medidos em mgHC/g de rocha):

O Pico S₁, equivale a quantidade de hidrocarbonetos livres já presentes na amostra, gerados na janela de temperatura até 300 °C. Já o pico S₂, equivale a quantidade de hidrocarbonetos liberados pelo contínuo aumento da temperatura no equipamento, atingindo temperaturas entre 300 e 550 °C. Este pico é interpretado como parâmetro do potencial gerador da rocha, conforme classificação ilustrada na figura 3, quando submetido às condições térmicas necessárias para o craqueamento do querogênio. Os valores de T_{máx}, que representa a temperatura máxima onde ocorre o máximo da geração de hidrocarbonetos, correspondem ao valor de maior temperatura obtido no ápice do pico S₂. E, o pico S₃, representa a quantidade de CO₂ liberado entre as temperaturas de 300 e 390 °C, desta maneira fornece a quantidade de oxigênio presente na amostra.

Com os valores em mgHC/g de rocha, medidos através dos três picos gerados no pirograma, é possível obter informações relacionadas ao processo de geração, nível de maturação e características da matéria orgânica contida na amostra. Durante o processo e progressiva transformação da matéria orgânica na pirólise há a redução do potencial gerador e um aumento da quantidade de hidrocarbonetos livres, que pode ser obtida pela relação S_1/S_1+S_2 , denominada índice de produção (IP). Já utilizando os valores dos picos S₂ e S₃, podem ser obtidas as quantidades de hidrogênio e oxigênio presentes na matéria orgânica amostrada, respectivamente. Como resultado da pirólise, estas quantidades são denominadas pelo Índice de Hidrogênio (IH), calculado pela razão $S_2/COT \times 100$; expresso em mg de HC/g de COT; e Índice de Oxigênio (OH), obtido pela razão $S_3/COT \times 100$; expresso em mg de CO₂/g de COT).

Figura 3 – Procedimento de análise da técnica de Pirólise Rock-Eval e exemplificação dos dados obtidos no resultado da análise.



Nota: Observa-se ainda a classificação do potencial gerador da matéria orgânica.

Fonte: SILVA, 2007 e ESPITALIÉ *et al.*, 1985.

2.2 Modelagem 1D

Para as modelagens realizadas neste trabalho, foi utilizado o programa Silli 1D, da empresa GeoModelling Solutions, que utiliza o Método de Elementos Finitos (MEF) para reconstruir os efeitos térmicos causados por soleiras intrudidas na coluna estratigráfica, mais especificadamente na rocha geradora, que foi a Formação Pimenteiras (Devoniano). Este programa é escrito na plataforma Matlab e a inserção dos dados são realizadas por arquivos em Excel, onde são especificados todas as configurações para a modelagem, como a resolução, espaçamento mínimo dos pontos e outras informações.

O programa possui uma robusta e consistente base de ferramentas para cálculos numéricos, seguindo metodologia padrão, amplamente conhecida e testada para cumprir o objetivo que é avaliar os efeitos térmicos provocados por soleiras em bacias sedimentares. O detalhamento e maiores informações de toda a metodologia do programa Silli 1D, é encontrado no artigo publicado por IYER *et al.* (2017).

As limitações da modelagem com o programa é que este é só de modelagem 1D, então não foram abordados efeitos térmicos externos a zona do poço, que é necessário partir para modelagem 2D ou 3D. As modelagens realizadas no trabalho não consideram o transporte de calor por advecção de fluídos, o que não impacta de certa forma na avaliação, visto que o transporte por condução é considerado mais abundante, principalmente em sistemas de baixa permeabilidade. No entanto, em casos onde a medida de %Ro é maior que a calculada, podem ser consideradas que a medida direta da rocha, pode estar indicando efeito térmico mais elevado, por conta do transporte de calor por migração de fluídos.

Os principais dados de entrada para a modelagem no programa são: características do fluído de superfície, características litológicas e erosivas das formações, espessuras e propriedades térmicas das soleiras, temperatura (°C) vs profundidade (m), para construção do gradiente geotérmico e os dados reflectância da vitrinita e carbono orgânico total (COT) para calibração do modelo.

2.2.1 Fluído

Neste dado de entrada, contém a informação necessária para descrição do fluído de superfície, no caso deve ser especificado o tipo de fluído, sua densidade (kg m^{-3}), capacidade térmica ($\text{Jkg}^{-1} \text{K}^{-1}$) e condutividade térmica ($\text{W m}^{-1} \text{K}^{-1}$).

2.2.2 Características litológicas e erosivas das formações

O exemplo da tabela Excel para as características litológicas e erosivas das formações, pode ser observado exemplo no anexo A, onde estão os dados utilizados na modelagem. As principais informações para estes dados de *input* são as profundidades dos topos das formações, idades deposicionais, densidade, porosidade, capacidade térmica, condutividade, carbono orgânico total original à deposição (COT) e índice de hidrogênio (IH).

Os topos das unidades litoestratigráficas para cada poço foram interpretados através dos perfis geofísicos e descrição de amostras recuperadas dos poços. As idades que marcam o topo de cada unidade litoestratigráfica foram retiradas da carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba, proposta por VAZ *et al.* (2007). Para estimar as idades deposicionais dos intervalos geradores foi feito um cálculo relativo a taxa de sedimentação obtida para a Formação Pimenteiras, utilizando a espessura e intervalo de tempo de deposição da formação.

No anexo A estão relacionados as propriedades petrofísicas e térmicas das formações como densidade, porosidade, capacidade térmica e condutividade térmica atribuídas as formações, além dos teores de Carbono Orgânico Total (COT) e Índice de hidrogênio (IH) originais à deposição e atribuídos aos intervalos geradores da Formação Pimenteiras.

As densidade e porosidades das formações foram calculadas utilizando os perfis elétricos-radioativos dos poços (raios gama, resistividade, densidade, neutrão e sônico) e estimativas através do cálculo de decaimento exponencial baseados em ATHY (1930) e HANTSCHHEL, T., KAUERAUF, A.I. (2009).

$$\Phi = \Phi_0 * e^{-bz} \quad (1)$$

onde, Φ_0 é a porosidade na superfície (considerada para arenitos 41% e para folhelhos 70%), z é a profundidade e b é a constante de decaimento exponencial (considerada para arenitos $0,31 \text{ km}^{-1}$ e para folhelhos $0,83 \text{ km}^{-1}$).

Para as propriedades térmicas, no caso da condutividade térmica foi calculada uma estimativa através do método empírico da média geométrica para rochas de composições mistas, que é um modelo conhecido e satisfatório para estimar a condutividade térmica das formações (WOODSIDE and MESSMER, 1961a, 1961b; HANTSCHHEL, T., KAUERAUF, A.I., 2009). Na Bacia do Parnaíba, as formações não apresentam grande heterogeneidade, com poucas unidades litoestratigráficas sendo compostas por litologias de condutividade térmica mais complexas (exemplo de carbonatos e camadas de sal). Sendo assim, as interpretações das frações das formações foram simplificadas e subdivididas em composição por arenitos e folhelhos. Seguindo as interpretações litológicas das formações, os valores de capacidade térmica foram baseados em correlações com as propriedades térmicas estimadas para as rochas com diferentes composições em HANTSCHHEL, T., KAUERAUF, A.I. (2009).

$$K_b = K_m^{1-\Phi} * K_p^\Phi \quad (2)$$

onde, K_b é a condutividade térmica da rocha com composição mista, K_m é condutividade térmica da matriz de um dos componentes (foi considerada a matriz de arenito puro = 3,95 W/m/K e para folhelhos de 1,64 W/m/K), K_p é a condutividade térmica do fluido nos poros e Φ é a porosidade (em fração).

Na tentativa de reconstruir a evolução térmica e transformação da matéria orgânica presente na rocha geradora, associado a cada unidade estratigráfica, devem ser atribuídos os valores de Carbono Orgânico Total (COT) que mais se aproxima do teor original, anterior ao início da maturação (anexo A). Para obter estes valores estimados de maneira mais coerente, foram utilizados valores máximos de COT medidos em laboratório, nos poços com menor influência térmica por parte das soleiras. Neste trabalho, foi considerado que os valores de COT destes poços com baixa ou ausência de soleiras no interior da Formação Pimenteiras, são os mais representativos do COT original à deposição do intervalo e com o menor impacto dos efeitos térmicos das rochas intrusivas. O mesmo procedimento de escolha e atribuição realizados para o COT, foi feito para o índice de hidrogênio (IH).

Na área de estudo não foram observadas e interpretadas erosões significativas para as unidades litoestratigráficas constatadas pelos poços utilizados na modelagem. No entanto, vale ressaltar que não foi feito um estudo concentrado na identificação e quantificação dos principais processos erosivos regionais que marcam o pacote sedimentar da Bacia do Parnaíba. Além da falta de dados para uma interpretação consistente, estudos apontam que seria necessário pelo menos 3000 metros de taxa de erosão, para obter uma possível influência térmica na geração de hidrocarbonetos pela subsidência (OLIVEIRA, S. A., 2019). Sendo assim, não foram atribuídas avaliações de erosão nas modelagens.

2.2.3 Espessuras e propriedades térmicas das soleiras

As propriedades térmicas para as soleiras consistem em informações necessárias para recriar os efeitos térmicos causados pela entrada instantânea das intrusões na coluna sedimentar, conforme ilustrado no exemplo do anexo F, com os dados utilizados no poço 1-PGN-1-MA.

O topo e as espessuras das soleiras foram obtidas através da interpretação dos perfis dos poços, principalmente utilizando os perfis de raios gama, densidade, neutrão e sônico, pois conseguem diferenciar e definir melhor as litologias, identificadas através do comportamento das curvas.

A Bacia do Parnaíba possui dois grandes eventos magmáticos reconhecidos em sua evolução tectono-estratigráfica, o primeiro é datado de idade Jurássico, representado pela Formação Mosquito e o segundo evento magmático de idade Cretáceo, representado pela Formação Sardinha. Para o magmatismo intrusivo localizado na área de estudo, foi obtida idade para uma soleira profunda e intrudida na Formação Tianguá (Siluriano), através do método U-Pb, de 201,25 +/-0,13 Ma (MICHELON, D. *et al.*, 2020). Esta idade foi utilizada como base para a idade da primeira intrusão, início do magmatismo, nas modelagens realizadas.

Através de dados de composições de elementos maiores dos poços disponíveis, foram calculadas as propriedades do magma que originou as soleiras constatadas nos poços, especificadamente densidade e temperatura inicial do magma, através do programa chamado Magma (desenvolvido por Ken Wohletz). Dos poços que foram utilizados para a modelagem, somente o poço 1-BRSA-1221-MA possuía estes dados disponíveis. Portanto, para as modelagens foram utilizados os dados e cálculos disponíveis desse poço, e assim correlacionados entre si. As outras propriedades foram utilizados referências da literatura, correlacionadas ao diabásio (HARMA, 2002; HANTSCHHEL, T., KAUEAUF, A.I., 2009).

2.2.4 Temperatura (°C) vs Profundidade (m)

Para construir o gradiente geotermal do modelo, são utilizados ao menos dois dados de temperatura, incluindo o dado de temperatura de superfície que é necessário para a realização do modelo de gradiente geotermal. Nos poços em que foram realizadas as modelagens, neste trabalho, foi atribuída uma temperatura de superfície de 25 °C e colocado apenas mais um dado de temperatura, referente a medida de temperatura do fundo do poço, que é extraída por ferramentas e corrigida na profundidade.

2.2.5 Reflectância da Vitrinita (%Ro)

Os dados de reflectância da vitrinita atribuídos de entrada são medidas de laboratório, obtidas em amostras dos poços e servem como principais dados de calibração para as modelagens. A %Ro medidas nas amostras de rochas são importantes paleotermômetros, que deixa registrada em sua estrutura, a máxima temperatura que o material atingiu. Sendo assim, na modelagem busca-se utilizar destas medidas para obter o ajuste das temperaturas calculadas na modelagem, para a história térmica das rochas. O método para cálculo da reflectância da vitrinita no modelo, foi o Easy%Ro DL, que é uma atualização do método Easy%Ro, amplamente utilizado em modelagens de sistema petrolífero. Decidiu-se utilizar o Easy%Ro DL, pois entende-se que possui melhor conformidade com dados de reflectância medidos em laboratório, devido ao fator de frequência do método, que mostra uma conversão do querogênio mais adequada (PETERS *et al.*, 2016; SCHENK *et al.*, 2017).

Neste trabalho, foram reunidas análises de reflectância da vitrinita disponíveis nos poços localizados na área de estudo, porém reconhece-se que há a necessidade de uma maior quantidade de medidas, principalmente de reflectância da vitrinita, para que possa atingir níveis ainda mais satisfatórios para os resultados da modelagem. Além disso, tentou-se fazer um controle de qualidade, já que muitas análises eram de poços antigos e sem especificações do método de análise.

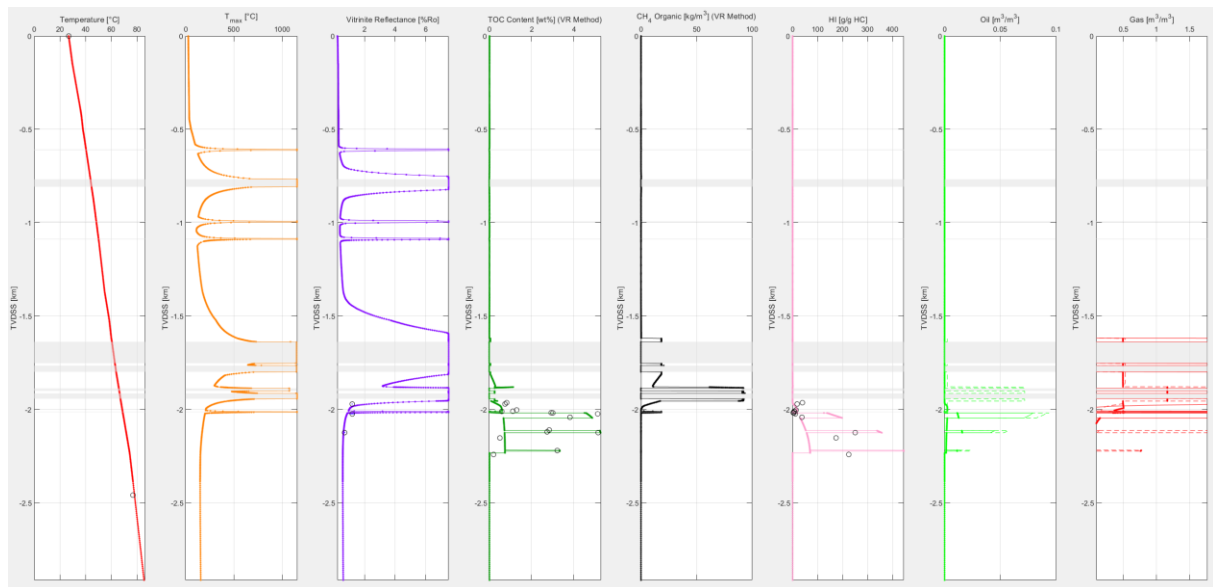
2.2.6 Carbono Orgânico Total (COT) e Índice de Hidrogênio (IH)

Os dados de carbono orgânico total e índice de hidrogênio, seguem o mesmo conceito da reflectância da vitrinita na modelagem, que é calibrar a história de maturação dos intervalos geradores. Sendo assim, as medidas de laboratório, obtidas em amostras dos poços, foram colocadas como dados de entrada para ajustar os resultados dos modelos (conforme no anexo A).

Para o COT e IH, foram levantadas as análises realizadas em diferentes poços da bacia, até mesmo fora da área de estudo, para obter valores mais próximos do COT e IH, originais ao conteúdo deposicional dos intervalos geradores. Desse modo, foram atribuídos os valores máximos para ambos, buscando avaliar o potencial de geração de hidrocarbonetos.

Como resultados principais da modelagem foram interpretadas seis colunas, onde o eixo vertical é a profundidade, em quilômetros, e no eixo horizontal os valores calculados para temperatura (°C), temperatura máxima (°C), reflectancia da vitrinita (%Ro), COT (wt%), volume de óleo (m³/m³ de rocha) e volume de gás (m³/m³ de rocha). Na figura 4, está ilustrado o *output* gerado na modelagem do programa Silli 1D.

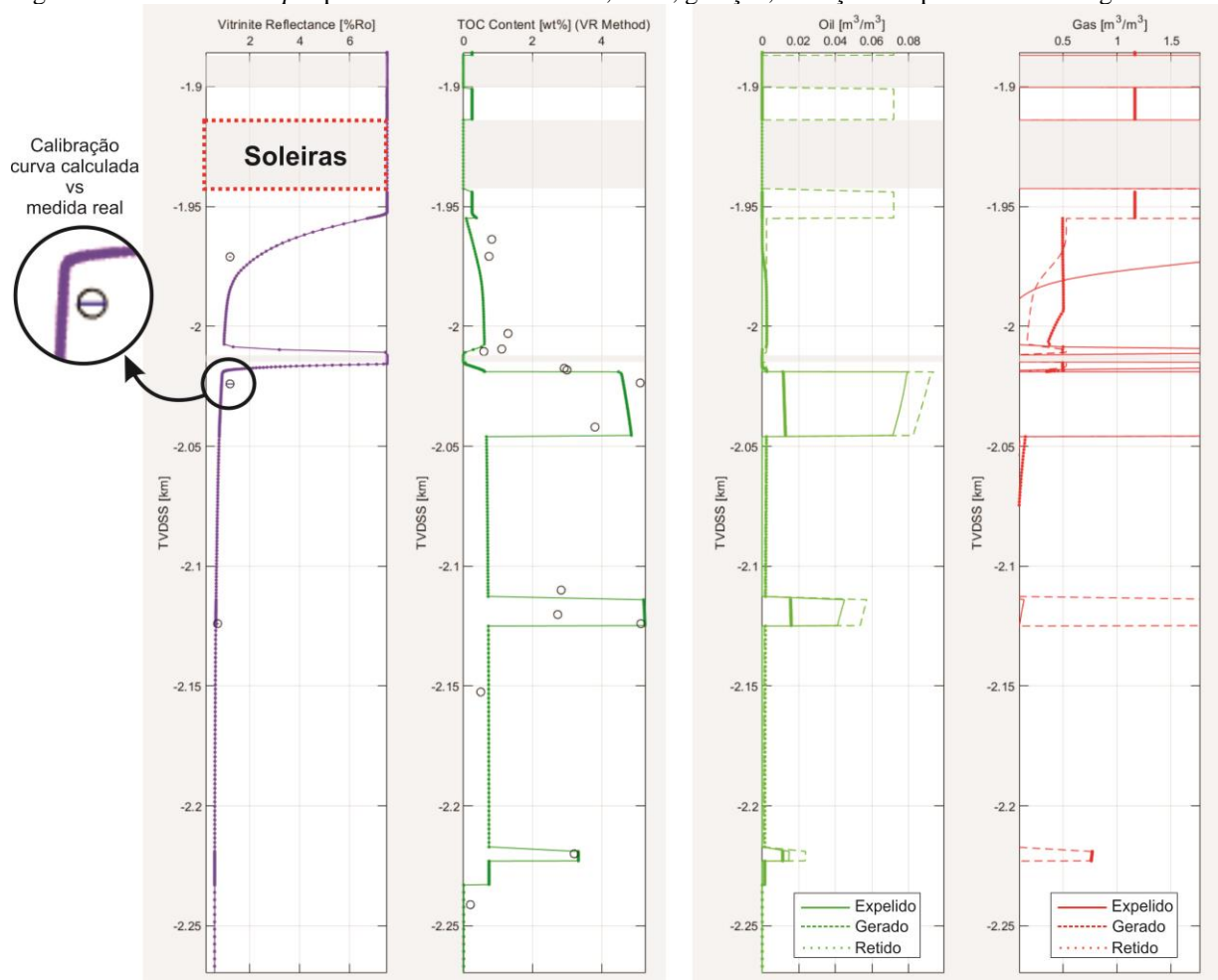
Figura 4 – Exemplo do *output* resultante da modelagem 1D realizada pelo programa Silli 1D.



Fonte: O autor, 2020.

Os dados de %Ro e COT medidos em laboratório, que foram colocados nos dados de entrada para calibração do modelo, são visualizados em suas respectivas colunas no *output*, através de pequenos círculos e os resultados das colunas volume de óleo e volume de gás, ainda são subdivididos em óleo ou gás gerados, retidos e expelidos da rocha, conforme destacados na figura 5.

Figura 5 – Detalhe do *output* para os resultados de %Ro, COT, geração, retenção e expulsão de óleo e gás.



Legenda: Os parâmetros para calibração estão destacados pelos círculos, nas colunas de Reflectância de Vitrinite e conteúdo de COT.

Fonte: O autor, 2020.

3 CONTEXTO GEOLÓGICO DA BACIA DO PARNAÍBA

3.1 Geologia regional

3.1.1 Arcabouço estrutural

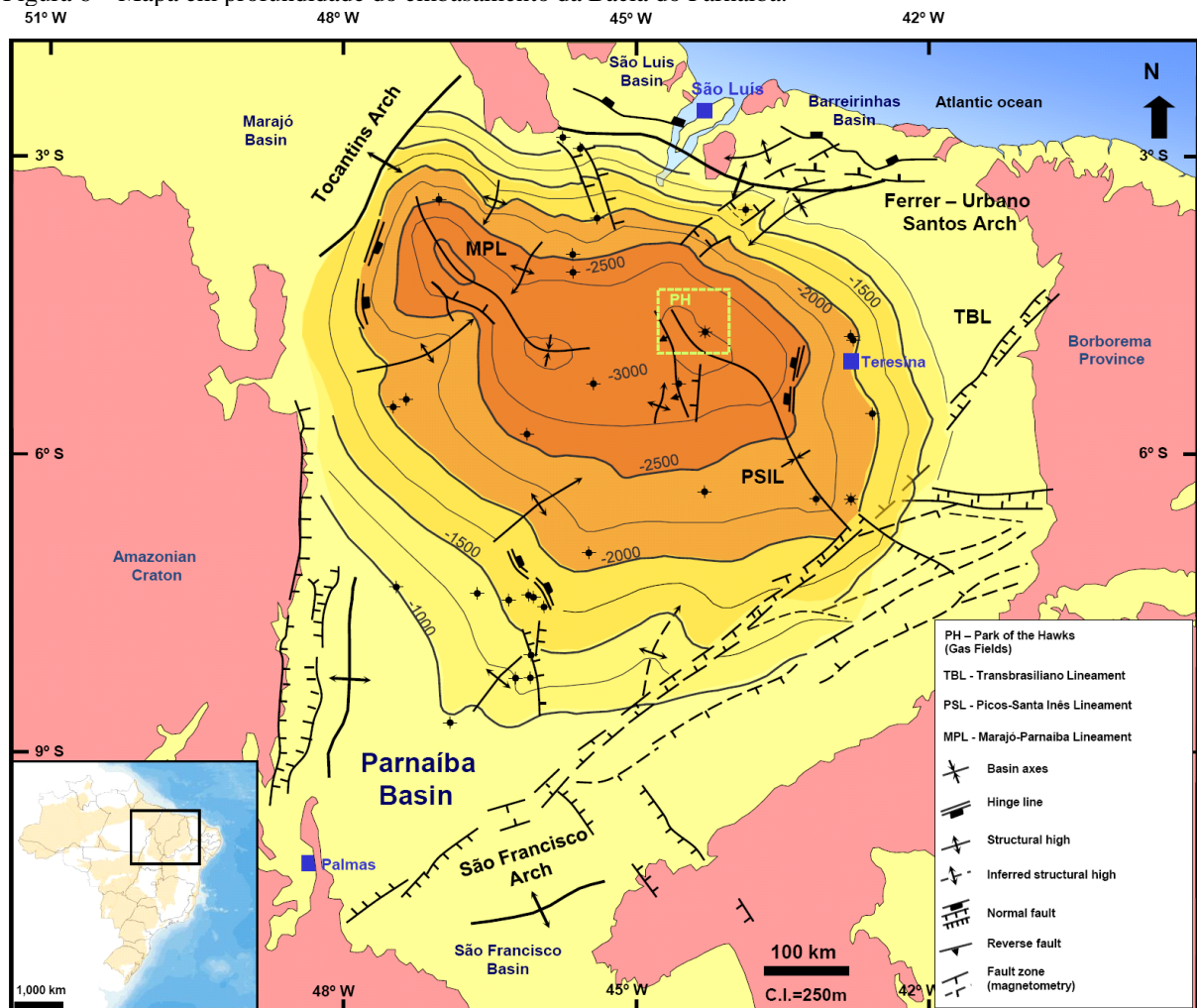
Localizada na porção nordeste do Brasil, a Bacia do Parnaíba é uma bacia intracratônica que abrange uma área de aproximadamente 600,000 km² com depocentro atingindo cerca de 3,500 m de espessura sedimentar (GÓES and FEIJÓ, 1994; VAZ *et al.*, 2007) (Figura 6). O embasamento da bacia é composto por rochas metamórficas, ígneas e sedimentares com idades variando do Arqueano ao Ordoviciano, sendo estas rochas formadas principalmente entre o Mesoproterozóico e o Cambriano Inferior, correspondente ao final da consolidação da Plataforma Sul Americana.

A bacia está inserida entre os crátons Amazonas, São Luiz e São Francisco e as províncias tectônicas neoproterozóicas da Borborema e Tocantins (SIAL *et al.*, 2010; CORDANI *et al.*, 2009; KLEIN *et al.*, 2002; BRITO NEVES *et al.*, 2000; PIMENTEL *et al.*, 2000; VAN SCHMUS *et al.*, 1995; PIMENTEL e FUCK, 1992). A fase inicial da bacia, provavelmente, está relacionada ao colapso extensional resultado da orogenia Brasileiro/Pan-Africano (BRITO NEVES *et al.*, 1984; BRITO NEVES *et al.*, 2001; CORDANI *et al.*, 2003). Feições estruturais profundas, como horsts e grabéns associadas a este substrato da bacia, possivelmente controlaram a formação do seu depocentro inicial (OLIVEIRA e MORIAK, 2003). Em determinadas porções da bacia é possível observar e mapear estas feições, através de sísmica de refração e reflexão, além de dados gravimétricos e magnetométricos (DE CASTRO, 2014; MIRANDA *et al.*, 2018). Vale destacar que, grande parte dos corpos ígneos inseridos na bacia sob a forma de soleiras, diques e derrames, foram diretamente controlados por falhas, horsts e grábens associados aos principais lineamentos.

Apesar de existirem outras feições regionais, as principais feições morfoestruturais da bacia são: Picos-Santa Inês, Marajó-Parnaíba e o Lineamento Transbrasiliano (figura 6). Estas feições tiveram grande importância na fase inicial da formação da bacia, assim como, durante

sua evolução no tempo geológico, controlando os distintos eixos deposicionais (MILANI & ZALÁN, 1999; VAZ *et al.*, 2007, DE CASTRO *et al.*, 2014). Dentre estes lineamentos, o Picos-Santa Inês e Transbrasiliano são interpretados como os mais atuantes na formação e controle das trapas estruturais do sistema petrolífero, associadas aos principais conjuntos de falhas na porção central e sudeste da bacia. Em seção sísmica, o Lineamento Transbrasiliano, pela sua maior magnitude e abrangência, possui melhor imageamento e mostra uma faixa altamente estruturada no sentido NE-SW, composto por falhas normais e transcorrentes, altos estruturais formados por inversões associadas a falhas reativadas, herdadas do embasamento e grabens com eixos paralelos às falhas. Associado a este lineamento, em certas regiões da Bacia do Parnaíba, as falhas orientadas no sentido NE-SO cortam seções paleozoicas e mesozoicas, bem como por diques de diabásio orientados no mesmo sentido (CUNHA, 1986).

Figura 6 – Mapa em profundidade do embasamento da Bacia do Parnaíba.



Fonte: Miranda *et al.*, 2018.

Conforme comentado anteriormente, a identificação e interpretação do Lineamento Picos-Santa Inês é mais complexa comparada as feições do lineamento Transbrasiliano. Apesar disso, o lineamento Picos-Santa Inês aparece como uma série de alinhamentos orientados para noroeste que provavelmente interagiram com o desenvolvimento da bacia, controlando não só um expressivo eixo deposicional NO-SE (figura 6), como também serviu como focalização da inserção dos diversos corpos intrusivos que estão constatados em centenas de poços na bacia (CUNHA, 1986). A Bacia do Parnaíba possui dois significativos processos magmáticos intrusivos e extrusivos que foram resultados de eventos geotectônicos importantes na evolução da bacia, a separação do supercontinente Pangea e a ruptura do Gondwana (GÓES *et al.*, 1990). Estes processos provavelmente causaram reativações de falhas herdadas do embasamento e geraram falhamentos de menor rejeito, dobras e outras estruturas que provavelmente serviram de condutos para o magmatismo presente no empilhamento estratigráfico da bacia (VAZ *et al.*, 2007). Importante ressaltar que as principais estruturas para hidrocarbonetos, onde estão concentrados os campos de gás em produção na bacia, possuem estruturas alinhadas seguindo orientação NO-SE, concordante com o eixo do lineamento Picos-Santa Inês (MIRANDA *et al.*, 2018).

3.1.2 Arcabouço estratigráfico

O embasamento da bacia é composto por rochas metamórficas provenientes de processos tectonomagmáticos do Arqueano até o Cambro-Ordoviciano (GÓES e FEIJÓ, 1994; DA SILVA *et al.*, 2003; VAZ *et al.*, 2007; DALY *et al.*, 2014). O arcabouço sedimentar da Bacia do Parnaíba pode ser dividida em cinco supersequências que variam do Siluriano ao Cretáceo, sendo três de idade paleozóica desenvolvidas em extensas sinéclises (Supersequências Siluriana, Mesodevoniana-Eocarbonífera e Neocarbonífera-Eotriássica) e duas de idade mesozóica (Supersequências Jurássica e Cretácica), de acordo com VAZ *et al.* (2007), (figura 7).

No início estabeleceu-se a grande depressão ordoviciano, na qual se depositou a Supersequência Siluriana que é representada pelo Grupo Serra Grande e composta por três unidades litoestratigráficas, sendo estas as formações Ipu, Tianguá e Jaicós. Esta

superssequência marca um ciclo transgressivo-regressivo completo, onde na base estão arenitos conglomeráticos, de matriz argilosa da Formação Ipu, que é caracterizada depósitos de sistemas fluviais a glaciais, cobrindo o embasamento metamórfico da bacia (CAPUTO, 1984 e VAZ *et al.*, 2007). Posteriormente, instala-se o ciclo transgressivo que culmina na deposição dos folhelhos escuros, bioturbados e com intercalações de siltitos da Formação Tianguá, associados a um ambiente deposicional de plataforma rasa. Por fim, já associado ao episódio regressivo que marca o final desta supersequência, estão os arenitos de granulometria grossa, com níveis conglomeráticos na base, de deposição em sistema fluvial. O topo da supersequência é marcado por uma discordância regional, relacionada a Orogenia Caledoniana (GOES *et al.*, 1990).

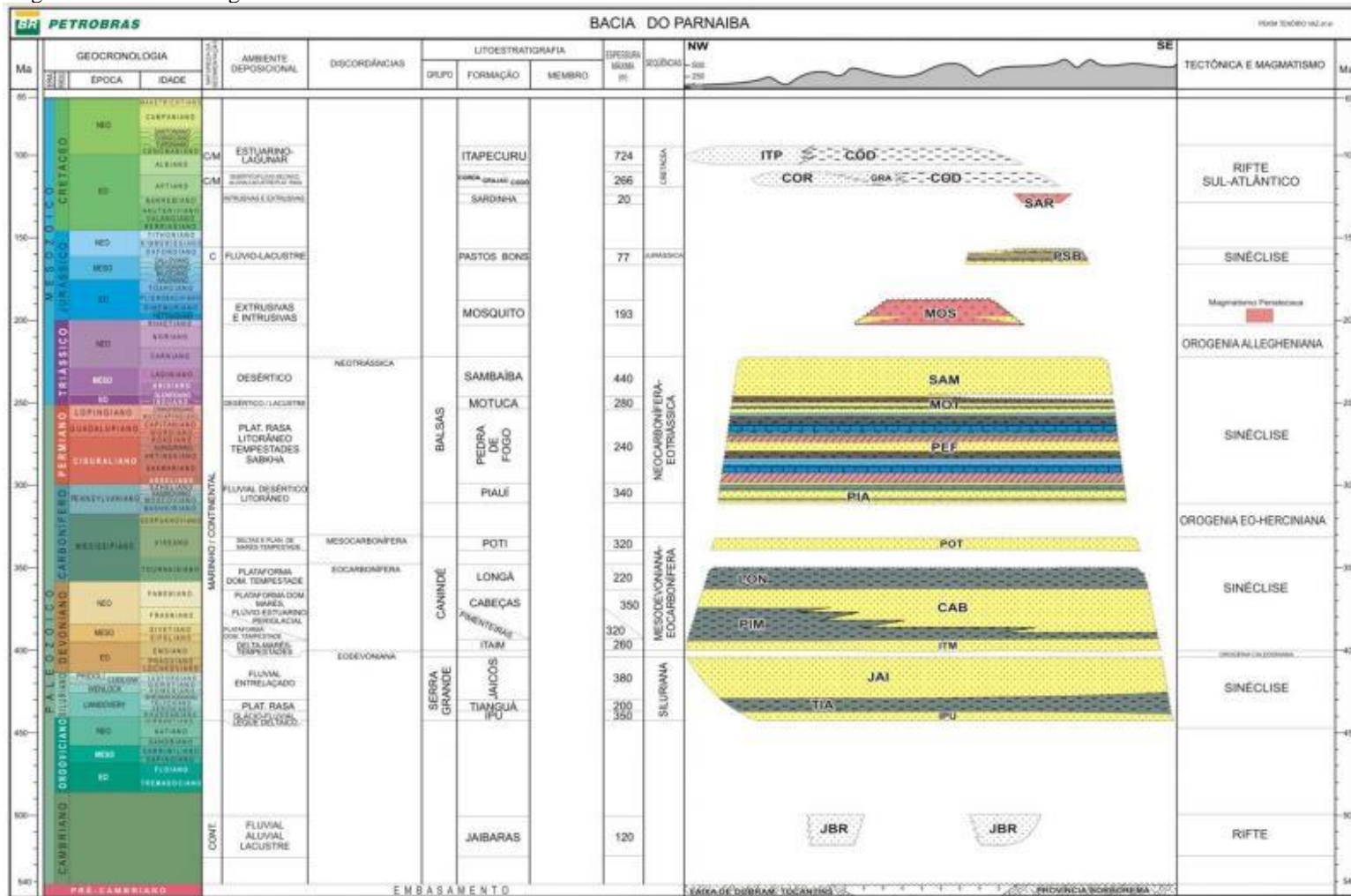
A Supersequência Mesodevoniana-Eocarbonífera compreende cinco unidades litoestratigráficas que representam o Grupo Canindé, estas são as formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti. A Formação Itaim é composta por arenitos finos a grossos, folhelhos bioturbados e camadas de siltito intercaladas, depositados em ambiente de plataforma a deltáicos. Cobrindo a Formação Itaim, está a Formação Pimenteiras que corresponde ao mais importante e expressivo episódio transgressivo da bacia, representada por folhelhos pretos, cinzas, com delagas camadas de arenitos intercaladas depositados em ambiente de plataforma com eventos de tempestades. Devido ao seu alto conteúdo de carbono orgânico, apresentando valores médios em torno de 5,0%, com boa espessura e distribuição, esta formação corresponde a principal rocha geradora para o sistema petrolífero da bacia. Marcando o seguinte episódio regressivo, a Formação Cabeças é composta predominantemente por arenitos e possui diferentes interpretações, que atribuem estes arenitos a ambiente plataformal com influência de correntes de maré a deltaicos. A Formação Longá representa outro evento transgressivo, mas de menor expressão e é composta por folhelhos com camadas delgadas de arenito em ambiente marinho raso a fluvio-deltáico e é considerado um intervalo gerador da bacia, mas ainda sem maior conhecimento de seu potencial para geração de hidrocarbonetos. No topo da supersequência estão os arenitos deltaicos, com influências de onda e maré da Formação Poti. É considerada a principal rocha reservatório da bacia e as principais acumulações de gás estão associados aos reservatórios arenosos da formação (MIRANDA *et al.*, 2018). No topo da formação ocorre outra discordância de escala de bacia, associada a Orogenia Eoherciniana (GOES *et al.*, 1994).

A Supersequência Neocarbonífera-Eotriássica tem o início de sua deposição, após um expressivo hiato no registro sedimentar, caracterizado pelo intenso processo erosivo causado pelo soerguimento do período de influência da Orogenia Eoherciniana (VAZ *et al.*, 2007). Esta supersequência é marcada pela continentalização da deposição, tendo associação de ambientes continentais e litorâneo. É representada pelas formações Piauí, Pedra de Fogo, Motuca e Sambaíba, apresentando uma variação de arenitos intercalados com folhelhos, carbonatos, anidritas e arenitos eólicos.

A Supersequência Jurássica é representada somente pela Formação Pastos Bons e também é marcada por discordância regional (VAZ *et al.*, 2007). Basicamente, esta formação é composta por arenitos e siltitos intercalados.

A última supersequência que compõe o arcabouço estratigráfico da bacia é a Cretácea que é constituída pelas formações Corda, Codó, Grajaú e Itapecuru. Em termos de conteúdo de matéria orgânica, os folhelhos da Formação Codó possui os maiores valores e é um potencial intervalo gerador, no entanto, pela sua profundidade, não possui maturidade térmica na maior parte da bacia. Já as formações Corda, Grajaú e Itapecuru, são compostos por arenitos de ambiente desértico a arenitos conglomeráticos. Esta supersequência marca a mudança do depocentro da bacia para norte e noroeste, onde estão as maiores espessuras sedimentares. Esta mudança possui relação direta ao rifteamento que culminou na abertura do ocean Atlântico Equatorial (VAZ *et al.*, 2007). Muitos indícios de óleo são observados em poços, na base da seção do Cretáceo, geralmente na base da Formação Codó. Estes indícios ocorrem principalmente na região norte da bacia e são interpretados como hidrocarbonetos gerados pela influência térmica do magmatismo, correspondente a Formação Sardinha ou são provenientes da própria Formação Codó, mas de longas distâncias, próximo ao limite nortenoeste da bacia, onde os folhelhos ricos em matéria orgânica alcançam maiores profundidades.

Figura 7 – Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba.



Fonte: VAZ et al., 2007.

3.1.3 Magmatismo

As bacias intracratônicas paleozóicas brasileiras do Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná são caracterizadas por eventos magmáticos que, de alguma forma, tiveram diferentes influências na ocorrência de petróleo. WANDERLEY FILHO *et al* (2006), calculou para as bacias do Solimões, Amazonas e Parnaíba que estão localizadas na porção Norte e Nordeste do Brasil, um volume de corpos intrusivos inseridos nos sedimentos de aproximadamente 240 000 km³ de diabásio. Em estudos mais recentes de MICHELON *et al.* (2019), foi calculado através de mapas de insólitas, um volume de rochas intrusivas na ordem de 128.000 km³ só para a Bacia do Parnaíba, utilizando poços que perfuraram até pelo menos a Formação Itaim (Devoniano). Grande parcela deste volume magmático é representada por dois expressivos eventos que se desenvolvem junto a evolução tectono-estratigráfica da bacia (Figura 7).

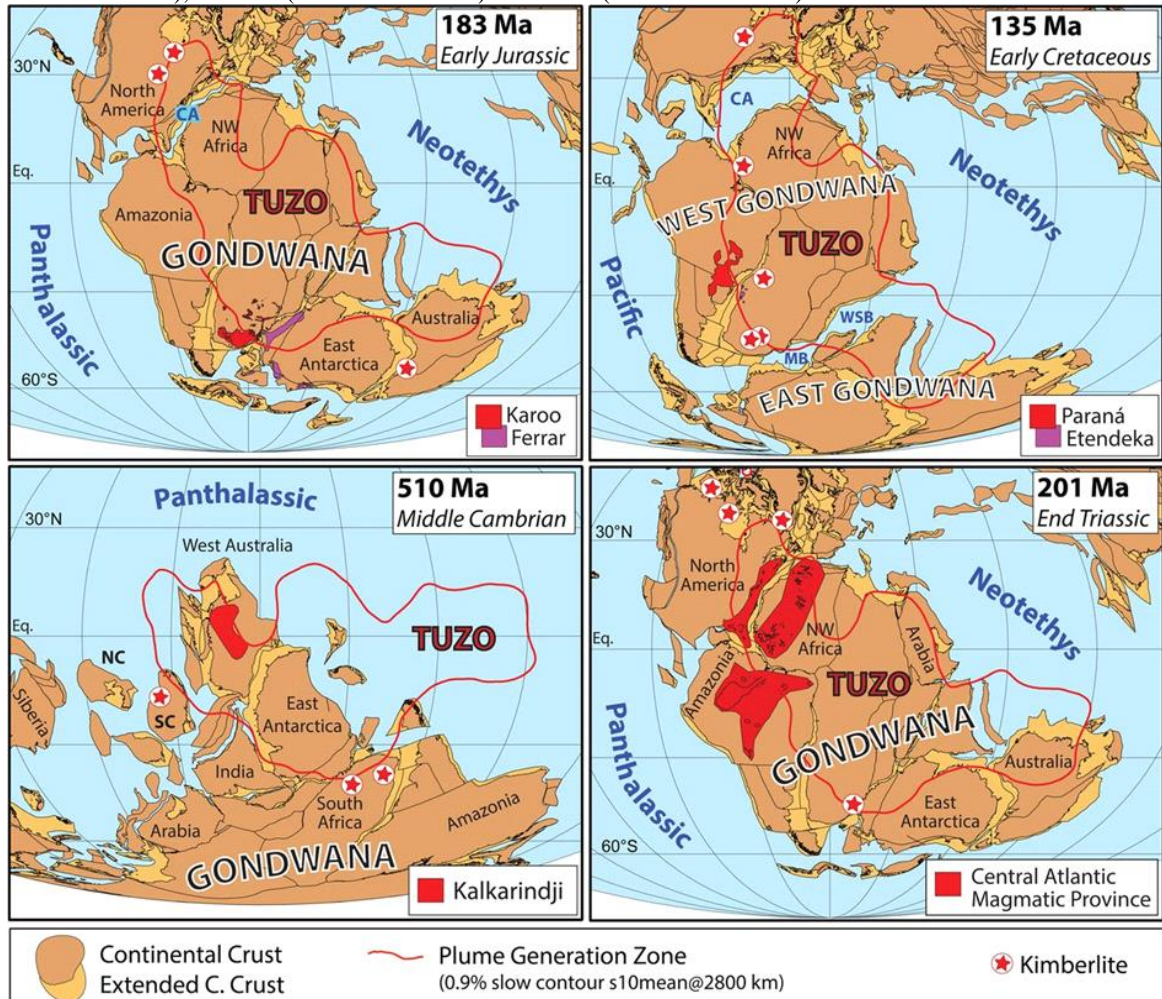
O primeiro evento datado de Jurássico (200 - 160 Ma) é atribuído a uma das maiores províncias ígneas continentais, a Província Magmática Central Atlântica (CAMP), MARZOLI *et al.* (1999). Esta província está associada a ruptura do supercontinente Pangea e a resultante abertura do oceano atlântico equatorial (figura 8). Na carta estratigráfica da bacia é representado pela Formação Mosquito que está concentrada na porção oeste da bacia (figura 7) (LIMA e LEITE, 1978; FODOR *et al.*, 1990; MARZOLI *et al.*, 1999; MERLE *et al.*, 2011). O segundo evento, datado do Eocretáceo (130 – 120 Ma) está concentrada na porção leste da bacia, sendo representado pela Fm. Sardinha, correlacionada a ruptura do Gondwana e à resultante abertura do oceano Atlântico Sul (LIMA e LEITE, 1978; FODOR *et al.*, 1990; BAKSI e ARCHIBALD, 1997; MARZOLI *et al.*, 1999; MILANI e ZALÁN, 1999).

Estes dois eventos magmáticos presentes na coluna sedimentar da bacia se encontram em subsuperfície na forma de intrusões em diferentes níveis estratigráficos e também podem ser vistos aflorando em determinadas porções da bacia.

Na porção centro-norte da bacia, onde estão concentradas as atividades exploratórias de petróleo, as rochas intrusivas são correlacionadas ao magmatismo de idade Jurássico (CAMP), representada pela Fm. Mosquito. Recentemente, foi obtida a idade de 201,25 +/- 0,13 Ma para uma soleira de diabásio, intrudida na Formação Tianguá, em subsuperfície, através do método U-Pb, o que reforça a correlação com o evento magmático do Jurássico. O magmatismo atribuído a este evento, possui assinatura toleítica com rochas ígneas básicas

constituídas essencialmente por piroxênio (maior concentração de augita), plagioclásio, apatita e óxidos de Fe-Ti (magnetita e ilmenita).

Figura 8 – Reconstrução das principais LIPs em 510 Ma (Kalkarindji), 201 Ma (Província Magmática Atlântico Central), 183 Ma (Karoo and Ferrar) e 135 Ma (Paraná–Etendeka)



Fonte: retirado de TORSVIK *ET AL.*, 2012, 2014.

3.1.4 Evolução tectônica

A Bacia do Parnaíba, como uma bacia intracratônica possui suas características típicas, como extensão na ordem de algumas centenas de milhares de quilômetros quadrados, preenchidas por 3-4 km de sedimentos e geometria simples na forma ovalada, com pouca deformação interna. No entanto, sua evolução tectônica ainda é amplamente discutida,

principalmente, quanto a sua formação, a qual é interpretada como relacionada a movimentos extensionais e representados por baixa taxa estiramento crustal de produto final de bacia tipo rifte (ARMITAGE e ALLEN, 2010; ALLEN e ARMITAGE, 2011; CACACE e SCHECKWENDEROTH, 2016). Trabalhos como TOZER *et al.* (2017) citam que existem poucas evidências de estiramento na porção sedimentar ou embasamento, falhas normais ou grábens associados, levantando a hipótese de que se houve movimentos extensionais, estes aconteceram num campo rúptil diferente do comum para bacias do tipo rifte. Outros ainda, sugerem através de modelos análogos (BELLAHSEN *et al.*, 2003) e observações de campo (MAZZARINI *et al.*, 2004), que em ambientes de baixa taxa de estiramento, como na Bacia do Parnaíba, o mais esperado seria a acomodação da extensão em poucas falhas de maior amplitude (HOLT *et al.*, 2015).

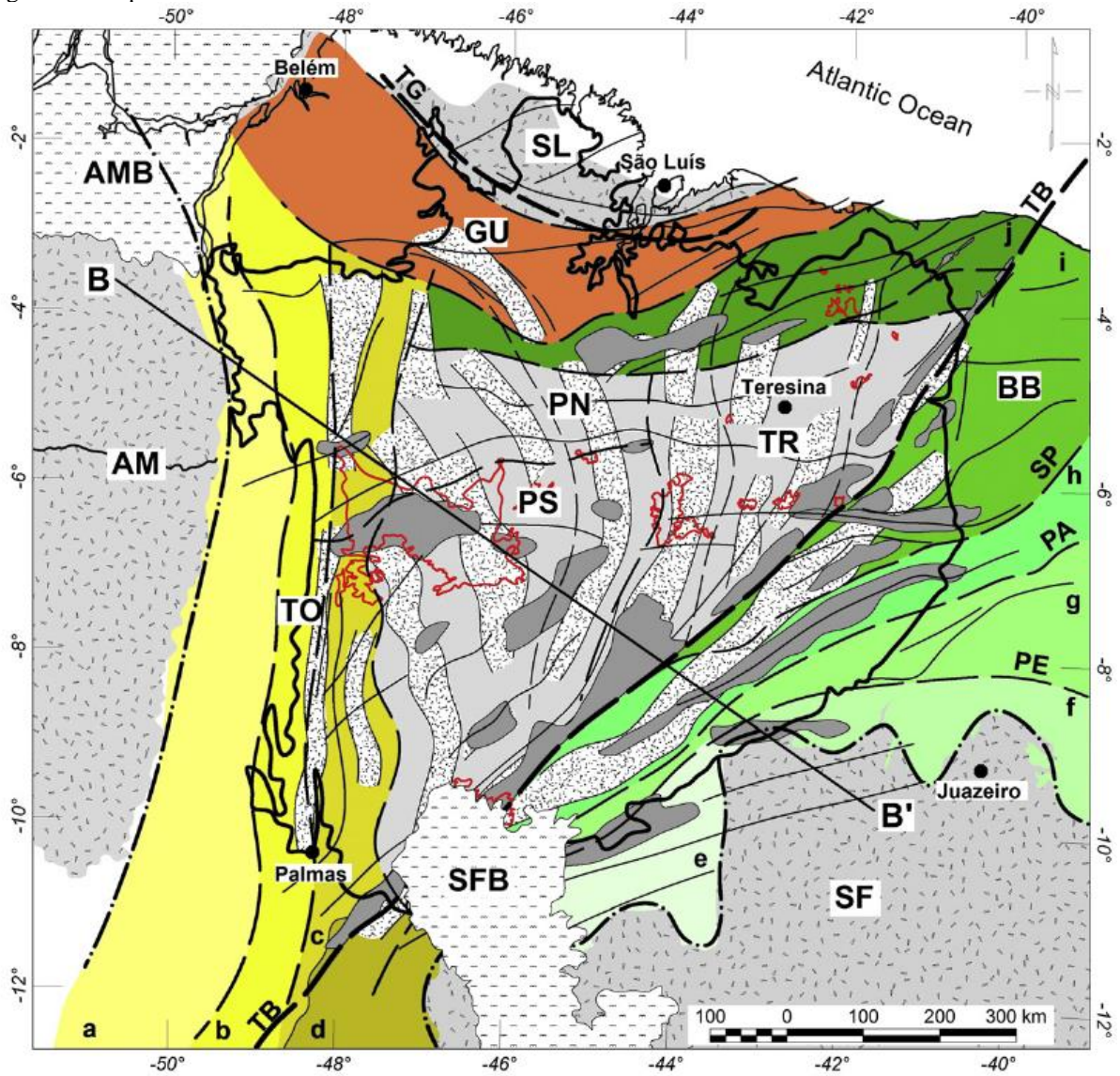
DE CASTRO *et al.* (2014), através de trabalhos com dados geofísicos e mapas geológicos, principalmente interpretação de mapas gravimétricos e magnetométricos, propuseram duas fases rifte que antecederam a deposição sag da bacia. O primeiro estágio do Neoproterozóico-Eopaleozóico mostra anomalias gravimétricas localizadas mais para a porção central do embasamento, com feições semelhantes a grábens distensionais orientados N-S com pequena rotação para NE-SO em certas áreas, indicando processos distensionais associados ao final da orogenia Brasiliana. O segundo estágio rifte do Cambriano-Ordoviciano é marcado por grábens lineares de orientação NE-SO, visto por anomalias magnéticas e gravimétricas (figura 9). Utilizando mapas geofísicos e afloramentos das rochas que compõem o embasamento da bacia é possível correlacionar o controle estrutural imposto pelos processos tectônicos de rifte na formação da bacia, principalmente próximo ao lineamento Transbrasiliano, na porção leste e sul.

Por outro lado, TOZER *et al.* (2017) fez um amplo estudo com a utilização de sísmica profunda, dados geofísicos e de poços, no qual concluíram que a origem da Bacia do Parnaíba é realmente complexa e não possui evidências claras de sua formação ter sido por processos tectônico rifte e propõe que a formação da bacia foi muito influenciada pela presença de um corpo magmático denso, localizado na crosta e litosfera (figura 10). Técnicas de Backstripping feitas com poços que atingiram o embasamento na porção central da bacia, mostram comportamentos na curva de subsidência típicos de bacia tipo rifte, no entanto não são observados processos de estiramentos e as modelagens para bacia do tipo rifte não explicam a profundidade da Moho, nem as anomalias gravimétricas. Com isso, os dados

sísmicos e mapas gravimétricos, indicam que o melhor modelo para a flexura e origem da bacia, seria a presença de corpos magmáticos encaixados na crosta atuando consideravelmente na subsidência tectônica.

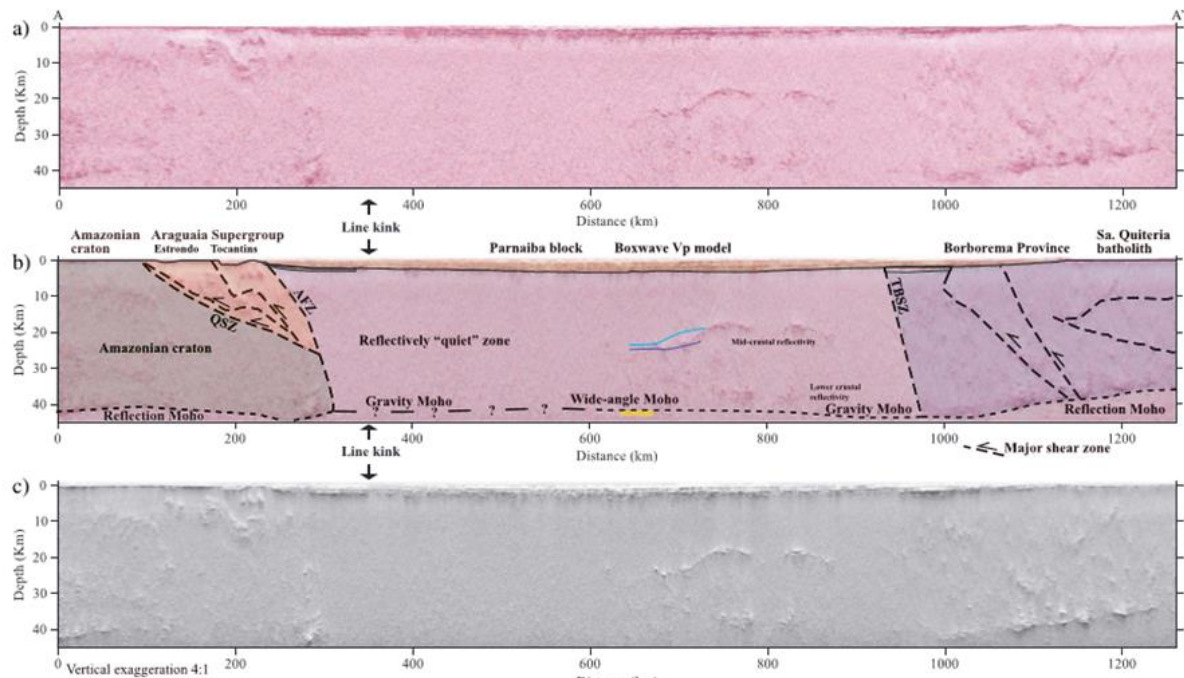
As distintas interpretações da história evolutiva da bacia refletem a geologia complexa que envolve a formação inicial da bacia e toda a sua história de subsidência e soerguimento tectônico. O avanço do conhecimento da evolução tectônica da bacia é relevante e pode contribuir para o estudo dos sistemas petrolíferos da bacia, visto que, o comportamento estrutural possui impacto na formação das trapas estruturais e controle das rotas de migração de hidrocarbonetos. Na porção sedimentar, observado em seções sísmicas, existem falhas de maiores amplitudes, herdadas do embasamento que atingem formações rasas e outras falhas de menor amplitude que, possivelmente, estão associadas aos eventos magmáticos de grande porte inseridos na bacia.

Figura 9 – Mapa estrutural da Bacia do Parnaíba.



Fonte: D.L. de Castro *et al.*, 2014.

Figura 10 – Seção sísmica de reflexão Poststack migrada em profundidade com atributo de coerência.



Legenda: AFZ: Zona de Falhas Araguaia; QSZ: Zona de Cisalhamento Quatipuru e TBSZ: Zona de Cisalhamento Transbrasilião

Fonte: modificada de DALY *et al.* (2014)..

3.2 Sistema Petrolífero Atípico Ígneo-sedimentar da Bacia do Parnaíba

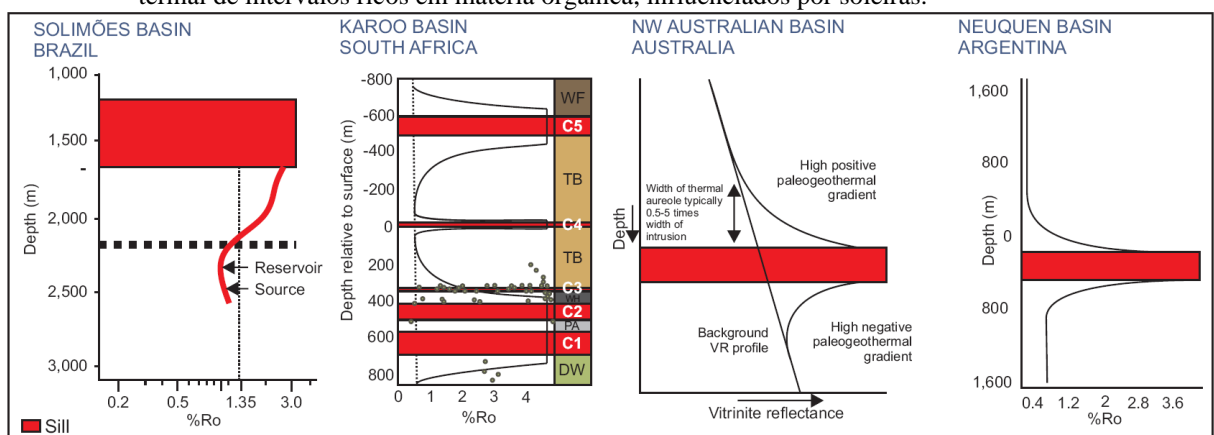
De maneira resumida, pode-se dizer que o sistema petrolífero corresponde a um sítio ativo de rocha geradora e todas as possibilidades de acumulações de óleo e gás relacionadas, além de incluir diferentes elementos e processos essenciais para a existência destas acumulações (MAGOON e DOW, 1994). Os elementos necessários são rocha geradora, rocha reservatório, rocha selo e o soterramento do pacote sedimentar, principalmente o que compõe a rocha geradora. Já os processos temos a formação da trapa, que serve de armadilha para os hidrocarbonetos, geração, migração e acumulação em rocha com as devidas condições para armazenamento. Por fim, todos os elementos devem estar presentes no espaço e tempo certo, para que os processos requeridos no sistema petrolífero possam atuar e propiciar a acumulação de hidrocarbonetos com sucesso (PERRODON e MASSE, 1984).

Neste contexto, um dos parâmetros que é crucial para estabelecer um sistema petrolífero é a evolução térmica da rocha geradora, que vai garantir que o processo de geração

ocorra e crie possibilidades de acumulações de hidrocarbonetos. MAGOON (1989b) classificou os sistemas petrolíferos baseado na complexidade de diferentes fatores, mas o soterramento das rochas se destaca na diferenciação dos sistemas petrolíferos típicos e atípicos. Focando neste fator importante para a maturação térmica das rochas geradoras, o que caracteriza um sistema petrolífero atípico e o diferencia do típico, é o auxílio de fontes térmicas externas ao soterramento das rochas, na promoção da maturação térmica dos intervalos geradores.

A Bacia do Parnaíba, do ponto de vista do sistema petrolífero atuante e de sucesso, considerando os estudos realizados na bacia, se encaixa perfeitamente nas condicionantes do sistema petrolífero atípico, assim como análogos de bacias paleozoicas brasileiras e de outras regiões (figura 11). A bacia possui espessura de seu preenchimento sedimentar atingindo valor máximo em torno de 3.500 metros e se for considerado um gradiente geotérmico médio para a bacia de 25 °C/km (baseado em poços), as rochas mais profundas podem atingir por soterramento, apenas maturação térmica para geração de óleo. No entanto, a bacia possui um grande volume magmático intrusivo, inserido na coluna sedimentar, chegando a espessuras totais de soleiras na ordem de 300 metros, o que garantiu o aumento do fluxo térmico e promoveu a maturação térmica, principalmente, para a Formação Pimenteiras, que possui presença abundante de soleiras de diabásio intrudidas na formação (RODRIGUES, 1995; EIRAS e WANDERLEY FILHO, 2003).

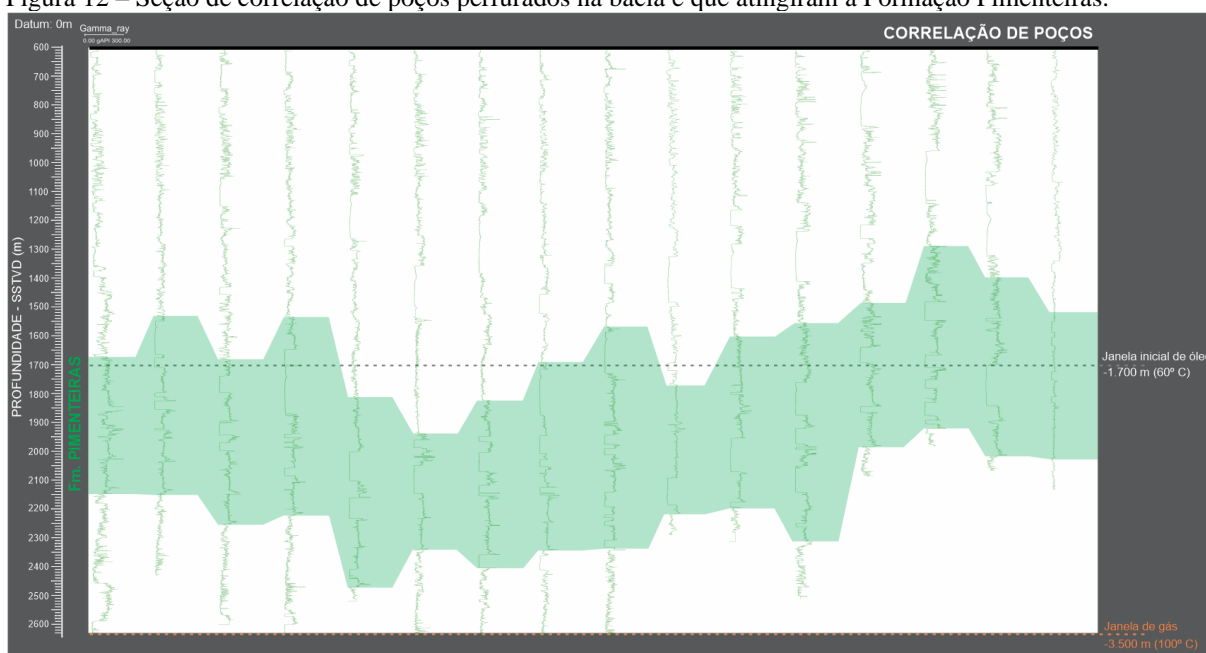
Figura 11 – Bacias sedimentares com mecanismo similar de geração de hidrocarbonetos, a partir da maturação termal de intervalos ricos em matéria orgânica, influenciados por soleiras.



Fonte: modificado de EIRAS (1999); AARNES et al. (2011); HOLFORD et al. (2013); RODRIGUES MONREAL et al. (2009).

Dentre as rochas geradoras conhecidas e caracterizadas na bacia, a Fm. Pimenteiras (Devoniano) foi o foco do trabalho e possui maior relevância, visto que as principais acumulações de hidrocarbonetos na bacia, estão associados a esta rocha geradora (MIRANDA *et al.*, 2018). A Formação Pimenteiras possui três intervalos geradores reconhecidos e caracterizados por RODRIGUES (1995), denominados intervalos A, B e C, com bom potencial para gerar hidrocarbonetos, com boa espessura e distribuição regional. Ainda é reconhecido um quarto intervalo, denominado intervalo D, mas este intervalo ainda é pouco caracterizado e possui distribuição mais restrita na bacia. De maneira geral, a Formação Pimenteiras é constituída por folhelhos imaturos ou com baixa maturidade, com profundidade máxima em torno de 2.500 metros, e este baixo soterramento não foi suficiente para promover a sua maturação térmica (figura 12). No entanto, as extensas e diversas intrusões ígneas levaram, localmente, as rochas geradoras a condições de maturidade e garantiram a geração de hidrocarbonetos, conforme podem ser observadas na seção esquemática da figura 13 (MIRANDA *et al.*, 2018).

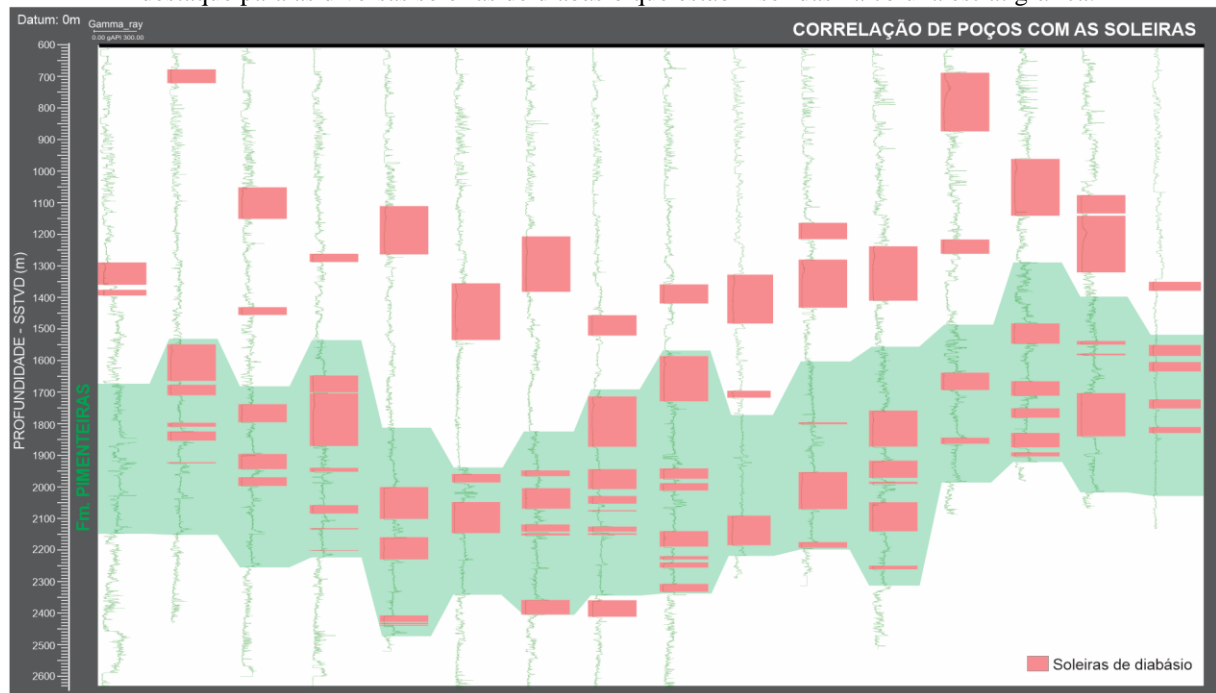
Figura 12 – Seção de correlação de poços perfurados na bacia e que atingiram a Formação Pimenteiras.



Nota: Observa-se que a base da formação atinge uma profundidade máxima de 2.500 metros aproximadamente e somente por soterramento, a maturação térmica da rocha geradora alcança a janela de início da geração de óleo.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 13 – Seção de correlação de poços perfurados na bacia e que atingiram a Formação Pimenteiras, com destaque para as diversas soleiras de diabásio que estão inseridas na coluna estratigráfica.

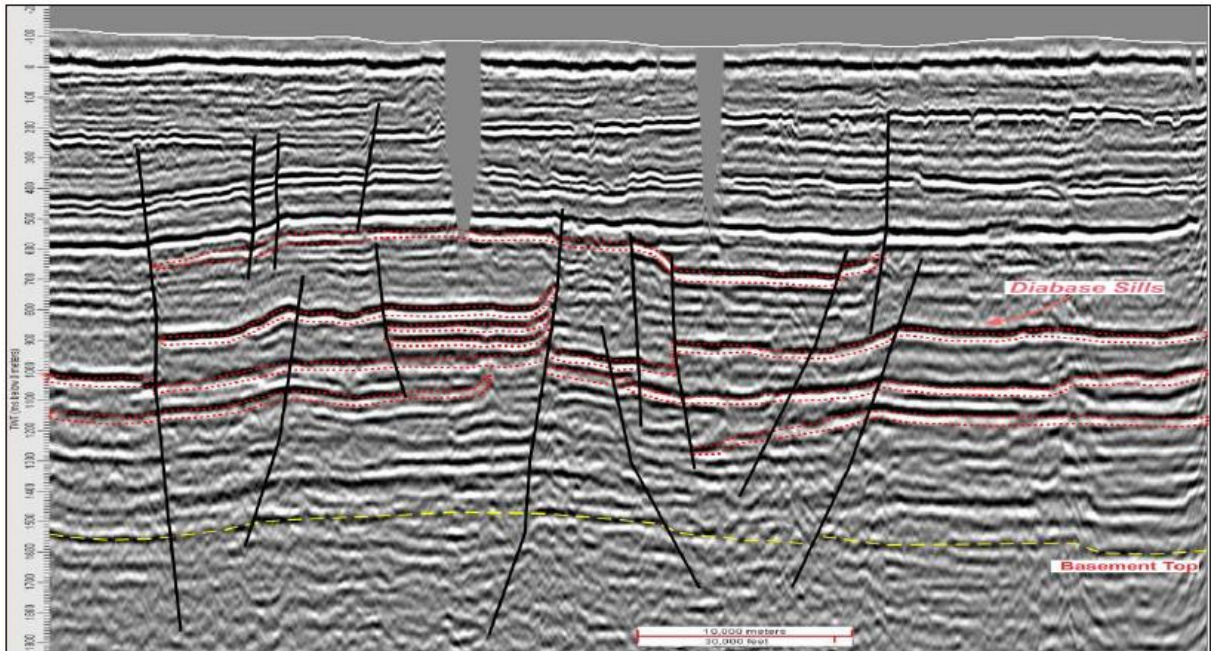


Fonte: O autor, 2020.

Na bacia, as rochas intrusivas representadas pelas soleiras de diabásio, não somente promovem a maturação térmica e geração, assim como é responsável pela formação da trapa e selo para as principais acumulações. Acredita-se que a migração dos hidrocarbonetos para as estruturas formadas pelas soleiras de diabásio, gerados em maiores profundidades, seja principalmente através de zonas de falhas e fraturas subverticais. Possivelmente, as principais falhas envolvidas no sistema petrolífero foram decorrentes de esforços orogênicos atuantes no Eocarbonífero, podendo ainda terem sido posteriormente reativadas, durante esforços tectônicos do Cretáceo. Porém, não é descartada a possibilidade de envolvimento direto do magmatismo na migração de hidrocarbonetos, através da ascensão magmática, que poderia proporcionar as janelas de migração até as trapas formadas pelo próprio mecanismo de intrusão (Figura 14).

O potencial de geração de hidrocarbonetos está muito relacionado pelo tipo e quantidade de matéria orgânica presente na rocha geradora, enquanto a evolução desta geração é regida pela maturação térmica da matéria orgânica. Estes fatores e processos juntos causam determinado estresse interno na rocha geradora e influenciam diretamente na capacidade de expulsão do hidrocarboneto gerado (Li, J. *et al*, 2018).

Figura 14 – Seção sísmica mostrando conjunto de falhas afetando diferentes estratos sedimentares, algumas rasas e outras envolvendo o embasamento.



Nota: Muitas destas falhas são interpretadas como dutos de ascensão magmática e diques.

Fonte: MIRANDA *et al.* (2018).

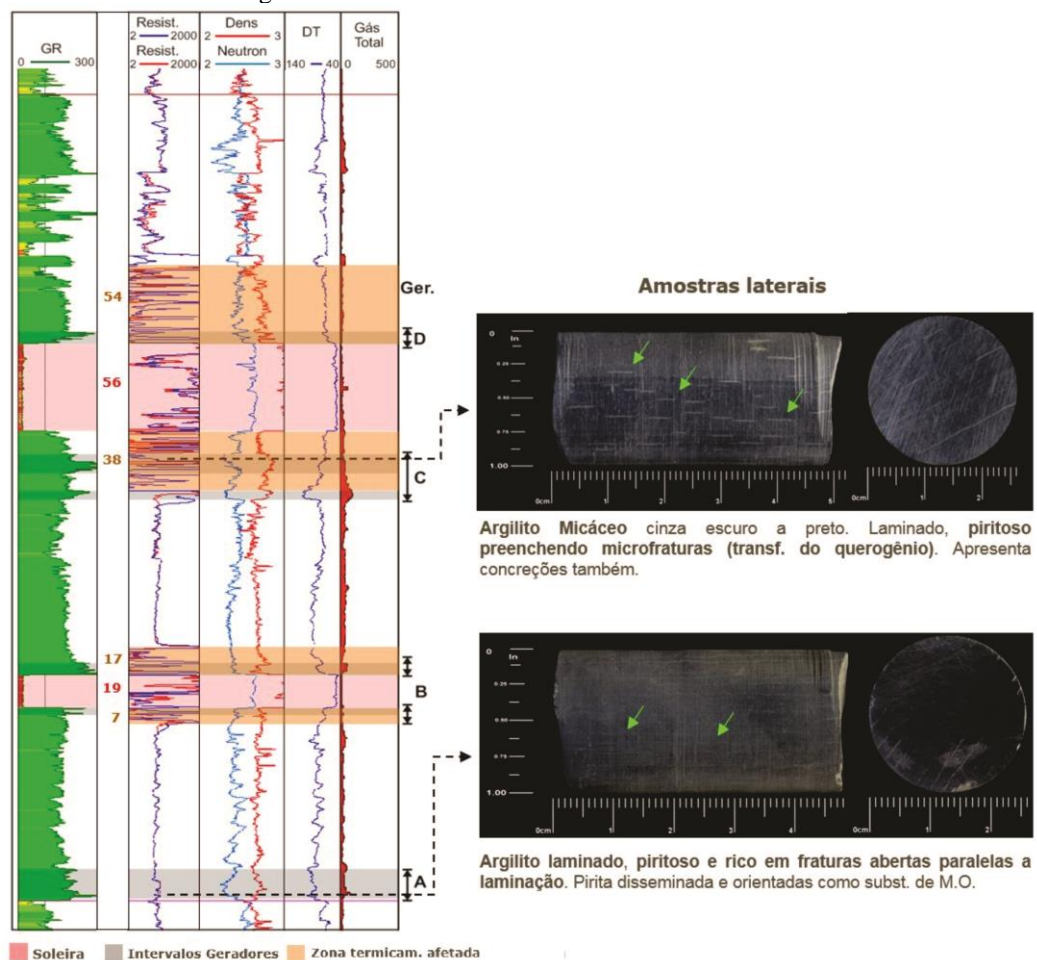
Já foram perfurados mais de 200 poços exploratórios na Bacia do Parnaíba, em que, principalmente os poços localizados mais para as bordas da bacia, foram constatados indícios de óleo, em amostras de calha recuperadas durante a perfuração, associados a diferentes unidades estratigráficas, fora das rochas geradoras. No entanto, são atribuídos volumes de óleo insuficientes para acumulação e em muitas dessas áreas, a Formação Pimenteiras, que é a rocha geradora com maior potencial de geração, é interpretada como imatura ou no máximo alcançando estágios iniciais de maturação para geração de óleo. Já na área dos principais campos de gás, devido a intensa influência térmica das múltiplas soleiras na formação, os intervalos geradores alcançam um estágio de maturação avançado, grande volume de geração de gás e a expulsão desse gás gerado é comprovada pelas acumulações em reservatórios de diferentes unidades litoestratigráficas.

Através da interpretação de zonas da rocha encaixante termicamente afetada pelas soleiras de diabásio, inseridas na Formação Pimenteiras, foram observados em amostras laterais coletadas nos intervalos argilosos ricos em matéria orgânica, uma maior concentração de fraturas paralelas ao acamamento, preenchidas por pirita e outras fraturas abertas. Estas fraturas são conhecidas como *beef fractures* e são estudadas em diversas bacias, sendo

caracterizadas como fraturas paralelas ao acamamento de folhelhos ricos em matéria orgânica, preenchidas por calcita e outros minerais (COBBOLD, 2013; AL DUHAILAN *et al.*, 2015).

A formação destas fraturas geralmente estão associadas a potenciais intervalos geradores e resultam da transformação do querogênio nos poros da rocha, aumentando a pressão de poros e conseqüentemente, ocasionando a abertura de fraturas e expulsão do hidrocarboneto gerado nestes intervalos. Estas fraturas foram observadas em diferentes intervalos geradores da Formação Pimenteiras, onde ocorre a influência direta das soleiras (figura 15). A presença dessas fraturas relacionadas a estágios avançados de maturação e expulsão de hidrocarbonetos, é importante para fortalecer a interpretação de que a intensa e elevada influência térmica na Formação Pimenteiras, provocada pelas soleiras, controla o volume de hidrocarbonetos gerados e a capacidade de expulsão da rocha geradora.

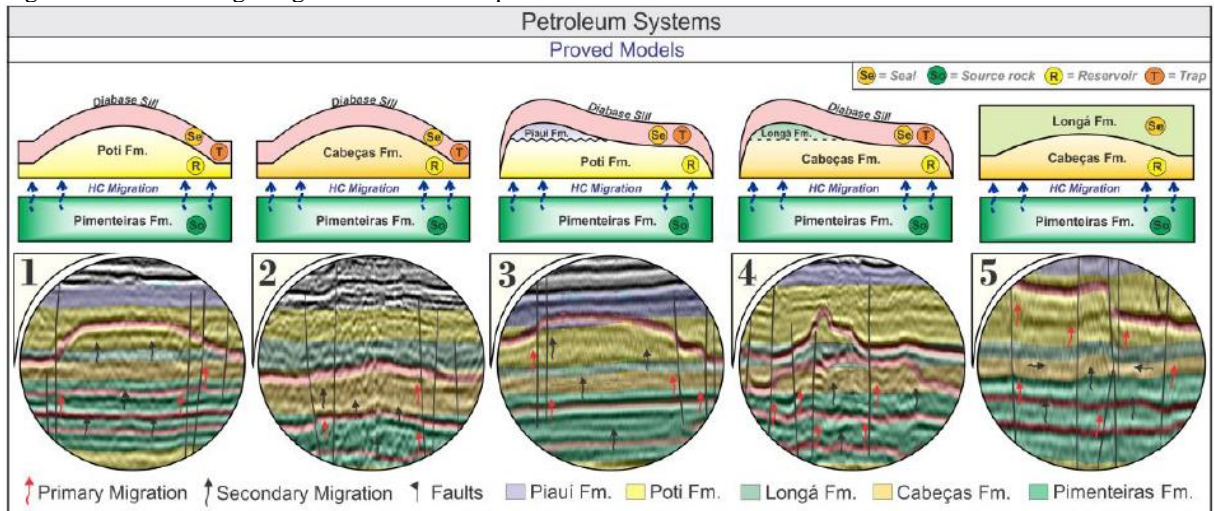
Figura 15 – Perfil composto da Formação Pimenteiras com as amostras laterais coletadas nos intervalos argilosos ricos em matéria orgânica.



Legenda: Setas verdes marcam as beef fractures formadas no processo de geração de hidrocarbonetos.

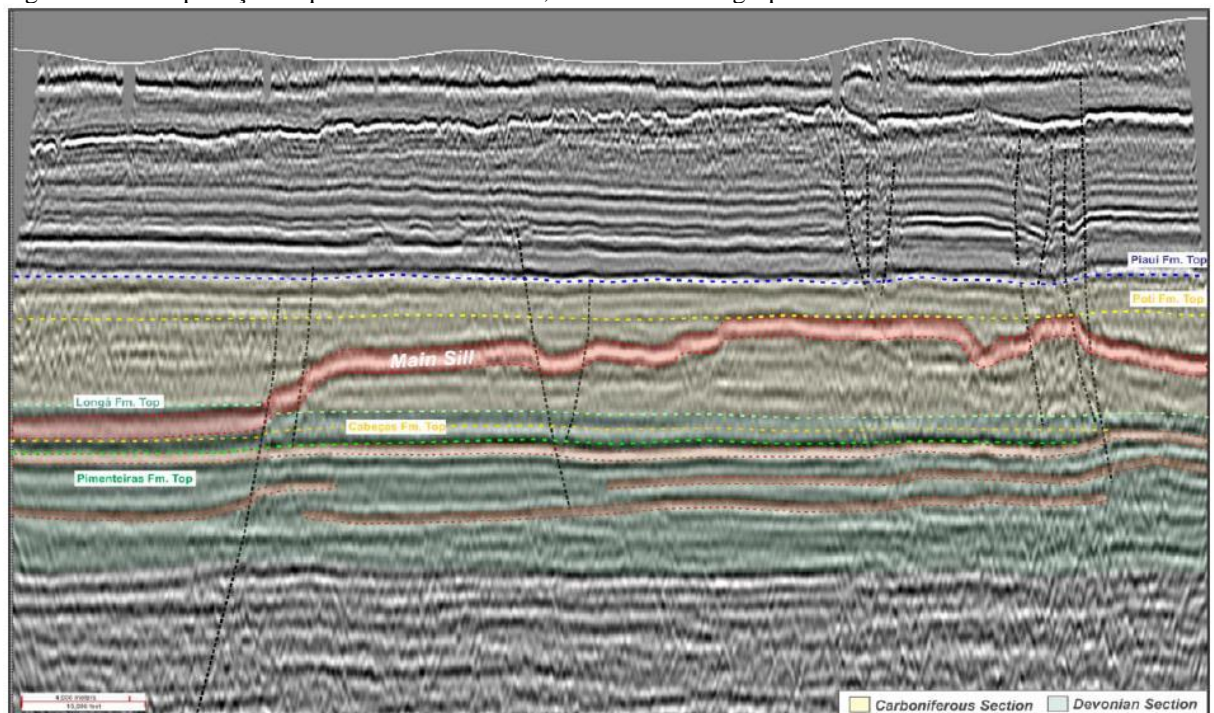
Fonte: O autor, 2020.

Figura 17 – Modelos geológicos dos sistemas petrolíferos de sucesso identificados na bacia



Fonte: MIRANDA *et al.* (2018).

Figura 18 – Interpretação esquemática de linha 2D, destacando dois grupos de soleiras.



Nota: Um grupo é formado pela soleira principal “saltando” na estratigrafia e formando as estruturas com capacidade de trapear hidrocarbonetos e outro grupo de soleiras intrudidas na Fm. Pimenteiras e que promovem a maturação da matéria orgânica

Fonte: MIRANDA *et al.* 2018.

3.3 Relevância exploratória

A história exploratória da Bacia do Parnaíba, basicamente, consiste em quatro estágios que representam fases com diferentes esforços e maturidade do conhecimento exploratório (PETERSOHN, 2007). Durante os três primeiros estágios, a exploração na bacia foi inicialmente embasada em dados de superfície e depois, com a criação da Petrobras S.A. em 1953, houve o primeiro avanço através da nova aquisição de sísmicas 2D, levantamentos gravimétricos e magnéticos, que culminou na primeira campanha de perfuração de poços exploratórios e estratigráficos, obtendo maior conhecimento das características estruturais, litológicas e petrolíferas da bacia. Até o início da quarta fase exploratória, haviam sido perfurados 34 poços, mas apenas foram encontrados indícios de óleo e gás nos poços, o que culminou em um abandono do interesse exploratório na bacia.

A partir do ano de 2008, após a aquisição de blocos exploratórios na bacia, por parte da OGX Petróleo e Gás Participações S.A., na 9ª rodada de licitações da ANP, inicia-se uma nova fase exploratória que mudou a história da bacia. Em 2010, após campanha de aquisição de dados sísmicos, foram perfurados os dois primeiros poços da bacia que já foram descobridores de dois campos, que estão em produção atualmente, os campos de gás de Gavião Real (GVR) e Gavião Azul (GVA). Hoje, a bacia é amplamente explorada pela empresa Eneva, com mais de 30.000 km² de sísmica 2D e 9 campos de gás descobertos, e durante estes 10 anos, a bacia retomou o interesse exploratório, representando a quarta bacia com maior produção de gás no país.

Além do grande esforço exploratório dos últimos anos, com levantamentos de novos dados e aquisição de novas áreas, o avanço do conhecimento do sistema petrolífero foi crucial para destravar o sucesso exploratório e extrair o potencial petrolífero da bacia. O estabelecimento do sistema petrolífero atípico, no qual assumiu-se que, as abundantes rochas intrusivas inseridas na bacia, atuam diretamente em quase todos os processos e compõem também como elementos essenciais no sistema petrolífero, guiou estudos e novos métodos de investigação que geraram estes resultados da exploração e produção de hidrocarbonetos.

Mesmo com todo o sucesso exploratório obtido para o sistema petrolífero da Bacia do Parnaíba, ainda existem lacunas no conhecimento acerca das características dos processos e elementos que compõem este sistema e suas implicações no avanço da exploração em áreas

ainda pouco estudadas na bacia. Neste contexto, a modelagem de sistema petrolífero auxilia na construção de modelos geológicos, através de cenários com diferentes características e resultados importantes para a definição do potencial exploratório.

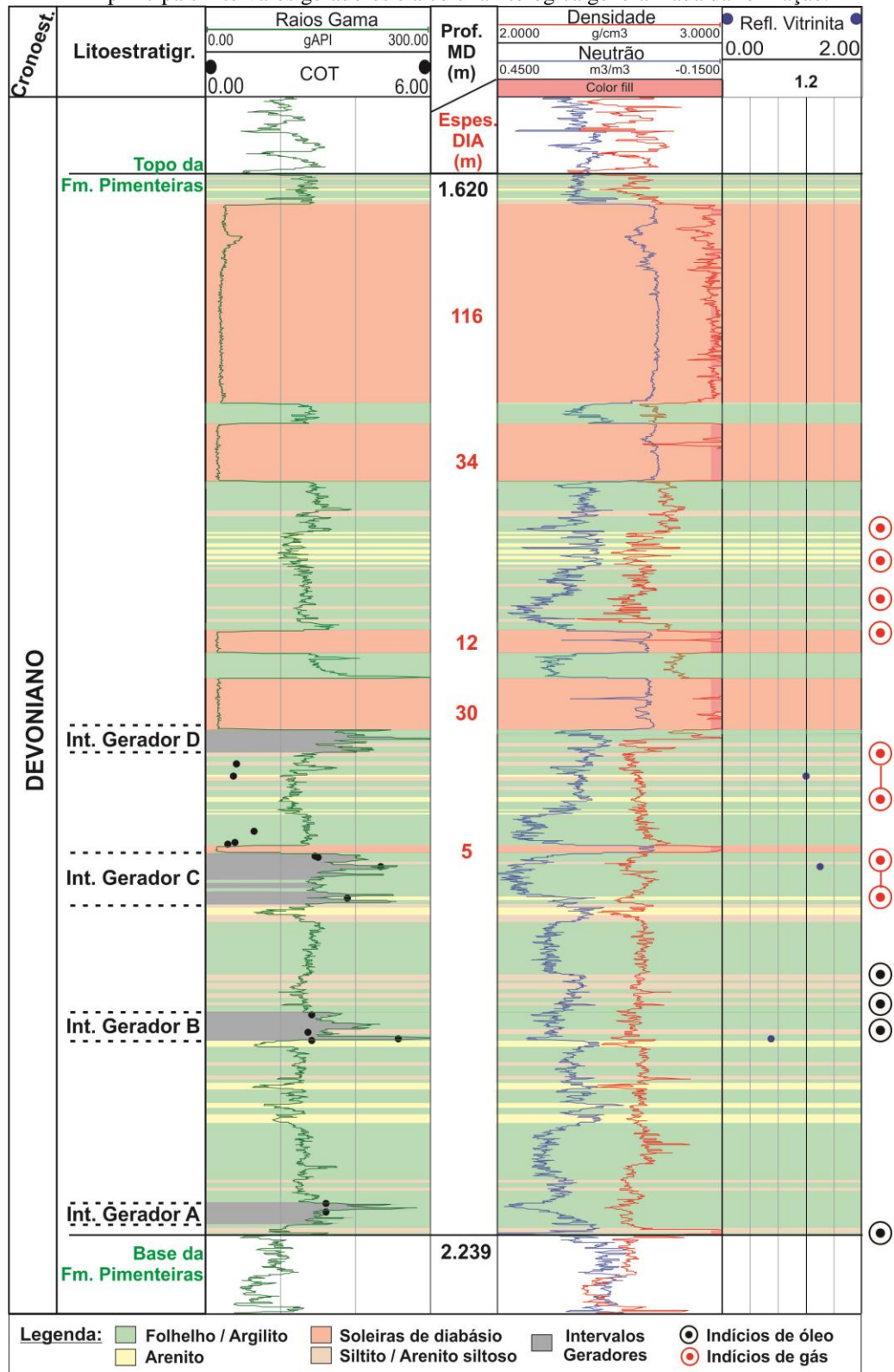
4 RESULTADOS

4.1 Análises Geoquímicas

O objetivo inicial foi avaliar a rocha geradora na área centro-norte da bacia, buscando conhecer a qualidade, distribuição e sua evolução térmica. A rocha geradora estudada e interpretada como principal fonte de geração de hidrocarbonetos para o sistema petrolífero, foi a Formação Pimenteiras (Devoniano), desconsiderando a contribuição das outras potenciais rochas geradoras na bacia, como a Formação Longá (Carbonífero-Devoniano) e Formação Tianguá (Siluriano). A Formação Pimenteiras é reconhecida como a principal rocha geradora da bacia e possui quatro intervalos geradores A, B, C e D com valores mais elevados de carbono orgânico total (RODRIGUES, 1995; MIRANDA *et al.*, 2018). O perfil-tipo da interação entre as soleiras de diabásio com a Fm. Pimenteiras é mostrada na figura 19, onde são destacados os intervalos geradores e a coluna litológica, com as espessuras das soleiras de diabásio intrudidas na formação.

A Formação Pimenteiras é composta predominantemente por folhelhos, com intercalações de siltitos e arenitos delgados, depositados em ambientes de plataforma marinho raso a deltaico, e com influência de eventos de tempestades que forneceram sedimentos arenosos para o interior da bacia. No Devoniano as principais fontes de sedimentos para o interior da bacia eram provenientes de sistemas deltáicos localizados na região leste, oeste e sudeste (CAROZZI *et al.* 1975). Os ciclos transgressivos são muito bem definidos reconhecidos pelos picos radioativos no perfil de Raios Gama e relacionados às superfícies de inundação máxima que caracterizam os intervalos geradores (figura 19).

Figura 19- Perfil-tipo da interação entre as soleiras de diabásio com a Fm. Pimenteiras, com os principais intervalos geradores e a coluna litológica generalizada da formação.



Legenda: Em vermelho estão destacados os corpos intrusivos e suas espessuras.

Fonte: O autor, 2020.

Para avaliar o tipo da matéria orgânica dos intervalos estudados foi utilizado o diagrama de Van Krevelen, onde são plotados os dados do índice de hidrogênio (IH) como função do índice de oxigênio (IO). A avaliação através deste diagrama se torna prejudicada pela presença das intrusões de diabásio que influenciam termicamente na matéria orgânica, diminuindo drasticamente o índice de hidrogênio. Portanto, para melhor definição do tipo de matéria orgânica utilizando o diagrama de Van Krevelen, sem grandes influências por parte das rochas intrusivas, foi escolhido o poço 1-PA-0001-MA para elaborar o diagrama e ter uma interpretação mais próxima das características deposicionais originais da Formação Pimenteiras, com maior preservação. O resultado deste diagrama, neste poço, mostra predomínio de querogênio do tipo II e III, apresentando baixas razões H/C e razões mais altas de O/C (figura 20).

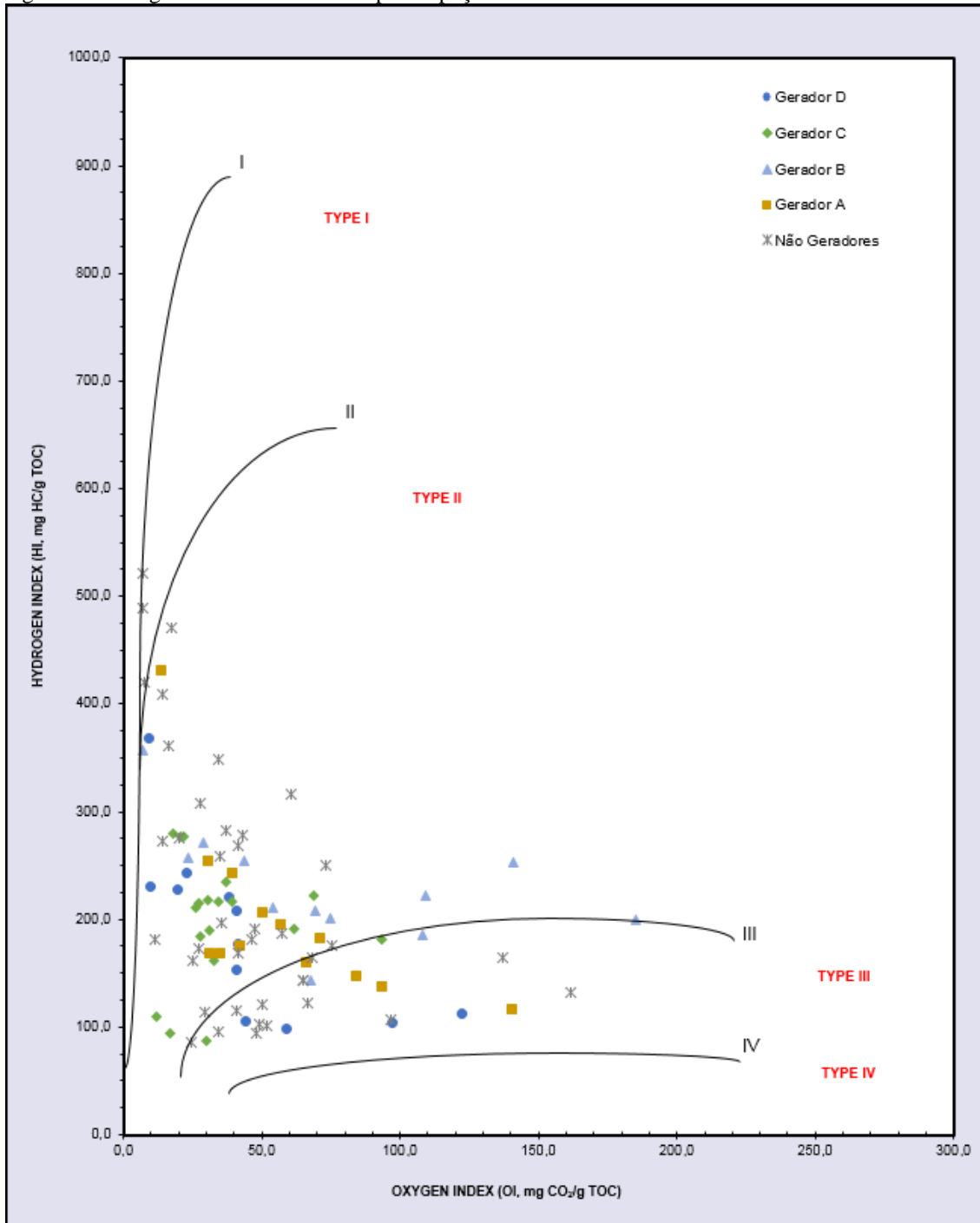
Na visão detalhada para os intervalos geradores e os considerados não geradores, é possível obter uma correlação razoável do tipo e qualidade da matéria orgânica com a ciclicidade dos regimes transgressivos e regressivos que controlam a deposição, preservação e teor da matéria orgânica da Fm. Pimenteiras.

Para o intervalo gerador A, há uma maior concentração de matéria orgânica tipo II, de origem marinha, com contribuição de matéria orgânica terrestre tipo III, em concordância com o início da transgressão marinha que marcou o início da Fm. Pimenteiras. Posteriormente, alternado por ciclos regressivos de menor ordem, houve o predomínio do regime transgressivo até a deposição do intervalo gerador C, que marca a inundação máxima da Fm. Pimenteiras. Neste contexto, o intervalo gerador B ainda mostra maior parcela de matéria orgânica tipo II, com pouca contribui o de matéria orgânica tipo III, já o intervalo gerador C, de maneira coerente com o estágio de inunda o máxima do sistema transgressivo que marca este intervalo, mostra predomínio de matéria orgânica tipo II e ausência de contribui o de matéria orgânica terrestre. Por último, o intervalo gerador D, volta a ter contribui o terrestre no cont udo de matéria orgânica, associado ao início do sistema regressivo que culminou no ambiente de plataforma dominada por maré, fluvio-estuarino a periglacial, correspondente a Fm. Cabeças.

Desse modo, os folhelhos potencialmente geradores da Fm. Pimenteiras depositada, são compostos por matéria orgânica interpretada como proveniente de paleoambiente marinho redutor, com contribui o de matéria orgânica de vegetais terrestres superiores, e esta mistura

de tipos de querogênio II e III, pode ser favorável à geração de gás, com um predomínio para a geração de hidrocarbonetos gasosos.

Figura 20 – Diagrama de Van Krevelen para o poço 1-PA-0001-MA.



Legenda: No diagrama, estão destacados os principais intervalos geradores da Fm. Pimenteiras A, B, C, D e os intervalos considerados não geradores.

Nota: Este poço possui pouca influência térmica de corpos intrusivos, sem soleiras na Fm. Pimenteiras.

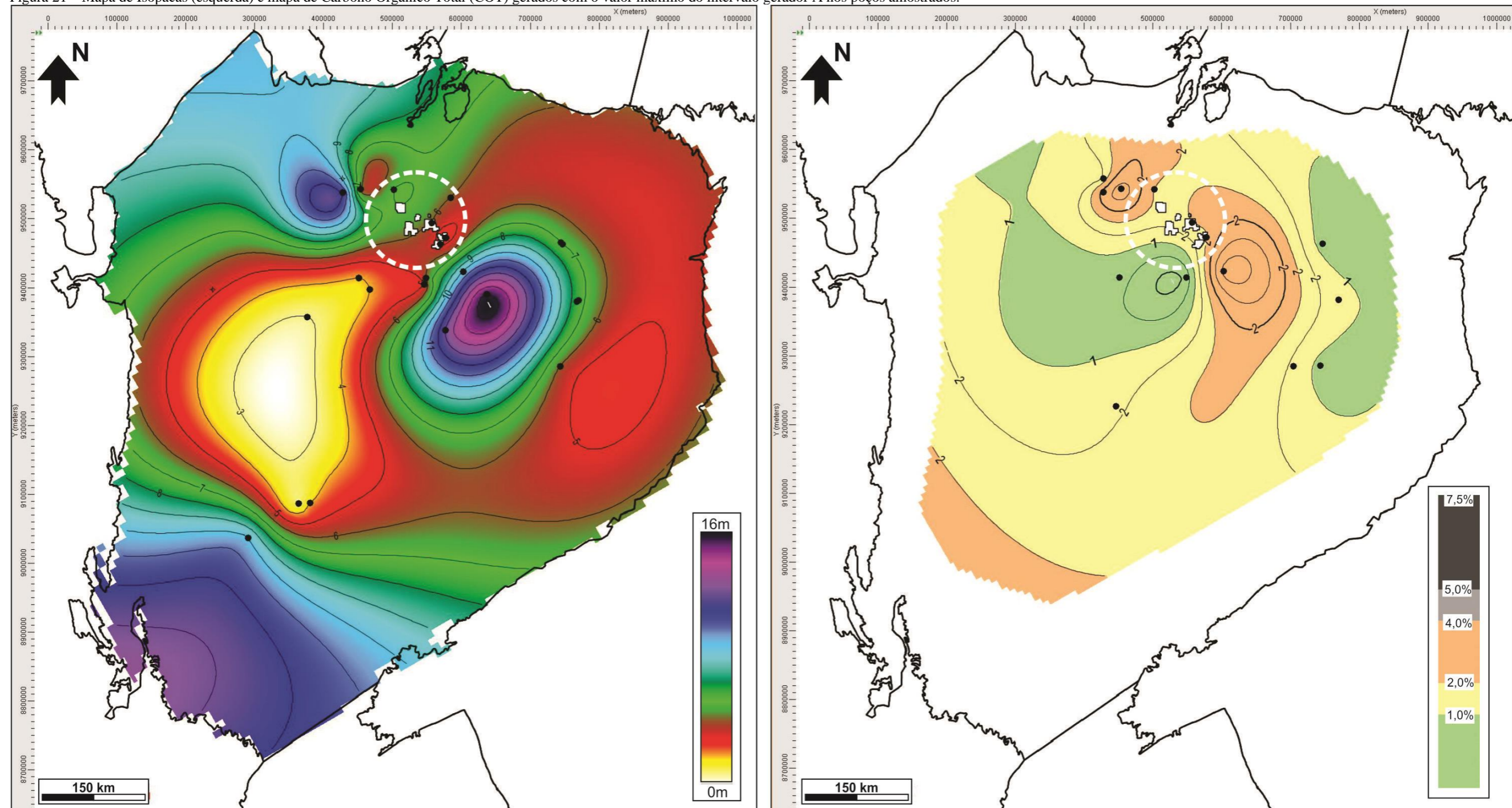
Fonte: O autor, 2020.

4.1.1 Qualidade e distribuição dos intervalos geradores

Para estudo da qualidade e distribuição da matéria orgânica foi utilizado o Carbono Orgânico Total (COT), proveniente dos dados adquiridos nas análises de carbono orgânico total e as espessuras dos intervalos geradores, delimitados através dos perfis geofísicos elétricos-radioativos nos poços estudados na área. Posteriormente, foram elaborados mapas de COT e espessuras dos principais intervalos geradores nos poços. Assim como na análise do diagrama de Van Kreveler, para os dados de COT os valores obtidos nas análises, em sua maioria, são valores considerados residuais e não representam o valor original de deposição da matéria orgânica. Desse modo, para elaboração do mapa de COT, foram selecionados os maiores valores em cada intervalo gerador e extrapolado na área dos poços amostrados. Para o mapa de espessuras foram delimitados topo e base nos perfis geofísicos, seguindo uma correlação das assinaturas das curvas, principalmente os padrões do perfil de Raios Gamas (figura 19).

O intervalo gerador A possui feição bem definida nos perfis de poços na área de estudo, mas apresentam as menores espessuras, atingindo um máximo de 16 metros. Possuem bons valores de carbono orgânico total com teor máximo de aproximadamente 3,6% (figura 21).

Figura 21 – Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) gerados com o valor máximo do intervalo gerador A nos poços amostrados.



Nota: Podem ser observadas maiores espessuras (16 metros) apenas concentradas em determinadas regiões e aparentemente orientadas seguindo um trend NE-SO. No mapa de COT máximo para o intervalo são observados valores baixos na região dos campos de gás e valores mais elevados para noroeste e sudeste, máximo de 3,6%. A área dos principais campos de gás da bacia está destacada nos mapas pelo círculo tracejado em branco.

Fonte: O autor, 2020.

O intervalo gerador B apresentou no mapa de isópacas, as maiores espessuras orientadas e seguindo um trend NE-SO, com espessuras de até 20 metros, localizadas mais a norte/nordeste. As menores espessuras estão mais localizadas a leste e oeste do mapa, apresentando também menores valores na região dos campos de gás (figura 22). No mapa de carbono orgânico total (COT) foram observados valores bem elevados chegando a 7,2%, bem concentrado na área dos principais campos de gás, o que pode ser associado a uma menor influência térmica dos corpos intrusivos localizados na região, devido a maiores distâncias. No entanto, este valor máximo de 7,3% pode não ser representativo para todo o intervalo gerador B, pois ao analisar o perfil de Raios Gama, este valor encontra-se restrito a um intervalo bem delgado, correspondente a um pico radioativo pontual, que não é observado em todos os poços. Este intervalo delgado com alto teor de carbono orgânico é interpretado como deposição em área mais restrita, favorecendo a acumulação e preservação de matéria orgânica, durante a transgressão que representa o intervalo (figura 19).

O intervalo gerador C é associado a principal inundação correspondente ao ciclo transgressivo de primeira ordem da Formação Pimenteiras, bem marcado nos perfis de raios gama e com ampla distribuição na bacia (RODRIGUES, 1995; MIRANDA F., 2014). O mapa de isópacas para este intervalo gerador confirma sua maior espessura em relação aos outros intervalos, atingindo espessura máxima de aproximadamente 37 metros. As maiores espessuras estão bem alinhadas, seguindo os principais *trends* deposicionais da bacia, o NE-SO relacionado ao lineamento transbrasiliano e o NO-SE, relacionado ao Picos Santa-Inês, incluindo a região dos principais campos de gás (figura 23).

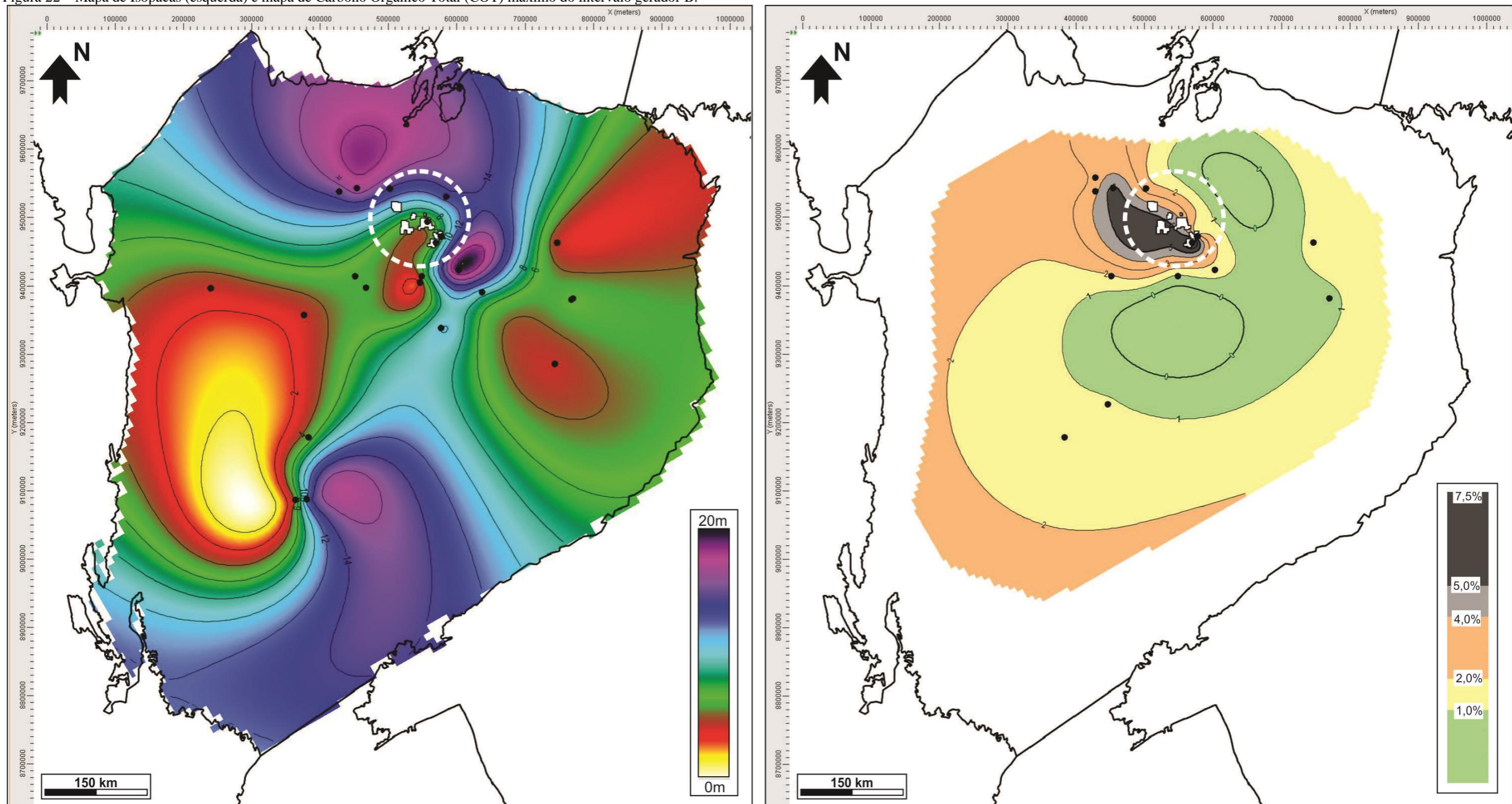
Através do mapa de isópacas é possível inferir as condições paleoambientais de deposição deste intervalo mais espesso e rico em matéria orgânica, visto que, provavelmente, as calhas deposicionais associadas aos lineamentos, com maiores profundidades da coluna d'água, propiciaram melhores condições de concentração dos folhelhos mais ricos e a melhor preservação da matéria orgânica. Já as menores espessuras estão concentradas nas bordas da bacia, o que é coerente com a geometria deposicional da bacia no Devoniano, onde ocorre a diminuição do espaço de acomodação para as bordas. O mapa de carbono orgânico total (COT) mostra para este intervalo, valores muito bons de até 5,2%. O que se destaca bastante no mapa é a gradual queda dos valores de COT em direção aos poços localizados na área central, onde estão os campos de gás (figura 23).

Vale ressaltar que o mapa de carbono orgânico total não apresenta uma boa resposta para as características deposicionais do conteúdo orgânico, pois a influência da maturação térmica ocasionada pelas intrusões próximas aos intervalos, diminuem drasticamente os valores de carbono orgânico, sendo considerado um conteúdo de carbono orgânico residual, o que dificulta a correlação.

Localizado mais na porção superior da Formação Pimenteiras, o intervalo gerador D é de difícil reconhecimento ou ausente nos perfis de alguns dos poços interpretados na bacia. Os folhelhos radioativos e mais ricos em matéria orgânica que compoem este intervalo foram depositados no início do sistema regressivo que culminou na deposição da Fm. Cabeças, o que reflete na sua distribuição mais restrita, onde são observadas as maiores espessuras. No mapa de isópacas, pode ser observado que há um espessamento do intervalo na região norte e noroeste da bacia, atingindo espessura máxima de 24 metros (figura 24). Essa variação regional das espessuras dos intervalos geradores podem ter uma associação com a história deposicional da bacia, em resposta a mudança no depocentro e as relações de variação do nível relativo do mar e aporte sedimentar na bacia. O mapa de COT apresenta valores mais altos de carbono orgânico total para noroeste, atingindo valor máximo de 3,4% (figura 24).

De maneira geral, os intervalos geradores refletem a evolução deposicional da formação Pimenteiras associada a ciclos transgressivos e regressivos bem definidos que propiciaram a concentração de quatro intervalos com maior conteúdo de matéria orgânica, com potencial gerador de hidrocarbonetos. Os intervalos geradores A e B representam as primeiras transgressões, mostrando menores espessuras e valores mais altos de carbono orgânico total, com a contínua subida do nível relativo do mar, o ápice da transgressão do Devoniano na bacia é marcado pela superfície de inundação máxima referente ao intervalo gerador C, onde estão concentradas as maiores espessuras, altos valores de carbono orgânico e ampla distribuição na bacia. Já o intervalo gerador D está associado ao final do ciclo transgressivo e início do ciclo regressivo que culminou na deposição da Fm. Cabeças, portanto ficando mais restrito a determinadas regiões da bacia. Aparentemente, as principais feições estruturais da bacia tiveram algum controle na deposição e distribuição dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras.

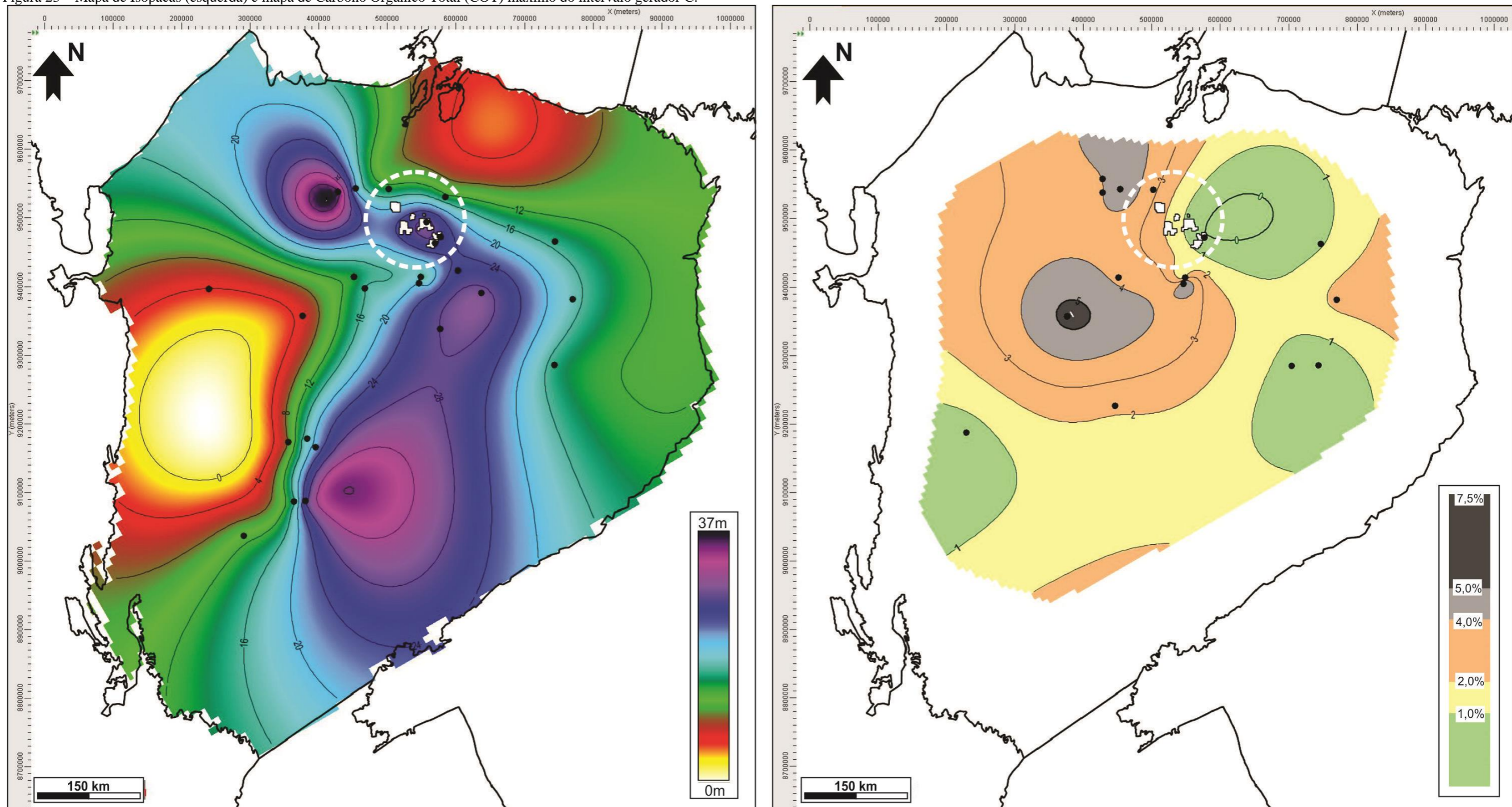
Figura 22 – Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) máximo do intervalo gerador B.



Nota: O mapa apresenta espessuras de até 20 metros, concentradas na área norte/nordeste e sul, já as menores espessuras são observadas na área leste e oeste, aparecendo também para a porção central da bacia, onde estão os principais campos de gás. No mapa de COT máximo para o intervalo são observados valores elevados na região dos campos de gás e à noroeste, atingindo até 7,3%. Observa-se que o trend NE-SO interpretado como relacionado ao lineamento transbrasileiro está mais acentuado no mapa de isópacos. A área dos principais campos de gás da bacia está destacada nos mapas pelo círculo tracejado em branco.

Fonte: O autor, 2020.

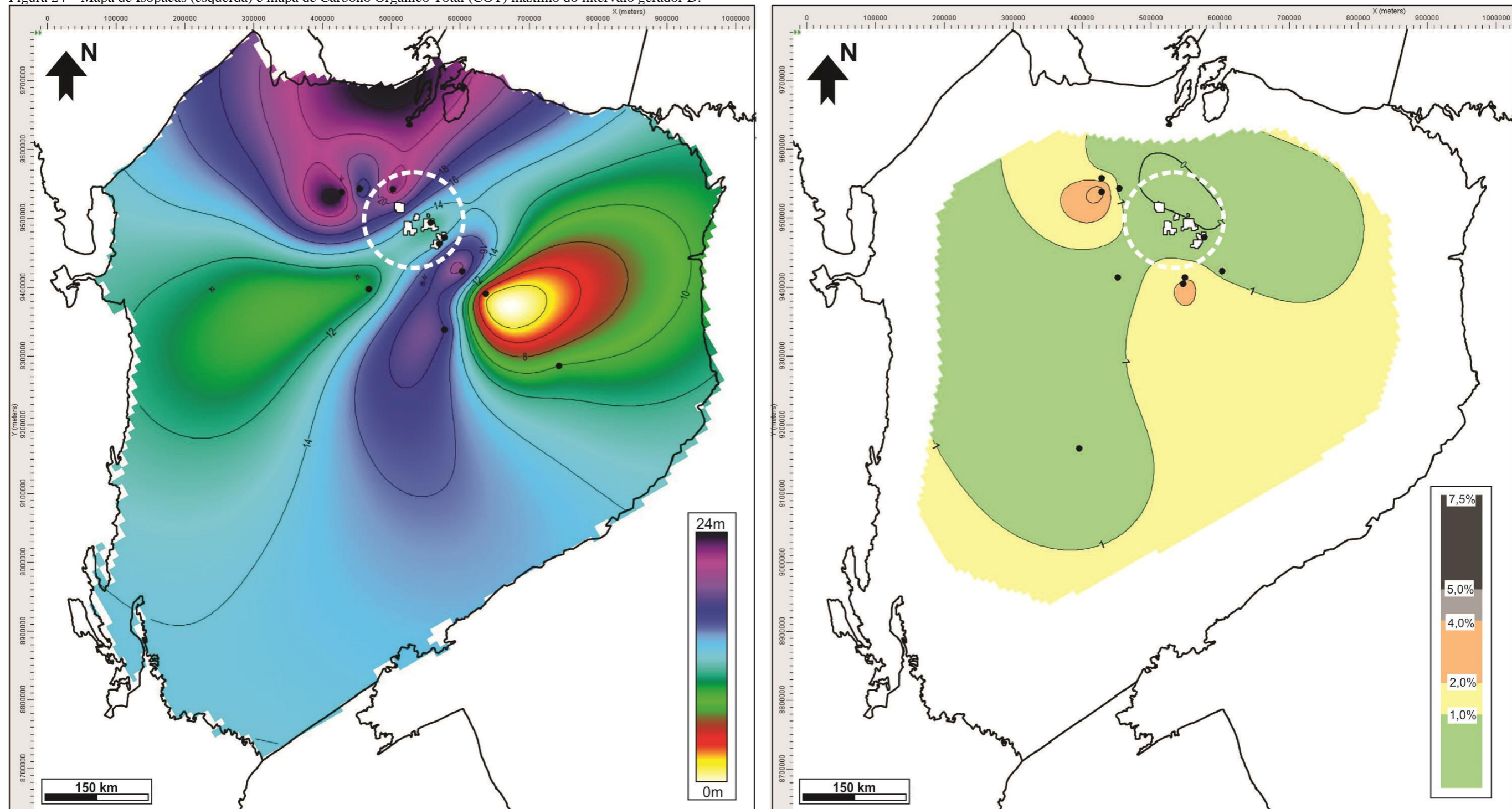
Figura 23 – Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) máximo do intervalo gerador C.



Nota: O mapa de isopacas apresenta espessura máxima de aproximadamente 37 metros e as maiores espessuras estão bem correlacionadas com as principais feições estruturais da bacia, o lineamento transbrasiliano (NE-SO) e o Picos Santa-Ines (NO-SE), incluindo a área dos campos de gás. No mapa de COT máximo está ressaltada a gradual queda dos valores de COT na direção dos campos de gás, indo de 5,2% até menos de 1%, o que é interpretado como resultado da influência das intrusões de diabásio que causam a maturação dos intervalos geradores, deixando o COT residual. A área dos principais campos de gás da bacia está destacada nos mapas pelo círculo tracejado em branco.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 24 – Mapa de Isopacas (esquerda) e mapa de Carbono Orgânico Total (COT) máximo do intervalo gerador D.



Nota: O mapa de isópacos apresenta espessuras de até 24 metros e uma distribuição menos uniforme na bacia. De maneira geral, está maior concentração da deposição na região norte e noroeste pode ser interpretada como reflexo do início da mudança do depocentro da bacia no Devoniano, onde as maiores profundidades e melhores condições paleoambientais propiciaram a concentração da deposição dos folhelhos mais ricos em matéria orgânica nesta região. No mapa de COT máximo para o intervalo são observados valores maiores para noroeste (3,4%) e valores mais baixos (menor que 1%) na área dos campos de gás. A área dos principais campos de gás da bacia está destacada nos mapas pelo círculo tracejado em branco.

Fonte: O autor, 2020.

4.1.2 Maturação e preservação da matéria orgânica

O efeito da maturação foi analisado por meio de análises de Reflectância da Vitrinita (%Ro). Apenas quatro poços tiveram análises no intervalo gerador A, podendo ser observados valores menores que 0,6% até 1,0% à noroeste e sudeste, e atingindo valores maiores que 1,5% na região central do mapa, onde estão concentrados os principais campos de gás (figura 25). Já o intervalo gerador B possui análises em cinco poços, que mostram valores mais elevados de maneira geral (figura 25). Na porção noroeste do mapa estão concentrados valores de Ro menores que 1,0%, indicando intervalos imaturos e maduros para geração de óleo. Já na área central e sudeste, incluindo a região dos campos de gás, os valores de Ro estão obtendo uma média de 2,0%, na janela de geração de gás seco. O mapa está coerente, visto que na área com maior maturação térmica do intervalo B, atingindo a janela de geração de gás, é onde estão concentrados os principais indícios e descobertas de gás na Bacia do Parnaíba. Para sudeste o mapa mostra até mesmo valores de Ro superiores a 3,0%, indicando uma possível senilidade do intervalo gerador, o que também está de acordo com o resultado encontrado em poços nesta região, em que foram observados apenas poucos indícios de gás, sem acumulação comercial de hidrocarbonetos, em resposta de um craqueamento avançado.

Para o intervalo gerador C, o mapa de reflectância de vitrinita mostra um *trend* de evolução de maturação térmica seguindo orientação NO-SE, apresentando valores menores que 1,0% na região noroeste, indicando intervalos imaturos a maduros para geração de óleo e para sudeste, valores entre 2,5 a 5,0% de Ro, incluindo a região dos principais campos de gás (figura 26). O mapa do intervalo gerador D apresenta boa definição do mesmo *trend* de maturação térmica, visto no intervalo gerador C. Na região noroeste há o predomínio de valores de Ro menores que 1,0%, já na área dos campos de gás, os valores de Ro são em média 2,0%, concordante com as descobertas de gás seco e para sudeste os valores são ainda maiores, com Ro superiores de 3,0% (figura 26).

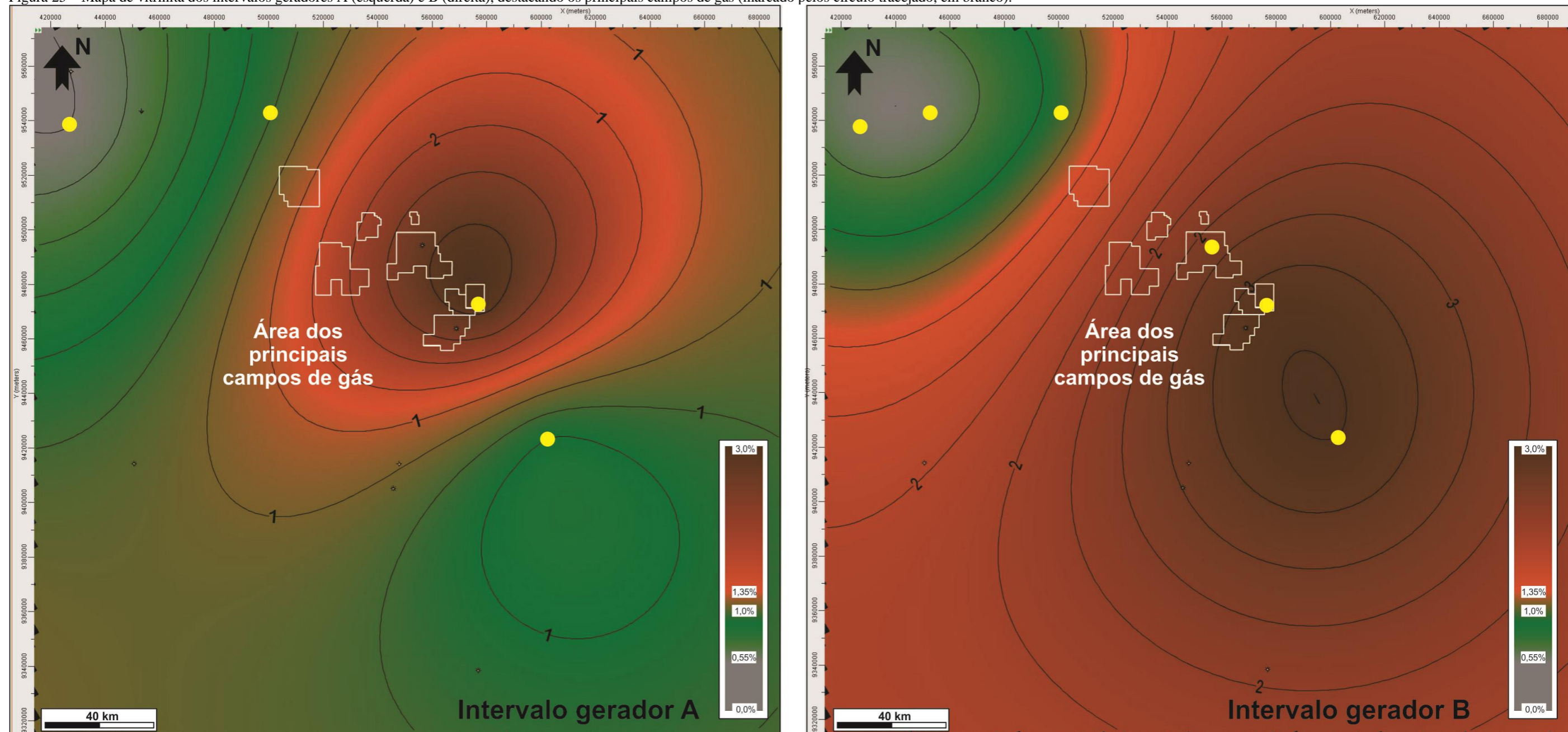
Através dos mapas de maturidade térmica, observa-se que à noroeste dos principais campos de gás, os valores de reflectância da vitrinita dos intervalos geradores ficam na média de 1,0%, permanecendo na janela de geração de óleo. Já na área dos campos de gás, porção central dos mapas, os valores de reflectância de vitrinitas estão na média de 2,0%, indicando que os intervalos geradores alcançaram a janela de geração de gás seco. Para a região sul-

sudeste dos mapas, ocorre um aumento da maturidade nos principais intervalos geradores, com valores de reflectância da vitrinita superiores a 3,0%, sugerindo que nestas áreas provavelmente ocorreu grande degradação da matéria orgânica e o craqueamento mais intenso.

Seguindo uma seção de direção noroeste-sudeste, localizada na porção centro-norte da bacia, passando pelas áreas com diferentes estágios de maturação térmica para os intervalos geradores, observados nos mapas de reflectância da vitrinita, a principal diferença é a presença, quantidade e espessuras das soleiras intrudidas na Formação Pimenteiras, além da distância relativa entre as soleiras e os intervalos geradores (figura 27).

Na região dos campos de gás, interpretadas através dos poços 1-OGX-34-MA, 1-OGX-16-MA e 1-OGX-22-MA, as espessuras variam até 100 metros de espessura e são observados volumes altos de gás gerado e retido na própria Fm. Pimenteiras. Nos poços mais para a região noroeste da área de estudo, poços 1-PA-0001-MA e 1-PGN-1-MA, as principais soleiras com maiores espessuras, estão mais distantes dos intervalos geradores, apresentando não só indícios de gás, como também volume de óleo retido na formação. Já os poços com alta concentração de soleiras próximo aos intervalos geradores, demonstraram ausência de indícios ou pouco significativos, refletindo a acentuada maturação dos intervalos, alcançando a zona senil (poços 1-OGX-59-MA, 1-OGX-96-MA e 1-BRSA-1221-MA). Ainda tem poços, que possuem uma menor quantidade de soleiras, atingindo espessuras de até 100 metros, onde são constatados baixos volumes de indícios de gás (poço 1-OGX-77-MA e 4-PGN-22-MA). Através do mapa do somatório das espessuras de soleiras no interior da Formação Pimenteiras, é possível interpretar essa influência direta da quantidade de soleiras intrudidas na formação, na maturação térmica dos intervalos geradores. Quando comparado o mapa do somatório das espessuras das soleiras com o mapa de espessura da Formação Pimenteiras, observa-se que em determinadas regiões da bacia, incluindo a área do poço 1-BRSA-1221-MA, a relação entre as espessuras de rocha ígnea (soleiras de diabásio) e sedimentar (Formação Pimenteiras) é de até 70%, o que potencialmente, coloca toda a Formação Pimenteiras sob efeitos térmicos elevados (figura 28).

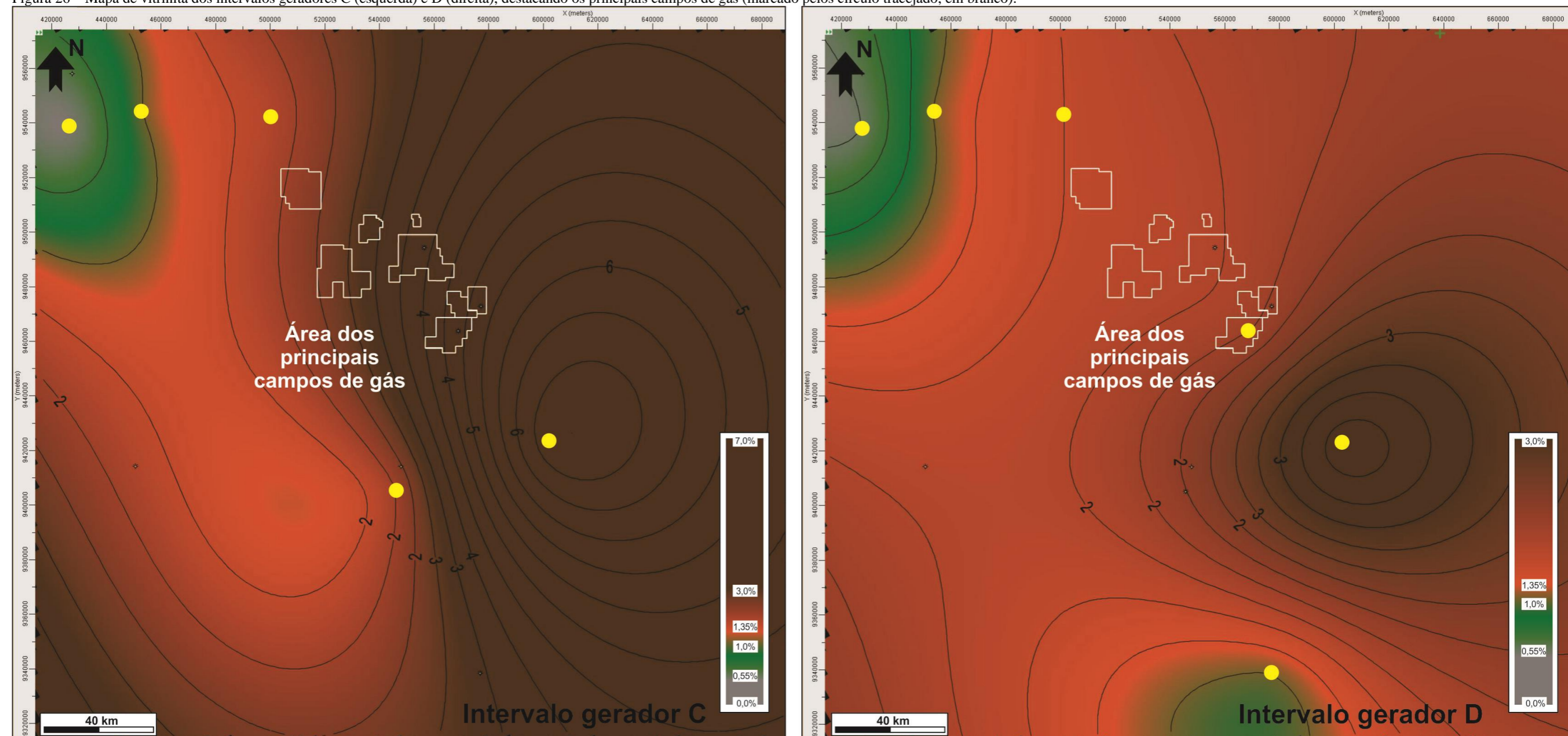
Figura 25 – Mapa de vitrinita dos intervalos geradores A (esquerda) e B (direita), destacando os principais campos de gás (marcado pelos círculo tracejado, em branco).



Nota: O intervalo gerador A aparece predominantemente na janela de óleo, mas apresenta zona mais matura para nordeste (parte dos campos de gás). Já para o intervalo B, os principais campos de gás estão na zona de gás, apresentando R_o médio de 2,0%, podendo chegar a valores superiores a 3,0% para leste dos campos.

Fonte: O autor, 2020.

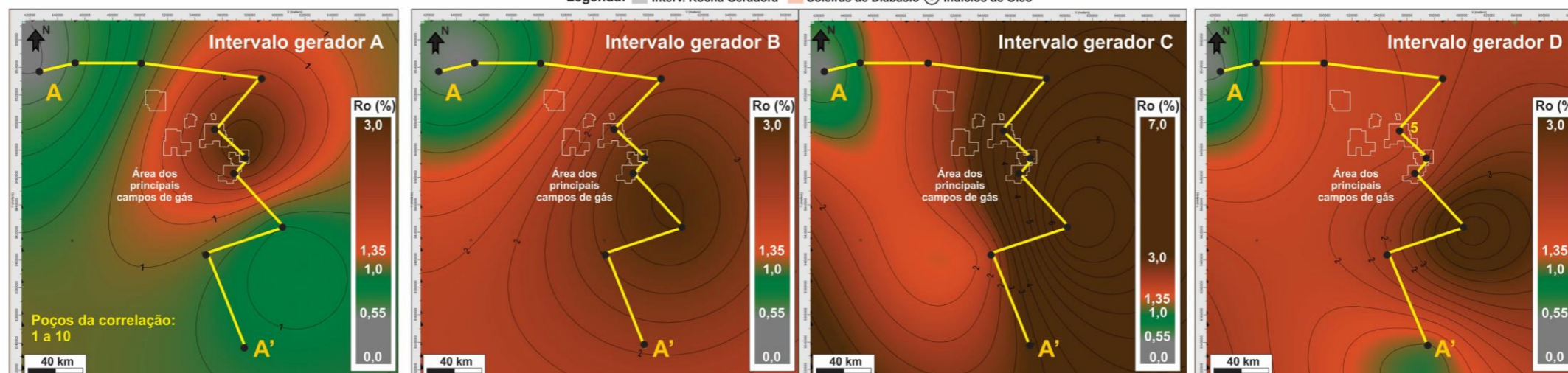
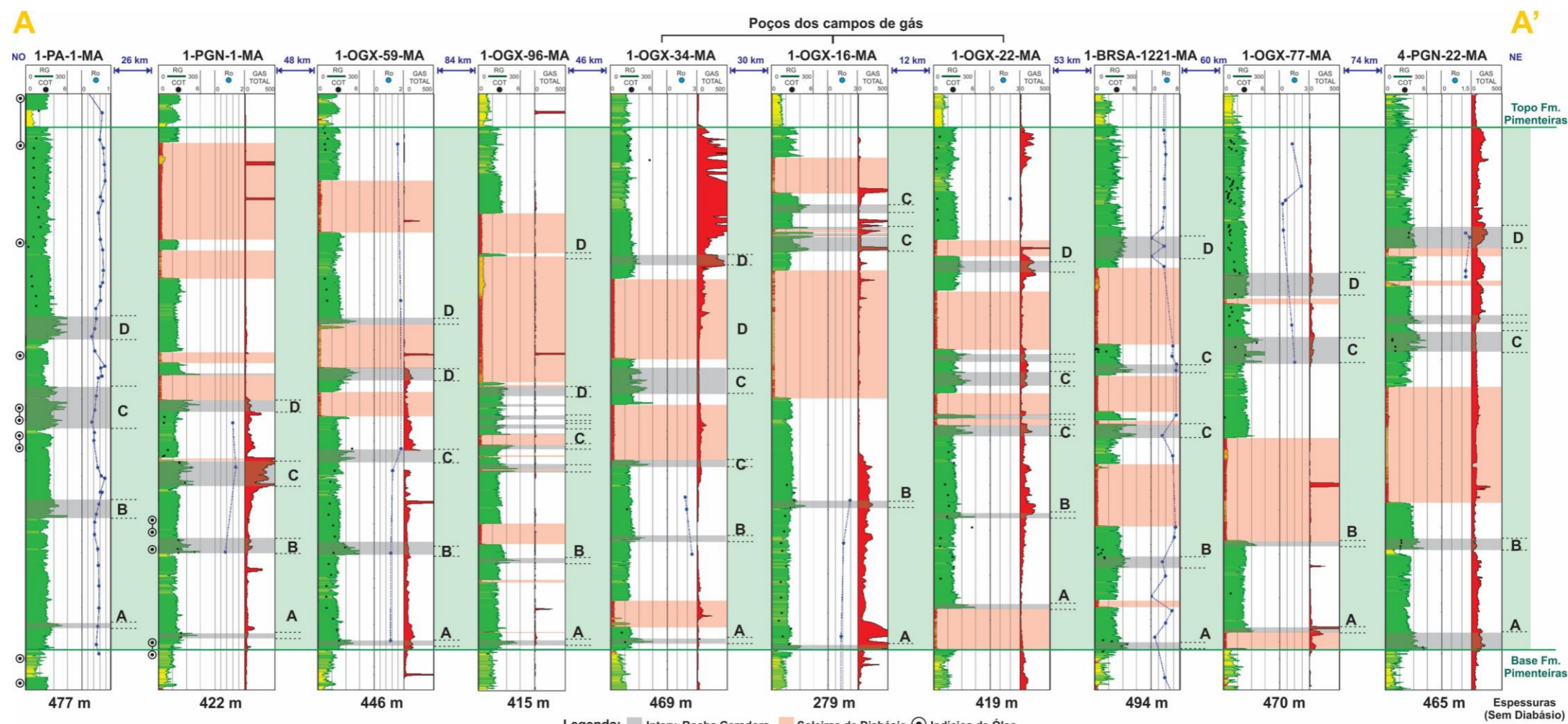
Figura 26 – Mapa de vitrinita dos intervalos geradores C (esquerda) e D (direita), destacando os principais campos de gás (marcado pelos círculo tracejado, em branco).



Nota: O intervalo C apresenta um aumento da maturação térmica para leste e sudeste do mapa, mostrando valores de R_o superiores a 3,0%, alcançando a senilidade. O intervalo D se apresenta de maneira semelhante ao intervalo C, mostrando numa seção NO-SE, valores menores que 1,0% no extremo noroeste e R_o superiores a 3,0% nos poços a sudeste.

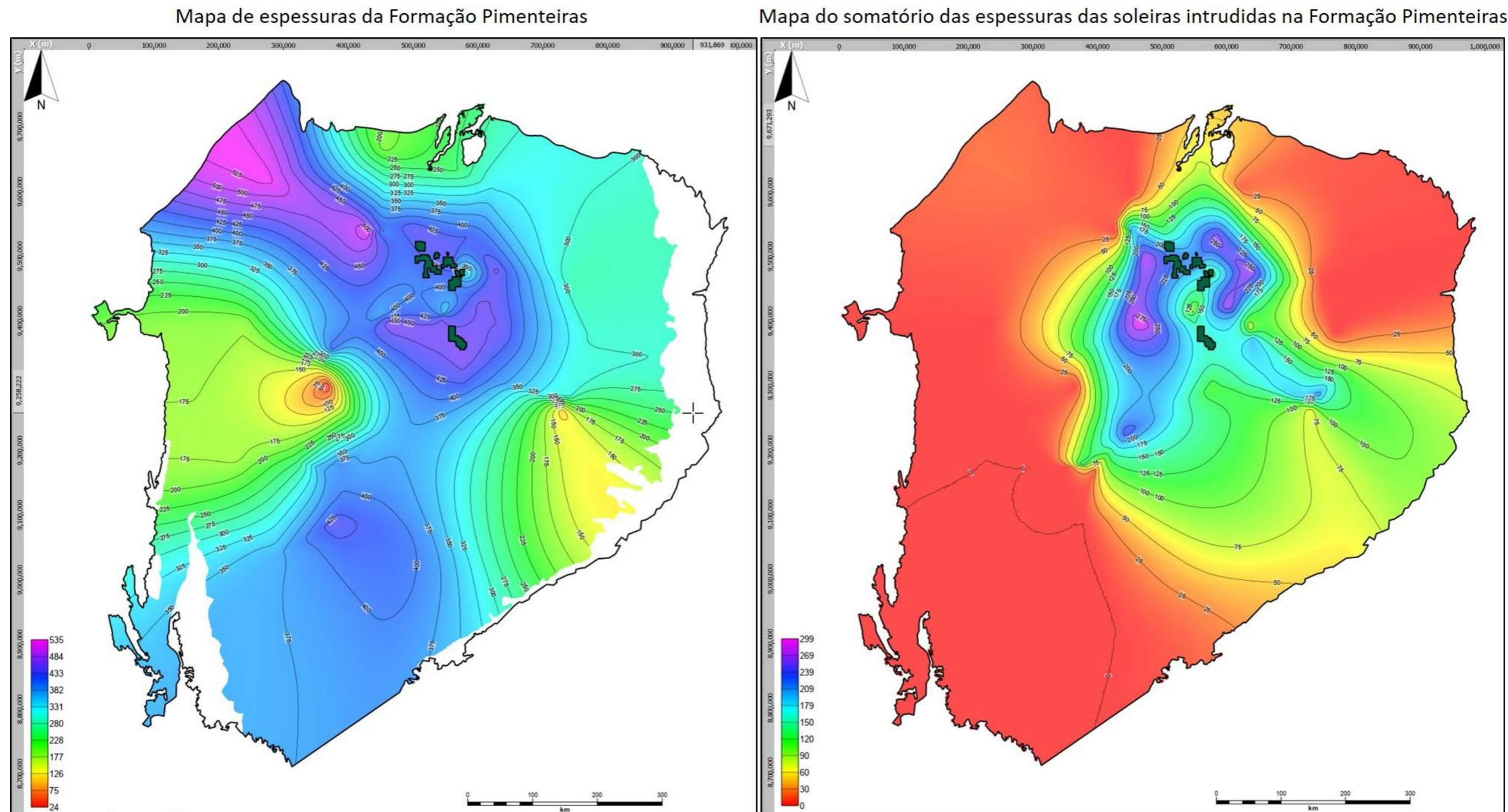
Fonte: O autor, 2020.

Figura 27 – Seção de correlação de poços na direção noroeste-sudeste, composto pelos perfis de Raios Gama (RG), curva de Gás Total, registrado durante a perfuração e os dados de COT e reflectância da vitrinite (RF)



Nota: Pode observado que o arranjo das soleiras implica diretamente na maturação dos intervalos geradores e no tipo de hidrocarboneto constatado no poço. Nos poços 1-PA-0001-MA e 1-PGN-1-MA, ocorrem indícios de óleo e de gás, associados a menor influência das soleiras nos intervalos geradores, pela maior distância, ou até mesmo ausência de soleiras..Na área dos principais campos de gás, mesmo com uma boa quantidade de soleiras, ocorrem altos indícios de gás, observados nos 1-OGX-34-MA, 1-OGX-16-MA e 1-OGX-22-MA. Nos poços 1-OGX-59-MA, 1-OGX-96-MA e 1-BRSA-1221-MA, há uma maior concentração de soleiras próximo aos intervalos geradores, ocasionando a maior maturação da matéria orgânica (senilidade), refletidos em poucos indícios de gás. Nos poços 1-OGX-77-MA e 4-PGN-22-MA, observa-se apenas uma soleira mais próxima dos intervalos geradores, e mesmo apresentando uma maior espessura, aparentemente não foi suficiente para gerar um maior volume de gás.

Figura 28 – Correlação dos mapas de espessuras da Formação Pimenteiras e do somatório das espessuras de soleiras intrudidas na Formação Pimenteiras.



Nota: Pode ser observada uma alta relação entre espessura de soleiras pela espessura da Formação Pimenteiras, principalmente na porção central da bacia, onde estão concentradas as rochas intrusivas.

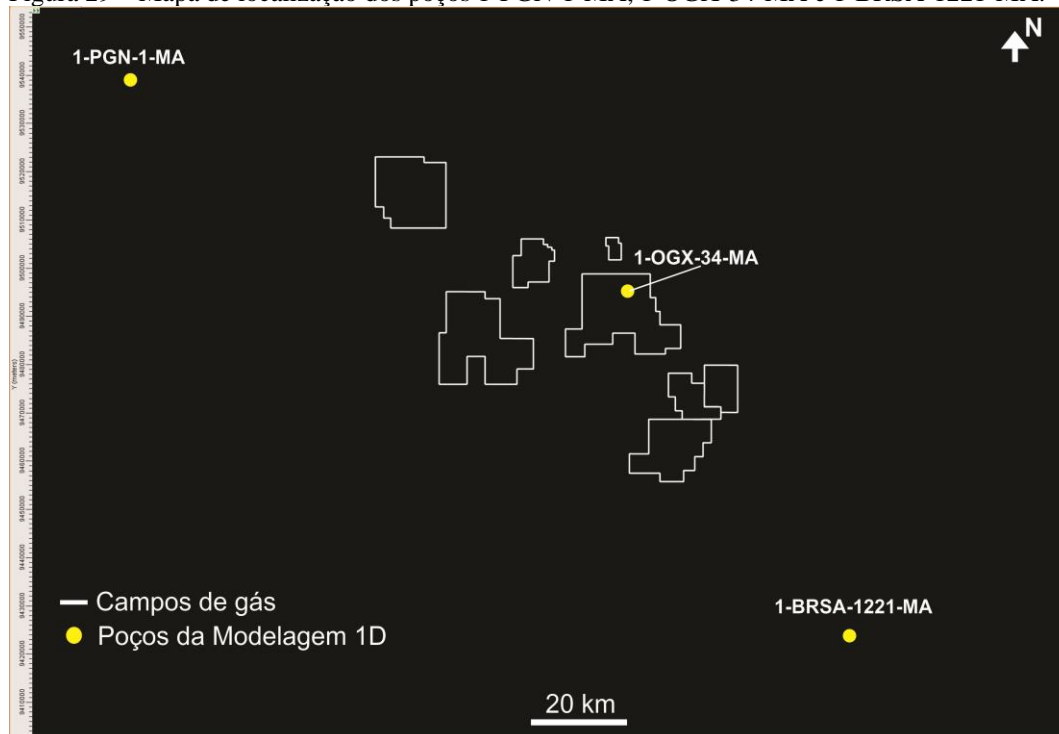
Legenda: Principais campos de gás (Parque dos Gaviões) destacados pelos polígonos na cor verde escuro.

Fonte: O autor, 2020.

4.2 Modelagem Numérica 1D

Buscando avaliar as características da geração de hidrocarbonetos associadas à influência da quantidade de soleiras e distância relativa aos intervalos geradores, foram realizadas modelagens 1D de poços exploratórios para três cenários: no primeiro, existe maior potencial para geração de óleo com gás associado (poço 1-PGN-1-MA, figura 29), no segundo cenário, há o predomínio de geração, migração e acumulação de gás úmido e seco (poço 1-OGX-34-MA, figura 29), e no terceiro cenário, devido a alta maturação térmica por grande influência de corpos intrusivos na rocha geradora (próximo a senilidade), existe maior probabilidade de ocorrer a degradação térmica dos hidrocarbonetos, tendo pouco volume de gás preservado (poço 1-BRSA-1221-MA, figura 29). Com isso, o objetivo foi seguir com a avaliação e entendimento da influência térmica dos corpos intrusivos na geração e tipos de hidrocarbonetos gerados na Fm. Pimenteiras, assim como estimativas do potencial para migração de fluídos.

Figura 29 – Mapa de localização dos poços 1-PGN-1-MA, 1-OGX-34-MA e 1-BRSA-1221-MA.

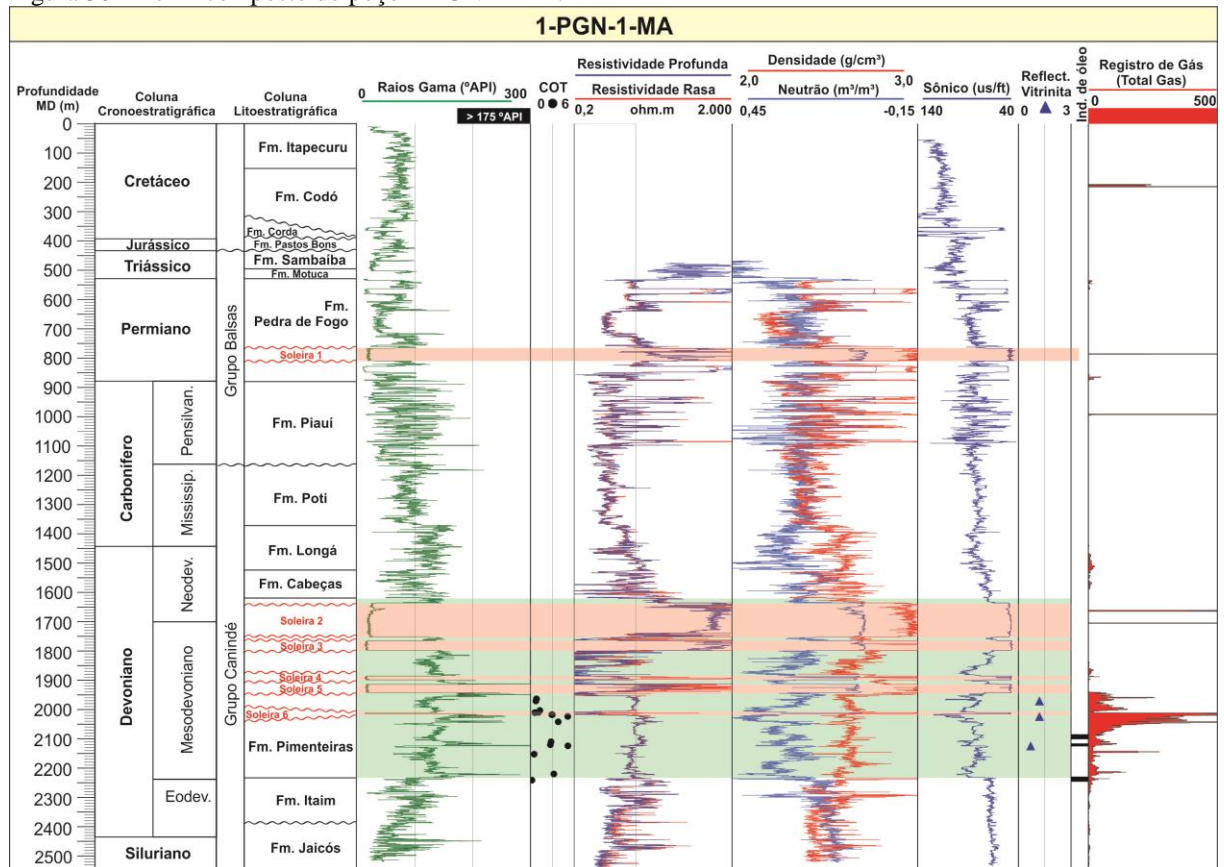


Nota: Estes poços foram utilizados na modelagem dos cenários de geração de óleo e gás, geração de gás e sobrematuração.

Fonte: O autor, 2020.

4.2.1 Cenário 1: Rocha Geradora com maturação térmica para geração de óleo e gás

Figura 30 – Perfil composto do poço 1-PGN-1-MA.



Legenda: Coluna litoestratigráfica, cronoestratigráfica, os indícios de hidrocarbonetos constatados na perfuração do poço, os dados de Carbono Orgânico Total (COT) e medidas de reflectância da vitrinita.

Fonte: O autor, 2020.

Input: Litologia

Para a modelagem 1D dos efeitos termais causados pelas soleiras de diabásio na Fm. Pimenteiras, neste cenário, foi utilizado o poço 1-PGN-1-MA que está localizado na porção noroeste da área de estudo. Este poço foi perfurado até a profundidade de 2.545,0 metros (profundidade medida, MD), parando a perfuração na Formação Jaicós (Siluriano). Além disso, possui o conjunto básico de perfis elétricos-radioativos (Raios gama, Resistividade, Densidade, Neutrão e Sônico) que foram usados na interpretação cronoestratigráfica e, bem como, as unidades litoestratigráfica do poço, além das interpretações das amostras de calha recuperadas durante a perfuração para definição da litologia generalizada para os intervalos

amostrados (tabela no anexo B). Na tabela, estão os dados de input com as principais informações das formações e intervalos geradores da Formação Pimenteiras (A, B, C e D), utilizados para modelagem e atribuídos conforme explicado no capítulo de metodologia.

Input: Soleiras

O poço 1-PGN-1-MA possui 6 corpos intrusivos, interpretados como soleiras de diabásio, encaixados em sedimentos da Formação Pedra de Fogo, Piauí e Pimenteiras. Na Fm. Pimenteiras, principal rocha geradora para a área, existem 5 soleiras de diabásio, incluindo uma soleira de 116 metros de espessura, localizada na porção superior da formação, e as outras apresentando espessuras de 35, 14, 30 e 3 metros, seguindo ordem da mais rasa para mais profunda (figura 30 e tabela em anexo B).

Input: Temperatura

Para a simulação do gradiente de temperatura e input para cálculo de propriedades térmicas, foram utilizadas a temperatura de superfície de 22°C (temperatura estimada) e a temperatura de fundo do poço, obtida dos dados de poços que medem a temperatura durante a perfuração. Este poço, conforme mencionado, atingiu uma profundidade final de 2.545,0 metros, em profundidade medida (-2.457 metros em relação ao nível do mar) e a temperatura de fundo medida foi de 88°C, o que pode ser calculado um gradiente geotérmico de aproximadamente 26°C/km.

Calibração: COT

No anexo F, estão relacionadas as profundidades das amostras coletadas, os valores de Carbono Orgânico Total (COT) e os dados de pirólise rock-eval analisados na Formação Pimenteiras, que serviram para a calibração do modelo. Ao final da modelagem, para calibração dos resultados, foi realizada a correlação da simulação da degradação da matéria orgânica, produto da geração de hidrocarbonetos (COT residual), com os dados medidos em laboratório para o mesmo intervalo gerador.

Calibração: Reflectância da Vitrinita

O poço 1-PGN-1-MA, possui três análises de reflectância da vitrinita, nas profundidades relacionadas na figura 30 e o material em que foram realizadas as leituras e interpretações destes valores foram quitinozoários, sendo que a análise da profundidade de 2.023,6 metros pode estar comprometida pela pouca recuperação da matéria orgânica no *plug* de concentrado de querogênio. Os dados de input para reflectância da vitrinita na modelagem estão resumidos no anexo F.

Resultados

Na tentativa de recriar a evolução de maturidade térmica da Fm. Pimenteiras e seus intervalos geradores, foram realizadas modelagens com diferentes relações cronológicas para as distintas soleiras presentes nos poços em cada cenário escolhido. Mas, antes da análise da influência térmica no sistema petrolífero, causada pelas soleiras, foram realizadas modelagens sem a presença de soleiras para corroborar a deficiência da maturação térmica somente por soterramento, na área de estudo e que se estende por outras regiões da Bacia do Parnaíba.

Para a abordagem das variações cronológicas nas modelagens, foi usada como base para o início do magmatismo e primeira intrusão, a única datação com maior precisão na área, obtida através da datação U-Pb, por MICHELON, D. *et al.* (2020), com zircões identificados em uma soleira de diabásio, localizada na área central, onde estão os principais campos de gás da bacia. A idade obtida na análise foi de 201,25 +/-0,13 Ma e foram escolhidas as seguintes situações para os modelos de entrada das soleiras: soleiras simultâneas em 201,25 Ma (todas iniciaram no mesmo tempo) e soleiras sequenciais de 10.000 anos, 20.000 anos e 30.000 anos.

Além disso, para a modelagem de soleiras sequenciais, foram variadas as ordens de início das soleiras, em que um modelo a primeira soleira que intruiu a porção sedimentar na área do poço é a mais profunda e outro modelo, onde a primeira soleira foi a mais rasa. Posteriormente à entrada da primeira soleira, as outras seguiram a sequência de entrada conforme a variação de tempo descrita anteriormente, com diferença de tempo entre as demais soleiras de 10.000, 20.000 e 30.000 anos.

Estes intervalos de tempo, foram escolhidos e atribuídos às modelagens que seguem uma sequência cronológica, após diferentes testes de parametrização e sensibilidade, onde

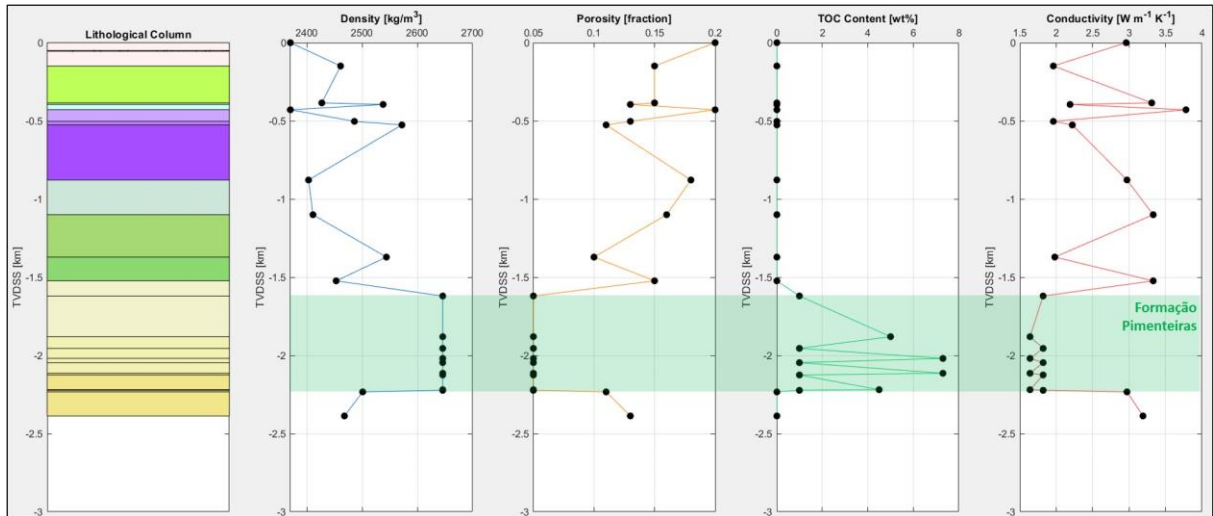
foram geradas simulações considerando intervalos menores que 10.000 anos e maiores que 30.000 anos, chegando até 1 Ma. Desse modo, foi observado que intervalos de tempo acima de 30.000 anos, houve pouca mudança na história térmica das rochas, não causando impacto também no quadro de geração de hidrocarbonetos. E, nos intervalos menores que 10.000 anos, a história de maturação térmica era similar ou próxima dos resultados da simulação com soleiras simultâneas, não sendo possível obter calibração dos dados.

Estes intervalos assumidos entre as intrusões de dezenas de milhares de anos, com um máximo de 30.000 anos, foi utilizado no trabalho de AARNES *et al.* (2011), na Bacia de Karoo, onde concluiu que o melhor ajuste para os dados em seu trabalho, foram com intervalos de 20.000 anos. O motivo foi também a irrelevância de intervalos de tempo maiores que 30.000 anos, para o ajuste da história de maturação térmica, de maneira similar ao observado neste trabalho.

Maturação térmica por soterramento (ausência de soleiras)

Mesmo não sendo o caso da área perfurada pelo poço 1-PGN-1-MA, foi realizada a modelagem 1D simulando a ausência de soleiras de diabásio intrudidas na Formação Pimenteiras e avaliado o processo de geração somente por soterramento (figura 31). O resultado corrobora a falta de espessura sedimentar e soterramento suficiente para provocar a maturação térmica dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras. Através da análise comparativa entre a curva de maturação térmica obtida na modelagem pela reflectância da vitrinita calculada (terceira coluna da esquerda para a direita, na cor roxa) e os dados de medidas de laboratório, marcados pelos pequenos círculos, também na terceira coluna da figura 32, é possível observar que a influência térmica ao nível da Formação Pimenteiras foi superior ao que o modelo obteve como resultado. Conseqüentemente, não foram observados volumes significativos de óleo ou gás associados aos principais intervalos geradores, mostrando uma geração pouco significativa de no máximo 0,002 m³ de óleo por m³ de rocha e 0,02 m³ de gás por m³ de rocha (figura 32). São observados também valores de COT mais elevados do que as medidas de laboratório (COT residual), que são utilizadas para calibração, reforçando a falta de maturação térmica.

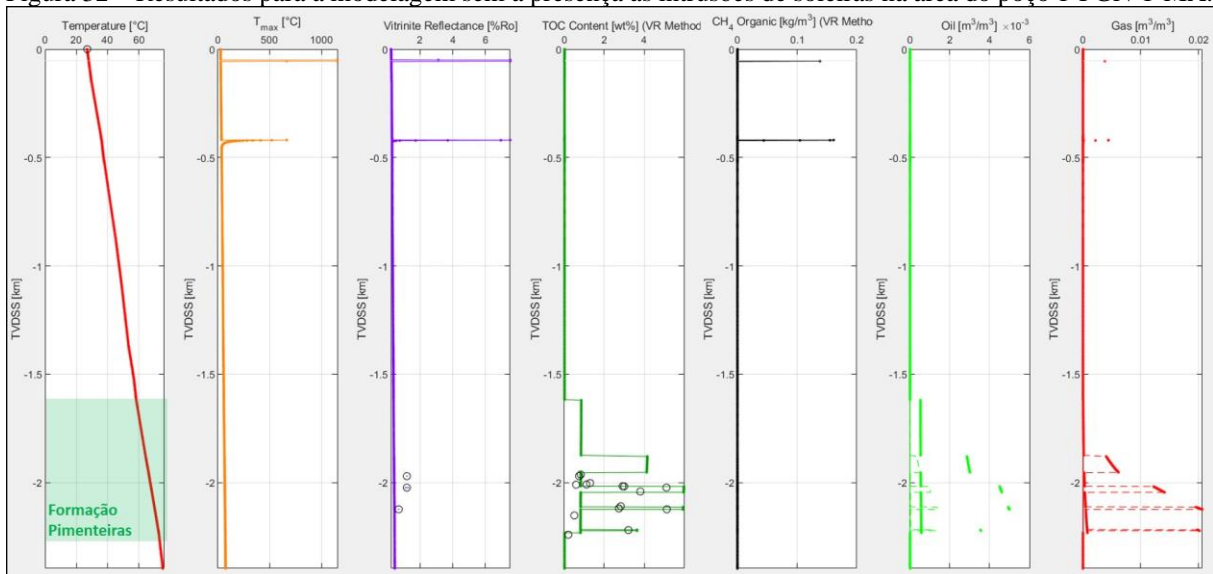
Figura 31 – Quadro resumido de input para a modelagem sem a presença das soleiras intrudidas na área do poço 1-PGN-1-MA.



Legenda: Em destaque na cor verde está a Formação Pimenteiras, principal rocha geradora e os quatro intervalos geradores com seus mais altos valores de Carbono Orgânico Total (COT) e demais propriedades.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 32 – Resultados para a modelagem sem a presença as intrusões de soleiras na área do poço 1-PGN-1-MA.



Nota: Pode ser observado que a maturação térmica (terceira coluna, curva roxa) para a Formação Pimenteiras (destacado pela região em verde) não é suficiente para a efetiva geração de hidrocarbonetos. Não há boa calibração com os dados de reflectância da vitrinite.

Fonte: O autor, 2020.

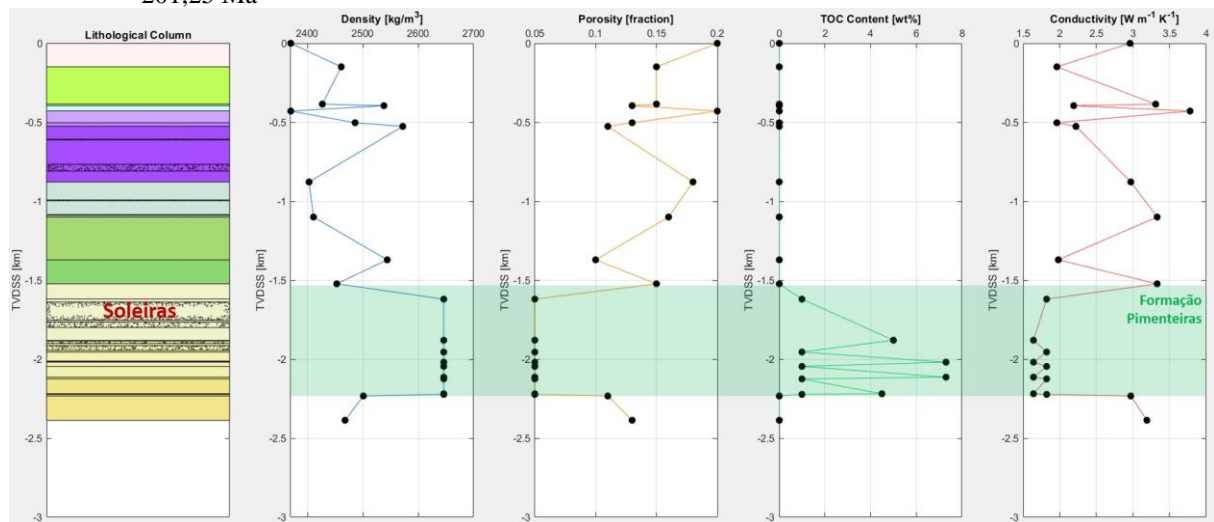
Soleiras intrudindo simultâneamente

Para esta simulação foi atribuída a idade de intrusão de todas as soleiras constatadas no poço, em 201,25 Ma (idade obtida por datação U-Pb), mantendo as demais propriedades

térmicas iguais para todas as soleiras (figura 33). O resultado desta simulação mostra que as temperaturas máximas (segunda coluna, da esquerda para a direita, curva na cor laranja, na figura 34) que os intervalos geradores alcançam são extramente altas, chegando a valores maiores que 500 °C, na região entre duas soleiras muito próximas. A curva de reflectância da vitrinita calculada pela temperatura alcançada por estas rochas (terceira coluna, com curva na cor roxa), mostra valores muito acima do que as medidas de reflectância de vitrinita medidas em laboratório e plotadas para calibração (marcada pelos círculos).

A modelagem mostra que a consequência desta alta influência térmica, também foram altos volumes de geração de óleo e gás nos intervalos geradores da Formação Pimenteiras. Na figura 34, nas últimas duas colunas estão os resultados para a geração, retenção e expulsão de óleo (curvas em verde) e gás (curvas em vermelho) e pode ser observado que há uma quantidade significativa de gás gerado e expelido dos intervalos geradores mais próximos das soleiras (intervalos D, C e B), atingindo máximo de 22 m³ de gás gerados e 120 m³ de gás por m³ de rocha, expelidos da formação. Por outro lado, a geração de óleo é menor, registrando máximo de 0,1 m³ de óleo por m³ de rocha.

Figura 33 – Quadro resumido de input para a modelagem em que as soleiras são intrudidas simultaneamente em 201,25 Ma



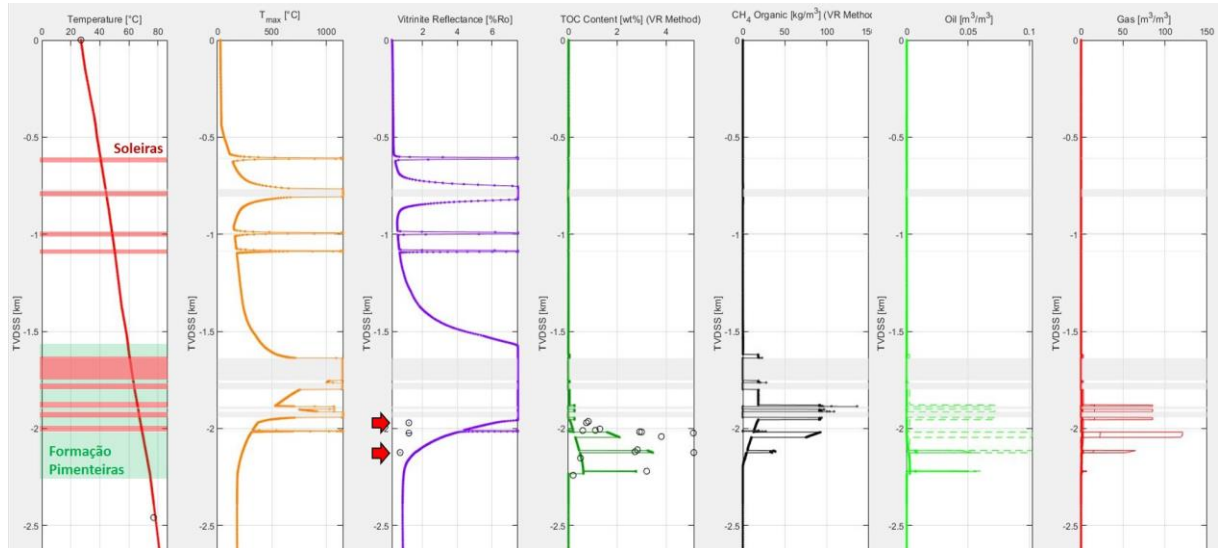
Legenda: Na primeira coluna (litológica), estão as formações interpretadas e destacadas pelas zonas texturizadas estão as soleiras intrudidas nas formações.

Fonte: O autor, 2020.

Destacado na figura 34, por setas vermelhas, está a correlação da curva de reflectância de vitrinita calculada na modelagem e as medidas de laboratório. A correlação mostra essa falta de calibração entre os dados e a falha na reconstrução da maturação térmica para a

Formação Pimenteiras, através da modelagem com soleiras intrudindo simultaneamente, na área do poço. No mesmo intervalo destacado, mas na quarta coluna da direita para a esquerda, estão os resultados para o COT calculado, mostrando também a falta de calibração dos dados.

Figura 34 – Resultados para a modelagem com as intrusões de soleiras simultâneas na área do poço 1-PGN-1-MA.



Nota: As temperaturas máximas e a maturação térmica para toda a Formação Pimenteiras são elevadas e ultrapassam a maturação térmica dos intervalos, onde foram obtidas medidas de reflectância da vitrinite. Não foi possível obter boa calibração da maturação térmica, mas a modelagem mostrou alto volume de óleo e gás gerados e expelidos pelos principais intervalos geradores.

Fonte: O autor, 2020.

Soleiras intrudindo em sequência cronológica

Para esta simulação foi atribuída a idade para a primeira intrusão em 201,25 Ma (idade obtido pela datação U-Pb) e a intrusão das outras soleiras constatadas no poço, seguindo uma sequência com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, mantendo as demais propriedades térmicas iguais para todas as soleiras. Para isso, foram consideradas que a primeira intrusão em um caso foi a soleira mais profunda (última soleira constatada no poço), conquentemente, a mais rasa a última, e em outro caso, a primeira intrusão foi a soleira mais rasa, logo a última intrusão foi a mais profunda (figura 35).

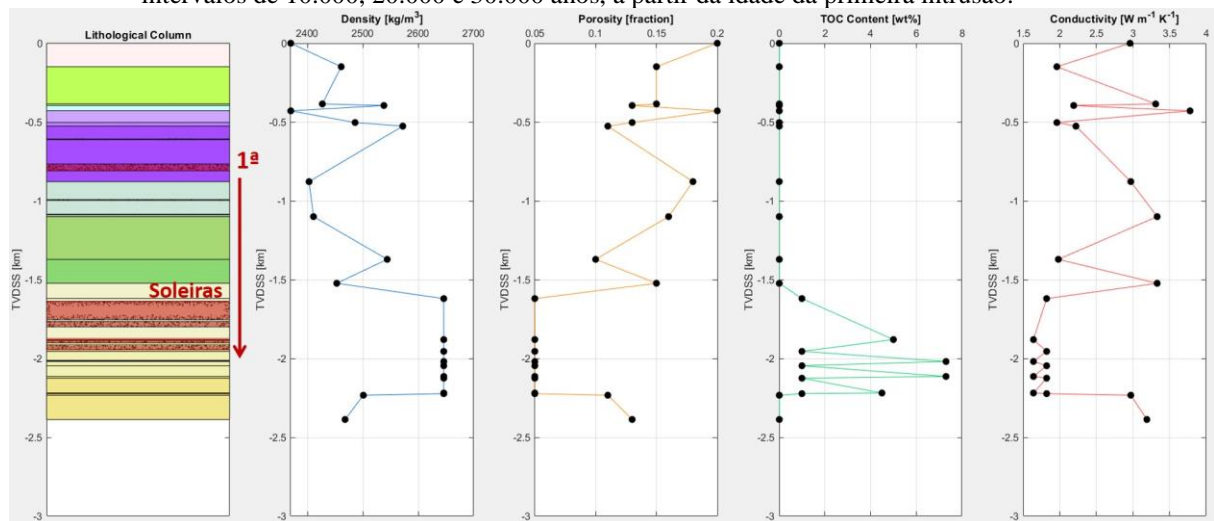
Sequência cronológica: soleira mais rasa para mais profunda

A primeira simulação foi atribuída a idade da intrusão da primeira soleira, a mais rasa, em 201,25 Ma e as demais intrusões ocorrendo em um intervalo de tempo entre elas de

10.000 anos (figura 35). O resultado desta simulação mostra que as temperaturas máximas e a curva de reflectância da vitrinita calculada ainda são elevadas e não foi possível obter boa calibração com os dados pontuais de reflectância da vitrinita medidas em amostras na porção intermediária a basal da Formação Pimenteiras (figura 36). O comportamento das curvas e resultado de maturação térmica calculada, é similar ao caso onde as soleiras intrudiram simultaneamente.

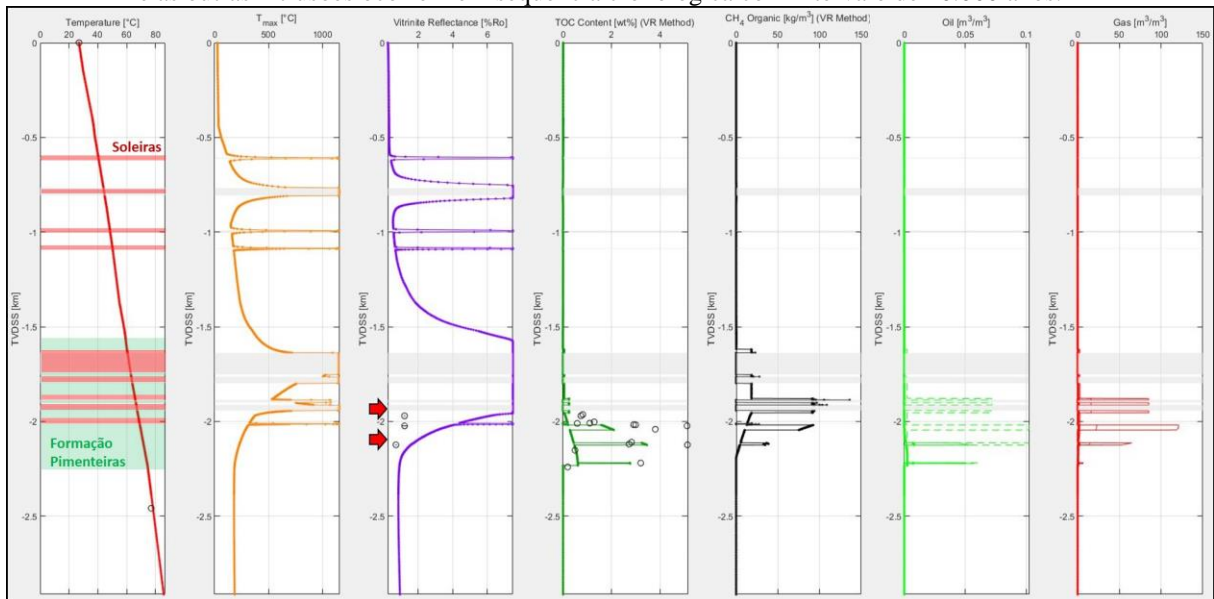
O quadro de geração, retenção e expulsão de gás também mostra volumes similares de gás gerado e expelido da formação, sendo calculados volumes de gás gerados e expelidos até 118 m³ de gás por m³ de rocha. Os volumes de óleo não sofreram grandes mudanças, permanecendo na ordem de 0,1 m³ de óleo por m³ de rocha.

Figura 35 – Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.



Fonte: O autor, 2020.

Figura 36 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos.



Nota: As temperaturas máximas e a maturação térmica (Ro calculada) para toda a Formação Pimenteiras são elevadas e ultrapassam as medidas de reflectância da vitrinita (indicadas pelas setas vermelhas). Não foi possível obter boa calibração da maturação térmica e apesar da modelagem mostrar alto volume de óleo e gás gerados e expelidos pelos principais intervalos geradores, estes volumes foram inferiores à modelagem com soleiras simultâneas.

Fonte: O autor, 2020.

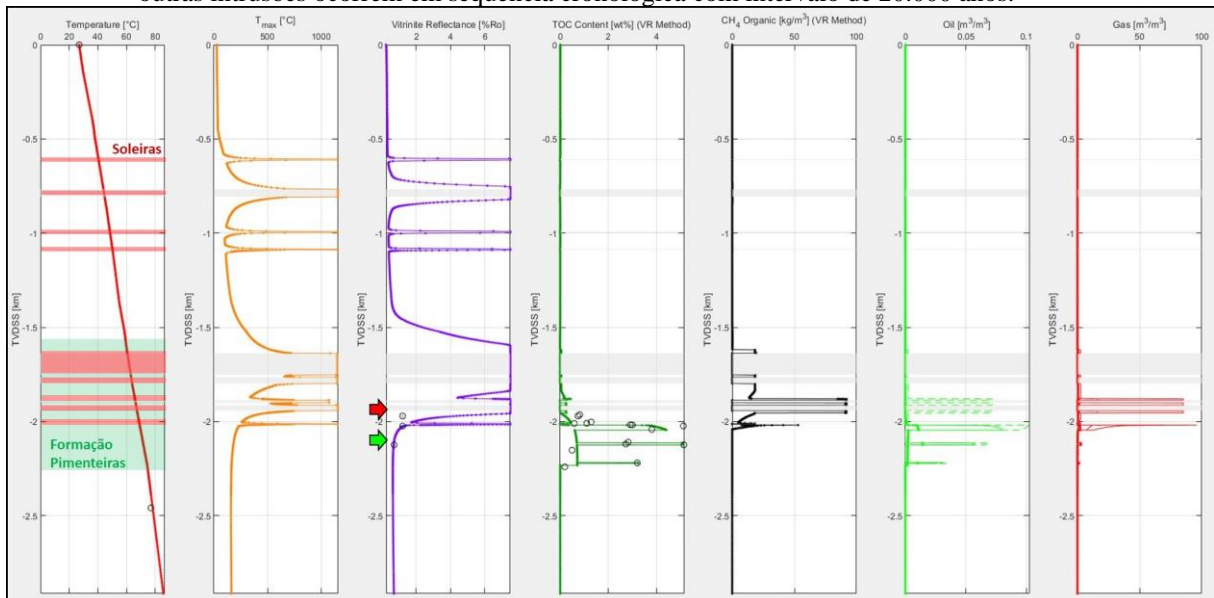
Em seguida, foi realizada a modelagem atribuindo um intervalo de tempo maior entre a sequência de intrusões, sendo considerado um intervalo de 20.000 anos, a partir da entrada da primeira soleira. Os resultados para esta modelagem mostraram menores temperaturas para todo o pacote sedimentar e conseqüentemente, menor maturação térmica em toda a seção da Formação Pimenteiras. Na figura 37, observa-se uma boa calibração com os dados de reflectância de vitrinita medidos em laboratório e de COT residual para o intervalo basal da formação, destacados pela seta verde. De maneira geral, as curvas calculadas mostram a maturação térmica assumindo comportamento decrescente, a partir do contato inferior da soleira em direção a porção basal da Formação Pimenteiras.

A diferença entre a resposta da influência térmica, no caso de mais de uma soleira intrudindo ao mesmo tempo e a simulação com maior intervalo de tempo entre as distintas intrusões na Formação Pimenteiras, aparece também na geração de óleo e gás para os principais intervalos geradores. Comparado com a simulação com intervalo de 10.000 anos, nesta simulação de simulação com intervalo de 20.000 anos, o volume de gás gerado continua na ordem de até 22 m³ de gás por m³ de rocha, mas apresenta um diminuição do volume

expelido da formação, atingindo cerca de 96 m³ de gás por m³ de rocha. A geração de óleo para os intervalos geradores se manteve com um máximo de geração de 0,1 m³ de óleo por m³ de rocha e grande parte do óleo gerado não foi retido, nem expelido da formação, sendo quase todo este volume transformado para gás pela alta temperatura num curto período de tempo.

Seguindo com o aumento do intervalo de tempo entre as intrusões, assumindo um intervalo de 30.000 anos, os resultados não mostraram alterações significativas para as temperaturas e não foram obtidas boas calibrações para as medidas de reflectância de vitrinite e COT residual, principalmente a medida mais próxima das soleiras (identificada pela seta vermelha, na figura 38). Foi possível observar que as temperaturas diminuíram ainda mais na porção basal da Formação Pimenteiras, abaixo das soleiras, aproximando um pouco mais ao ponto de reflectância da vitrinite medida em laboratório para o intervalo. Assim como identificado nas modelagens anteriores, com o aumento do intervalo de tempo entre as intrusões, há uma diminuição da interação dos efeitos térmicos ocasionado pelas múltiplas intrusões, resultando numa menor geração e expulsão de óleo e gás, apresentando volumes de até 85 m³ de gás expelido por m³ de rocha.

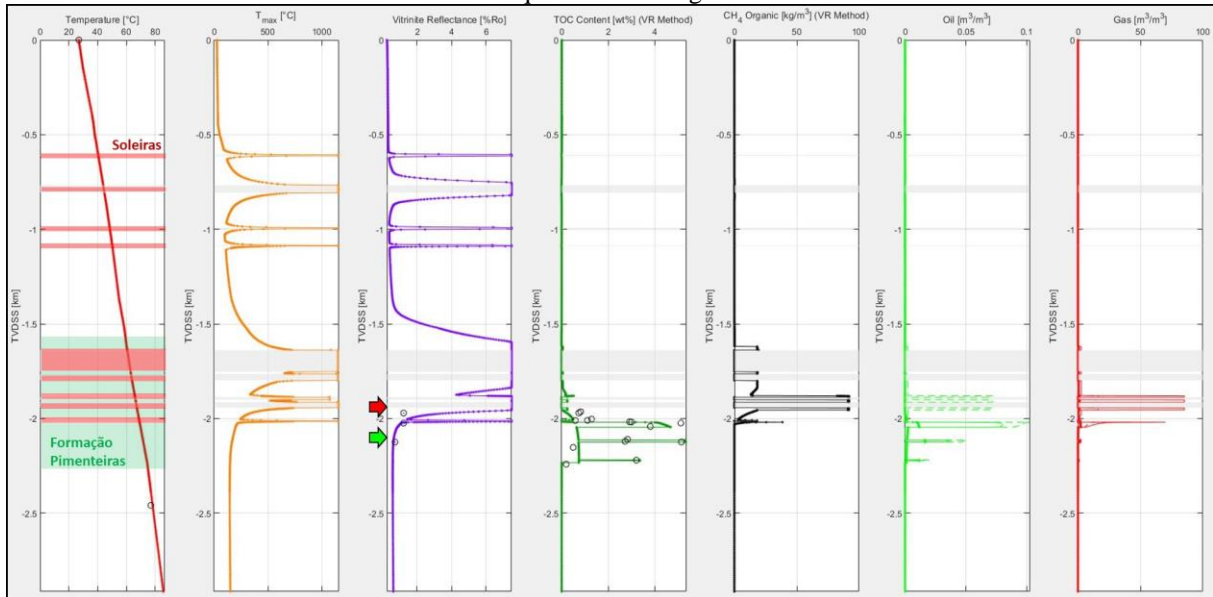
Figura 37 – Resultados da modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos.



Nota: As temperaturas e a maturação térmica (Ro calculada) para a porção basal da Formação Pimenteiras são menores com boa calibração das medidas de Ro (indicadas pelas setas verdes). As temperaturas próximo às soleiras ainda são elevadas e não estão calibradas com as medidas de Ro. Devido a evolução da maturação térmica em direção às soleiras, a modelagem mostra um aumento da geração e retenção de óleo, nas áreas mais distantes e de gás na proximidade das soleiras.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 38 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos.



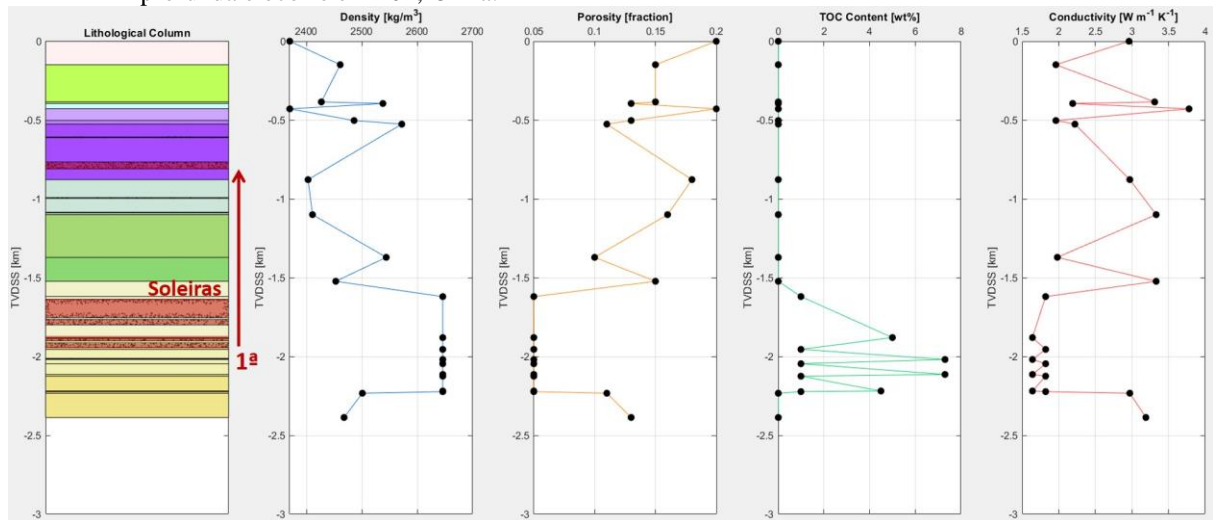
Nota: As temperaturas e a maturação térmica (Ro calculada) não sofreram grandes modificações e não foi possível obter calibração com as medidas de Ro, na região mais próxima das soleiras (indicadas pelas setas vermelhas). Com o aumento do intervalo de tempo entre as intrusões, houve uma menor maturação térmica para a região mais afastada das soleiras, com maior geração de óleo, e um aumento da geração de gás na proximidade das soleiras (incluindo maior craqueamento secundário).

Fonte: O autor, 2020.

Sequência cronológica: soleira mais profunda para mais rasa

Na tentativa de obter a melhor calibração possível entre a curva de reflectância da vitrinite calculada e os dados medidos em laboratório, que mostre uma coerente história de maturação térmica da Formação Pimenteiras, foi dado seguimento nas modelagens, invertendo a ordem de ocorrência das distintas intrusões constatadas na área do poço. Sendo assim, nestas simulações, a primeira intrusão da soleira de diabásio foi a mais profunda e a última foi a intrusão mais rasa dentro do empilhamento estratigráfico (figura 39).

Figura 39 – Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira é a mais profunda e ocorre em 201,25 Ma.



Nota: As outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.

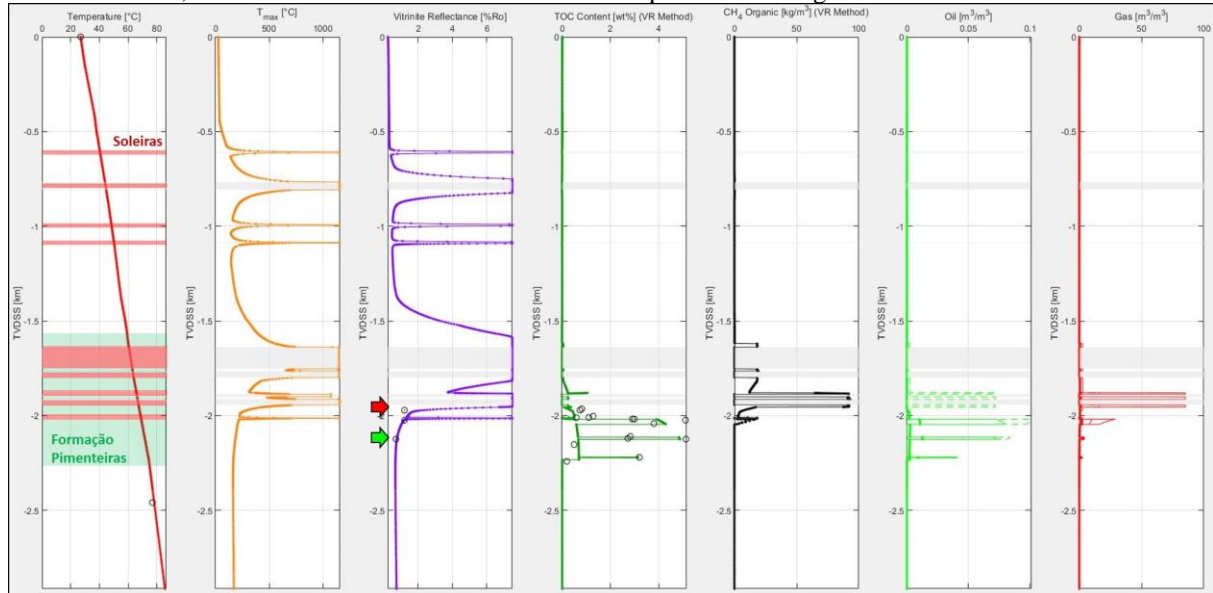
Fonte: O autor, 2020.

Iniciando com um intervalo de 10.000 anos entre as soleiras, já pode ser observado que há uma diminuição significativa das temperaturas e valores de reflectância da vitrinita calculada para a porção basal da Formação Pimenteiras, abaixo das soleiras (figura 40). Neste caso, comparado com a modelagem assumindo este mesmo intervalo de tempo, mas com a primeira intrusão sendo a mais rasa, a história de evolução térmica da Formação Pimenteiras se mostra bem mais coerente com o estágio de maturação interpretada pelas medidas de reflectância de vitrinita e COT residual. O quadro de geração de óleo mostrou um aumento do volume retido na formação, principalmente nos intervalos geradores C, B e A, que estão mais distantes e sofreram menor influência térmica. O resultado para gás já mostra diminuição no volume, em consequência da maior retenção de óleo. Os volumes de óleo gerados atingiram máximo de 0,07 m³ de óleo por m³ de rocha, já a geração e expulsão de gás atingiu um máximo de 68 m³ de gás por m³ de rocha.

Com o aumento do intervalo de tempo entre as múltiplas intrusões do modelo, atribuindo intervalo de 20.000 anos e 30.000 anos, há um contínuo aumento do volume de óleo retido na formação e diminuição do volume de gás gerado e expelido da formação (figuras 41 e 42). Na simulação em que as soleiras possuem intervalos de entrada de 30.000 anos, devido a menor interação dos efeitos térmicos de múltiplas soleiras, há um aumento do volume de óleo gerado e retido na formação, para os intervalos geradores B e A, localizados

mais para a base da formação e distantes das soleiras, já a geração de gás quase não é significativa. A calibração através das medidas de laboratório da reflectância da vitrinite e o COT residual, apresentaram bons resultados.

Figura 40 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos.

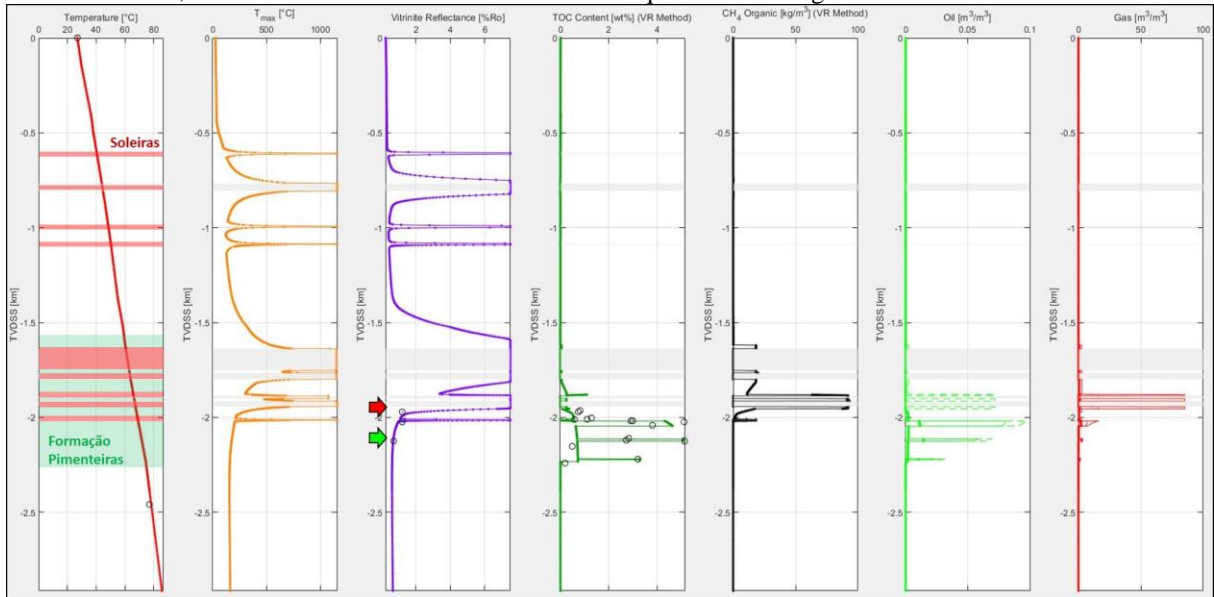


Nota: Pode ser observada uma melhor calibração com as medidas de reflectância da vitrinite (indicadas pelas setas verdes), já nesta simulação com menor tempo entre as intrusões. Como consequência da menor influência térmica das soleiras, em comparação com a primeira modelagem utilizando o mesmo intervalo de tempo, mas com a ordem contrária, o quadro de geração de óleo e gás também foram inferiores.

Fonte: O autor, 2020.

Assumindo que, a modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda na coluna sedimentar e as demais intrusões ocorrem seguindo intervalos de 30.000 anos, obteve melhor ajuste com a história de maturação térmica da Formação Pimenteiras, foram avaliados os quadros evolutivos da geração, retenção e expulsão de óleo e gás, durante o tempo geológico, na profundidade correlacionada aos principais intervalos geradores da formação. Ainda foi feita correlação dos indícios de óleo e gás constatados no poço com os resultados da modelagem (figura 43 e 44). Para isso, foram utilizados tanto os indícios observados em amostras de calha recuperados durante a perfuração, quanto os dados de registro de gás pela ferramenta de análise digital de fluídos, que fica acoplada na coluna de perfuração.

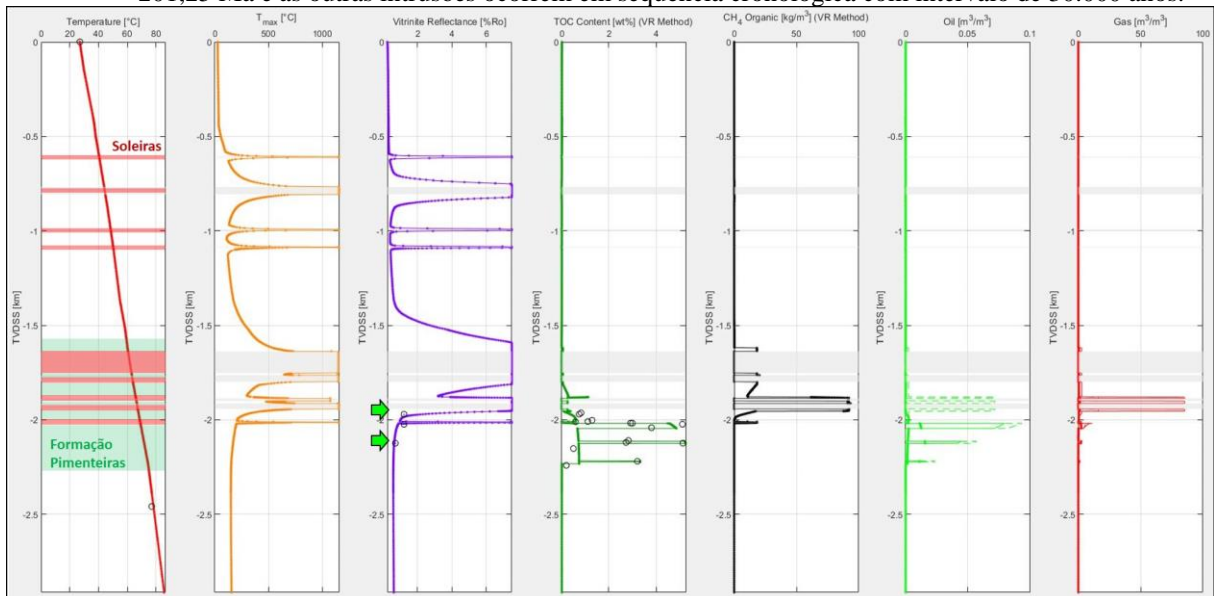
Figura 41 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos.



Nota: As temperaturas e a maturação térmica (Ro calculada) para a porção basal da Formação Pimenteiras são menores e é possível obter boa calibração com as medidas de reflectância da vitrinite neste intervalo (indicadas pelas setas verdes). No entanto, as temperaturas próximo as soleiras ainda são elevadas e não estão calibradas com as medidas de Ro.

Fonte: O autor, 2020.

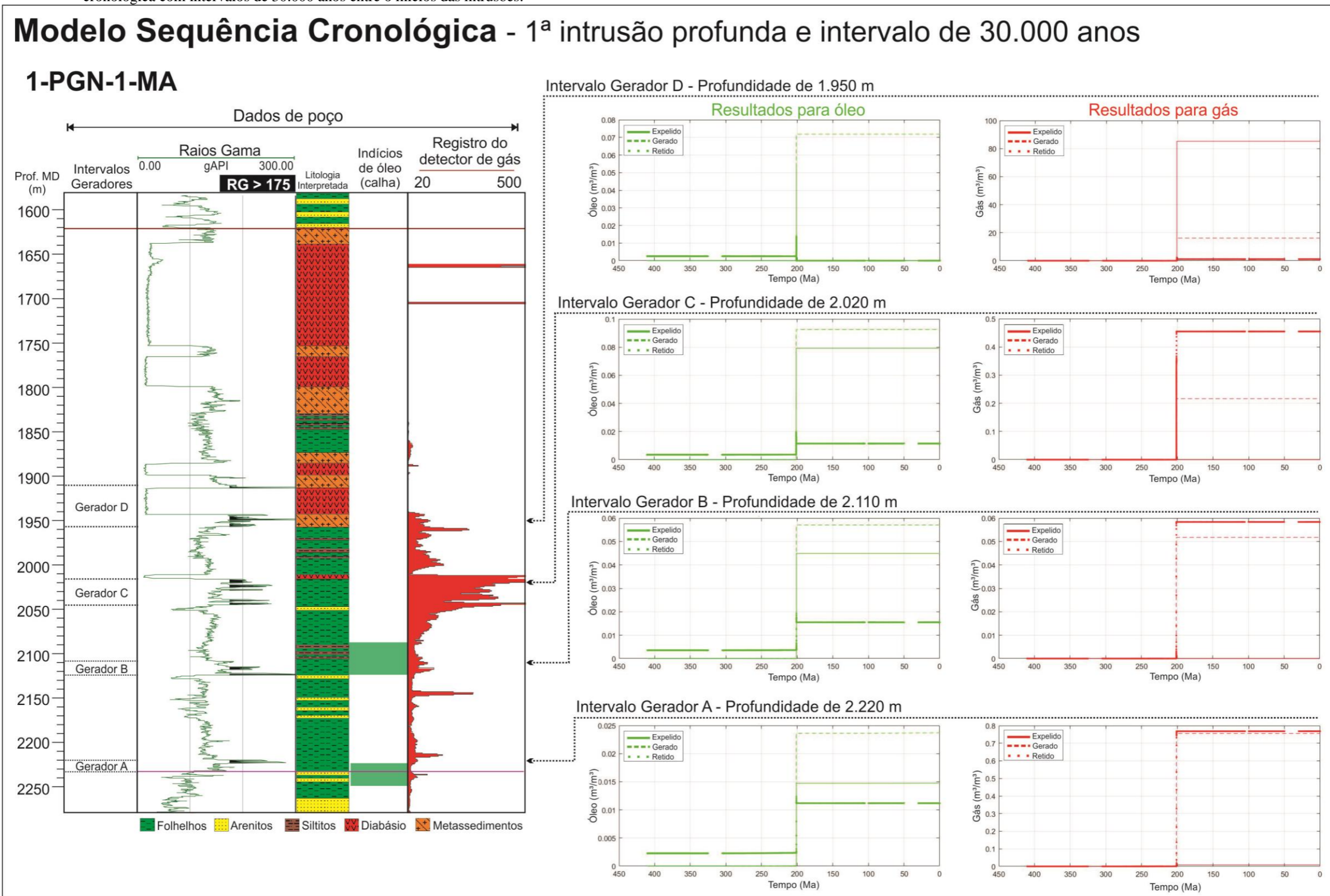
Figura 42 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos.



Nota: Podem ser observadas boas calibrações entre as temperaturas calculadas e a maturação térmica medida para a formação (indicadas pelas setas verdes), incluindo a zona próxima as soleiras. Com o aumento do intervalo de tempo entre as intrusões, houve uma menor influência térmica para a Formação Pimenteiras, com maior geração de óleo nos intervalos geradores mais distantes das soleiras (intervalos A e B) e um aumento da geração de gás nos intervalos geradores próximos das soleiras (intervalos C e D).

Fonte: O autor, 2020.

Figura 43 – Quadro evolutivo de geração, retenção e expulsão de óleo e gás para a Formação Pimenteiras e seus principais intervalos geradores, na modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda e as demais seguem sequência cronológica com intervalos de 30.000 anos entre o inícios das intrusões.



Nota: Pode ser observado que próximo as soleiras são gerados e expelidos altos volumes de gás, proveiente em grande parte do craqueamento secundário do óleo gerado em estágio inicial de maturação e geração. Os dados de hidrocarbonetos observados no poço estão correlacionados e corroboram a interpretação.
 Fonte: O autor, 2020.

Nos quadros evolutivos da geração, expulsão e retenção de óleo e gás para os intervalos geradores da Formação Pimenteiras, interpreta-se que no intervalo gerador D e C, em resposta a maior influência térmica das soleiras intrudidas na porção superior da formação, há uma maior geração e expulsão de gás e pouca geração de óleo, mas quase todo o volume de óleo gerado sofre o craqueamento para gás devido às altas temperaturas. Este craqueamento secundário é visto na ausência de volume de óleo retido ou expelido ao nível deste intervalo gerador e o alto volume de gás expelido, atingindo volumes de até 94 m³ de gás por m³ de rocha. Este volume de gás expelido é superior ao volume de gás gerado pelo craqueamento do querogênio (primário), atingindo um volume entre 15 a 20 m³ de gás por m³ de rocha, o que corrobora o grande volume proveniente do craqueamento secundário neste intervalo mais próximo as soleiras. Conforme há o afastamento das soleiras, os outros intervalos geradores (C, B e A) apresentam um aumento do volume de óleo retido no próprio intervalo, além da redução do volume de gás gerado e expelido (volume de gás gerado pelo craqueamento primário e secundário). Esta resposta é diretamente relacionado a diminuição da influência térmica devido a distância entre as soleiras e estes intervalos geradores.

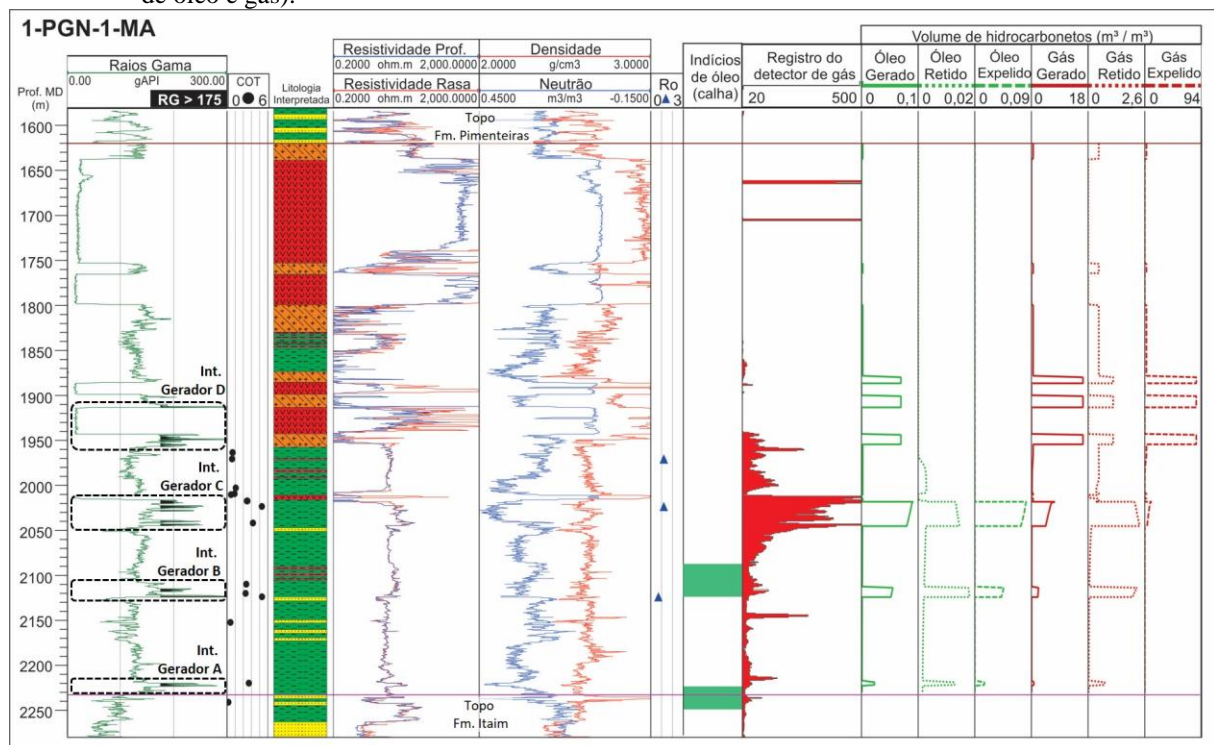
No poço, através dos registros de gás durante a perfuração (figura 43 e 44), foi observada acumulação de maior volume de gás abaixo das soleiras, que estão concentradas na porção superior da formação, e associadas aos intervalos geradores D e C. Enquanto, na porção basal da formação, mais distante das soleiras, foi observado um maior volume de óleo retido na formação e associado aos intervalos geradores B e A. Está correlação pode ser melhor visualizada na figura 44, onde estão plotadas os principais perfis geofísicos onde foram interpretados os intervalos geradores, as medidas de laboratório para reflectância da vitrinita e COT, além dos resultados da modelagem para geração, retenção e expulsão de óleo e gás, com os registros de gás no detector e óleo nas amostras de calha recuperados no poço.

Seguindo a avaliação dos resultados obtidos nesta modelagem, outro parâmetro importante na calibração do modelo e que reforça as interpretações desta influência térmica provocada pelas soleiras, é a relação de COT original à deposição e o COT residual (denominado de % degradação), produto final da história térmica e geração de hidrocarbonetos. Assim como observado no comportamento decrescente das temperaturas e da curva de maturação térmica calculada, conforme se distancia das soleiras, a degradação do COT original possui um comportamento similar, onde próximo das soleiras há uma elevada degradação e queda dos valores de COT residual (ao nível dos intervalos geradores D e C),

atingindo mais de 90% de perda, tendo esta porcentagem cada vez menor em direção aos intervalos geradores B e A, localizados na porção intermediária a basal da formação, mais distantes das soleiras. Este comportamento está representado no gráfico da figura 45, onde a Formação Pimenteiras foi subdividida em intervalos (intervalos geradores e intervalos entre os geradores, denominados de PIM), e nestes intervalos, foram calculadas médias de temperatura máxima e reflectância da vitrinita, depois plotadas no gráfico, junto com a % de degradação do COT original para cada intervalo. Todas estas informações estão no quadro da figura 45.

Estes resultados mostram de maneira coerente a interpretação da evolução da maturação térmica da Fm. Pimenteiras e o resultado da geração, retenção e expulsão de óleo e gás obtidos através da modelagem 1D para o poço 1-PGN-1-MA, onde a primeira soleira a intrudir na formação é a mais profunda e as demais soleiras seguem intervalos de 30.000 anos entre as intrusões.

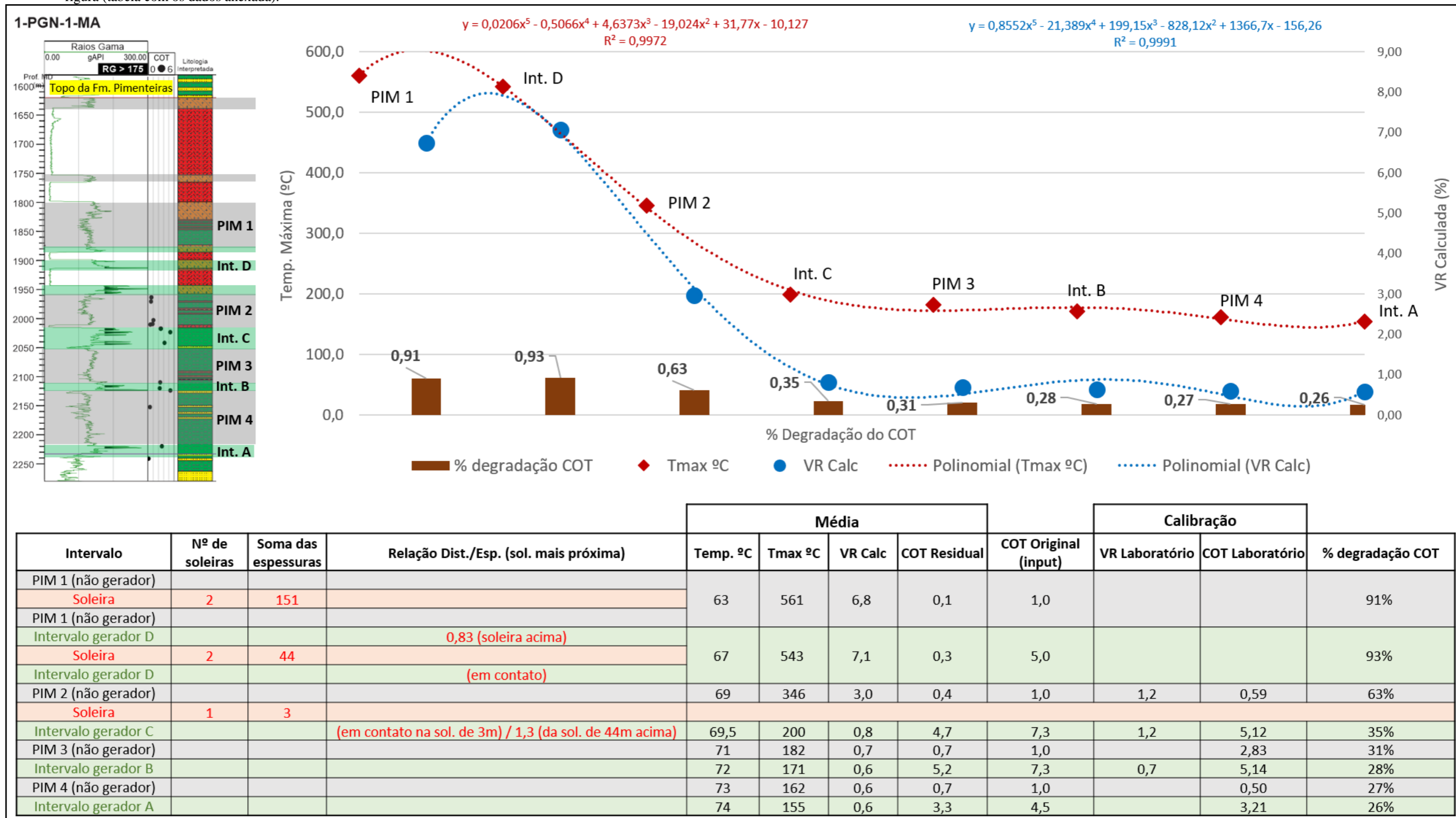
Figura 44 – Correlação composta pelos dados da modelagem final para o poço 1-PGN-1-MA (cenário de geração de óleo e gás).



Nota: Boa correlação do quadro de geração, retenção e expulsão de óleo e gás, com os registros de hidrocarbonetos no poço. Grande parte do gás gerado e expelido está concentrado ao nível dos geradores D e C, enquanto o aumento de volume de óleo retido na formação, está associado aos geradores B e A, assim como os indícios de óleo em amostras de calha.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 45 – Gráfico de três eixos, mostrando a relação entre as médias de temperatura máxima, reflectância da vitrinita calculada e a % de degradação do COT original à deposição, para cada intervalo da Formação Pimenteiras, conforme subdivisão indicada na figura (tabela com os dados anexada).

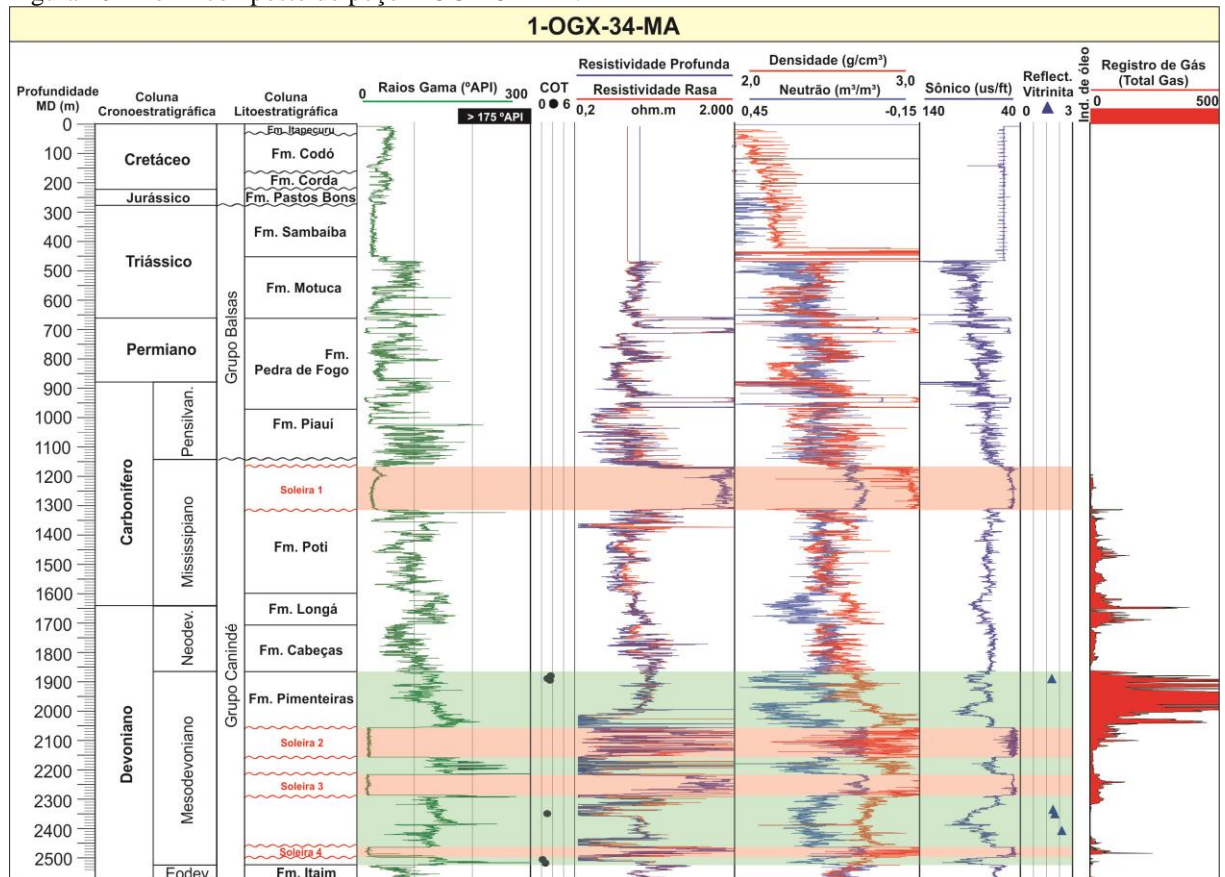


Nota: O gráfico mostra de maneira coerente as altas temperaturas e maturação térmica próxima as soleiras, associadas a maior degradação do COT original, atingindo até 93% e conforme há o afastamento das soleiras, os efeitos térmicos diminuem e o COT residual aumenta, em resposta da menor maturação térmica e geração de hidrocarbonetos.

Fonte: O autor, 2020.

4.2.2 Cenário 2: Rocha Geradora com maturação térmica para geração de gás

Figura 46 – Perfil composto do poço 1-OGX-34-MA.



Legenda: Coluna litoestratigráfica, cronoestratigráfica, os indícios de hidrocarbonetos constatados na perfuração do poço, os dados de Carbono Orgânico Total (COT) e medidas de reflectância da vitrinita.

Fonte: O autor, 2020.

Input: Litologia

Para a modelagem 1D dos efeitos termais causados pelas soleiras de diabásio na Fm. Pimenteiras, no cenário onde só há geração de gás, foi utilizado o poço 1-OGX-34-MA que está localizado na porção central da área de estudo (figura 46). Este poço foi perfurado até a profundidade de 2.577,0 metros (profundidade medida, MD), parando a perfuração na Formação Itaim (Devoniano) e possui o conjunto básico de perfis elétricos-radioativos (Raios gama, Resistividade, Densidade, Neutrão e Sônico) que foram usados na interpretação cronoestratigráfica e unidades litoestratigráfica do poço, além das interpretações das amostras

de calha recuperadas durante a perfuração para definição da litologia generalizada para os intervalos amostrados (tabela em anexo C).

No anexo C, estão os dados de input com as principais informações das formações e intervalos geradores da Formação Pimenteiras (A, B, C e D), utilizados para modelagem e atribuídos conforme explicado no capítulo de metodologia.

Input: Soleiras

O poço 1-OGX-34-MA possui 4 corpos intrusivos, interpretados como soleiras de diabásio, encaixados em sedimentos da Formação Poti e Pimenteiras. Na Fm. Pimenteiras, principal rocha geradora para a área, existem 3 soleiras de diabásio, apresentando espessuras de 101, 70 e 31 metros, seguindo ordem da mais rasa para mais profunda (figura 46 e tabela em anexo C).

Input: Temperatura

Para a simulação do gradiente de temperatura e input para cálculo de propriedades térmicas, foram utilizadas a temperatura de superfície de 22°C (temperatura atual estimada) e a temperatura de fundo do poço, obtida dos dados de poços que medem a temperatura durante a perfuração. Este poço, conforme mencionado, atingiu uma profundidade final de 2.577,0 metros, em profundidade medida (-2.523 metros em relação ao nível do mar) e a temperatura de fundo medida foi de 88°C, o que pode ser calculado um gradiente geotérmico de aproximadamente 26°C/km. Esse poço possui profundidade e temperatura bem similar ao poço 1-PGN-1-MA (cenário de óleo e gás).

Calibração: COT

No anexo F, estão relacionadas as profundidades das amostras coletadas, os valores de Carbono Orgânico Total (COT) e os dados de pirólise rock-eval analisados na Formação Pimenteiras, que serviram para a calibração do modelo. Ao final da modelagem, para calibração dos resultados, foi realizada a correlação da simulação da degradação da matéria

orgânica, produto da geração de hidrocarbonetos (COT residual), com os dados medidos em laboratório para o mesmo intervalo gerador.

Calibração: Reflectância da Vitrinita

O poço 1-OGX-34-MA, possui quatro análises de reflectância da vitrinita, nas profundidades relacionadas na figura 46 e o material em que foram realizadas as leituras e interpretações destes valores foram predominantemente matéria orgânica amorfa, com números de medidas variando até 7 medidas realizadas para obtenção do valor médio. Os dados de input para reflectância da vitrinita na modelagem estão resumidos no anexo F.

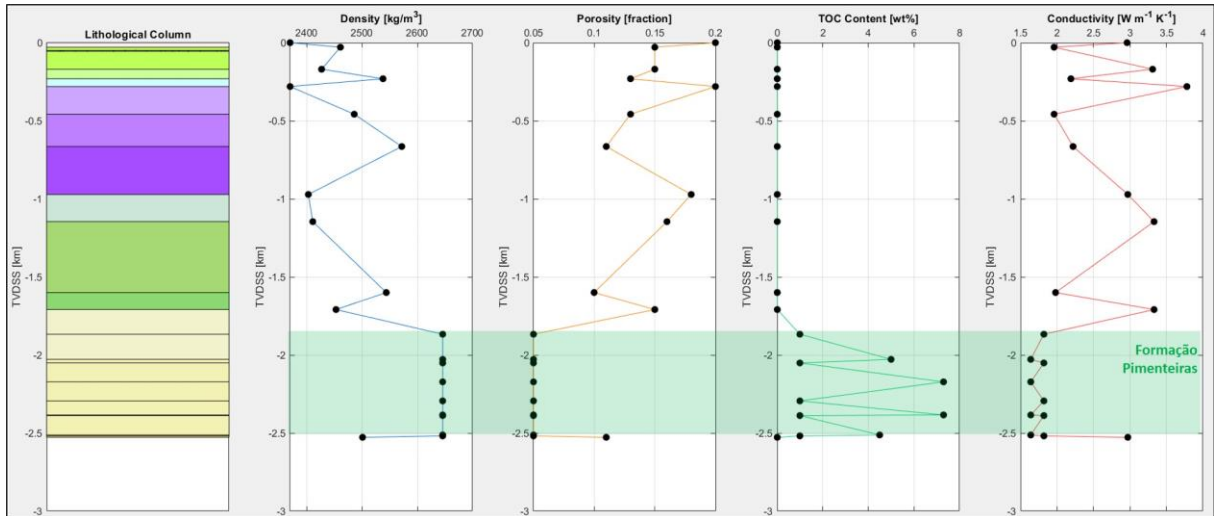
Resultados

Para este cenário foram realizadas as mesmas modelagens com diferentes relações cronológicas para as distintas soleiras presentes no poço. Inicialmente, foi feita uma modelagem sem a presença de soleiras para corroborar a deficiência da maturação térmica somente por soterramento, na área de estudo. Depois, foi realizada a abordagem das variações cronológicas nas modelagens, onde foram consideradas análises das soleiras intrudindo simultaneamente em 201,25 Ma (todas intrudiram no mesmo tempo) e soleiras sequenciais de 10.000 anos, 20.000 anos e 30.000 anos, variando também a ordem das intrusões para estes intervalos de tempo (mais rasa primeiro e em outra situação, a mais rasa por último).

Maturação térmica por soterramento (ausência de soleiras)

Assim como no caso da área perfurada pelo poço 1-PGN-1-MA, foi realizada a modelagem 1D simulando a ausência de soleiras de diabásio intrudidas na Formação Pimenteiras e avaliada o processo de geração somente por soterramento (figura 47). O resultado corrobora a falta de espessura sedimentar suficiente para provocar a maturação térmica dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras. Conseqüentemente, não foram observados volumes significativos de óleo ou gás associados aos principais intervalos geradores, mostrando uma geração pouco significativa de no máximo 0,01 m³ de óleo por m³ de rocha e volume irrelevante de gás (figura 48).

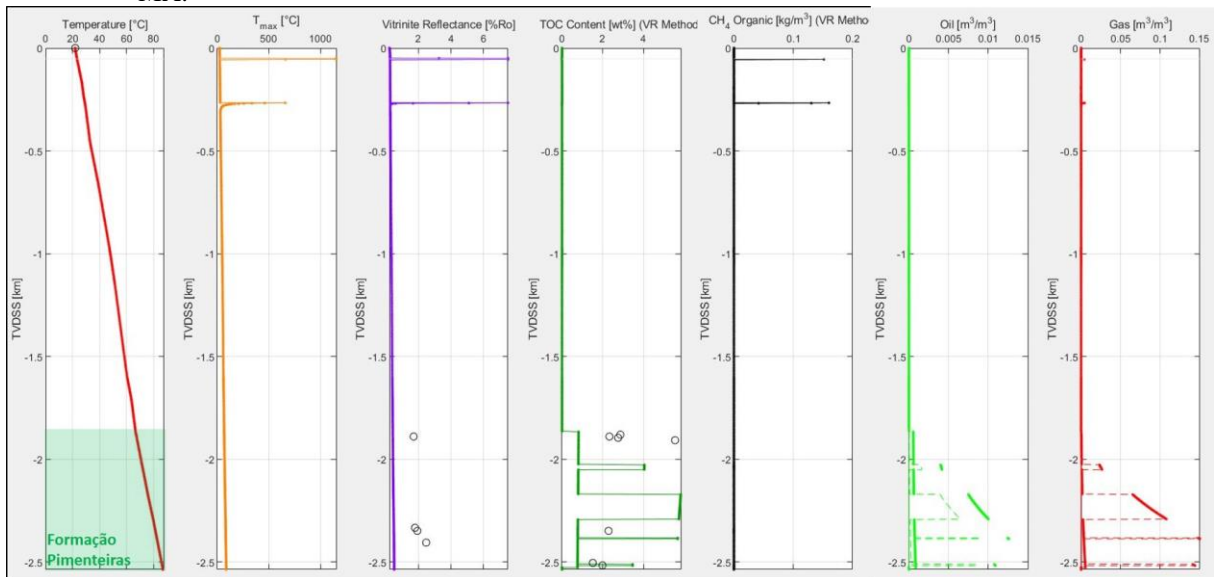
Figura 47 – Quadro resumido de input para a modelagem sem a presença das soleiras intrudidas na área do poço 1-OGX-34-MA.



Legenda: Em destaque na cor verde está a Formação Pimenteiras, principal rocha geradora e os quatro intervalos geradores com seus mais altos valores de Carbono Orgânico Total (COT) e demais propriedades.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 48 – Resultados para a modelagem sem a presença as intrusões de soleiras na área do poço 1-OGX-34-MA.



Nota: Pode ser observado que a maturação térmica (terceira coluna, curva roxa) para a Formação Pimenteiras (destacado pela região em verde) não é suficiente para a efetiva geração de hidrocarbonetos. Os dados de reflectância da vitrinite não apresentam bom ajuste, por causa da baixa temperatura atingida na modelagem.

Fonte: O autor, 2020.

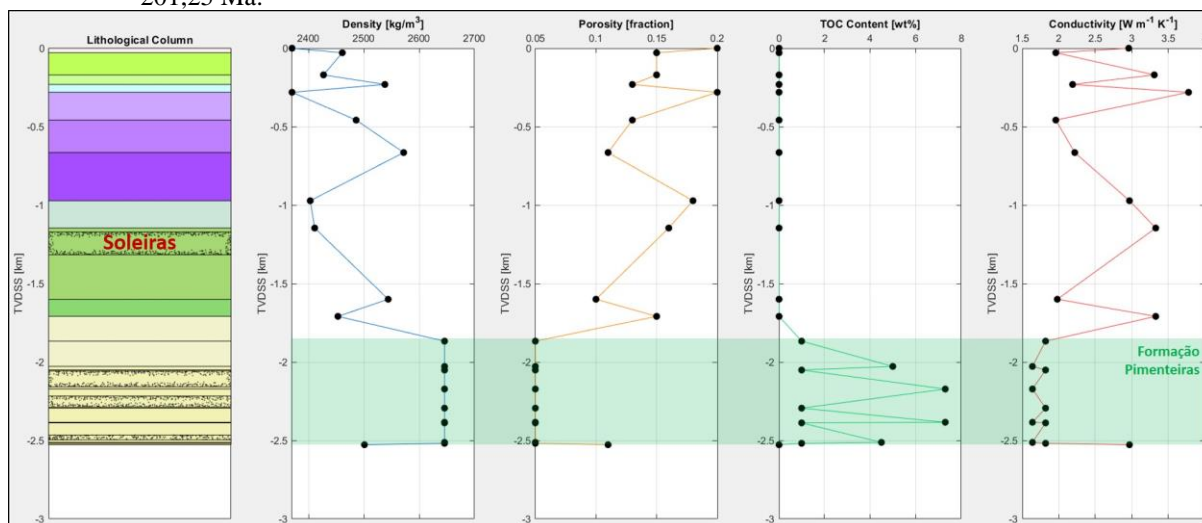
Soleiras intrudindo simultâneamente

Da mesma forma que foi feito no cenário 1, nesta simulação foi atribuída a idade de intrusão de todas as soleiras constatadas no poço, em 201,25 Ma (idade obtido pela datação U-Pb), mantendo as demais propriedades térmicas iguais para todas as soleiras (figura 49). O resultado desta simulação para o poço 1-OGX-34-MA, também mostra que as temperaturas máximas (segunda coluna, da esquerda para a direita, curva na cor laranja) calculadas para os intervalos geradores são extramente altas, atingindo valores maiores que 500 °C, na região entre duas soleiras próximas. A curva de reflectância da vitrinita calculada (terceira coluna, com curva na cor roxa), mostra valores superiores as medidas de reflectância de vitrinita medidas em laboratório e plotadas para calibração (marcada pelos círculos).

A modelagem para este poço obteve resultados similares ao poço 1-PGN-1-MA, para os volumes de óleo e gás gerados nos intervalos geradores da Formação Pimenteiras. Na modelagem para este poço, pode ser observado que há uma alta geração e expulsão de gás dos intervalos geradores mais próximos das soleiras (intervalos D, C e B), atingindo máximo de aproximadamente 23 m³ de gás gerado e 122 m³ de gás expelido por m³ de rocha, enquanto a geração de óleo é menor, registrando máximo de 0,1 m³ de óleo por m³ de rocha.

Destacado na figura 50, por setas vermelhas, está a correlação da curva de reflectância de vitrinita calculada na modelagem e as medidas de laboratório. A correlação mostra essa falta de calibração entre os dados e a falha da modelagem com soleiras intrudindo simultaneamente, na reconstrução da maturação térmica para a Formação Pimenteiras na área do poço.

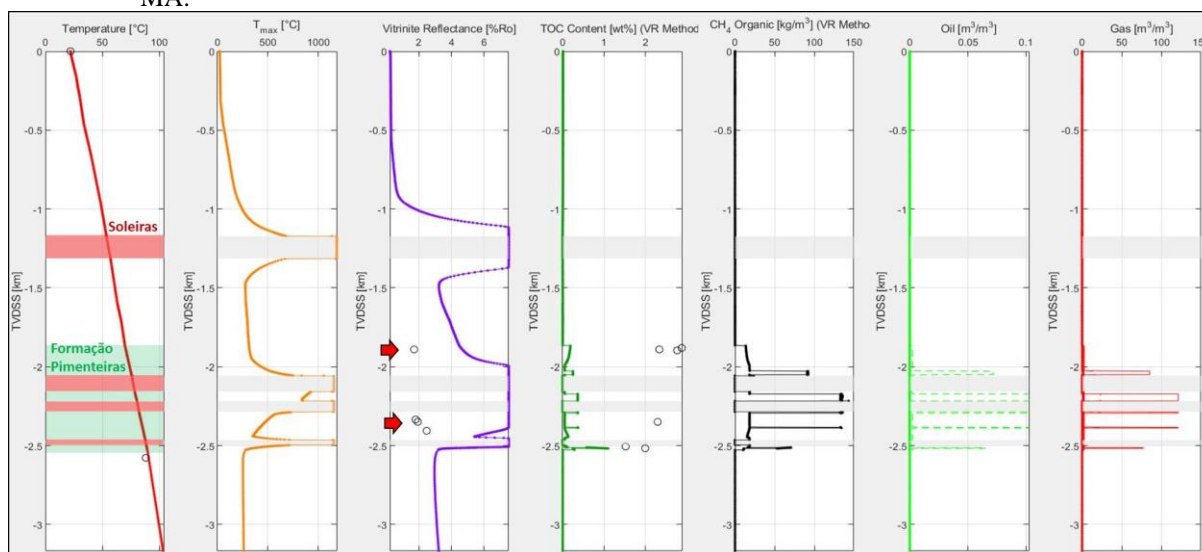
Figura 49 – Quadro resumido de input para a modelagem em que as soleiras são intrudidas simultaneamente em 201,25 Ma.



Legenda: Na primeira coluna (litológica), estão as formações interpretadas e destacadas pelas zonas texturizadas estão as soleiras intrudidas nas formações.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 50 – Resultados para a modelagem com as intrusões de soleiras simultâneas na área do poço 1-OGX-34-MA.



Nota: As temperaturas máximas e a maturação térmica para toda a Formação Pimenteiras são elevadas e não ficam ajustados com as medidas de reflectância da vitrinite. Assim como no poço 1-PGN-1-MA (cenário 1), a modelagem mostrou alto volume de gás gerados pelos principais intervalos geradores.

Fonte: O autor, 2020.

Soleiras intrudindo em sequência cronológica

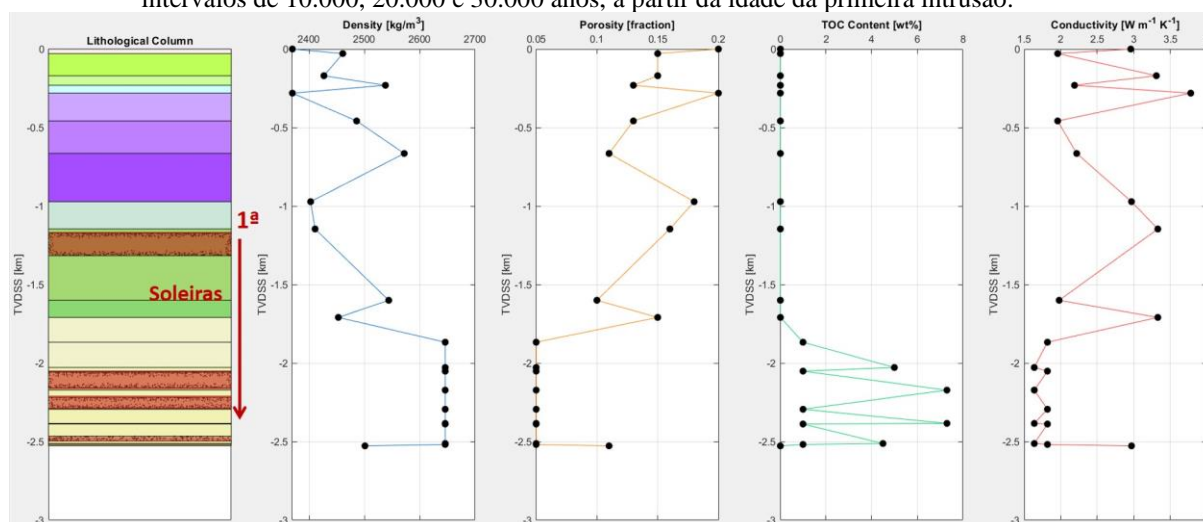
Nesta simulação foi atribuída a idade para a primeira intrusão em 201,25 Ma (idade obtido pela datação U-Pb) e a intrusão das outras soleiras constatadas no poço, seguindo uma

seqüência com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, mantendo as demais propriedades térmicas iguais para todas as soleiras.

Seqüência cronológica: soleira mais rasa para mais profunda

A primeira simulação foi atribuída a idade da intrusão da primeira soleira, a mais rasa, em 201,25 Ma e as demais intrusões ocorrendo em um intervalo de tempo entre elas de 10.000 anos (figura 51). O resultado para esta simulação, devido ao curto intervalo de tempo entre a entrada das soleiras, ainda mostra uma alta temperatura para os principais intervalos geradores e a curva de reflectância da vitrinita calculada são bem elevadas. Por isso, não é possível obter boa calibração com os dados de reflectância da vitrinita medidas em amostras na porção intermediária a basal da Formação Pimenteiras (figura 52).

Figura 51 – Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões das soleiras ocorrem em seqüência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.

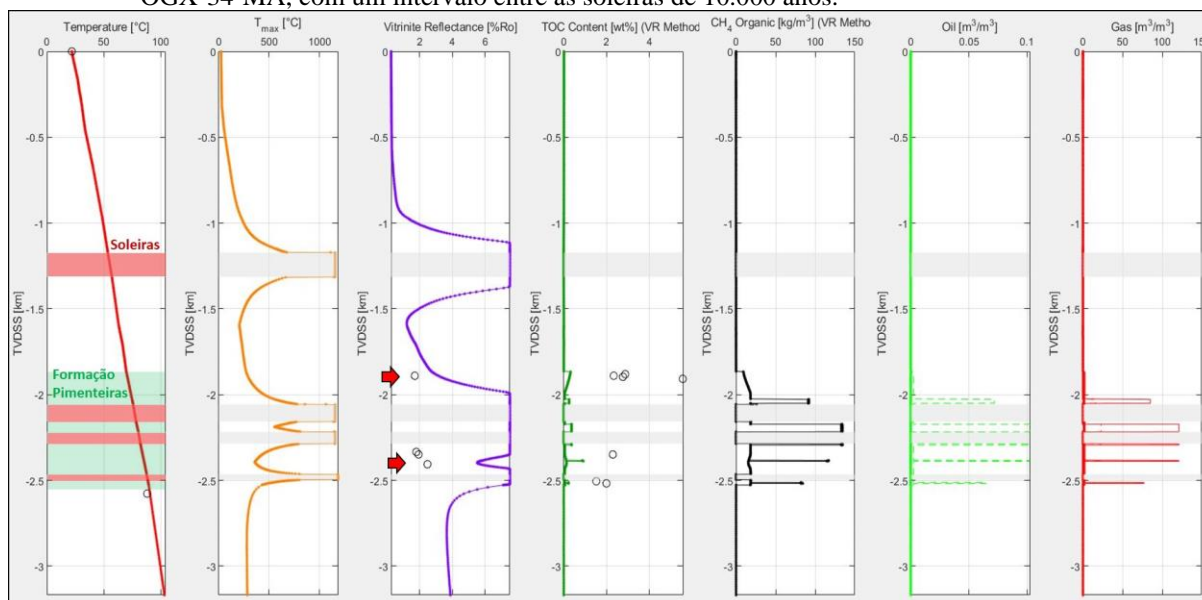


Fonte: O autor, 2020.

Em seguida, foi realizada a modelagem atribuindo um intervalo de tempo maior entre a seqüência de intrusões, sendo considerado um intervalo de 20.000 anos, a partir da entrada da primeira soleira. Os resultados para esta modelagem ainda mostram altas temperaturas e consequentemente, maior maturação térmica em toda a seção da Formação Pimenteiras. Na figura 51, observa-se que houve pouca mudança na curva de reflectância da vitrinita calculada em relação ao resultado obtido com intervalo de 10.000 anos, permanecendo a falta de

calibração com os dados medidos em laboratório tanto acima quanto abaixo das soleiras que estão intrudidas na formação.

Figura 52 – Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-OGX-34-MA, com um intervalo entre as soleiras de 10.000 anos.



Nota: As temperaturas são elevadas e ultrapassam as medidas de reflectância da vitrinita (indicadas pelas setas vermelhas) em toda a seção sedimentar da Formação Pimenteiras. São observados altos volumes de gás gerados, assim como na modelagem com soleiras simultâneas em 201,25 Ma

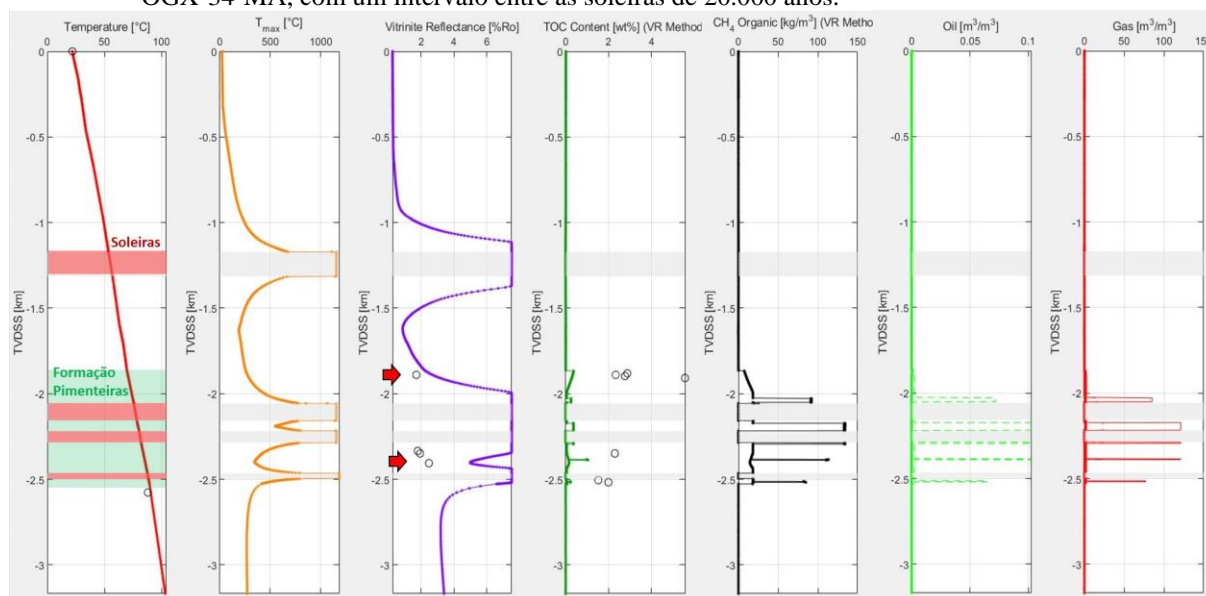
Fonte: O autor, 2020.

O quadro de geração, retenção e expulsão de óleo e gás não sofreram grandes mudanças também e em consequência da alta maturação térmica, mostram principalmente um elevado volume de geração de gás, atingindo valores próximos a 122 m³ de gás por m³ de rocha (figura 52).

Seguindo com o distanciamento do período de tempo da entrada das soleiras, assumindo agora um intervalo de 30.000 anos, os resultados mostraram uma diminuição das temperaturas no topo da Formação Pimenteiras (acima do conjunto de soleiras intrudidas na formação), obtendo uma calibração razoável com as medidas de reflectância de vitrinita (identificada pela seta vermelha superior, na figura 53). Na zona intermediária da formação, aproximadamente 2.250 a 2.500 metros (identificada pela seta vermelha inferior, na figura 54), onde há maior interação da influência térmica por múltiplas soleiras, as temperaturas ainda permanecem elevadas e a curva de maturação térmica calculada (em roxo) sofre pouca variação. O intervalo de tempo entre as intrusões ainda não é suficiente para obter uma

diminuição da temperatura nesta zona da Formação Pimenteiras e assim obter um melhor ajuste com os dados.

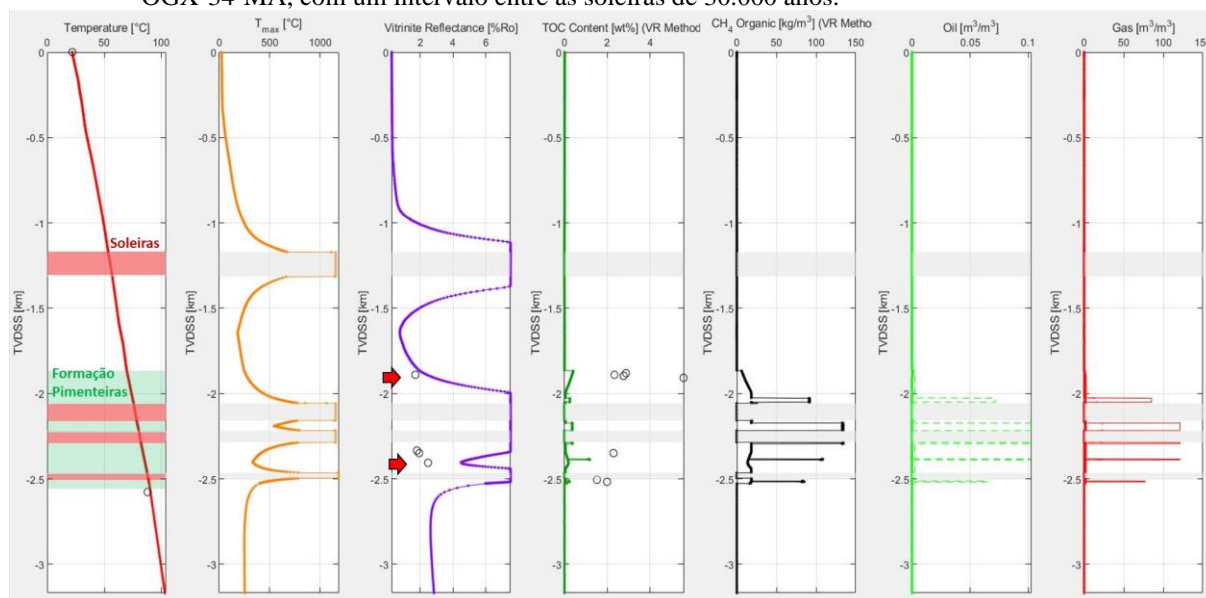
Figura 53 – Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-OGX-34-MA, com um intervalo entre as soleiras de 20.000 anos.



Nota: Permanecem as altas temperaturas, sem calibração com as medidas de reflectância da vitrinite e COT residual (indicadas pelas setas vermelhas). Os volumes de geração de gás também são elevados assim como nas modelagens com 10.000 anos e simultânea.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 54 – Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-OGX-34-MA, com um intervalo entre as soleiras de 30.000 anos.



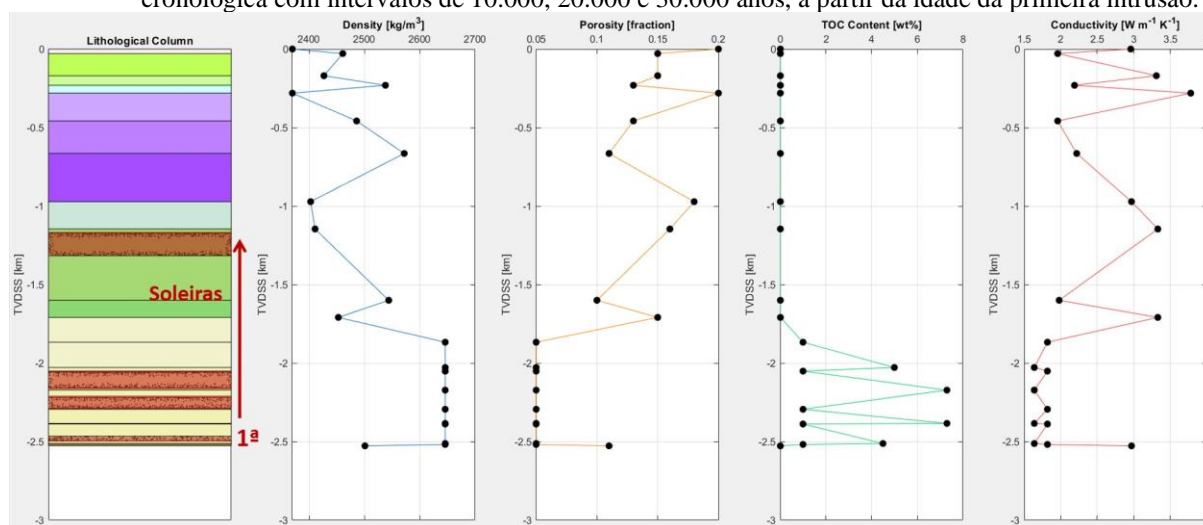
Nota: Permanecem as altas temperaturas, mas no topo da formação foi obtido um melhor ajuste com a medida de reflectância da vitrinite. Não foi possível calibrar os dados de COT residual pelo curto período de tempo entre as intrusões. Os volumes de geração de gás também são elevados assim.

Fonte: O autor, 2020.

Sequência cronológica: soleira mais profunda para mais rasa

Nesta etapa, foi invertida a ordem de ocorrência das distintas intrusões constatadas na área do poço, onde a primeira intrusão da soleira de diabásio foi a mais profunda e a última foi a intrusão mais rasa dentro do empilhamento estratigráfico (figura 55).

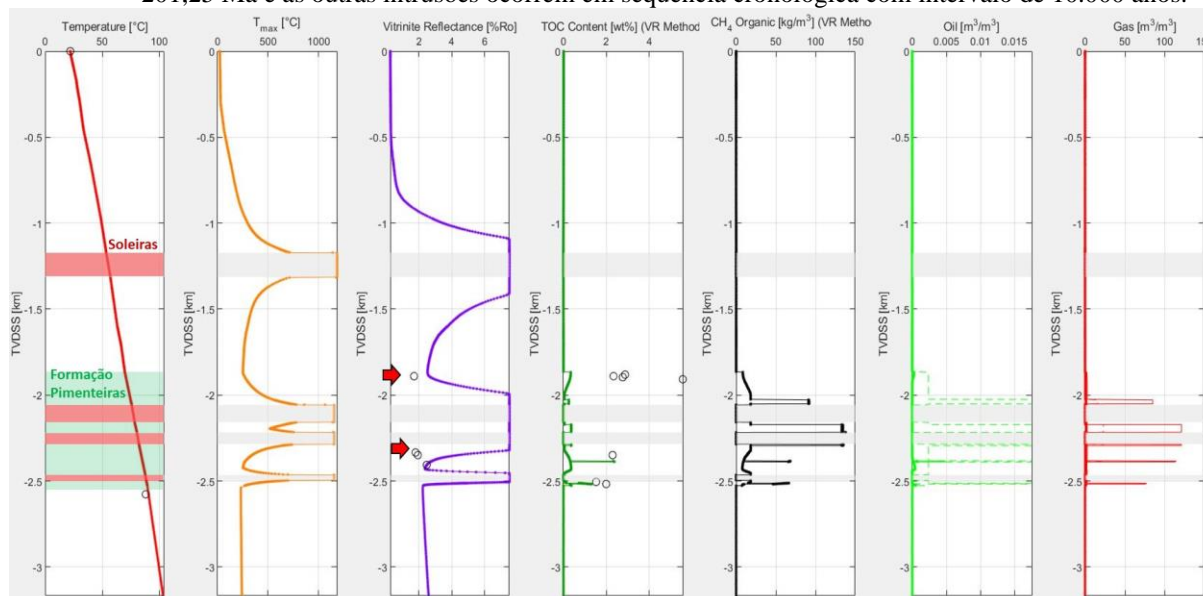
Figura 55 – Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira é a mais profunda e ocorre em 201,25 Ma. Já as outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.



Fonte: O autor, 2020.

Assim como no cenário 1 do poço 1-PGN-1-MA, com um intervalo de 10.000 anos entre as soleiras, já pode ser observado que há uma diminuição significativa das temperaturas e valores de reflectância da vitrinita calculada, tanto para o topo da Formação Pimenteiras, acima do conjunto de soleiras intrudidos na formação, quanto para a zona onde há maior influência de mais de uma soleira (figura 56). No entanto, a curva de maturação térmica ainda não está ajustada com os dados de calibração (reflectância da vitrinita e COT residual) e as temperaturas calculadas continuam elevadas. O quadro de geração de gás permanece mostrando grande volume de gás gerado, em torno de 120 m³ de gás por m³ de rocha, mas a principal mudança é o menor volume de óleo retido na formação, associado ao intervalo gerador B, na zona onde há a influência térmica de mais de uma soleira (próximo ao ponto identificado pela seta vermelha inferior, na figura 56). Mesmo com este pequeno volume de óleo retido na formação, toda a seção da Formação Pimenteiras está mostrando altas temperaturas, com maturação térmica para geração de gás.

Figura 56 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos.

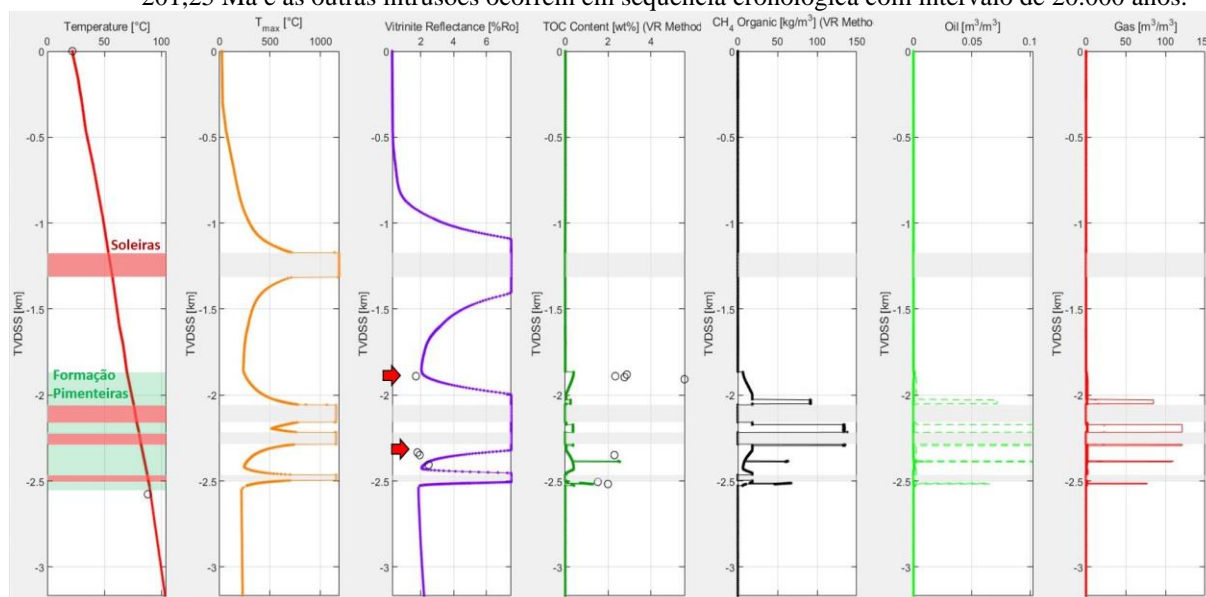


Nota: Não são obtidas boas calibrações com as medidas de reflectância da vitrinite (indicadas pelas setas vermelhas), mas em relação a simulação em que a primeira intrusão é a mais rasa, nesta simulação já há uma diminuição das temperaturas na Formação Pimenteiras. Nesta simulação também são observados volumes de óleo retidos ao nível do intervalo gerador B.

Fonte: O autor, 2020.

Com o aumento do intervalo de tempo entre as múltiplas intrusões do modelo, atribuindo intervalos de 20.000 anos até 30.000 anos (respectivamente figuras 57 e 58), são obtidos bons ajustes das curvas de temperatura e maturação térmica com os dados de reflectância da vitrinite medidos em laboratório. Na simulação com intervalo de tempo entre as intrusões de 30.000 anos, a história de evolução térmica para a Formação Pimenteiras e seus intervalos geradores fica coerente com os dados, obtendo uma boa calibração. Não houve mudança no quadro de geração, retenção e expulsão de gás, sendo observado somente um aumento pouco significativo em relação às modelagens anteriores, no volume de óleo retido ao nível do intervalo gerador B.

Figura 57 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos.

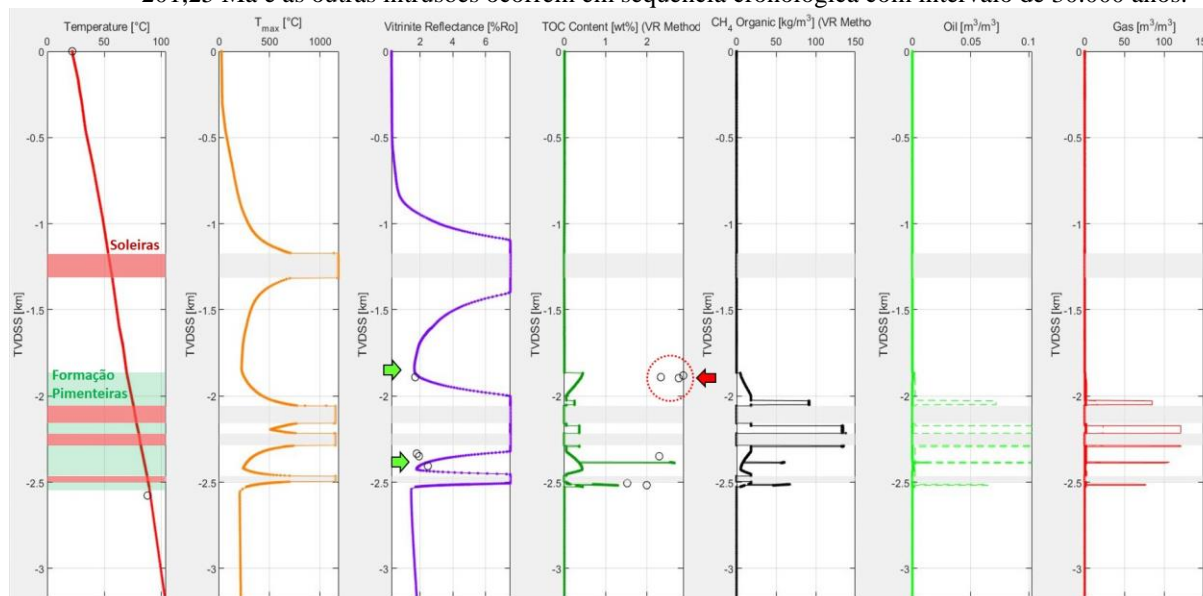


Nota: As temperaturas e a maturação térmica (reflectância da vitrinite calculada) para a porção intermediária a basal da Formação Pimenteiras são menores e de maneira geral, ocorre uma aproximação entre os dados de maturação térmica calculados e medidos.

Fonte: O autor, 2020.

Todavia, a curva de COT residual calculada na simulação não obteve bons resultados quando comparados as medidas utilizadas para calibração, principalmente no topo da formação, acima do intervalo gerador D e do conjunto de soleiras intrudidos na formação (figura 58). Assumindo que esta simulação está calibrada para a história de temperatura e maturação térmica da Formação Pimenteiras, através dos dados de reflectância da vitrinite calculada e medida, interpreta-se que a falta de ajuste do COT residual seja uma questão de que este intervalo possui folhelhos mais ricos em matéria orgânica do que foi atribuído na modelagem como COT original da época da deposição. Vale lembrar que, ainda existe uma falta de conhecimento da qualidade de gerador (COT) da seção completa da Formação Pimenteiras, além dos intervalos geradores já reconhecidos. Sendo assim, foi feita uma nova simulação assumindo valores diferentes de COT, para tentar obter uma melhor calibração dos dados de COT calculado na modelagem e as medidas de laboratório.

Figura 58 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos.



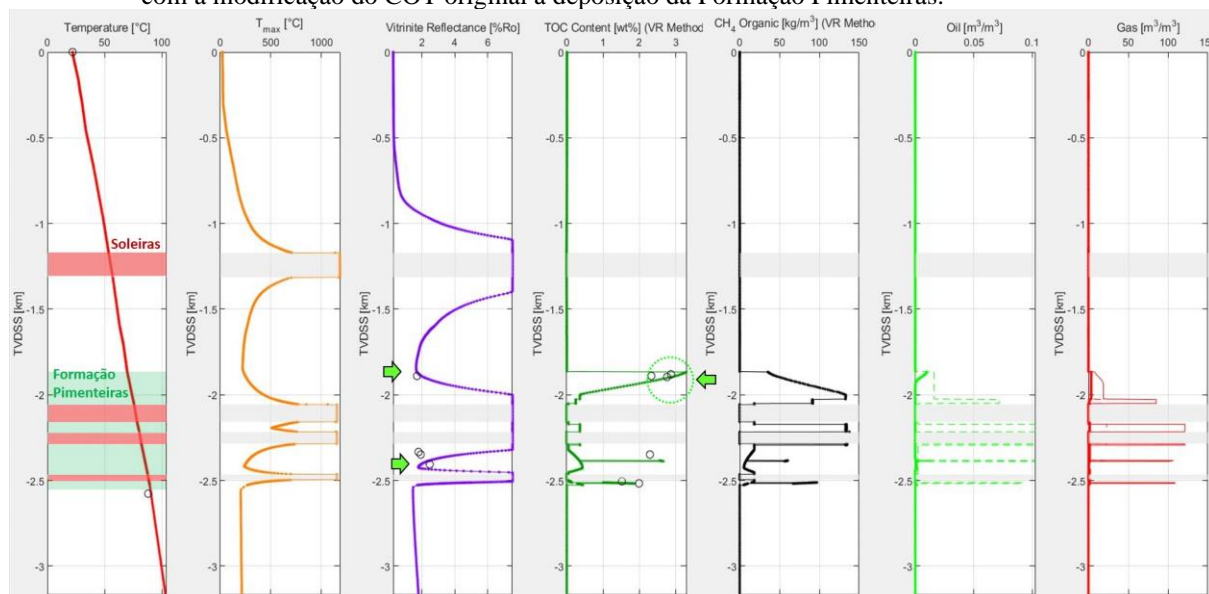
Nota: Pode ser observado que foram obtidas boas calibrações entre as temperaturas calculadas e a maturação térmica medida para a formação e ao nível dos intervalos geradores (indicadas pelas setas verdes). No entanto, os valores de COT residual calculados para a porção superior da formação estão mais baixos que os valores medidos (identificados na figura pelo círculo vermelho).

Fonte: O autor, 2020.

Nesta nova simulação, foi atribuído o valor de 7,3% de COT original à deposição, para a porção superior da formação e um valor de 6,5% para o intervalo gerador A (tabela no anexo F). Estes valores estimados de COT foram obtidos através de simulações com diferentes valores de COT original até obter uma boa calibração, mas levando em consideração que, o valor limite de 7,3%, é o máximo valor de COT obtido em análises de laboratório nos dados disponíveis.

Os resultados da modelagem com estas modificações no COT original à deposição mostraram um bom ajuste entre os dados de COT residual calculado e medido, tendo ainda um aumento considerável no volume de gás expelido e óleo gerado ao nível dos intervalos geradores e na porção superior da formação (figura 59).

Figura 59 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos e com a modificação do COT original à deposição da Formação Pimenteiras.



Nota: Foram obtidas boas calibrações entre os valores de COT residual calculados e os valores medidos para todos os intervalos geradores e outras porções da formação (indicados pelas setas e círculo verde). Com o aumento do COT das porções modificadas, houve um aumento do volume de gás gerado na porção superior.

Fonte: O autor, 2020.

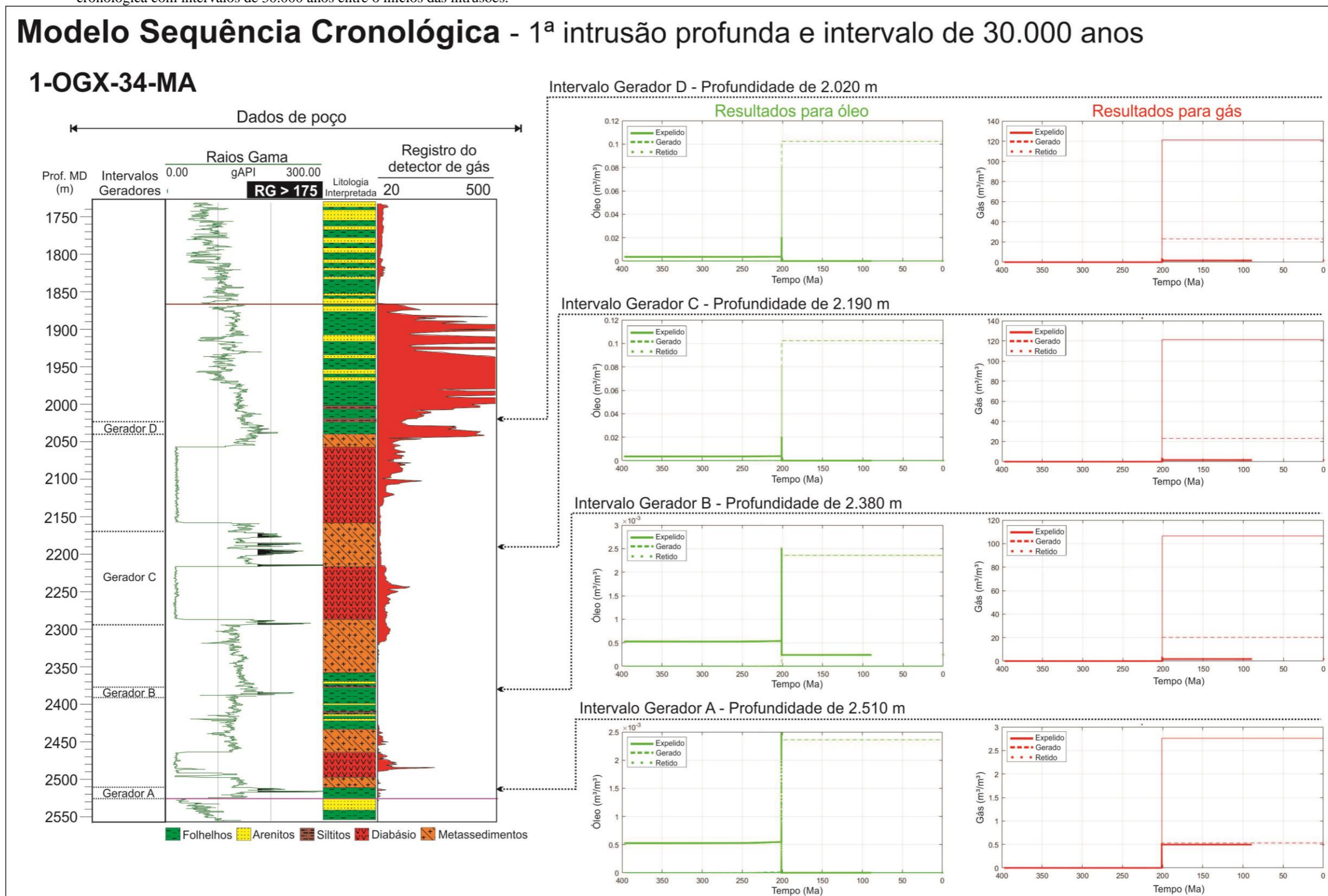
Nos quadros evolutivos da geração, retenção e expulsão de óleo e gás, durante o tempo geológico, na profundidade correlacionada aos principais intervalos geradores da formação, para este poço, observa-se que, assim como no primeiro cenário (poço 1-PGN-1-MA), nas regiões próximas às soleiras há um maior volume de geração de óleo e de gás, além de um elevado volume de gás expelido da formação. Quase todo óleo gerado sofre craqueamento secundário para gás e este gás gerado a partir do craqueamento do óleo, está inserido e corresponde a maior parcela deste alto volume de gás que é expelido no quadro evolutivo (figura 60 e 61).

No entanto, neste poço 1-OGX-34-MA, devido as diferentes profundidades das intrusões no interior da Formação Pimenteiras, estando mais espalhadas quando comparadas com a configuração das soleiras no poço 1-PGN-1-MA (figura 30 e 46), todos os intervalos geradores apresentam elevados volumes de gás gerados e expelidos. Este cenário, representado pelo poço 1-OGX-34-MA, é composto por três corpos intrusivos, sendo os dois mais espessos (101 e 70 metros) localizados mais próximos aos intervalos geradores D e C, e outro menos espesso (31 metros) entre os intervalos geradores B e A (mais próximo do

gerador A). Nesta configuração de soleiras, controlado pelas menores distâncias e maiores espessuras das soleiras, todos os intervalos geradores estão sob altas temperaturas e com maturação térmica para geração de gás, atingindo volumes de geração de gás em torno de 122 m³ de gás por m³ de rocha, respectivamente.

Além disso, grande parte do óleo gerado, também sofre craqueamento secundário para gás, visto no volume adicional de gás expelido. Somente o intervalo gerador B e também a seção superior da formação, onde foram atribuídos valores mais elevados de COT, mostraram uma pequena parcela do volume de óleo gerado, ficando retida no próprio intervalo, com volumes de até 0,05 m³ de óleo retido na formação. Esta resposta particular à estes intervalos deve-se a sua maior distância em relação a soleira acima e abaixo deste intervalo (figura 60), promovendo menor intensidade do efeito térmico no craqueamento secundário e maior preservação do óleo gerado e retido na rocha.

Figura 60 – Quadro evolutivo de geração, retenção e expulsão de óleo e gás para a Formação Pimenteiras e seus principais intervalos geradores, na modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda e as demais seguem sequência cronológica com intervalos de 30.000 anos entre o inícios das intrusões.

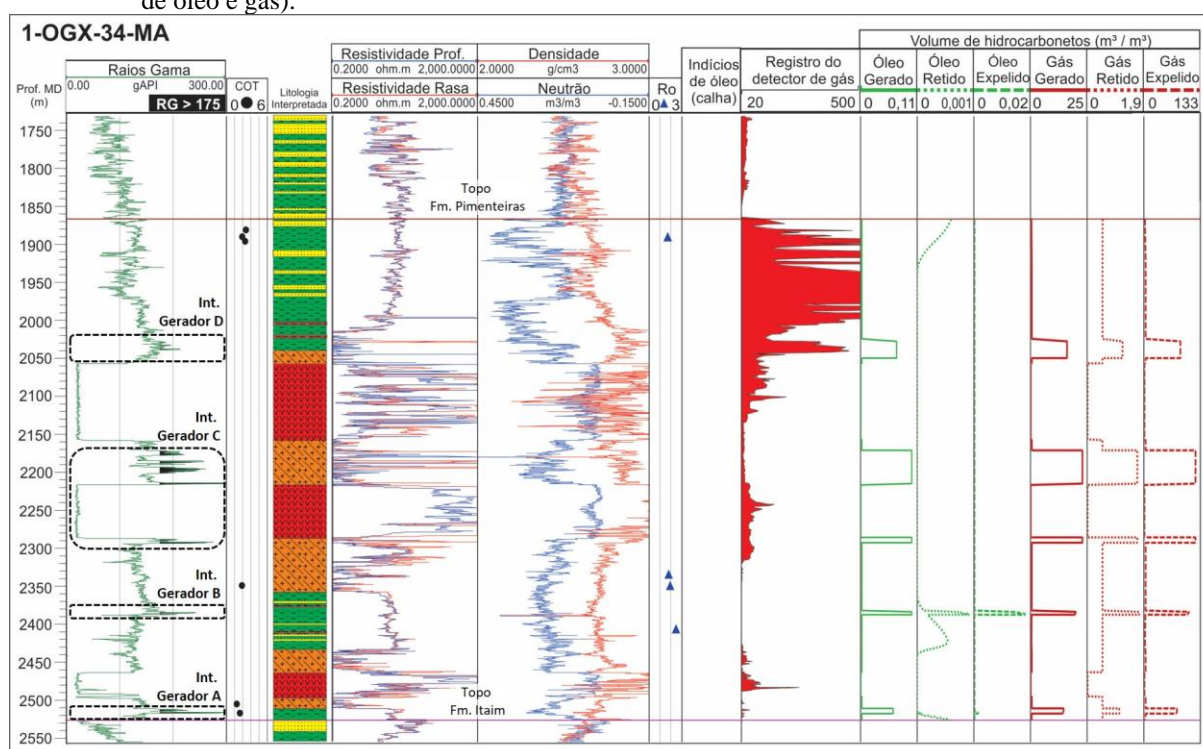


Nota: Pode ser observado que próximo as soleiras são gerados e expelidos altos volumes de gás, proveniente em grande parte do craqueamento secundário do óleo gerado em estágio inicial de maturação e geração. Os dados de hidrocarbonetos observados no poço estão correlacionados e corroboram a interpretação.

Fonte: O autor, 2020.

Quando comparados os resultados da modelagem com os do poço, através dos registros de gás durante a perfuração, as zonas com acumulações de gás não estão associadas aos principais intervalos geradores, sendo observados no poço, grande quantidade de gás retido na porção superior da Formação Pimenteiras e em outros intervalos, incluindo zonas de acúmulo de gás no interior das soleiras (figura 60 e 61).

Figura 61 – Correlação composta pelos dados da modelagem final para o poço 1-PGN-1-MA (cenário de geração de óleo e gás).



Nota: Existe uma boa correlação do quadro de geração, retenção e expulsão de óleo e gás, com os registros de hidrocarbonetos no poço. Grande parte do gás gerado e expelido está concentrado ao nível dos geradores D e C, enquanto o aumento de volume de óleo gerado e retido na formação, está associado aos geradores B e A, assim como os indícios de óleo em amostras de calha.

Fonte: O autor, 2020.

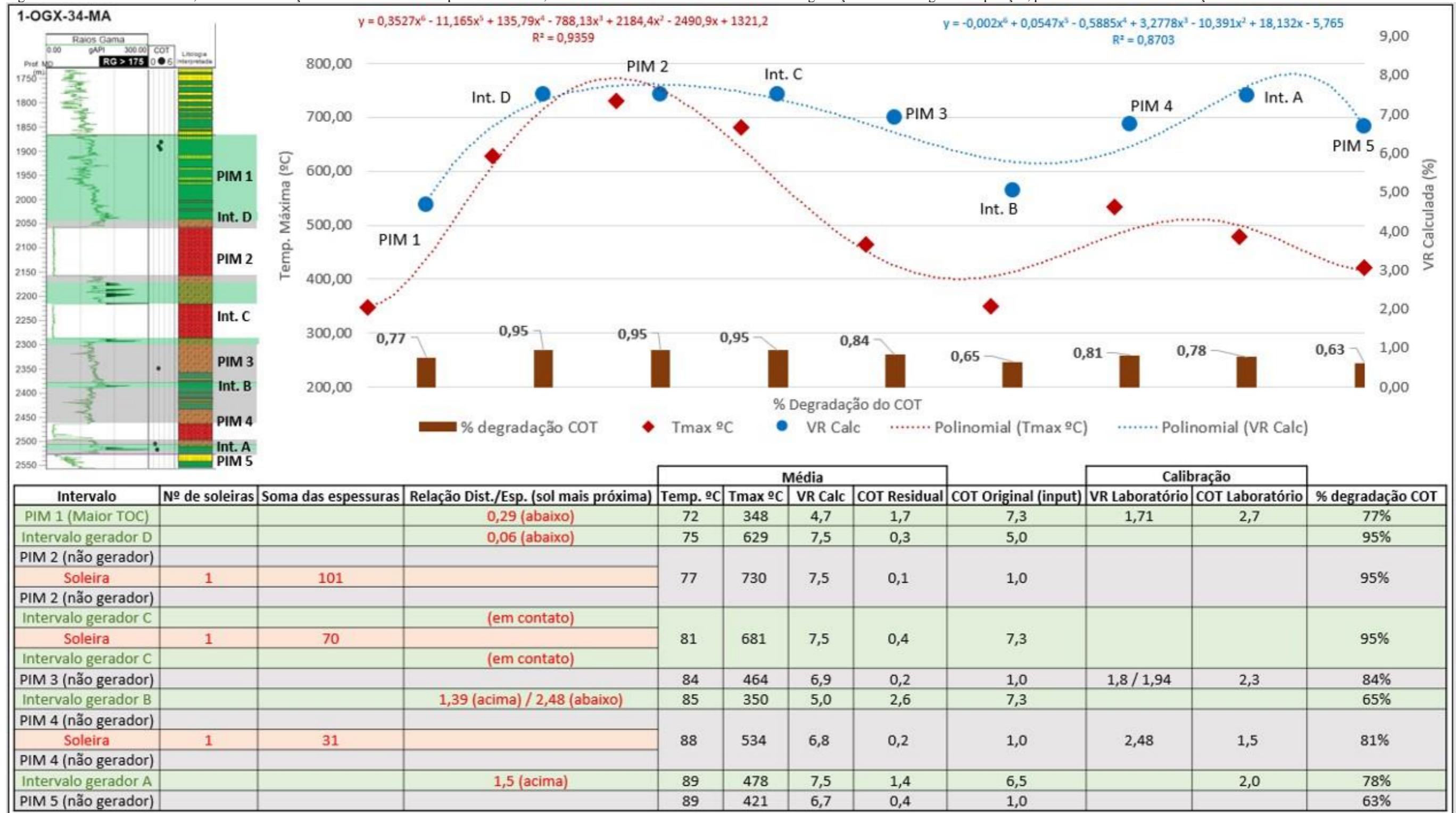
Ao final da calibração das temperaturas e maturação térmica, através da reflectância da vitrinite, houve a necessidade de modificar os valores de COT original, pois não foi possível obter uma boa calibração para o COT residual calculado, principalmente na porção superior, onde os valores de COT medidos em laboratório eram maiores (tabela no anexo F). Após esse ajuste do COT, o resultado da modelagem apresentou um incremento do volume de gás gerado e retido na porção superior da formação, fora dos principais intervalos geradores

(figura 61). Estes resultados mostram boa coerência com os os registros de gás constatados no poço e o alto volume de gás retido na porção superior da formação.

Outra possível interpretação que mostra coerência entre os dados de poço e modelagem, é o grande volume de gás que foi gerado e expelido de todos os intervalos geradores. Diferente do primeiro cenário, conforme observado anteriormente, no poço 1-OGX-34-MA, pelo maior espalhamento das soleiras e maior influência térmica em todos os intervalos geradores, promovendo intenso processo de geração de gás, há um grande volume de gás que é calculado como potencial para ser expelido deste intervalos. Sendo assim, possivelmente, este grande volume de gás retido na porção superior da formação e no interior das soleiras, podem ser produtos de migração por parte dos intervalos geradores.

No gráfico da figura 62, onde estão correlacionadas as variações de temperatura, maturação térmica (reflectância da vitrinita calculada) e a porcentagem de degradação do COT original dos diferentes intervalos da Formação Pimenteiras, os resultados da maior influência térmica das soleiras em quase toda coluna de rocha da formação, são vistos nos alto estágio de maturação térmica, refletidos na forma da linha de tendência e nos valores de reflectância da vitrinita. Da mesma forma, as porcentagens de degradação do COT, estão acima de 60% para todos os intervalos e em boa parte da formação. Conforme mencionado anteriormente, a região do intervalo gerador B, por seu maior distanciamento das soleiras, é o que apresentou menores mudanças relacionadas aos efeitos térmicos, quando comparado aos outros intervalos, apresentando menor degradação do COT.

Figura 62 – Gráfico de três eixos, mostrando a relação entre as médias de temperatura máxima, reflectância da vitrinita calculada e a % de degradação do COT original à deposição, para cada intervalo da Formação Pimenteiras.

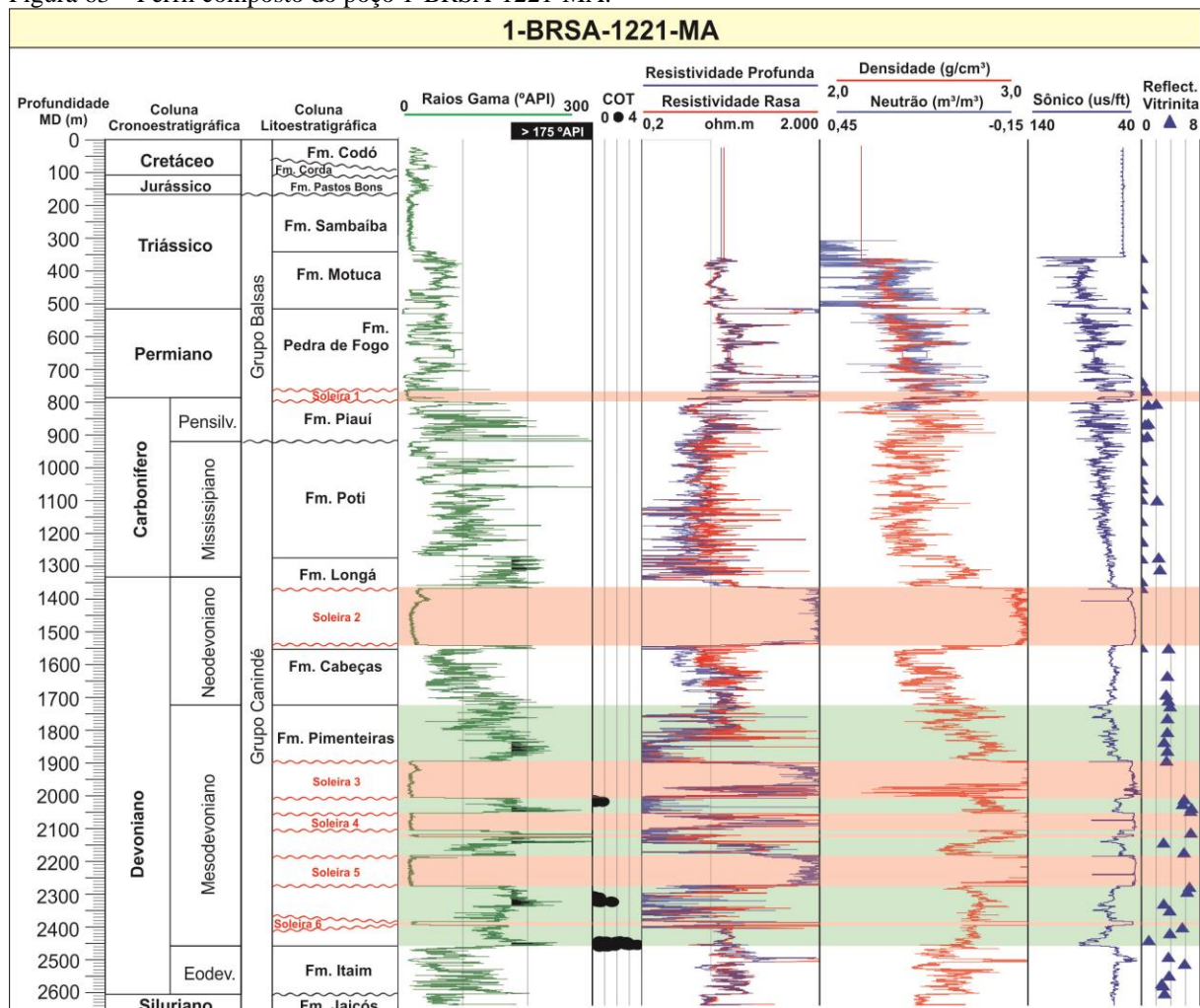


Nota: O gráfico mostra as altas temperaturas e maturação térmica associadas a maior degradação do COT original, para quase toda a Formação Pimenteiras, atingindo até 95%. Somente o intervalo gerador B apresenta menor influência térmica e porcentagem de degradação do COT original.

Fonte: O autor, 2020.

4.2.3 Cenário 3: Rocha geradora com sobrematuração térmica ou senil

Figura 63 – Perfil composto do poço 1-BRSA-1221-MA.



Legenda: Coluna litoestratigráfica, cronoestratigráfica e os indícios de hidrocarbonetos constatados na perfuração do poço. Ainda estão plotados os dados de Carbono Orgânico Total (COT) e medidas de reflectância da vitrinita.

Fonte: O autor, 2020.

Input: Litologia

Neste cenário são avaliados os efeitos termais mais elevados, causados por uma maior quantidade de corpos intrusivos na Fm. Pimenteiras, alcançando até mesmo estágios de senilidade (figura 63). Foi utilizado o poço 1-BRSA-1221-MA, que está localizado mais para sudeste da área de estudo. Este poço foi perfurado até a profundidade de 2.634,0 metros

(profundidade medida, MD), parando a perfuração na Formação Jaicós (Siluriano) e possui o conjunto básico de perfis elétricos-radioativos (Raios gama, Resistividade, Densidade, Neutrão e Sônico) que foram usados na interpretação cronoestratigráfica e unidades litoestratigráfica do poço, além das interpretações das amostras de calha recuperadas durante a perfuração para definição da litologia generalizada para os intervalos amostrados (tabela no anexo E).

Na tabela, estão os dados de input com as principais informações das formações e intervalos geradores da Formação Pimenteiras (A, B, C e D), utilizados para modelagem e atribuídos conforme explicado no capítulo de metodologia.

Input: Soleiras

O poço 1-BRSA-1221-MA possui 7 corpos intrusivos, interpretados como soleiras de diabásio, encaixados em sedimentos da Formação Poti e Pimenteiras. Na Fm. Pimenteiras, principal rocha geradora para a área, existem 5 soleiras de diabásio, apresentando espessuras de 112, 53, 7, 92 e 11 metros, seguindo ordem da mais rasa para mais profunda (figura 63 e tabela no anexo E).

Input: Temperatura

Para a simulação do gradiente de temperatura e input para cálculo de propriedades térmicas, foram utilizadas a temperatura de superfície de 22°C (temperatura atual estimada) e a temperatura de fundo do poço, obtida dos dados de poços que medem a temperatura durante a perfuração. Este poço, conforme mencionado, atingiu uma profundidade final de 2.634,0 metros, em profundidade medida (-2.505 metros em relação ao nível do mar) e a temperatura de fundo medida foi de 84°C, o que pode ser calculado um gradiente geotérmico de aproximadamente 24°C/km. Esse poço possui profundidade e temperatura bem similar ao poço 1-PGN-1-MA (cenário de óleo e gás).

Calibração: COT

No anexo G, estão relacionadas as profundidades das amostras coletadas, os valores de Carbono Orgânico Total (COT) e os dados de pirólise rock-eval analisados na Formação Pimenteiras, que serviram para a calibração do modelo. Ao final da modelagem, para calibração dos resultados, foi realizada a correlação da simulação da degradação da matéria orgânica, produto da geração de hidrocarbonetos (COT residual), com os dados medidos em laboratório para o mesmo intervalo gerador.

Calibração: Reflectância da Vitrinita

O poço 1-BRSA-1221-MA é o que possui maior quantidade de análises de reflectância da vitrinita, apresentando 32 análises dispersas por todo o poço, até nas unidades litoestratigráficas mais rasas. O material em que foram realizadas as leituras e interpretações destes valores foram predominantemente a colinita, com números de medidas variando até 14 medidas realizadas para obtenção do valor médio. Os dados de input para reflectância da vitrinita na modelagem estão resumidos no anexo G.

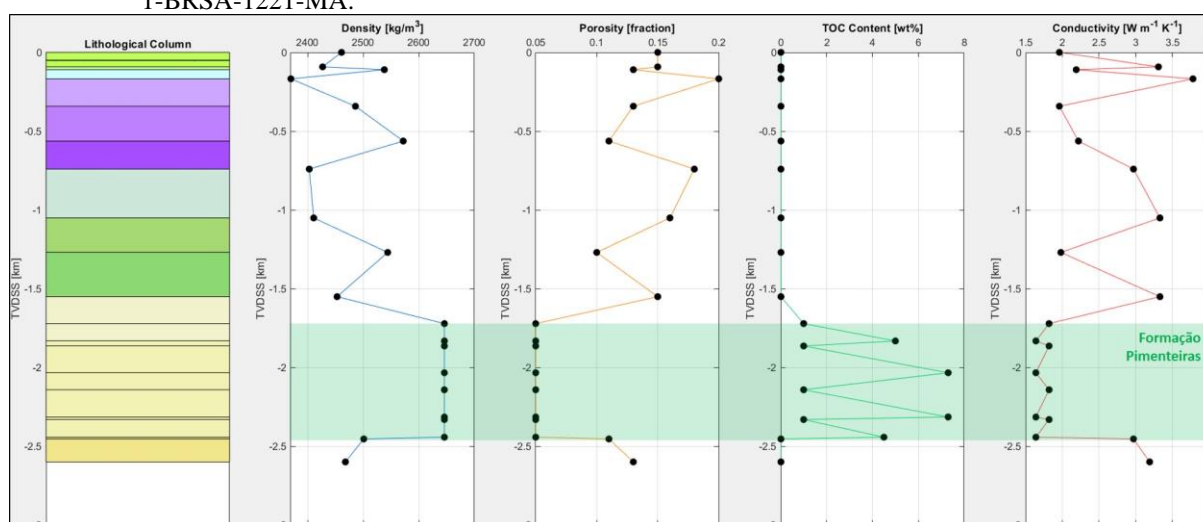
Resultados

Para este cenário foram realizadas as mesmas modelagens com diferentes relações cronológicas para as distintas soleiras presentes no poço. Inicialmente, foi feita uma modelagem sem a presença de soleiras para corroborar a deficiência da maturação térmica somente por soterramento, na área de estudo. Depois, foi realizada a abordagem das variações cronológicas nas modelagens, onde foram consideradas análises das soleiras intrudindo simultaneamente em 201,25 Ma (todas intrudiram no mesmo tempo) e soleiras sequenciais de 10.000 anos, 20.000 anos e 30.000 anos, variando também a ordem das intrusões para estes intervalos de tempo (mais rasa primeiro e em outra situação, a mais rasa por último).

Maturação térmica por soterramento (ausência de soleiras)

Para o poço 1-BRSA-1221-MA, também foi feita a modelagem 1D simulando a ausência de soleiras de diabásio intrudidas na Formação Pimenteiras e avaliada o processo de geração somente por soterramento (figura 64). Como as profundidades finais dos poços avaliados neste trabalho são quase as mesmas, o resultado para a modelagem sem soleiras, mostram respostas parecidas e neste poço, também corrobora a falta de espessura sedimentar suficiente para provocar a maturação térmica dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras. Não foram observados volumes significativos de óleo ou gás associados aos principais intervalos geradores, mostrando uma geração pouco significativa de no máximo $0,01 \text{ m}^3$ de óleo por m^3 de rocha e irrelevante volume de gás (figura 65).

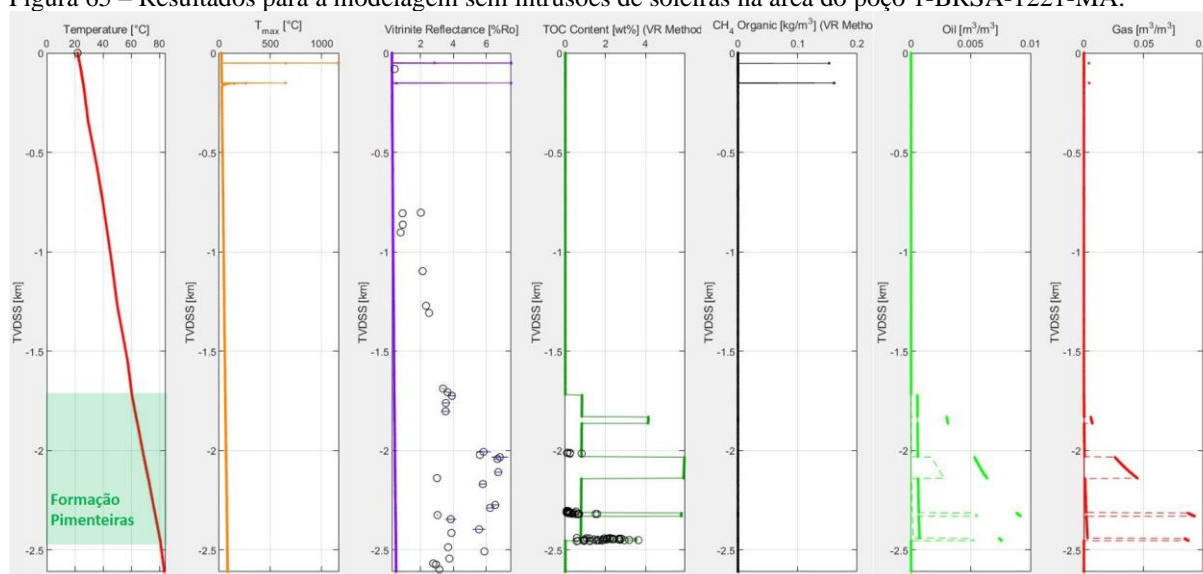
Figura 64 – Quadro resumido de input para a modelagem sem a presença das soleiras intrudidas na área do poço 1-BRSA-1221-MA.



Legenda: Em destaque na cor verde está a Formação Pimenteiras, principal rocha geradora e os quatro intervalos geradores com seus mais altos valores de Carbono Orgânico Total (COT) e demais propriedades.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 65 – Resultados para a modelagem sem intrusões de soleiras na área do poço 1-BRSA-1221-MA.



Nota: Pode ser observado que a maturação térmica (terceira coluna, curva roxa) para a Formação Pimenteiras (destacado pela região em verde) não é suficiente para a efetiva geração de hidrocarbonetos. Os dados de reflectância da vitrinite não apresentam bom ajuste, por causa da baixa temperatura.

Fonte: O autor, 2020.

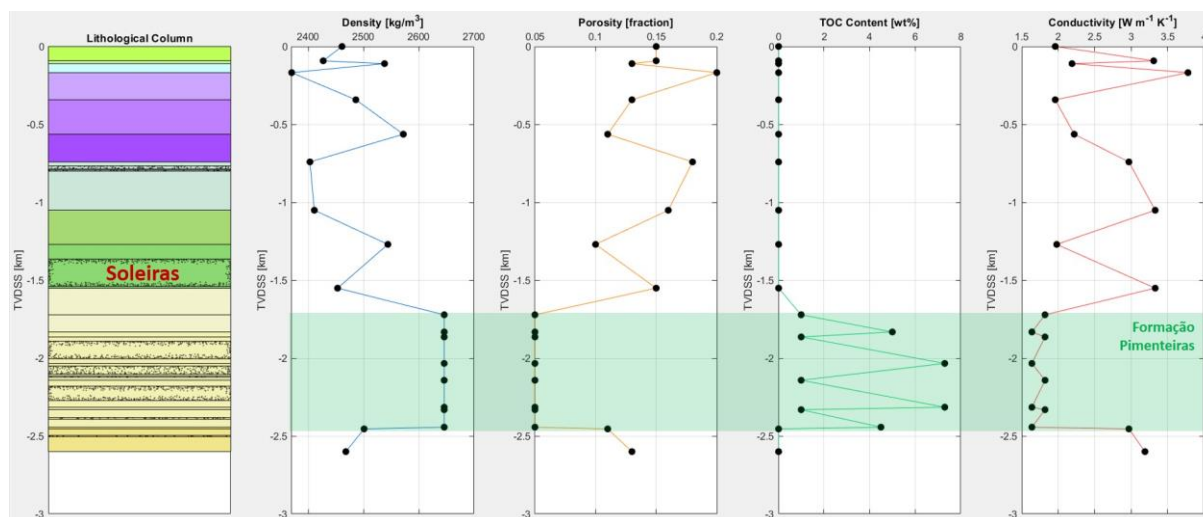
Soleiras intrudindo simultâneamente

Da mesma forma que foi feito no cenário 1 e 2, nesta simulação foi atribuída a idade de intrusão de todas as soleiras constatadas no poço, em 201,25 Ma (idade obtido pela datação U-Pb), mantendo as demais propriedades térmicas iguais para todas as soleiras (figura 66). O resultado desta simulação para o poço 1-BRSA-1221-MA, mostrou que as temperaturas máximas calculadas para os intervalos geradores são extramente altas, atingindo valores de quase 850 °C, na região entre mais de duas soleiras próximas. A curva de reflectância da vitrinite calculada, apresenta valores superiores as medidas de reflectância de vitrinite medidas em laboratório e plotadas para calibração (marcada pelos círculos). Neste poço, o aumento da temperatura é ainda mais acentuado, devido a maior quantidade de soleiras na Formação Pimenteiras.

O resultado para os volumes de óleo e gás gerados nos intervalos geradores da Formação Pimenteiras, apresenta uma quantidade significativa de gás gerado e expelido dos intervalos geradores mais próximos das soleiras (intervalos D, C e B), atingindo máximo de aproximadamente 122 m³ de gás gerado e expelido por m³ de rocha, enquanto a geração de óleo é menor, registrando máximo de 0,1 m³ de óleo por m³ de rocha.

Não é possível calibração da curva de reflectância de vitrinita calculada na modelagem e as medidas de laboratório, pois na reconstrução da maturação térmica para a Formação Pimenteiras na área do poço, as temperaturas excedem as medidas de reflectância da vitrinita (figura 67).

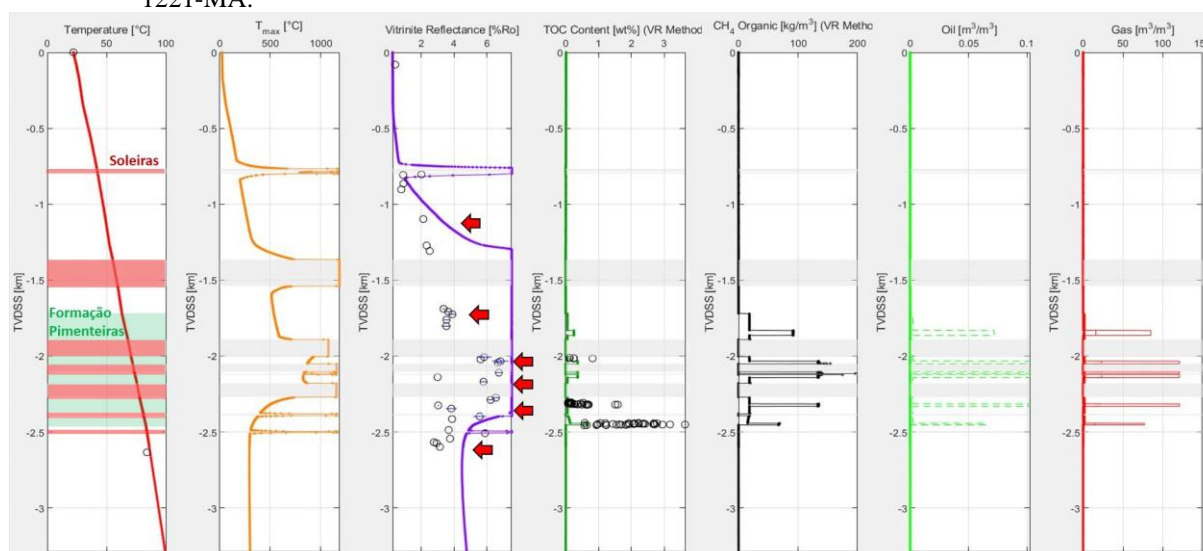
Figura 66 – Quadro resumido de input para a modelagem em que as soleiras são intrudidas simultaneamente em 201,25 Ma.



Legenda: Na primeira coluna (litológica), estão as formações interpretadas e destacadas pelas zonas texturizadas estão as soleiras intrudidas nas formações.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 67 – Resultados para a modelagem com as intrusões de soleiras simultâneas na área do poço 1-BRSA-1221-MA.



Nota: As temperaturas e a maturação térmica para toda a Formação Pimenteiras são bem elevadas e não ficam ajustados com as medidas de reflectância da vitrinita.

Fonte: O autor, 2020.

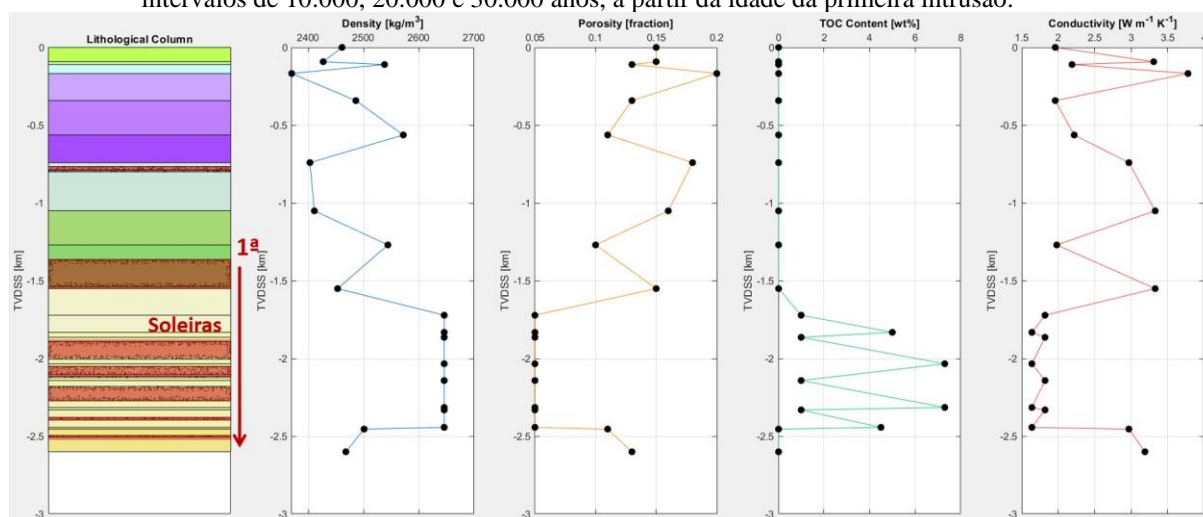
Soleiras intrudindo em sequência cronológica

Nesta simulação foi atribuída a idade para a primeira intrusão em 201,25 Ma (idade obtido pela datação U-Pb) e a intrusão das outras soleiras constatadas no poço, seguindo uma sequência com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, mantendo as demais propriedades térmicas iguais para todas as soleiras.

Sequência cronológica: soleira mais rasa para mais profunda

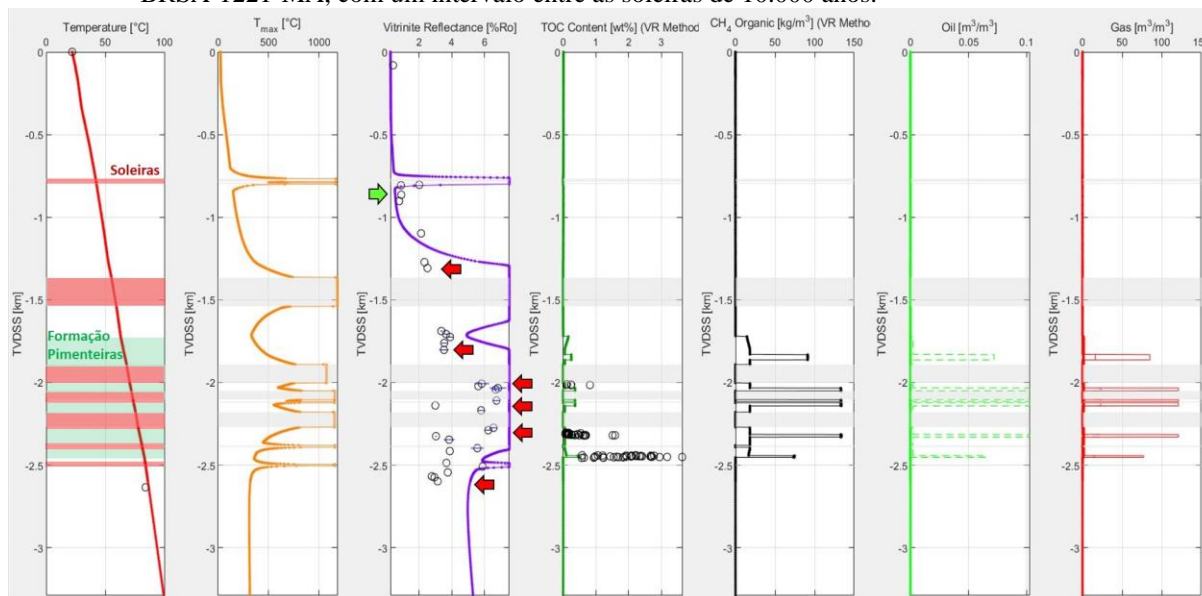
A primeira simulação foi atribuída a idade da intrusão da primeira soleira, a mais rasa, em 201,25 Ma e as demais intrusões ocorrendo em um intervalo de tempo entre elas de 10.000 anos (figura 68). Neste poço, a maior quantidade de medidas de reflectância da vitrinita, proporciona a possibilidade de avaliar os efeitos do fluxo térmico provocado pelas soleiras, no poço todo, incluindo a seção rasa. Os resultados desta simulação, para a Fm. Pimenteiras, mostrou uma alta temperatura e maturação térmica para toda a formação, incluindo os intervalos geradores. Já na seção rasa, a modelagem apresenta uma boa calibração para as temperaturas, visto através do ajuste da curva de reflectância da vitrinita calculada e as medidas de laboratório (seta verde na figura 69).

Figura 68 – Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira, a mais rasa, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.



Fonte: O autor, 2020.

Figura 69 – Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-BRSA-1221-MA, com um intervalo entre as soleiras de 10.000 anos.



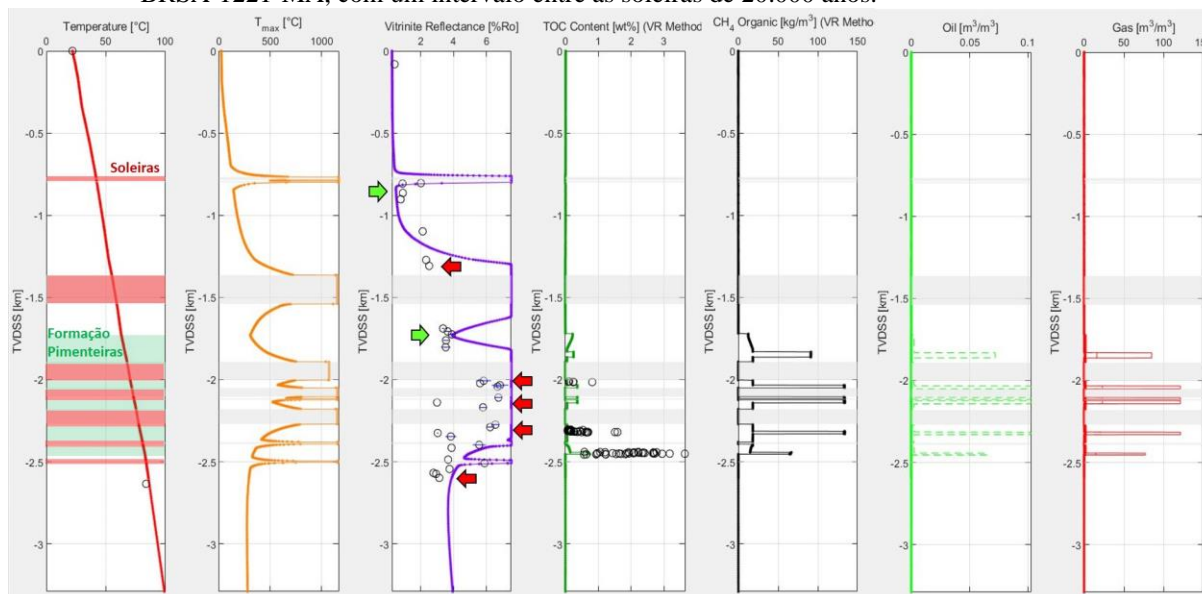
Nota: As temperaturas e maturação térmica para toda a Formação Pimenteiras são elevadas e ultrapassam as medidas de reflectância da vitrinite (indicadas pelas setas vermelhas). Altos volumes de gás gerados e expelidos estão associados à estas altas temperaturas.

Fonte: O autor, 2020.

Em seguida, foi realizada a modelagem atribuindo um intervalo de tempo maior entre a sequência de intrusões, sendo considerado um intervalo de 20.000 anos, a partir da entrada da primeira soleira. Os resultados para esta modelagem mostraram uma diminuição considerável das temperaturas nas seções superior e inferior da Formação Pimenteiras, obtendo boa calibração entre os dados de reflectância da vitrinite na porção superior da formação, entre as profundidades de 1.500 a 2.000 metros (destacado pela seta verde, na figura 70). O quadro de geração, retenção e expulsão de óleo e gás não sofreram grandes mudanças (figura 70).

Com o aumento do período de tempo entre a entrada das soleiras, assumindo agora um intervalo de 30.000 anos, os resultados mostraram um bom ajuste em quase toda seção do poço, onde tem as medidas de reflectância da vitrinite para calibração com a curva calculada na modelagem. A diminuição da influência térmica, principalmente na seção basal da Formação Pimenteiras, abaixo das soleiras, promove uma boa calibração com a curva de maturação térmica para os intervalos geradores localizados nesta seção da formação.

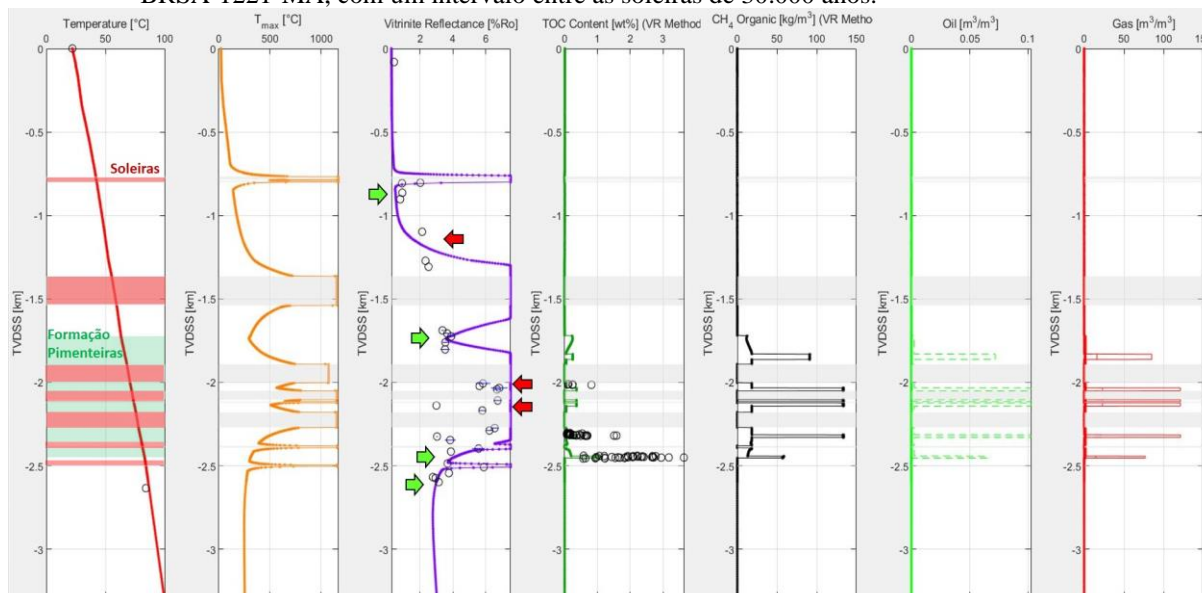
Figura 70 – Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-BRSA-1221-MA, com um intervalo entre as soleiras de 20.000 anos.



Nota: Permanecem as altas temperaturas, sem calibração com as medidas de reflectância da vitrinite (indicadas pelas setas vermelhas). Porém, na seção superior da Formação Pimenteiras, entre as profundidades de 1.500 a 2.000 metros, houve uma diminuição das temperaturas e um bom ajuste com as medidas de reflectância da vitrinite.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 71 – Resultados para a modelagem assumindo uma sequência cronológica para as intrusões no poço 1-BRSA-1221-MA, com um intervalo entre as soleiras de 30.000 anos.



Nota: Com maior intervalo de tempo entre as intrusões, foi possível obter uma boa calibração dos dados em quase todo poço, com exceção da porção intermediária da formação. Os volumes de geração de gás são elevados assim como nas demais modelagens.

Fonte: O autor, 2020.

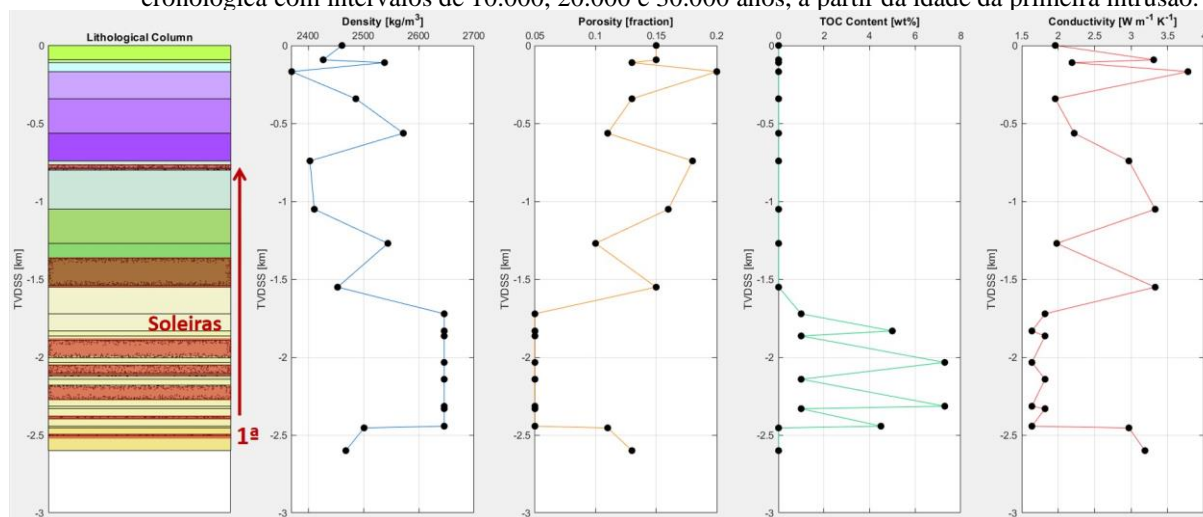
No entanto, na seção intermediária da Formação Pimenteiras, onde estão localizados os intervalos geradores D e C, e também na seção rasa, entre as profundidades de 1.000 a 1.500 metros, as temperaturas calculadas e maturação térmica calculada pela reflectância da vitrinita ainda excedem as medidas e não apresentam bom ajuste de dados (figura 71). O intervalo de tempo entre as intrusões não é suficiente para obter uma diminuição da temperatura nesta zona da Formação Pimenteiras e assim obter um melhor ajuste dos dados.

O quadro de geração, retenção e expulsão de óleo e gás apresentou volumes similares, permanecendo um elevado volume de geração e expulsão de gás, atingindo valores próximos a 122 m³ de gás por m³ de rocha e 0,1 m³ de óleo por m³ de rocha (figura 71).

Sequência cronológica: soleira mais profunda para mais rasa

Nesta etapa, foi atribuída a ordem cronológica inversa para a entrada das distintas intrusões constatadas na área do poço, onde agora a primeira intrusão foi a mais profunda e a última foi a intrusão mais rasa dentro do empilhamento estratigráfico (figura 72).

Figura 72 – Quadro resumido de input para a modelagem em que a intrusão da primeira soleira é a mais profunda e ocorre em 201,25 Ma. Já as outras intrusões das soleiras ocorrem em sequência cronológica com intervalos de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir da idade da primeira intrusão.

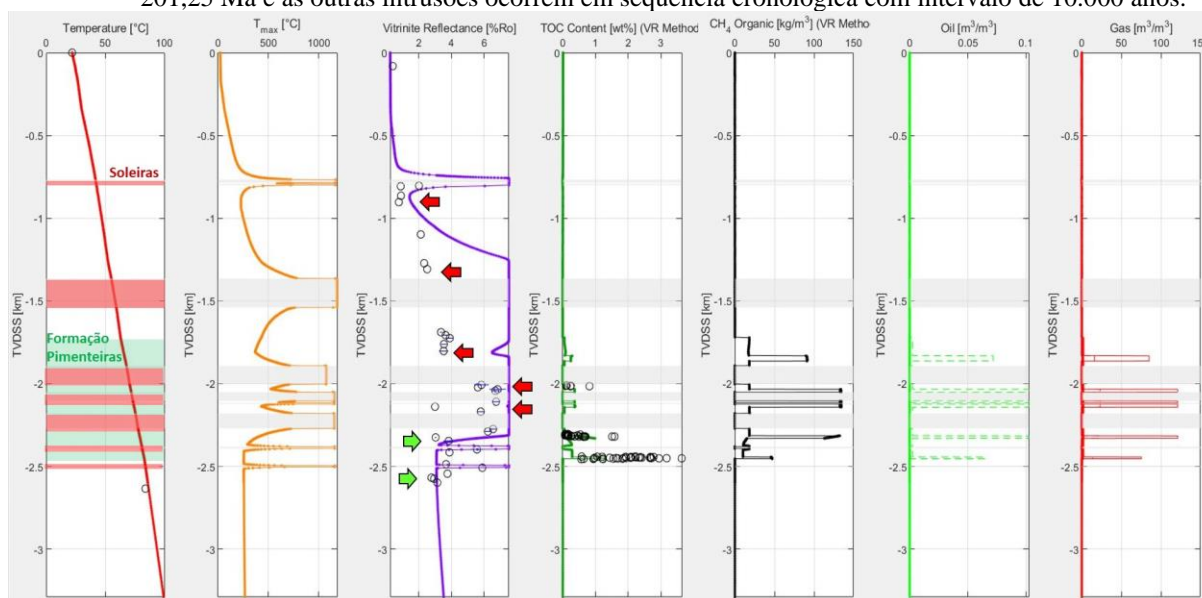


Fonte: O autor, 2020.

Com um intervalo de 10.000 anos entre as soleiras, para esta modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda, observa-se que há um bom ajuste entre as temperaturas e a maturação térmica calculada para a seção basal da Formação Pimenteiras (figura 73). Nas outras seções do poço, as medidas de reflectância da vitrinita não estão calibradas com a

curva calculada na modelagem. Nestas zonas, com este curto intervalo de tempo entre as intrusões, as temperaturas calculadas são mais elevadas e excedem as medidas de calibração. O quadro de geração de gás permanece mostrando grande volume de gás gerado, em torno de 122 m^3 de gás por m^3 de rocha, assim como nas modelagens assumindo a ordem cronológica contrária.

Figura 73 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 10.000 anos.



Nota: Não são obtidas boas calibrações com as medidas de reflectância da vitrinite (indicadas pelas setas vermelhas), mas em relação a simulação em que a primeira intrusão é a mais rasa, nesta simulação já há uma diminuição das temperaturas na seção basal da Formação Pimenteiras e bom ajuste dos dados.

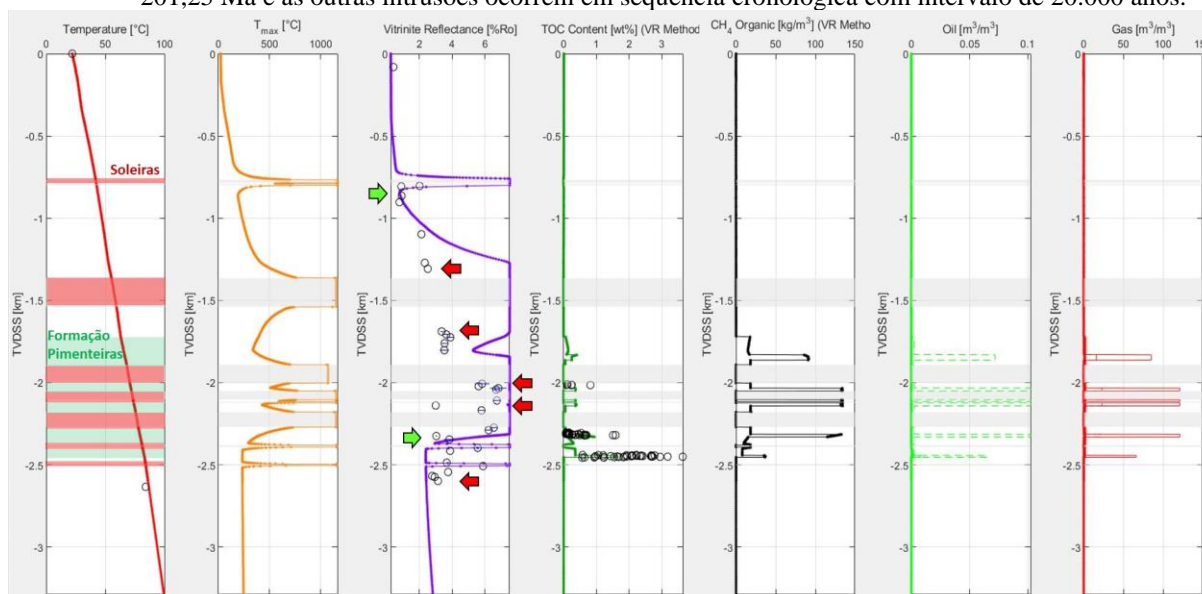
Fonte: O autor, 2020.

Com o aumento do intervalo de tempo entre as múltiplas intrusões do modelo, atribuindo intervalos de 20.000 anos até 30.000 anos (respectivamente figuras 74 e 75), ainda não foram obtidas boas calibrações dos dados de reflectância da vitrinite calculada e medida, na seção superior e intermediária da Formação Pimenteiras. Além disso, na porção basal da formação, onde foram obtidos bons ajustes na modelagem com 10.000 anos de intervalo entre as soleiras, já na simulação com 20.000 anos de intervalo entre as soleiras, houve uma diminuição da influência térmica por parte do conjunto de soleiras intrudidas na formação e perda do ajuste dos dados. Não foram observadas mudanças no quadro de volumes.

Quando comparadas as duas simulações deste poço, em que foram assumidas diferentes ordens das sequências cronológicas para as intrusões, com intervalos de 30.000

anos entre as intrusões, as melhores calibrações tanto para as temperaturas e maturação térmica, quanto para o COT residual calculado, foram obtidas na modelagem em que a primeira intrusão foi a mais rasa e as demais soleiras intrudiram seguindo intervalos de 30.000 anos a partir da primeira soleira (figura 71).

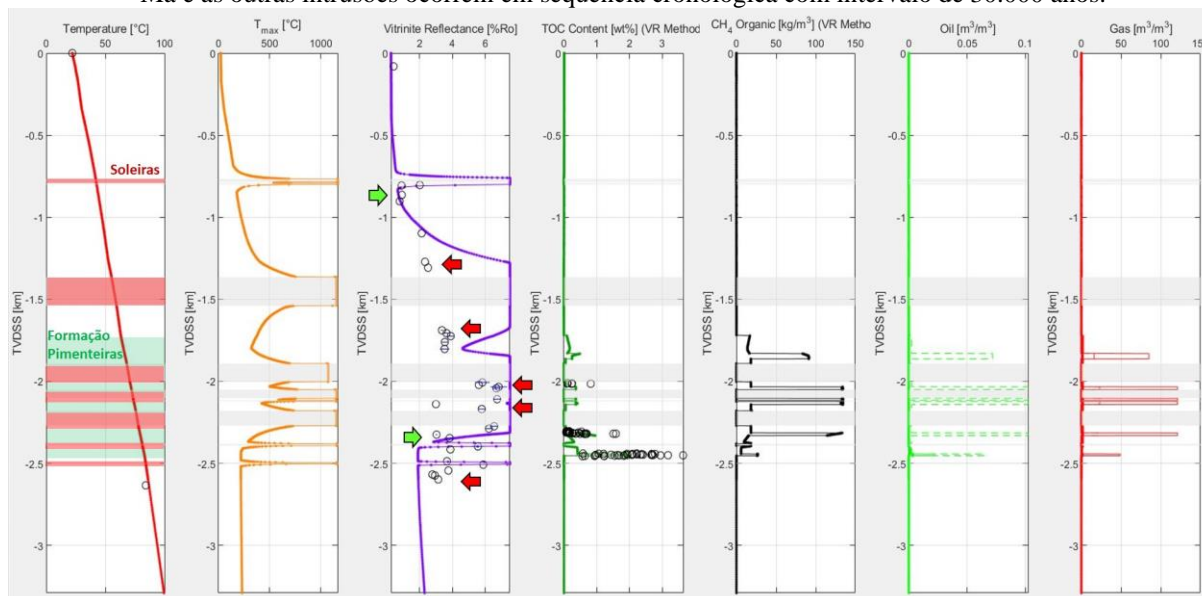
Figura 74 – Resultados para a modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 20.000 anos.



Nota: As temperaturas e a maturação térmica (reflectância da vitrinite calculada) para a porção superior e intermediária Formação Pimenteiras ainda são elevadas. Só foram obtidos bons ajustes na seção abaixo da soleira mais rasa e abaixo da penúltima soleira da Formação Pimenteiras. Também observa-se que há uma queda das temperaturas na porção basal da formação e perda dos ajustes vistos na modelagem com 10.000 anos de intervalo.

Fonte: O autor, 2020.

Figura 75 – Resultados da modelagem onde a intrusão da primeira soleira, a mais profunda, ocorre em 201,25 Ma e as outras intrusões ocorrem em sequência cronológica com intervalo de 30.000 anos.



Nota: As temperaturas e maturação térmica calculada sofreram pequenas mudanças e não foi possível obter boa calibração.

Fonte: O autor, 2020.

Neste poço, não foi possível obter uma boa calibração para todos os intervalos com medida de reflectância da vitrinita e COT, devido provavelmente à limitação dos dados medidos em laboratório. No caso da reflectância da vitrinita, a região mais crítica para conseguir uma boa calibração foi na porção intermediária da Formação Pimenteiras, onde estão concentrados três corpos intrusivos com maiores espessuras e com maior interação dos efeitos térmicos. Conforme observado nos resultados da modelagem com melhor ajuste da história térmica da Formação Pimenteiras, os valores medidos de reflectância da vitrinita, associados à esta região, chegam a mais de 5,0% e a curva de vitrinita calculada mostra valores maiores de 6,0%, em toda a porção entre 2.000 a 2.250 metros de profundidade (anexo G). Sob tão elevadas temperaturas e maturação térmica, há uma limitação na quantificação, qualidade e identificação do material utilizado para interpretação da reflectância da vitrinita.

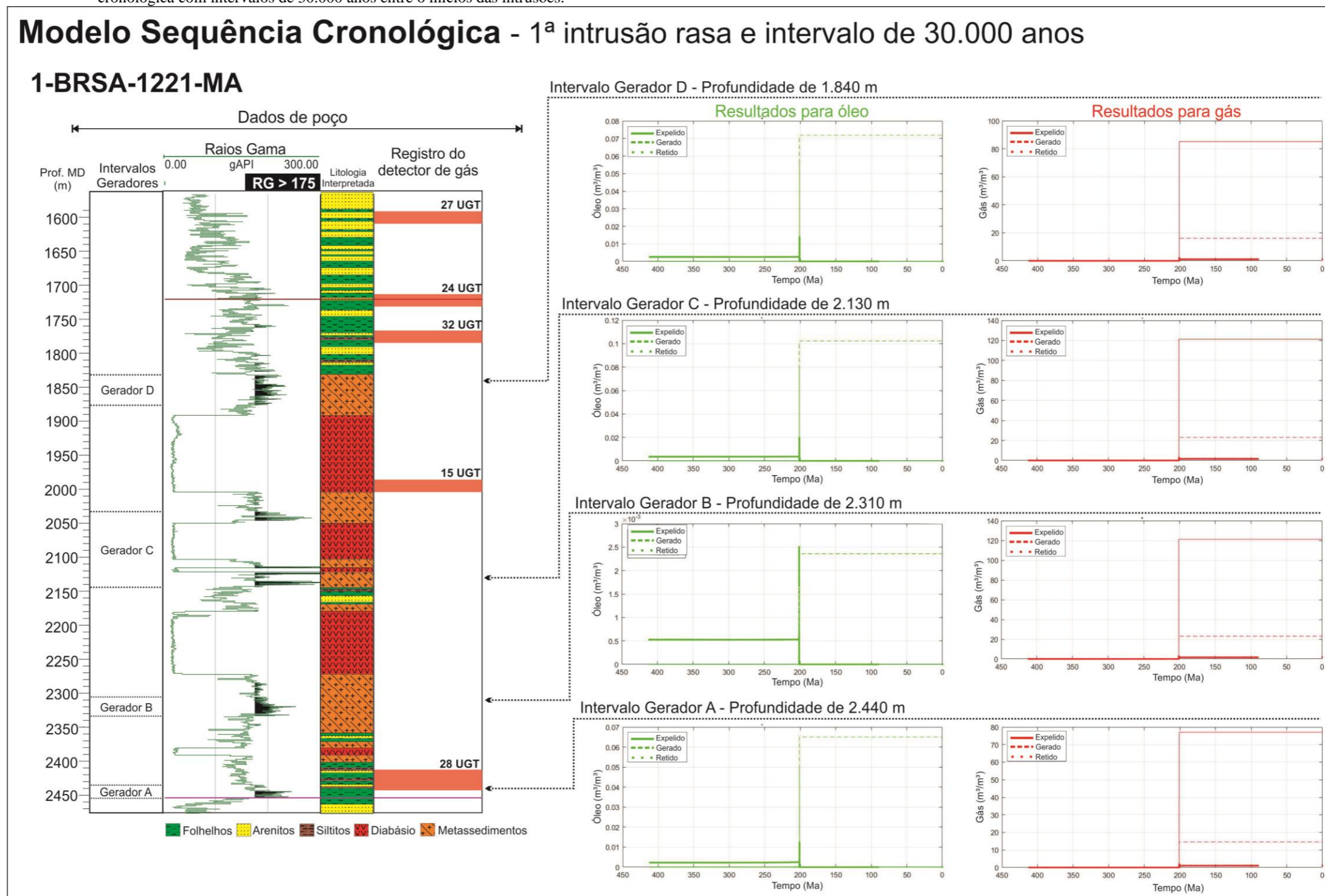
Desse modo, o ajuste alcançado na modelagem é tido como satisfatório para a reconstrução da história de maturação térmica do poço em questão. Para as medidas de reflectância da vitrinita localizadas entre as profundidades de 1.500 a 2.000 metros, destacados na figura 71, os valores de reflectância da vitrinita não mostram coerência e levantam dúvidas quanto a qualidade da medição, já que são observadas medidas com valores

similares de maturação térmica, para amostras localizadas em distâncias relativas à soleira diferentes. São esperados menores valores para reflectância da vitrinita em amostras mais distantes da soleira intrudida na profundidade aproximada de 1.500 metros.

O mesmo foi observado na correlação dos dados de COT residual calculados na modelagem e as medidas obtidas em laboratório. Alguns intervalos foram obtidos bons ajustes entre os dados, no entanto, nos intervalos mais próximos à zona com maior concentração de corpos intrusivos, houve maior dificuldade na calibração. No caso do COT residual, os valores calculados na modelagem são inferiores aos valores de COT residual medidos, o que aventa a possibilidade de que as medidas neste intervalo podem estar superestimadas e mostrando valores mais altos de COT. Na preparação das amostras para as análises geoquímicas, foi observado em algumas amostras, alta contaminação por fluídos de perfuração do poço, que muitas vezes são compostos por parafinas, e podem ter comprometido algumas medições de COT.

Nos quadros evolutivos da geração, retenção e expulsão de óleo e gás, durante o tempo geológico, na profundidade correlacionada aos principais intervalos geradores da formação, para este poço, observa-se que, assim como no cenário de maturação térmica para geração de gás, avaliada no poço 1-OGX-34-MA, todos os intervalos geradores apresentam elevados volumes de gás gerados e expelidos, atingindo volumes de aproximadamente 122 m³ de gás por m³ de rocha. Esta alta influência térmica em toda a seção da Formação Pimenteiras deve-se também a maior quantidade de soleiras, que neste poço, estão concentradas na porção intermediária da formação (figura 76). Da mesma forma, quase todo óleo gerado sofre craqueamento secundário para gás e este gás gerado a partir do craqueamento do óleo, corresponde a maior parcela do volume de gás expelido.

Figura 76 – Quadro evolutivo de geração, retenção e expulsão de óleo e gás para a Formação Pimenteiras e seus principais intervalos geradores, na modelagem em que a primeira intrusão é a mais rasa e as demais seguem sequência cronológica com intervalos de 30.000 anos entre o inícios das intrusões.

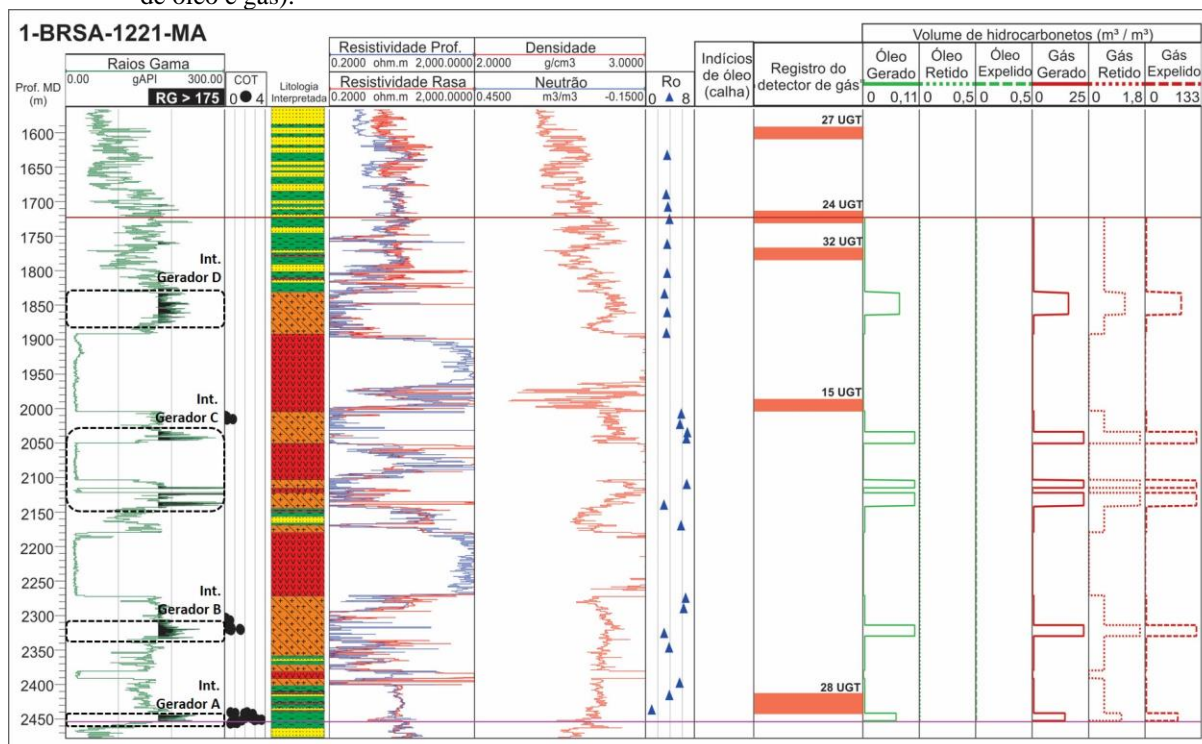


Nota: Pode ser observado que em quase todos os intervalos geradores, há um grande volume de gás gerado e expelido (grande parte pelo craqueamento secundário). No poço foram constatados poucos indícios de gás no registrador durante a perfuração e não estão associados aos intervalos geradores.

Fonte: O autor, 2020.

Quando comparados os resultados da modelagem com os indícios de gás constatados no poço, através dos registros de gás durante a perfuração, as zonas com acumulações de gás calculadas pela modelagem estão associadas aos principais intervalos geradores, já no poço, foram vistos poucos indícios de gás e este pequeno volume, está retido em diferentes intervalos na Formação Pimenteiras e em outras formações mais rasas (figura 77).

Figura 77 – Correlação composta pelos dados da modelagem final para o poço 1-PGN-1-MA (cenário de geração de óleo e gás).



Nota: Os resultados da modelagem mostram que grande parte do volume de gás gerado é expelido, já no poço são constatados poucos indícios e não estão associados aos intervalos geradores, indicando a efetiva expulsão desse gás da Formação Pimenteiras.

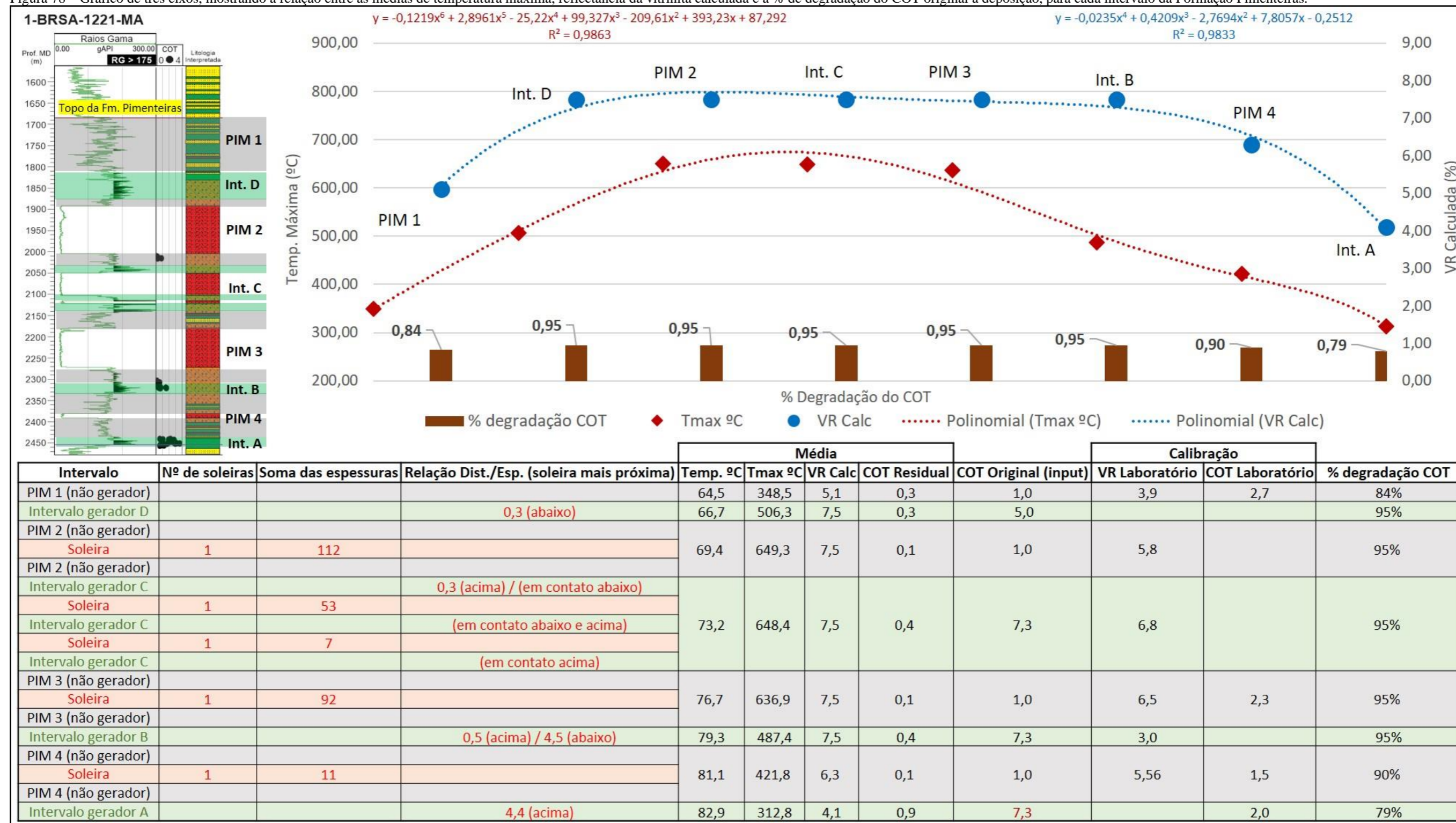
Fonte: O autor, 2020.

No gráfico da figura 78, onde estão correlacionadas as variações de temperatura, maturação térmica (reflectância da vitrinite calculada) e a porcentagem de degradação do COT original dos diferentes intervalos da Formação Pimenteiras, fica evidente a maior influência térmica em toda a seção da formação, observado através das elevadas temperaturas e maturação térmica, refletidos na forma convexa da linha de tendência e nos valores de porcentagem de degradação do COT, predominantemente em torno de 95% para todos os intervalos.

Dentro do cenário avaliado na modelagem deste poço, onde há uma maior maturação térmica e provável senilidade dos intervalos geradores, buscou-se entender o motivo do baixo volume de gás constatado na rocha geradora (Formação Pimenteiras), o que é diferente de muitos outros poços. Nesse contexto, os resultados obtidos na modelagem mostram que grande parte do volume de gás gerado pelo craqueamento secundário do óleo e o volume de gás gerado a partir do querogênio, é expelido da formação, restando somente uma pequena parte que fica retido na rocha geradora (figura 76 e 77). Ao final do período de geração e expulsão do gás gerado, devido às elevadas temperaturas em que toda a formação foi submetida, por conta da grande quantidade de corpos intrusivos, o produto foi uma rocha geradora próxima a senilidade, conforme observado na alta degradação do COT (figura 78).

No entanto, ainda existe a possibilidade do craqueamento avançado das menores frações de hidrocarbonetos, incluindo o metano (CH_4), que ainda geram dúvidas quanto a temperatura necessária para o craqueamento total deste produto de altos estágios de maturação térmica e geração de gás seco.

Figura 78 – Gráfico de três eixos, mostrando a relação entre as médias de temperatura máxima, reflectância da vitrinita calculada e a % de degradação do COT original à deposição, para cada intervalo da Formação Pimenteiras.



Nota: O gráfico mostra altas temperaturas e maturação térmica associadas a maior degradação do COT original, para quase toda a Formação Pimenteiras, atingindo até 95%.

Fonte: O autor, 2020.

5 DISCUSSÃO

Os resultados obtidos nas análises geoquímicas mostram que os intervalos geradores da Fm. Pimenteiras possuem boa distribuição na bacia e com boa a excelente qualidade a matéria orgânica, visto por valores de carbono orgânico total atingindo até 7,3%. Os valores de COT são residuais devido a influência térmica das soleiras, o que leva a interpretação de que os teores de carbono orgânico total podem ser ainda mais elevados para os intervalos geradores, nesta região mais concentrada no depocentro da bacia.

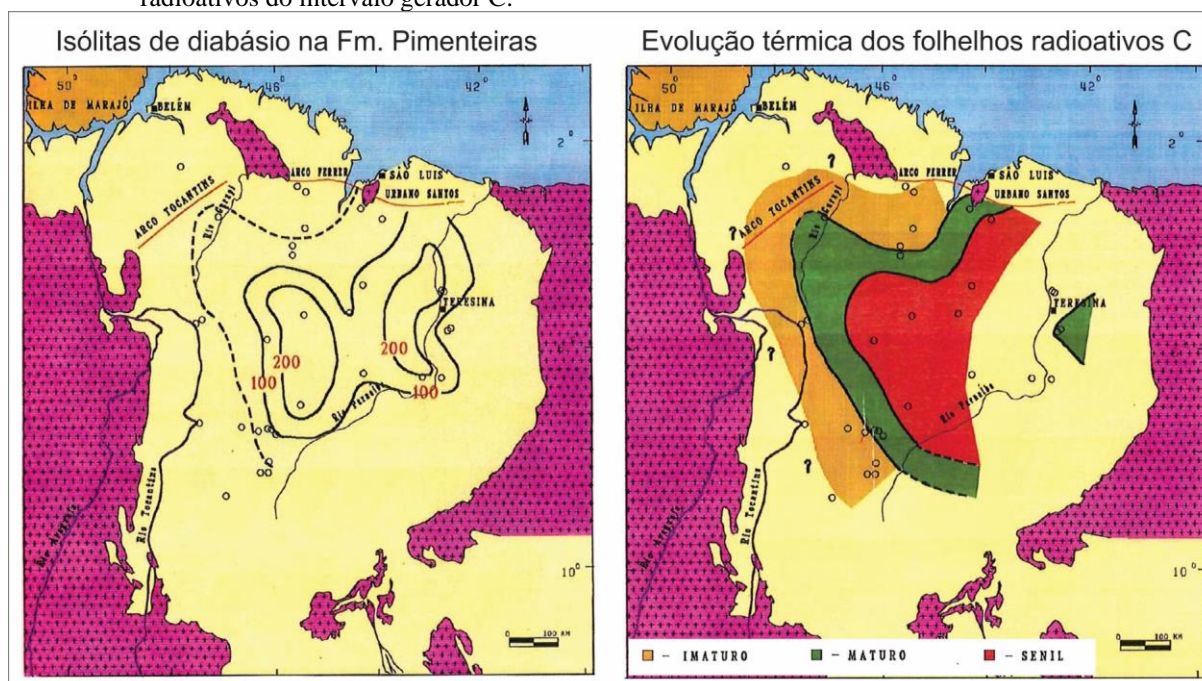
As condições de maturidade termal observadas para os principais intervalos geradores da Formação Pimenteiras, através dos resultados das análises de reflectância de vitrinita indicam grande variabilidade da influência dos diferentes corpos intrusivos na rocha geradora, apresentando uma evolução de maturação térmica da região noroeste da área de estudo, para a região sudeste, passando pelos principais campos de gás, localizados na região central da Bacia do Parnaíba. Nos mapas de maturidade térmica (figuras 25 e 26), os valores de reflectância da vitrinita variam de menos de 1,0%, à noroeste, atingindo valores na média de 2,0% na região dos principais campos de gás, e valores mais elevados que 2,5%, na porção sudeste da área de estudo. Esta evolução da maturação térmica, indica um maior potencial para geração de óleo na região norte/noroeste e quanto mais para a região centro-sudeste, a Formação Pimenteiras alcança estágios mais avançados de geração de gás, atingindo provavelmente o estágio senil da matéria orgânica em determinadas áreas da região (figura 27).

No trabalho de RODRIGUES (1995), o autor através da caracterização dos intervalos geradores e de sua evolução térmica na Bacia do Parnaíba, definiu que em termos de conteúdo orgânico, os folhelhos radioativos do intervalo gerador C, seriam os mais ricos em matéria orgânica e também com as melhores proporções de hidrogênio, o que seriam os mais adequados para geração de hidrocarbonetos.

Quanto a evolução térmica, se for levar em conta somente o soterramento, grande parte dos intervalos geradores alcançaram o estágio inicial de geração de hidrocarbonetos e provavelmente, tiveram um volume de geração insuficiente para propiciar uma acumulação. Para isso, o efeito térmico das rochas intrusivas presentes na Formação Pimenteiras (principal rocha geradora) ou próximas à ela, são de extrema importância para a maturação adequada e uma efetiva geração de hidrocarbonetos.

Utilizando dados de reflectância da vitrinita de amostras da Formação Pimenteiras, em diferentes poços espalhados pela bacia, RODRIGUES (1995) gerou uma mapa da evolução térmica para os folhelhos radioativos do intervalo gerador C, onde são observados resultados semelhantes ao obtido neste trabalho, em que os intervalos geradores mostram uma maior evolução térmica em direção ao centro da bacia (figura 79). Esta interpretação possui uma correlação direta à quantidade de soleiras de diabásio intrudidas na Formação Pimenteiras, conforme explicitadas no mapa de RODRIGUES (1995) e no mapa gerado por este estudo (figuras 79 e 81).

Figura 79 – Mapas de insólitas de diabásio na Formação Pimenteiras e de evolução térmica para os folhelhos radioativos do intervalo gerador C.



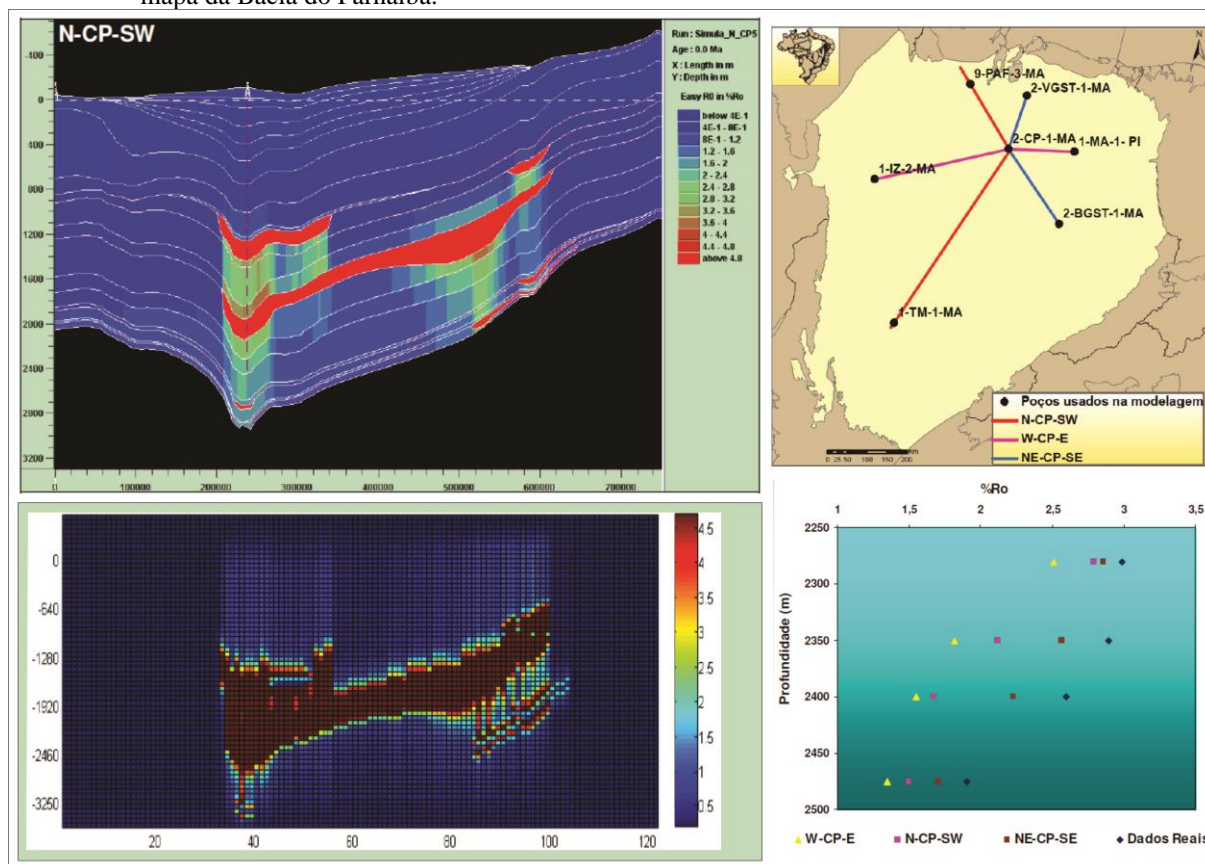
Fonte: Modificado pelo autor de RODRIGUES, 1995.

Buscando um maior conhecimento da estruturação térmica da Bacia do Parnaíba e a evolução da maturação térmica dos intervalos geradores, o estudo de modelagem 1D e 2D realizado por FERNANDES, R. F. (2011), mostrou que somente o fluxo térmico do embasamento não seria suficiente para o estágio de maturação térmica atingido pelas rochas geradoras, sendo portanto, um efeito térmico conjunto, envolvendo não só o fluxo térmico do embasamento, mas também a grande influência térmica das abundantes rochas intrusivas.

De maneira similar ao estudo de RODRIGUES (1995), através dos dados de reflectância da vitrinita calculada pela técnica de Easy%Ro, comparados e calibrados por dados medidos em laboratório, foram de certa forma corroboradas as áreas da bacia com os

diferentes estágios de maturação térmica para as rochas geradoras e o maior potencial para geração de gás na região central da bacia (figura 80).

Figura 80 – Modelagem térmica bidimensional avaliando os efeitos de intrusões ígneas na maturação térmica, através do modelo Easy%Ro, na seção N-CP-SW, localizada e identificada pela linha vermelha no mapa da Bacia do Parnaíba.

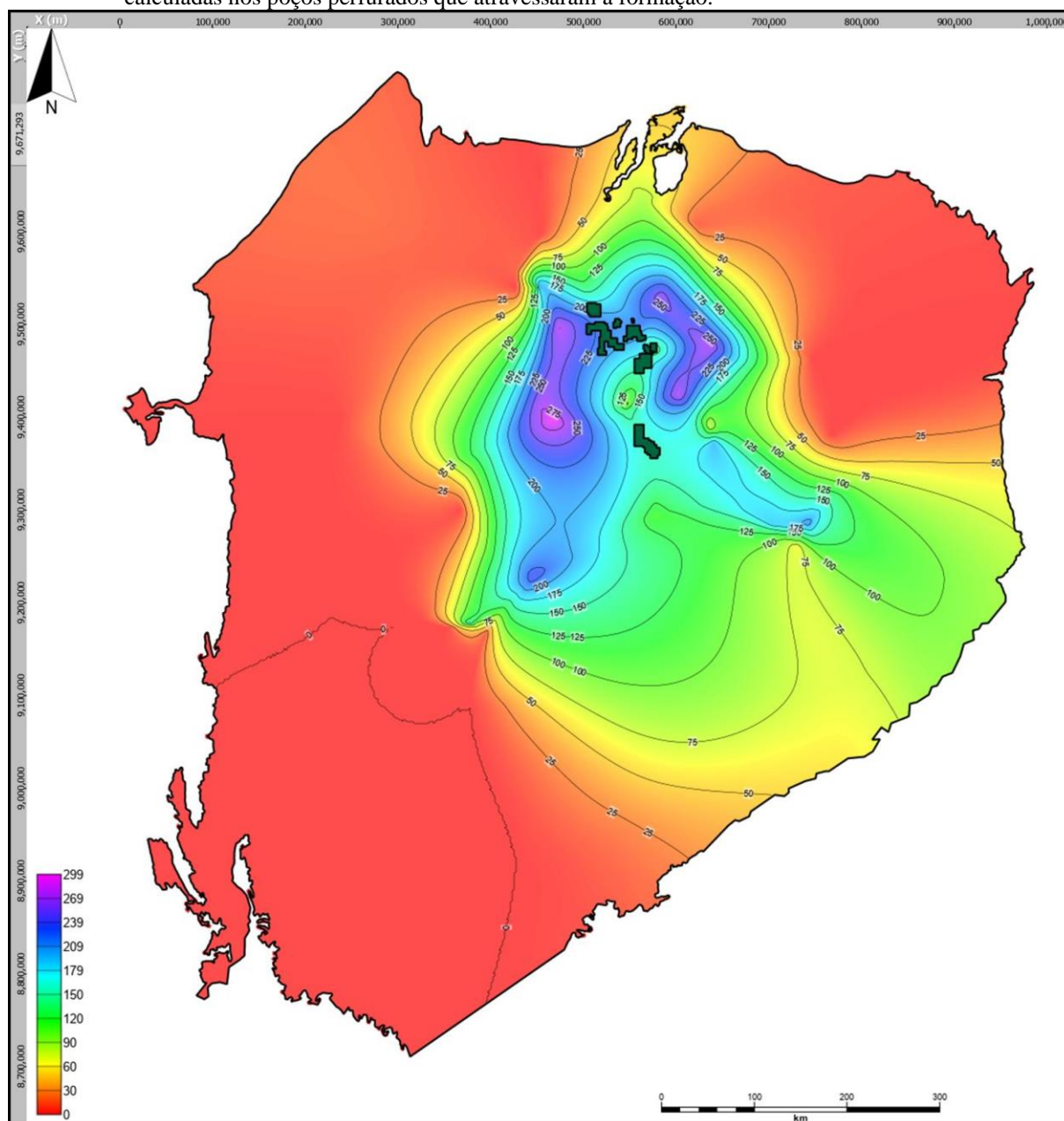


Nota: No canto direito inferior da imagem está a comparação dos índices de reflectância da vitrinite com os dados reais obtidos em laboratório.

Fonte: modificado de Fernandes, R. F., (2011) e Rodrigues (1995)..

A elevada maturação térmica associada, principalmente ao intervalo gerador C, que possui as maiores espessuras e altos valores de carbono orgânico total, e à área das maiores acumulações de gás, pode configurar uma zona de maior volume de hidrocarbonetos gerados (associado a denominada cozinha de geração), com predomínio de geração de gás seco.

Figura 81 – Mapa do somatório das espessuras das soleiras de diabásio intrudidas na Formação Pimenteiras, calculadas nos poços perfurados que atravessaram a formação.



Legenda: Destacado pelos polígonos em verde escuro, são os principais campos de gás.

Nota: Pode ser observado que os campos de gás estão numa faixa definida por espessuras de soleiras entre 150 a 210 metros, dentro da Fm. Pimenteiras e potencialmente, numa região de maturação térmica mais elevada com geração de gás.

Fonte: O autor, 2020.

Estes resultados baseados na caracterização dos intervalos geradores e estágios de maturação térmica, através de dados de conteúdo orgânico e reflectância da vitrinita medidos em dados de poços, propiciam interpretações quanto à geração de hidrocarbonetos, porém existem certas limitações na reconstrução da história do craqueamento e geração de óleo e gás na rocha geradora. Até mesmo, a falta de um banco de dados robusto, cobrindo uma região considerável da bacia, é uma das maiores restrições para generalizar as interpretações na

bacia. Desse modo, a modelagem numérica de sistema petrolífero, utilizando estes dados de poços, para tentar reproduzir e correlacionar a história térmica e produto final da geração e migração de hidrocarbonetos das rochas geradoras na bacia, se torna uma boa alternativa para obter um maior conhecimento das características do sistema petrolífero.

Buscando avançar neste conhecimento, neste trabalho, foram realizadas modelagens 1D para diferentes cenários, seguindo as características de maturação térmica e tipo de hidrocarbonetos observados em poços da área, avaliadas através das análises geoquímicas debatidas anteriormente. No cenário 1, foi feita a modelagem 1D no poço 1-PGN-1-MA, representando a região norte-noroeste da área de estudo, com maior potencial para geração de óleo. Já no cenário 2, o poço escolhido foi o 1-OGX-34-MA, localizado na área dos campos de gás e assim, representando a região central onde teria potencial exclusivo para geração de gás. E, por último, o poço 1-BRSA-1221-MA, em que é interpretado com maturação térmica para geração de gás, mas já em estágio senil dos principais intervalos geradores.

Dentre os três cenários, a quantidade de corpos intrusivos na Formação Pimenteiras não variam de forma tão discrepante, mostrando um somatório de espessura de soleiras de 198 metros no poço 1-PGN-1-MA, 202 metros no poço 1-OGX-34-MA e 275 metros no poço 1-BRSA-1221-MA. De certa forma, o total de espessura de soleiras intrudidas na formação, não foi, de maneira isolada, o parâmetro mais sensível para obter a melhor reconstrução da história térmica nas modelagens realizadas neste trabalho. A influência das espessuras das soleiras são mais estudadas para definição das auréolas de contato ao redor das soleiras. Neste trabalho não foram avaliadas as auréolas de metamorfismo de modo a definir as distâncias alcançadas pelas auréolas, em relação a espessura das soleiras, utilizando os dados da modelagem.

Diversos estudos propõem diferentes parâmetros controlando as auréolas de contato associadas as intrusões nas rochas geradoras, conforme descrito na tabela 3. Tanto os parâmetros relacionados as rochas ígneas, como o tipo de magmatismo, espessura da intrusão, temperatura e profundidade da intrusão, quanto os parâmetros das rochas encaixantes, como as propriedades petrofísicas, composição litológica e temperatura, são fatores determinantes para o raio de influência termal na rocha geradora e o volume de hidrocarbonetos gerados. As auréolas de contato podem abranger diferentes extensões na rocha encaixante, de acordo com a variação destes parâmetros citados, mas em geral, são observadas auréolas variando de metade até três vezes a espessura da intrusão (CIOCCARI, G. M. & MIZUSAKI, A. M. P., 2019).

Tabela 3 – Compilação bibliográfica com as principais informações das aureólas de contato, de acordo com os diferentes dados de modelagem e características das áreas de estudo.

Referência	Dados de Modelagem	Técnica Utilizada	Espessura da Intrusão (m)	Auréola de Contato (%)	Tipo de Intrusão	Litologia da Rocha Encaixante
Aarnes et al. (2011)	T-F-R-Ro-	V-COT-RE	15,5	130-200	Soleira	Folhelho Negro
Aghaei et al. (2015)		V-Mi-EL	1	50-200	Dique	Lama Carbonosa
Alalade & Tyson (2013)		COT-RE-Da	*	-	Soleira	Folhelho
Agirrezabala et al. (2014)		V-Mi-COT-RE	9,86	40 ^a	Soleira	Lamito
Barker & Bone (1995)		Vb-Da	2,2	500%	Dique	Carbonato Metamórfico
Barker et al. (1998)	T-F-Lc	V	0,06 – 40	30–150 ^a	Dique	Argila/sedimentos
Bishop & Abbott (1993)		COT-RE-CG	0,9	100 ^b	Dique	Siltito
Bishop & Abbott (1995)	T	V-COT-RE-GC	0,3–3,0	30–70 ^a	Dique	Folhelho/Folhelho Siltoso
Brown et al. (1994)	T-Ro	V	40–60	150 ^a	Soleira	Folhelho/Carbonato
Bostick & Pawlewicz (1984)		V	3,6–10,4	75–100 ^a	Dique	Folhelho/Carbonato
Clayton & Bostick (1986)		V-RE-GC-Da	1,3	~50 ^a	Dique	Siltito
Cooper et al. (2007)		V-COT-Da	0,15–1,8	75–110 ^a	Soleira	Carvão/Folhelho Negro
Dow (1977)		V	~180	200 ^a	Soleira	-
Drits et al. (2007)		Mi	0,5–80	~70 ^b	Soleira	Lamito
Dutrow et al. (2001)	T-F-R	COT-Da	11	35–55 ^b	Dique	Carbonato/Siltito
Etuk et al. (2008)		COT	-	-	Dique	Lamito
Finkelman et al. (1998)		V-RE-EL-Mi	1,5	~35 ^a	Dique	Carvão/Coque
Fjeldskaar et al. (2008)	T-Ro	V	118,5	~150 ^c	Soleira	Silte/Folhelho/Arenito
Galushkin (1997)	T-F-Lc-Ld-Ro	V	0,9–118,5	55–170 ^a	Soleira/Dique	Folhelho Negro/Silte
George (1992)		V-RE-GC-Da	3,5	~70 ^a	Dique	Silte/Folhelho
Gilbert et al. (1985)		GC	3,5	~160 ^b	Soleira	Folhelho Oleigeno
Golab et al. (2007)		Mi-EL-Da	~0,1–3	~200 ^a	Dique	Carvão
Gröcke et al. (2009)		V-Da	1,2–1,5	~100 ^a	Dique	Carvão
Gurba & Weber (2001)		V-EL	120-160	~50-120 ^a	Soleira	Carvão
Jaeger (1959)	T-F-LV		-	100 ^c	-	-
Leythaeuser et al. (1980)		COT-LC-GC-R	-	-	Soleira?	Marga
Litvinovski et al. (1990)	T-LM-P		500	>>10 ^b	Dique	Argila/Pumice
Mastalerz et al. (2009)		V-Da	>1,2	~50 ^a	Dique	Carvão
Meyers & Simoneit (1999)		COT-RE-Da	1,5	~60 ^b	Soleira	Carvão
Othman et al. (2001)		V-RE-GC	0,40–15,7	-	Soleira	Lamito
Perregaard & Schiener (1979)		V-GC	4,5	~50 ^a	Dique	Folhelho
Peters et al. (1983)		V-RE-GC	0,2–15	50–70 ^a	Soleira	Folhelho Negro
Polynsky & Reverdatto (2006)	T-LM-F-R		280	10–70 ^c	Soleira	Areia/Siltito
Quadros (1976)		Da	~75-240	150-300 ^b	Soleira/Dique	-
Raymond & Murchison (1988)		V	50–118,5	~100–200 ^a	Soleira	Folhelho/Silte/Carbonato
Rodrigues & Quadros (1982)		V-Da-GC	4,89	~140 ^{ab}	Soleira	Folhelho Negro
Rodriguez-Monreal et al. (2009)	T-Ro-HC	V-RE-GC	110–600	50–100 ^a	Soleira	Folhelho Negro
Santos et al. (2009)	T	Mi-EL-ICE	13	~90 ^b	Soleira	Carbonato/ Folhelho Negro
Saxby & Stephenson (1987)		COT-GC-Da	3	~50 ^b	Soleira	Folhelho Oleigeno
Simoneit et al. (1978, 1981)		V-COT-GC-Da	0,2–15	40–50 ^a	Soleira	Folhelho Negro
Snyman & Barclay (1989)		V	-	50–1400 ^a	Soleira/Dique	Carvão
Souza et al. (2008)		ICE	13	5000%	-	-
Stewart et al. (2005)		Ro-Mi-EL	10,1	~120 ^{ac}	Dique	Carvão
Svensen et al. (2007)		V-COT-RE	80	~30 ^a	Soleira	Folhelho Negro/Folhelho
Sweeney & Burnham (1990)	T-Ro	V	10,4	~100 ^{ac}	Dique	Folhelho
Wang et al. (1989)	T	V-Da	*	-	Soleira	Lamito/Siltito/Arenito
Wang et al. (2012)	T-F-LC-LD-LM-LV	ICE	13	~400 ^{bc}	Soleira	Carbonato/ Folhelho Negro
Wang & Song (2012)	T-F-LC-LD-LM-LV		69	~30-50 ^c	Soleira	Lamito
Wang et al. (2013)	T-F-LC-LD-LM-LV	R-Ro-COT	0,9	75 ^c	Dique	Siltito
Ujiié (1986)		R-COT-EL-Da	17,5	~30-60 ^{ab}	Dique	Siltito Turfaceo
Xu et al. (2014)		V-Da-Mi	*	-	Soleira	Carvão
Zhang et al. (2015)		V-Da-Mi	0-160	-	Soleira	Carvão
Zhu et al. (2007)		V-GC-Da	50	~20 ^a	Soleira	Lamito Negro

Legenda: Modelagem: T – Modelo térmico; F – Efeito de Fluido; LC – Calor Latente de Cristalização; LD – Calor Latente de Desidratação; LM – Calor Latente de Fusão da Rocha Encaixante; LV – Calor Latente de Vaporização; R – Reações Mineraias; Ro – Modelo da Vitrinita; HC – Modelagem Geoquímica; P – Modelagem de Pressão; Me – Mecânica de Falha, Dados: V – Refletância da Vitrinita; Vb – Refletância do Betume; ICE - Índice de Coloração de Esporos; COT – Carbono Orgânico Total; RE – Pirólise Rock-Eval; GC – Cromatografia Gasosa e/ou Biomarcadores; Da – Dados Adicionais; Mi – Dados Mineraias; EL– Análise Elementar, Auréola: Baseada no perfil da Vitrinita; Baseado em Outras Técnicas; Baseado em Resultados de Modelagem. OBS.: * Poço com várias intrusões

Fonte: modificado de CIOCCARI, G. M. & MIZUSAKI, A. M. P. (2019).

Apesar do conhecimento da relação das aureólas de contato com as espessuras das rochas intrusivas gerarem informações e estimativas relevantes quanto a influência térmica na rocha encaixante, para a geração atípica de hidrocarbonetos, outros fatores como a influência termal de múltiplas intrusões são determinantes no sistema petrolífero (AARNES *et al.*, 2011 e CIOCCARI, G. M. & MIZUSAKI, A. M. P., 2019). O efeito térmico proporcionado por múltiplas intrusões na rocha geradora potencializam as reações de degradação da matéria orgânica, aumentam a maturação e podem elevar a geração de hidrocarbonetos em até 30% em relação a zonas da rocha geradora sob influência térmica de uma única soleira ou mais de uma soleira, só que distantes entre si. Além disso, através de modelagens, foi observado que o efeito térmico ocasionado por múltiplas intrusões não está restrito somente as aureólas de contato, mas também em outras porções mais distantes das soleiras (AARNES *et al.*, 2011).

Os poços 1-PGN-1-MA e 1-OGX-34-MA apresentam um total de espessura de soleiras intrudidas na Formação Pimenteiras quase igual, no entanto, o quadro de maturação térmica, tipo e volume de hidrocarbonetos gerados são bem distintos. No poço 1-PGN-1-MA, próximo as soleiras os valores de reflectância da vitrinita indicam que os intervalos geradores atingiram maturação térmica de fase inicial para geração de gás (em torno de 1,2%), sendo observados indícios de gás nos registros de perfuração. Ao se afastar das soleiras, os intervalos geradores mais distantes das soleiras, mostram valores de reflectância da vitrinita para geração de óleo (0,7% de Ro) e indícios de óleo em amostras de calha do poço. Por outro lado, no poço 1-OGX-34-MA, mesmo com espessuras similares de soleiras, os valores de reflectância da vitrinita estão indicando que toda a Formação Pimenteiras está na janela de geração de gás (valores de 1,7 a 1,9% de Ro) e são observados elevados volumes de gás retidos na formação.

Essa diferença no quadro de maturação térmica e geração de hidrocarbonetos, é parcialmente atribuída a variação das distâncias relativas das soleiras em relação aos intervalos geradores da Formação Pimenteiras. O espalhamento das soleiras no interior da formação, exercem controle no grau de maturação térmica e conseqüentemente, na geração de hidrocarbonetos (figuras 45 e 62). Já no caso do poço 1-BRSA-1221-MA, a maior quantidade de soleiras, totalizando 275 metros de espessura total e a localização das soleiras próximas aos principais intervalos geradores, potencializando o efeito térmico através destas múltiplas soleiras, foram determinantes para o mais elevado estágio de maturação térmica, sofrendo intenso processo de metagênese, com alta degradação do carbono orgânico (em torno de 95%).

Em todos os cenários foram adotadas como formas de avaliação, a modelagem onde supostamente, não teriam soleiras na área dos poços, outra simulação em que todas as soleiras presentes nos poços intrudiram simultaneamente nas rochas sedimentares e simulações nas quais as soleiras intrudiram seguindo uma sequência cronológica, com intervalos de tempo de 10.000, 20.000 e 30.000 anos, a partir do momento da entrada da primeira soleira. Nesta última configuração da modelagem nos poços, ainda foram realizadas simulações atribuindo uma ordem das intrusões, onde a primeira soleira foi a mais profunda na coluna estratigráfica e outra, em que a primeira soleira a intrudir foi a mais rasa, tendo as outras soleiras intrudindo conforme os intervalos de tempo citados anteriormente.

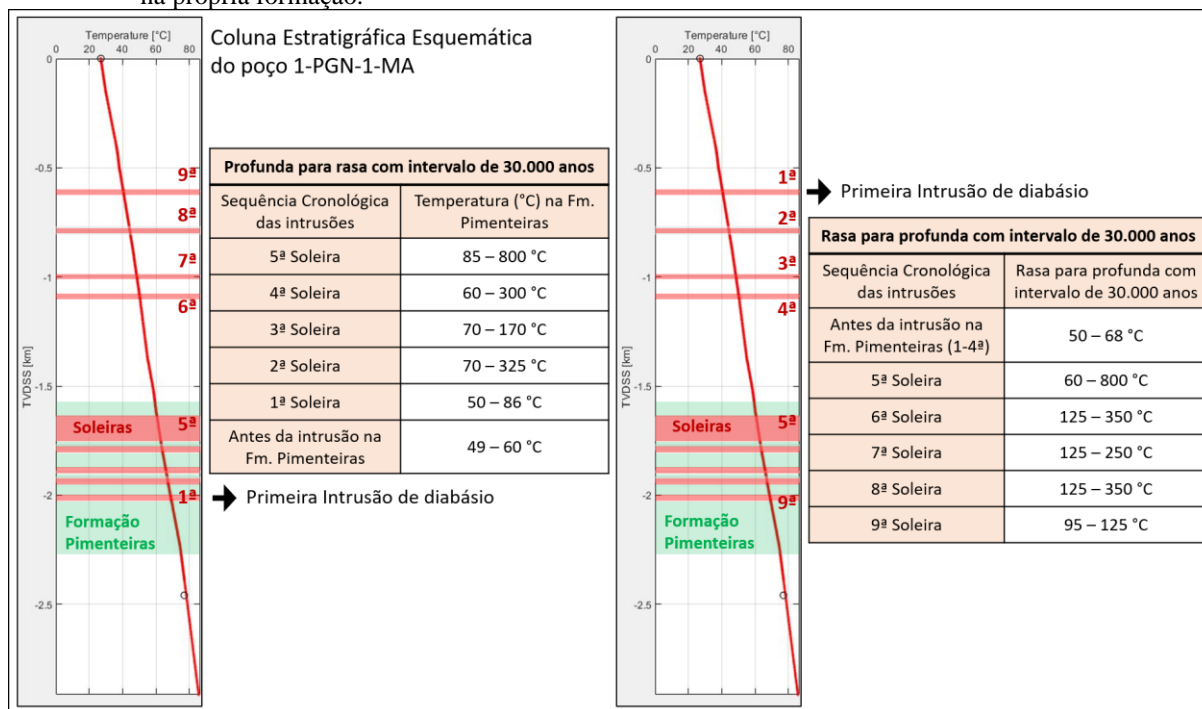
Os resultados obtidos para estas modelagens realizadas nos diferentes cenários de maturação térmica e geração de hidrocarbonetos, indicaram que no cenário 1 e 2, a simulação com a melhor calibração com os dados de carbono orgânico total e reflectância da vitrinita, foi a modelagem em que as intrusões das soleiras na área do poço, ocorreram seguindo uma sequência cronológica, sendo a primeira intrusão a mais profunda e as demais intrudindo com intervalos de 30.000 anos. Já para o cenário 3, a modelagem com melhor calibração foi também a que segue uma sequência cronológica para a entradas das soleiras, com intervalos de 30.000 anos entre elas, a partir da primeira. No entanto, neste cenário, a simulação que obteve o melhor ajuste para a história térmica, foi a modelagem assumindo que a primeira intrusão foi a mais rasa.

Além dos fatores já discutidos anteriormente, estes resultados das diferentes simulações considerando a ordem e o intervalo de tempo entre as múltiplas soleiras intrudidas na seção sedimentar da bacia, apontam para um dos parâmetros de maior sensibilidade no ajuste da história da evolução da maturação térmica da Formação Pimenteiras, que é o pré condicionamento térmico da rocha encaixante, antes da entrada das soleiras.

Para a análise comparativa, foram avaliadas as temperaturas atingidas pela Formação Pimenteiras no momento antes da entrada das soleiras na formação e no momento referente a 100 anos após a entrada das diversas soleiras no poço 1-PGN-1-MA, tanto na modelagem em que a primeira intrusão é a mais rasa, quanto na modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda e as demais são intrudidas seguindo intervalos de 30.000 anos. Este momento no tempo de 100 anos após a entrada das soleiras foi o mínimo intervalo de tempo avaliado nas simulações e tido como mais representativo do momento em que as condições de temperatura alcançada pela formação estavam mais próximas da mínima temperatura de resfriamento, antes da entrada das próximas soleiras na sequência. Na figura 82, estão as

temperaturas medidas na Formação Pimenteiras e que estimam o pré condicionamento térmico da rocha geradora, antes da entrada de cada soleira.

Figura 82 – Comparação das temperaturas na Formação Pimenteiras antes da entrada da primeira soleira na formação e as temperaturas máximas alcançadas pela formação, 100 anos após a entrada das soleiras na própria formação.



Nota: Antes da entrada da primeira e demais soleiras na Formação Pimenteiras, na modelagem onde a primeira soleira é a mais profunda, o pré condicionamento térmico apresenta menores temperaturas, resultando numa história de evolução térmica de mais baixa temperatura, comparada com a outra modelagem, onde a primeira soleira é a mais rasa.

Fonte: O autor, 2020.

Primeiramente, vale ressaltar que em nenhum dos cenários, a modelagem em que é considerada a entrada das soleiras simulatâneas, obteve uma boa calibração com os dados de reflectância da vitrinita e carbono orgânico total, o que sugere ser improvável esta cronologia para a ocorrência do grande volume magmático e responsável pela evolução da maturação térmica na bacia.

Na modelagem em que a primeira intrusão é a mais rasa, devido ao aporte de energia térmica e aumento do fluxo de calor associado à presença de outras quatro soleiras nas unidades estratigráficas mais rasas, antes da entrada da primeira soleira na Formação Pimenteiras, as temperaturas da formação já foram elevadas em cerca de 10° C, atingindo uma variação de temperaturas internas da formação de 56 a 68 °C. Estas temperaturas não são suficientes para promover a maturação térmica e colocar a formação em plena janela de geração de hidrocarbonetos, no entanto, cria um pré condicionamento térmico ao elevar a

temperatura, provocando um mais alto estágio de maturação da rocha geradora durante a sequência de entrada das demais intrusões. As temperaturas atingem valores na ordem de 800 °C próximo às soleiras e em zonas com influência de múltiplas soleiras. Durante maior parte do tempo, conforme ocorre a sequência de intrusões, as temperaturas ficam em torno de 125 a 350 °C.

Já na modelagem em que a primeira intrusão é a mais profunda, está primeira intrusão está inserida na Formação Pimenteiras e as condições de temperatura na formação, antes da entrada da soleira, não apresentam nenhuma influência térmica do magmatismo, sendo somente a temperatura do gradiente geotérmico associado ao soterramento. Nestas condições, a variação das temperaturas internas da Formação Pimenteiras estão entre 49 a 60°C. A evolução térmica da formação, a partir da sequência de entrada das demais soleiras, com intervalo de 30.000 anos, mostram temperaturas menores comparadas à modelagem onde outras soleiras foram inseridas na coluna estratigráfica, previamente a entrada das soleiras na própria Formação Pimenteiras (figura 82). As temperaturas atingem valores na ordem de 800 °C próximo às soleiras e em zonas com influência de múltiplas soleiras. No entanto, devido a ordem das intrusões e o pré condicionamento térmico, durante maior parte do tempo, conforme ocorre a sequência de intrusões, as temperaturas ficam em torno de 70 a 325 °C.

Em ambas as modelagens, o intervalo de tempo de 30.000 anos não foi suficiente para o total resfriamento das rochas encaixantes, mas este intervalo de tempo foi adotado como satisfatório para a calibração do modelo. Além disso, os efeitos térmicos provocados pela interação das múltiplas intrusões foram elevados, independente da ordem e intervalo de tempo atribuído aos modelos. Do ponto de vista da maturação térmica e geração de hidrocarbonetos, as elevadas temperaturas provocaram um alto craqueamento secundário, gerando volumes consideráveis de gás, a partir do óleo gerado em estágios iniciais de maturação.

Outros estudos já obtiveram resultados e interpretações indicando a maior sensibilidade da temperatura da rocha encaixante previamente a entrada das rochas intrusivas, no aumento do fluxo de calor e conseqüentemente, maior efeito térmico na maturação de rochas geradoras. AARNES *et al.* (2010) observaram que, por exemplo, a variação de 50°C na temperatura da rocha encaixante, possui maior influência no raio de alcance da auréola de contato das rochas intrusivas, do que uma mesma variação de 50°C na temperatura da rocha da intrusão. Sendo assim, sugerindo que a profundidade da intrusão e o gradiente geotermal da bacia, são fatores importantes no fluxo de calor na seção sedimentar e no total de hidrocarbonetos gerados.

HANSON, R. B., & BARTON, M. D. (1989), utilizando modelagens 2D para o estudo da história térmica e grau de metamorfismo associado a um intenso magmatismo intrusivo, constataram para o cenário de intrusões simultâneas, um aumento significativo das temperaturas das rochas encaixantes, em relação ao cenário onde a soleira mais velha possui tempo para resfriamento, previamente a entrada de soleira mais nova, atingindo o dobro da temperatura. Na reconstrução da história térmica da região, observou que os efeitos térmicos causados pela maior interação entre as diversas intrusões, provocaram um aumento no gradiente geotérmico regional em pelo menos 10°C/km.

Assim como outros estudos de modelagens, neste trabalho interpreta-se que além dos efeitos térmicos na evolução da maturação na Formação Pimenteiras, provocados pelo pré condicionamento das temperaturas, outro fator que influencia na diferenciação das diferentes modelagens e no melhor ajuste da história térmica, é o intervalo de tempo entre as intrusões. Nas modelagens dos poços, inicialmente, foram adotadas um intervalo de 10.000 anos para a sequência de entrada das soleiras, seguindo a ordem em que a primeira era a mais rasa e depois, a primeira era a mais profunda. Com este pequeno intervalo de tempo, não foi possível obter bons resultados de calibração entre a maturação térmica calculada (%Ro) e as medidas de reflectância da vitrinite obtidas para as amostras dos poços. Seguindo com o aumento do intervalo de tempo para 20.000 anos e posteriormente, 30.000 anos, este último maior intervalo de tempo entre as distintas soleiras, possibilitou uma aproximação da real história térmica da seção sedimentar e de maturação da rocha geradora na região estudada.

No caso do poço 1-BRSA-1221-MA, onde são encontradas múltiplas intrusões no interior da Formação Pimenteiras e soleiras com maiores espessuras, nem mesmo o intervalo de tempo de 30.000 anos entre a entrada das soleiras na formação, foi suficiente para obter uma boa calibração de temperatura e maturação térmica na seção sedimentar, onde há uma maior interação dos efeitos térmicos provocados pelas múltiplas intrusões (figura 74).

Os resultados obtidos nas modelagens mostraram que a ordem e o intervalo de tempo entre as intrusões possuem grande importância e impacto na história de evolução térmica da bacia. As temperaturas máximas alcançadas pela Formação Pimenteiras e conseqüentemente, o estágio de maturação térmica e tipo de hidrocarbonetos gerados, tiveram influência direta dos efeitos térmicos causados pela quantidade e proximidade das soleiras, além do maior intervalo de tempo para resfriamento das rochas e queda do fluxo térmico (HANSON, R. B., & BARTON, M. D., 1989). O controle destes parâmetros na modelagem é determinante para obter a história térmica mais adequada e melhores estimativas do volume de hidrocarbonetos gerados (AARNES *et al.*, 2010).

6 SÍNTESE: IMPLICAÇÕES NO SISTEMA PETROLÍFERO

O sistema petrolífero da Bacia do Parnaíba possui todas as características do sistema petrolífero denominado de atípico, onde a maturação térmica da principal rocha geradora representada pela Formação Pimenteiras, é proporcionada pelos elevados efeitos térmicos das abundantes rochas intrusivas no interior da formação. Os resultados obtidos neste trabalho, através da modelagem 1D de três poços perfurados na bacia, representando cada poço um cenário de estágio de maturação térmica dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras, ajudaram a corroborar o impacto dos efeitos térmicos causados pelas intrusões de soleiras e a caracterizar a geração de hidrocarbonetos.

A quantidade e espessuras das soleiras, distância relativa aos intervalos geradores, pré concionamento térmico das rochas encaixantes, ordem das intrusões e o intervalo de tempo entre a entrada das soleiras, todos estes parâmetros foram interpretados como determinantes na história térmica e no volume e tipo de hidrocarbonetos obtidos no final do processo de geração. De maneira geral, o quadro evolutivo de geração, retenção e expulsão de hidrocarbonetos resultante da modelagem da maturação térmica dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras, para todos os cenários, mostrou que é esperada uma maior geração de gás em zonas próximas às soleiras e uma maturação térmica para geração de óleo, em zonas mais distantes. Grande parte deste gás é proveniente do craqueamento secundário do óleo para gás, principalmente, nas zonas onde há o efeito térmico adicional por múltiplas intrusões. Além disso, os intervalos geradores com maior influência dos efeitos térmicos provocados pelas soleiras, possuem os maiores volumes de gás gerados e expelidos da formação.

Seguindo a mesma avaliação feita para as temperaturas máximas nos momentos da entrada das soleiras na Formação Pimenteiras, agora foi realizada uma avaliação detalhada para os resultados de geração, retenção e expulsão de hidrocarbonetos, no intervalo de tempo de 30.000 anos, associados aos efeitos térmicos após a entrada das soleiras. O objetivo foi obter um quantitativo e uma definição dos hidrocarbonetos gerados, retidos e expelidos pela Formação Pimenteiras, em cada momento que corresponde aos efeitos térmicos de cada soleira, de maneira isolada no tempo.

O poço escolhido também foi o 1-PGN-1-MA, que mostrou maturação térmica e geração de óleo e de gás na perfuração e nos resultados da modelagem. A avaliação dos resultados foi baseada na modelagem que mostrou melhor calibração para a história de evolução térmica, onde a primeira intrusão é a mais profunda e as demais seguem uma

sequência de intrusão com intervalo de 30.000 anos, a partir da entrada da primeira (quadro 1). Além disso, os volumes totais de óleo e gás gerados, retidos e expelidos para a Formação Pimenteiras na posição do poço avaliado, foram obtidos através do método de integral de Riemann, calculados para cada intervalo da formação, durante a evolução da geração no tempo.

Quadro 1 – Dados referentes a idade de entrada das soleiras e a sequência de entrada, com intervalos de 30.000 anos, a partir da entrada da primeira soleira, que é a mais profunda na coluna estratigráfica.

Soleiras	Profundidade do topo (m)	Espessura (m)	Idade da intrusão (Ma)
Resfriamento total da seção sedimentar			0
Soleira 1	607	5	201,01
Soleira 2	767	42	201,04
Soleira 3	992	5	201,07
Soleira 4	1085	4	201,1
Soleira 5	1638	116	201,13
Soleira 6	1765	35	201,16
Soleira 7	1887	14	201,19
Soleira 8	1914	30	201,22
Soleira 9	2012	3	201,25

Fonte: O autor, 2020.

O quadro 2 mostra o quadro dos volumes de óleo e gás gerados, retidos e expelidos da formação, para os diferentes momentos no tempo, para a modelagem em que a primeira intrusão é a mais rasa e as demais soleiras seguem intervalos de 30.000 anos entre as intrusões. Para representar os volumes de hidrocarbonetos calculados em cada intervalo de tempo entre as soleiras, foram atribuídos momentos no tempo que correspondem ao intervalo de tempo após a entrada da respectiva soleira.

Quadro 2 – Quadro de volumes de óleo e gás gerados, retidos e expelidos da Formação Pimenteiras, nos distintos momentos no tempo, para a modelagem do poço 1-PGN-1-MA.

Momento	Intervalo de tempo (Ma)	Óleo			Gás		
		Gerado	Retido	Expelido	Gerado	Retido	Expelido
9º	201,01 a 0,0	8,89	1,41	3,88	1138,82	327,77	4777,43
8º	201,04 a 201,01	8,89	1,41	3,88	1138,50	327,47	4774,75
7º	201,07 a 201,04	8,89	1,41	3,88	1138,94	327,96	4777,09
6º	201,010 a 201,07	8,88	1,41	3,87	1138,69	327,65	4777,32
5º	201,13 a 201,10	4,48	0,93	0,11	894,27	193,10	4523,85
4º	201,16 a 201,13	4,19	0,71	0,08	868,62	179,95	4399,67
3º	201,19 a 201,16	3,93	0,83	0,08	810,75	119,06	4116,33
2º	201,22 a 201,19	3,94	0,83	0,08	812,71	119,16	4127,77
1º	201,25 a 201,22	0,15	0,67	0,07	13,73	12,03	20,93

Fonte: O autor, 2020.

O 1º momento corresponde a entrada da primeira soleira na Formação Pimenteiras, que ocorre em 201,25 Ma. Neste momento pouco volume de óleo e gás são gerados, devido a pouca espessura e influência térmica provocada por esta soleira na formação. Com a entrada da segunda soleira na formação, com 30 metros de espessura, ocorre o primeiro pico de geração de óleo e gás, totalizando um volume de 3,94 m³ de óleo e 812,7 m³ de gás gerados na formação. Deste volume de óleo gerado, uma pequena parcela é retido e expelido da formação, cerca de 0,83 m³ e 0,08 m³, respectivamente. Já no quadro de geração de gás, um alto volume de gás é calculado com potencial para ser expelido da formação, com um volume de 4,127 m³ de gás expelidos, valor este bem superior ao volume de gás gerado. Esta diferença de volume entre o gás gerado e expelido é em razão do grande volume de gás gerado e expelido, através do craqueamento secundário do restante do óleo gerado nos estágios iniciais de maturação e que não ficou retido, nem foi expelido da formação.

Nos momentos seguintes, até o 5º momento no tempo, devido a pouca espessura das respectivas soleiras, não houve geração de volumes significativos de óleo e gás. Já a partir da entrada da última soleira na Formação Pimenteiras, com a maior espessura de 116 metros, representada pelo 6º momento, no quadro 2, ocorre um segundo pico de geração de óleo e gás, onde o volume de óleo dobrou, atingindo um volume de 8,88 m³ de óleo e um aumento do volume de gás gerado, com cerca de 1.138,69 m³. O grande diferencial deste segundo pico de geração, é o volume de óleo retido e expelido da formação. No primeiro pico de geração, quase nenhum volume ficou retido ou foi expelido, sendo quase todo o volume de óleo gerado, transformado para gás pelo craqueamento secundário. Já neste segundo pico de geração, cerca de 1,41 m³ de óleo ficou retido e 3,87 m³ foi expelido da formação. Além

disso, houve um aumento do volume de gás gerado a partir do craqueamento do querogênio (primário), no entanto, diferente do primeiro pico de geração, apenas uma pequena parcela do óleo gerado sofreu craqueamento secundário para gás. O volume de gás expelido calculado neste segundo pico está em torno de 4.777,32 m³, com uma adição de 649 m³ de gás, em relação ao primeiro pico de geração, sendo boa parte desse volume interpretado como proveniente do craqueamento secundário.

Ao final da sequência de intrusões constatadas no poço, os volumes totais de óleo gerados, retidos e expelidos calculados são 8,89 m³ de óleo gerado, 1,41 m³ de óleo retido e 3,88 m³ de óleo expelidos da formação. No quadro de gás, foram calculados 1.138,82 m³ de gás gerados, 327,77 m³ de gás retidos e 4.777,43 m³ de gás expelidos da formação.

Estes diferentes picos de geração e produtos gerados estão relacionados com o conteúdo de matéria orgânica disponível e a maturação térmica dos intervalos geradores e geração de hidrocarbonetos.

Assumindo estes volumes finais para a história de evolução térmica na área do poço 1-PGN-1-MA, é possível estimar que no primeiro pico de geração de óleo e gás, está associado aos intervalos mais próximos as soleiras, com pouco óleo ficou retido ou foi expelido e cerca de 77% do óleo gerado sofreu craqueamento secundário para gás. No segundo pico de geração, houve um incremento de 55% de volume de óleo, sendo que 44% deste óleo gerado foi expelido da formação e 16% ficou retido, devido a maior distância das soleiras e preservação do conteúdo de matéria orgânica, durante o primeiro pico de geração. Já os resultados para gás, o segundo pico de geração, mostrou um incremento de 29% no volume de gás gerado e apenas 11% de gás expelido proveniente do craqueamento secundário. Portanto, na história de evolução térmica para este poço, são interpretados dois picos de geração, sendo o primeiro com maior volume de gás gerado e expelido da formação, e o segundo com maior geração, retenção e expulsão de óleo. De maneira geral, grande parte do óleo gerado sofre craqueamento secundário para gás.

Os resultados obtidos nos poços em que foram realizadas as modelagens neste trabalho, mostraram características importantes da evolução térmica dos intervalos geradores da Formação Pimenteiras, que é a principal rocha geradora para as acumulações de gás descobertas na Bacia do Parnaíba. A sensibilidade no quadro de volumes de óleo e gás gerados, retidos e expelidos da formação, está muito relacionada aos principais parâmetros avaliados como determinantes na maturação térmica da rocha geradora e geração atípica de hidrocarbonetos. Na visão exploratória, esta relação entre uma maturação térmica e geração de hidrocarbonetos adequada para obter uma expulsão eficiente de volumes suficientes para

uma acumulação comercial, se mostra como um dos maiores desafios do sistema petrolífero atípico. Sendo assim, o principal impacto desse estudo é o maior conhecimento do controle exercido pela quantidade de soleiras intrudidas na rocha geradora, suas espessuras e distâncias relativas aos intervalos geradores, o pré condicionamento térmico das rochas encaixantes antes da entrada das soleiras e a ordem cronológica das intrusões, no sistema petrolífero atípico da Bacia do Parnaíba.

CONCLUSÕES

A partir de análises geoquímicas de diversos poços na Bacia do Parnaíba, foram caracterizadas a qualidade, distribuição e preservação da matéria orgânica dos principais intervalos geradores da Formação Pimenteiras, localizados na Bacia do Parnaíba. O objetivo foi utilizar as interpretações destes dados para auxiliar na escolha de poços em áreas com diferentes estágios de maturação térmica e geração de hidrocarbonetos, para depois serem realizadas modelagens 1D para estes poços.

Foram realizadas modelagens nos poços 1-PGN-1-MA, 1-OGX-34-MA e 1-BRSA-1221-MA, representando três cenários de maturação térmica e hidrocarbonetos constatados nos poços, sendo, respectivamente, o cenário de maturação térmica para geração de óleo e gás, maturação térmica para geração somente de gás e por último, o cenário onde a maturação térmica é mais elevada, com provável senilidade da rocha geradora.

A modelagem para os poços 1-PGN-1-MA e 1-OGX-34-MA, com os melhores ajustes para a história de maturação térmica, calibrada pelas medidas de reflectância da vitrinita e conteúdo de carbono orgânico total, foi a que assumiu uma sequência cronológica da entrada das soleiras, em que a primeira intrusão foi a mais profunda na coluna estratigráfica e as demais soleiras entraram seguindo intervalos de 30.000 anos, a partir da entrada da primeira soleira. Já o poço 1-BRSA-1221-MA, mostrou um resultado melhor para a modelagem assumindo também a sequência cronológica das soleiras, mas na ordem inversa, onde a primeira intrusão foi a mais rasa. De maneira geral, as modelagens que tiveram melhores resultados para os três poços, mostraram boa correlação com os indícios de óleo e gás constatados na perfuração dos poços.

O estudo mais detalhado das diferentes simulações geradas nos poços, apontou que os principais parâmetros que influenciam na história de maturação térmica da Formação Pimenteiras e conseqüentemente, nos resultados de geração, retenção e expulsão de hidrocarbonetos são as quantidades e espessuras das intrusões, as distâncias relativas aos intervalos geradores, o pré condicionamento térmico da rocha geradora e a ordem cronológica das intrusões.

Os resultados obtidos no quadro de geração, retenção e expulsão de óleo e gás sugerem que estes parâmetros controlam diretamente o volume de óleo e gás gerados e expelidos da formação. Nas zonas próximas das soleiras ou em regiões onde ocorre interação dos efeitos térmicos de múltiplas soleiras, o craqueamento secundário do óleo gerado em

estágios iniciais para gás, é mais elevado e quase sua totalidade é calculado como potencialmente expelido da formação. Já nas zonas mais distantes das soleiras, ainda são observados volumes consideráveis de geração de óleo e gás, mas a maior parcela do volume de óleo gerado é retido ou expelido da formação e diminui o craqueamento secundário. Numa visão mais detalhada do processo de geração e migração de hidrocarbonetos no sistema petrolífero atípico, o sequenciamento de entradas das soleiras na rocha geradora, provocam diferentes momentos de maior geração e potencial migração de óleo e gás. Aparentemente, estes processos ocorrem num curto intervalo de tempo e aumenta a complexidade da relação ideal de maturação e geração de hidrocarbonetos, para propiciar condições também ideais para obter uma expulsão mais efetiva da rocha geradora e gerar acumulações comerciais.

Mesmo havendo limitações nas interpretações, devido a quantidade e qualidade dos dados, além das limitações do software de modelagem, a modelagem 1D é uma ferramenta de estudo importante, que ajuda na melhor interpretação do sistema petrolífero e proporciona estimativas de volumes e tipos de hidrocarbonetos esperados em áreas pouco conhecidas de bacias sedimentares.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O sistema petrolífero atípico ígneo-sedimentar que representa o resultado de sucesso exploratório da Bacia do Parnaíba, possui características variadas e de alta complexidade, quando se avalia a influência térmica ocasionada pelo grande volume de corpos intrusivos e o quadro de geração e migração de hidrocarbonetos associados ao sistema. São necessárias avaliações criteriosas de diferentes parâmetros, como litologia e composição da rocha encaixante, espessura e posição dos corpos intrusivos na estratigrafia, qualidade e distribuição da rocha geradora, além de boas medidas de propriedades térmicas e geoquímicas para calibração dos modelos térmicos e de geração e migração de hidrocarbonetos.

Um dos pontos mais críticos e que necessitam maior entendimento é a carga, que está associada ao volume de hidrocarbonetos gerados e necessários para promover a migração e preenchimento das estruturas, neste tipo de sistema petrolífero atípico.

Neste trabalho, houve limitações de dados, a exemplo da necessidade de maior quantidade de análises de reflectância da vitrinita, pois é importante no aprimoramento da calibração da história térmica. No entanto, mesmo com uma menor quantidade de dados do que o esperado, foi possível atingir o objetivo de maneira satisfatória, que era caracterizar os efeitos térmicos causados pelas intrusões de diabásio na maturação dos intervalos geradores da Fm. Pimenteiras (Devoniano) e, conseqüentemente, suas implicações na geração e migração de hidrocarbonetos, através da modelagem 1D.

As conclusões obtidas acerca do sistema petrolífero atípico da Bacia do Parnaíba, como o grande volume de gás gerado em zonas com maior interação dos efeitos térmicos por múltiplas intrusivas e a maior probabilidade de acumulações de óleo em determinadas porções da bacia, são algumas informações que auxiliam nas atividades exploratórias, aprimorando a avaliação de novos prospectos e agregam conhecimento para a análise crítica da geração e migração deste sistema petrolífero.

Para trabalhos futuros, seria aconselhável obter uma maior quantidade de análises geoquímicas, que incluem COT, pirólise e reflectância da vitrinita, não só para os intervalos geradores, mas também nas outras porções da Formação Pimenteiras, já que ainda não são tão bem caracterizadas de maneira extensiva na bacia. Com uma maior quantidade de dados, realizar a modelagem 1D em outros poços distribuídos na bacia e adicionar a modelagem 2D, onde podem ser consideradas outras formas de fluxo térmico, incluindo a movimentação de fluídos no sistema (convecção). Os resultados da modelagem 2D, provavelmente vão mostrar

um cenário mais detalhado de geração e migração de hidrocarbonetos e proporcionar conhecimento de rotas de migração e zonas propícias para acumulação dos hidrocarbonetos gerados e migrados.

REFERÊNCIAS

- AARNES, L. *et al.* Contact metamorphic devolatilization of shales in the Karoo Basin, South Africa, and the effects of multiple sill intrusions. **Chemical Geology**, v.281, n.3–4, p.181-194, 2011.
- AARNES, L.; SVENSEN, H.; CONNOLLY, J. A. D.; PODLADCHIKOV, Y. Y. How contact metamorphism can trigger global climate changes: Modeling gas generation around igneous sills in sedimentary basins. **Geochimica et Cosmochimica Acta**, v. 74, Issue 24, p. 7179-7195, 2010.
- AL DUHAILAN, M.; SONNENBERG; S. A.; LONGMAN M. Analyzing Beef Fractures: Genesis and Relationship with Organic-Rich Shale Facies. **Unconventional Resources Technology Conference**, San Antonio, Texas, URTEC-2151959-MS, 18 p, 2015.
- ALLEN, P. A.; ARMITAGE, J. J., Cratonic Basins, in *Tectonics of Sedimentary Basins: Recent Advances*, edited by BUSBY, C. e AZOR, A., John Wiley, Ltd, Chichester, U. K., 2011. doi:10.1002/9781444347166.ch30
- ARMITAGE, J. J.; ALLEN, P. A. Cratonic basins and the long-term subsidence history of continental interiors, **J. Geol. Soc. London**, 167, 61–70, 2010.
- ATHY, L. F. Density, Porosity and Compaction of Sedimentary Rocks. **Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists (AAPG Bulletin)**, v. 14, n. 1, p 1-24, 1930.
- BAKSI, A. K.; ARCHIBALD, D. A. Mesozoic igneous activity in the Maranhão province, northern Brazil: ⁴⁰Ar/³⁹Ar evidence for separate episodes of basaltic magmatism. **Earth and Planetary Science Letters**, v. 151, n. 3-4, p. 139-153, 1997.
- BASKIN, D. K. Atomic H/C ratio of kerogen as an estimate of thermal maturity and organic matter conversion. **Am. Assoc. Pet. Geol. Bull**, v. 81, n. 9, p. 1437-1450, 1997.
- BELLAHSEN, N.; DANIEL, J. M.; BOLLINGER, L.; BUROV, E. Influence of viscous layers on the growth of normal faults: Insights from experimental and numerical models, **J. Struct. Geol.**, v. 25, n. 9, p. 1471-1485, 2003. doi:10.1016/S0191-8141(02)00185-2
- BRITO NEVES, B. B.; FUCK, R. A.; CORDANI, U. G.; THOMAZ, A. Influence of basement structures on the evolution of the major sedimentary basins of Brazil: a case of tectonic heritage. **Journal of Geodynamics**, v. 1, p. 495–510, 1984.
- BRITO NEVES B. B.; SANTOS E. J.; SCHMUS W. R. Q. Tectonic history of the Borborema Province. In: CORDANI, U. G., MILANI, E. J., THOMAZ FILHO, A. & CAMPOS, D. A. (Eds). **Tectonic Evolution of South America. 31st International Geological Congress**, Rio de Janeiro, p. 151-182, 2000.
- CACACE, M.; SCHECK-WENDEROTH, M. Why intracontinental basins subside longer: 3-D feedback effects of lithospheric cooling and sedimentation on the flexural strength of the lithosphere, **J. Geophys. Res. Solid Earth**, 121, 3742–3761, 2016. doi:10.1002/2015JB012682

CAPUTO, M. V. Stratigraphy, tectonics, paleoclimatology and paleogeography of northern of Brazil, p. 583. Tese (Doutorado em Geologia), Universidade da Califórnia, Santa Barbara, Califórnia, 1984.

CAROZZI, A. V.; FALKENHEIN, F. U. H.; CARNEIRO, R. G.; ESTEVES, F. R.; CONTREIRAS, C. J. A. Análise ambiental e evolução tectônica sinsedimentar da seção siluroeocarbonífera da bacia do Maranhão. **Petrobras CENPES, (Série Ciência – Técnica – Petróleo. Seção de Exploração de Petróleo no 7)**, Rio de Janeiro, p. 48, 1985.

CIOCCARI, G. M.; MIZUSAKI, A. M. P. Sistemas petrolíferos atípicos nas bacias paleozoicas brasileiras - uma revisão. **GEOCIÊNCIAS (SÃO PAULO. ONLINE)**, v. 38, p. 367-390, 2019.

COBBOLD, P. R.; ZANELLA, A.; RODRIGUES, N.; LØSETH, H. Bedding-parallel fibrous veins (beef and cone-in-cone): worldwide occurrence and possible significance in terms of fluid overpressure, hydrocarbon generation and mineralization. **Marine and Petroleum Geology**, v. 43, p. 1-20, 2013.

CORDANI, U. G.; D'AGRELLA-FILHO, M. S.; BRITO NEVES, B. B.; TRINDADE, R. I. F. Tearing up Rodinia: the Neoproterozoic paleogeography of South American Cratonic Fragments. **Terra Nova**, v. 15, n. 5, p. 350–359, 2003.

CORDANI, U. G.; TEIXEIRA, W.; D'AGRELLA, M. S.; TRINDADE, R. I. The position of the Amazonian Craton in supercontinents. **Gondwana Research**, v. 15, n. 3-4, p. 396–407, 2009.

CUNHA, P.R.C.; BIANCHINI, A.R.; CALDEIRA, J.L.; MARTINS, C.C. Parnaíba Basin – the awakening of a giant. **11th Simpósio Bolivariano – Exploracion Petrolera em las cuencas subandinas. Session Nuevas Fronteras I**, Cartagena das Indias, Colômbia, 2012.

CUNHA, F. M. B. Evolução paleozóica da bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico, p. 107. **Dissertação (Mestrado em Geologia)**, Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1986.

DA SILVA, A. J. P.; LOPES, R. C. L.; VASCONCELOS, A.M.; BAHIA, R.B.C. Bacias Sedimentares Paleozóicas e Meso-Cenozóicas Interiores, in: **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil**. L. A. Bizzi, C. Schobbenhaus, R. M. Vidotti e J. H. Gonçalves (Eds.), CPRM, Brasília, 2003.

DALY, M. C.; ANDRADE, V.; BAROUSSE, C. A.; COSTA, R.; MCDOWELL, K.; PIGGOTT, N.; POOLE, A. J. Brasileiro crustal structure and the tectonic setting of the Parnaíba basin of NE Brazil: Results of a deep seismic reflection profile. **Tectonics**, v. 33, 2014. doi: 10.1002/2014TC003632.

DE CASTRO, D. L.; FUCK A. R; PHILLIPS, J. D.; VIDOTTI, R. M.; BEZERRA, F. H. R; DANTAS, L. Crustal structure beneath the Paleozoic Parnaíba Basin revealed by airborne gravity and 660 magnetic data, Brazil. **Tectonophysics**, v. 614, p. 128-145, 2014.

- EIRAS, J. E.; WANDERLEY FILHO, J. R. Sistemas Petrolíferos Ígneo-Sedimentares. *In: 2º Congresso Brasileiro de P&D Em Petróleo & Gás*, Rio de Janeiro, p. 6, 2003.
- FERNANDES, R.F. Estudo da Evolução Termomecânica da Bacia do Parnaíba, p. 102. **Dissertação (Mestrado)** – Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro, 2011.
- FODOR R. V.; SIAL A. N.; MUKASA S. B.; MCKEE E. H. Petrology, isotope characteristics, and K-Ar ages of the Maranhão, northern Brazil, Mesozoic basalt province. **Contributions to Mineralogy and Petrology**, v. 104, p. 555-567, 1990.
- GÓES, A. M. O.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 8, p. 57-67, 1994.
- GÓES, A. M. O.; SOUZA, J. M. P.; TEIXEIRA, L. B. Estágio exploratório e perspectivas petrolíferas da bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 4, p. 55–64, 1990.
- GÓES, A. M. A Formação Poti (Carbonífero Inferior) da Bacia do Parnaíba. **Tese de Doutorado**, Programa de Pós-graduação em Geologia Sedimentar, Universidade de São Paulo, São Paulo, 1995.
- Hanson, R. B.; BARTON, M. D. Thermal development of low-pressure metamorphic belts: Results from two-dimensional numerical models: **Journal of Geophysical Research**, v. 94, p. 10, 363-10, 377, 1989.
- HANTSCHHEL, T.; KAUERAUF, A. I. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. 1 ed. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 2009.
- HOLT, P. J.; ALLEN, M. B.; VAN HUNEN J. Basin formation by thermal subsidence of accretionary orogens, **Tectonophysics**, v. 639, p. 132– 143, 2015.
- IYER, K.; SVENSEN, H.; SCHMID, D. W.: SILLi 1.0: A 1D Numerical Tool Quantifying the Thermal Effects of Sill Intrusions, 2017b. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1035878>
- LI, J.; MA, W.; WANG, Y.; WANG, D.; XIE, Z.; LI, Z; Ma, C. Modeling of the whole hydrocarbon-generating process of sapropelic source rock. **Petroleum Exploration & Development**, v. 45, p. 445–454, 2018. doi:10.1016/S1876-3804(18)30051-X
- KLEIN, E. L.; KOPPE, J. C.; MOURA, C. A. V. Geology and geochemistry of the Caxias gold deposit, and geochronology of the gold-hosting Caxias Microtonalite, São Luís Craton, northern Brazil. **Journal of South American Earth Science**, v. 14, p. 837–849, 2002.
- LIMA, E. A.; LEITE, J.F. Projeto Estudo Global dos Recursos Minerais da Bacia Sedimentar do Parnaíba, Integração Geológico-Metalogenética. Recife, **DNPM/CPRM**, v. 16, 1978 (unpublished report).
- MAGOON, L. B. Identified petroleum systems within the United States in L. B. Magoon, ed., The petroleum system - status of research and methods, 1990: **USGS Bulletin 1912**, p. 2-9,

1989b.

MAGOON, L. B. e DOW, W.G. The petroleum system. In: *The Petroleum System – from Source to Trap*. **American Association of Petroleum Geologists Memoir, AAPG**, v.60, p. 3–24, 1994.

MARZOLI, A.; RENNE, P.R.; PICCRILLO, E.M.; ERNESTO, M.; BELLINI, G.; De MIN, A. Extensive 200-million-year-old continental flood basalts of the Central Atlantic Magmatic Province. **Science**, v. 284, p. 616–618, 1999.

MAZZARINI *et al.*, 2004

MAZZARINI, F.; CORTI G.; MANETTI, P.; INNOCENTI, F. Strain rate and bimodal volcanism in the continental rift: Debre Zeyt volcanic field, northern MER, Ethiopia, **J. Afr. Earth. Sci.**, v. 39 (3–5), p. 415–420, 2004.

MICHELON, D. et al., 2019. Distribution and volume of Mesozoic intrusive rocks in the Parnaíba Basin constrained by well data. **LASI 6 Conference**, 89-90.

MICHELON, D. Interpretação sísmica e geocronológica do magmatismo na porção centro-norte da Bacia do Parnaíba, Brasil, 66 p. **Dissertação (Mestrado em Geologia)**, Curso de Pós-Graduação em Geociências, Instituto de Geociências da Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020.

MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. *Episodes*, v. 22, p. 199–205, 1999.

MIRANDA, F. S. *et al.* Pimenteiras Shale: Characterization of an Atypical Unconventional Petroleum System, Parnaíba Basin, Brazil. In: **AAPG ICE**, Istanbul, AAPG, p. 19, 2014.

MIRANDA, F. S.; VETTORAZZI, A. L.; CUNHA, P. C.; ARAGÃO, F. B.; MICHELON, D.; CALDEIRA, J. L.; PORSCHE, E.; MARTINS, C.; RIBEIRO, R. B.; VILELA, A. F.; CORRÊA, J. R.; SILVEIRA, L. S.; ANDREOLA, K. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, well logs and cores. *Cratonic Basin Formation: A Case Study of the Parnaíba Basin of Brazil*. **Geological Society, London, Special Publications**, 2018. doi.org/10.1144/SP472.15

OLIVEIRA, D.C.; MOHRIAK, W.U. Jaibaras trough: an important element in the early tectonic evolution of the Parnaíba interior sag basin, Northern Brazil. **Marine and Petroleum Geology**, v. 20, p. 351–383, 2003.

OLIVEIRA, A. L. Geologia e Petrologia dos basaltos das formações Mosquito e Sardinha, Bacia do Parnaíba, 79 p. **Dissertação (Mestrado em Geologia)**, Universidade de Brasília, Brasília, 2017.

PERRODON, A.; MASSE P. Subsidence, sedimentation and petroleum systems: **Journal of Petroleum Geology**, v. 7, n. 1, p. 5-26, 1984.

PETERS, K.E., BURNHAM, A.K.; WALTERS, C.C. Petroleum generation kinetics: Single versus multiple heating-ramp open-system pyrolysis: Reply. **AAPG Bulletin** v. 100, p. 690-694, 2016.

PETERSOHN, E. Material Elaborado Para Nona Rodada de Licitações Bacia do Parnaíba. ANP - **Superintendência de Definição de Blocos**, 2007. Disponível em <[http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round9/palestras/Parnaiba\(portugues\).pdf](http://rodadas.anp.gov.br/arquivos/Round9/palestras/Parnaiba(portugues).pdf)> (Acesso em novembro/2020).

PIMENTEL, M.M., FUCK, R.A. Neoproterozoic crustal accretion in central Brazil. **Geology**, v. 20, p. 375–379, 1992.

PIMENTEL, M. M.; FUCK, R. A.; JOST, H.; FERREIRA FILHO, C.F.; ARAÚJO, S.M. The basement of the Brasília Fold Belt and the Goiás Magmatic Arc. In: CORDANI, U. G., MILANI, E. J., THOMAZ FILHO, A., CAMPOS, D. A. (Eds.), **Tectonic Evolution of South America. 31st International Geological Congress**, Rio de Janeiro, p. 151–182, 2000.

RODRIGUES, R. A. Geoquímica Orgânica na bacia do Parnaíba, p. 225. **Tese (Doutorado em Geoquímica)**, Curso de Pós-Graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1995.

RODRIGUEZ MONREAL, F.; VILLAR, H. J.; BAUDINO, R.; DELPINO D.; ZENCICH, S. Modeling an atypical petroleum system: A case study of hydrocarbon generation, migration and accumulation related to igneous intrusions in the Neuquen Basin, Argentina, **Marine and Petroleum Geology**, v. 26, n. 4, p.590-605, 2009.

SCHENK, O.; PETERS, K.E.; and BURNHAM, A.K. Evaluation of alternatives to Easy%Ro for calibration of basin and petroleum system models: Extended abstract, **79th EAGE Conference and Exhibition 2017**, Paris, France, v. 2017, p. 1–5, 2017.

SIAL, A. N.; DARDENNE, M.A.; MISI, A.; PEDREIRA, A.; FERREIRA, V.P.; SILVA Filho, M.; UHLEIN, A.; PEDROSA, A.C.; SANTOS, R.V.; EGYDIO-SILVA, M.; BABINSKI, M.; ALVARENGA, J.C.; FAIRCHILD, T.R.; PIMENTEL, M.M. The São Francisco Palecontinent. In: GAUCHER, C., SIAL, A. N., FRIMMEL, H., HALVERSON, G. P. (Eds.), **Neoproterozoic–Cambrian Tectonics, Global Change and Evolution: A focus on Southwestern Gondwana**, 16. **Elsevier**, Amsterdam, p. 31–69, 2010.

TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. Petroleum formation and occurrence. **Springer Science & Business Media**, 1984.

TORSVIK T.H.; VAN DER VOO R.; DOUBROVINE, P. V.; BURKE, K.; STEINBERGER, B.; ASHWAL, L. D.; TRØNNES, R. G.; WEBB, S. J.; BULL, A. L. Phanerozoic polar wander, paleogeography and dynamics. **Earth-Science Reviews**, v. 114, p. 8735–8740, 2014.

TOZER, B.; WATTS, A. B.; DALY, M. C. Crustal structure, gravity anomalies, and subsidence history of the Parnaíba cratonic basin, Northeast Brazil. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, v. 122, n. 7, p. 5591–5621, 2017.

TYSON, R. V. Sedimentary Organic Matter. Organic facies and palynofacies. Chapman and Hall, London, p. 615, 1995.

VAN SCHMUS, W. R.; BRITO NEVES, B. B.; HACKSPACHER, P. C.; BABINSKI, M.; FETTER, A.; DANTAS, E. Neoproterozoic and Late Mesoproterozoic sedimentary and

volcanic sequences in the Borborema Province. In: SIMP. GEOL. NORDESTE, 16. *Atas...* Recife-PE, SBG/Núcleo Nordeste, boi. 14, v. 2, p. 391-393, 1995b.

VAZ, P. T.; REZENDE, N. G. A. M.; WANDERLEY FILHO, J. R.; TRAVASSO, W.A.S. Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p. 253-263, 2007.

WOODSIDE, W.; MESSMER, J. Thermal conductivity of porous media. I. Unconsolidated Sands. **Journal of Applied Physics**, v. 32, p. 1688–1699, 1961a.

WOODSIDE, W., MESSMER, J. Thermal conductivity of porous media. II. Consolidated Rocks. **Journal of Applied Physics** 32, 1699–1706, 1961b.

MESNER, J.L., WOOLDRIDGE, L. C. P. Maranhao Paleozoic basin and Cretaceous coastal basins, north Brazil. **AAPG Bulletin**, v. 48, p. 1475–1512, 1964.

MERLE, R.; MARZOLI, A.; BERTRAND, H.; REISBERG, L.; VERATI, C.; ZIMMERMAN, C.; CHIARADIA, M.; BELLINI, G.; ERNESTO, M. $^{40}\text{Ar}/^{39}\text{Ar}$ ages and Sr–Nd–Pb–Os geochemistry of CAMP tholeiites from Western Maranhão basin (NE Brazil). **Lithos**, v. 122, p. 137–151, 2011.

HEILBRON, M. *et al.* Geochemical and temporal provinciality of the magmatism of the eastern Parnaíba Basin, NE Brazil, 2018.

PORTO A. L.; PEREIRA E. Seismic Interpretation of Igneous Intrusions and Their Implications for an Unconventional Petroleum System in Southeastern Parnaíba Basin, Northeastern Brazil. In: **American Geophysical Union, Fall Meeting**, 2014. Abstract #V51B-4753.

APÊNDICE A – Exemplo das propriedades petrofísicas e térmicas calculadas para as formações e os teores de Carbono Orgânico Total (COT) e Índice de hidrogênio (IH) originais à deposição e atribuídos aos intervalos geradores da Formação Pimenteiras.

Formação	Porosidade (Fração)	Densidade (kg/m ³)	Condutividade térmica da matriz (W/m/K)	Heat Capacity (J/kg/C)	COT (wt%)	IH
Itapecuru (67% arn, 33% flh)	0,20	2370	2,96	880,00	0,01	0
Codó (80% flh, 20% arn)	0,15	2461	1,96	880,00	0,01	0
Corda (80% arn, 20% flh)	0,15	2427	3,31	880,00	0,01	0
Pastos Bons (67% flh, 33% arn)	0,13	2538	2,19	880,00	0,01	0
Sambaíba (95% arn, 5% flh)	0,20	2370	3,78	883,00	0,01	0
Motuca (80% flh, 20% arn)	0,13	2486	1,96	883,00	0,01	0
Pedra de Fogo (67% flh, 33% arn)	0,11	2572	2,22	875,00	0,01	0
Piauí (67% arn, 33% flh)	0,18	2403	2,97	858,00	0,01	0
Poti (80% arn, 20% flh)	0,16	2411	3,33	855,00	0,01	0
Longá (80% flh, 20% arn)	0,10	2544	1,98	860,00	0,01	0
Cabeças (80%sst, 20% shl)	0,15	2453	3,33	855,00	0,01	0
Pimenteiras 1 (90% flh, 10% arn)	0,05	2646	1,82	860,00	1,00	0
Pimenteiras D (100% flh, Gerador)	0,05	2646	1,64	860,00	5,00	100
Pimenteiras 2 (90% flh, 10% arn)	0,05	2646	1,82	860,00	1,00	638
Pimenteiras C (100% flh, Gerador)	0,05	2646	1,64	860,00	7,30	100
Pimenteiras 3 (90% flh, 10% arn)	0,05	2646	1,82	860,00	1,00	638
Pimenteiras B (100% flh, Gerador)	0,05	2646	1,64	860,00	7,30	100
Pimenteiras 4 (90% flh, 10% arn)	0,05	2646	1,82	860,00	1,00	638
Pimenteiras A (100% flh, Gerador)	0,05	2646	1,64	860,00	4,50	100
Pimenteiras 5 (90% flh, 10% arn)	0,05	2646	1,82	860,00	1,00	638
Itaim (67% arn, 33% flh)	0,11	2501	2,97	857,00	0,01	100
Jaicós (75% arn, 25% flh)	0,13	2468	3,19	855,00	0,01	0

APÊNDICE B – Input das propriedades litológicas (a) e das soleiras (b) do cenário de geração de óleo e gás poço: 1-PGN-1-MA

(a)

Lithology data (Char Only)	Top Depth (m)	Top Age (Ma)	Density (kg/m ³)	Heat Capacity (J/kg/C)	Porosity (Fraction)	Thermal Conductivity (W/m/K)	TOC (wt%)	HI (mg/g C)
ITAPECURU	0	0	2370	880	0,20	2,96	0,01	0
CODO	149	90	2461	880	0,15	1,96	0,01	0
CORDA	385	110	2427	880	0,15	3,31	0,01	0
PASTOS BONS	395	155	2538	880	0,13	2,19	0,01	0
SAMBAIBA	429	220	2370	883	0,2	3,78	0,01	0
MOTUCA	503	245	2486	883	0,13	1,96	0,01	0
PEDRA DE FOGO	526	250	2572	875	0,11	2,22	0,01	0
PIAUI	878	300	2403	858	0,18	2,97	0,01	0
POTI	1100	330	2411	855	0,16	3,33	0,01	0
LONGÁ	1371	350	2544	860	0,1	1,98	0,01	0
CABECAS	1523	360	2453	855	0,15	3,33	0,01	0
PIMENTEIRAS (poor4)	1620	370	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS D (source)	1880	380,5	2646	860	0,05	1,64	5,00	638
PIMENTEIRAS (poor3)	1955	381,3	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS C (source)	2019	382,8	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor2)	2046	383,8	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS B (source)	2114	386	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor1)	2125	386,4	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS A (source)	2219	389,4	2646	860	0,05	1,64	4,50	638
PIMENTEIRAS (poor0)	2223	389,5	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
ITAIM	2233	390	2501	857	0,11	2,97	0,01	0
JAICOS	2387	405	2468	855	0,13	3,19	0,01	0

(b) Input das propriedades das soleiras no cenário de geração de óleo e gás (poço 1-PGN-1-MA).

Sill data	Top Depth (m)	Thickness (m)	Emplacement Time (Ma)	Emplacement Temp (°C)	Density melt (kg/m ³)	Thermal Conductivity (W/m/K)
Soleira 1	607	5	201,01	1153	2954	2,1
Soleira 2	767	42	201,04	1153	2954	2,1
Soleira 3	992	5	201,07	1153	2954	2,1
Soleira 4	1085	4	201,1	1153	2954	2,1
Soleira 5	1638	116	201,13	1148	2843	2,1
Soleira 6	1765	35	201,16	1148	2843	2,1
Soleira 7	1887	14	201,19	1074	3046	2,1
Soleira 8	1914	30	201,22	1153	3004	2,1
Soleira 9	2012	3	201,25	1153	3004	2,1

APÊNDICE C – Input das propriedades litológicas (a) e das soleiras (b) do cenário de geração de gás (poço 1-OGX-34-MA).

(a)

Lithology data	Top Depth (m)	Top Age (Ma)	Density (kg/m ³)	Heat Capacity (J/kg/C)	Porosity (Fraction)	Thermal Conductivity (W/m/K)	TOC (wt%)	HI (mg/g C)
ITAPECURU	0	90	2370	880	0,20	2,96	0,01	0
CODO	29	100	2461	880	0,15	1,96	0,01	0
CORDA	170	110	2427	880	0,15	3,31	0,01	0
PASTOS BONS	231	155	2538	880	0,13	2,19	0,01	0
SAMBAIBA	281	220	2370	883	0,2	3,78	0,01	0
MOTUCA	458	245	2486	883	0,13	1,96	0,01	0
PEDRA DE FOGO	665	250	2572	875	0,11	2,22	0,01	0
PIAUI	972	300	2403	858	0,18	2,97	0,01	0
POTI	1146	330	2411	855	0,16	3,33	0,01	0
LONGA	1600	350	2544	860	0,1	1,98	0,01	0
CABECAS	1709	360	2453	855	0,15	3,33	0,01	0
PIMENTEIRAS (poor4)	1867	370	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS D (source)	2028	377	2646	860	0,05	1,64	5,00	638
PIMENTEIRAS (poor3)	2051	378	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS C (source)	2172	378,9	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor2)	2294	381,2	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS B (source)	2384	385,1	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor1)	2388	385,3	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS A (source)	2512	389,4	2646	860	0,05	1,64	4,50	638
PIMENTEIRAS (poor0)	2518	389,6	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
ITAIM	2527	390	2501	857	0,11	2,97	0,01	0

(b) Input das propriedades das soleiras no cenário de geração de gás (poço 1-OGX-34-MA).

Sill data	Top Depth (m)	Thickness (m)	Emplacement Time (Ma)	Emplacement Temp (°C)	Density melt (kg/m ³)	Thermal Conductivity (W/m/K)
Soleira 1	1172	144	201	1182	2886	2,1
Soleira 2	2057	101	201,03	1155	2983	2,1
Soleira 3	2217	70	201,07	1155	2983	2,1
Soleira 4	2465	31	201,09	1155	2983	2,1

APÊNDICE D – Input das propriedades litológicas do cenário de geração de gás, com aumento do COT para a porção superior da Formação Pimenteiras (poço 1-OGX-34-MA).

Lithology data	Top Depth (m)	Top Age (Ma)	Density (kg/m3)	Heat Capacity (J/kg/C)	Porosity (Fraction)	Thermal Conductivity (W/m/K)	TOC (wt%)	HI (mg/g C)
ITAPECURU	0	90	2370	880	0,20	2,96	0,01	0
CODO	29	100	2461	880	0,15	1,96	0,01	0
CORDA	170	110	2427	880	0,15	3,31	0,01	0
PASTOS BONS	231	155	2538	880	0,13	2,19	0,01	0
SAMBAIBA	281	220	2370	883	0,2	3,78	0,01	0
MOTUCA	458	245	2486	883	0,13	1,96	0,01	0
PEDRA DE FOGO	665	250	2572	875	0,11	2,22	0,01	0
PIAUI	972	300	2403	858	0,18	2,97	0,01	0
POTI	1146	330	2411	855	0,16	3,33	0,01	0
LONGA	1600	350	2544	860	0,1	1,98	0,01	0
CABECAS	1709	360	2453	855	0,15	3,33	0,01	0
PIMENTEIRAS (poor4)	1867	370	2646	860	0,05	1,82	7,30	638
PIMENTEIRAS D (source)	2028	377	2646	860	0,05	1,64	5,00	638
PIMENTEIRAS (poor3)	2051	378	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS C (source)	2172	378,9	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor2)	2294	381,2	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS B (source)	2384	385,1	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor1)	2388	385,3	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS A (source)	2512	389,4	2646	860	0,05	1,64	6,50	638
PIMENTEIRAS (poor0)	2518	389,6	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
ITAIM	2527	390	2501	857	0,11	2,97	0,01	0

APÊNDICE E – Input das propriedades litológicas (a) e das soleiras (b) do cenário de sobrematuração térmica ou senil (poço 1-BRSA-1221-MA).

(a)

Lithology data (Char Only)	Top Depth (m)	Top Age (Ma)	Density (kg/m ³)	Heat Capacity (J/kg/C)	Porosity (Fraction)	Thermal Conductivity (W/m/K)	TOC (wt%)	HI (mg/g C)
CODO	0	90	2461	880	0,15	1,96	0,01	0
CORDA	92	110	2427	880	0,15	3,31	0,01	0
PASTOS BONS	110	155	2538	880	0,13	2,19	0,01	0
SAMBAIBA	168	220	2370	883	0,2	3,78	0,01	0
MOTUCA	342	245	2486	883	0,13	1,96	0,01	0
PEDRA DE FOGO	563	250	2572	875	0,11	2,22	0,01	0
PIAUI	741	300	2403	858	0,18	2,97	0,01	0
POTI	1051	330	2411	855	0,16	3,33	0,01	0
LONGA	1270	350	2544	860	0,1	1,98	0,01	0
CABECAS	1551	360	2453	855	0,15	3,33	0,01	0
PIMENTEIRAS (poor4)	1722	370	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS D (source)	1832	374,8	2646	860	0,05	1,64	5,00	638
PIMENTEIRAS (poor3)	1864	376,2	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS C (source)	2034	378,8	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor2)	2142	380,9	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS B (source)	2315	384,4	2646	860	0,05	1,64	7,30	638
PIMENTEIRAS (poor1)	2331	385,1	2646	860	0,05	1,82	1,00	100
PIMENTEIRAS A (source)	2443	389,5	2646	860	0,05	1,64	4,50	638
ITAIM	2454	390	2501	857	0,11	2,97	0,01	0
JAICOS	2600	405	2468	855	0,13	3,19	0,01	0

(b) Input das propriedades das soleiras no cenário de sobrematuração térmica ou senil (poço 1-BRSA-1221-MA).

Sill data	Top Depth (m)	Thickness (m)	Emplacement Time (Ma)	Emplacement Temp (°C)	Density melt (kg/m ³)	Thermal Conductivity (W/m/K)
Soleria 1	767	19	201,01	1166	3004	2,1
Soleria 2	792	8	201,04	1166	3004	2,1
Soleria 3	1365	175	201,07	1154	2889	2,1
Soleria 4	1892	112	201,1	1074	3046	2,1
Soleria 5	2051	53	201,13	1156	2989	2,1
Soleria 6	2116	7	201,16	1154	2992	2,1
Soleria 7	2180	92	201,19	1154	2973	2,1
Soleria 8	2381	11	201,22	1158	2962	2,1
Soleria 9	2496	8	201,25	1158	2962	2,1

APÊNDICE F – Dados de entrada na modelagem para COT (wt%) e reflectância da vitrinita (%Ro), do poço 1-PGN-1-MA (a) e do poço 1-OGX-34-MA (b).

(a)

Depth (m)	TOC (wt%)	Depth (m)	%Ro
1964	0,82	1971	1,20
1971	0,74	2024	1,20
2003	1,29	2124	0,70
2010	1,11		
2011	0,59		
2018	2,92		
2018	3,00		
2024	5,12		
2042	3,81		
2110	2,83		
2120	2,73		
2124	5,14		
2153	0,50		
2220	3,21		
2241	0,20		

(b) Dados de entrada na modelagem para COT (wt%) e reflectância da vitrinita (%Ro), do poço 1-OGX-34-MA.

Depth (m)	TOC (wt%)	Depth (m)	%Ro
1881	2,87	1890	1,71
1890	2,33	2334	1,8
1896	2,76	2349	1,94
2349	2,29	2406	2,48
2505	1,52		
2517	1,99		

APÊNDICE G – Dados de entrada na modelagem para COT (wt%) e reflectância da vitrinita (%Ro), do poço 1-BRSA-1221-MA.

Amostra lateral	
Depth (m)	TOC (wt%)
2010,94	0,11
2010,97	0,12
2012,20	0,10
2012,30	0,25
2015,30	0,82
2015,85	0,24
2304,25	0,17
2307,15	0,54
2312,15	0,45
2314,15	0,25
2318,10	0,68
2319,90	0,70
2440,30	0,58
2442,15	1,21
2446,64	2,33
2449,20	1,94
2454,75	0,64
2456,40	0,57

Testemunho 2	
Depth (m)	TOC (wt%)
2303,35	0,08
2303,85	0,08
2304,35	0,09
2304,85	0,16
2305,35	0,11
2305,70	0,08
2306,15	0,17
2306,65	0,07
2307,05	0,10
2307,55	0,16
2308,05	0,10
2308,55	0,17
2309,05	0,14
2309,50	0,15
2309,90	0,15
2310,35	0,14
2310,85	0,18
2311,30	0,16
2311,80	0,12
2312,30	0,09
2312,75	0,07
2313,25	0,09
2313,75	0,19
2314,25	0,14
2314,75	0,19
2315,25	0,14
2315,65	0,19
2316,15	0,18
2316,65	0,26
2317,15	0,27
2317,65	0,37
2318,15	0,37
2318,65	0,36
2319,15	0,60
2319,50	1,51
2319,55	1,59
2320,05	0,50
2320,55	0,67
2321,05	0,64

Testemunho 3	
Depth (m)	TOC (wt%)
2441,40	1,06
2441,90	1,93
2442,40	2,09
2442,80	2,78
2443,30	2,68
2443,80	2,38
2444,30	2,70
2444,80	2,23
2440,30	2,22
2445,80	2,37
2446,30	2,10
2446,80	2,42
2447,30	1,44
2447,70	0,98
2448,15	2,07
2448,65	2,67
2449,05	1,87
2449,55	1,63
2450,00	2,72
2450,50	3,18
2451,00	3,64
2451,40	2,95
2451,85	1,69
2452,30	0,95
2452,75	1,55
2453,25	1,83
2453,70	1,22
2454,10	1,23
2455,10	0,94
2455,60	1,23

Depth (m)	%Ro
81,0	0,42
804,0	2,02
807,0	0,91
864,0	0,93
903,0	0,79
1098,0	2,13
1272,0	2,34
1308,0	2,52
1689,0	3,37
1707,0	3,65
1725,0	3,90
1761,0	3,54
1803,0	3,53
2007,0	5,83
2022,0	5,61
2034,0	6,82
2043,0	6,67
2109,0	6,72
2139,0	3,00
2169,0	5,79
2274,0	6,54
2289,0	6,22
2325,0	3,03
2346,0	3,84
2397,0	5,56
2415,0	3,88
2487,0	3,67
2508,0	5,88
2544,0	3,76
2568,0	2,78
2574,0	2,94
2598,0	3,14