



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOQUÍMICA:
PETRÓLEO E MEIO AMBIENTE**

Nicolas Stevam Amancio de Oliveira

**MATURIDADE TÉRMICA, POTENCIAL GERADOR E
MODELAGEM 1D DO SISTEMA PETROLÍFERO DA FORMAÇÃO
PIMENTEIRAS NO CENTRO-NORTE DA BACIA DO PARNAÍBA,
BRASIL**

Salvador

2019

Nicolas Stevam Amancio de Oliveira

**MATURIDADE TÉRMICA, POTENCIAL GERADOR E
MODELAGEM 1D DO SISTEMA PETROLÍFERO DA FORMAÇÃO
PIMENTEIRAS NO CENTRO-NORTE DA BACIA DO PARNAÍBA,
BRASIL**

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente, Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Geoquímica do Petróleo e Ambiental.

Orientador: Prof. Dr. Joil José Celino

Salvador
2019

Nicolas Stevam Amancio de Oliveira

**MATURIDADE TÉRMICA, POTENCIAL GERADOR E
MODELAGEM 1D DO SISTEMA PETROLÍFERO DA FORMAÇÃO
PIMENTEIRAS NO CENTRO-NORTE DA BACIA DO PARNAÍBA,
BRASIL**

Folha de Aprovação.

Trabalho aprovado, Salvador, 09 de julho de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Joil José Celino - (Orientador)

Prof. Dr. Hélio Jorge Portugal Severiano Ribeiro - Professor Visitante UENF

Profa. Dra. Olívia Maria Cordeiro de Oliveira – Professora Igeo/UFBA

Salvador
2019

Dedico este trabalho a minha filha, Giovana.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, pela saúde e sabedoria necessárias para o desenvolvimento dessa pesquisa.

A toda minha família, esposa, Ana Paula. E mesmo distante, aos meus pais, Roberto e Hydiamara. Minha irmã, Nathalie e sobrinhas Lavínia e Alice. E aos meus avós, José e Lourdes por toda inspiração, apoio e exemplos na minha vida. Tios e tias, Herivelto, Maria Aparecida, Hernani e Andréia. Aos meus primos Vivian, Vanessa, Verônica e Felipe e cunhados Fabrício e Esli.

Aos amigos de geologia Lauro, Matheus, Cintia, Iasmine, Neila, Diego, Neto, Lavínia, Bruno, Ilene, Camila, Bruna, Marcio, Milena, Consuelo e a todos os membros da Pospetro/Nea pelo apoio a pesquisa.

Agradeço imensamente aos Professor Joil pela orientação e aos professores Severiano e Olivia pela participação da banca de defesa. E a todos os professores que tive contato no desenvolvimento do mestrado, Gisele, José Roberto Cerqueira, Eliane, Jeferson Mortatti, Roberto Rosa, Cicero Paixão, Ana Cecilia, Karina e Antônio Fernando.

E aos técnicos administrativos Naná, Cicero e Alex por todo auxílio no desenvolvimento do projeto.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – CAPES e pela empresa Shell Brasil através do projeto de pesquisa GEOQPETROL-PS (2018). Que, assim, deu a oportunidade do estudo durante o período de um ano e oito meses.

A pesquisa foi feita no âmbito do Programa de Pós-graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente (Pospetro), no Instituto de Geociências (Igeo) da UFBA.

RESUMO

A Bacia do Parnaíba é considerada como uma fronteira de explorada, com áreas favoráveis à geração de hidrocarbonetos quando comparadas a outras bacias similares. Para a caracterização geoquímica da Formação Pimenteiras e modelagem 1D, assim como para a elaboração de um poço hipotético (HP) foram utilizados dados de carbono orgânico total (COT) e pirólise Rock-Eval de 6 poços. Localizados na porção centro-norte da bacia, solicitados da base de dados da ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustível. A presente dissertação objetiva qualificar a maturidade e o potencial geração de hidrocarbonetos. Sendo assim, combinou-se dados geoquímicos com modelagem unidimensional da história de soterramento, maturidade térmica e tempo de geração de petróleo para avaliar o potencial da rocha geradora para exploração de sistemas petrolíferos atípicos. Os dados de COT apresentam valores médios, o que pode ser refletido nos baixos valores de S1 e S2 da Formação. O tipo de querogênio em função dos valores no diagrama do tipo van Krevelen é predominante do tipo II / III, e, portanto, considerado marinho / terrestre. Os resultados também mostraram que em alguns poços as amostras podem apresentar baixos valores de IH devido a uma possível influência do calor de rochas ígneas presentes na região, o que é também observado no diagrama do tipo van Krevelen, que exhibe matéria orgânica do tipo IV, principalmente nos poços que possuem intrusões mais espessas. Os resultados geoquímicos, combinados com a tectônica regional, estratigrafia e caracterização litológicas, foram implementados na história de soterramento nos modelos de maturação dos próprios poços obtidos e do hipotético (PH). Com respostas de taxas de transformação em hidrocarbonetos de máximas entre 10,00% a 99,66% e de potencialidades encontradas para a geração de óleo entre 12,31 e 42,92 mg HC g⁻¹ COT. As simulações mostraram que os folhelhos possuem mais alto potencial gerador de hidrocarbonetos gasosos com um IH máximo encontrado de 443,61 mg HC g⁻¹ COT, e no poço hipotético máxima de 157,10 mg HC g⁻¹ COT. A Formação demonstrou também % Ro e IH está no início da janela de geração de óleo ou já ultrapassado. A taxa de transformação manifesta que há geração no querogênio na rocha geradora, mas os gráficos de potenciais gerações de óleo, não. Corroborado com a interpretação da maior geração de gás do que óleo pelos gráficos feitos. Assim, conclui-se que não são suficientes os valores dos parâmetros analisados para fazer uma exploração viável em busca de óleo em comparação com o potencial exibido de geração de gás. Por meio disso, pode ser explanado que a região estudada não atingiu a maturidade térmica necessária para gerar a quantidade significativa de produção de óleo na bacia. O que foi interpretado também, inicialmente, pelo diagrama do tipo van Krevelen e pelos valores de T_{máx}, que indicaram pouca evolução térmica. Isto é, a rocha geradora está imatura, em sua maior parte. Com isso, os resultados e métodos deste estudo podem ser facilmente extrapolados para restringir a evolução da bacia em campos exploratórios próximos para gás. Finalmente, a pesquisa realizada é significativa para auxiliar na exploração da própria bacia e em outras bacias intracratônicas com características semelhantes.

Palavras-chave: Rocha geradora, Pirólise Rock-Eval, Carbono Orgânico Total (COT), maturação, geração e intrusão ígneas

ABSTRACT

The Parnaíba Basin is considered to be an unexplored boundary, with areas favorable to generation of hydrocarbons when compared to other similar basins. In geochemical characterization and 1D modeling, as well as for elaborate a hypothetical well (PH), data of total organic carbon (TOC) and Rock-Eval pyrolysis of 6 wells were used. Located in central-north portion of basin, requested from ANP database - Agency Nacional of Oil, Gas and Biofuels. This dissertation has an objective to evaluate maturity and potential hydrocarbon generation by Devonian source rocks of Pimenteiras Formation. It combined geochemical analyzes with one-dimensional modeling of burial history, thermal maturity and oil generation time to evaluate potential of source rock for non-conventional exploration. The TOC results of this study present average values, which can be reflected in the low values of S1 and S2 of Pimenteiras Formation. The type of kerogen as a function of values in van Krevelen type diagram is predominant of type II / III, and therefore considered marine / terrestrial. The wells analyses showed that intervals may present low HI values due to a possible influence of the heat of igneous rocks present in region, which is also observed in van Krevelen type diagram, which shows type IV organic matter, especially in the wells that have thicker intrusions. The geochemical results, combined with regional tectonics, stratigraphy and sedimentological conditions, were implemented in burial history in maturation models of hypothetical (PH) and reals wells. In that case hydrocarbon transformation rates ranging from 10.00% to 99.66% and potentialities found for oil generation between 12.31 and 42.92 mg HC g⁻¹ TOC. The simulations showed that shales have highest potentials for gas generation with a maximum HI found of 443.61 mg HC g⁻¹ COT, and in the maximum hypothetical well of 157.10 mg HC g⁻¹ COT. Formation also showed % Ro and IH is at the beginning of oil generation window or already exceeded. The transformation rate manifests that there is kerogen generation in the source rock, however potential generations graphs of oil do not. Corroborated with an interpretation. of greater gas generation than oil. Thus, it is concluded that values of analyzed parameters are not sufficient to make a viable exploration for oil in the study area, compared to displayed potential of gas generation. Thus, it can be explained that region studied did not reach the thermal maturity required to generate significant amount of oil production in the basin. This was also interpreted initially by van Krevelen type diagram and Tmax values, which indicated little thermal evolution. That is, source rock is immature in general. Moreover, the results and methods of this study can be easily extrapolated to restrict the evolution of Parnaiba basin in nearby exploratory fields for gas. Finally, the research performed is significant to assist in exploration of basin itself and in other intracratonic basins with similar characteristics.

Keywords: Source rock, Rock-Eval Pyrolysis, Total Organic Carbon (TOC), maturation, generation and igneous intrusions

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	9
2	OBJETIVOS	14
3	MATERIAIS E MÉTODOS	15
4	GEOQUÍMICA, MATURIDADE TÉRMICA E O POTENCIAL GERADOR DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS NO CENTRO-NORTE DA BACIA DO PARNAÍBA, BRASIL	24
	RESUMO	24
4.1	INTRODUÇÃO.....	24
4.2	MATÉRIAS E MÉTODOS	26
4.3	RESULTADOS E DISCUSSÕES	27
4.4	CONCLUSÕES.....	31
5	MODELAGEM UNIDIMENSIONAL DO SISTEMA PETROLÍFERO DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS NO CENTRO-NORTE DA BACIA DO PARNAÍBA, BRASIL	38
	RESUMO	38
5.1	INTRODUÇÃO.....	38
5.2	MATÉRIAS E MÉTODOS	40
5.2.1	Idade	41
5.2.2	Espessura e Litologia	41
5.2.3	Sistema de petróleo (PSE)	42
5.2.4	Características e cinética das rochas geradora	42
5.2.5	Fluxo de calor	42
5.2.6	Interface de temperatura sedimento-água (SWIT)	43
5.2.7	Paleobatimetria	43
5.3	RESULTADOS E DISCUSSÕES	45
5.4	CONCLUSÕES.....	54
6	CONCLUSÃO	55
	REFERÊNCIAS	57
	APÊNDICE A - História de soterramento sobreposto por %Ro do PH; A) Cabeças 100 m; B) Itaim 100 m; C) Cabeças 200 m; D) Itaim 200 m	62
	ANEXO 1 – Quadro de dados geoquímicos da Formação Pimenteiras dos poços utilizados no trabalho	63

1 INTRODUÇÃO

A Bacia do Parnaíba (Brasil) é intracratônica, de idade Paleozóica e com cerca de 600.000 km², abrange os Estados do Maranhão, Piauí, Pará, Ceará, Goiás e Tocantins (VAZ et al., 2007; ARAÚJO, 2015; ABELHA et al., 2018). Entretanto, esta carece de estudos aprofundados sobre o estágio de evolução térmica, distribuição das fácies orgânicas e qualidade da matéria orgânica das rochas atreladas com a geração dos hidrocarbonetos (RODRIGUES, 1995; SILVA, 2007).

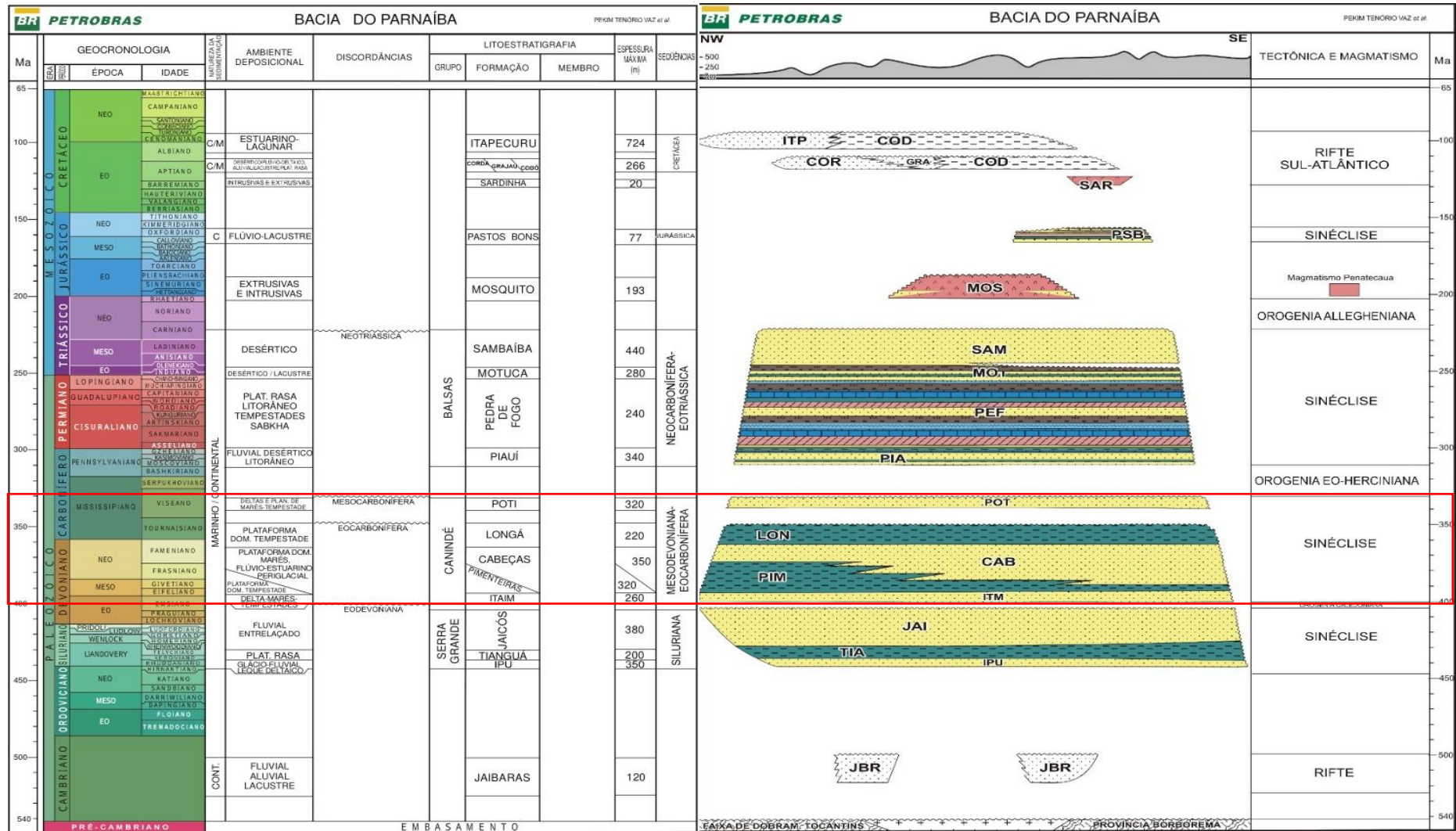
A evolução termomecânica estabeleceu uma grande depressão ordoviciana composta por sedimentos de origem flúvio-deltaico a marinhos rasos do Grupo Serra Grande, sobre a qual se depositou a Sequência Siluriana. O trabalho de Chamani (2015) mostra uma interpretação de mapas de isópacas das deposições das unidades litoestratigráficas do Grupo Serra Geral, que indicam um eixo deposicional principal fortemente condicionado pelo sistema de falhas do transbrasiliano.

A Sequência Mesodevoniana-Eocarbonífera, o foco da pesquisa, com o prosseguimento dos processos termiais, já com efeitos flexurais, foi depositada e formada principalmente por sedimentos devonianos do Grupo Canindé (GÓES et al., 1990; 1994). O grupo litoestratigráfico é composto pelas formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti (Figura 1) (VAZ et al., 2007).

A principal rocha geradora da bacia é representada pelos folhelhos escuros radioativos da Fm. Pimenteiras (Devoniano) (RODRIGUES, 1995), que concebe o principal evento de transgressão da bacia do Parnaíba. Rica em matéria orgânica e representam a ingressão marinha mais importante da bacia. Identificam-se intercalações de siltitos e arenito depositados em ambiente marinho transgressivo. E com maior destaque por ser considerada a formação que contém as rochas geradoras do sistema petrolífero Pimenteiras – Cabeças (!) da Bacia do Parnaíba (VAZ et al., 2007; ABELHA, 2013). Apresentam COT (Carbono Orgânico Total) médio entre 2% e 2,5%, com teor máximo de 6%, e matéria orgânica dos tipos II e III (RODRIGUES, 1995; PETERSOHN, 2007; ARAÚJO, 2015).

Os sedimentos da Fm. Cabeças, os seus sedimentos foram depositados em ambientes plataformais sob influência de correntes de maré, constituído por sua maior parte por arenitos. Tem seu destaque por serem considerados a rocha reservatório da bacia (ABELHA, 2013). Essas rochas geradoras e reservatórios são cortadas por diques e soleiras de diabásio/basalto.

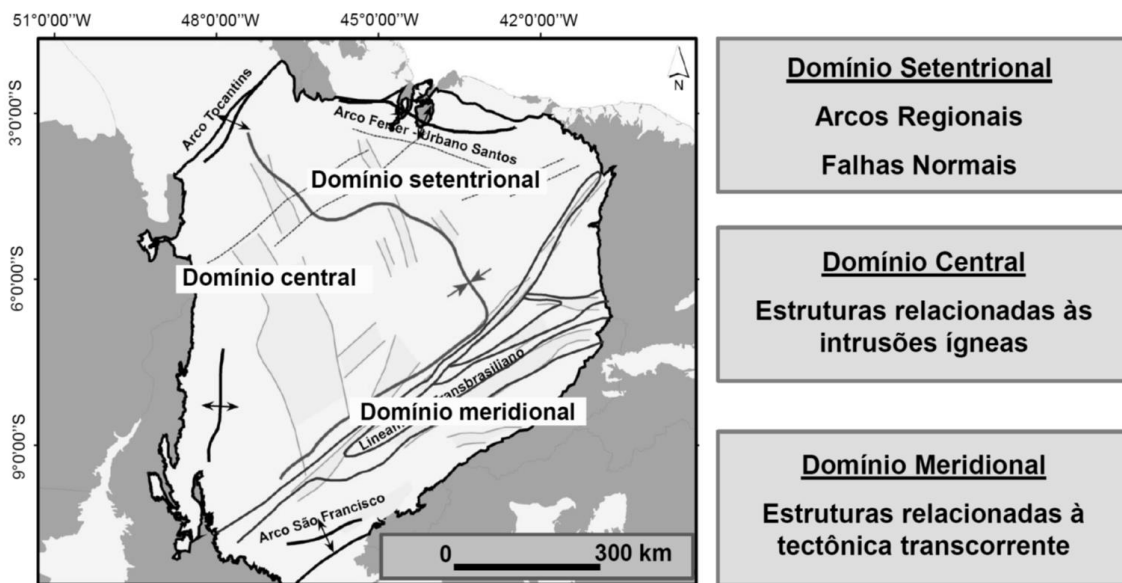
Figura 1 - Carta Estratigráfica da Bacia do Parnaíba com destaque, em vermelho, para a Sequência Mesodevoniânica-Eocarbonífera



Fonte: Vaz et al. (2007).

Dessa forma, a Bacia do Parnaíba apresenta diferentes tipos de armadilhas separadas em domínios (Figura 2): setentrional (norte), central (centro e oeste), o foco da dissertação, e meridional (sudeste). Os tipos de *plays* petrolíferos que podem ser encontrados nessa bacia têm a relação à *plays* estruturais associados a falhas normais e presença de soleiras ígneas como selo (Figura 3; ARAÚJO, 2015; ANP, 2018).

Figura 2 - Domínios estruturais com relação a armadilhas de petróleo na Bacia do Parnaíba

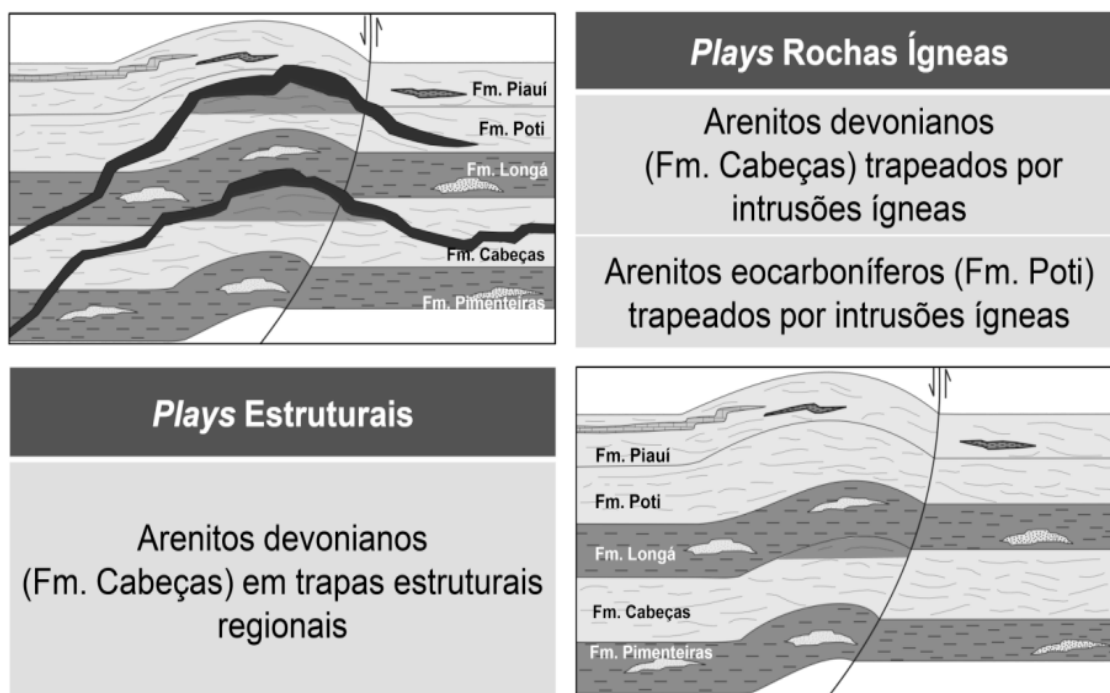


Fonte: ARAÚJO, 2015.

Os eventos ígneos que ocorreram antes e após a formação da megasequência cratônica e um manto geoquimicamente enriquecido sob a Bacia do Parnaíba, originou dois episódios principais de intrusões ígneas Mesozóicas (Formações Mosquito e Sardinha) (DALY et al., 2018).

Esses eventos são responsáveis pelo desenvolvimento do sistema petrolífero atípico, um processo de maturação térmica para a geração de hidrocarbonetos que não ocorreu por soterramento (MAGOON; DOW, 1994; PLANKE et al., 2005; POLTEAU et al., 2008; FERNANDES, 2011; PORTO, 2013; MACKENZIE; RODRIGUES, 2018). Inclui-se neste caso, a maturação da rocha geradora por um fluxo de calor provindo das intrusões ígneas (CERQUEIRA; SANTOS NETO, 1986; MILANI; ZALÁN, 1998; ARAÚJO et al., 2000; FERNANDES, 2011; PORTO, 2013; MACKENZIE; RODRIGUES, 2018; TROSDTORF et al., 2018), que qualifica a Bacia do Parnaíba para a exploração de gás. As acumulações de gás atípicas do sistema petrolífero da bacia, é reservada em três intervalos de arenito Devoniano e Carbonífero (DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018).

Figura 3 - Plays petrolíferos na Bacia do Parnaíba



Fonte: ARAÚJO, 2015.

As soleiras que intrudem os intervalos de folhelhos ricos em matéria orgânica da Formação Pimenteiras com níveis de carbono orgânico total (COT) de até 5% são responsáveis por amadurecer termicamente as rochas no Siluriano, Devoniano e Carbonífero da Bacia do Parnaíba (RODRIGUES, 1995; DALY et al., 2018). As intrusões mostram uma complexa geometria que criou várias estruturas de fechamento (selos), que parecem prender o gás nos campos produtores da bacia (MIRANDA et al. 2018).

A modelagem de bacias sedimentares é empregada para aferir a evolução geológica desse ambiente deposicional com seu potencial petrolífero. Executada conforme uma simulação geológica dos eventos e processos unidos no tempo, possibilitam a caracterização do tipo sedimentar, térmico, geoquímico, estrutural e cinético possíveis (AL-HAJERI et al., 2009; HANTSCHHEL; KAUERAUF, 2009; YAÑEZ, 2014).

Devido ao recente histórico de exploração da Bacia do Parnaíba, Abelha e colabores (2018) comentam sobre o paradoxo de uma megassequência cratônica imatura que produz gases termogênicos. Concluem, que ocorreu um fluxo de calor intenso, provido pelas intrusões generalizadas e generosas das soleiras Mesozóicas, que influenciam no aumento de maturidade nas rochas. Discutiram, também, a direção futura da exploração nesta bacia, com as pistas deixadas pelos poços estudados, anteriormente, que indicaram a presença de óleo e gás (ABELHA et al., 2018; DALY et al., 2018).

Porém, existem dificuldades em se compreender à influência do calor fornecido pelas rochas intrusivas para estes eventos atípicos do sistema petrolífero (DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018; TROSDTORF et al., 2018). Assim, a caracterização geoquímica orgânica e a modelagem de geração de hidrocarbonetos pela Formação Pimenteiras sob o efeito térmico de intrusões de diabásio é de extrema importância para a exploração de hidrocarbonetos na Bacia do Parnaíba.

A Bacia do Parnaíba é uma região importante para o estudo da evolução das bacias intracratônicas do Paleozoico. Sua área de 1000 km de comprimento e 970 km de largura, semicircular, contém sedimentos de até 3,5 km de espessura de profundidade em seus depocentros (CORDANI et al., 2009; MIRANDA et al., 2018) e cobre uma estrutura crustal complexa.

As zonas de falha Santa Inês, Marajó-Parnaíba e Transbrasílica são as três morfologias características mais notáveis da bacia, sendo esta última a mais proeminente, atravessando toda a sua porção nordeste e sul-sudeste. As fraturas mais significativas e as falhas hereditárias do embasamento foram importantes não apenas na fase inicial da bacia, mas também na sua evolução, pois, controlavam as direções dos eixos deposicionais para o Eocarbonífero. Do Neocarbonífero ao Jurássico, os depocentros deslocaram-se para a sua parte central, e passou a ter um padrão concêntrico e a forma externa da bacia tornou-se oval, típica de um sinclinal. O Arco Ferrer-Urbano de Santos, atribui-se por flexura positiva relacionada à abertura Mesozóica do Oceano Atlântico Equatorial. Define o limite norte da Bacia do Parnaíba, onde a abertura do Atlântico quebrou a conexão existente desse imenso sinclinal com bacias semelhantes que, atualmente, são localizadas no noroeste da África. Ainda, pode ser adicionado blocos falhados de pequenos rejeitos, bem como dobras e outras estruturas resultantes da intrusão de corpos ígneos Mesozóicos nas camadas sedimentares, delineaes da estrutural apresentada desta bacia. (MILANI; THOMAZ FILHO, 2000; THOMAZ FILHO, 2007; VAZ et al., 2007; MIRANDA et al., 2018).

2 OBJETIVOS

Qualificar o efeito térmico das intrusões magmáticas na geração de hidrocarbonetos pela maturação da rocha geradora da Formação Pimenteiras (Devoniano), na região centro-norte da Bacia do Parnaíba através da interpretação de dados geoquímicos e modelagem 1D de seis (6) poços.

E como objetivos específicos:

- Avaliar a potencialidade de geração de hidrocarbonetos pelo efeito térmico das intrusões de diabásio/basalto na maturação das rochas geradoras, através de parâmetros geoquímicos da Formação Pimenteiras nos seis (6) poços da região centro-norte da bacia do Parnaíba.
- Construir modelos geoquímicos 1D para avaliar o potencial do sistema petrolífero atípico e o efeito térmico das intrusões ígneas na geração de hidrocarbonetos (óleo e gás), nos folhelhos da Formação Pimenteiras nos poços estudados.
- Elaborar um modelo 1D de geração de hidrocarbonetos de um poço hipotético na região do depocentro da bacia através dos parâmetros geoquímicos obtidos dos poços próximos à área.

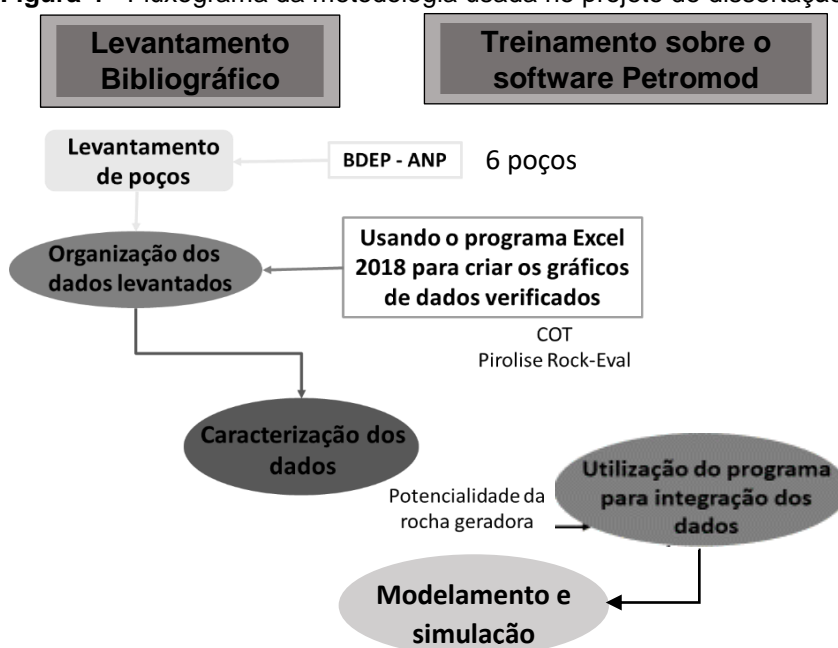
3 MATERIAIS E METÓDOS

Inicialmente foi feito um levantamento do acervo bibliográfico sobre as rochas geradoras da Bacia do Parnaíba com relação aos métodos de avaliação geoquímica, gradiente geotérmico, influência de intrusivas magmáticas e modelagem de bacia sedimentar na maturação dos folhelhos para geração de hidrocarbonetos. Isso foi feito através de livros, artigos científicos, trabalhos de tese e dissertações do acervo da Biblioteca da Universidade Federal da Bahia (UFBA) e de outras universidades, além de pesquisas dos dados de poços fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo e Biocombustível (ANP).

Para a caracterização geoquímica da rocha geradora, foi necessário qualificar os dados de COT e de pirólise Rock-Eval de cada poço envolvido, ordenados pela profundidade. Então, foi elaborado perfis de COT; de hidrocarbonetos livres presentes na rocha (S1); de potencial geração de hidrocarbonetos (S2); qualidade da matéria orgânica (IH) e maturidade da geradora (T_{máx}); ressaltando a Formação Pimenteiras e a presença das soleiras ígneas. No anexo I encontram-se os dados da rocha geradora dos poços utilizados. Além do que, o diagrama do tipo Van Krevelen, gráficos de índice de produção (IP) versus T_{máx} e índice de potencialidade (S1+S2) versus COT da rocha geradora.

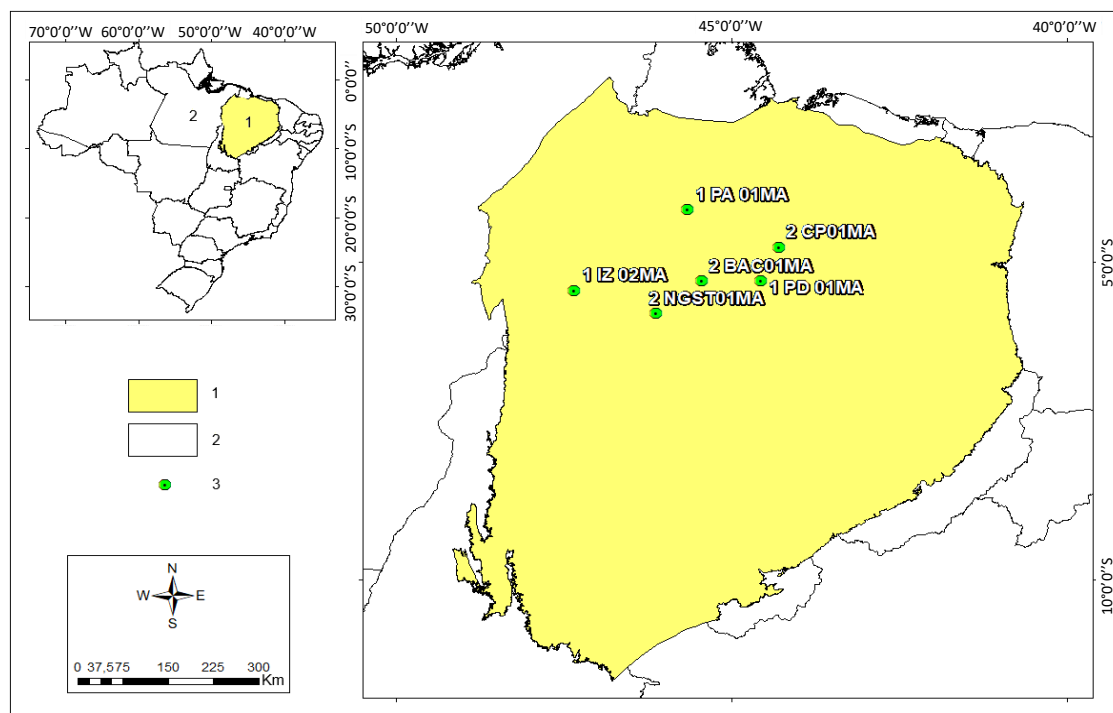
Desta forma, os dados de caracterização geoquímica com as respectivas litologias deduzidas pela interpretação dos perfis de poços foram usados na fabricação de cenários de modelagem 1D (Figura 4).

Figura 4 - Fluxograma da metodologia usada no projeto de dissertação



A área de estudo está localizada na região nordeste do Brasil, no centro-norte do Estado do Maranhão (MA), onde estão os seis poços fornecidos pela ANP (pedido 9371/2018 e 46805/2019) para o projeto Geoqpetrol-PS (Figura 5) para fins acadêmicos de pesquisa sobre bacias sedimentares brasileiras e seus possíveis sistemas petrolíferos.

Figura 5 - Mapa de localização dos poços utilizados no trabalho de pesquisa. 1 – Bacia do Parnaíba; 2 – Estados brasileiros; e 3 – poço



Modificado do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP (2019).

O Carbono Orgânico Total (COT) é o parâmetro geoquímico dado pela porcentagem da massa de matéria orgânica presente na rocha geradora, que é qualificado através do quadro 1 de Peters e Cassa (1994) e interpretado como um produto da evolução térmica do querogênio durante os processos de formação das bacias sedimentares (TISSOT; WELTE, 1984). Dessa maneira, quanto maior for a quantidade de matéria orgânica, melhor será o teor de COT. Assim, a quantidade mínima de COT aceita para uma rocha siliciclástica ser considerada geradora é de 1% (PETERS; CASSA, 1994).

Quadro 1 – Valores de referência do Carbono Orgânico Total (COT) para potencial de petróleo na rocha geradora para rochas siliciclásticas

COT – wt%	
0 – 0,5	Baixo
0,5 – 1,0	Médio
1,0 – 2,0	Bom
2,0 – 4,0	Muito Bom
>4,0	Excelente

Fonte: modificado de Peters e Cassa (1994).

Na análise de pirólise Rock-Eval foram verificados os parâmetros de S1, S2, S3, T_{máx}, IP, IH e IO. O primeiro pico, S1, reflete a quantidade de hidrocarbonetos livres presentes na rocha analisada. O segundo pico, S2, refere a quantidade de hidrocarbonetos gerados pelo querogênio durante o processo de pirólise. Por fim, o pico S3 que está relacionado a quantidade de CO₂ liberado pelo do querogênio durante o seu aquecimento (Quadro 2) (ESPITALIÉ et al., 1977; 1985).

Obtém-se o parâmetro de temperatura máxima (T_{máx}) pelo pico de S2 que demonstra o ponto máximo de geração de hidrocarbonetos pela matéria orgânica presente na amostra. A T_{máx} pode indicar o estágio de maturidade térmica da amostra de rocha analisada, ou seja, topo de zona matura (TZM) ou topo de zona supermatura (TZS), respectivamente indicadas as temperaturas de 430 °C e 480 °C.

O Índice de Produção (IP), que é dado pela equação $S1 / (S1+S2)$ é um indicador do avanço do processo de geração de hidrocarbonetos (onde pode haver ou não excesso de óleo no sistema) presente na rocha, ligado a seu nível de maturação.

Com a evolução térmica da matéria orgânica, inicialmente ocorre a formação de CO₂ e posteriormente de hidrocarbonetos, representando, respectivamente, perdas mais acentuadas de oxigênio (IO) e hidrogênio (IH) do querogênio. Isso permite identificar três tipos básicos de querogênio, tipo I, II e III pelo diagrama do Tipo van Krevelen através da integração dos dados dos índices de hidrogênio e oxigênio, de rochas termicamente pouco evoluídas (ESPITALIÉ et al., 1977; 1985).

O Diagrama do Tipo Van Krevelen foi utilizado para mostrar as mudanças na composição química do querogênio e sua potencialidade de geração de hidrocarbonetos pela Formação Pimenteiras nos poços estudados. O querogênio é classificado em quatro tipos, influenciados pelo ambiente deposicional em que a rocha geradora foi depositada e a origem da matéria orgânica que lhe deu origem.

A matéria orgânica amorfa é considerada do tipo I, depositada geralmente em ambiente aquático (marinho/lagunar) e é constituída por algas e bactérias. A liptinítica é considerada querogênio do tipo II, e também pode ser de origem aquática, de material planctônico provido de esporos e pólenes. Ambos querogênios possuem potencial para a geração de óleo. Por último, a matéria orgânica lenhosa dá origem ao o querogênio do tipo III do grupo da vitrinita, originado a partir de estruturas e fragmentos de fibras de plantas que podem ter potencial para óleo e gás, mas são mais propensos para geração de gás. Existe, ainda, um quarto tipo querogênio, considerado do grupo da inertinita, tipo IV, de procedência de detritos reciclados de restos lenhosos da matéria orgânica.

Quadro 2 - Potencial de petróleo no que se refere aos resultados de pirólise Rock-Eval de uma rocha geradora através da classificação dos valores de S1, S2 e S1+ S2. Classificação de maturação a partir de T_{máx} e índice IP [S1/ (S1+S2)]. Potencial de geração de hidrocarboneto da matéria orgânica em função do índice de hidrogênio (IH)

Maturação – T_{máx} °C		Maturação – S1/(S1+S2)	
< 440	Imaturo	< 0,10	Imaturo
440 - 470	Maturo	0,10 – 0,40	Maturo
> 470	Senil	> 0,40	Senil
Hidrocarbonetos Livres S1 (mg HC g⁻¹ rocha)		Potencial gerador de Hidrocarbonetos S2 (mg HC g⁻¹ rocha)	
< 0,5	Pouca geração natural	<2,0	Baixo potencial gerador
0,5 – 1,0	Moderada geração natural	2,0 – 5,0	Moderado potencial gerador
1,0 – 2,0	Boa geração natural	5,0 – 10	Bom potencial gerador
> 2,0	Excelente geração natural	> 10	Excelente potencial gerador
Potencial S1+S2 (mg HC g⁻¹ rocha)			
< 2,0	Não se considera rocha geradora		
2,0 – 6,0	Moderado potencial gerador		
>300	Bom potencial gerador		
Índice de Hidrogênio – IH (mg HC g⁻¹ COT)			
< 200	Potencial para gás		
200 - 300	Potencial para gás e condensado		
> 300	Potencial para óleo		

Fonte: Tissot e Welte, (1984); Peters e Cassa, (1994); Euzébio et al., (2016).

Através da verificação do diagrama do tipo van Krevelen em conjunto com o programa Petromod, a cinemática utilizada para a determinação da taxa de transformação da matéria orgânica presente na Formação Pimenteiras, foi considerado o querogênio como sendo do tipo II, segundo Behar e colaboradores (1997).

A Reflectância da Vitritina (%Ro), foi utilizada para estudo de evolução térmica do material orgânico presente nos sedimentos, podendo representar os possíveis intervalos de paleotemperatura, que corresponde àquelas da geração de hidrocarbonetos. Possibilitou estabelecer uma relação: de disposição da “janela” de geração de hidrocarbonetos líquidos (zona matura) posicionada entre 0,6 e 1,35% Ro; a partir de 1,35%, inicia a produção de gás (zona senil); e abaixo de 0,6% não há possibilidade de geração de quantidades comerciais de hidrocarbonetos (zona imatura).

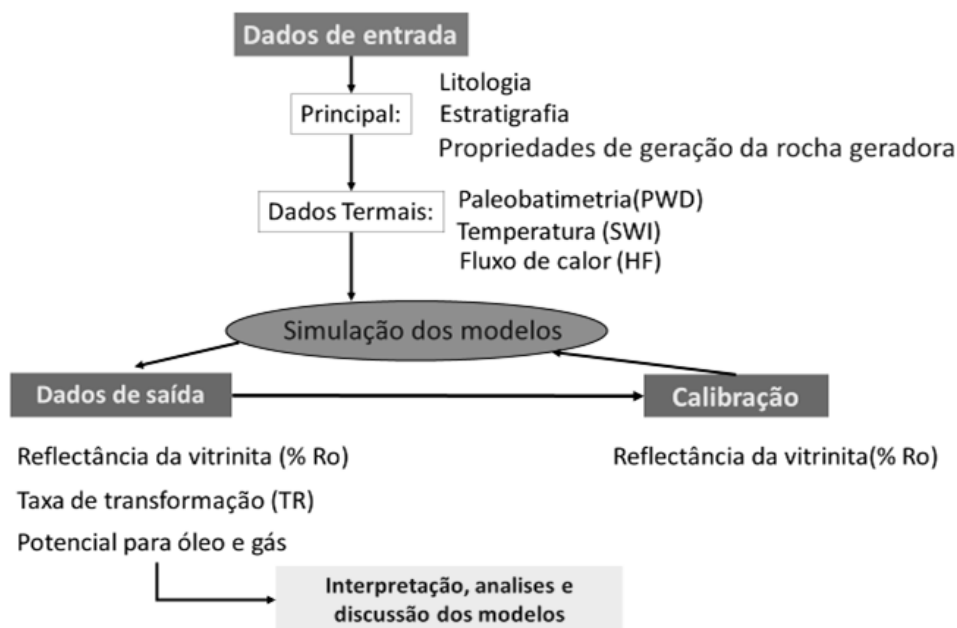
Feita a caracterização geoquímica dos poços, foi criado perfis em profundidade de COT, S1, S2, S3, IH, IO e T_{máx}, focado na rocha geradora (Fm. Pimenteiras) e a presença de intrusões ígneas dos seis poços escolhidos e a confecção do diagrama do tipo van Krevelen, de COT vs S1+S2 e IP vs T_{máx} para melhor discussão da maturidade das características da rocha geradora.

A modelagem, simula as diferentes possibilidades de reprodução do efeito térmico, apresenta os elementos necessários para a avaliação da influência do calor

das rochas intrusivas ígneas na maturação da rocha geradora para a geração de hidrocarbonetos, com uma visão integrada dos fenômenos físico-químicos estudados (AL-HAJERI et al., 2009; HANTSCHHEL; KAUERAUF, 2009). Assim, a simulação pode reproduzir a evolução da história de tempo-temperatura da rocha geradora, bem como o seu atual estado de maturação. Devido aos outros elementos do sistema petrolífero, o sincronismo da evolução desses outros componentes precisam ocorrer no momento correto, acompanhados do tempo de geração, pois, se não houver simultaneidade não haverá acumulação de hidrocarbonetos.

Dessa forma, foram construídos modelos dos poços no *software* da Plataforma Petromod 2018.2, da empresa Schlumberger S. A., que aproveitaram os dados geoquímicos gerados na caracterização geoquímica. Também, foram utilizados elementos geológicos (tais como idades das formações, discordâncias, hiatos e empilhamento estratigráfico), derivados das informações da ANP e da carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba (VAZ et al; 2007).

O desenvolvimento (Figura 5) se inicia com a atribuição das idades de deposição das formações geológicas presentes nos poços escolhidos. Indicam-se as litologias predominantes das formações (Quadro 3), de acordo com Vaz e colaboradores (2007) e através dos perfis compostos dos poços. Quando necessário, a formação foi subdividida para uma melhor identificação litológica, e cada uma das formações foram desenhadas como um elemento essencial dos sistemas petrolíferos da Bacia do Parnaíba. A caracterização da rocha geradora com referência à maturação e geração foram atribuídos a partir dos valores de IH e COT, na tabela de dados de entrada do programa de modelagem. Com todos os dados de entrada preenchidos, puderam ser simulados os cenários dos modelos dos poços, que produziram informações de saída para as análises da pesquisa. Como os gráficos de refletância da vitrinite (%Ro), taxa de transformação (TR) da matéria orgânica em hidrocarbonetos e a composição dos hidrocarbonetos gerados (óleo ou gás).

Figura 5 - Fluxograma do desenvolvimento da modelagem

Fonte: Autor, 2019.

Quadro 3 - Idade de base da deposição das Formações da bacia do Parnaíba

FORMAÇÃO	IDADE (Ma)
Itapecuru	110
Codó	114
Grajaú	115
Corda	116
Sardinha	130
Pastos Bons	168
Mosquito	200
Sambaíba	248
Motúca	252
Pedra do Fogo	300
Piauí	310
Poti	340
Longá	363
Cabeças	378
Pimenteiras	396
Itaim	400
Jaicós	426
Tianguá	438
Ipu	442
Jaibaras	525
Embasamento	540

Modificado de Vaz et al., (2007).

Não foi utilizada a paleobatimetria nos dados de entrada, que poderiam ser adquiridas através dos ambientes deposicionais das formações geológicas porque os seus valores de profundidade não foram expressivos no efeito na subsidência da bacia e conseqüentemente na geração de hidrocarbonetos. A única paleobatimetria considerada foi de 0 Ma de idade geológica, porque foi considerado a profundidade de cada mesa rotativa dos poços.

Os valores de temperatura da interfase do mar ou SWIT (Sea Water Interface Temperature) dentro das condições de contorno (Boundary Conditions) foram tomados automaticamente pelo algoritmo, segundo Wygrala (1989), que traz o programa para uma posição geográfica específica e latitude de cada poço utilizado. O software calcula esses valores de temperatura dependendo da paleobatimetria e a história geológica, já que o conteúdo de gases na atmosfera e outras variáveis, tais como erupções vulcânicas influenciam as temperaturas ao longo do desenvolvimento da Terra (WYGRALA, 1989).

Por último, o dado de entrada de fluxo de calor (HF), cujo histórico determina a condutividade térmica existente na bacia. É um parâmetro de entrada fundamental na modelagem de bacia, mas é comumente difícil defini-lo para o passado geológico. Portanto, a reconstrução da história térmica da bacia é sempre simplificada e geralmente é calibrada com medições de maturidade e temperaturas de fundo de poço.

Neste estudo, foram utilizados os valores de refletâncias de vitrinita para calibração de cada poço, obtidos do banco de dados da ANP e da pesquisa de Rodrigues (1995). Assim, o fluxo de calor foi ajustado para que a sua linha de tendência se adequasse aos valores de %Ro de referência, segundo o tipo de bacia (intracratônica) (ALLEN; ALLEN, 2013) (Figura 6).

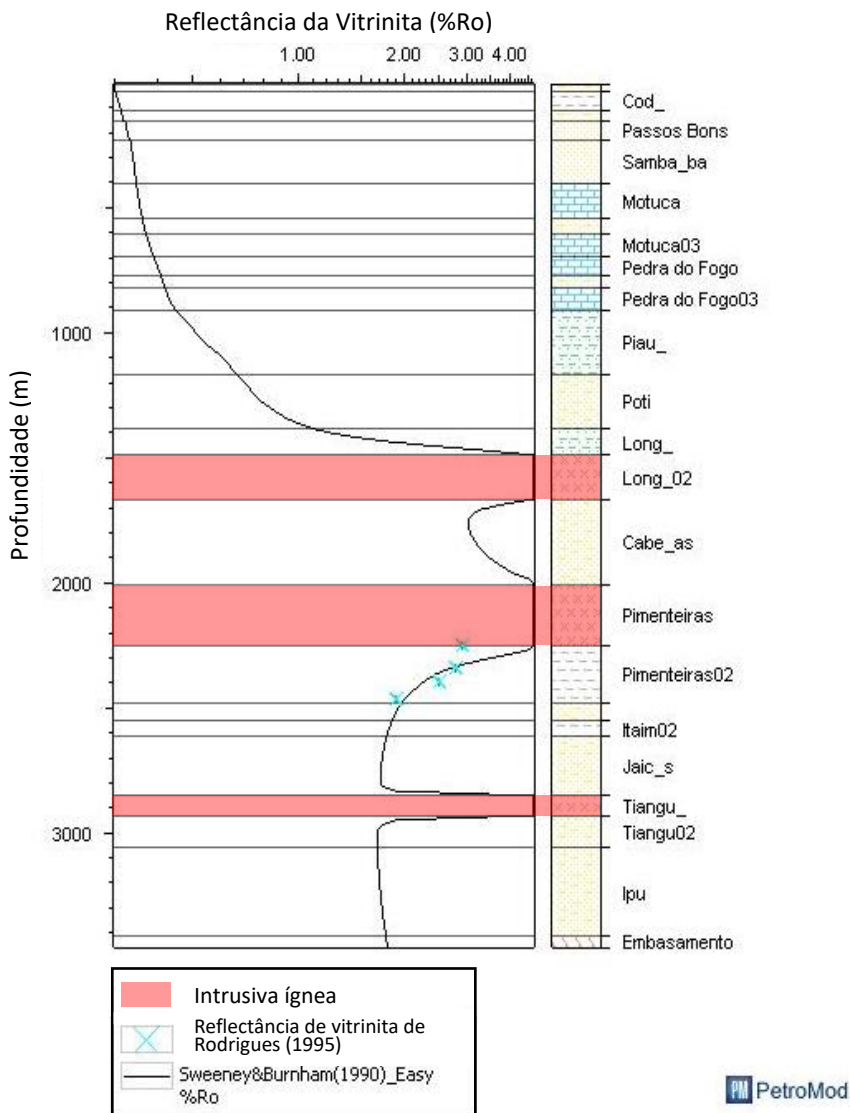
Desta forma, após a calibração dos modelos foi feito um estudo sobre as possíveis taxas de erosão. Foi verificado através de simulações de modelos no poço 2 CP 01 MA, taxas de erosão de 1000, 2000 e 3000 m, para a Formação Sambaíba (Triássico) até a Fm. Codó (Cretáceo).

A influência da taxa de erosão não foi verificada através das taxas de transformação (TR) obtidas e observadas como dados de saída das simulações de cenário feitos. Por esse motivo, conclui-se que apenas depois dos 3000 m de taxa de erosão (Figura 7) poderia se obter uma possível influência para a geração de hidrocarbonetos na região por apenas a subsidência das camadas. Logo, essa taxa seria muito alta para o tipo de bacia estudada no trabalho (ALLEN; ALLEN, 2013).

Interpreta-se, então, que não existe uma formação que tenha essa espessura para ser erodida na bacia e que aumentasse a taxa de transformação do querogênio apenas pela subsidência das camadas, sem influência de algum evento atípico (intrusões ígneas) para se atingir a maturação necessária do querogênio para gerar hidrocarbonetos.

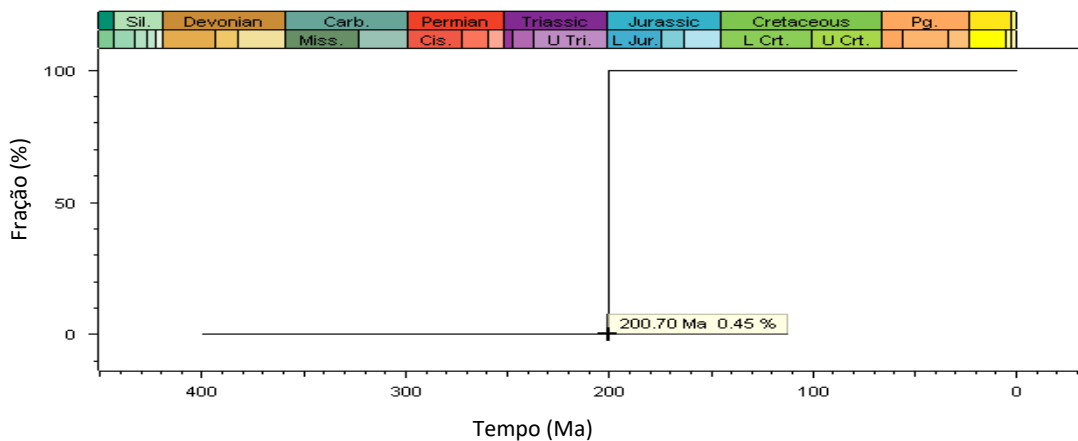
Esta pesquisa está associada ao evento magmático Penatecaua, de idade aproximada de 200 Ma, considerado o fenômeno atípico ocorrido na Bacia do Parnaíba (GÓES et al., 1994; PORTO, 2013). Dessa forma, não se considerou a taxa de erosão nos dados de entrada nos modelos simulados.

Figura 6 - Calibração do modelo através do gráfico de tendência da reflectância de vitrinita (%Ro) do poço 2 CP 01 MA. X - Refletâncias de vitrinita obtido de Rodrigues (1995)



Fonte: Sweeney e Burnham (1990) Easy%Ro.

Figura 7 - Gráfico de tendência de taxa de transformação (TR) da matéria orgânica em hidrocarboneto na Fm. Pimenteiras com 3000 m de erosão



Fonte: Autor (2019) com base no PetroMod (2018).

Feitos os ajustes, foram gerados os modelos da história de soterramento da bacia com as características litogeoquímicas através do tempo geológico para verificação da maturação da rocha geradora e sua potencialidade de geração de hidrocarbonetos. Foram gerados gráficos de reflectância da vitrinita (%Ro), de acordo com Sweeney e Burham (1990) por Easy %Ro em profundidade dos poços inteiros; das taxas de transformações (TR); e o gráfico de composição de potencialidade para geração de óleo e gás na Formação Pimenteiras, baseado de Behar e colaboradores (1997).

Com isso, os variados cenários levantados puderam representar dados para o melhor entendimento da Bacia do Parnaíba quanto à geração de hidrocarbonetos de forma atípica, permitindo simular os elementos e processos do sistema petrolífero com a integração dos métodos envolvidos nesse projeto, principalmente geoquímicos. Foi simulado, posteriormente, um poço hipotético no depocentro da bacia, segundo o mapa de profundidade do embasamento apresentado por Miranda e colaboradores (2018). A investigação das condições necessárias para maior potencialidade de geração de óleo do que gás com efeitos de intrusão acima e abaixo da rocha geradora com variação na sua espessura, será mais bem discutido no capítulo 5. No apêndice A encontram-se as figuras não utilizadas no capítulo 5.

Obtidos os resultados, a pesquisa de dissertação será apresentada no formato de dois artigos científicos (capítulos 4 e 5), onde foram estudados os aspectos da caracterização geoquímica da Formação Pimenteiras; o efeito das intrusivas magmáticas na maturidade da rocha geradora; a evolução térmica da bacia e a potencialidade de geração de hidrocarbonetos por meio da modelagem unidimensional do sistema petrolífero do ambiente geológico estudado.

4 GEOQUÍMICA, MATURIDADE TÉRMICA E O POTENCIAL GERADOR DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS NO CENTRO-NORTE DA BACIA DO PARNAÍBA, BRASIL

RESUMO

A Bacia do Parnaíba é uma bacia paleozóica intracratônica localizada no Norte / Nordeste do Brasil. A bacia possui um formato levemente elíptico, com orientação principal na direção NW-SE e é considerada como uma nova fronteira ainda pouco explorada, com áreas favoráveis à geração de gás e atrativa quando comparadas a outras bacias similares. Para caracterização geoquímica da rocha geradora da Formação Pimenteiras foram utilizados dados de carbono orgânico total (COT) e pirólise Rock-Eval de seis poços localizados na porção centro-norte da bacia, solicitados da base de dados da ANP - Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustível. Este trabalho tem como objetivo mostrar como o conteúdo de matéria orgânica evoluiu verticalmente na Formação Pimenteiras e, portanto, contribuir para a identificação dos níveis mais atraentes para gerar hidrocarbonetos. Os resultados dessas análises permitiram reconhecer mudanças nos tipos de matéria orgânica. Os teores de COT da rocha geradora desse estudo apresentam valores médios, o que pode ser refletido no baixo potencial de geração da rocha pelos valores de hidrocarbonetos livres (S1) e potencial gerador (S2) da Formação Pimenteiras. O tipo de querogênio em função dos valores dos índices de hidrogênio (IH) e de oxigênio (IO) no diagrama do tipo Van Krevelen para a rocha geradora da Formação Pimenteira é predominantemente do tipo II / III, e, portanto, considerado de origem marinho / terrestre e mais propenso à geração de gás. O diagrama do tipo Van Krevelen corrobora a interpretação feita pelos valores de T_{máx}, que indicam baixa evolução térmica, isto é, a rocha está imatura. Os resultados também mostram que em alguns poços as amostras podem apresentar baixos valores de IH, S1 e S2 devido a uma possível influência térmica de rochas ígneas presente na região, o que também foi observado no diagrama do tipo van Krevelen que mostra uma matéria orgânica do tipo IV, principalmente nos poços que possuem intrusões magmáticas mais espessas e dentro da Formação Pimenteiras. A comparação desses resultados nos poços estudados evidenciou uma forte redução no potencial gerador da Formação Pimenteiras em direção ao sudeste da Bacia do Parnaíba.

Palavras-chave: Formação Pimenteiras, Pirolise Rock-Eval, Carbono Orgânico Total (COT), maturação e efeito térmico

4.1 INTRODUÇÃO

De modo a diminuir os riscos exploratórios envolvidos nas perfurações de poços, através de estudos de integração de dados para encontrar petróleo em bacias com volumes significativos, firmou-se o conceito de sistema petrolífero (MAGOON; DOW, 1994; TISSOT; WELTE, 1984; RODRIGUES, 1995; DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018).

Nesse conceito existem as classificações dos sistemas petrolíferos em típicos e atípicos. Nos sistemas típicos, um aumento de temperatura com a profundidade sofrida pela rocha geradora promove sua maturação e geração de petróleo por soterramento.

Assim, nos sistemas com eventos atípicos, a geração de petróleo é causada não por soterramento das camadas e sim, por outro processo geológico (MAGOON; DOW 1994; PLANKE et al., 2005; POLTEU et al., 2008; FERNANDES, 2011; PORTO, 2013; MACKENZIE; RODRIGUES 2018). Com isso, a maturação da rocha geradora, por condução de fluxo térmico por intrusões ígneas, é considerada ambiente de condição atípica para geração de hidrocarbonetos (FERNANDES, 2011; PORTO, 2013; MACKENZIE; RODRIGUES 2018).

A Formação Pimenteiras é uma rocha sedimentar constituída por folhelhos escuros radioativos ricos em matéria orgânica (RODRIGUES, 1995). Esta rocha foi depositada em ambiente marinho transgressivo e é caracterizada como geradora do sistema petrolífero, Pimenteiras – Cabeças (!) (ABELHA, 2013). Tal Formação geológica integra a Supersequência Mesodevoniana-Eocarbonífera da Bacia do Parnaíba e representa seu principal evento de transgressão (VAZ, 2007). Apresentam COT (Carbono Orgânico Total) médio entre 2% e 2,5%, com teor máximo de 6%, e querogênio dos tipos II e III (RODRIGUES, 1995).

Os eventos ígneos que ocorrem antes e após a formação da megasequência cratônica e um manto geoquimicamente enriquecido sob a Bacia do Parnaíba, originou dois episódios principais de intrusões ígneas Mesozóicas (Fm. Mosquito e Sardinha) (DALY et al., 2018; OLIVEIRA et al., 2018; TROSDTORF et al. 2018). Estes eventos são responsáveis pelo desenvolvimento de um sistema petrolífero atípico, propenso a exploração de gás, dependente do calor das rochas magmáticas locais para geração de hidrocarbonetos na bacia em estudo (DALY et al., 2018; TROSDTORF et al. 2018).

A Bacia do Parnaíba é considerada intracratônica, possui idade paleozoica e está localizada nos Estados do Maranhão, Piauí, Pará, Ceará, Goiás e Tocantins e tem uma área de cerca de mais de 600 000 km² de extensão (VAZ et al., 2007; ARAÚJO, 2015; ABELHA et al. 2018). A bacia possui forma circular e depocentro levemente elíptico com orientação NW-SE. Desenvolveu-se sobre um embasamento continental durante a fase de estabilização da Plataforma Sul-Americana (MILANI; ZALAN, 1998; MILANI; THOMAS FILHO, 2000; OLIVEIRA et al., 2003; ALMEIDA; CARNEIRO, 2004; CUNHA et al., 2012; ZÁLAN, 2004; CHAMANI, 2015; DALY et al., 2018).

A bacia apresenta rochas com qualidade e quantidade adequadas de matéria orgânica para gerar comercialmente petróleo, contudo, atingiu diferentes níveis de maturação termal devido ao calor das intrusivas (GÓES, 1990; 1994; RODRIGUES, 1995; DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018).

Cria, assim, uma discussão sobre o soterramento suficiente da bacia para geração de hidrocarbonetos tipicamente e a influência do efeito térmico das rochas magmáticas presentes (RODRIGUES, 1995; DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018).

A avaliação destes requisitos só é possível através dos estudos geoquímicos detalhados da matéria orgânica em amostras coletadas na Bacia do Parnaíba, incluindo o registro da Formação Pimenteiras (ABELHA et al. 2018; MIRANDA et al., 2018; TROSDTORF et al. 2018).

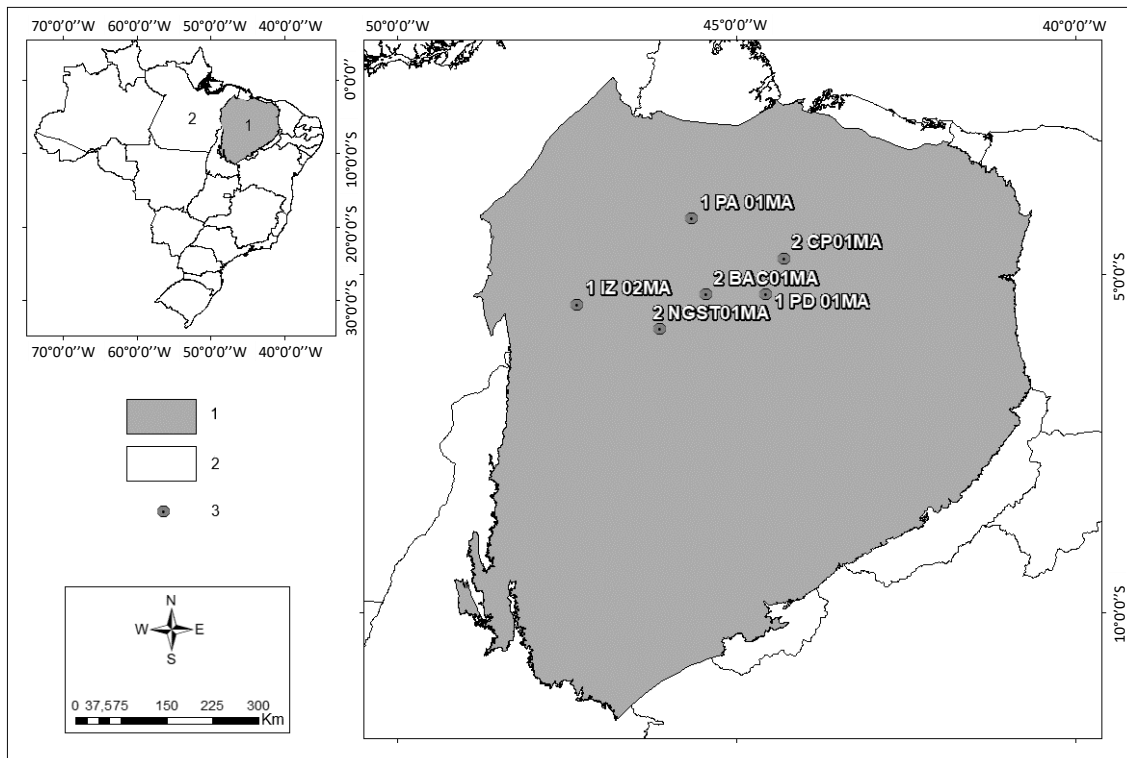
4.2 MATÉRIAS E MÉTODOS

A metodologia empregada na pesquisa começou pelo levantamento bibliográfico sobre o tema a ser abordado, caracterização geoquímica de bacia sedimentar, com efeito térmico de rochas ígneas na maturação da rocha geradora para geração de petróleo, nos bancos de dados disponíveis pelo periódico CAPES e internos no laboratório LEPETRO/Igeo/UFBA.

A área de estudo está localizada na região nordeste do Brasil, no centro-norte do Estado do Maranhão (MA), com a localização dos poços apontados na Figura 8. Os dados dos poços foram fornecidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Com isso, pode-se obter as interpretações litológicas e geoquímicas através dos perfis compostos, dados de COT, S1, S2, S3, IH, IO e temperatura máxima (T_{máx}) (TISSOT; WELTE, 1984; ESPITALIÉ et al., 1985; PETERS; CASSA, 1994; EUZÉBIO et al., 2016).

Foram criados perfis em profundidade dos valores de COT, S1, S2, S3, IH, IO e T_{máx}, focado na rocha geradora (Fm. Pimenteiras) e a presença de intrusões ígneas (Figura 12 a 17). Também foram confeccionados gráficos de índice de Produtividade (IP) por Temperatura máxima (T_{máx}) para verificação da maturidade (Figura 9); potencialidade de geração por COT (Figura 10); e diagrama do tipo Van Krevelen (Figura 11). Todos os dados foram tratados no Microsoft EXCEL 365, para melhor ilustrar esses temas na Formação Pimenteiras.

Figura 8 - Mapa de localização dos poços utilizados no trabalho de pesquisa. 1 – Bacia do Parnaíba; 2 – Estados brasileiros; e 3 – poço



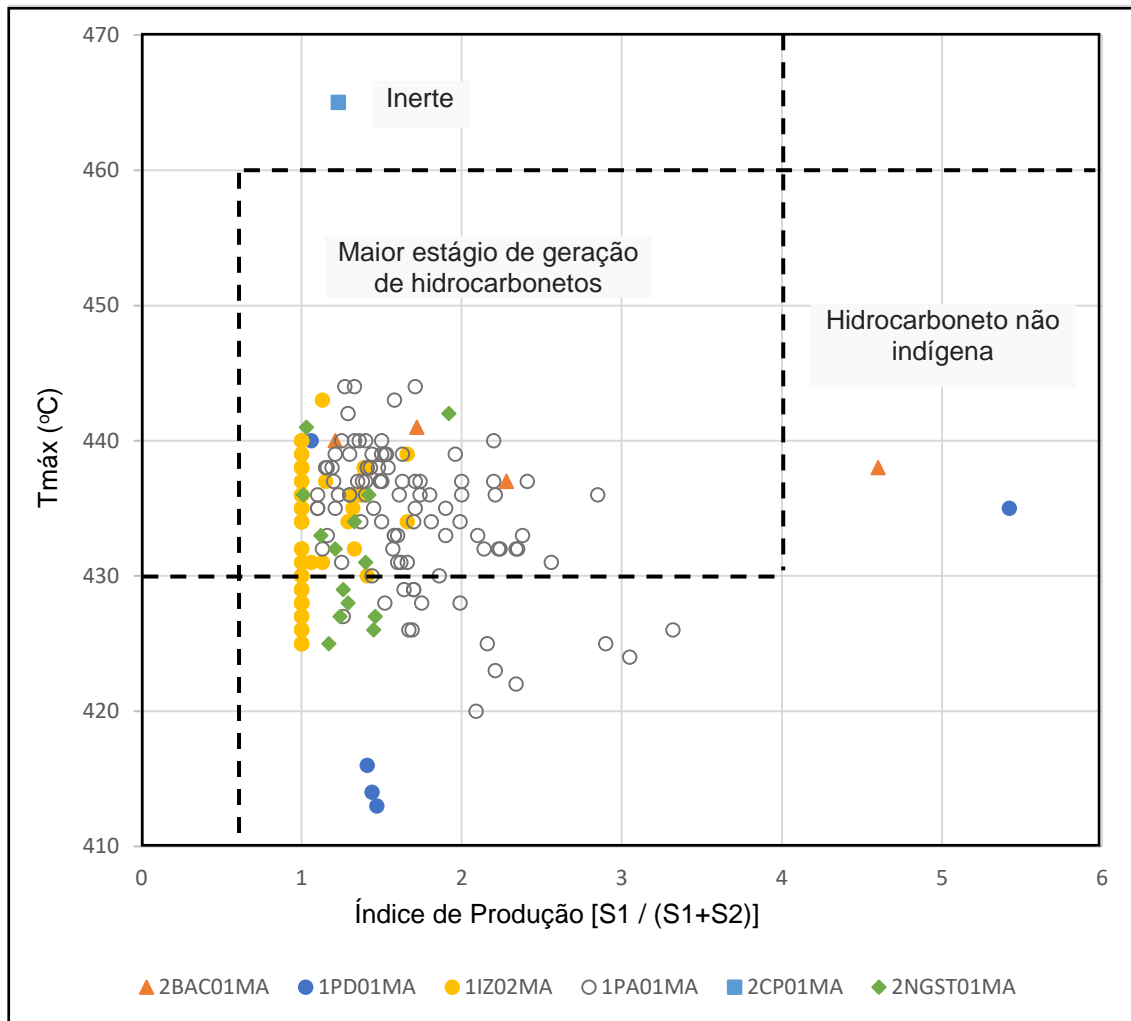
Modificado do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP.

4.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Como os valores de COT são superiores a 1%, nas rochas siliciclásticas, podemos supor que o potencial de geração de hidrocarbonetos pode ser considerado bom para a Formação Pimenteiras (PETERS; CASSA, 1994). Os dados de COT fornecidos variaram de 0,02% a 5,39%, com uma média na formação geradora de 1,19%. O que pode classificar a qualidade de produção de hidrocarboneto dos poços de média a boa, segundo os autores supracitados.

Para a avaliação da maturidade térmica da rocha geradora foram utilizados parâmetros de Peters e Cassa (1994). Através do Índice de Produção (IP) $[S1 / (S1 + S2)]$ em relação ao $T_{máx}$ demonstra-se que a Formação Pimenteiras se encontra matura nos poços 1 PA 01 MA, 1 IZ 02 MA, 2 BAC 01 MA e no poço 1 PD 01 MA (Figura 9, uma vez que a janela de geração de óleo se inicia com um $T_{máx}$ em torno de 430 °C (PETERS; CASSA, 1994). Mesmo assim, os valores de $T_{máx}$ em geral indicam imaturidade para a geração de hidrocarbonetos, pois variaram de 300 a 495 °C com média de 417,5 °.

Figura 9 - T_{máx} de pirólise Rock-Eval vs índice de produção (IP), mostrando a maturação e a natureza dos hidrocarbonetos das amostras da rocha geradora da Fm.



Pimenteiras

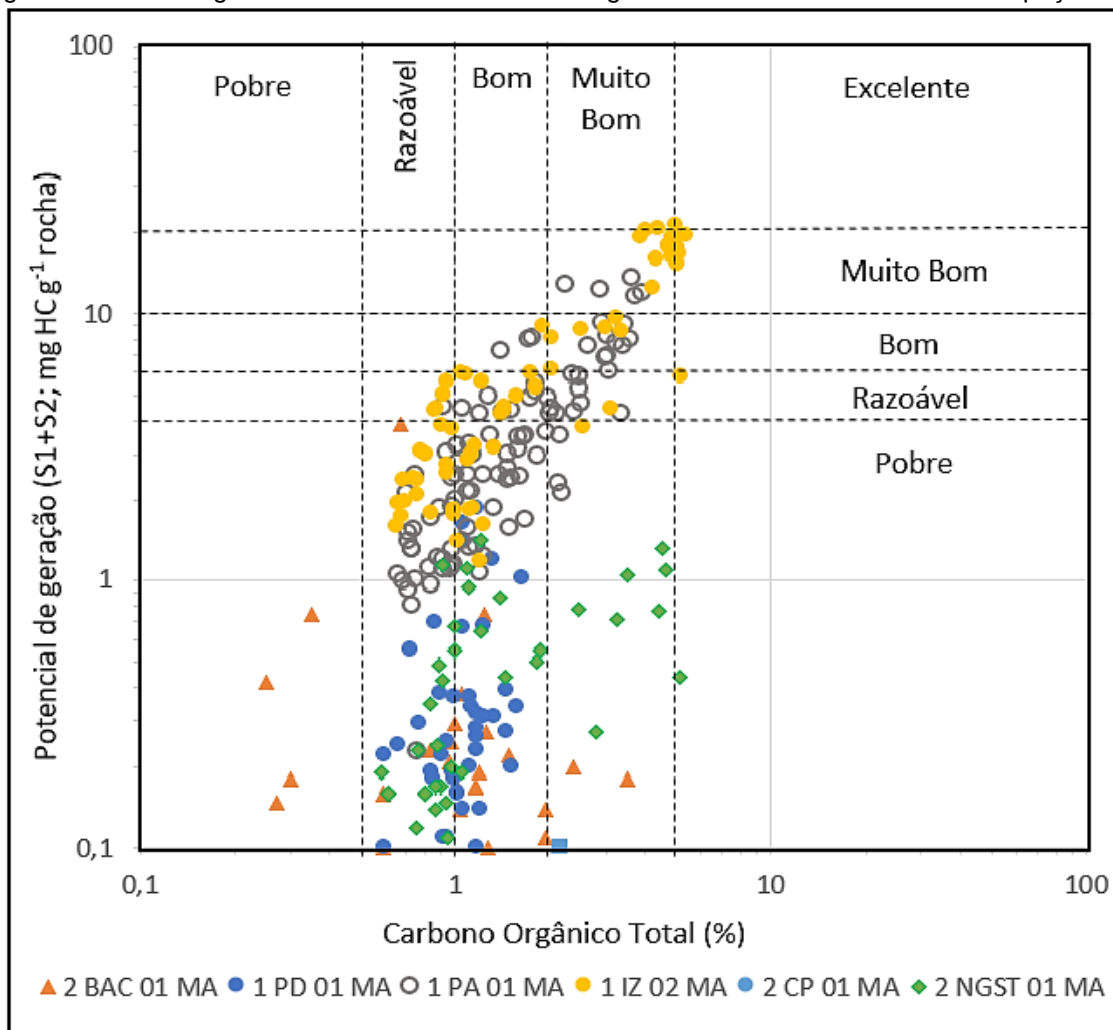
Fonte: Peters e Cassa (1994).

Para a análise da potencialidade para a geração de hidrocarbonetos da rocha geradora é utilizado a proporção de (S1 + S2) em relação ao COT e a avaliação do querogênio no Diagrama do Tipo van Krevelen. As amostras da Formação Pimenteiras dos poços do 1 IZ 02 MA, 1 PA 01 MA demonstram um alto potencial gerador baseado nessa relação. As amostras dos poços 2 BAC 01 MA, 1 PD 01 MA, 2 CP 01 MA e 2 NGST 01 MA demonstram serem pobres (Figura 10).

Os valores do Índice de Hidrogênio (IH) da Formação Pimenteiras variaram de 0,26 a 638,33 mg HC/ g COT nos poços, com médias de 2,24 a 271,81 mg HC/ g COT. Os dados com IH maior que 200 possuem potencial considerável para a geração de gás e óleo até o valor de 300 mg HC/ g COT (PETERS; CASSA, 1994), o que foi observado nas médias dos poços 1 IZ 02 MA e 1 PA 01 MA, de 271,81 e 206,55 mg HC g⁻¹ COT rocha, respectivamente.

As concentrações dos valores de IH acima de 300 mg HC g⁻¹ COT que levam as leituras de potencial de geração de óleo não são observados nos valores médios dos poços. Somente em dados nos poços 2 BAC 01 MA, 1 IZ 02 MA e 1 PA 01 MA, com valores de 638, 481 e 368 mg HC g⁻¹ COT.

Figura 10 – Potencial de geração (S1+S2) vs carbono orgânico total (COT), mostrando potencial gerador de rocha geradora de amostras de rochas geradoras da Fm. Pimenteiras nos poços



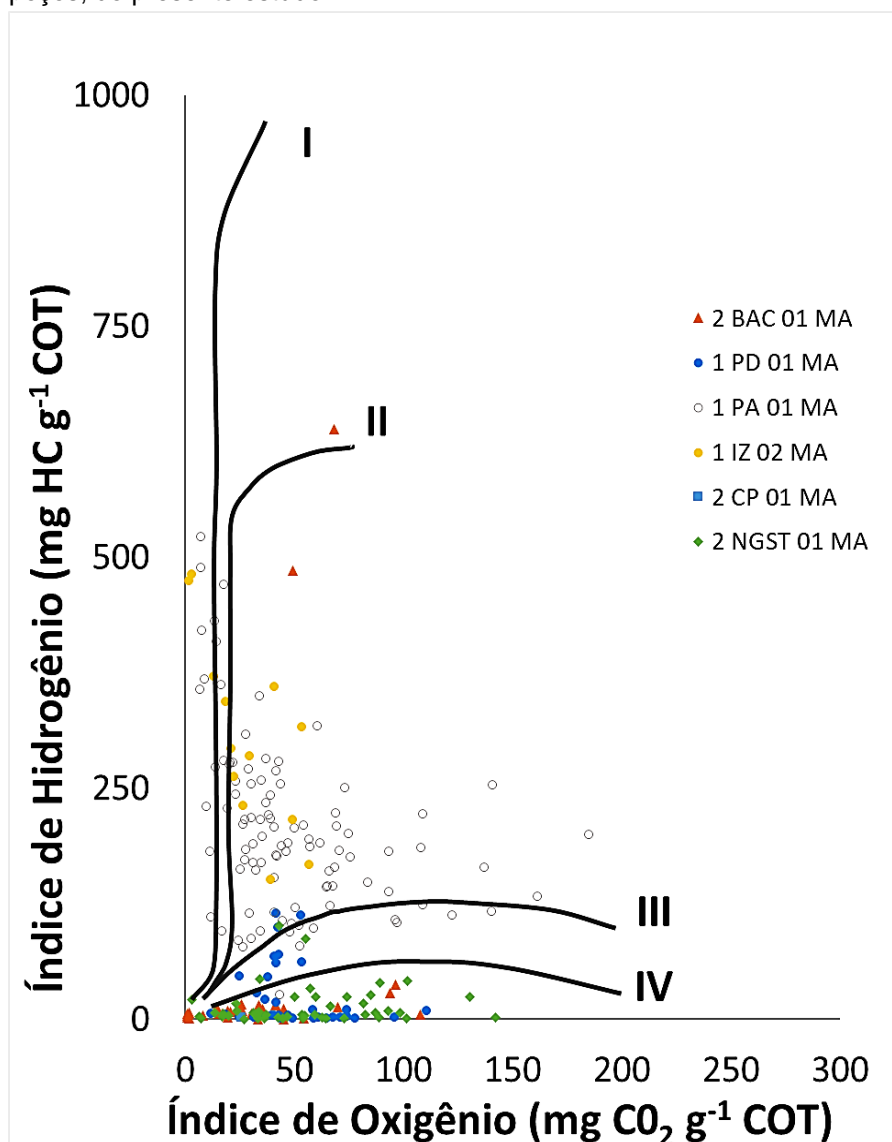
Fonte: Peters e Cassa (1994).

Os valores do Índice de Oxigênio (IO) para a Formação Pimenteiras variam de 0,78 a 857,14 mg CO₂/ g COT rocha, com médias entre 28,87 a 59,63 mg CO₂ g⁻¹ COT rocha.

A avaliação semiquantitativa do potencial gerador da matéria orgânica em função do IH entre todos os poços, mostra uma predominância para geração de gás na região (EUZÉBIO et al., 2016). Essa baixa potencialidade corrobora com a diminuição dos seus valores na interpretação de imaturidade, também vista no T_{máx} (EUZÉBIO et al., 2016; SILVA, 2007; PETER; CASSA, 1994).

Quando plotados no diagrama do Tipo Van Krevelen, os dados de IH e IO podem ser úteis na identificação do tipo de querogênio e fornecer informações adicionais sobre a maturidade (Figura 11). Pode-se observar, ainda, através do diagrama do tipo Van Krevelen que há uma predominância de querogênio dos tipos II / III originados a partir de matéria orgânica marinha / terrestre. Para os poços 1 PA 01 MA e 1 IZ 02 MA os dados sugerem mais para essa mistura, enquanto para os poços 1 PD 01 MA, 2 NGST 01 MA e 2 BAC 01 MA para os querogênios dos tipos III e IV. As amostras da Formação Pimenteiras mostraram-se inertes, com um querogênio do tipo IV, indicativo de uma reciclagem de restos lenhosos da matéria orgânica e podem ser considerados no estágio senil de maturidade da rocha geradora.

Figura 11 - Diagrama do Tipo Van Krevelen da rocha geradora na Formação Pimenteiras dos poços, do presente estudo



Fonte: Peters e Cassa (1994).

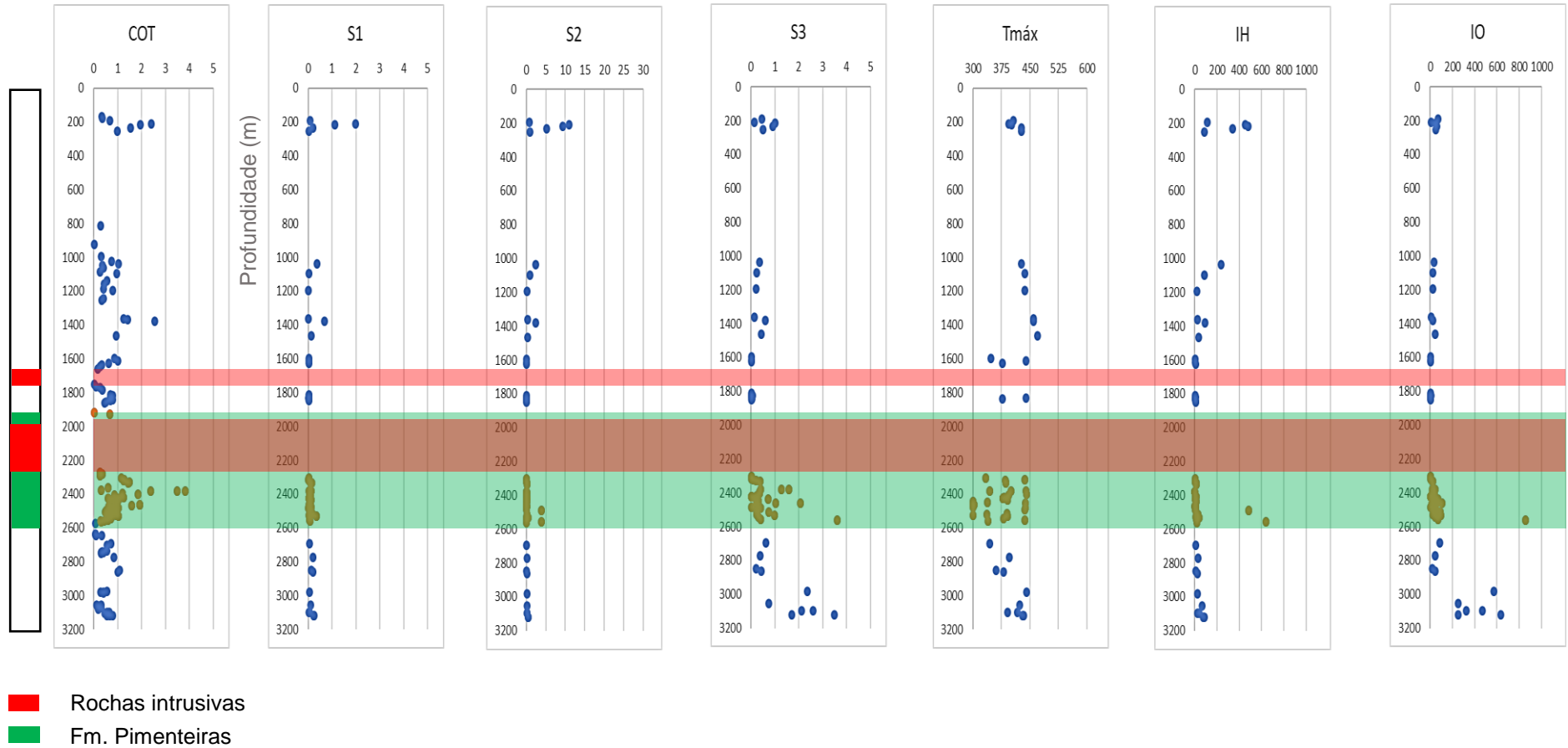
As posições relativas das amostras dos poços no diagrama do tipo Van Krevelen ajudam na interpretação feita pelos valores de T_{máx}: que a Formação Pimenteiras se encontra, pouco evoluída termicamente, ou seja, imatura. O que é consistente com os achados nas leituras dos perfis elaborados nas Figuras 12, 13, 14, 15, 16 e 17. Ainda corrobora na interpretação de uma mistura de querogênio provável devido à alteração da paleobatimetria no momento da deposição de sedimentos. Com isso, a Formação Pimenteiras experimentou várias mudanças transgressivas e regressivas, causando a deposição de orgânica de tipos diferentes.

A potencialidade para a geração de gás interpretada para a área de estudo se deve à intensa influência termal sofrida pela rocha geradora propiciada pelo calor das intrusões magmáticas. Como exemplo, o poço 2 BAC 01 MA, que apresenta a maior concentração de soleiras encontrada entre os poços dentro da formação Pimenteiras, de cerca de 430 m de espessura, que variam de 388 m na formação e uma intrusão de 128 m acima (Figura 12). O mesmo ocorre no poço 2 CP 01 MA (Figura 14), onde se apresenta a menor média de IH, 2,25 mg HC g⁻¹ COT. Com isso, ocorre uma diminuição dos valores dos parâmetros geoquímicos devido à proximidade da intrusão, tornando os comportamentos dos valores de T_{máx} não muito confiáveis para a interpretação de maturidade (RODRIGUES, 1995; ABELHA ET AL., 2018; DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018; TROSDTORF et al. 2018).

4.4 CONCLUSÕES

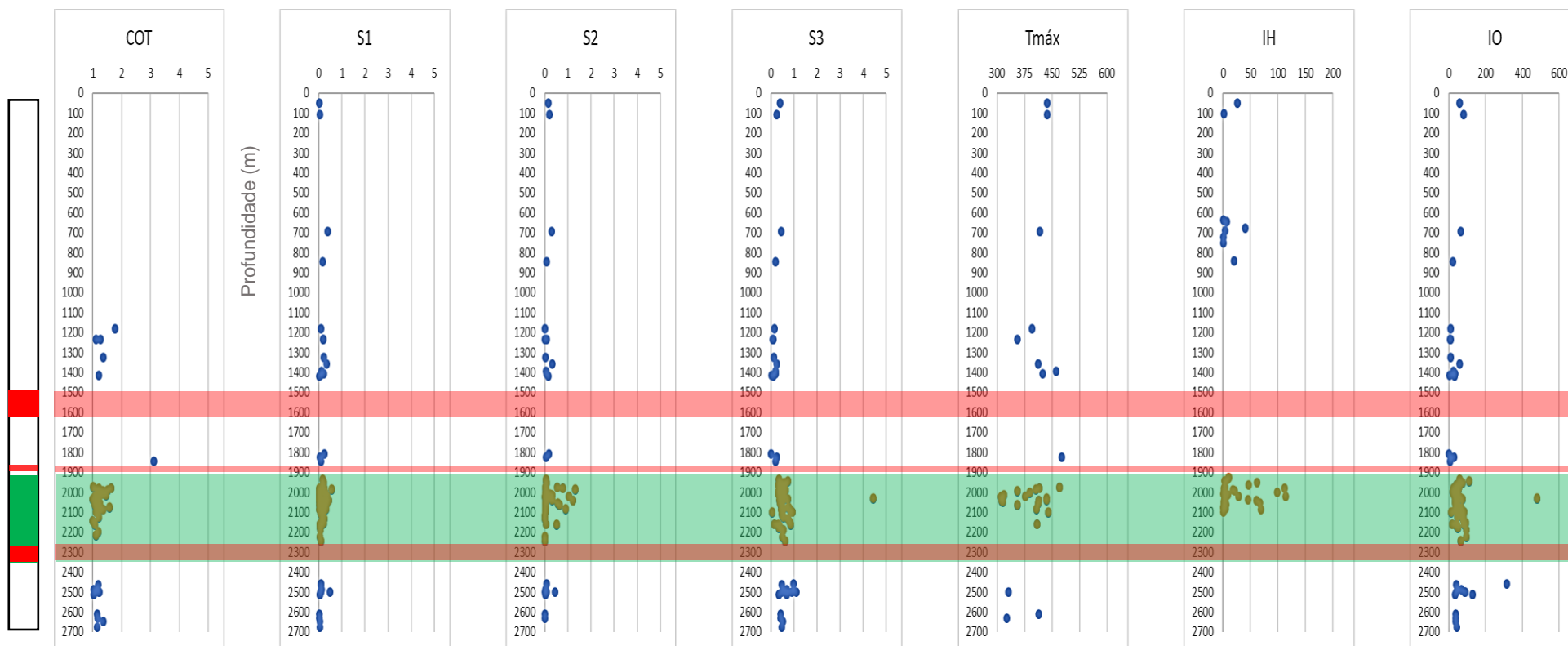
Através das interpretações dos dados geoquímicos apresentados pelas amostras dos poços avaliados, pode-se afirmar que a área de estudo apresenta rochas com valores médios (regulares) de COT. Verifica-se que o querogênio da Formação Pimenteiras é predominantemente do tipo II / III, portanto, originado de uma mistura de matéria orgânica marinha / terrestre. A presença do querogênio do tipo IV, visto no diagrama do Tipo Van Krevelen, pode ser devido à influência do calor de magmas intrusivos na geração de hidrocarbonetos, refletindo uma baixa condição de geração convencional de hidrocarbonetos e com a potencialidade pequena para produção de óleo. Há maior potencialidade para a geração de gás na área dos poços devido a essa influência termal pelo calor fornecido a rocha geradora. Verificou-se que os poços da região norte, 1 PA 01 MA e 1 IZ 02 MA apresentam menor maturidade e a maior potencialidade de geração de hidrocarbonetos. Esses poços não possuem intrusivas ígneas dentro da rocha geradora. Isso demonstra que a influência das intrusões magmáticas para a maturação é condição ideal para a geração de hidrocarbonetos pela Formação Pimenteiras na Bacia do Parnaíba.

Figura 12 - Parâmetros geoquímicos em profundidade (m) do poço 2 BAC 01 MA (Central) com destaque, em verde, para a Fm. Pimenteiras e vermelho para as intrusões ígneas



Fonte: Autor, 2019.

Figura 13 - Parâmetros geoquímicos em profundidade (m) do poço 1 PD 01 MA (Central) com destaque, em verde, para a Fm. Pimenteiras e vermelho para as intrusões ígneas

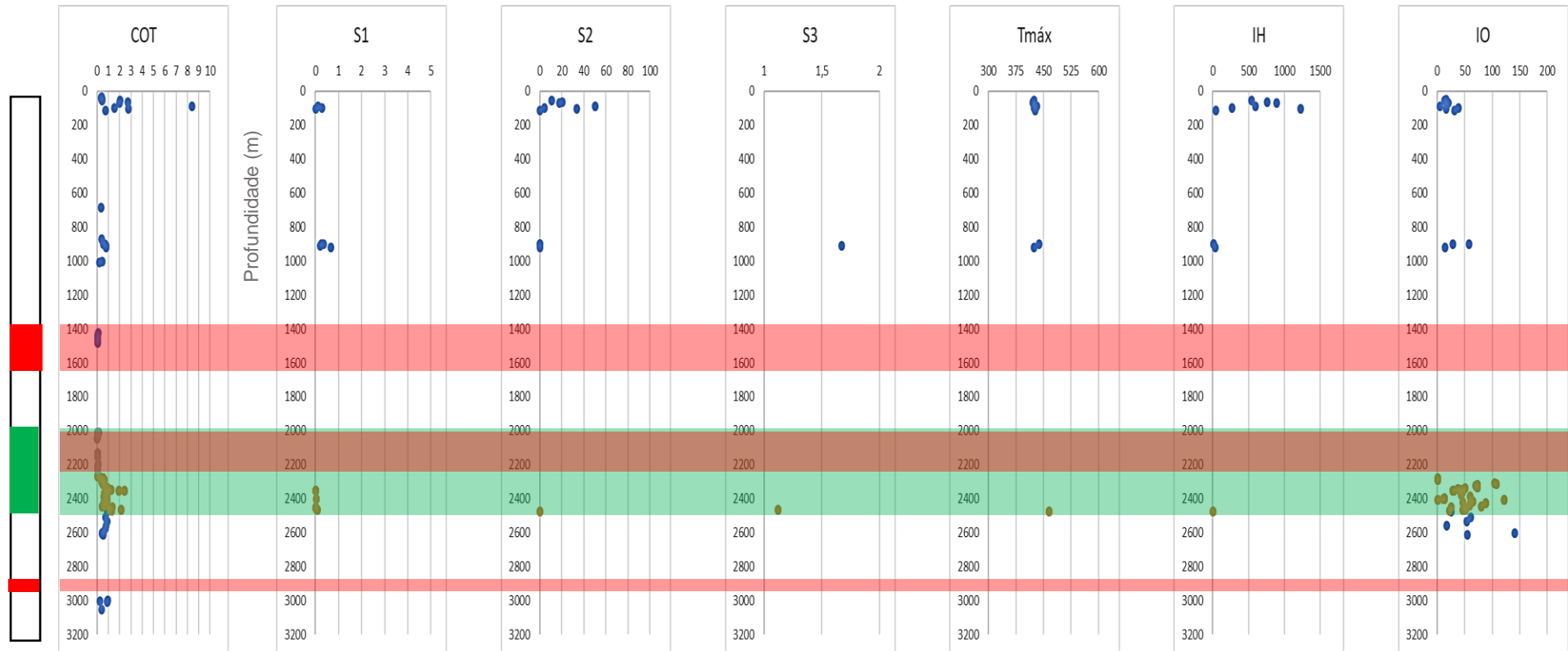


■ Rochas intrusivas

■ Fm. Pimenteiras

Fonte: Autor, 2019.

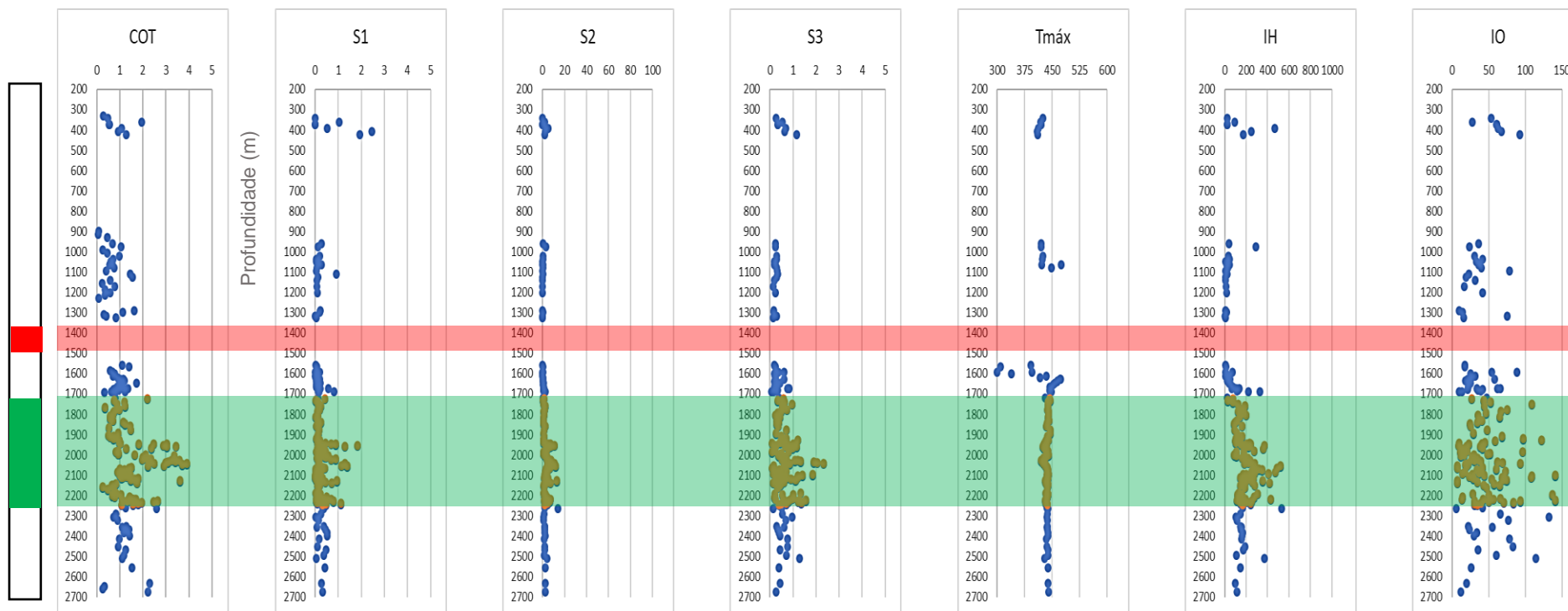
Figura 14 - Parâmetros geoquímicos em profundidade (m) do poço 2 CP 01 MA (Central) com destaque, em verde, para a Fm. Pimenteiras e vermelho para as intrusões ígneas



- Rochas intrusivas
- Fm. Pimenteiras

Fonte: Autor, 2019.

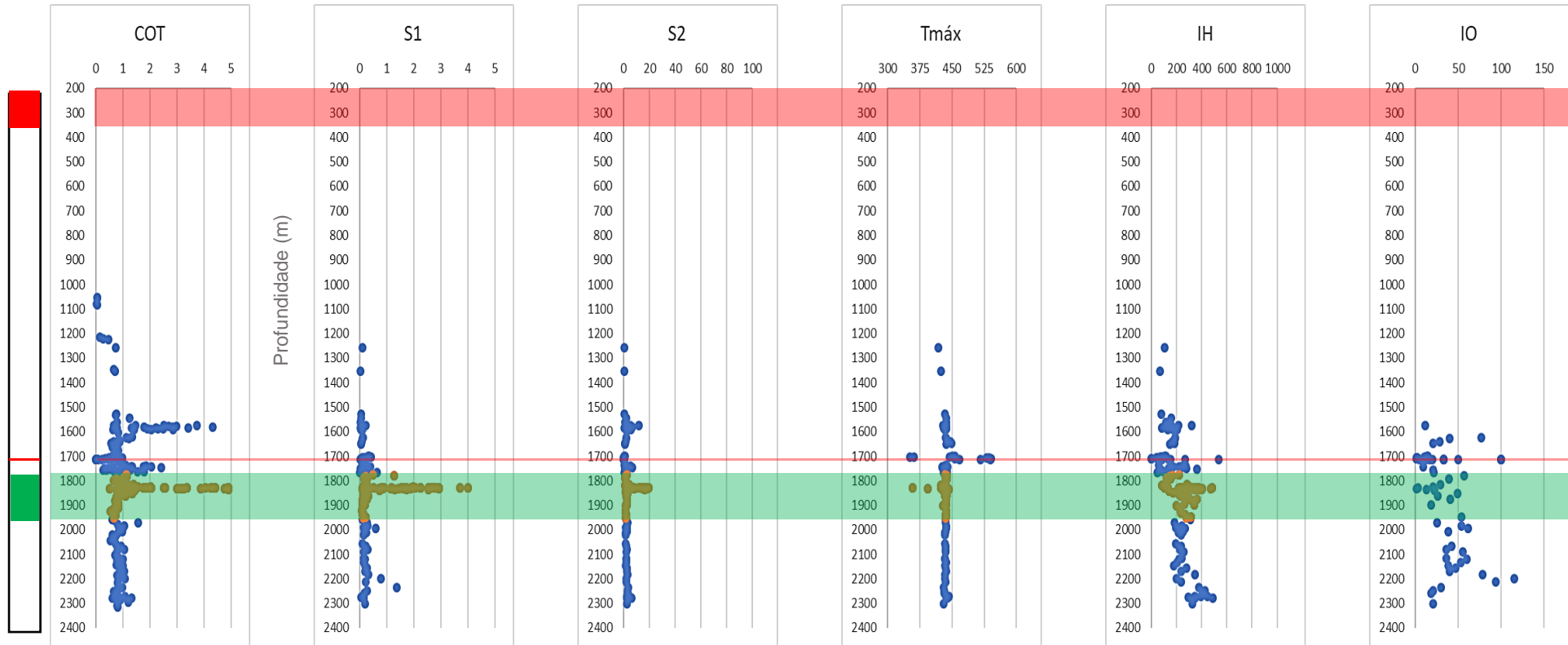
Figura 15 - Parâmetros geoquímicos em profundidade (m) do poço 1 PA 01 MA (Norte) com destaque, em verde, para a Fm. Pimenteiras e vermelho para as intrusões ígneas



- Rochas intrusivas
- Fm. Pimenteiras

Fonte: Autor, 2019.

Figura 16 - Parâmetros geoquímicos em profundidade (m) do poço 1 IZ 02 MA (Central) com destaque, em verde, para a Fm. Pimenteiras e vermelho para as intrusões ígneas

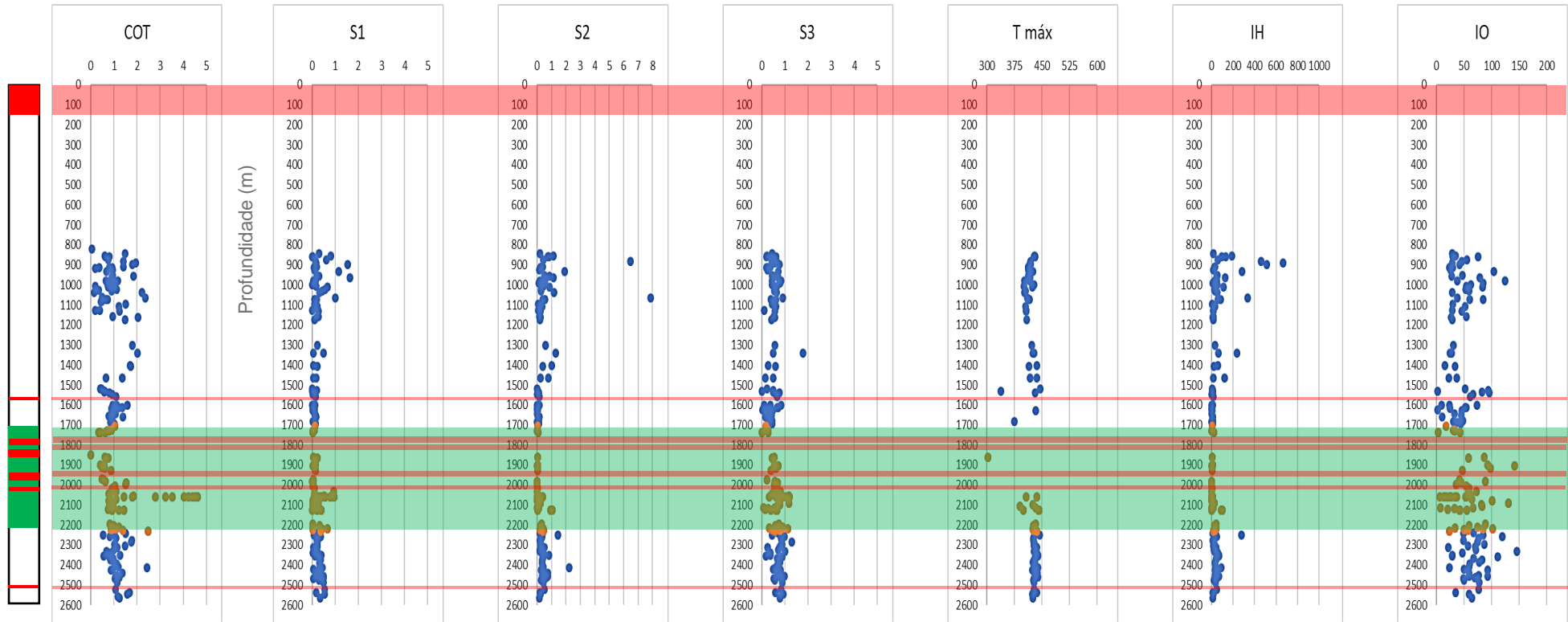


■ Rochas intrusivas

■ Fm. Pimenteiras

Fonte: Autor, 2019.

Figura 17 - Parâmetros geoquímicos em profundidade (m) do poço 2 NGST MA (Central) com destaque, em verde, para a Fm. Pimenteiras e vermelho para as intrusões ígneas



- Rochas intrusivas
- Fm. Pimenteiras

Fonte: Autor, 2019.

5 MODELAGEM UNIDIMENSIONAL DO SISTEMA PETROLÍFERO DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS NO CENTRO-NORTE DA BACIA DO PARNAÍBA, BRASIL

RESUMO

A Bacia do Parnaíba é uma bacia paleozoica intracratônica localizada predominantemente na porção norte/nordeste do Brasil. Possui um formato levemente elíptico, com orientação principal na direção NW-SE e é caracterizada por apresentar rochas contendo matéria orgânica em quantidade e qualidade adequadas para a geração de petróleo. Entretanto, esta bacia carece de estudos aprofundados sobre o estágio de evolução térmica e qualidade da matéria orgânica das rochas, associados à geração sob a influência do calor de rochas ígneas intrusivas na maturação dos folhelhos devonianos potencialmente geradores da Formação Pimenteiras (Frasniano). Este trabalho teve como objetivo a avaliação da potencialidade desse sistema petrolífero atípico e do efeito térmico das intrusões de diabásio na geração de hidrocarbonetos, (óleo e gás), pelos folhelhos da Formação Pimenteiras em 6 poços do centro-norte da bacia do Parnaíba. Para esta avaliação foram utilizados dados geoquímicos daqueles poços e também foi efetuada a modelagem unidimensional da história de soterramento e da maturidade térmica da bacia. Além dos 6 poços, foram elaboradas também simulações hipotéticas de um poço hipotético que tivesse uma maior geração de óleo do que gás na região do depocentro da bacia por meio dos parâmetros geoquímicos obtidos dos poços modelados. As simulações dos modelos mostram que os folhelhos possuem alto potencial gerador de hidrocarbonetos gasosos com um índice de hidrogênio (IH) máximo encontrado de 443,61 mg HC/ g COT nos poços. No entanto, no poço hipotético o IH máximo foi de 157,10 mg HC/ g COT. A taxas de transformação em hidrocarbonetos observadas variam de 10,00% a 99,66% e os IH encontrados para a geração de óleo variam de 12,31 e 42,92 mg HC/ g COT abaixo e acima da Fm. Pimenteiras, tanto nos poços e nas simulações com os cenários do poço hipotético. A rocha geradora de petróleo mostrou-se com pouca potencialidade para a geração de óleo em comparação à geração de gás. Os modelos mostram que área de estudo não atingiu a maturidade térmica adequada para gerar a quantidade significativa do óleo, porém sob o efeito térmico das rochas intrusivas foi possível a geração de volumes significativos de gás devido à alta maturação atingida pela rocha geradora.

Palavras-chave: Formação Pimenteiras; maturação; geração; querogênio; rochas ígneas intrusivas.

5.1 INTRODUÇÃO

Neste trabalho o nível de maturidade térmica para a Formação Pimenteiras foi avaliado e se definiu as anomalias de temperatura existentes (intrusão ígnea) para os procedimentos de modelagem 1D da Bacia do Paranaíba e seu sistema de petróleo conhecido Pimenteiras-Cabeças (!). Avaliou-se também a potencialidade da rocha geradora da Formação Pimenteiras para geração de hidrocarbonetos na área dos poços estudados.

A bacia do Parnaíba (Brasil) é intracratônica, de idade Paleozóica e com cerca de 600 000 km², que abrange os Estados do Maranhão, Piauí, Pará, Ceará, Goiás e Tocantins (VAZ et al., 2007; ARAÚJO, 2015; ABELHA et al., 2018). Contudo, ela carece

de estudos aprofundados sobre o estágio de evolução térmica, distribuição das fácies orgânicas e qualidade da matéria orgânica das rochas atrelados com a geração e migração dos hidrocarbonetos (RODRIGUES, 1995; SILVA, 2007).

A modelagem de bacias sedimentares é empregada para aferir a evolução geológica desse ambiente geológico e o seu potencial petrolífero. Executada conforme uma simulação geológica dos eventos e processos unidos no tempo, possibilitam a caracterização do tipo sedimentar, térmico, geoquímico, estrutural e cinético possíveis da bacia (HANTSCHERL; KAUERAUF, 2009; YAÑEZ, 2014).

Os dados geoquímicos estão combinados com informações tectonoestratigráficas reunidas a partir de um conjunto abrangente dos registros de poços e da literatura, para fornecer os parâmetros de entrada para modelagem unidimensional do histórico de soterramento e maturidade térmica através do programa Petromod 1D da Schlumberger S.A. O *software* simula a evolução da bacia ao longo do tempo, prevendo o nível de maturação das rochas e a geração dos hidrocarbonetos. Consegue-se ao final, uma possível reprodução da evolução da história de tempo-temperatura para a bacia sedimentar, bem como o seu atual estado de maturação da rocha geradora.

Os sistemas petrolíferos nos quais o processo de maturação térmica para a geração de hidrocarbonetos não ocorreu por soterramento são classificados como atípicos (MAGOON; DOW, 1994; PLANKE et al., 2005; POLTEAU et al., 2008; FERNANDES, 2011; PORTO, 2013; MACKENZIE; RODRIGUES, 2018). Inclui-se neste caso, a maturação da rocha geradora por um fluxo de calor provindo de intrusões ígneas (CERQUEIRA; SANTOS NETO, 1986; MILANI; ZALÁN, 1998; ARAÚJO et al., 2000; FERNANDES, 2011; PORTO, 2013; MACKENZIE; RODRIGUES, 2018).

Os eventos ígneos que ocorrem antes e após a formação da megasequência cratônica são um manto geoquimicamente enriquecido sob a Bacia do Parnaíba, que originaram dois episódios principais de intrusões ígneas Mesozóicas (Formação Mosquito e Sardinha). Estes eventos são responsáveis pelo desenvolvimento de um sistema petrolífero atípico, propenso a geração de gás, dependente do calor dos episódios magmáticos para geração de hidrocarbonetos na bacia estudada (DALY et al., 2018).

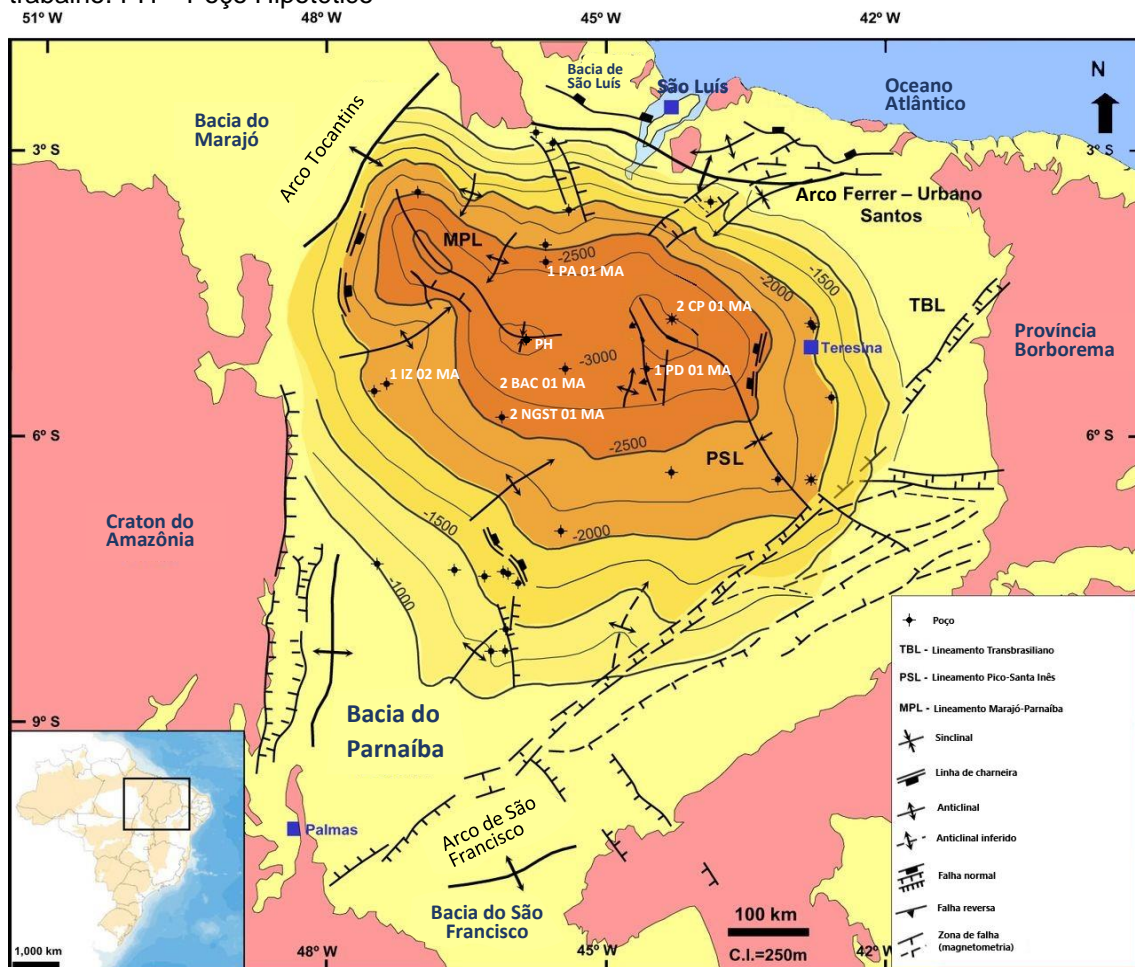
A compreensão da relação da influência do calor fornecido pelas rochas intrusivas para estes eventos atípicos dos sistemas petrolíferos é bastante complexa (DALY et al., 2018; MIRANDA et al., 2018; TROSDTORF et al., 2018). Assim, a modelagem de geração de hidrocarbonetos pela Formação Pimenteiras (Devoniano) sob o efeito térmico de intrusões de diabásio é de extrema importância para a exploração de petróleo na Bacia do Parnaíba.

5.2 MATÉRIAS E MÉTODOS

Maturação e geração são elementos críticos de um sistema petrolífero que podem ser obtidos pela combinação de geoquímica, tectônica, estratigrafia e paleoambientais em um modelo de história de deposição de uma bacia sedimentar.

Com o objetivo de se reconstruir a história da geração de hidrocarbonetos na Formação Pimenteiras, foi realizada a modelagem unidimensional da história de soterramento e da maturidade térmica em seis poços localizados na região centro-norte da Bacia do Parnaíba (1 PA 01 MA (norte), 1 IZ 02 MA, 2 BAC 01 MA, 1 PD 01 MA, 2 CP 01 MA e 2 NGST 01 MA) e em um poço hipotético (PH) no depocentro da bacia, (Figura 18)]. Os poços foram selecionados porque perfuraram a Formação Pimenteiras, apresentaram o máximo das formações existentes na bacia, possuem os dados geoquímicos necessários e estão posicionados em diferentes domínios estruturais.

Figura 18 – Mapa de profundidade do embasamento com a localização dos poços utilizados no trabalho. PH – Poço Hipotético



Fonte: Modificado de Miranda e colaboradores (2018).

A potencialidade da rocha geradora foi analisada por modelos 1D no programa Petromod da Schlumberger S.A., para a avaliação da geração de óleo e gás na área de estudo. Obteve-se a potencialidade de geração de hidrocarbonetos nos poços adquiridos, e também foi modelado um poço hipotético (PH) para cenário que poderia ocorrer maior geração de óleo do que gás na região do depocentro, dentro da área de estudo.

Os dados de entrada dos modelos, incluem a idade, espessura, litologia, elementos do sistema petrolífero, além dos teores de COT, IH, cinética da rocha geradora e as condições de contorno para construir as curvas de história de soterramento dos poços da região estudada (Quadro 4).

Quadro 4 – Exemplo do painel de entrada de dados no PetroMod

Age [Ma]	Name top/well pick	Depth [m]	Thickness [m]	Event type	Name layer/event	Paleodeposition/erosion [m]	Lithology	PSE	Kinetic	TOC [%]	HI [mgHC/gTOC]
116.00	Corda	110	44	↓ Deposition	Corda		Sandstone (clay rich)				
116.01	Hiato Pass	154	0	– Hiatus	Hiato Pass						
168.00	Passos Bons	154	77	↓ Deposition	Passos Bons		Sandstone (typical)				
168.01	Hiato Sam	231	0	– Hiatus	Hiato Sam						
248.00	Samba_ba	231	171	↓ Deposition	Samba_ba		Sandstone (typical)				
252.00	Motuca	402	138	↓ Deposition	Motuca		teste2				
252.01	Motuca02	540	65	↓ Deposition	Motuca02		Sandstone (clay rich)				
252.02	Motuca03	605	91	↓ Deposition	Motuca03		teste2				
300.00	Pedra do Fogo	696	79	↓ Deposition	Pedra do Fogo		teste2				
300.01	Pedra do Fogo02	775	45	↓ Deposition	Pedra do Fogo02		Sandstone (clay rich)				
300.02	Pedra do Fogo03	820	88	↓ Deposition	Pedra do Fogo03		teste2				
310.00	Piau_	908	260	↓ Deposition	Piau_		Siltstone (organic rich, typical)				
310.01	Hiato Poti	1168	0	– Hiatus	Hiato Poti						
340.00	Poti	1168	214	↓ Deposition	Poti		Sandstone (clay rich)				
340.01	Hiato Longa	1382	0	– Hiatus	Hiato Longa						
363.00	Long_	1382	108	↓ Deposition	Long_		Siltstone (organic lean)				
363.01	Long_02	1490	176	↓ Deposition	Long_02		Diabase				
378.00	Cabe_as	1666	340	↓ Deposition	Cabe_as		Sandstone (clay rich)	Reservoir Rock			
396.00	Pimenteiras	2006	244	↓ Deposition	Pimenteiras		Siltstone (organic lean)	none			
397.01	Pimenteiras02	2250	226	↓ Deposition	Pimenteiras02		Shale (organic lean, sandy)	Source Rock	Behar_et_al(1997)_TII(P8)	2.00	250.00
400.00	Itaim	2476	74	↓ Deposition	Itaim		Sandstone (clay rich)				

Fonte: Autor (2019) com base no PetroMod (2018).

5.2.1 Idade

A idade das formações estratigráficas foi baseada na carta estratigráfica do da Bacia do Parnaíba de Vaz e colaboradores (2007) (Quadro 5). As idades nos limites do sistema e das séries foram ajustadas à Escala Geológica de Tempo da própria carta.

5.2.2 Espessura e Litologia

As espessuras das unidades estratigráficas na subsuperfície foram obtidas diretamente dos perfis compostos dos seis poços. A interpretação da litologia foi comparada com a carta estratigráfica de Vaz et al. (2007) e os dados geológicos dos próprios poços fornecidos pela ANP.

Quadro 5 - Idade de base da deposição das formações da Bacia do Parnaíba

FORMAÇÃO	IDADE (Ma)
Itapecuru	110
Codó	114
Grajaú	115
Corda	116
Sardinha	130
Pastos Bons	168
Mosquito	200
Sambaíba	248
Motúca	252
Pedra do Fogo	300
Piauí	310
Poti	340
Longá	363
Cabeças	378
Pimenteiras	396
Itaim	400
Jaicós	426
Tianguá	438
Ipu	442
Jaibaras	525
Embasamento	540

Fonte: Autor (2019) com base de Vaz e colaboradores (2007).

5.2.3 Sistema de petróleo (PSE)

A atribuição de PSE baseou-se na litologia e na suposição de que a geradora da Formação Pimenteiras é uma das principais da Bacia do Parnaíba. Os reservatórios de arenito no campo consistem nas Formações Cabeças, Poti, e nos próprios tempestitos da Formação Pimenteiras como os principais, e Itaim e Jaibaras como secundários. A rocha geradora e as rochas reservatório são intrudidos por diques e soleiras de diabásio/basalto (REIS, 2013; ABELHA, 2015; MIRANDA et al., 2018).

Dessa forma, a Bacia do Parnaíba apresenta diferentes armadilhas separadas em domínios: setentrional (norte), central (centro e oeste - localização dos poços) e Meridional (sudeste). As categorias de *plays* petrolíferos que podem ser encontrados nessa bacia têm a relação às estruturas associadas a falhas normais e presença de soleiras ígneas como selo (MILANI; ZALAN, 1998; ARAÚJO, 2015).

5.2.4 Características e cinética das rochas geradora

Os valores de COT e IH foram obtidos do banco de dados da ANP. Esses valores, combinados, conseguiram delimitar os parâmetros cinéticos da formação geradora usando o querogênio definido por Behar e colaboradores (1997) do tipo II.

5.2.5 Fluxo de calor

O fluxo de calor tem o maior efeito no modelo porque a geração de hidrocarbonetos é resultado de uma combinação do calor fornecido e tempo de deposição. O Modelo Mackenzie é um módulo construído no Petromod, automaticamente, que calcula o fluxo de calor ao longo do tempo com os eventos tectônicos apropriados.

Na Bacia do Parnaíba, os valores de encurtamento são baixos por causa do tipo de bacia (ALLEN; ALLEN, 2013), mas foi usado uma história de fluxo térmico constante aos modelos, que variava nos poços entre 40 a 58 mW/ m² (HANZA; MUÑOZ, 1996; FERNANDES, 2011; ARBOIT et al., 2013). Estudos geotérmicos locais sugerem que o gradiente geotérmico da bacia é de 27,4 °C/km (JARVIE et al., 2001; FERNANDES, 2011; MIRANDA et al. 2018).

Após a modelagem foram feitos ajustes de calibração no fluxo de calor de acordo com as reflectâncias de vitrinita (%Ro) obtida por Rodrigues (1995) e os dados geoquímicos da ANP dos próprios poços, com base na rotina Easy% Ro de Sweeney e Burnham (1990) usando a modelagem (Figura 19).

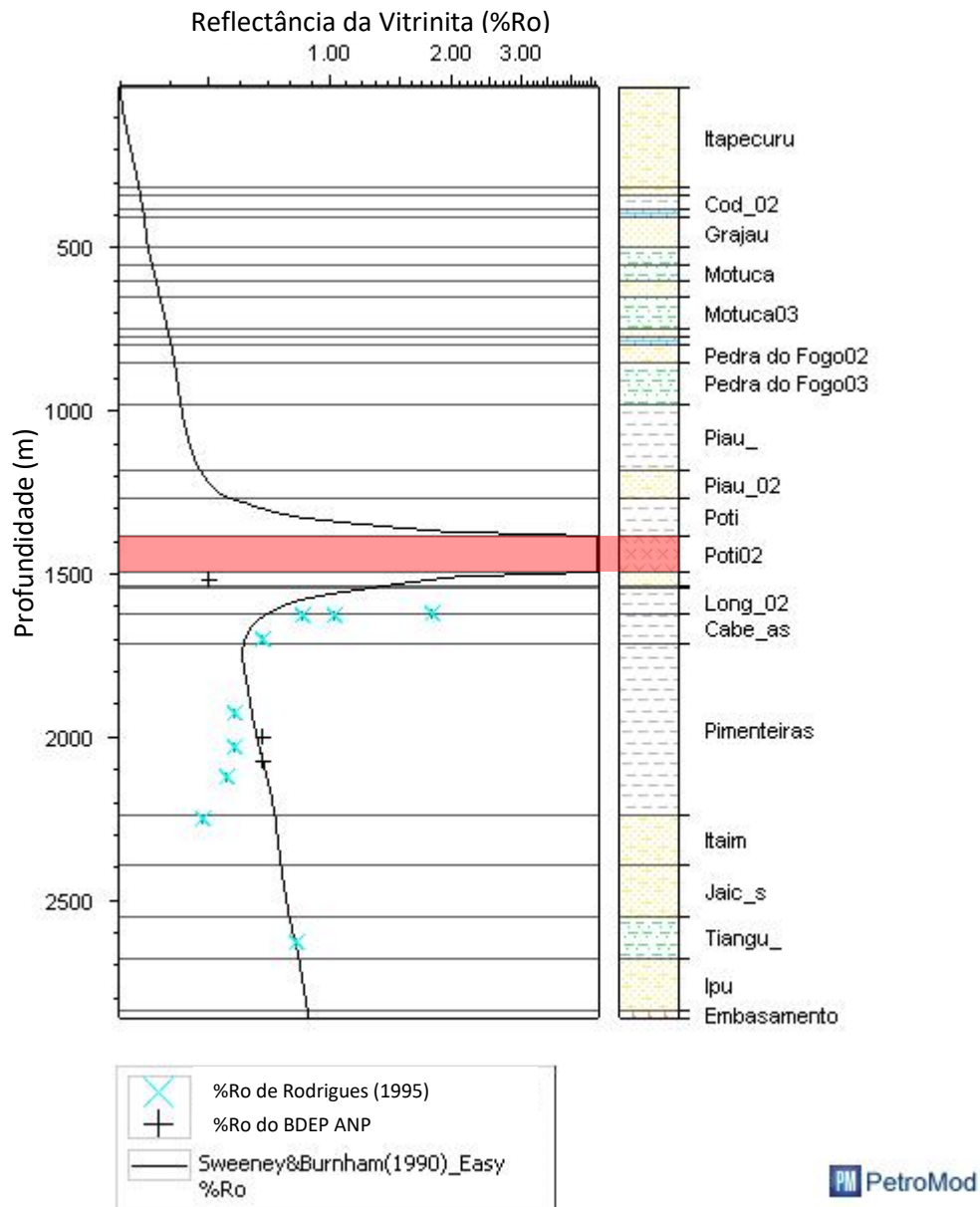
5.2.6 Interface de temperatura sedimento-água (SWIT)

A ferramenta gerada automática, SWIT baseada em Wygrala (1989), retira a temperatura padrão do nível do mar ao longo do tempo geológico com base na localização geográfica atual e latitude da área específica de cada poço utilizado, que foi entre 4° e 5°.

5.2.7 Paleobatimetria

Os dados de paleobatimetria podem ser adquiridos pelos ambientes deposicionais das formações presentes nos poços. Contudo, foi determinado apenas a profundidade na reconstrução do tempo atual (0 Ma), através da mesa rotativa de cada poço, porque seus valores de profundidade não são expressivos e conclusivos para o efeito na subsidência da bacia, com consequência na geração de hidrocarboneto.

Figura 19 – Calibração de gradiente de reflectância da vitrinita (%Ro) para modelagem no PetroMod 1D do poço 1 PA 01 MA. Poti02 – intrusão de diabásio/basalto, destacado em vermelho



Fonte: Sweeney e Burnham (1990) no PetroMod (2018).

Na região do depocentro da bacia foi elaborado um modelo de um poço hipotético (PH), segundo o mapa de profundidade do embasamento de Miranda e colaboradores (2018) (Figura 18), utilizando os dados adquiridos do poço 2 BAC 01 MA, pois, é o mais próximo do depocentro. Com isso, foram retiradas as intrusões de dentro da Fm. Pimenteiras e foram simulados cenários hipotéticos com variações de localização dessas intrusivas (dentro das formações Cabeças e Itaim) com variações da sua espessura de 100, 150 e 200 m dentro das formações citadas e sem intrusão na Fm. Pimenteiras.

5.3 RESULTADOS E DISCUSSÕES

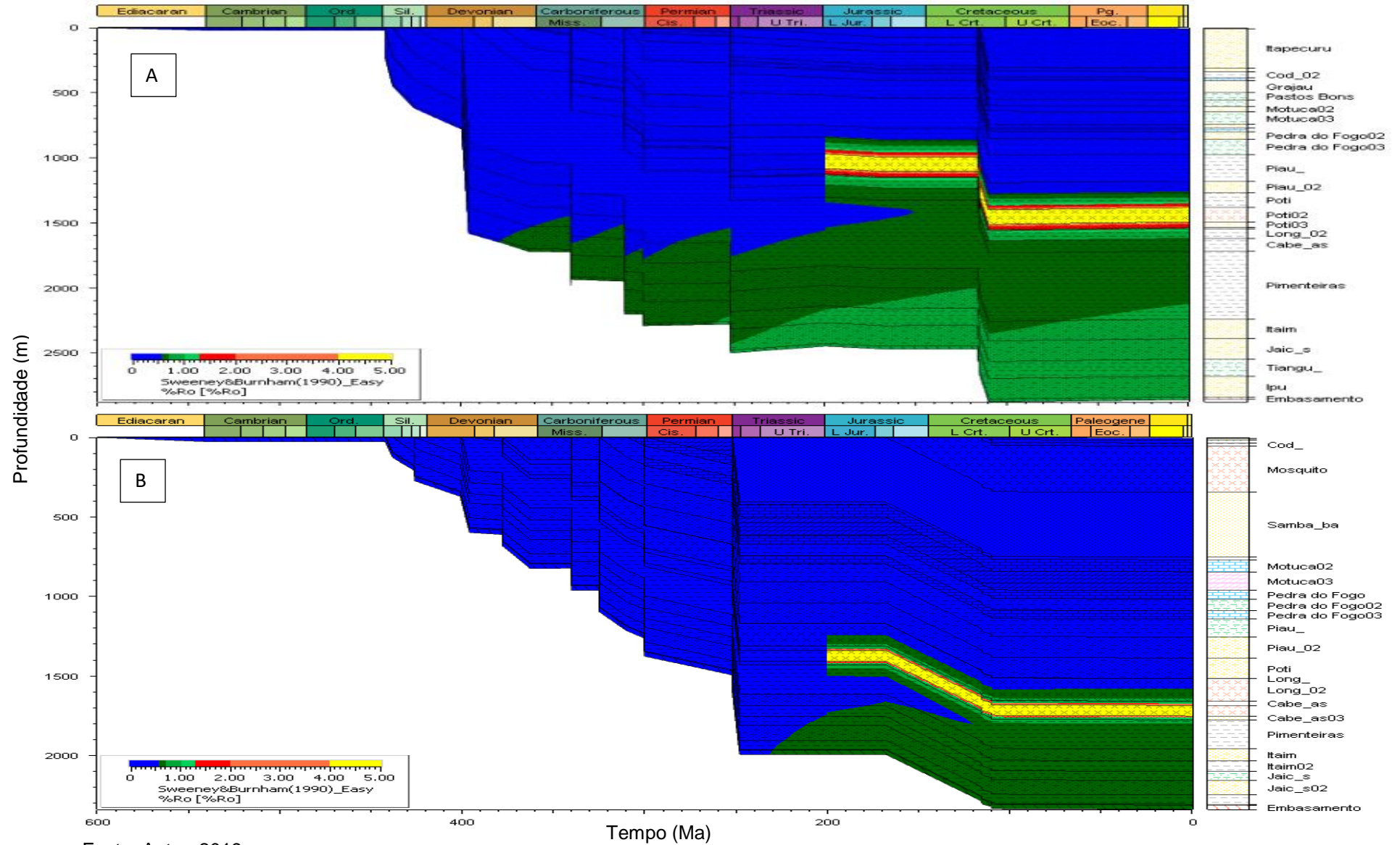
Os resultados numéricos brutos da modelagem da Bacia do Parnaíba mostram o conjunto de camadas sedimentares dos poços sobrepostos a refletância de vitrinita estimada (% Ro) com Easy %Ro de Sweeney e Burnham (1990), com valores referentes a Formação Pimenteiras: nos poços 1 PA 01 MA, de 0,50 a 0,73% Ro (Figura 20 A); 1 IZ 02 MA variando de 0,62 a 0,71% (Figura 20 B); 2 BAC 01 MA de 0,47 a 4,0% (Figura 20 C); 2 CP 01 MA de 0,55 a 4,66% (Figura 20 D); 1 PD 01 MA de 0,55 a 0,65% (Figura 20 E); e 2 NGST 01 de 0,50 a 1,20% (Figura 20 F).

A taxa de transformação de querogênio para hidrocarbonetos modelados de acordo com o tipo II sugere que a Formação Pimenteiras apresenta um valor que varia entre 21,15% a 99,66% nos poços estudados (Figura 21). A relação de transformação para o poço 1 BAC 01 é de máximo, 99,66%, no 2 CP 01 apresenta valor de 99,23%, no 1 PD 01 MA exibe taxa de 98,33%, no 2 NGST 01 MA é de 76,54%, no 1 IZ 02 MA é de 64,20% e no 1 PA 01 MA é de 21,15%.

Foram encontrados valores máximos para a potencialidade de geração de óleo através do índice de hidrogênio (IH) para os poços entre 12,31 a 42,92 mg HC/ g COT. No poço 1 PA 01 MA com 42,92 mg HC/ g COT; 2 NGST 01 MA de 36 mg HC/ g COT; 2 CP 01 MA de 33,51 mg HC /g COT; 1 PD 01 MA apresenta máximo de 27,53 mg HC/ g COT; 2 BAC 01 de 22,86 mg HC/ g COT; e 1 IZ 01 MA com 12,31 mg HC/ g COT.

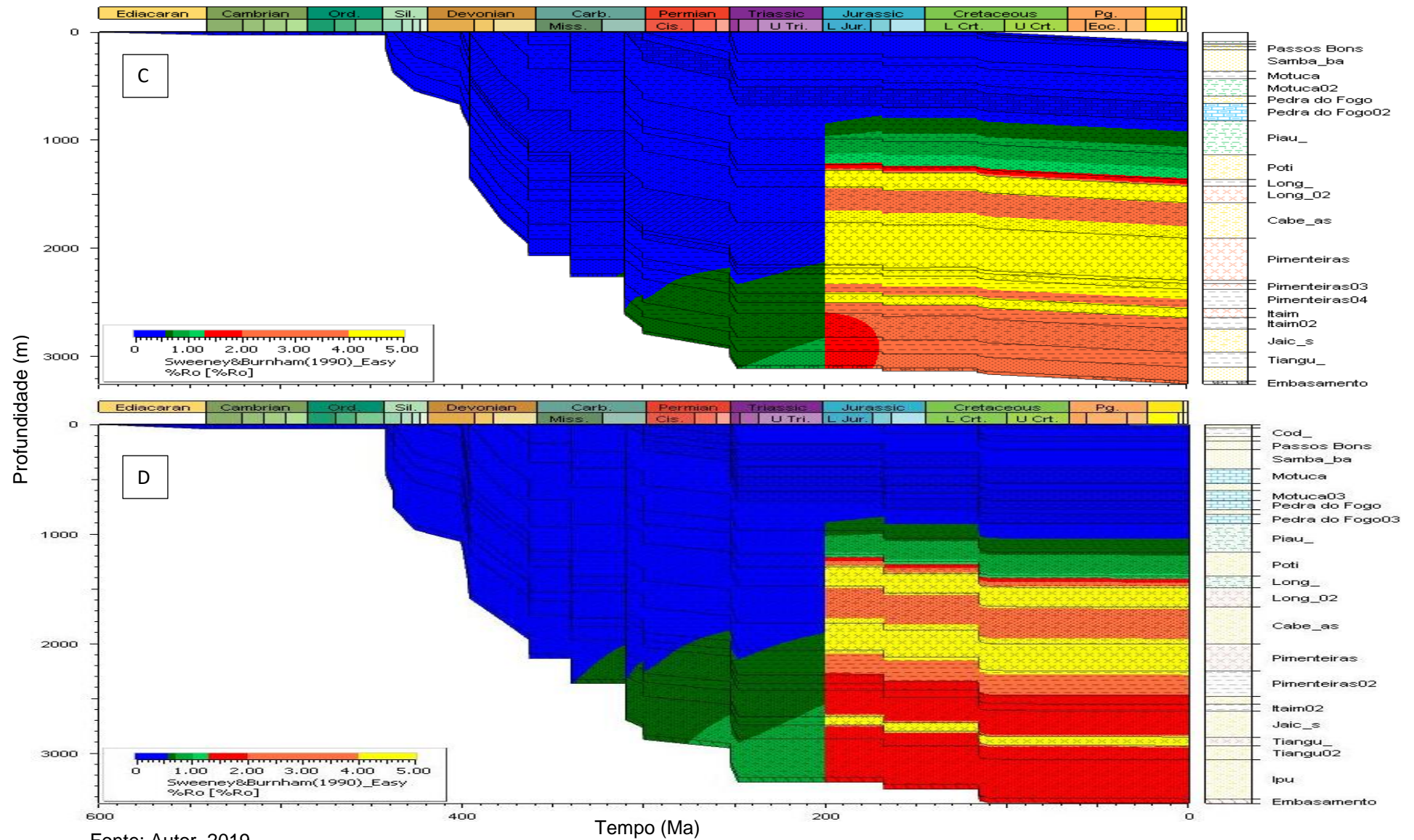
A potencialidade para gás máximo foram entre 73,38 a 443,61 mg HC/ g COT, apresentando o maior valor no poço 2 BAC 01 MA de 443,61 mg HC/ g COT, seguido por 1 PD 01 MA com 434,26 mg HC /g COT, 2 CP 01 MA com 433,31 mg HC g/ COT, 2 NGST 01 MA com 331,92 mg HC g/ COT, 1 IZ 02 com 280 mg HC g/ COT e por último o 1 PA 01 MA com máxima de 17,31 mg HC/ g COT de índice de hidrogênio potencial para a geração de gás.

Figura 20 - Histórico de deposição com sobreposição da refletância de vitrinite calculada com Easy %Ro de Sweeney e Burnham (1990): A) 1 PA 01 MA; B) 1 IZ 02 MA; C) 2 BAC 01 MA; D) 2 CP 01 MA; E) 1 PD 01 MA; e F) 2 NGST 01 MA



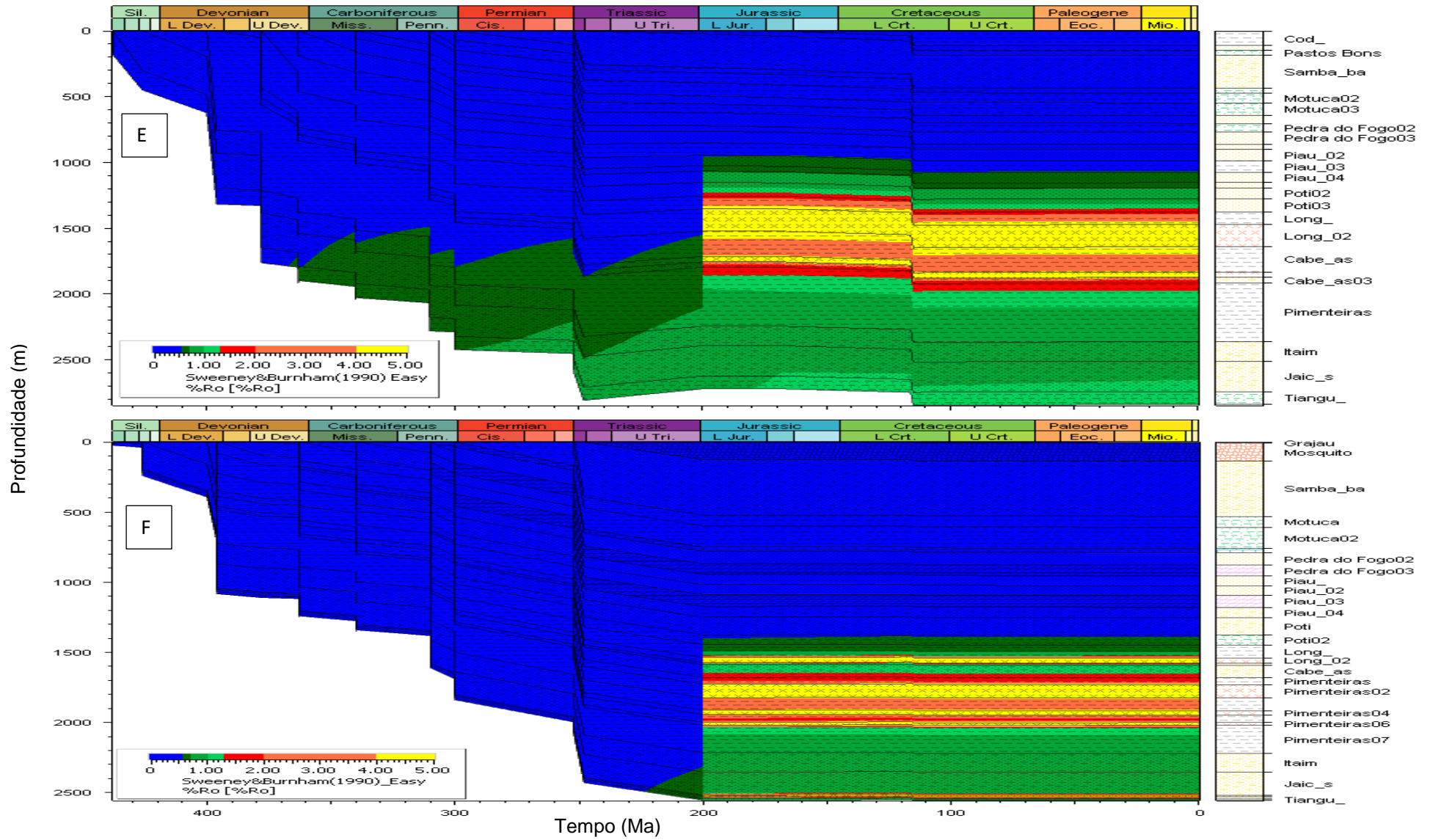
Fonte: Autor, 2019.

continuação da **Figura 20** C) 2 BAC 01 MA; D) 2 CP 01 MA...



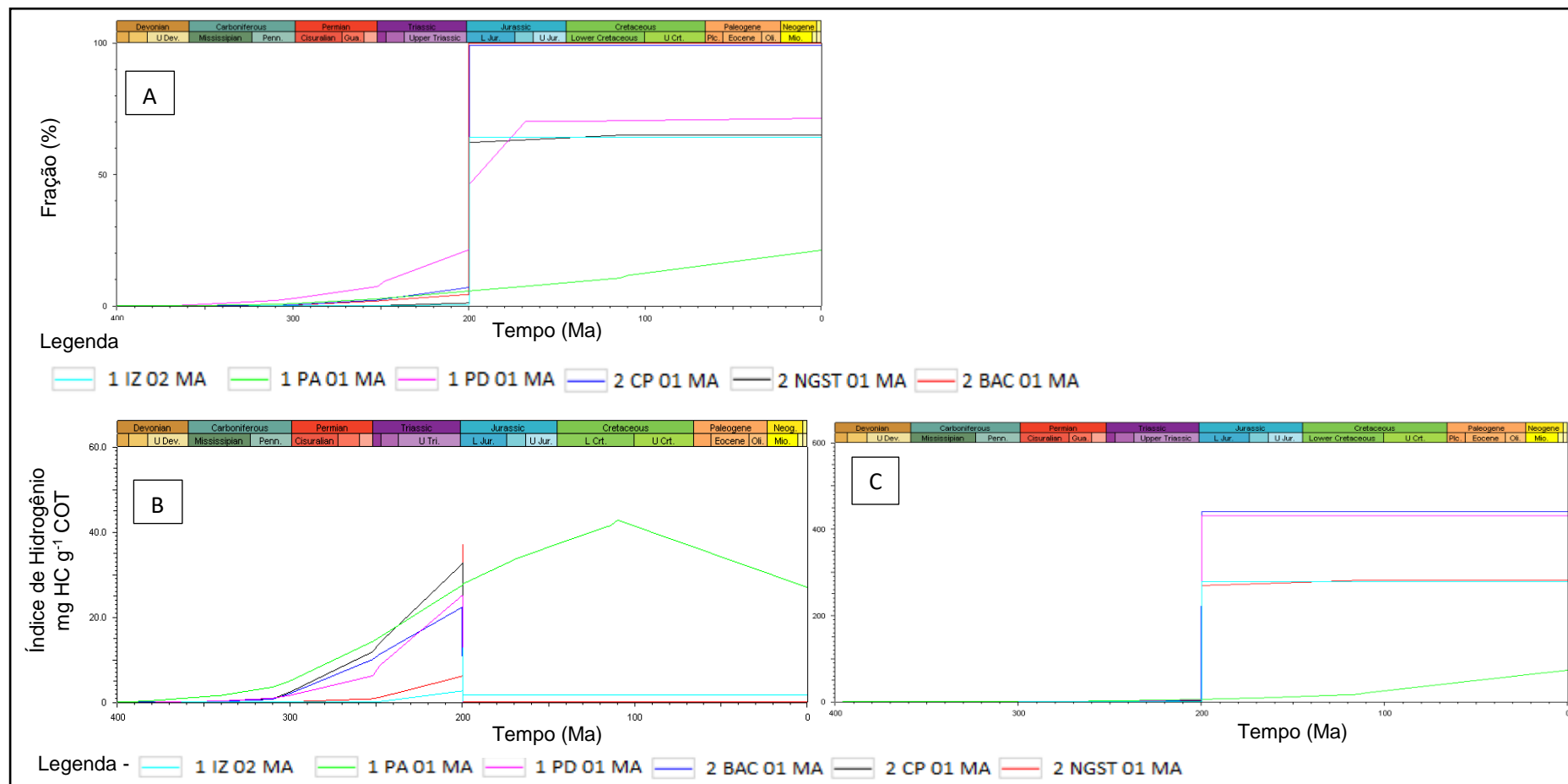
Fonte: Autor, 2019.

continuação da **Figura 20** E) 1 PD 01 MA; e F) 2 NGST 01 MA



Fonte: Autor, 2019.

Figura 21 – (A) Taxa de transformações dos poços avaliados na pesquisa. Destaque para a subida de TR na idade de 200 Ma; (B) Potencial para óleo; e (C) potencial de geração de gás na Formação Pimenteiras nos poços modelados



Fonte: Autor, 2019.

No poço hipotético (PH), com uma espessura de intrusão de 100 m na Formação Cabeças (Figura 22), os resultados para a Fm. Pimenteiras de reflectância da vitrinita (%Ro) variaram de 0,66 a 1,09%, pelo modelo baseado em Sweeney e Brunham (1990) do programa de modelagem. Os picos de índice de hidrogênio (IH) para composição de óleo no poço foi de 42,61 mg HC/ g COT e para o gás de 19,97 mg HC/ g COT. Demonstra uma potencialidade para geração de hidrocarbonetos baixa, mesmo com uma produção maior de óleo em comparação ao gás e apresentou uma taxa de transformação baixa, com pico máximo de 12,23%.

Para uma intrusão de 100 m na Formação Itaim (Figura 23) do PH, os resultados para a potencialidade nas rochas da Fm. Pimenteiras são similares. Apresentam %Ro entre 0,53 a 0,65%. O máximo de IH para óleo foi de 40,03 mg HC/ gCOT e para gás de 14,79 mg HC/ g COT com uma baixa taxa de transformação em querogênio, máxima, de 10,00%.

Na Formação Cabeças, com uma intrusão de 150 m, o modelo do poço hipotético apresentou também baixa potencialidade. Com %Ro ente 0,68 a 1,16%. Máximas de IH para o óleo de 41,70 mg HC/ g COT e para o gás de 50,90 mg/ HC g COT com uma TR de máxima de 17,74%. Com uma intrusão de 150 m na Formação Itaim, o PH apresentou valores de %Ro na Fm. Pimenteiras variam, pelo modelo de Sweeney e Brunham (1990) entre 1,32 a 0,60%. O modelo de composição de óleo por Behar e colaboradores (1997) apresenta valores de índice de hidrogênio baixos, de 34,76 mg HC/ g COT, resultando em baixa geração de óleo no poço, mesmo com uma taxa de transformação alta de 96,41%. Exibe alta geração de gás, 253,56 mg HC/ g COT de índice de hidrogênio (BEHAR et al., 1997; EUZÉBIO et al., 2016).

Já espessura de 200 m na Formação Cabeças o PH apresentou valores de %Ro entre 0,73 a 1,24%. Com IH máximos de 32,43 mg HC/ g COT para óleo e 157,10 mg HC/ g COT para gás e uma taxa de transformação mediana de 37,25% para a Formação Pimenteiras. Mudando a espessura da intrusão para 200m na Fm. Itaim, o poço hipotético exibiu resultados similares ao da intrusão na Fm. Cabeças. Com %Ro variando de 0,89 a 0,99% e picos de IH de 38,62 mg HC/ g COT para óleo e de 17,60 mg HC/ g COT na rocha geradora. O que o diferencia da Formação Cabeças pela maior potencialidade de geração de óleo do que gás, mesmo assim, mostrando valores baixos de IH e de TR de máximo de 10%.

Nas simulações com intrusivas na Fm. Cabeças observou-se uma maior contribuição na subsidência na geração de hidrocarbonetos em comparação com os outros modelos obtidos, mas continuou não apresentando potencialidade para uma grande geração de óleo.

Em todas as simulações dos modelos realizados na pesquisa, tanto nos poços reais quanto no poço hipotético (PH), os valores de IH de óleo não ultrapassaram 45 mg HC/ g COT, mesmo quando os valores de IH de óleo foram maiores que o IH de gás, caso visto no poço 1 PA 01 MA e no hipotético com intrusiva de espessura de 100 e 200 metros na Formação Itaim e de 100 m na Formação Cabeças, que mostraram valores próximos a 42,92, 40,03, 38,62; e 42,61 mg HC/ g COT para os valores de IH para o óleo. Isto evidencia que a área de estudo não apresenta potencialidade considerável para a geração de óleo.

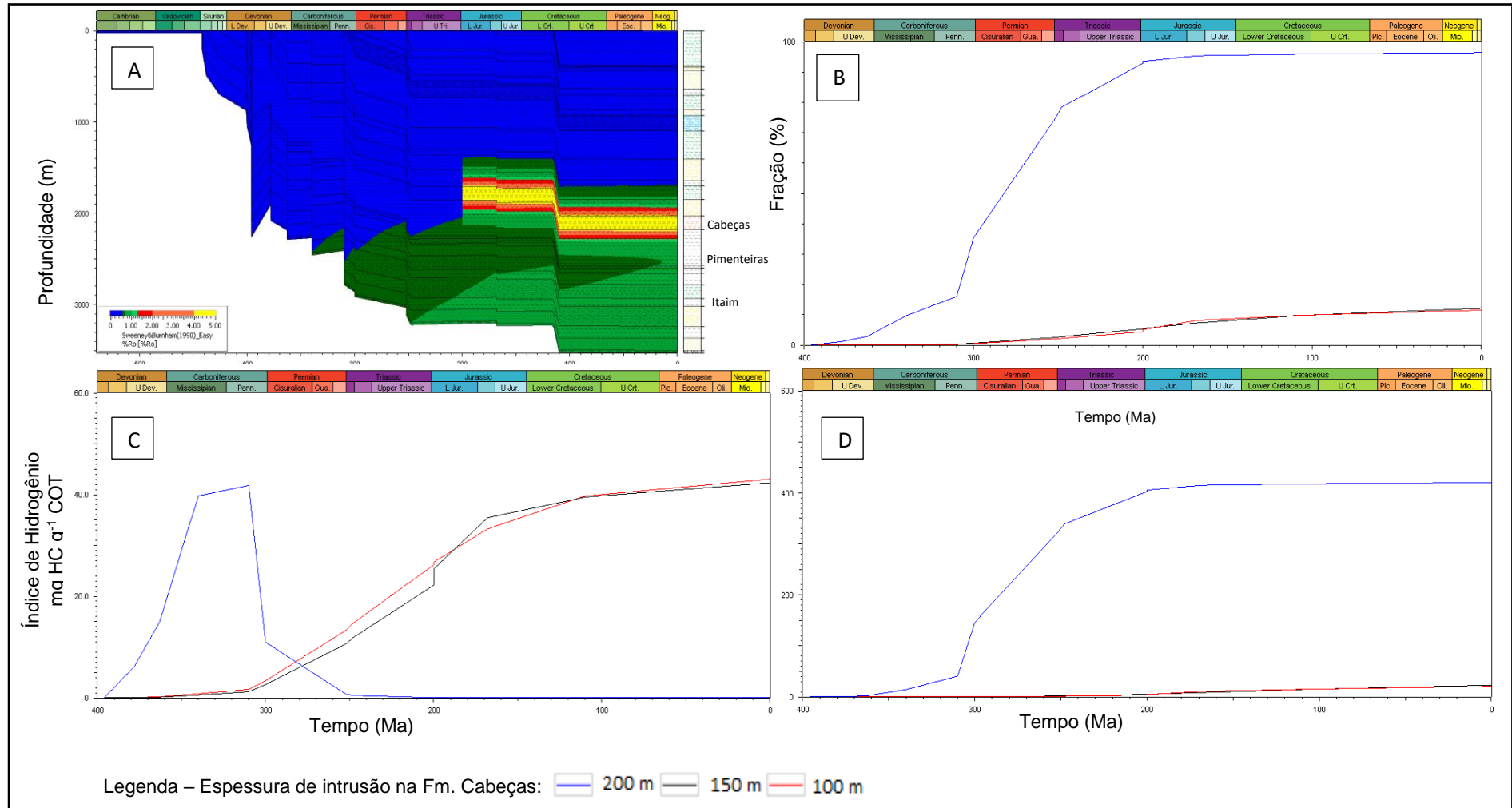
A potencialidade comprovada na Fm. Pimenteiras é para geração de gás, como foi demonstrado pela modelagem dos poços 2 BAC 01 MA, 1 PD 01 MA, 2 NGST 01 MA, 2 CP 01 MA, 1 IZ 02 MA e nas simulações do PH onde a intrusão se encontra com 200 metros de espessura na Fm. Cabeças. Apresentou valores de IH entre 157 a 443 mg HC/ g COT nesses cenários avaliados.

Os modelos gerados apresentam uma representação visual aceitável do histórico de soterramento, temperatura e geração na área de estudo. As disposições mostram como essas propriedades mudam com o tempo e que essa geração está ligada diretamente com a entrada das intrusivas de diabásio/basalto no Triássico (200 Ma) o que é observado nos gráficos de taxa de transformação dos poços reais e no PH, onde consta a história do soterramento, combinada com os resultados cinéticos e geoquímicos.

A reconstrução das histórias de deposição para todos os poços estudados é muito semelhante. Conecta à orogênese Eo-Herciniana (310 Ma), seguida de outra etapa de sedimentação contínua até a Formação Sambaíba, com o evento subsequente do magmatismo Penatecaua (200 Ma).

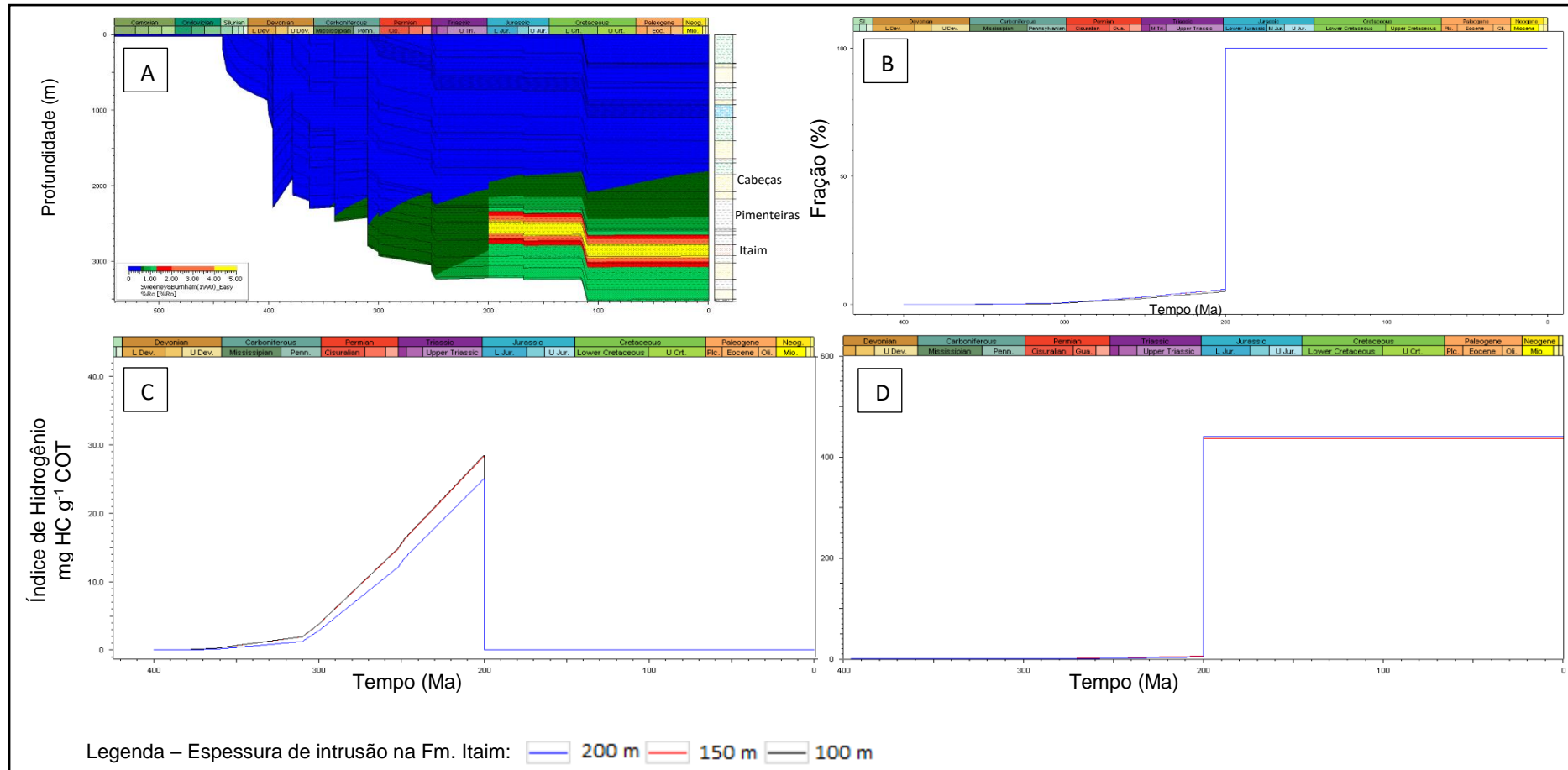
Nas análises dos modelos foram feitas correlações entre a maturação térmica e a taxa de transformação da matéria orgânica. Nas imagens mostra-se como a Formação Pimenteiras, em geral, entra na janela de geração e que é parcialmente afetada pelo calor das intrusões ígneas, que a aquece. Há um resultado que pode ser visto no poço hipotético, de intrusão na Formação Cabeças de 200 m de espessura (Figura 22) que não é apenas um efeito térmico da anomalia causada pela intrusão, porém, ao contrário tem um forte impacto o evento associado à orogenia Eo-Herciniana a 310 Ma, o que explica a maturidade encontrada nos modelos sem intrusões.

Figura 22 – Resultados obtidos no Poço Hipotético (PH) com intrusão ígnea na Fm. Cabeças, acima da rocha geradora. (A) Histórico de deposição com sobreposição de refletância de vitrinita calculada com Easy %Ro de Sweeney e Burnham (1990); (B) Taxa de transformações na Fm. Pimenteiras; (C) Potencial de óleo; e (D) Potencial de gás; ambos na rocha geradora através de Behar e cooperadores (1997)



Fonte: Autor (2019).

Figura 23 – Resultados obtidos no Poço Hipotético (PH) com intrusão ígnea na Fm. Itaim, acima da rocha geradora. (A) Histórico de deposição com sobreposição de refletância de vitrinita calculada com Easy %Ro de Sweeney e Burnham (1990); (B) Taxa de transformações na Fm. Pimenteiras; (C) Potencial de óleo; e (D) Potencial de gás na rocha geradora através de Behar et al. (1997) de transformações; (B) % Ro; (C) Potencial de óleo; (D) Potencial de gás



Fonte: Autor (2019).

5.4 CONCLUSÕES

Usando todos os dados disponíveis e simulando a geração de óleo e gás ao longo do tempo, foi possível evidenciar a efetiva contribuição do calor das intrusões de diabásio/basalto para a geração de hidrocarbonetos pelos folhelhos da Formação Pimenteiras.

A caracterização das rochas geradoras de hidrocarbonetos, combinada com a história do soterramento e a modelagem de maturação térmica da bacia, revelam que é provável que apenas uma pequena quantidade de óleo tenha sido gerada *in situ* na Formação Pimenteiras. Sugere também, que na área não houve geração de volume substancial de óleo em comparação com a geração de gás comercial viável, o que é evidenciado nos modelos simulados.

A taxa de transformação da Formação Pimenteiras demonstrou que há geração de hidrocarbonetos pelo querogênio, mas não é suficiente para uma exploração viável em busca de óleo na área em comparação com a potencialidade de produção de gás, como pode ser observado no gráfico de composição do óleo e gás através do índice de hidrogênio. A formação apresentou valores de % Ro, IH e TR no início da janela de geração de hidrocarbonetos relacionados a orogênese Eo-Herciniana e com picos que ultrapassaram a maturação ideal da rocha geradora e com potencial geração no evento magmático Penatecaua. Isso também corrobora a interpretação de uma maior geração de gás do que óleo através da interação desse evento.

Por fim, recomenda-se fazer simulações de cenários de intrusões magmáticas em outras formações geológicas da bacia para maior ampliação dos conhecimentos relacionados à história de deposição das camadas sedimentares, à maturação da rocha geradora e seu potencial petrolífero.

6 CONCLUSÃO

Os resultados apresentados na dissertação reforçaram a influência do calor das intrusões magmáticas na maturação das rochas geradoras da Formação Pimenteiras para geração de hidrocarbonetos.

A interpretação dos dados geoquímicos apresentados permite afirmar que a área de estudo apresenta rochas geradoras com valores médios (regulares) de COT com querogênio predominantemente do tipo II / III, portanto, originados a partir de uma mistura de matéria orgânica marinha / terrestre. A presença do querogênio do tipo IV, visto no diagrama do Tipo van Krevelen, pode ser devido à influência do calor intenso dos magmas intrusivos na geração de hidrocarbonetos. Com os resultados plotados nos gráficos certificou-se que na região norte, 1 PA 01 MA e 1 IZ 02 MA são os poços de maior potencialidade para a geração de hidrocarboneto, quando comparados com o 2 BAC 01 MA, 1 PD 01 MA e 2 CP 01 MA, que se localizam ao centro-leste da área estudada. Logo, interpreta-se que há uma grande influência das intrusões ígneas para a geração atípica desse sistema petrolífero da Bacia do Parnaíba.

A modelagem combinada com a caracterização das rochas geradoras de hidrocarbonetos auxiliou no entendimento da provável potencialidade real de geração de óleo na área de estudo pela maturação da Formação Pimenteiras, mesmo com pouco potencial de produção. A taxa de transformação de matéria orgânica, indicou que não houve significativa geração e expulsão de óleo na área de estudo em comparação a geração de gás. As modelagens também apresentaram valores de % Ro e IH típicos do início da janela de geração de óleo ou já ultrapassado, corroborando ainda com a interpretação de uma maior geração de gás do que óleo.

Aconselha-se que a área de estudo seja interpretada por sísmica, para verificação das espessuras das intrusões ígneas mencionadas e com um cenário próximo ou igual ao analisado, para ampliação do conhecimento dessa provável zona de potencialidade para exploração de hidrocarbonetos gasosos.

Recomenda-se, ainda, um estudo com mais poços em zonas ao norte e a sul, com o propósito de procurar intrusões em outras formações da bacia, com o objetivo de unificar a cozinha ativa do sistema petrolífero, na tentativa de melhorar as informações resultantes deste estudo para a ampliação do conhecimento da potencialidade de geração de hidrocarbonetos na bacia do Parnaíba.

A pesquisa conseguiu qualificar o efeito térmico das intrusões magmáticas na geração de hidrocarbonetos pela rocha geradora da Formação Pimenteiras (Devoniano), na região centro-norte da Bacia do Parnaíba através de dados

geoquímicos estudados e da modelagem 1D de seis (6) poços e um poço hipotético (PH).

Proporcionou uma melhor elucidação para a baixa potencialidade de geração de óleo em relação à alta geração de gás. O trabalho também ampliou o conhecimento do pesquisador na aprendizagem de modelagem de bacias sedimentares através do programa PetroMod 2018.2.

REFERÊNCIAS

- ABELHA, M.; PETERSOHN, E.; BASTOS, G.; ARAÚJO D. New insights about the Parnaíba Basin: investment results of the National Petroleum Agency. In: DALY M. C.; FODASE, R. A.; JULIÀ, J.; MACDONALD, D. I. M.; WATTS, A. B. (eds) **Formation of the Crattonic Basin: A Case Study of the Parnaíba Basin in Brazil**. Geological Society, London, Special Publications, 2018. 472 p.
- ABELHA, M. Seminário Técnico Ambiental: Bacia do Parnaíba. In: Seminário Técnico Ambiental, 12., 2013. Rio de Janeiro. **Apresentação**. Rio de Janeiro, ANP, 2013. Disponível em: <http://www.brasilrounds.gov.br/round_12/portugues_R12/seminarios.asp/>. Acesso em: 10 nov. 2018.
- ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2018** / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, ANP, 2018.
- ALMEIDA, F. F. M.; CARNEIRO, C. D. R. Inundações Marinhas Fanerozóicas no Brasil e Recursos Minerais Associados. In: MANTESSO-NETO, V., BARTORELLI, A., CARNEIRO, C. D. R., BRITO-NEVES, B. B. (eds). **Geologia do Continente Sul-Americano: Evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**. 1 ed. Capítulo 3. São Paulo: Beca, 2004.
- ARAÚJO, D. B. Bacia do Parnaíba. In: RODADA DE LICITAÇÕES BACIA DO PARNAÍBA, 13., 2015, Rio de Janeiro. **Sumário geológico e setor em oferta**. Rio de Janeiro: ANP, Superintendência de Definição de blocos (SDB), 2015. 23 p.
- ARAÚJO, L. M.; TRIGÜIS, J. A.; CERQUEIRA, J. R.; FREITAS, L. C. S. The atypical Permian petroleum system of the Paraná Basin, Brazil. In: MELLO, M. R.; KATZ, B. J. (eds.) **Petroleum systems of South Atlantic margins**, Tulsa: AAPG Memoir, v.73, 2000. p. 377-402.
- ARBOIT, N. K. S.; DECEZARO, S. T.; AMARAL, G. M.; LIBERALESSO, T.; MAYER, V.; MICHAEL, P. D. C. K. Potencialidade de utilização de energia geotérmica no Brasil uma revisão de literatura. In: **Revista do Departamento de Geografia – USP**, Volume 26, 2013. p. 155-168.
- AL-HAJERI, M.; AL SAEEDA, M.; DERKS, J.; FUCHS, T.; HANTSCH, T.; KAUERAUF, A.; SCHENK, O.; SWIENTEK, O.; TESSEN, N.; WELTE, D.; WYGRALA, B.; KORNPIHL, D.; E PETERS, K. **Modelado de Cuencas y Sistemas Petroleros**, Oilfield Review, Vol. 21, n.2, 2009. p.16-33.
- ALLEN, P. A.; ALLEN, J. R. **Basin Analysis: Principles and Application**. 3th ed. London: Blackwell Publishing. Department of Earth Science and Engineering, Imperial College, 2013. 562 p.
- BEHAR, F., M.; VANDENBROUCKE, Y.; TANG, F.; MARQUIS, J.; ESPITALIÉ. **Experimental cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation**. Organic Geochemistry, v. 26, p. 321-339, 1997.
- CHAMANI, M. A. C. **Tectônica sinsedimentar no Siluro-Devoniano da Bacia do Parnaíba, Brasil: o papel de grandes estruturas do embasamento na origem e**

evolução de bacias intracratônicas. 2015. 219 f. (Tese de Doutorado) – Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2015.

COFFIN, M. F.; ELDHOLM, O. Volcanism and continental break-up: a global compilation of large igneous provinces. In: STOREY, B. C., ALABASTER, T.; PANKHURST, R. J. (Eds.). *Magmatism and the Causes of Continental Break-up*. Geological Society, **Special Publication**, London, v. 68, p. 17-39, 1992.

CORDANI, U. G.; BRITO NEVES, B. B.; THOMAZ-FILHO, A. Estudo preliminar de integração do Pré-Cambriano com os eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras (Atualização). **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v.17, n.1, p. 205-219, nov. 2008/maio 2009.

CERQUEIRA, J. R.; SANTOS NETO, E. V. Projeto análise da Bacia do Paraná. Geoquímica Orgânica, Relatório interno **CENPES/SINTEP**, Rio de Janeiro, v.3, p. 673-914, 1986.

CUNHA, P. R. C.; BIANCHINI, A. R.; CALDEIRA, J. L.; MARTINS, C. C. Parnaíba Basin – The Awakening of a Giant. In: SIMPOSIO BOLIVARIANO - EXPLORACION PETROLERA EN LAS CUENCAS SUBANDINAS, 11th., 2012. **Extended abstract [...]**. Cartagena de Índias: ACGGP, 2012.

DALY, M. C.; TOZER, B.; WATTS, A. B. Craconic Basins and the Wilson cycle: a perspective from the Parnaíba Basin, Brazil. In: WILSON, R. W.; HOUSEMAN, G. A.; MCCAFFREY, K. J. W.; DORÉ, A. G.; BUITER, S. J. H. (eds) **Fifty years of the Wilson Cycle concept on tectonic plates**. Geological Society, London, Special Publications, 2018. 470 p.

EUZÉBIO, R. S.; REIS, D. E. S.; BRITO, M. A. R. C.; BERGAMASCHI, S.; MARTINS, M. V. A.; RODRIGUES, R. Oil generation potential assessment and paleoenvironmental interpretation of Irati Formation (Lower Permian) in northwestern of Paraná Basin (Brazil). **Journal of Sedimentary Environments**, v.1, n°.2, p. 254-267. 2016.

ESPITALIÉ, J.; DEROD, M.; MARQUIS, F. La Pyrolyse Rock-Eval et ses applications. **Rev. Inst. Français Pétrol**, v. 40, 1985. p. 755-784.

ESPITALIÉ, J.; LAPORTE, J.L.; MADEC, M.; MARQUIS, F.; LEPLAT, P.; PAULETAND, J.; BOUTEFEU, A. Methode rapide de caracterisation des roches meres, de leur potential petrolier et de leur degre d'evolution. **Rev. Inst. Français Pétrol**, v.32, 1977. p. 23-42.

FERNANDES, R. F. **Estudo da evolução termomecânica da Bacia do Parnaíba**. 2011. (Dissertação de Mestrado) - UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro – RJ, Brasil, 2011.

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**, Rio de Janeiro, v.4, n.1, p. 55-64, jan/mar.1990.

GÓES, A. M. O.; FEIJÓ, F. J. A Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.8, n.1, p. 57-67, jan/mar. 1994.

HAMZA, V. M.; MUÑOZ, M. Heat flow map of South America. **Geothermics**, v.6, p. 599-646, 1996.

HANTSCHEL, T.; KAUERAUF, A. **Fundamentals of basin and petroleum systems modeling**. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2009. 485 p. DOI 10.1007/978-3-540-72318-9 1.

JARVIE, D. Unconventional Oil Petroleum Systems: Shales and Shale hybrids. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2011, Calgary. **Adapted from oral presentation...** Calgary, Alberta, Canada, 2010. p. 21.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. The petroleum system. In: MAGOON, L. B., DOW, W. G. (eds.). **The petroleum system** – from source to trap. AAPG Memoir 60, p. 3-24, 1994.

MALTHE-SØRENSEN, A.; PLANKE, S.; SVENSEN, H.; JAMTVEIT, B. Formation of saucer-shaped sills. Geological Society, **Special Publication**, London, v. 234, p. 215-227, 2004.

MARZOLI, A.; RENNE, P.R.; PICIRILLO, E. M.; ERNESTO, M.; DE MIN, A. Extensive 200-million-year-old continental flood basalts of the Central Atlantic Magmatic Province. **Science**, New York, n. 284, p. 616–618, 1999. DOI: 10.1126/science. 284.

5414.616.

MCKENZIE, D.; RODRÍGUEZ, T. V. Lithospheric heating due to crustal thickening: a possible origin of the Parnaíba Basin. In: DALY, M. C.; FODASE, R. A.; JULIÀ, J.; MACDONALD, D. I. M.; WATTS, A. B. (eds) **Formation of the Cratonic Basin: A Case Study of the Parnaíba Basin in Brazil**. Geological Society, London, Special Publications, 2018. 472 p.

MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A. Sedimentary basins of South America. In: CORDANI, U. G.; MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A.; CAMPOS, D. A. (Ed.). 2000. **Tectonic evolution of South America**. Rio de Janeiro: [s.n.]: 2000. p. 389-450.

MILANI, E. J.; ZALÁN, P. V. Brazilian Geology Part I: The geology of Paleozoic cratonic basins and Mesozoic interior rifts of Brazil. In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE EXHIBITION, 1998, Rio de Janeiro, Brazil. **Short Course Notes**, Rio de Janeiro, 1998. 184 p.

MIRANDA, F. S.; VETTORAZZI, A. L. et al. Atypical igneous-sedimentary petroleum systems of the Parnaíba Basin, Brazil: seismic, logs and witnesses. In: DALY, M. C.; FOCK, R. A.; JULIÀ, J.; MACDONALD, D. I. M.; WATTS, A. B. (eds) **Formation of the Cratonic Basin: A Case Study of the Parnaíba Basin in Brazil**. Geological Society, London, Special Publications, 2018. 472 p.

OLIVEIRA, A. L.; PIMENTEL, M. M.; FOCK, R. A.; OLIVEIRA, D. C. 2018. Petrology of the Jurassic and Cretaceous basaltic formations of the Parnaíba Basin, northeastern Brazil: correlations and associations with large igneous provinces. In: DALY M. C.; FOCK, R. A.; JULIÀ, J.; MACDONALD, D. I. M.; WATTS, A. B. (eds) **Formation of the Cratonic Basin: A Case Study of the Parnaíba Basin in Brazil**. Geological Society, London, Special Publications, 2018. 472 p.

OLIVEIRA, D. C.; MOHRIAK, W. U. **Jaibaras trough**: an important element in the early tectonic Evolution of the Parnaíba interior sag basin, Northern Brazil. *Mar Pet Geol.*, n.20, 2003. p. 351–383.

PETERS, K. E.; CASSA, M. R. Applied source rock geochemistry. In: MAGOON, L. B., DOW, W. G. (Eds) **The Petroleum System from Source to Trap**. AAPG Memoir. 60, p. 93-120, 1994.

PETERSOHN, E. Bacia do Parnaíba. In: RODADA DE LICITAÇÕES, 9., 2007, Rio de Janeiro. **Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Rio de Janeiro: ANP, Superintendência de Definição de Blocos (SDB), 2007. Disponível em: <anp.gov.br/brnd/round9/round9/palestras>. Acesso em: 11 abr. 2019.

PORTO, A. L. **Mapeamento sísmico de intrusões ígneas na porção sudeste da bacia do Parnaíba e suas implicações para um modelo de sistema petrolífero não convencional**. 2013. (Mestrado em Geociências) - Faculdade de Geologia, Departamento de Estratigrafia e Paleontologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro – UERJ, Rio de Janeiro – RJ, 2013.

POLTEAU, S.; MAZZINI, A.; GALLAND, O.; PLANKE, S. MALTHE-SØRENSEN, A. Saucer-shaped intrusions: Occurrences, emplacement and implications. **Earth and Planetary Science Letters**, 266, p. 195–204, 2008.

PLANKE, S.; RASMUSSEN, T.; REY, S.S.; MYKLEBUST, R. Seismic characteristics and distribution of volcanic intrusions and hydrothermal vent complexes in the Vøring and Møre basins. In: DORE´, A. G.; VINING, B. A. (Eds) **PETROLEUM GEOLOGY: NORTH-WEST EUROPE AND GLOBAL PERSPECTIVES - PROCEEDINGS OF THE PETROLEUM GEOLOGY CONFERENCE**, 6, Geological Society, Londres, 2005. p. 833–844.

RODRIGUES, R. **A Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba**. 1995. 211 f. (Tese de Doutorado) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRGS, Porto Alegre, 1995.

SANTOS, V. H.; FILHO, M. F. L.; NEUMANN, V.H. Quais as possibilidades de um sistema petrolífero na Bacia do Parnaíba? In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PED EM PETRÓLEO E GÁS, 4., 2007. Campinas. **Anais...** Campinas, 2007.

SILVA, C. G. A. **Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná**. 2007. 114 f. (Dissertação de Mestrado) - Instituto de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.

SWEENEY, J. J.; BURNHAM, A. K. Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics. **American Association of Petroleum Geologist Bulletin**, v.74, p.1559-1570, 1990.

TISSOT, B.; E. WELTE, D. **Petroleum Formation and Occurrence**: Berlin, Springer-Verlag, 1984. 699 p.

THOMAZ FILHO, A., MIZUSAKI, A. M. P., ANTONIOLI, L. Magmatismo nas Bacias Sedimentares e sua Influência na Geologia do Petróleo. **Revista Brasileira de Geociências**, v.38, n.15, p. 128-137, jun. 2007.

TROSDTORF, I.; MORAIS NETO, J. M.; SANTOS, S. F.; PORTELA FILHO, C. V.; DALL OGLIO, T. A.; GALVES, A. C. M.; SILVA, A. M. Phanerozoic magmatism in the Parnaíba Basin: characterization of igneous bodies (well logs and 2D seismic sections), geometry, distribution and sill emplacement patterns. In: DALY, M. C.; FUCK, R. A.; JULIÀ, J.; MACDONALD, D. I. M.; WATTS, A. B. (Eds) **Cratonic Basin Formation: A**

Case Study of the Parnaíba Basin of Brazil, Sociedade Geológica, Londres, Publicações Especiais, 2018. 472 p.

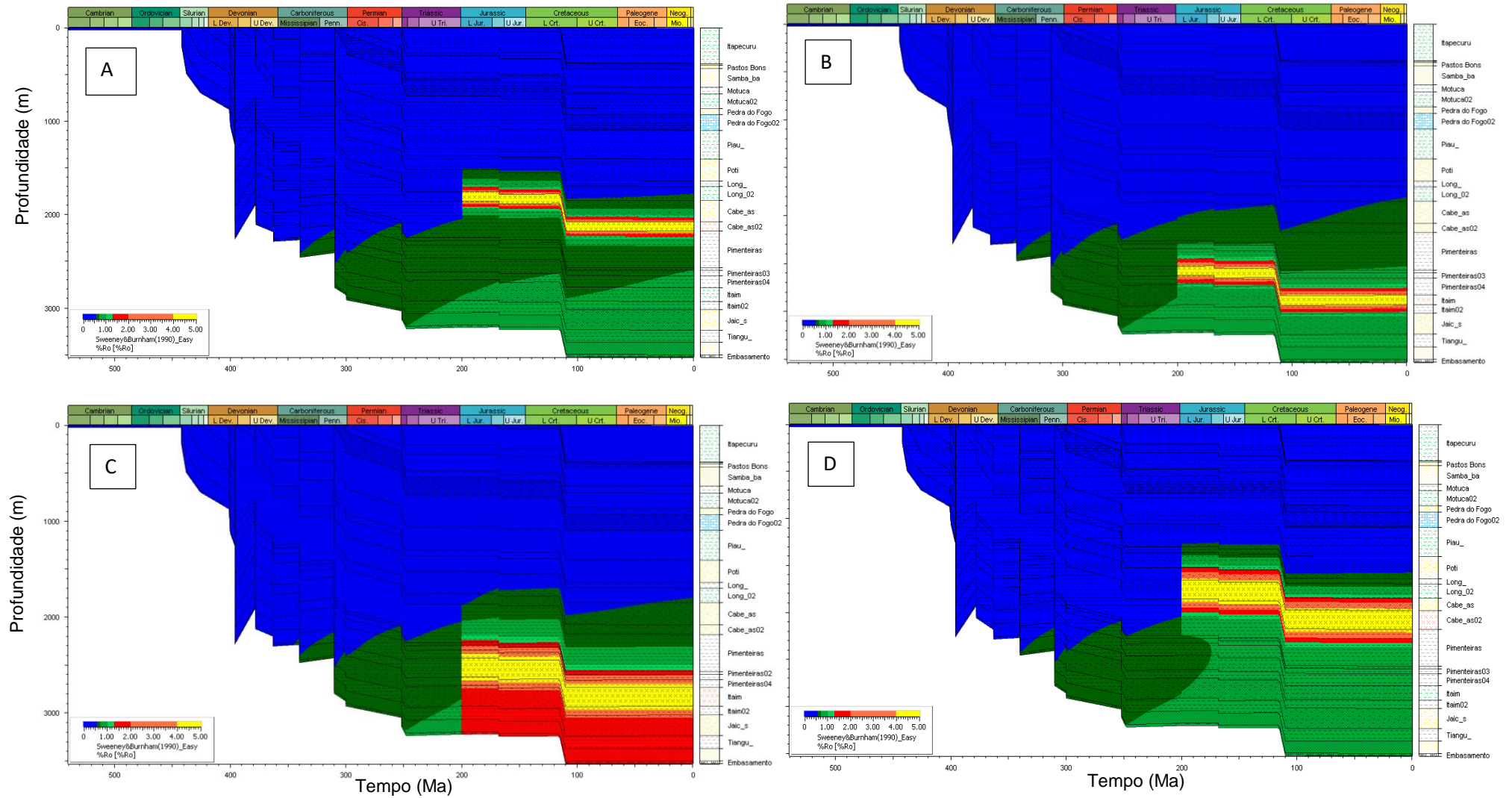
VAZ, P. T.; REZENDE, N. G. A. M.; WANDERLEY FILHO, J. R. A Bacia do Parnaíba. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v.15, n.2, p. 253-263, may/nov. 2007.

WYGRALA, B. **Integrated study of an oil field in the southern Po basin, northern Italy**: Berichte kernforschungsamlage. Julich 2313, 1989. 217 p. Disponível em: < <http://hdl.handle.net/2128/6740>>. Acessado em: 12 fev. 2019.

YAÑEZ, J. L. **Modelagem de Bacias e Sistemas Petrolíferos 2D do setor Ilha Lobos de Afuera – Chiclayo**: Bacias Sechua e Trujillo, Noroeste Offshore do Peru, 2014. (Dissertação de Mestrado) - UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Civil, Rio de Janeiro – RJ, Brasil, 2014.

ZÁLAN, P. Evolução Fanerozóica das Bacias Sedimentares Brasileiras. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.; CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES, B. B. **Geologia do Continente Sul-Americano**: Evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. 1 ed., São Paulo: Beca, 2004. cap.33.

APÊNDICE A – História de soterramento sobreposto por %Ro do PH; A) Intrusão de 100 m de espessura na Fm. Cabeças; B) Intrusão na Fm. Itaim de 100 m de espessura; C) Intrusão de 200 m de espessura na Fm. Cabeças; e D) Intrusão de 200 m de espessura na Fm. Itaim



Fonte: Autor, 2019.

ANEXO 1 – Quadro dos dados geoquímicos fornecidos pela ANP da Formação Pimenteiras dos poços utilizados no trabalho

Poço	Profundidade sem mesa rotativa (m)	S1	S2	S3	S1+ S2	Tmáx	COT	IH	OI	IP
2 BAC 01 MA	1920						0,03			
	1926						0,67			
	2274						0,27			
	2280						0,35			
	2292						0,25			
	2304	0,04	0,07	0,01	0,11	334	1,16	6,03	0,86	1,01
	2316	0,02	0,03	0,01	0,05	437	1,27	2,36	0,79	1,01
	2322	0,03	0,05	0,1	0,08	385	1,24	4,03	8,06	1,1
	2328	0,09	0,2	0,21	0,29	386	1,48	13,51	14,19	1,21
	2334	0,15	0,23	0,37	0,38	387	1,45	15,86	25,52	1,37
	2364						0,59			
	2376						0,3			
	2380,5	0,06	0,01	1,58	0,07	440	3,5	0,29	45,14	2,58
	2380,6	0,04	0,01	1,28	0,05	400	3,83	0,26	33,42	2,28
	2382	0,13	0,14	0,4	0,27	345	2,37	5,91	16,88	1,4
	2394	0,1	0,07	0,36	0,17		1,19	5,88	30,25	1,36
	2400	0,06	0,04	0,36	0,1	441	1,86	2,15	19,35	1,36
	2406	0,1	0,13	0,36	0,23	394	0,87	14,94	41,38	1,36
	2418	0,1	0,11	0,24	0,21	382	1,25	8,80	19,20	1,24
	2424	0,04	0,04	0,01	0,08	379	0,96	4,17	1,04	1,01
	2424	0,04	0,04	0,01	0,08	379	0,83	4,82	1,20	1,01
	2424	0,04	0,04	0,01	0,08	379	0,59	6,78	1,69	1,01
	2424	0,06	0,08	0,21	0,14	389	1,01	7,92	20,79	1,21
	2436	0,12	0,13	0,72	0,25	392	1,03	12,62	69,90	1,72
	2442	0,09	0,05	0,23	0,14	301	0,68	7,35	33,82	1,23
	2448	0,1	0,06	0,31	0,16	338	0,72	8,33	43,06	1,31
	2454	0,09	0,09	0,3	0,18	438	0,85	10,59	35,29	1,3
	2460	0,09	0,09	0,23	0,18	301	0,97	9,28	23,71	1,23
	2463	0,04	0,01	1,04	0,05		1,92	0,52	54,17	2,04
	2463,1	0,11	0,09	2,08	0,2	303	1,93	4,66	107,7 7	3,08
	2466	0,09	0,1	0,24	0,19	301	1,58	6,33	15,19	1,24
	2472				0		0,63			0
	2478	0,13	0,09	0,26	0,22	301	0,99	9,09	26,26	1,26
	2484	0,01	0,01	0,02	0,02	438	1,04	0,96	1,92	1,02
	2490	0,07	3,93	0,4	4	437	0,81	485,19	49,38	1,4
	2496						0,53			
	2502						0,52			
	2508						0,49			
	2514	0,19	0,23	0,75	0,42	390	0,8	28,75	93,75	1,75

1 PD 01
MA

2520	0,07	0,1	0,23	0,17	336	0,68	14,71	33,82	1,23
2526	0,04	0,06	0,23	0,1	301	0,94	6,38	24,47	1,23
2532	0,35	0,39	0,99	0,74	391	1,03	37,86	96,12	1,99
2538				0		0,67			0
2544	0,07	0,08	0,32	0,15	380	0,71	11,27	45,07	1,32
2550				0		0,63			0
2556	0,06	3,83	0,41	3,89	437	0,6	638,33	68,33	1,41
2560				0		0,28			0
2560,1	0,08	0,09	3,6	0,17	340	0,42	21,43	857,1 4	4,6
2562						0,31			
1925,6						0,31			
1926						0,66			
1935	0,16	0,06	0,35	0,22		0,6	10,00	58,33	1,35
1944	0,18	0,06	0,73	0,24		0,66	9,09	110,6 1	1,73
1953	0,21	0,08	0,57	0,29		0,77	10,39	74,03	1,57
1962	0,19		0,33	0,19		0,84		39,29	
1971	0,13	0,03	0,44	0,16		1,02	2,94	43,14	1,44
1974	0,16	0,53	0,46	0,69	471	0,86	61,63	53,49	1,46
1977,8	0,24	0,77	0,41	1,01	416	1,64	46,95	25,00	1,41
1980	0,15	0,04	0,46	0,19		0,98	4,08	46,94	1,46
1980,8	0,03	0,03	0,52	0,06		1,2	2,50	43,33	1,52
1983	0,55	1,31	0,62	1,86	406	1,17	111,97	52,99	1,62
1989	0,2		0,64	0,2		1,51		42,38	
1992	0,03	0,05	0,53	0,08	356	1,34	3,73	39,55	1,53
1998	0,27		0,32	0,27		1,45		22,07	
2001	0,03	0,02	0,44	0,05	390	1,35	1,48	32,59	1,44
2007	0,28	0,03	0,33	0,31		1,33	2,26	24,81	1,33
2010	0,02	0,21	0,49	0,23		1,18	17,80	41,53	1,49
2013	0,08	0,31	0,53	0,39	319	1,45	21,38	36,55	1,53
2016	0,29	0,02	0,39	0,31		1,23	1,63	31,71	1,39
2019	0,35	1,05	0,45	1,4	377	1,06	99,06	42,45	1,45
2022	0,01	0,01	0,48	0,02	312	1,1	0,91	43,64	1,48
2025	0,36	0,02	0,55	0,38		0,9	2,22	61,11	1,55
2028	0,03	0,08	4,42	0,11	435	0,92	8,70	480,4 3	5,42
2034	0,34	0,03	0,74	0,37		1	3,00	74,00	1,74
2037	0,02	0,32	0,37	0,34	436	1,13	28,32	32,74	1,37
2040	0,44	1,21	0,44	1,65	414	1,06	114,15	41,51	1,44
2043	0,05	0,05	0,48	0,1	313	1,17	4,27	41,03	1,48
2046	0,03	0,05	0,48	0,08	316	1,12	4,46	42,86	1,48
2052	0,29	0,03	0,39	0,32		1,18	2,54	33,05	1,39
2055	0,11	0,56	0,47	0,67	413	1,24	45,16	37,90	1,47
2058	0,34	0,03	0,41	0,37		1,11	2,70	36,94	1,41
2061	0,02	0,64	0,44	0,66	356	1,06	60,38	41,51	1,44
2076	0,32	0,02	0,77	0,34		1,57	1,27	49,04	1,77

2079	0,24	0,02	0,79	0,26		1,17	1,71	67,52	1,79
2082	0,3	0,89	0,54	1,19	408	1,32	67,42	40,91	1,54
2085	0,03		0,44	0,03		1,36		32,35	
2088	0,26	0,02	0,83	0,28		1,17	1,71	70,94	1,83
2097	0,2		0,92	0,2		1,11		82,88	
2098,7	0,06	0,03	0,06	0,09	440	0,51	5,88	11,76	1,06
2106	0,1		0,47	0,1		0,6		78,33	
2115	0,17	0,01	0,5	0,18		0,85	1,18	58,82	1,5
2124	0,14		0,55	0,14		1,2		45,83	
2133	0,24	0,01	0,74	0,25		0,95	1,05	77,89	1,74
2142	0,18		0,79	0,18		1		79,00	
2151	0,22		0,83	0,22		0,91		91,21	
2158	0,04	0,04	0,15	0,08	409	0,81	4,94	18,52	1,15
2160	0,14		0,86	0,14		1,06		81,13	
2160,1	0,05	0,5	0,31	0,55		0,72	69,44	43,06	1,31
2169	0,08		0,36	0,08		0,83		43,37	
2178	0,05		0,35	0,05		0,74		47,30	
2187	0,06		0,53	0,06		0,57		92,98	
2196						1,18			
2205						0,96			
2214						1,1			
2220,4						0,18			
2223	0,05	0,01	0,48	0,06		0,5	2,00	96,00	1,48
2232						0,03			
2241	0,1	0,01	0,61	0,11		0,94	1,06	64,89	1,61
2337						0,08			
2346						0,06			
2353,3						0,16			
1 PA 01 MA									
1722	0,43	1,71	0,58	2,14	443	2,19	78,08	26,48	1,58
1731	0,03	0,2	0,33	0,23	444	0,76	26,32	43,42	1,33
1740	0,12	0,95	0,63	1,07	439	1,2	79,17	52,50	1,63
1749	0,12	1,09	0,96	1,21	439	0,88	123,86	109,0	1,96
1758	0,24	2,29	0,54	2,53	438	1,22	187,70	44,26	1,54
1767						0,37			
1776	0,2	1,72	0,74	1,92	437	0,98	175,51	75,51	1,74
1785	0,09	0,92	0,5	1,01	440	0,75	122,67	66,67	1,5
1794	0,12	1,29	0,33	1,41	440	0,71	181,69	46,48	1,33
1803	0,11	1,4	0,25	1,51	440	0,71	197,18	35,21	1,25
1809						0,57			
1812	0,02	0,97	0,44	0,99	439	0,68	142,65	64,71	1,44
1821						0,58			
1830	0,1	0,82	0,29	0,92	442	0,71	115,49	40,85	1,29
1839	0,24	1,11	0,4	1,35	437	1,16	95,69	34,48	1,4
1848	0,2	1,04	0,3	1,24	436	1,22	85,25	24,59	1,3

1857	0,06	2,36	0,37	2,42	434	1,46	161,64	25,34	1,37
1866						0,53			
1875	0,17	1,4	0,71	1,57	444	1,48	94,59	47,97	1,71
1893	0,15	1,05	0,27	1,2	444	0,92	114,13	29,35	1,27
1902						0,5			
1908	0,1	1,2	0,5	1,3	437	0,73	164,38	68,49	1,5
1911						0,58			
1920	0,05	0,76	0,71	0,81	435	0,73	104,11	97,26	1,71
1926	0,2	1,1	1,2	1,3	440	0,98	112,24	122,45	2,2
1929	0,18	0,95	0,57	1,13	432	0,97	97,94	58,76	1,57
1938	0,09	1,05	0,44	1,14	430	0,99	106,06	44,44	1,44
1941	0,45	2,35	0,1	2,8	435	1,02	230,39	9,80	1,1
1944	0,7	5,1	1	5,8	436	2,46	207,32	40,65	2
1947	0,15	2,8	0,75	2,95	428	1,83	153,01	40,98	1,75
1947	0,9	7,4	0,7	8,3	429	3,04	243,42	23,03	1,7
1953	1,84	10,6	0,26	12,44	427	2,88	368,06	9,03	1,26
1956	1,28	7,83	0,67	9,11	426	3,44	227,62	19,48	1,67
1959	0,15	6,72	1,16	6,87	425	3,04	221,05	38,16	2,16
1965	0,09	4,22	0,99	4,31	428	2,38	177,31	41,60	1,99
1968	0,32	4,63	0,21	4,95	435	1,28	361,72	16,41	1,21
1980	0,45	2,59	0,19	3,04	438	0,94	275,53	20,21	1,19
1983	0,06	0,9	0,81	0,96	434	0,84	107,14	96,43	1,81
1986	0,27	1,61	0,1	1,88	435	0,89	180,90	11,24	1,1
1992	0,13	0,97	0,5	1,1	437	0,96	101,04	52,08	1,5
1995	0,14	0,95	0,45	1,09	435	0,92	103,26	48,91	1,45
1998	0,26	1,44	0,5	1,7	434	1,66	86,75	30,12	1,5
2001	0,32	2,02	0,36	2,34	440	2,13	94,84	16,90	1,36
2004	0,57	3,7	0,4	4,27	436	3,36	110,12	11,90	1,4
2007	0,42	3,86	0,58	4,28	433	2,1	183,81	27,62	1,58
2010	0,47	3,77	0,62	4,24	431	1,99	189,45	31,16	1,62
2013	0,08	3,47	0,7	3,55	429	2,15	161,40	32,56	1,7
2016	0,1	4,34	0,69	4,44	426	2,01	215,92	34,33	1,69
2019	0,88	5,04	0,64	5,92	429	2,34	215,38	27,35	1,64
2022	0,69	4,16	0,52	4,85	428	1,97	211,17	26,40	1,52
2025	0,15	7,62	1,21	7,77	423	3,25	234,46	37,23	2,21
2028	0,18	7,79	1,09	7,97	420	3,58	217,60	30,45	2,09
2031	0,15	7,42	1,34	7,57	422	3,42	216,96	39,18	2,34
2034	0,16	5,88	1,9	6,04	425	3,08	190,91	61,69	2,9
2037	0,18	6,63	2,05	6,81	424	2,98	222,48	68,79	3,05
2040	0,15	4,51	2,32	4,66	426	2,49	181,12	93,17	3,32
1776	0,48	2,5		2,98	434	1,13	221,24		1
1779	1,27	1,94	0,66	3,21	439	1,16	167,24	56,90	1,66
1782	0,22	1,66		1,88	436	1,14	145,61		1
1788	0,16	1,24		1,4	435	1,02	121,57		1
1791	0,26	1,51	0,39	1,77	438	1	151	39,00	1,39

1 IZ 02 MA

1794							0,77			
1800							0,66			
1803							0,85			
1806							0,87			
1812							0,96			
1815	0,27	3,99	0,41	4,26	430	1,4	285	29,29	1,41	
1818	0,14	1,03		1,17	425	1,21	85,12		1	
1824	0,14	1,48		1,62	428	1,23	120,33		1	
1827	0,28	4,6	0,33	4,88	432	1,57	292,99	21,02	1,33	
1827	1,97	6,14		8,11	432	2,03	302,46		1	
1827	0,16	4,23		4,39	438	1,43	295,8		1	
1827,21	1,17	4,73		5,9	431	1,75	270,29		1	
1827,42	0,8	4,48		5,28	428	1,81	247,51		1	
1827,63	3,7	5,3		9	425	1,9	278,95		1	
1827,69	2,92	16,64		19,56	428	5,15	323,11		1	
1827,9	2,25	14,17		16,42	429	4,91	288,59		1	
1828	0,9	19,45	0,13	20,35	431	4,04	481,44	3,22	1,13	
1828	0,51	8,01		8,52	429	3,36	238,39		1	
1828,1	2,81	14,08		16,89	426	5,06	278,26		1	
1828,3	2,72	16,77		19,49	427	5,39	311,13		1	
1828,5	2,25	15,38		17,63	426	5,06	303,95		1	
1828,7	2,58	13,66		16,24	429	4,89	279,35		1	
1828,9	2,71	14,01		16,72	427	5,14	272,57		1	
1829	0,81	11,77		12,58	426	4,25	276,94		1	
1829,1	1,53	13,9		15,43	430	5,06	274,7		1	
1829,31	1,9	6,72		8,62	359	2,52	266,67		1	
1829,53	1,61	4,46		6,07	430	2,04	218,63		1	
1829,64	0,1	5,64		5,74	436	5,23	107,84		1	
1829,86	4	16,63		20,63	430	4,42	376,24		1	
1830							1,13			
1830	0,34	3,41		3,75	425	2,56	133,2		1	
1830,05	2,04	13,92		15,96	432	4,35	320		1	
1830,23	1,73	3,24		4,97	437	0,92	352,17		1	
1830,43	2,53	18,72		21,25	427	5,02	372,91		1	
1830,61	2,94	14,92		17,86	428	4,77	312,79		1	
1830,91	1,62	7,14		8,76	426	3,01	237,21		1	
1831	0,86	18,37	0,06	19,23	431	3,87	474,68	1,55	1,06	
1831	0,36	4,07		4,43	438	3,12	130,45		1	
1831,1	1,68	7,99		9,67	428	3,24	246,60		1	
1831,34	0,71	2,04		2,75	393	0,94	217,02		1	
1831,75	1,84	2,01		3,85	434	0,91	220,88		1	
1832							0,51			
1833							0,8			
1833,15	1,23	3,19		4,42	440	0,87	366,67		1	
1833,35	1,15	4,35		5,5	440	1,22	356,56		1	
1833,55	1,89	4,02		5,91	440	1,05	382,86		1	

1833,75	1,45	4,43		5,88	439	1,09	406,42		1
1834	0,09	3,64	0,13	3,73	443	0,98	371,43	13,27	1,13
1834						0,76			
1834,13	1,73	3,77		5,5	438	0,95	396,84		1
1834,33	1,3	3,06		4,36	439	0,86	355,81		1
1834,65	2,55	16,61		19,16	428	4,9	338,98		1
1836				0		1,09			0
1839	0,73	3,76	0,32	4,49	435	1,43	262,94	22,38	1,32
1842	0,25	1,59		1,84	431	1,11	143,24		1
1848	0,12	1,71		1,83	436	0,99	172,73		1
1851	0,27	2,89	0,66	3,16	434	1,34	215,67	49,25	1,66
1854						0,95			
1860	0,14	2,41		2,55	438	0,94	256,38		1
1863	0,33	2,54	0,29	2,87	434	1,1	230,91	26,36	1,29
1866	0,13	2,25		2,38	435	0,76	296,05		1
1869						0,84			
1872						0,78			
1875	0,26	2,81	0,32	3,07	436	0,78	360,26	41,03	1,32
1878	0,09	2,34		2,43	436	0,74	316,22		1
1881						0,72			
1884						0,74			
1887						0,84			
1890						0,79			
1893						0,78			
1896	0,11	1,99		2,1	434	0,76	261,84		1
1899	0,19	2,78	0,15	2,97	437	0,81	343,21	18,52	1,15
1902	0,09	1,69		1,78	429	0,84	201,19		1
1905						0,8			
1911						0,83			
1914						0,65			
1917						0,64			
1920	0,08	1,51		1,59	437	0,65	232,31		1
1923						0,54			
1926						0,62			
1929						0,6			
1932	0,12	1,62		1,74	436	0,68	238,24		1
1935						0,64			
1938	0,09	1,88		1,97	435	0,7	268,57		1
1941						0,74			
1944						0,71			
1947	0,22	2,18	0,37	2,4	436	0,69	315,94	53,62	1,37
1950		1,82		1,82	435	0,66	275,76		1
2265						0,05			
2271						0,05			
2277						0,28			

2 CP 01
MA

	2278							0,34		
	2281		0,01					0,56	1,79	
	2284							0,54		
	2287		0,01					0,66	1,52	
	2295							0,38		
	2301							0,38		
	2307		0,51					0,49	104,08	
	2313		0,55					0,51	107,84	
	2319		0,44					0,6	73,33	
	2325		0,45					0,64	70,31	
	2331		0,64					0,87	73,56	
	2337		0,47					0,93	50,54	
	2343		0,35					0,93	37,63	
	2349		0,54					1,23	43,90	
	2353	0,01	0,69	0,01				2,45	28,16	
	2355	0,01	0,58	0,01				1,91	30,37	
	2361		0,38					0,83	45,78	
	2367		0,29					0,66	43,94	
	2373							0,88		
	2379		0,32					0,73	43,84	
	2385		0,37					0,62	59,68	
	2397		0,11					0,85	12,94	
	2400	0,04	0,1	0,04				0,75	13,33	
	2402		0,1					0,9	11,11	
	2405		0,01					0,9	1,11	
	2407		0,8					0,66	121,21	
	2415		0,43					0,66	65,15	
	2421		0,28					0,6	46,67	
	2427		0,51					0,58	87,93	
	2433		0,39					0,65	60,00	
	2439		0,36					0,61	59,02	
	2445		0,36					0,45	80,00	
	2451	0,02	0,34	0,02				1,32	25,76	
	2457	0,02	0,56	0,02				1,13	49,56	
	2463		0,53					1,13	46,90	
	2465	0,1	1,12	0,1				2,15	52,09	
	2469		0,28					1,27	22,05	
	2475	0,02	0,23	0,02	465	0,89	2,25	25,84	1,23	
2 NGST 01 MA										
	1962	0,24	0,2	0,59	0,44	300	1,06	18,87	55,66	1,59
	1986	0,96	1,67	0,57	2,63	483	1,01	165,35	56,44	1,57
	1992	0,27	0,06	0,51	0,33	373	0,75	8,00	68,00	1,51
	2010	2,26	0,27	0,56	2,53		1,23	21,95	45,53	1,56
	2025							0,94		
	2062	0,33	0,75	0,47	1,08	495	1,05	71,43	44,76	1,47