



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE BACHARELADO EM GEOFÍSICA

JULIA PIRES DE OLIVEIRA MACHADO

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL PARA *SHALE* GAS DOS POÇOS
1-OGX-77-MA E 1-OGX-110-MA DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS,
BACIA DO PARNAÍBA**

Niterói, RJ
2019

JULIA PIRES DE OLIVEIRA MACHADO

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL PARA *SHALE GAS* DOS POÇOS
1-OGX-77-MA E 1-OGX-110-MA DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS,
BACIA DO PARNAÍBA**

Projeto Final em Geofísica apresentado ao curso de Bacharelado em Geofísica, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador:
Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire

Niterói, RJ
2019

Ficha catalográfica automática - SDC/BIG
Gerada com informações fornecidas pelo autor

M149a Machado, Julia Pires de Oliveira
Avaliação do potencial para shale gas dos poços 1-OGX-77-
MA e 1-OGX-110-MA da Formação Pimenteiras, Bacia do
Parnaíba / Julia Pires de Oliveira Machado ; Antônio
Fernando Menezes Freire, orientador. Niterói, 2019.
80 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geofísica)-
Universidade Federal Fluminense, Instituto de Geociências,
Niterói, 2019.

1. Shale gas. 2. Perfilagem geofísica de poço. 3.
Caracterização geoquímica. 4. Bacia do Parnaíba. 5.
Produção intelectual. I. Freire, Antônio Fernando Menezes,
orientador. II. Universidade Federal Fluminense. Instituto de
Geociências. III. Título.

CDD -

JULIA PIRES DE OLIVEIRA MACHADO

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL PARA *SHALE GAS* DOS POÇOS
1-OGX-77-MA E 1-OGX-110-MA DA FORMAÇÃO PIMENTEIRAS,
BACIA DO PARNAÍBA**

Projeto Final em Geofísica apresentado
ao curso de Bacharelado em Geofísica,
como requisito parcial para a obtenção
do título de Bacharel em Geofísica.

Aprovada em 13 de dezembro de 2019.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antônio Fernando Menezes Freire – Orientador (GIECAR/GGO/UFF)

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci (GIECAR/GGO/UFF)

MSc. Marcos Klotz de Souza (PETROBRAS)

Niterói, RJ
2019

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço à minha família por todo apoio, especialmente à mulher mais guerreira que conheço e que tenho o privilégio de chamar de mãe. Ela que é meu suporte desde a minha infância, que optou por trabalhar em casa para acompanhar meu crescimento e me criar conforme seus valores e embelezou muitas unhas para pagar uma escola particular para mim, oportunidade que ela mesma nunca teve. Obrigada por até a faculdade ser meu apoio, me perdoar todas as vezes que não arrumei a casa por causa dos estudos e por todo café fresquinho feito pra me manter acordada em épocas de prova. Sou o que sou pelo o que você é.

Ao meu namorado Eros por ser meu ombro mais amigo, ouvir meus desabafos e dizer as palavras mais acolhedoras durante boa parte da minha graduação. Eu aprendo diariamente com você, obrigada por tornar a vida tão mais leve e romântica.

Agradeço, também, aos grandes amigos que a UFF me deu: Sophia, Biel, Caiozinho, Moreno, Tone, Raquel, Thais Candido, Lidia, Diogo, Amanda, Lorena e tantos outros. Obrigada por cada risada, trabalho de campo, Cantareira, fim de tarde no quiosque, almoços no bandeirão, cafezinhos no Luiz, coffee breaks da Horizonte e por aí vai. Vocês são minha verdadeira inspiração. A faculdade não foi fácil, mas teria sido muito pior sem vocês.

À Horizonte Soluções Geofísicas por ter mudado todas as minhas perspectivas. A trainee medrosa e curiosa de 2015 não fazia ideia do quanto poderia crescer e chegar tão longe tanto profissionalmente, quanto pessoalmente. À minha querida DE: Raquel, Evelyn, Pedro e João. Obrigada por estarem comigo quando eu mesma achei que não conseguiria prosseguir. Tenho muito orgulho de tudo o que conquistamos e foi um prazer estar ao lado de vocês.

Além disso, agradeço ao BDEP/ANP pela concessão dos dados. Ao Fernando Vizeu pela elaboração do script e à Luiza Fonseca pelos dados de XRF utilizados nesse trabalho. Às empresas K2 pela permissão do uso e treinamento do software Trace e Lloyd's Register pelo software Interactive Petrophysics.

Ao meu querido orientador Fernando Freire por todo o conhecimento passado, paciência, empenho e motivação ao longo desse um ano de orientação. Você é uma inspiração e exemplo a ser seguido dentro da Geofísica UFF e eu serei sempre grata por ter sido sua aluna. Professores como você fazem toda a diferença não só para o nosso curso, como para a ciência no Brasil. Obrigada, também, aos membros da minha banca Wagner Lupinacci e Marcos Klotz que aceitaram participar da avaliação do meu trabalho.

Agradeço imensamente à UFF que me encantou e acolheu desde o primeiro dia. Aos professores do LAGEMAR que mesmo em meio a uma onda de anticientificismo que assola o país, permanecem lutando tanto para melhorar nosso curso, promover oportunidades aos alunos e, acima de tudo, contribuir com a ciência no Brasil.

Por último e não menos importante: meu muito obrigada a todos terceirizados, contratados e funcionários públicos que fazem toda a diferença para a nossa universidade permanecer funcionando com tanta excelência.

“As convicções são inimigas mais
perigosas da verdade do que as mentiras”
Friedrich Nietzsche

RESUMO

Nos últimos anos, a demanda por energia cresceu e novas tecnologias no setor petrolífero tornaram viáveis a exploração de recursos não convencionais como *shale gas*, sistema caracterizado por ter geração, reservatório e trapeamento na mesma rocha. Por outro lado, o foco da exploração ainda está nos reservatórios, o que limita informações a respeito das rochas geradoras. Com isso, torna-se conveniente extrair informações geoquímicas para caracterização destas rochas a partir de perfis geofísicos. Os folhelhos da formação Pimenteiras da Bacia do Parnaíba têm baixa profundidade, apresentam maturação térmica associada a intrusões ígneas e possuem altos teores de Carbono Orgânico Total (COT) (2,5 a 6%) em certas regiões da bacia, tornando-a interessante para o estudo desta rocha como um recurso não convencional. O presente trabalho tem como objetivo avaliar o potencial para *shale gas* da Bacia do Parnaíba integrando dados geoquímicos, perfis geofísicos e de rocha de dois poços da formação Pimenteiras. Foi realizada a caracterização geoquímica quanto à quantidade, qualidade e maturação da matéria orgânica. As curvas de Raio Gama (GR), Resistividade (RES) e Sônico (DT) foram utilizadas para quantificar sinteticamente o teor de Carbono Orgânico Total (COT) através da técnica ΔLogR , que posteriormente foi comparada com o COT obtido em laboratório. Os dados de Fluorescência de Raios-X e Difração de Raios-X foram utilizados para avaliação de ruptibilidade (*brittleness*). Este estudo, integrando dados de rocha e de perfis, possibilitou caracterizar os folhelhos da Fm. Pimenteiras, como tendo bom teor de COT. Contudo, este intervalo é imaturo e parece estar saturado com gás, provavelmente migrado de intervalos onde ocorreu geração por contato com soleiras de diabásio. Desta forma, é possível considerar o intervalo da Fm. Pimenteiras, nestes poços, como sendo um folhelho fraturado, portador de gás.

Palavras-chave: SHALE GAS, CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA, DELTA LOG R, FORMAÇÃO PIMENTEIRAS, BACIA DO PARNAÍBA.

ABSTRACT

In recent years, the demand for energy has grown, and new technologies in the oil sector have made it viable to exploit unconventional resources such as shale gas – an oil system characterized by generation, reservoir and trapping in the same rock. On the other hand, the exploration is still concentrated on the reservoirs which limits information about the source rocks. Thus, it's convenient to extract geochemical information for characterization of these rocks from geophysical well log data. The shales of Pimenteiras formation from Parnaíba Basin are shallow, have thermal maturation associated with igneous intrusions and present high levels of Total Organic Carbon (TOC) (2.5 to 6%) in certain regions of the basin, what makes it interesting for the study of its rocks as an unconventional resource. The present work aims to evaluate the potential for shale gas in Parnaíba Basin, integrating geochemical data, well data and rock profiles in two wells of the Pimenteiras Formation. The geochemical characterization was performed using the quantity, quality and maturation of the organic matter. Gamma Ray (GR), Resistivity (RES) and Sonic (DT) curves were used to synthetically quantify the Total Organic Carbon (TOC) content using the ΔLogR technique, which was compared with the TOC obtained in the laboratory later. X-Ray Fluorescence and X-Ray Diffraction data were used for brittleness assessment. This study, integrating rock and profile data, made it possible to characterize the shales of Pimenteiras Fm. with good TOC content. However, this interval is immature and appears to be saturated with gas, probably migrated from intervals where generation occurred by contact with diabase sills. Thus, it is possible to consider the range of Pimenteiras Fm. in these wells as a fractured shale, filled with gas.

Keywords: SHALE GAS, GEOCHEMISTRY CHARACTERIZATION, DELTA LOG R, PIMENTEIRAS FORMATION, PARNAIBA BASIN

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Geração de hidrocarboneto em função da profundidade e temperatura. Fonte: Modificado por REIS, M. A. (2018).....	26
Figura 2: Esquemática de pirograma obtido da Pirólise Rock-Eval. Fonte: SILVA (2007).	28
Figura 3: Diagrama do tipo “Van Krevelen” representando a evolução térmica dos tipos de querogênio. Fonte: Reis (2018).....	31
Figura 4: Esquema comparativo entre plays de gás convencional e não convencional (<i>shale gas</i>) com poço direcional. Fonte: Modificado de KOSTELNICK (2010).....	32
Figura 5: Diferença entre fraturas em folhelhos ricos em quartzo (rúpteis) e ricos em argila (dúcteis). Fonte: ABELHA (2016).....	33
Figura 6: Tipos de aplicação para perfuração direcional. Fonte: THOMAS (2001).	34
Figura 7: Exemplo de campo desenvolvido com poços 4 blocos de exploração onde cada um possui 6 poços horizontais. Fonte: EIA/ARI (2013).....	35
Figura 8: Esquema de faturamento hidráulico em campo terrestre (CASTRO, 2005).....	36
Figura 9: Esquema demonstrativo da composição das rochas sedimentares. (A) Rocha apenas com matriz e água entre poros caracterizada como não geradora; (B) Rocha geradora imatura composta pela matriz, água entre poros e matéria orgânica sólida; (C) Rocha geradora matura composta pela matriz, água, matéria orgânica e hidrocarboneto. Fonte: Passey <i>et al.</i> (1990).....	40
Figura 10: Aplicação do método com o indicativo de linha base e intervalo ΔLogR e a interpretação de cada intervalo. Modificado de Passey <i>et al.</i> (1990).	41
Figura 11: Localização da Bacia do Parnaíba. Modificado de Google Earth em julho de 2019.	43
Figura 12: Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba (Vaz <i>et al.</i> 2007).	50
Figura 13: A. Mapa de isópacas da Formação Cabeças. Intervalo de contorno de 50m; B. Mapa de porosidade média da Formação Cabeças. Intervalo de contorno de 3%. Os retângulos em vermelho representam o bloco exploratório R13. Fonte: SDB/ANP (2017).	51
Figura 14: Mapa de isópacas da Formação Pimenteiras. Fonte: Modificado de CUNHA (1986).....	52

Figura 15: Perfis de dados geoquímicos do poço 9-PAF-007-MA. Modificado de RODRIGUES (1995).	53
Figura 16: Localização dos poços 1-OGX-110-MA no campo Gavião Branco e 1-OGX-77-MA no bloco exploratório PN-T-85. Fonte: Da autora.....	55
Figura 17: Correlação entre os poços 1-OGX-77-MA e 1-OGX-110-MA. Fonte: Da autora.	60
Figura 18: Diagrama tipo Van Krevelen das amostras indicando querogênio do tipo IV. Fonte: Da autora.....	62
Figura 19: Gráfico de dispersão relacionando o Índice de Hidrogênio (IH) com o Tmax indicando predomínio de querogênio imaturo. Fonte: Da autora.	63
Figura 20: Resultado da técnica ΔLogR no perfil 1-OGX-77-MA. Notar que os valores de COT calculado são muito maiores que os valores COT medidos em laboratório. Fonte: Da autora.....	66
Figura 21: Resultado da técnica ΔLogR no perfil 1-OGX-110-MA considerando LOM = 8 (imaturo). Fonte: Da autora.....	67
Figura 22: Resultado da técnica ΔLogR no perfil 1-OGX-110-MA considerando LOM = 10 (maturo). Fonte: Da autora.....	68
Figura 23: Dados de DRX do poço OGX-77 plotados em diagrama ternário representando a ruptibilidade. Fonte: Da autora.	69
Figura 24: Dados de XRF do poço OGX-110 plotados em diagrama ternário representando a ruptibilidade. Fonte: Da autora.	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação geoquímica das rochas geradoras quanto à quantidade de matéria orgânica com suas respectivas faixas de COT, S1 e S2. Fonte: Modificado de PETERS & CASSA, 1994.....	28
Tabela 2: Maturação térmica das rochas geradoras em função da Reflectância de Vitrinita, Tmax e Índice de Produção. Modificado de PETERS & CASSA, 1994.....	29
Tabela 3: Classificação geoquímica das rochas geradoras quanto à qualidade da matéria orgânica. Fonte: Modificado de PETERS & CASSA, 1994.....	31
Tabela 4: Correspondência de valores entre o Nível de Maturação (LOM) e a Reflectância de Vitrinita (% Ro). Fonte: Modificado de Hood et al. (1975).	42
Tabela 5: Resultados dos dados de geoquímica orgânica do poço 1-OGX-77-MA.	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- API – American Petroleum Institute
- BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção
- CAL – Caliper
- CNP – Conselho Nacional do Petróleo
- COT – Carbono Orgânico Total
- DRX – Difração de Raios-X
- DT – *Delay Time*
- Fm. – Formação
- HC – Hidrocarboneto
- IEA – *International Energy Agency*
- IH – Índice de Hidrogênio
- IO – Índice de Oxigênio
- IP – Índice de Produção
- MO – Matéria Orgânica
- OGX-77 – Poço 1-OGX-77-MA
- OGX-110 – Poço 1-OGX-110-MA
- RG – Raios Gama
- R_o – Reflectância de Vitrinita
- S1 – Hidrocarbonetos livres presentes na rocha geradora
- S2 – Hidrocarbonetos obtidos pelo craqueamento térmico do querogênio
- S3 – Quantidade de oxigênio presente no querogênio
- Tmax – Temperatura máxima de produção máxima de hidrocarbonetos durante a pirólise
- Rock-Eval
- XRF – Fluorescência de Raios-X

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	23
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	25
2.1 CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS GERADORAS	25
2.1.1 Carbono Orgânico Total	25
2.1.2 Maturação Térmica	26
2.1.3 Tipos de Querogênio.....	29
2.2 SHALE GAS	32
2.2.1 Definição.....	32
2.2.2 Parâmetros de análise	33
2.2.3 Perfuração Direcional	34
2.3 PERFIS GEOFÍSICOS	37
2.3.1 Perfil Caliper.....	37
2.3.2 Perfil de Raios Gama	37
2.3.3 Perfil Sônico (DT)	38
2.3.4 Perfil de Resistividade	39
2.4 TÉCNICA ΔLOGR	39
3 BACIA DO PARNAÍBA E O COMPLEXO DO PARQUE DOS GAVIÕES	43
3.1 GEOLOGIA REGIONAL	44
3.1.1 Embasamento Cristalino.....	45
3.1.2 Evolução Tectono-sedimentar	45
3.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA DO PARNAÍBA	51
4 METODOLOGIA	55
4.2 DESCRIÇÃO DE AMOSTRAS DE CALHA	56
4.3 RUPTIBILIDADE	57
4.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO ΔLOGR	57
5 RESULTADOS E DISCUSSÃO	59
5.1 CORRELAÇÃO ENTRE OS POÇOS	59
5.2 CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA	61
5.3 ΔLOGR	65
5.3.1 Poço 1-OGX-77-MA	65
5.3.2 Poço 1-OGX-110-MA	67

5.4 RUPTIBILIDADE	69
5.4.1 Poço 1-OGX-77-MA	69
5.4.2 Poço 1-OGX-110-MA	70
6 CONCLUSÕES	71
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73
ANEXOS	79

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por energia, o avanço de novas tecnologias na indústria do petróleo e o grande número de reservas no mundo vem tornando viável a exploração dos chamados recursos petrolíferos não convencionais, como *shale oil* e *shale gas*. Estes recursos diferenciam-se dos convencionais por serem sistemas independentes, onde a geração de hidrocarbonetos, a reserva e o traqueamento ocorrem em uma única rocha. A exploração destas fontes tornou-se interessante comercialmente nos Estados Unidos com o desenvolvimento das técnicas de fraturamento hidráulico e de perfuração horizontal de poços.

Neste contexto, é estratégico identificar e caracterizar bacias potencialmente produtoras de recursos não convencionais no Brasil. RODRIGUES (1995) identificou que os folhelhos da Fm. Pimenteiras apresentam valores de Carbono Orgânico Total (COT) entre 2 e 2,5% com teor máximo de 6% e matéria orgânica dos tipos II e III. MIRANDA (2014) avaliou os folhelhos da Fm. Pimenteiras como potencial gerador para o sistema não convencional do tipo *shale gas*. Por ainda ser classificada uma fronteira exploratória, a Bacia do Parnaíba carece de maiores estudos a respeito do seu potencial de exploração.

Este trabalho tem como objetivo avaliar o potencial não convencional do tipo *shale gas* da Fm. Pimenteiras. Para isto, foram utilizados dados dos poços 1-OGX-77-MA e 1-OGX-110-MA que foram fornecidos pela ANP, e de amostras de calha do segundo poço. No poço OGX-77 foi realizada a interpretação de dados geoquímicos obtidos em laboratório de Carbono Orgânico Total (COT) e Pirólise Rock-Eval, análise de ruptibilidade da rocha geradora com dados de Difração de Raios-X (DRX), além da estimativa de COT através do método indireto ΔLogR , comparando com os dados obtidos em laboratório. Já no poço 1-OGX-110-MA, foi realizada a descrição de amostras de calha da Fm. Pimenteiras e análise XRF, utilizada para obter dados da composição química e inferir a composição mineral para análise de ruptibilidade (*brittleness*).

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 CARACTERIZAÇÃO DE ROCHAS GERADORAS

HUNT (1995) define que para uma rocha ser considerada geradora, é necessário que ela seja formada por sedimentos finos, ricos em matéria orgânica, e apresente capacidade de gerar quantidade significativa de hidrocarbonetos para acumulação de óleo ou gás. Para isto, estas rochas devem ser depositadas em ambiente anóxico e de baixa energia, com condições de preservação da matéria orgânica (SILVA, 2007).

Os parâmetros utilizados para avaliar o potencial de geração de uma rocha são a quantidade, a qualidade e a maturação da matéria orgânica nela presente, além dos processos de geração e de evolução térmica (TISSOT & WELTE, 1984).

2.1.1 Carbono Orgânico Total

Um dos principais fatores na caracterização geoquímica das rochas é a quantidade de Carbono Orgânico Total (COT), expressa em porcentagem. Esse conteúdo indica a quantidade de matéria orgânica que foi preservada e incorporada ao sedimento. O COT é composto pela matéria orgânica insolúvel em solventes orgânicos, denominado querogênio, e pela parte solúvel, também chamada de betume (DURAND, 1980). O valor mínimo de COT para uma rocha ser potencialmente geradora de hidrocarbonetos é de 0.5% (TISSOT & WELTE, 1984).

O método direto mais utilizado para avaliar o teor de COT é conhecido como LECO. Inicialmente, é eliminada a parcela de carbono inorgânico (carbonato) imergindo a amostra pulverizada em ácido clorídrico por cerca de 12 a 16 horas. Posteriormente, o teor de COT é quantificado através de um equipamento infravermelho que queima a amostra a cerca de 1350°C e que também detecta o teor de enxofre.

2.1.2 Maturação Térmica

O processo de geração de hidrocarbonetos está relacionado com as condições de temperatura e pressão na qual a rocha com matéria orgânica foi submetida (Figura 1). Com essa informação, é possível identificar se a rocha está no estágio propício para geração de hidrocarbonetos (Tissot *et al.*, 1974). Existem três etapas de transformação do querogênio:

- **Diagênese:** estágio imaturo das rochas geradoras que ocorre em baixas profundidades e temperaturas. A matéria orgânica dos sedimentos mais superiores é alterada e se transforma em metano biogênico. Nesta etapa pode haver formação de resinas e asfaltenos, que são hidrocarbonetos com alto peso molecular. O produto final da diagênese é o querogênio que dará origem ao hidrocarboneto nas etapas seguintes.
- **Catagênese:** o querogênio e os compostos de nitrogênio, oxigênio e enxofre são transformados em hidrocarbonetos pesados e leves. É o processo mais importante para a geração de óleo e atinge uma boa qualidade em torno de 70° C. Com o aumento do soterramento e temperatura, também há formação de gás úmido.
- **Metagênese:** fase de alta maturação das rochas geradoras com altas temperaturas e pressões, precedendo ao metamorfismo da rocha. Tem como produto final o gás seco (metano).

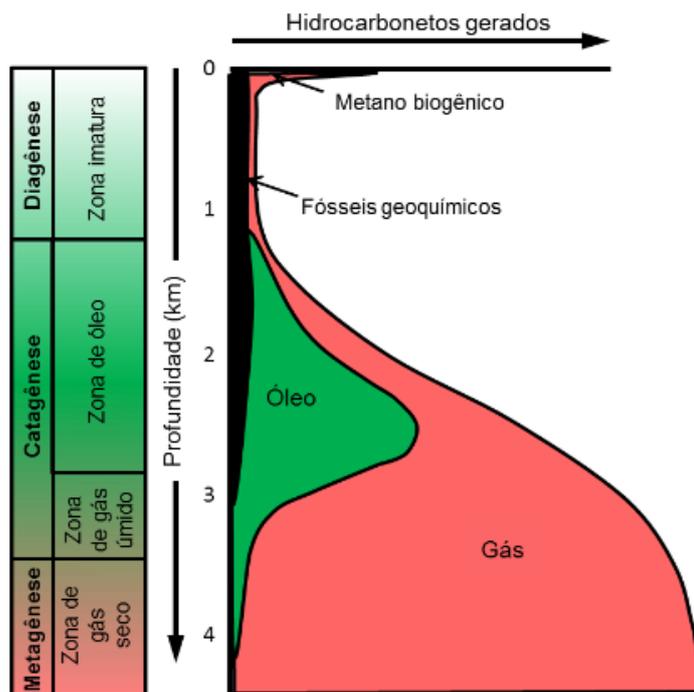


Figura 1: Geração de hidrocarboneto em função da profundidade e temperatura. Fonte: Modificado por REIS, M. A. (2018).

Existem diversos indicadores para análise do grau de maturação de uma rocha. Neste estudo serão analisados dados de Reflectância de Vitrinita (R_o), de T_{max} e de Índice de Produção, fornecidos pelo BDEP/ANP. A técnica denominada Pirólise Rock-Eval foi desenvolvida por Espitalié *et al.* (1977) e simula o processo de maturação da matéria orgânica na natureza através da degradação térmica do querogênio (Figura 2).

Durante o processo, amostras de rocha são aquecidas em um forno a temperaturas maiores que em subsuperfície para que as reações termoquímicas ocorram em pouco tempo. Inicialmente, as amostras são submetidas a temperaturas de até 300°C que geram o pico S_1 (mg HC/g rocha). A área abaixo da curva corresponde à quantidade de hidrocarbonetos livres (betume), ou seja, os que já foram gerados, mas não sofreram migração. Este pico de S_1 pode ser associado, ainda, a potenciais hidrocarbonetos presentes na rocha devido a processos de migração (petróleo alóctone), ou de contaminação por fluido de perfuração à base de n-parafinas.

Aumentando a temperatura para a faixa de 300 a 550°C , é obtido o pico S_2 (mg HC/g rocha), que é a quantidade de hidrocarbonetos gerados pelo craqueamento térmico do querogênio durante a pirólise. Este pico equivale ao hidrocarboneto que a rocha teria potencial para produzir caso fosse submetida às condições ideais de temperatura e pressão durante o soterramento. Conforme o querogênio é convertido em hidrocarboneto, há uma diminuição do potencial gerador (S_2) e consequente aumento da quantidade de hidrocarbonetos livres (S_1).

Outro fator importante na caracterização das rochas geradoras é o T_{max} , um indicador de maturidade que corresponde à temperatura em que ocorreu a máxima geração de hidrocarboneto (pico S_2) durante a pirólise da matéria orgânica. Já o pico S_3 (mg CO_2 /g rocha) refere-se ao rendimento de dióxido de carbono (CO_2) liberado durante a quebra térmica do querogênio e reflete a quantidade de oxigênio associada à matéria orgânica.

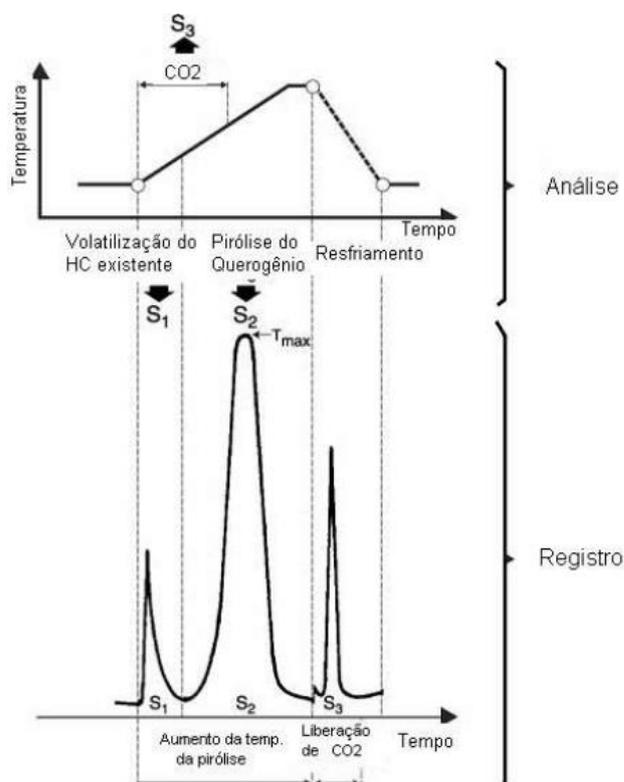


Figura 2: Esquemática de pirograma obtido da Pirólise Rock-Eval. Fonte: SILVA (2007).

A Tabela 1 classifica as rochas geradoras de acordo com o teor de matéria orgânica utilizando como parâmetros o COT, o S_1 e o S_2 .

Tabela 1: Classificação geoquímica das rochas geradoras quanto à quantidade de matéria orgânica com suas respectivas faixas de COT, S_1 e S_2 . Fonte: Modificado de PETERS & CASSA, 1994.

Quantidade de Matéria Orgânica			
Teor de Matéria Orgânica	COT (%)	S_1 (mg HC/g)	S_2 (mg HC/g)
Pobre	< 0,5	< 0,5	< 2,5
Regular	0,5 - 1	0,5 - 1	2,5 - 5
Bom	1 - 2	1 - 2	5 - 10
Muito bom	2 - 4	2 - 4	10 - 20
Excelente	> 4	> 4	> 20

Com os dados de S_1 e S_2 é possível mensurar o Índice de Produção (IP), um indicador de maturidade da rocha geradora e do avanço do processo de geração de hidrocarboneto. Folhelhos com $IP > 0.1$ podem gerar grandes quantidades de hidrocarboneto. Quanto maior o IP, maior a maturidade térmica. Este indicador é dado pela seguinte equação (2.1):

$$IP = \frac{S1}{(S1 + S2)} \quad (2.1)$$

O indicador de maturação mais importante é a Reflectância de Vitrinita (%R_o), um parâmetro óptico que varia linearmente com a evolução térmica. Este indicador refere-se à máxima temperatura em que a vitrinita foi exposta durante a sua existência (MUKHOPADHYAY, 1994). Por ser uma técnica muito cara, a disponibilidade de dados é limitada. Além disto, partículas de vitrinita nem sempre são encontradas nas amostras de calha, devido à diluição dos fragmentos em relação ao total da amostra intervalar.

A Tabela 2 mostra os níveis de transformação do querogênio e suas janelas de geração de acordo com o grau de maturação térmica das rochas geradoras, correlacionado com a Reflectância de Vitrinita, Tmax e IP.

Tabela 2: Maturação térmica das rochas geradoras em função da Reflectância de Vitrinita, Tmax e Índice de Produção. Modificado de PETERS & CASSA, 1994.

Maturação Térmica					
Transformação do Querogênio	Nível de Maturação	Janela de HC	Ro (%)	Tmax (°C)	IP
Diagênese	Imaturo	-	0,2 - 0,6	< 435	< 0,10
	Inicial	Zona de Óleo	0,6 - 0,65	435 - 445	0,10 - 0,15
Catagênese	Pico	Zona Regressiva	0,65 - 0,9	445 - 450	0,25 - 0,40
	Final	Zona de Gás Úmido	0,9 - 1,35	450 - 470	> 0,40
Metagênese	Supermatura	Zona de Gás Seco	> 1,35	> 470	-

2.1.3 Tipos de Querogênio

Durante a pirólise também é possível extrair a quantidade de Oxigênio (O) e de Hidrogênio (H) presentes na rocha que classificam o querogênio e definem qual tipo de hidrocarboneto a rocha pode gerar, o grau de preservação da matéria orgânica e o ambiente em que a MO foi depositada.

O Índice de Hidrogênio (IH) é obtido a partir do pico S2 e do COT de acordo com a equação (2.2) e é dado em mg HC/g COT. Segundo SILVA (2007) rochas com baixos valores de IH sugerem que foram altamente oxidadas como ocorre, por exemplo, com a intrusão de corpos

ígneos. Os altos valores de IH indicam que a rocha foi depositada em um ambiente com boas condições de preservação da matéria orgânica.

$$IH = 100 * \frac{S2}{COT} \quad (2.2)$$

O Índice de Oxigênio (IO) utiliza valores de S3 e COT também na unidade mg HC/g COT, de acordo com a equação (2.3). Segundo TISSOT & WELTE (1984), quanto maior o IH e menor o IO, melhor será a qualidade do querogênio.

$$IO = 100 * \frac{S3}{COT} \quad (2.3)$$

O querogênio é classificado por TISSOT & WELTE (1984) de acordo com as razões de hidrogênio e oxigênio e plotado no diagrama do tipo “Van Krevelen” (Figura 3).

- Tipo I: É rico em hidrogênio e pobre em oxigênio, sendo considerado o melhor tipo para geração de hidrocarboneto líquido e gasoso. Tipicamente é resultante de deposição das algas em ambientes lacustres.
- Tipo II: Possui menor quantidade de hidrogênio que o tipo I e é oriundo de ambientes marinhos. Apresenta potencial para geração de hidrocarboneto líquido, mas em menor escala que o tipo I.
- Tipo III: Apresenta muito oxigênio e pouco hidrogênio, sendo mais propício à geração de hidrocarboneto gasoso. É proveniente de ambiente continental.
- Tipo IV: Possui mais oxigênio e menos hidrogênio que o tipo III, caso em que o querogênio está muito oxidado. Não possui potencial para a geração de hidrocarbonetos.

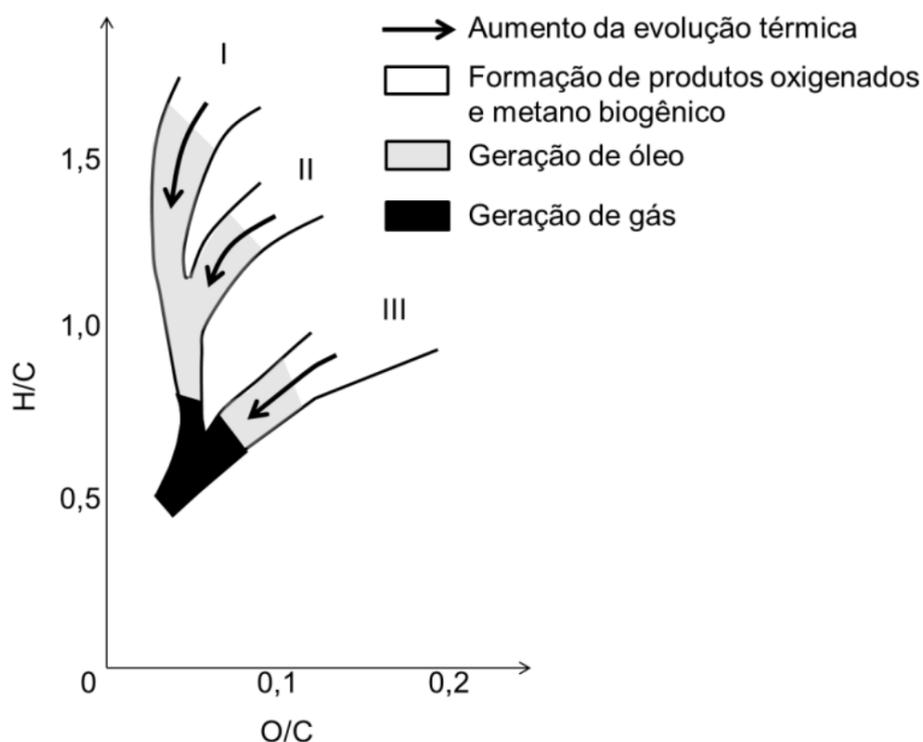


Figura 3: Diagrama do tipo “Van Krevelen” representando a evolução térmica dos tipos de querogênio. Fonte: Reis (2018).

A Tabela 3 mostra a classificação das rochas geradoras de acordo com o tipo de querogênio e dos parâmetros quantitativos S₂/S₃ e do Índice de Hidrogênio (IH).

Tabela 3: Classificação geoquímica das rochas geradoras quanto à qualidade da matéria orgânica. Fonte: Modificado de PETERS & CASSA, 1994.

Qualidade da Matéria Orgânica		
Tipo de Querogênio	S ₂ /S ₃	IH
I (muito propenso a óleo)	> 15	> 600
II (propenso a óleo)	10 - 15	300 - 600
II/III (gás e condensado)	5 - 10	200 - 300
III (propenso a gás)	1 - 5	50 - 200
IV (sem potencial)	< 1	< 50

2.2 SHALE GAS

2.2.1 Definição

O sistema petrolífero não convencional do tipo *shale gas* ocorre quando o gás produzido é extraído direto da geradora, tornando esta rocha também um reservatório (Figura 4). Neste contexto, a rocha geradora é um folhelho laminado rico em matéria orgânica, depositado em ambientes de baixa energia, causando o confinamento do hidrocarboneto nos microporos e microfraturas naturais do folhelho, podendo também ser adsorvido na superfície da rocha. Sendo assim, a rocha também é considerada selante, tornando o folhelho um sistema petrolífero independente (Jarvie *et al.*, 2003). A acumulação de *shale gas* ocorre devido à baixa eficiência das migrações primária e secundária.

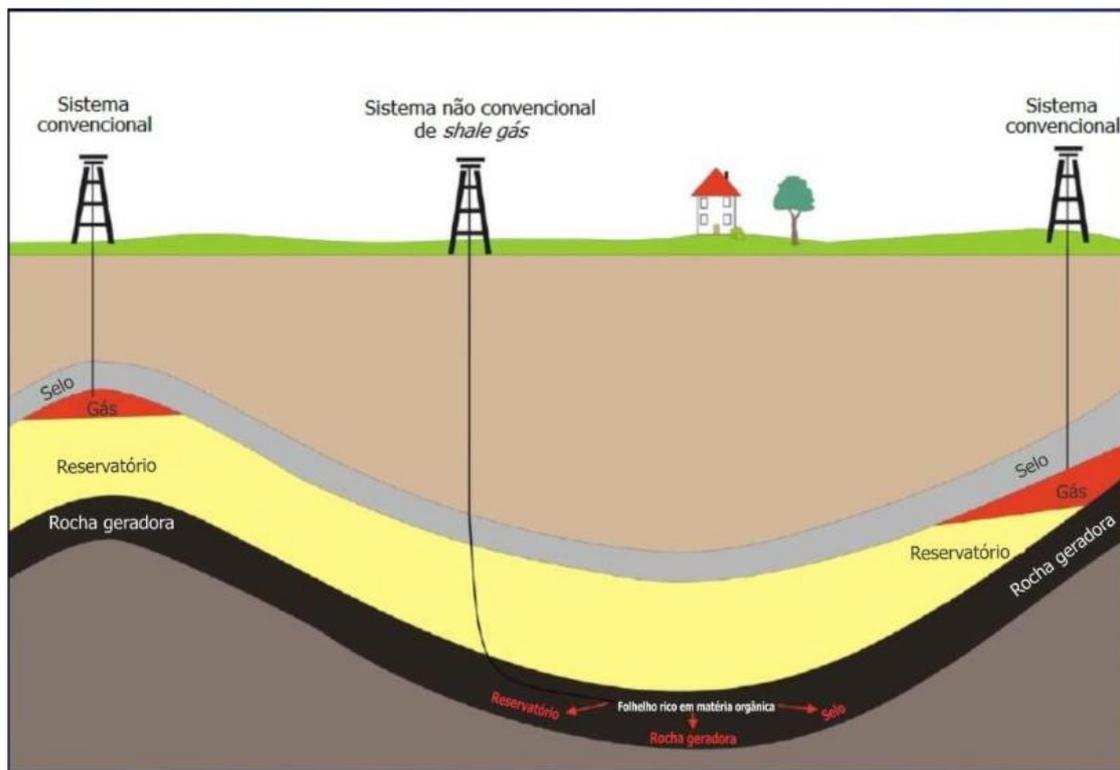


Figura 4: Esquema comparativo entre plays de gás convencional e não convencional (*shale gas*) com poço direcional. Fonte: Modificado de KOSTELNICK (2010).

2.2.2 Parâmetros de análise

Para um sistema *shale gas* ser considerado de interesse econômico para produção, a rocha deve atender a características específicas, como o conteúdo orgânico, o grau de maturação, o paleoambiente de deposição, a baixa permeabilidade e as profundidades apropriadas (NETL, 2013).

Segundo a EIA/ARI (2013), os folhelhos devem apresentar quantidade significativa de Carbono Orgânico Total (acima de 2%), maturação propícia para geração de gás (% R_o acima de 0,9%) e baixa permeabilidade (menor que 1 mD) (Boyer *et al.*, 2011). Também é necessário que a profundidade do alvo esteja entre 1000 e 5000m, pois áreas mais rasas não possuem pressão suficiente para a expulsão do gás, ao passo que áreas profundas diminuem a porosidade e permeabilidade da rocha e aumentam os custos de perfuração e produção.

Outro fator primordial para a exploração do *shale gas* é a ruptibilidade (*brittleness*). Como os folhelhos possuem baixíssima permeabilidade, é necessário fraturar a rocha hidráulicamente, para a produção do gás. Para isso, a geradora deve apresentar um comportamento rúptil que é regido pela sua composição mineralógica, dado pela proporção de quartzo, carbonato e argilominerais. Os folhelhos depositados em ambiente marinho possuem querogênio do tipo II e são os mais propícios para este sistema, pois sua mineralogia é mais rúptil que os folhelhos lacustres ou fluviais (Figura 5).



Figura 5: Diferença entre fraturas em folhelhos ricos em quartzo (rúpteis) e ricos em argila (dúcteis). Fonte: ABELHA (2016).

2.2.3 Perfuração Direcional

A perfuração direcional é utilizada para alcançar alvos exploratórios localizados em uma posição vertical diferente da localização da sonda. Essa estratégia é adotada, por exemplo, para desviar de estruturas geológicas complexas como falhas e domos salinos, perfurar diversos poços a partir de uma única sonda e, no caso do *shale gas*, para o poço ter contato superficial com a maior área possível do folhelho (Figura 6). Segundo BRUNER & SMOSNA (2011), a perfuração é orientada através de bússola e clinômetro e a broca possui sensores de cromatografia gasosa e raios-gama para manter o controle da perfuração na área de interesse.

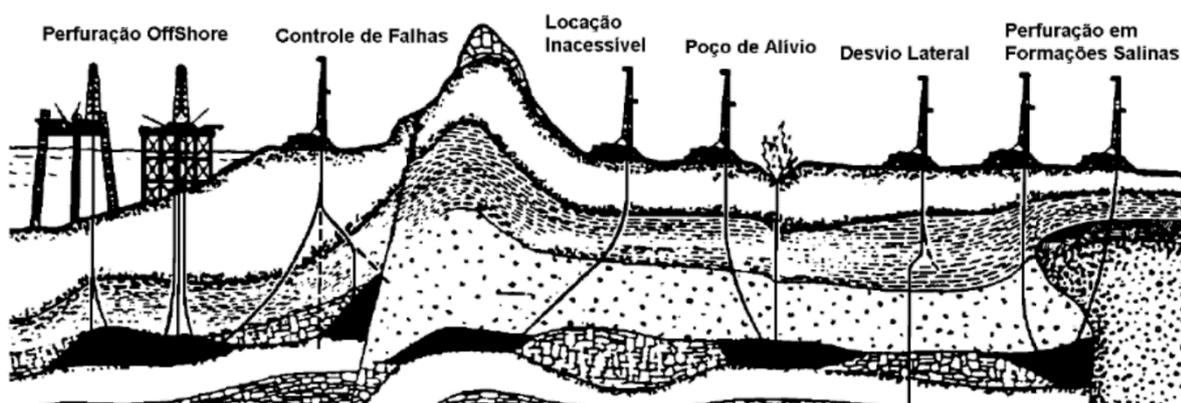


Figura 6: Tipos de aplicação para perfuração direcional. Fonte: THOMAS (2001).

Associado à técnica de perfuração direcional, também são utilizados blocos de perfuração que alcançam diferentes direções com mesma profundidade do *shale gas*, a fim de maximizar a produção de gás natural (Figura 7). Por conta disso, esta técnica reduz o número de poços verticais na exploração de um campo de gás, o que também diminui os impactos ao meio ambiente e à população local (SUÁREZ, 2012).

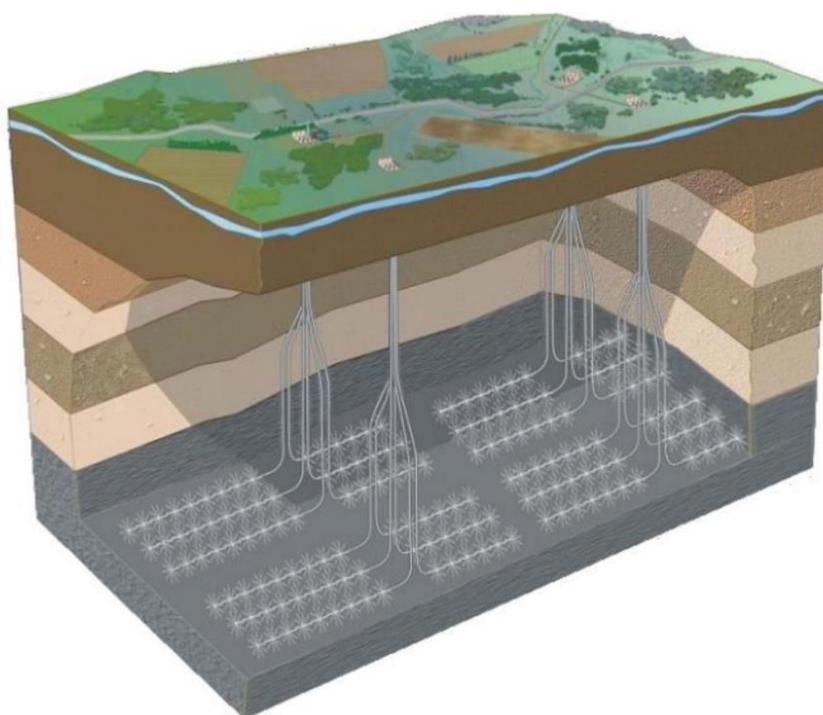


Figura 7: Exemplo de campo desenvolvido com poços 4 blocos de exploração onde cada um possui 6 poços horizontais. Fonte: EIA/ARI (2013).

2.2.4 Fraturamento Hidráulico

O fraturamento hidráulico é uma técnica para a estimulação de poços, induzindo fraturas nas rochas para que o gás se desloque mais facilmente até o poço de produção (Arthur *et al.*, 2008). Este procedimento consiste na injeção de um fluido com pressão suficiente e vazão controlada para produzir as rachaduras que facilitam a produção do hidrocarboneto (CORADESQUI & SANTOS, 2013) (Figura 8).

Existem diversos tipos de fluidos para cada tipo de reservatório de petróleo e os mais utilizados no *shale gas* são os fluidos à base de água misturada com propante, devido ao baixo custo e alto desempenho. Com o fim do bombeamento do fluido, o peso das rochas pode fechar as novas fraturas, diminuindo a produção de gás. O propante é uma substância granular com bom seccionamento utilizado para manter as fraturas abertas após a queda da pressão, criando uma zona de alta permeabilidade (SUÁREZ, 2012).

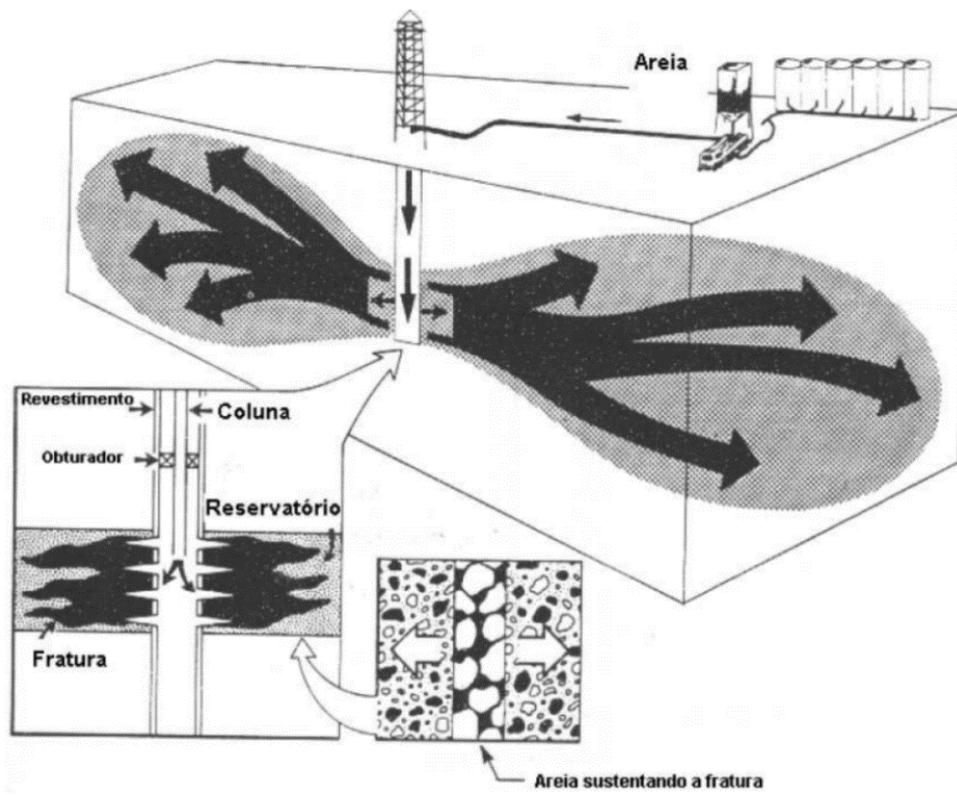


Figura 8: Esquema de faturamento hidráulico em campo terrestre (CASTRO, 2005).

2.3 PERFIS GEOFÍSICOS

Os perfis geofísicos são utilizados para estimar propriedades petrofísicas, avaliação do potencial comercial de poços, identificação de fraturas, correlação estratigráfica dentre outros. Neste trabalho, os perfis serão utilizados para a interpretação geoquímica de acordo com a técnica ΔLogR , proposta por Passey *et al.* (1990), onde são utilizados os perfis de Raios Gama (RG), Sônico ou Tempo de Trânsito (DT) e Resistividade (RES) para cálculo de COT, sempre utilizando o perfil caliper para o controle de qualidade do diâmetro do poço.

2.3.1 Perfil Caliper

Caliper é uma ferramenta utilizada para medir o diâmetro do poço, em polegadas, de acordo com a profundidade de investigação. Este perfil é utilizado como um controle de qualidade da perfuração do poço, pois identifica áreas de arrombamento e a espessura de reboco. Para isto, uma ferramenta mecânica com braços articulados é posicionada em contato com a parede do poço afim de medir seu diâmetro, fazendo a comparação entre o diâmetro nominal da broca e o diâmetro real do poço.

Segundo RIDER (2002), um aumento da leitura do caliper sugere uma área de desmoronamento da rocha, possivelmente devido à circulação de fluidos de perfuração ou por problemas técnicos durante a perfuração. Com a infiltração dos fluidos na rocha, as partículas podem se acumular na parede do poço, formando o reboco que leva a uma diminuição na leitura do caliper.

2.3.2 Perfil de Raios Gama

O perfil de Raios Gama registra a radioatividade natural das rochas, que é a combinação das emissões de raios gama dos elementos Potássio (K^{40}), Urânio (U^{235}) e Tório (Th^{232}) dados na unidade graus API (*American Petroleum Institute*). A ferramenta mais eficiente e utilizada

chama-se cintilômetro e possui um cristal com um tubo fotomultiplicador que amplifica a corrente elétrica e emite faíscas ao ser atingido pelo raio gama, gerando o perfil.

Segundo NERY (2013), as rochas podem ser classificadas de acordo com a radiação em três grupos:

1. Rochas altamente radioativas – trata-se dos folhelhos de águas profundas, folhelhos pretos betuminosos, evaporitos com alta concentração de potássio, rochas ígneas e metamórficas;
2. Rochas moderadamente radioativas – arenitos argilosos e folhelhos de águas rasas e carbonatos e dolomitos argilosos;
3. Rochas de baixa radioatividade – carvão e evaporitos não potássicos.

A radioatividade é maior nas rochas sedimentares ricas em matéria orgânica devido à capacidade dos microrganismos reterem elementos radioativos do mar. Consequentemente, quanto maior o conteúdo de argila, maior a radioatividade de uma formação. Portanto, o perfil de raios gama torna-se um importante indicador de argilosidade das rochas (NERY, 2004). Por outro lado, alguns fatores mecânicos podem afetar a leitura da ferramenta, além da presença de minerais radioativos que podem causar ambiguidade nas respostas dos perfis, dificultando a diferenciação de rochas argilosas e não argilosas.

2.3.3 Perfil Sônico (DT)

O perfil sônico, também chamado de vagarosidade, mede o tempo de trânsito em que uma onda compressional passa por uma rocha e é medido em $\mu\text{s}/\text{pé}$ ou $\mu\text{s}/\text{m}$. A velocidade sônica é inversamente proporcional à vagarosidade e varia em função da matriz, porosidade e tipo de fluido presente na formação. Em meios sólidos a velocidade é menor que em meios líquidos e gasosos. Como a presença de fluidos indicam espaços vazios nas rochas, a curva DT pode ser aplicada para estimativa de porosidade e zonas de fraturas (NERY, 2013).

Para a obtenção do DT, um transmissor de frequência constante emite uma onda ultrassônica curta de alta amplitude que é capturado por dois receptores, fixados em posições pré-determinadas. A primeira onda captada é a P (compressional), que é a utilizada para a construção do perfil, seguida da onda S (cisalhante). O tempo entre a emissão e a captação é registrado e, a partir dele, obtém-se a velocidade de propagação, que pode ser utilizada para criar um perfil sísmico sintético que auxilia na interpretação sísmica.

Segundo NERY (2004), na interpretação do perfil DT, deve-se levar em consideração a presença de fluidos na formação. A vagarosidade na água varia de 189 $\mu\text{s}/\text{pé}$ na água salgada a 200 $\mu\text{s}/\text{pé}$ na água doce. Já no óleo, esse valor gira em torno de 236 $\mu\text{s}/\text{pé}$, enquanto no gás, a velocidade aumenta para 600 $\mu\text{s}/\text{pé}$. Portanto, a presença de gás provoca um aumento no tempo de trânsito maior que no óleo e na água. Zonas de folhelho também levam a um ligeiro aumento do perfil sônico devido à presença de água intersticial que atenua à velocidade de onda P.

2.3.4 Perfil de Resistividade

A resistividade é uma propriedade física referente à resistência da passagem de uma corrente elétrica através de um material. A unidade é expressa em ohm.m e pode ser mensurada através de medição por eletrodos ou indução. O perfil de resistividade é aplicado para a identificação do tipo de fluido presente nas rochas, zonas permeáveis e não permeáveis, além do cálculo de saturação.

Para uma avaliação quantitativa de reservatórios de hidrocarbonetos, é necessário utilizar uma combinação entre os perfis de resistividade e porosidade, pois em reservatórios contendo óleo ou gás, a resistividade da formação depende tanto da porosidade quanto da sua saturação.

2.4 TÉCNICA ΔLOGR

A técnica ΔLogR foi desenvolvida por Passey *et al.* (1990) com objetivo de estimar valores de COT a partir das respostas dos perfis geofísicos tempo de trânsito (sônico) e resistividade em rochas ricas em matéria orgânica. Para o desenvolvimento da metodologia, os autores consideraram que uma rocha geradora é formada pela matriz, fluidos entre poros e matéria orgânica sólida (Figura 9).

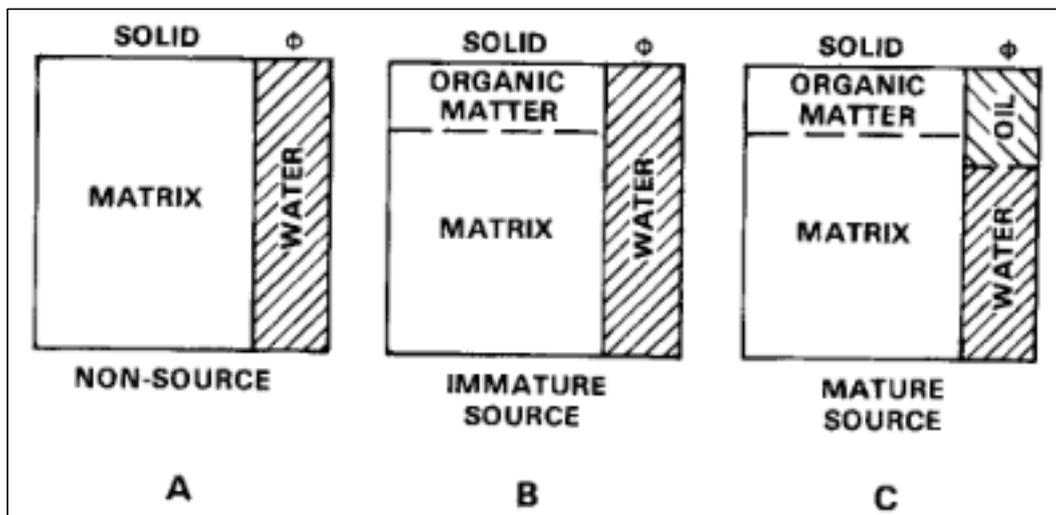


Figura 9: Esquema demonstrativo da composição das rochas sedimentares. (A) Rocha apenas com matriz e água entre poros caracterizada como não geradora; (B) Rocha geradora imatura composta pela matriz, água entre poros e matéria orgânica sólida; (C) Rocha geradora madura composta pela matriz, água, matéria orgânica e hidrocarboneto. Fonte: Passey *et al.* (1990).

As curvas dos perfis são analisadas no mesmo *track* e utilizam a escala de um ciclo logaritmo de resistividade ohm-m para 50 $\mu\text{s}/\text{pé}$ no perfil sônico. As camadas com ausência de matéria orgânica correspondem aos intervalos em que as curvas apresentam comportamento paralelo. Quando ambas estão sobrepostas, estabelece-se a linha de base, que representa uma rocha não geradora de granulometria fina. Com a definição desta linha, os intervalos ricos em matéria orgânica podem ser identificados pela separação das duas curvas e são chamados de ΔLogR (Figura 10).

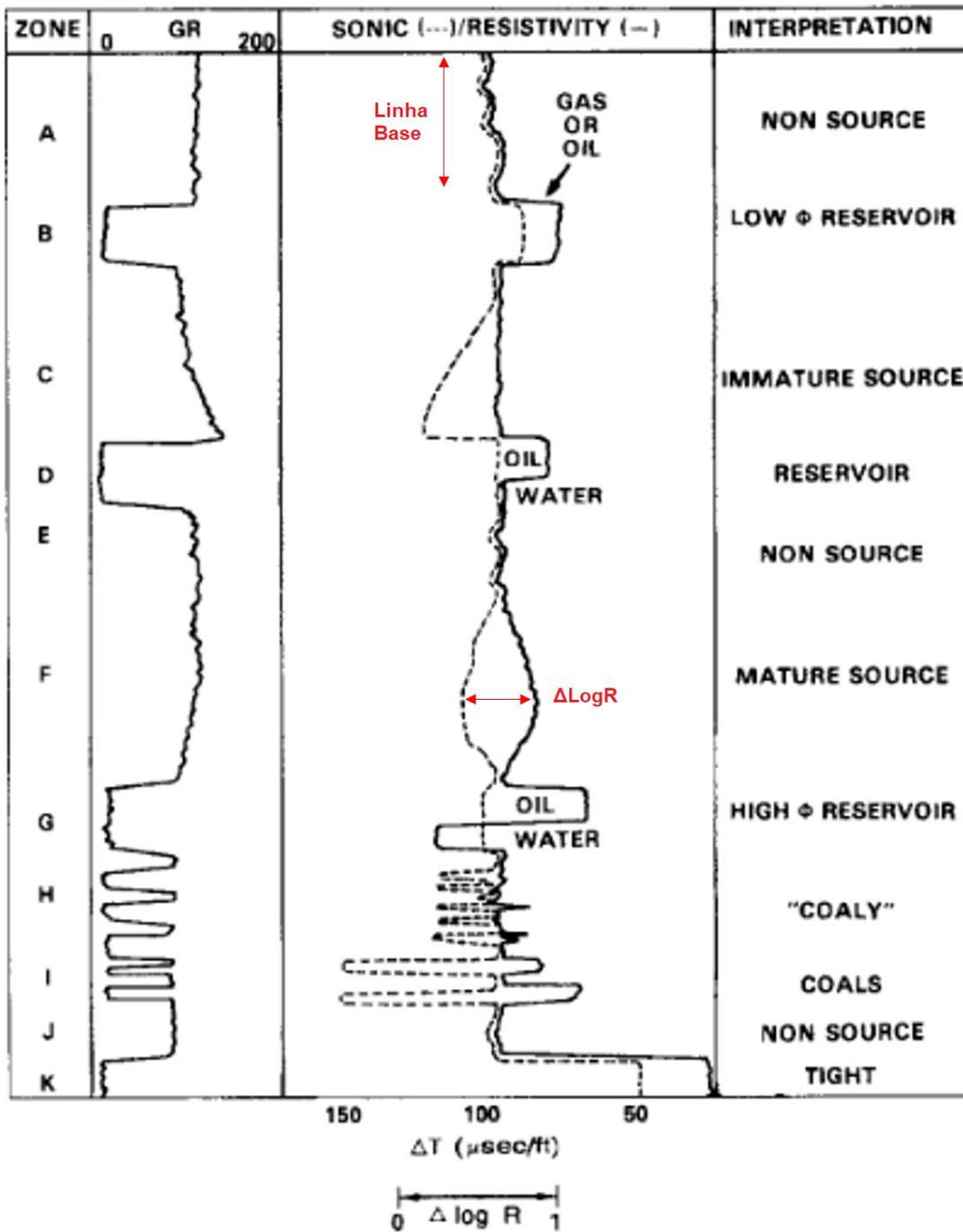


Figura 10: Aplicação do método com o indicativo de linha base e intervalo ΔLogR e a interpretação de cada intervalo. Modificado de Passey *et al.* (1990).

O cálculo do ΔLogR , é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta\text{LogR} = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{\text{Base}}} \right) + 0,02(\Delta T - \Delta T_{\text{Base}}) \quad (2.3)$$

Onde R é a resistividade medida no perfil (ohm.m), ΔT é o tempo de trânsito medido ($\mu\text{s/m}$), e correspondem, respectivamente à resistividade e ao tempo de trânsito no intervalo onde as curvas são sobrepostas.

O teor de COT indireto depende do ΔLogR obtido na equação (2.3) e o nível de maturidade (LOM) da rocha geradora:

$$COT = (\Delta\text{LogR}) \times 10^{(2,297 - 0,1688 \times \text{LOM})} \quad (2.4)$$

O LOM é obtido através da Reflectância de Vitrinita de acordo com a Tabela 4 de correspondência entre valores.

Tabela 4: Correspondência de valores entre o Nível de Maturação (LOM) e a Reflectância de Vitrinita (% Ro).
Fonte: Modificado de Hood et al. (1975).

Nível de Maturação (LOM)																				
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Reflectância de Vitrinita (% Ro)																				
0.20	0.24	0.29	0.32	0.36	0.38	0.42	0.48	0.56	0.67	0.82	1.05	1.5	1.8	2.1	2.3	2.5	2.8	3.3	3.9	5.0

3 BACIA DO PARNAÍBA E O COMPLEXO DO PARQUE DOS GAVIÕES

A Bacia do Parnaíba (Figura 11), idade paleozoica, é do tipo intracratônica com cerca de 650.000 km² de área. Atinge 3.500 m de espessura sedimentar no seu depocentro (Vaz *et al.*, 2007) e possui em torno de 500m de rochas básicas na forma de derrames e soleiras (CUNHA, 1986). Segundo ALMEIDA E CARNEIRO (2004), seu desenvolvimento ocorreu durante o estágio de estabilização da plataforma Sul-americana. Localiza-se na região Norte do Brasil, abrangendo partes dos estados do Pará, Piauí, Maranhão, Tocantins, Ceará e Bahia. A bacia é limitada ao Norte pelas bacias de São Luiz e Barreirinhas através do Arco de Ferrer-Urbano Santos; a Noroeste pelo Arco de Tocantins; a Oeste pela faixa Paraguai-Araguaia; e a Sul e Sudeste pelo Arco de São Francisco (GÓES, 1995).

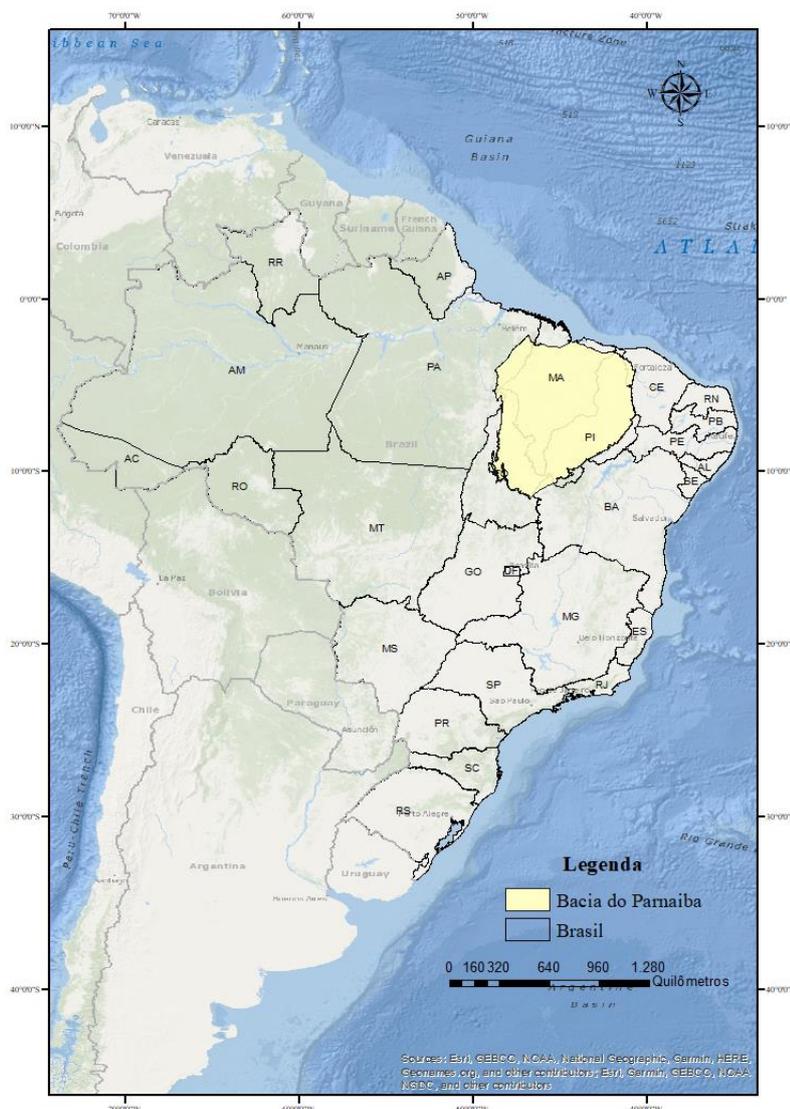


Figura 11: Localização da Bacia do Parnaíba. Modificado de Google Earth em julho de 2019.

A Bacia do Parnaíba teve sua exploração focada em hidrocarbonetos no início na década de 1950 através do Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Grande parte do conhecimento da bacia veio com a campanha exploratória da Petrobrás entre as décadas de 1960 e 1980, onde foram encontrados os primeiros indícios de óleo e gás. No entanto, as pesquisas paralisaram e retornaram já nos anos 2000 com a iniciativa da Agência Nacional do Petróleo (ANP) de reativar sua exploração, com ofertas de blocos exploratórios em seis rodadas entre 2005 e 2017. Em 2017, a Bacia do Parnaíba era a segunda maior produtora de gás em terra no Brasil (Sumário Geológico da ANP, 2017). Apesar disto, é a bacia terrestre menos conhecida do Brasil, com uma baixa densidade de perfurações e uma grande área a ser explorada.

3.1 GEOLOGIA REGIONAL

A Bacia do Parnaíba faz parte do grande grupo de sinéclises paleozoicas brasileiras, constituídas também pelas bacias de Solimões, Amazonas e Paraná, com orientação maior NE-SW e geometria elíptica. Segundo ALMEIDA E CARNEIRO (2004), o início da subsidência da bacia está relacionado com as deformações e eventos térmicos pós-orogênicos que ocorreram no Ciclo Brasileiro. Sua deposição é sobre o embasamento cristalino pré-cambriano constituído de rochas metamórficas formadas por processos tectônicos e magmáticos durante o Ordoviciano (GÓES & FEIJÓ, 1994).

A sedimentação e os eventos magmáticos da bacia ocorreram entre o Siluriano e o Cretáceo em cinco grandes sequências deposicionais, classificadas de acordo com a litoestratigrafia: Siluriana, Mesodevoniano-Eocarbonífera, Neocarbonífera-Eotriássica, Jurássica e Cretácea (Vaz *et al.*, 2007). As discordâncias entre as sequências são causadas por ciclos transgressivos-regressivos controladas principalmente pela eustasia.

3.1.1 Embasamento Cristalino

O embasamento da Bacia do Parnaíba é metamórfico, foi formado durante o Ciclo Brasileiro e é composto por faixas orogênicas, maciços meridianos e descontinuidades crustais que afloram nas bordas. Além disso, é limitado a sul pela faixa de dobramento Brasília, a oeste pelos metassedimentos da faixa de dobramento Araguaia, a sudoeste pela faixa Rio Preto-Riacho do Pontal, a noroeste e a nordeste pelas faixas Gurupi e Província Borborena (CUNHA, 1986).

3.1.2 Evolução Tectono-sedimentar

Segundo Vaz *et al.* (2007), a Bacia do Parnaíba pode ser dividida em cinco supersequências deposicionais de acordo com a litoestratigrafia: Siluriana (Grupo Serra Grande), Mesodevoniana-Eocarbonífera (Grupo Canindé), Neocarbonífera-Eotriássica (Grupo Balsas), Formação Pastos Bons, de idade jurássica e as Formações Codó, Corda, Grajaú e Itapecuru, do Cretáceo (Figura 13).

Além disso, Aguiar (1971) identificou outras duas unidades estratigráficas que são associadas a magmatismos: Mosquito, de idade Jurássica, caracterizada como derrames e diques que afloram na porção ocidental e Sardinha, de idade Cretácea, descrita como diques e soleiras presentes na borda oriental da Bacia do Parnaíba. As camadas possuem características de subsidência do tipo *sag* com grande continuidade e espessura regulares.

3.1.2.1 Siluriano

A Supersequência Siluriana (Figura 12), composta pelo Grupo Serra Grande, compreende as formações Ipu, Tianguá e Jaicós e é caracterizado como um sistema transgressivo-regressivo. Os ambientes deposicionais identificados na Formação Ipu transitam de leques aluviais de origem glacial e deltaicos na região proximal, à plataforma marinha rasa

na parte distal. É constituído por sequências de arenitos com seixos e conglomerados de matriz argilosa (CAPUTO, 1984).

Já a Formação Tianguá (Eosiluriano) é caracterizada por folhelhos cinza-escuros bioturbados que foram depositados em ambiente de plataforma rasa. Sobreposta à Tianguá, tem-se a Formação Jaicós, de idade Eomesosiluriana a Eodevoniana, depositado em sistema fluvial entrelaçado. Esta unidade é constituída por arenitos grossos mal selecionados e conglomerados cinza-esbranquiçados com alterações para cores amareladas (GÓES & FEIJÓ, 1994).

3.1.2.2 Mesodevoniana-Eocarbonífera

A segunda supersequência corresponde ao intervalo Mesodevoniano-Eocarbonífero e compreende o Grupo Canindé, que é composto pelas formações Itaim, Pimenteiras, Cabeças, Longá e Poti. Segundo GÓES E FEIJÓ (1994), a Formação Itaim foi depositada em ambiente plataformal e deltaico dominado por marés e tempestades. Apresentam arenitos finos a médios com grãos bem selecionados subarredondados (Vaz *et al.* 2007).

Acima, encontra-se a Formação Pimenteira, que corresponde à principal ingressão marinha da Bacia do Parnaíba e foi depositada em ambiente de plataforma rasa dominada por tempestade. Sua composição é de folhelhos radioativos, cinza escuros a pretos, esverdeados e bioturbados, ricos em matéria orgânica e pontualmente intercalados com siltito e arenito.

Posteriormente, houve uma mudança gradativa de sistema transgressivo para regressivo da Formação Pimenteiras para a Formação Cabeças (DELLA FÁVERA, 1990), com predominância de ambiente plataformal dominado por marés (GÓES E FEIJÓ, 1994). Por conta desta transição gradual, esta unidade contém, preponderantemente, arenitos cinza-claros a brancos, médios a grossos e apresentam intercalações com siltitos e folhelhos. Além disso, nota-se diamictitos na parte superior e tempestitos na parte inferior da formação (DELLA FÁVERA, 1990), tilitos e seixos estriados que caracterizam um ambiente glacial (CAPUTO, 1984) e fácies flúvio-estuarinas, pontualmente.

Segundo GÓES E FEIJÓ (1994), a Formação Longá é caracterizada como ambiente plataformal dominado por tempestades. Possui folhelhos cinza-escuros a pretos, homogêneos, bioturbados e pacotes de arenitos e siltitos cinza-claros a esbranquiçados em sua seção central (LIMA E LEITE, 1978). Segundo GÓES E FEIJÓ (1994), a Formação Poti tem deposição em

deltas e planícies de maré, eventualmente com influência de tempestades. Esta unidade é constituída por duas sucessões: inferior, composto por arenitos cinza-esbranquiçados, médios, com pontuais lâminas de siltito cinza-claros, e superior, de arenitos cinza, lâminas de siltitos e folhelhos com presença de carvão eventualmente (LIMA E LEITE, 1978).

3.1.2.3 Neocarbonífera-eotriássica

A terceira supersequência apresenta contato inferior erosivo com a Formação Poti que, segundo CAPUTO (1984), é consequência da orogênese Eo-Herciniana que causou movimentos epirogênicos ascendentes e regressão de extensão global. Esta sequência, de idade Neocarbonífera-Eotriássica, compreende o Grupo Balsas, que é composto pelas formações Piauí, Pedra de Fogo, Motuca e Sambaíba.

A Formação Piauí (Pensilvaniana), de ambiente fluvial com pequenas ingressões marinhas, é dividida em duas porções: inferior, constituída de arenitos rosados, médios, podendo ser maciço ou com estratificação cruzada, apresentando intercalações de folhelho vermelho, e superior, de arenitos vermelhos, finos a médios, intercalados por folhelhos vermelhos e calcários (LIMA E LEITE, 1978).

A Formação Pedra de Fogo, de idade permiana, apresenta ciclos deposicionais com predominância de ambiente marinho raso a litorâneo com planícies de sabkha, com influência pontual de tempestades (GÓES E FEIJÓ, 1994). Por conta disso, esta formação apresenta diversas rochas, tais como calcário oolítico e pisolítico creme a branco, estromatólitos pontuais, intercalações de arenito amarelado, fino a médio, siltitos, folhelhos cinzas, anidrita e dolomito, ocasionalmente.

Acima, tem-se a Formação Motuca, que foi depositado em ambiente desértico com lagos associados (GÓES E FEIJÓ, 1994) e apresenta siltitos vermelho e marrom, arenito branco, fino e médio, folhelho, além de lentes de anidrita e calcários. Sobrepondo a Formação Motuca, tem-se a Formação Sambaíba, de ambiente predominantemente desértico com certa influência fluvial de arenitos vermelhos e esbranquiçados, finos a médios, subangulosos a subarredondados, com estratificação cruzada de grande porte. Na parte superior da formação, notam-se estruturas prismáticas, devido à influência térmica do basalto depositado acima (LIMA E LEITE, 1978).

3.1.2.5 Jurássica

A Sequência Jurássica é constituída pela Formação Pastos Bons, sotoposta à Formação Mosquito, e sua deposição é em ambiente lacustre, com influência fluvial, em clima semiárido a árido. A porção inferior desta unidade é formada por arenito branco ou esverdeado, fino a médio, apresenta grãos subarredondados, estratificação paralela e eventuais lentes de calcário. Na porção central ocorrem siltitos e folhelhos cinza a verdes com intercalações de arenito. Já a parte superior desta formação é composta por arenito vermelho ou rosado, fino, com certos níveis de folhelho (CAPUTO, 1984).

Durante o Mesozoico, ocorreu o chamado Estádio de Ativação, com o fraturamento do supercontinente Pangeia, que levou à abertura do Oceano Atlântico. Neste contexto, houve intensa atividade vulcânica que, durante o Jurássico, originou a Formação Mosquito. Esta formação é encontrada mais na porção oeste da bacia e é caracterizada por derrames basálticos e soleiras. THOMAZ FILHO (2004) correlaciona este evento com o Magmatismo Penatecaua, na Bacia do Amazonas e Solimões.

3.1.2.6 Cretácea

A Sequência Cretácea compreende as Formações Codó, Corda, Grajaú e Itapecuru e, segundo REZENDE (2002), as três primeiras foram depositadas contemporaneamente. A Formação Corda apresenta arenitos ricos em óxidos de ferro, finos a médios, com seleção regular a boa e grandes estratificações e estruturas que indicam depósitos de ambiente desértico.

As Formações Codó e Grajaú (Neoaptiano a Eoalbiano) apresentam sedimentos característico de três ambientes deposicionais: marinho raso, lacustre e flúvio-deltaico (Rossetti *et al.*, 2001). Na Fm. Codó, encontram-se arenitos, calcários, siltitos e estromatólitos, além de gipsita e anidrita, sotopostos por folhelhos cinza a preto que indicam transgressão marinha. Já a Formação Grajaú apresenta arenitos esbranquiçados ou creme-amarelados, médios a grossos, subangulosos a angulosos e mal selecionados, além de seixos e conglomerados. Apresentam, também, pelitos e camadas de arenitos finos.

Em alguns locais da bacia, as Formações Corda e Grajaú apresentam fragmentos de rochas basálticas provenientes da Formação Sardinha, mais antiga. Discordante às Formações

Grajaú e Codó tem-se a Formação Itapecuru (Mesoalbio-Neocretáceo), que é constituída por arenitos finos, friáveis, com diversas estruturas, tais como estratificações cruzadas, *hummocky*, acanalada, tabular e escorregamento de massa. Os diferentes tipos de estruturas indicam depósitos transgressivos proveniente de diversos ambientes de sedimentação: laguna, canal de maré, litorâneo e canal fluvial (Rossetti *et al.*, 2001).

Além da sequência sedimentar, houve também outro grande evento magmático durante o Eocretáceo, relacionado à Abertura do Oceano Atlântico Sul, originando a Formação Sardinha. Esta formação é caracterizada por diques de diabásio e soleiras, presentes mais na porção leste da bacia, que intrudiram principalmente em rochas do Grupo Canindé. A Formação Sardinha, segundo ZALÁN (2004), é correlata aos derrames da Formação Serra Geral da Bacia do Paraná.

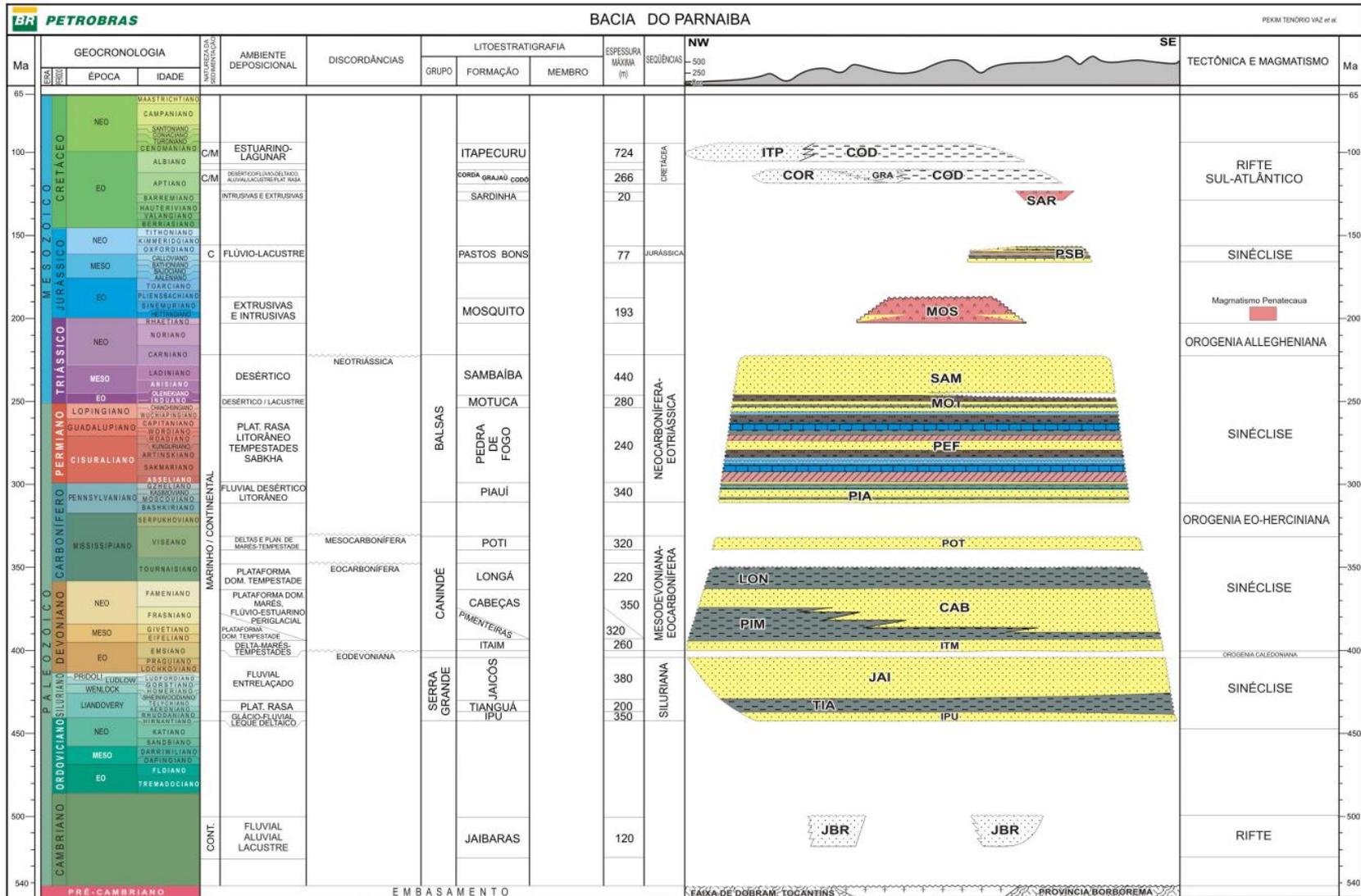


Figura 12: Carta estratigráfica da Bacia do Parnaíba (Vaz et al. 2007).

3.2 SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA DO PARNAÍBA

O sistema Pimenteiras-Cabeças, do Devoniano, é apontado como o principal sistema petrolífero da Bacia do Parnaíba (SDB/ANP, 2017). Segundo Cunha *et al.* (2008), os arenitos da Formação Cabeças apresentam valores de porosidade que variam entre 9% a 21%, *gross-pay* de 20 m e *net-pay* de 16 m (Figura 13).

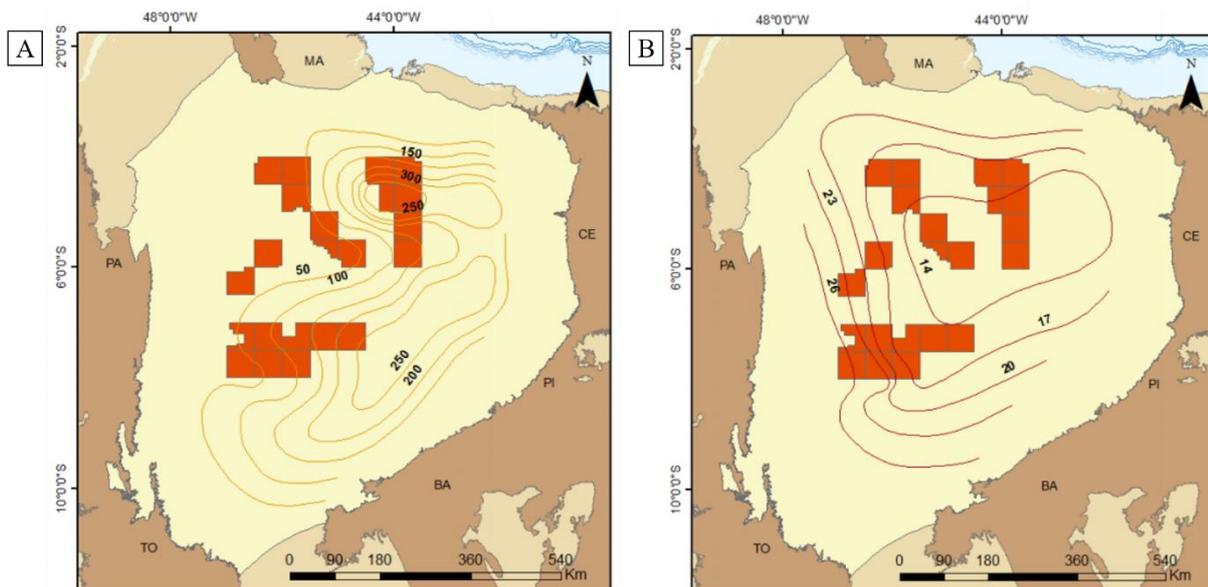


Figura 13: A. Mapa de isópachos da Formação Cabeças. Intervalo de contorno de 50m; B. Mapa de porosidade média da Formação Cabeças. Intervalo de contorno de 3%. Os retângulos em vermelho representam o bloco exploratório R13. Fonte: SDB/ANP (2017).

Os folhelhos radioativos da Formação Pimenteiras são indicados como os geradores desse sistema e alcançam espessuras superiores a 500m (Figura 14).

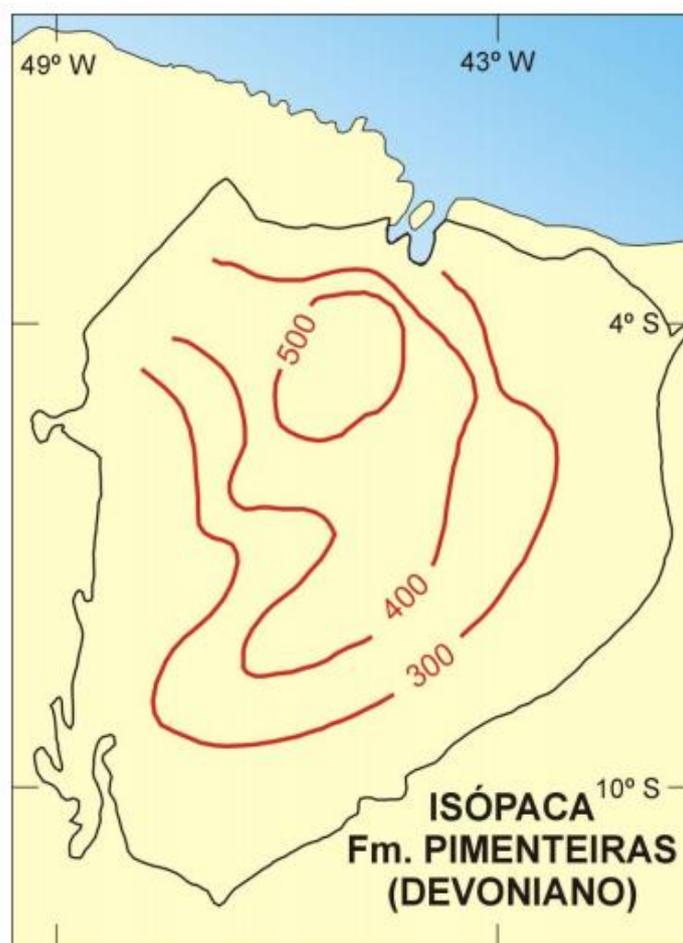


Figura 14: Mapa de isópacas da Formação Pimenteiras. Fonte: Modificado de CUNHA (1986).

RODRIGUES (1995) identificou matéria orgânica dos tipos II e III presentes na Fm. Pimenteiras e COT médio em torno de 2,5% e máximo de 6% (Figura 15). A Reflectância de Vitrinita, um importante indicador de maturação, aumenta progressivamente nos folhelhos em direção ao contato com as rochas intrusivas, apresentando valores de até 3,0 % Ro em regiões de contato direto. Isto indica uma grande influência térmica das soleiras de diabásio, visto que, geologicamente, a bacia é considerada rasa e os altos valores de maturação não condizem com a evolução térmica por subsidência. Este sistema tem traqueamento relacionado aos eventos magmáticos da separação dos continentes Africano e Sulamericano que geraram uma feição anticlinal (Cunha *et al.*, 2008). Os folhelhos escuros laminados e bioturbados da Formação Longá (devoniano) são apontados como geradores secundários desse sistema petrolífero SDB/ANP (2017).

4 METODOLOGIA

Os objetos deste estudo são dados de dois poços fornecidos pela ANP, separados por uma distância de cerca de 70 quilômetros: 1-OGX-77-MA e 1-OGX-110-MA (Figura 16). O primeiro poço foi escolhido por ser o único disponibilizado com informações de geoquímica orgânica, que foram utilizadas para a avaliação de maturidade e COT e posterior comparação com a técnica ΔLogR . Este poço também possui informações sobre as quantidades de minerais presentes nas rochas obtidas a partir do método DRX para a análise de ruptibilidade.

Já o poço 1-OGX-110-MA foi escolhido porque alcança a profundidade da Formação Pimenteiras e possui amostras de calha que foram cedidas pela PGN/ANP. Como este poço não possui informações geoquímicas, foram utilizados os dados do poço 1-OGX-77-MA com as profundidades transformadas em cotas e corrigidas em relação à mesa rotativa. Para análise de ruptibilidade, foi proposto um modelo de diagrama ternário baseado nos dados de XRF obtidos pelo grupo de trabalho da UFF.

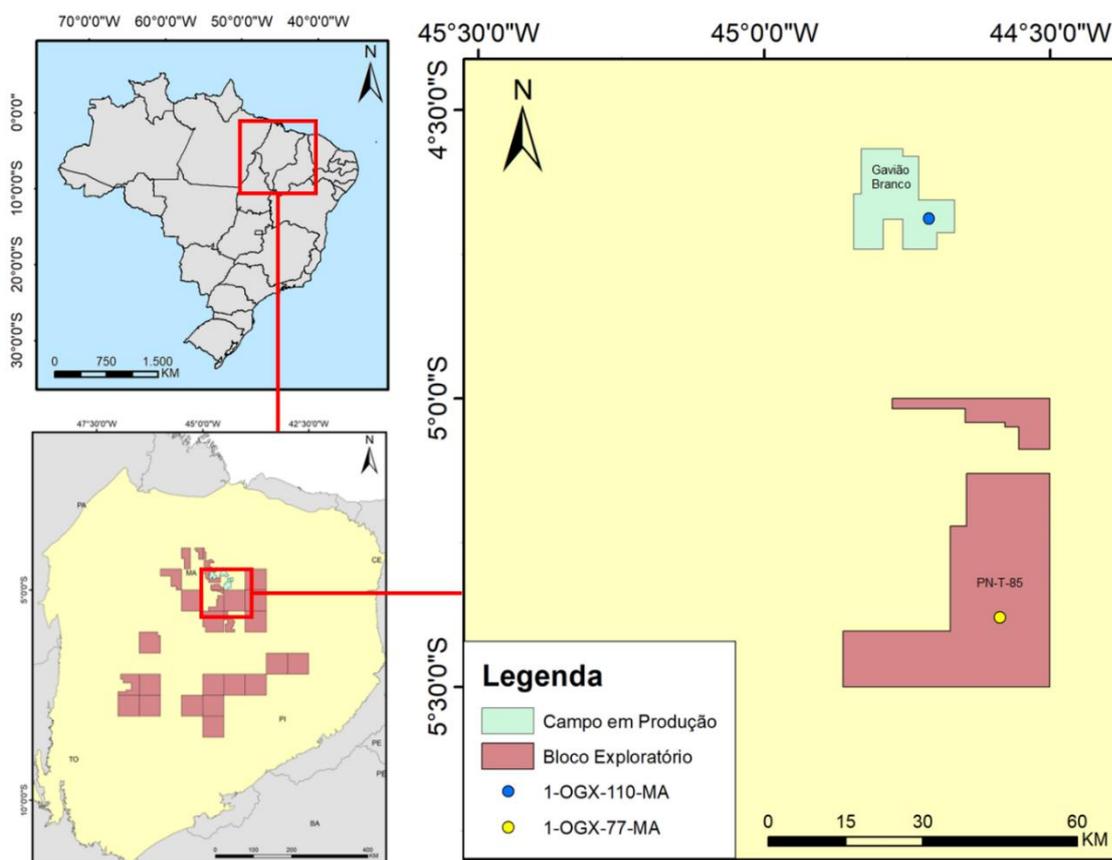


Figura 16: Localização dos poços 1-OGX-110-MA no campo Gavião Branco e 1-OGX-77-MA no bloco exploratório PN-T-85. Fonte: Da autora.

4.1 CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA

Foram utilizados dados fornecidos pela ANP de 8 amostras da Formação Pimenteiras do poço 1-OGX-77-MA para a caracterização geoquímica com base na quantidade e qualidade da matéria orgânica e maturação térmica. Os valores estão descritos e interpretados de acordo com a bibliografia de PETERS & CASSA (1994) descrita no capítulo (2.1). Além disso, foram utilizados gráficos de dispersão no *software Trace* para melhor interpretação dos dados.

4.2 DESCRIÇÃO DE AMOSTRAS DE CALHA

Esta análise foi realizada em laboratório na UFF com as amostras do poço 1-OGX-110-MA. As amostras descritas são referentes ao intervalo 1800/1907m, que engloba a Formação Pimenteiras, identificado no perfil composto, amostradas de 3 em 3 metros. As etapas realizadas nesta atividade envolveram preparação das amostras, lavagem, descrição em lupa binocular e elaboração de perfil litoestratigráfico que está exposto em anexo.

Com auxílio de uma espátula, cerca de 5g de cada amostra, devidamente identificadas, foram coletadas para lavagem a fim de retirar o resquício de fluidos de perfuração. Após uma breve secagem para evaporação do excesso de água, as amostras estavam prontas para as descrições.

Posteriormente, iniciou-se a descrição utilizando uma a lupa binocular. Os parâmetros litológicos analisados foram: composição mineralógica, granulometria, concentração de matriz, cor, grau de seleção, grau de dureza e arredondamento. As informações foram inseridas no *software SedLog* que automaticamente gera o perfil litoestratigráfico.

Em seguida, as amostras foram guardadas com suas respectivas identificações de profundidade em pequenos sacos plásticos para posteriores análises complementares (XRF, palinofácies, C/N) utilizadas em outros estudos do grupo de pesquisa. Neste caso, foram utilizados os dados de XRF para a inferência da mineralogia.

4.3 RUPTIBILIDADE

Para análise de ruptibilidade, foi utilizada uma metodologia para cada poço. No 1-OGX-77-MA, um diagrama ternário foi plotado com base nos dados das porcentagens de minerais obtidas através da técnica DRX que foram fornecidos pela ANP. O eixo z representa o somatório das concentrações de quartzo, feldspato e pirita, enquanto o eixo y representa a soma das concentrações dos argilominerais e o eixo x, a soma das concentrações de carbonatos.

Já no poço 1-OGX-110-MA, foi proposto um método, desenvolvido neste estudo, baseado nos dados de XRF. Também foi plotado um diagrama ternário, mas cada eixo com elementos químicos mais presentes em cada grande grupo de minerais.

- O óxido SiO_2 foi utilizado representando o quartzo,
- $\text{CaO} + \text{MgO}$ foram utilizados para os carbonatos.
- Os argilominerais foram representados pela soma dos óxidos Al_2O_3 , K_2O , ThO_2 com o elemento traço U. Para ambos os poços os diagramas foram plotados no *software Grapher*.

4.4 APLICAÇÃO DO MÉTODO ΔLogR

O método de estimativa de COT ΔLogR utilizado neste trabalho foi desenvolvido na linguagem de programação Python por Santos *et al.* (2017) na Universidade Federal Fluminense. O algoritmo recebe de entrada dados em formato LAS dos perfis geofísicos cáliper, raios gama, resistividade e sônico, além dos dados de COT, obtidos em laboratório, para comparação. Foi necessário fazer a conversão dos dados porque eles foram disponibilizados no formato LIS pela ANP.

O script gera uma interface gráfica onde é possível definir o intervalo de interesse, as linhas base e o valor de LOM. No poço 1-OGX-77-MA, a linha base escolhida foi em um intervalo da Formação Poti que possui folhelhos intercalados entre arenitos. Os folhelhos da Formação Longá não foram escolhidos por causa alta recorrência de intrusões ígneas que gerou grande influência na curva de resistividade. O LOM foi convertido em 8 a partir de um dos dados de Reflectância de Vitritina disponibilizado.

Em relação ao poço 1-OGX-110-MA, a linha base foi escolhida para os folhelhos intercalados na Formação Cabeças. Como esse poço não possuía informações geoquímicas, a curva de COT sintético foi comparada com dados laboratoriais do poço 1-OGX-77-MA, através de correlação das profundidades por perfis. Além disso, foram testados dois valores de LOM para verificar em qual caso a curva se ajustaria melhor: 8 para um cenário imaturo e 10 considerando o querogênio maturo.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 CORRELAÇÃO ENTRE OS POÇOS

A Figura 17 mostra a correlação entre os poços estudados, que estão separados por uma distância de cerca de 70 quilômetros. A profundidade medida dos poços foi transformada para cota retirando os valores da elevação em relação ao nível do mar e seus topos foram flatenizados com base no topo da Fm. Pimenteiras. O poço 1-OGX-77-MA foi perfurado até a Formação Itaim, mas o poço 1-OGX-110-MA teve sua perfuração interrompida no meio da Formação Pimenteiras, não tendo sido possível, assim, correlacionar toda a região de interesse. Além disso, o topo do Pimenteiras no poço 1-OGX-110-MA é indicado pelo perfil composto na profundidade 1844m, mas foi reinterpretado baseado no comportamento das curvas de Raio Gama, Resistividade e Sônico para a profundidade 1575m, equivalente à cota -1480m.

A cota -1950m do poço 1-OGX-77-MA correlaciona com a cota 1755m do poço 1-OGX-110-MA através dos picos de resistividade e do comportamento do sônico. Através desta correlação é possível verificar que a Fm. Pimenteiras, no poço 1-OGX-110-MA possui uma espessura maior em relação ao 1-OGX-77-MA.

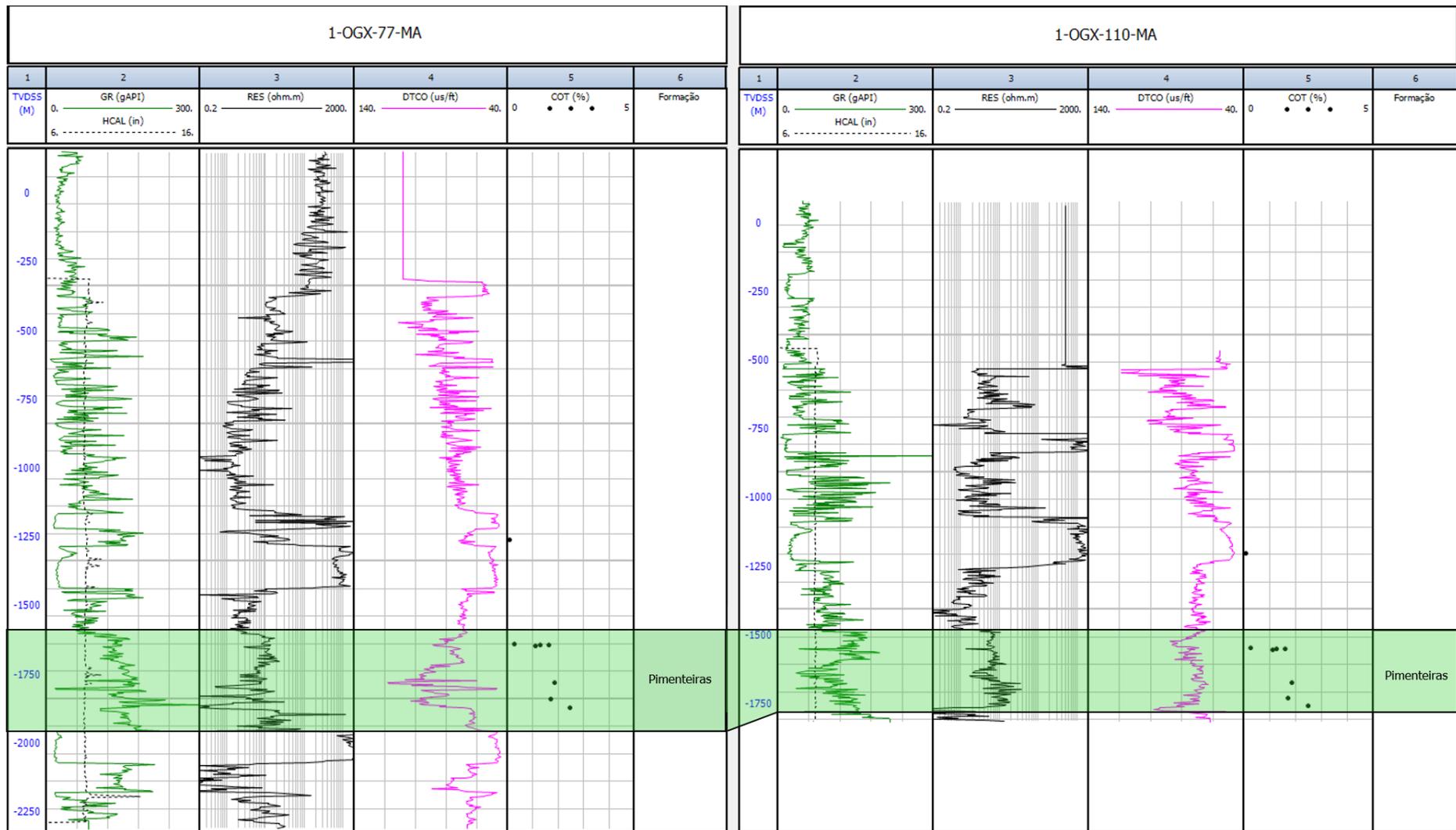


Figura 17: Correlação entre os poços 1-OGX-77-MA e 1-OGX-110-MA. Fonte: Da autora.

5.2 CARACTERIZAÇÃO GEOQUÍMICA

Os resultados dos parâmetros obtidos pela análise de COT e Pirólise Rock-Eval para o poço 1-OGX-77-MA estão sumarizados na Tabela 5. O teor de Carbono Orgânico Total (COT) varia de 0,08 a 2,48%. O potencial para geração de hidrocarbonetos é considerado pobre nas amostras G1 e G2, bom nas amostras G2 a G7 e apresenta um potencial muito bom na amostra G8. Essa interpretação é corroborada por TISSOT & WELTE (1984), que afirmam que um folhelho potencialmente gerador apresenta COT mínimo de 1%.

Com os resultados da Pirólise Rock-Eval, é possível identificar o tipo de querogênio presente nas amostras. Os dados apresentam valores de S_1 variando de 0,04 a 3,18 mg HC/g rocha, S_2 variando de 0,13 a 0,50 HC/g de rocha. Os resultados de IH variam de 12 a 192 mg HC/g de COT e o Índice de Produtividade varia de 0,24 a 0,90. Particularmente, os dados das amostras G1 e G2 não são confiáveis porque o COT é menor que 1% e por isso eles foram descartados no plot dos gráficos.

Os resultados do parâmetro IO na maioria das amostras é maior que os de IH, que por sua vez possui valores muito baixos vinculados ao pico S_2 . Isto sugere que a matéria orgânica foi depositada em um ambiente que não permitiu sua preservação e por isso foi oxidada. Logo, o querogênio possui um baixo potencial de geração. A figura 18 mostra o Diagrama tipo Van-Krevelen que relaciona as informações de Índice de Hidrogênio e Índice de Oxigênio.

É possível estimar o grau de evolução térmica das amostras através dos dados de Tmax, Reflectância de Vitrinita e Índice de Produção (IP). O indicador R_o foi fornecido apenas para duas amostras e por ser um parâmetro ótico, é possível confiar no valor do ponto G2. Os resultados, que são 0,53% (amostra G2) e 0,11% (amostra G7), mostram que o querogênio encontra-se no estágio imaturo. Esta conclusão é corroborada pelo indicador Tmax que varia de 371°C a 427°C nas quatro amostras em que os dados são fornecidos (Figura 19).

Por outro lado, os dados de IP variam de 0,24 a 0,83 e apontam que as amostras são supermaturas, confrontando as informações de Tmax e R_o . Essa discrepância entre os indicadores de maturação térmica possivelmente é resultado da contaminação do fluido de perfuração que é à base de n-parafinas nas amostras que afetam os valores de IH.

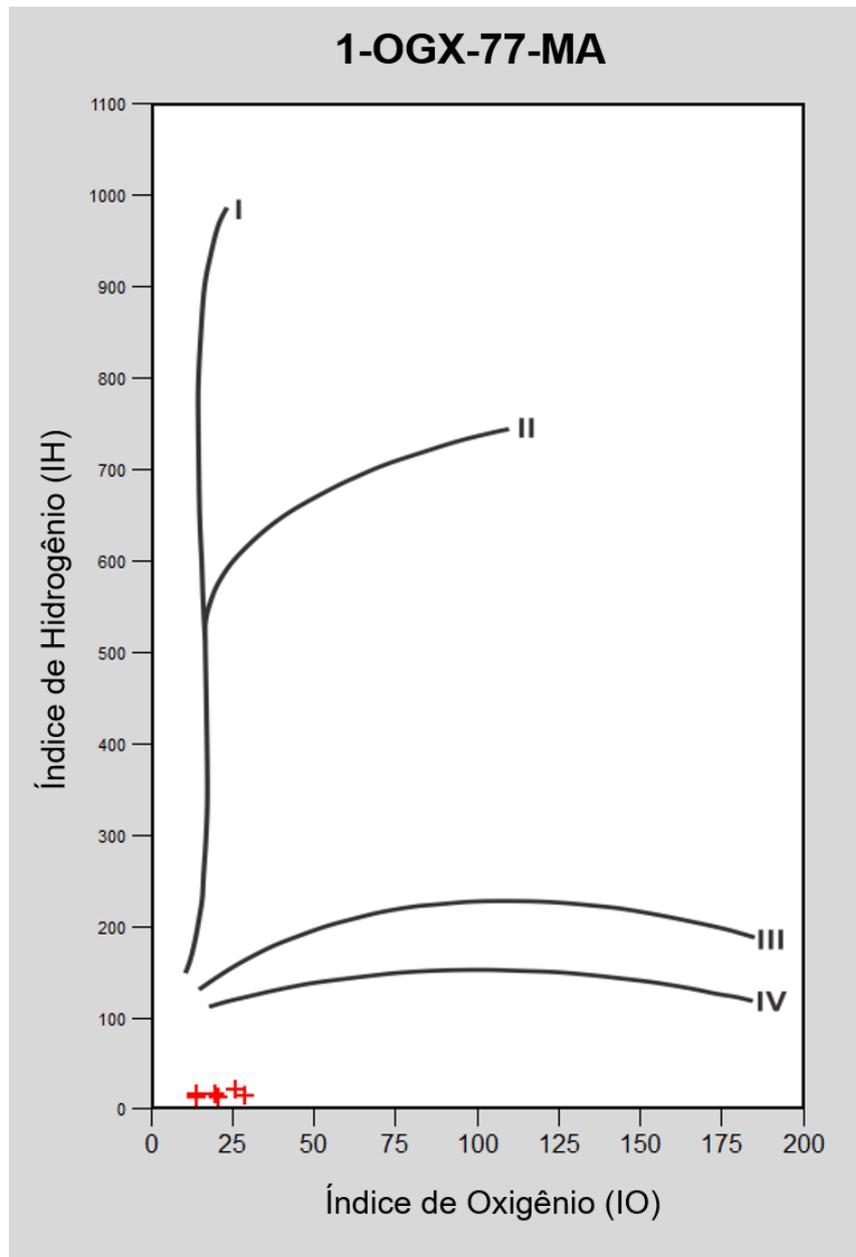


Figura 18: Diagrama tipo Van Krevelen das amostras indicando querogênio do tipo IV. Fonte: Da autora.

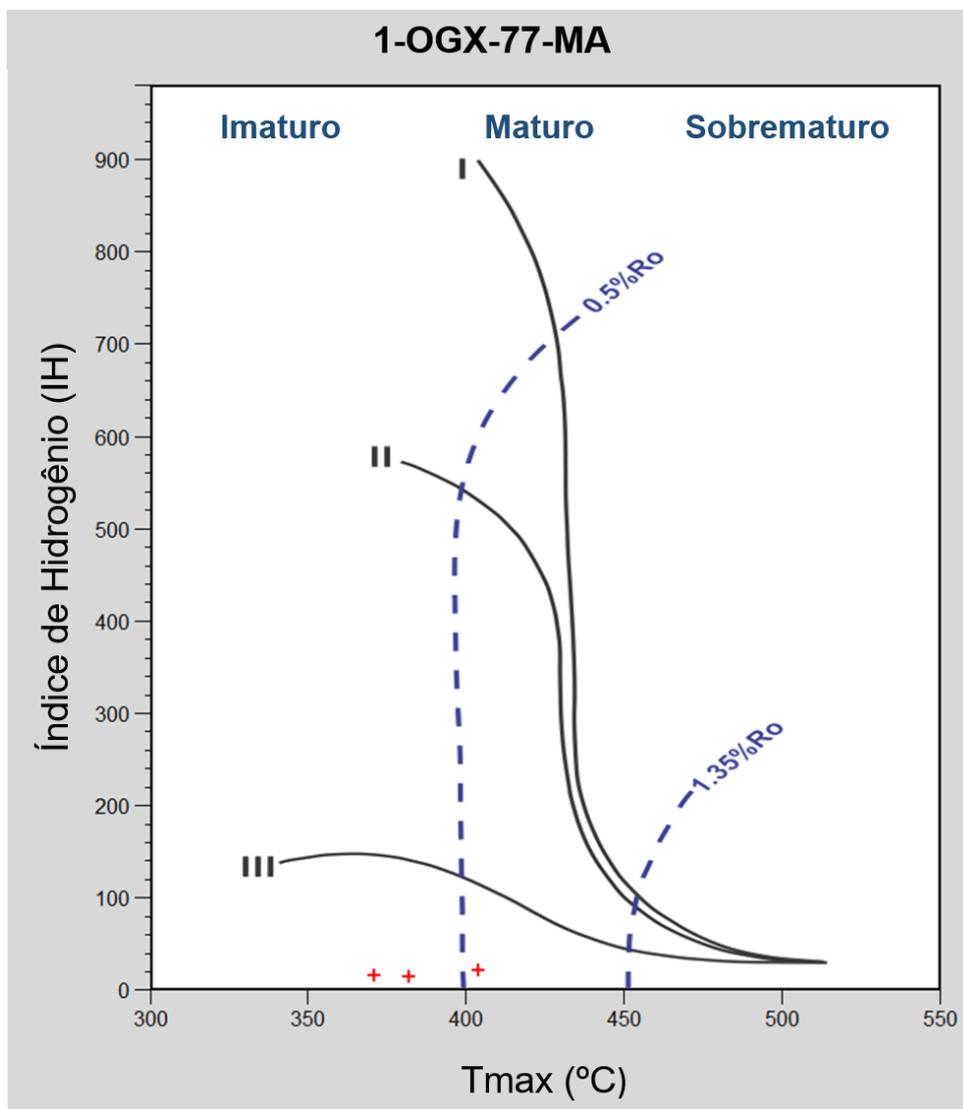


Figura 19: Gráfico de dispersão relacionando o Índice de Hidrogênio (IH) com o Tmax indicando predomínio de querogênio imaturo. Fonte: Da autora.

Tabela 5: Resultados dos dados de geoquímica orgânica do poço 1-OGX-77-MA.

Amostra	Profundidade (m)	COT (%)	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax (°C)	IH (S2x100/COT)	IO (S3x100/COT)	S2/S3	IP (S1/S1+S2)	Ro (%)
G1	1423,07	0,08	0,04	0,13	0,36	-	163	450	0,4	0,24	-
G2	1802,0	0,26	2,19	0,5	0,73	427	192	281	0,7	0,81	0,53
G3	1804,0	1,27	0,74	0,16	0,27	-	13	21	0,6	0,82	-
G4	1806,0	1,61	0,60	0,20	0,23	-	12	14	0,9	0,75	-
G5	1808,0	1,10	0,61	0,18	0,22	-	16	20	0,8	0,77	-
G6	1941,5	1,86	1,41	0,3	0,26	371	16	14	1,2	0,82	-
G7	2002,4	1,72	1,77	0,36	0,45	404	21	26	0,8	0,83	0,11
G8	2032,1	2,48	3,18	0,34	0,73	382	14	29	0,5	0,90	-

5.3 Δ LOGR

5.3.1 Poço 1-OGX-77-MA

O plot do Δ LogR do poço 1-OGX-77-MA está exposto na Figura 20 com a Formação Pimenteiras em destaque. Usualmente, a linha de base deve ser aplicada em algum intervalo de granulometria fina e não gerador. Porém, a base que melhor ajustou a sobreposição entre as curvas de resistividade e sônico foi na Formação Poti, que é composta majoritariamente por arenitos, mas há algumas intercalações com folhelhos.

Observa-se que os valores do COT sintético extrapolam em muitos pontos a os valores de laboratório mostrando, conseqüentemente, uma baixa calibração entre o COT medido e o COT calculado.

É importante destacar que, apesar do intervalo 1400/1600 m indicar presença de intrusões ígneas, elas não foram suficientes para afetar termicamente os folhelhos da Formação Pimenteiras nesta região, visto que os dados geoquímicos indicam que o querogênio está imaturo.

Além disso, o comportamento do perfil de resistividade na profundidade da Formação Pimenteiras indica que provavelmente há presença de gás nos folhelhos. Analisando o sônico, pode-se inferir que seus picos no intervalo 1950/2015 m são devidos a possíveis falhas, com o gás nelas contido causando um aumento no tempo de trânsito. Como os indicadores cinemáticos R_o e T_{max} indicam que o querogênio não está na janela de geração, conclui-se que o hidrocarboneto presente neste folhelho veio migrado de outra região, o que descaracteriza a possibilidade de se tratar de um reservatório não convencional do tipo *shale gas*. A presença de hidrocarbonetos gasosos na formação é corroborada pelas informações de indício de gás do perfil composto fornecido pela ANP.

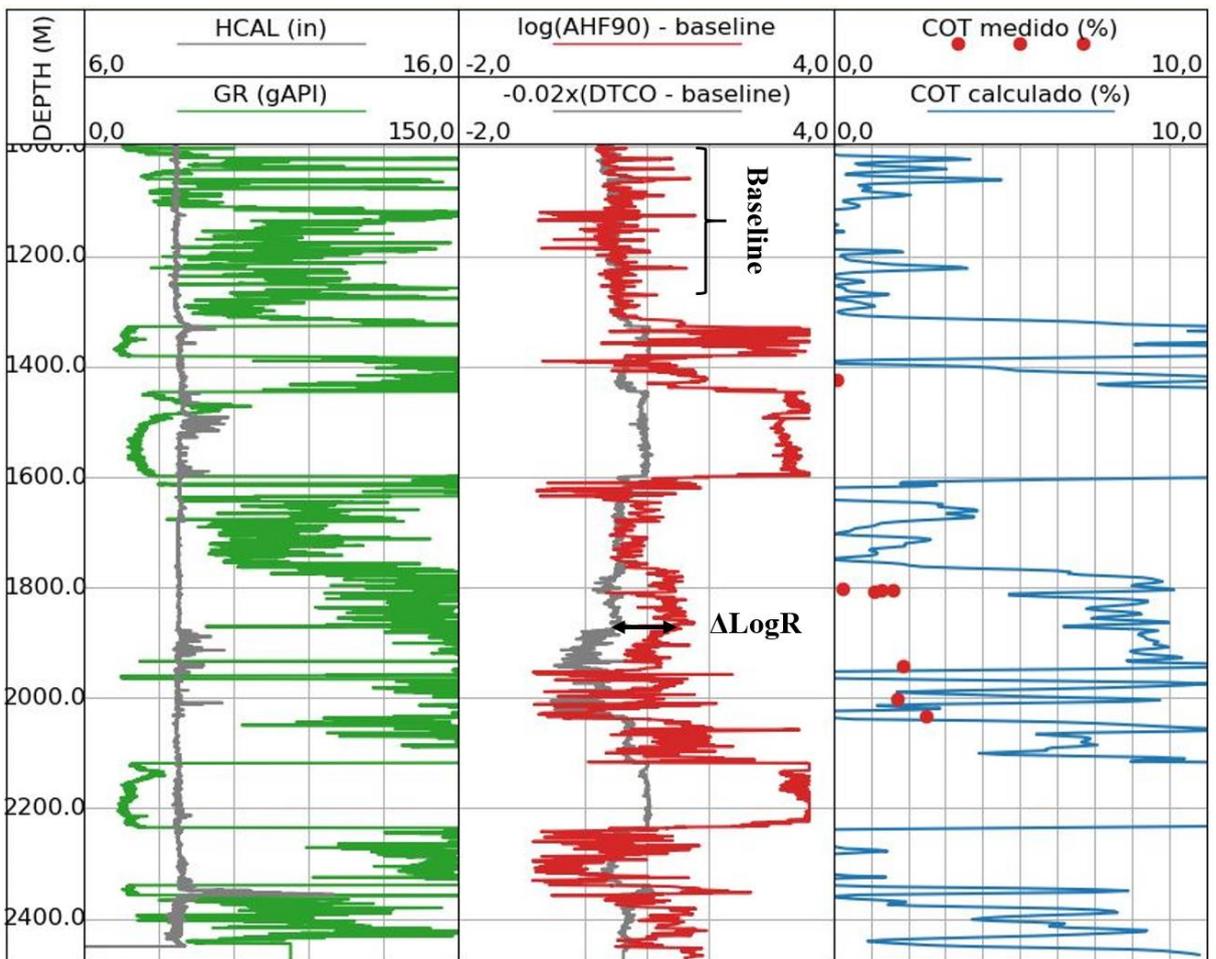


Figura 20: Resultado da técnica ΔLogR no perfil 1-OGX-77-MA. Notar que os valores de COT calculado são muito maiores que os valores COT medidos em laboratório. Fonte: Da autora.

5.3.2 Poço 1-OGX-110-MA

Como este poço não possui dados geoquímicos, as informações de COT de laboratório e maturação térmica foram trazidas do poço 1-OGX-77-MA, através da correlação de perfis. Por conta da considerável distância entre poços, a técnica foi testada para os cenários de não maturação e de maturação térmica.

Assim como no poço 1-OGX-77-MA, não foi possível encontrar uma boa calibração entre o COT calculado e o COT medido, considerando a matéria orgânica imatura para geração de gás (LOM = 8). No entanto, para um cenário em que o querogênio está maturo (LOM = 10) os dados calibram melhor. Deve-se considerar, também, que as amostras de calha possuem um atraso no tempo de retorno, sendo necessária uma correlação vertical entre as profundidades da perfuração e dos perfis. Os resultados estão plotados nas Figuras 21 (LOM = 8) e 22 (LOM = 10).

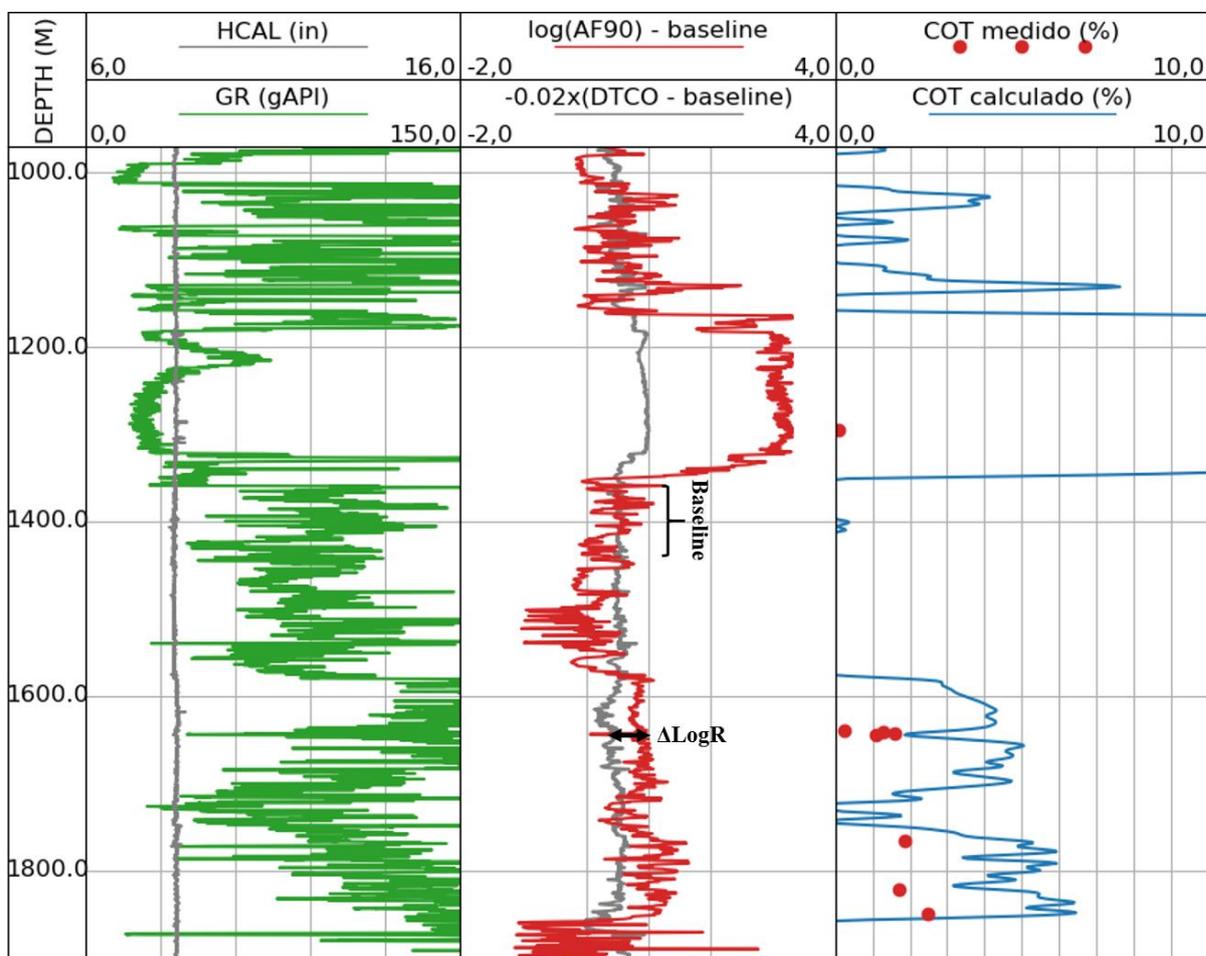


Figura 21: Resultado da técnica ΔLogR no perfil 1-OGX-110-MA considerando LOM = 8 (imaturo). Fonte: Da autora.

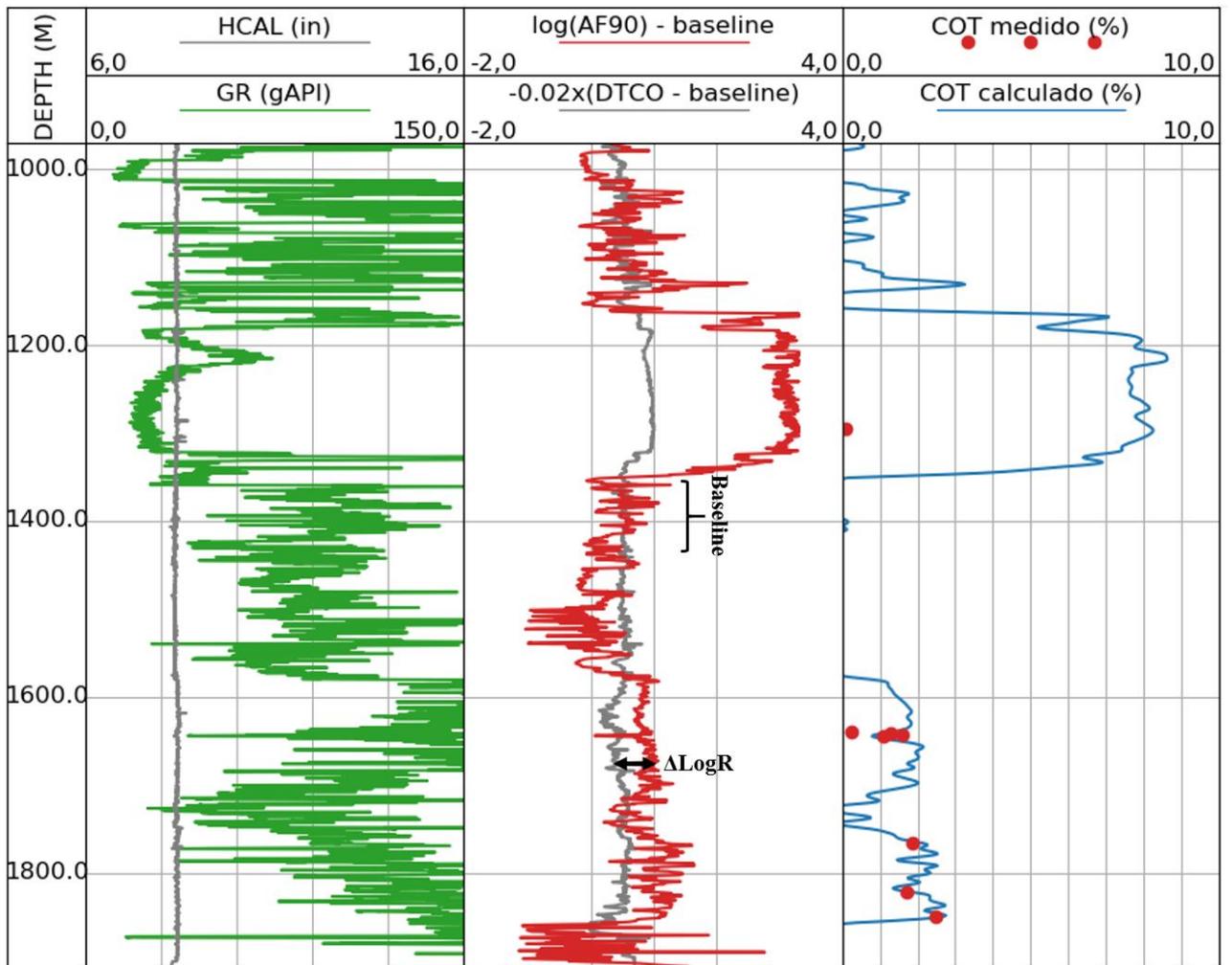


Figura 22: Resultado da técnica ΔLogR no perfil 1-OGX-110-MA considerando LOM = 10 (maturo). Fonte: Da autora.

5.4 RUPTIBILIDADE

5.4.1 Poço 1-OGX-77-MA

Conforme discutido no tópico (2.2.1), a ruptibilidade é um dos fatores mais importantes na avaliação da exploração de um reservatório do tipo *shale gas*. No poço 1-OGX-77-MA, observa-se uma predominância de argilominerais que tornam a rocha mais dúctil e menos susceptível ao faturamento hidráulico (Figura 23).

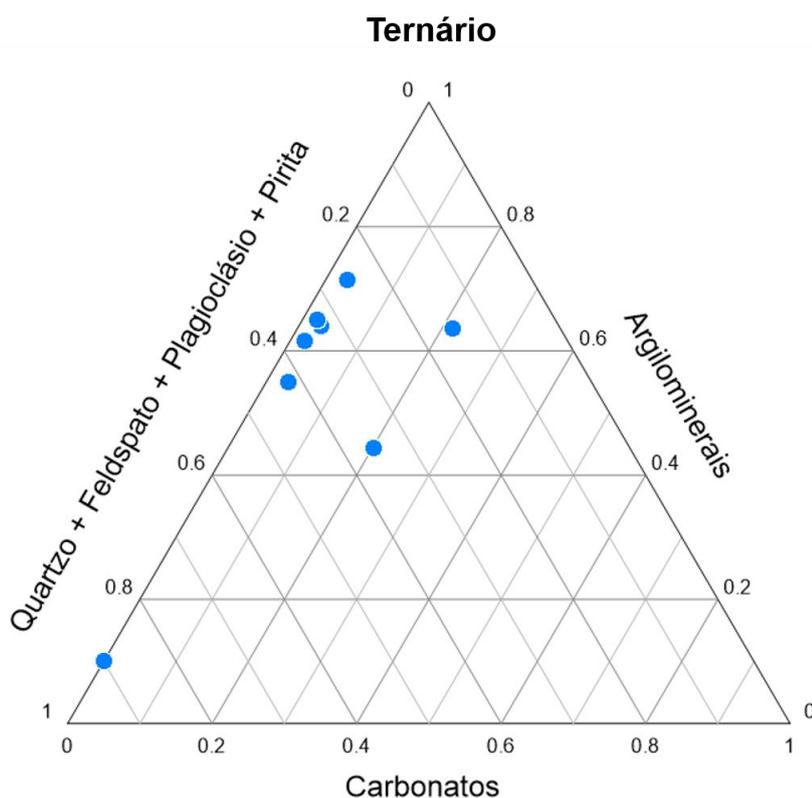


Figura 23: Dados de DRX do poço OGX-77 plotados em diagrama ternário representando a ruptibilidade.
Fonte: Da autora.

5.4.2 Poço 1-OGX-110-MA

O poço 1-OGX-110-MA foi analisado com base nos elementos químicos por conta da falta de informações das quantidades de cada mineral conforme proposto por Atar *et al.* (2019). Neste poço é possível identificar maior quantidade de silicato, o que sugere presença de quartzo que pode caracterizar um comportamento rúptil da formação analisada (Figura 24). Contudo, é necessário calibrar esta técnica com dados de DRX para validar esta interpretação.

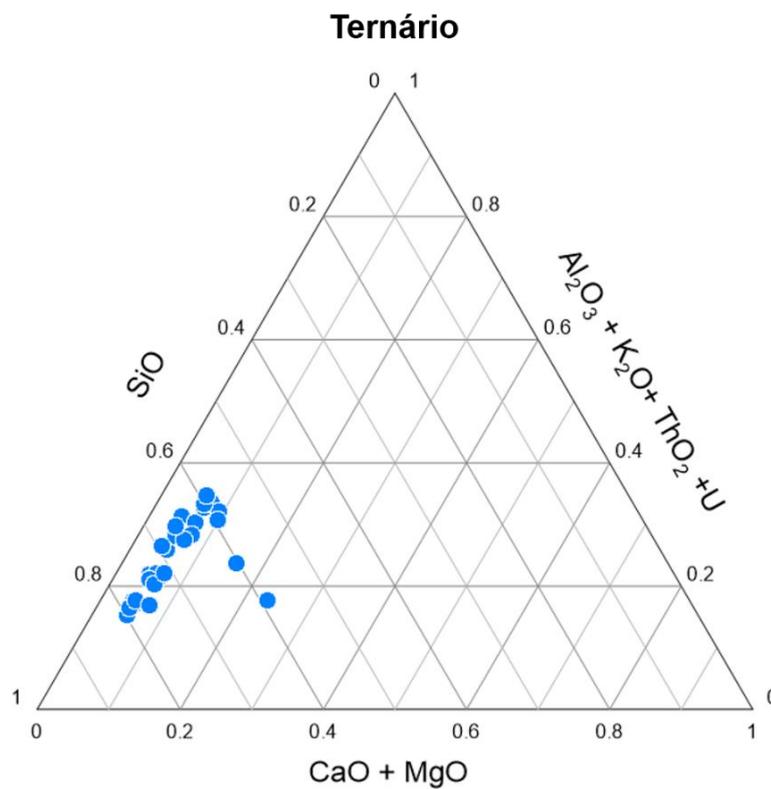


Figura 24: Dados de XRF do poço OGX-110 plotados em diagrama ternário representando a rúptibilidade.
Fonte: Da autora.

6 CONCLUSÕES

Com base na interpretação geoquímica das amostras do poço 1-OGX-77-MA, foi observado que estes folhelhos não possuem potencial de geração de hidrocarbonetos, visto que a matéria orgânica é do tipo IV, ou seja, sofreu oxidação no momento da deposição e é de má qualidade. Por outro lado, verificou-se que possivelmente as amostras foram contaminadas por fluido de perfuração que podem ter afetado os resultados da pirólise, mas a imaturidade do querogênio é evidenciada através dos dados de Reflectância de Vitritina e, portanto, não está na janela de geração. Em relação à técnica ΔLogR , o resultado do poço 1-OGX-77-MA se mostrou superestimado devido à ocorrência de gás migrado, afetando os valores de resistividade e sônico. Contudo, o resultado do poço 1-OGX-110-MA calibrou bem considerando querogênio maduro. Para uma análise mais profunda desse poço, seriam necessários dados geoquímicos para integração das informações, visto que a distância entre os poços é consideravelmente grande. Além disso, a presença de hidrocarbonetos na Formação Pimenteiras, apesar de não haver maturação para a geração de gás, evidencia que esse conteúdo veio migrado de outros intervalos, provavelmente devido ao craqueamento térmico gerado pelo contato com intrusões ígneas. Portanto, trata-se de um folhelho fraturado com presença de hidrocarboneto que sofreu migração secundária, não podendo, portanto, ser considerado um reservatório do tipo *shale gas*, mas um reservatório fraturado. Do ponto de vista da ruptibilidade, o poço 1-OGX-77-MA não apresenta teores de quartzo e carbonatos suficientes para fornecer ao Pimenteiras a ruptibilidade necessária para o fraturamento hidráulico. Apesar disso, o poço 1-OGX-110-MA, através de análises de elementos químicos (XRF) apresenta teores interessantes para o fraturamento. Essa discrepância entre os dois poços pode ser devido à distância entre os poços ou às diferentes metodologias aplicadas, necessitando de uma calibração entre as técnicas, ficando aqui uma recomendação para futuros estudos.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABELHA, M. 2016. **Potencial Exploratório Brasileiro para Gás de Folhelho**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, AGEPAR: Debate Sobre Fraturamento Hidráulico, Curitiba.

AGUIAR, G. A. **Revisão geológica da bacia paleozoica do Maranhão**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 25., 1971, São Paulo. Anais. São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1971. v. 3, p.113-122.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP). **Bacia do Parnaíba: Sumário Geológico e Setores em Oferta**. Rio de Janeiro: Superintendência de Definição de Blocos. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS (ANP). **Nona Rodada de Licitações: Bacia do Parnaíba**. Rio de Janeiro: Superintendência de Definição de Blocos. 2018.

ALMEIDA, F. F. M.; CARNEIRO, C. D. R. 2004. **Inundações marinhas fanerozóicas no Brasil e recursos minerais associados**. In: MANTESSO-NETO, V.; BARTORELLI, A.;

ARTHUR, J.D., LANGHUS, B., ALLEMAN, D. 2008. **An Overview Of Modern Shale Gas Development in the United States**. ALL Consulting, EUA.

ATAR, E., MÄRZ, C., APLIN, A., DELLWIG, O., HERRINGSHAW, L., LAMOUREUX-VAR, V., & WAGNER, T. 2019. **Dynamic climate-driven controls on the deposition of the Kimmeridge Clay Formation in the Cleveland Basin, Yorkshire, UK**. *Climate of the Past Discussions*, 1-34.

BOYER, C., CLARK, B.; JOCHEN, V., LEWIS, R., MILLER, C. 2011. **Shale Gas: A Global Resource**. *Oil field Review*, EUA, 23: 28-39.

BRUNER, K. R., SMOSNA, R. 2011. **A Comparative Study of the Mississippian Barnett Shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus Shale, Appalachian Basin**. National Energy Technology Laboratory, U.S. Department of Energy, EUA.

CAPUTO, M.V. 1984. **Stratigraphy, Tectonics, Paleoclimatology and Paleogeography of Northern Basins of Brazil**. University of California, Santa Barbara, USA. Tese de Doutorado, 586 p.

CASTRO, A. O. S. (2005). **Seleção de Poços de Petróleo para Operação de Fraturamento Hidráulico: Uma Abordagem Comparativa entre Sistemas Fuzzy-genético e Neuro-Fuzzy**. Rio de Janeiro, UFRJ.

CARNEIRO, C. D. R.; BRITO-NEVES, B. B. (Org.). **Geologia do continente sul-americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida**. São Paulo. p.43-58. 2004.

CHARLES, J. G.; HYDOCK, K. D.; THOMAS, H. **Stimulation Evaluation in the Appalachian Tight Gas Sands**. SPE 11257, Washington. 1982.

CORADESQUI, S.; SANTOS, P.R.D. 2013. **Análise de Viabilidade Econômica da Produção de Shale Gas: Um Estudo de Caso em Fayetteville**. 2013.

CUNHA, F. M. B. **Evolução paleozoica da Bacia do Parnaíba e seu arcabouço tectônico**. Dissertação (Mestrado). Rio de Janeiro: Programa de Pós-graduação em Geologia, Instituto de Geociências – UFRJ. 1986.

CUNHA, P.R.C., GONZAGA, F.G., COUTINHO, L.F.C., FEIJÓ, F.J. **Bacia do Amazonas**. Boletim de Geociências da PETROBRAS. 1994.

CUNHA, P. R. C.; BIANCHINI, A. R.; CALDEIRA, J. L.; MARTINS, C. C. **Parnaíba Basin – The awakening of a Giant**. In: 11th Simposio Bolivariano – Exploracion petrolera en las Cuencas Subandinas. ACGGP, 2008.

DELLA FÁVERA, J. C. **Tempestitos da Bacia do Parnaíba: um ensaio holístico**. Tese (Doutorado). Porto Alegre: Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências – UFRGS. 1984.

DURAND, B. **Sedimentary Organic Matter and Kerogen: Definition and Quantitative Importance of Kerogen**. Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Editions Technip, Paris. 1980.

EIA/ARI. **World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment, Advanced Resources International**. Arlington, EUA. 2013.

ESPITALIÉ, J. et al. **Méthode rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution.** Revue de l'Institut français du Pétrole, v. 32, n. 1, p. 23 -42. 1977.

GÓES, A. M. O., FEIJÓ, F. J. **A Bacia do Parnaíba.** Boletim de Geociências, 8(1), 57-68. 1994.

GÓES, A. M. O. **A Formação Poti (Carbonífero Superior) da Bacia do Parnaíba.** Universidade de São Paulo, São Paulo. Tese de Doutorado, 171 p. 1995.

HOOD, A.; GUTJAHR, C. C. M.; HEACOCK, R. L. **Organic metamorphism and generation of petroleum.** The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, Texas, v. 59, n. 6, p. 986-996. 1975.

HUNT, J.M. **Petroleum Geochemistry and Geology.** 2nd Edition, W.H. Freeman, San Francisco. 1996.

JARVIE, D., HILL, R.J.; POLLASTRO, R.M. **Evaluation of unconventional natural gas prospects: The Barnett Shale fractured shale gas model.** The 21st International Meeting on Organic Geochemistry. 8-12. 2003.

KOSTELNICK, J. **The Marcellus shale play, in the Environmentally friendly drilling system program – Managing MARCELLUS Play Development sensitive Areas.** PTTCEFD Workshop, Pittsburg, Pa., Proceedings Petroleum Technology transfer council – APPALACHIAN Region and Environmentally friendly drilling systems program. 2010.

LIMA E.A.M. & LEITE J.F. **Projeto estudo global dos recursos mineiras da Bacia Sedimentar do Parnaíba: integração geológica metalogenética.** Recife, Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais, Relatório Final da Etapa III, 212 p. 1978.

MILANI, E.J., BRANDÃO, J.A.S.L., ZALÁN, P.V. & GAMBOA, L.A.P. **Petróleo na Margem Continental Brasileira: Geologia, Exploração, Resultados e Perspectivas.** Revista Brasileira de Geofísica. São Paulo. v.18, no 3. 2000.

MILANI, E. J., ZALÁN P. V. **The Geology of Paleozoic Cratonic Basins and Mesozoic Interior Rifts of Brazil.** In: AAPG INTERNATIONAL CONFERENCE & EXHIBITION. Rio de Janeiro, Brazil. Proceedings. 1998.

MIRANDA, F. **Pimenteiras Shale: Characterization of an atypical unconventional petroleum system, Parnaíba Basin, Brazil.** Search and Discovery Article, 10369. 2014.

MUKHOPADHYAY, P.K. **Vitrinite reflectance as maturity parameter: petrographic and molecular characterization and its applications to basin modeling**, In: P.K. Mukhopadhyay and W.G. Dow (Eds). *Vitrinite reflectance as a maturity parameter: applications and limitations: American Chemical Society Symposium Series 570*, p.1-24. 1994.

NERY, G. G. **Perfilagem Geofísica aplicada a água subterrânea**, HYDROLOG Serviços de Perfilagem Ltda. 2004.

NERY, G. G. **Perfilagem geofísica em poço aberto: fundamentos básicos com ênfase em petróleo**. Tese de Doutorado, Rio de Janeiro, RJ. 2013.

NETL. **Modern Shale Gas Development in the United States: An Update**. National Energy Technology Laboratory, U.S Department of Energy, EUA. 2013.

OLIVEIRA, D. C.; MOHRIAK, W. U. **Jaibaras Trough: an important element in the early tectonic evolution of the Parnaíba interior sag Basin, Northeastern Brazil**. *Marine and Petroleum Geology, Guildford*, v. 20, p. 351-383. 2003.

PASSEY, Q. R.; CREANEY, S.; KULLA, J.B.; MORETTI, F.J., STROUD, J.D. **Practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. 1777–1794 p**. 1990.

PETERS, K. E.; CASSA M. R. **Applied source rock geochemistry**. In: Magoon L.B. and Dow W.G. (Ed.), *The Petroleum System – from Source to Trap*. AAPG Memoir, v. 60, 93-120, 1994.

REZENDE, N. G. A. M. **A zona zeolítica da formação corda, Bacia do Parnaíba**. 2002. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Pará, Belém, 142 p. 2002.

RIDER, M. **The Geological Interpretation of Well Logs**. 2 ed. Scotland. Rider French Consulting Ltd, Sutherland. p280. 2002.

RODRIGUES, R. **A Geoquímica Orgânica na Bacia do Parnaíba**. Tese de D.Sc., Instituto de Geociências/Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brasil. 1995.

ROSSETTI, D. F., GÓES, A. M. & ARAI, M. **A passagem Aptiano-Albiano na Bacia do Grajaú**. In: Rossetti, D. F., Góes, A. M. & Truckenbrodt, W. (eds.). *O Cretáceo na Bacia de*

São Luís-Grajaú. Belém, Museu Paraense Emílio Goeldi, Coleção Friedrich Katzer, p. 101-117. 2001.

SANTOS, F. V. *et al.* **Aplicação da Técnica Delta Log R para estimativa de Carbono Orgânico Total (COT) utilizando perfis de poços da Bacia de Campos.** [S.l.]. 2017.

SILVA, C.G.A. **Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de Petróleo das formações Irati e Ponta Grossa da Bacia do Paraná.** 2007. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre. 2007.

SUÁREZ, A. **The Expansion of Unconventional Production of Natural Gas (Tight Gas, Gas Shale and Coal Bed Methane).** Advances in Natural Gas Technology, Intech – Open Science, Disponível em: <http://www.intechopen.com/books/advancesin-natural-gas-technology>. Acessado em 22 de setembro 2019. 2012.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de engenharia de Petróleo.** 2ª edição, Interciência. Rio de Janeiro. p.106. 2001.

TISSOT, B., DURAND, B., ESPITALIÉ, J., COMBAZ, A. **Influence of the Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum.** American Association of Petroleum Geologists, 58, 499-506. 1974.

TISSOT, B.P & WELTE, D.H. **Petroleum Formation and Occurrence.** Second Revised and Enlarged Edition. Berlin Heidelberg New York Tokyo. 1984.

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

ZALÁN P.V. **Evolução fanerozóica das bacias sedimentares brasileiras.** In: Mantessa-Neto V., Bartorelli A., Carneiro C.D.R., Brito-Neves B.B. (orgs.) Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida. São Paulo, Beca, p. 595-613. 2004.

ANEXOS

DESCRIÇÃO DE AMOSTRAS DE CALHA DO POÇO 1-OGX-110-MA

PROFUNDIDADE	LITOLOGIA	DESCRIÇÃO
		FLH CNZ ESC, SDR/MLE, ARN BRO/HIA, MFN/STO ALG MED, SEL/R, QTZ, SUB/ARD, DSG.
1812		FLH CNZ CLR ALG ESC, SDR/MLE, STO. SLT HIA TBM AML, QTZ, SUB/ARD. ARN HIA ALG AML, FNO/MFN, SEL-B, QTZ, SUB/ARD, DSG.
1815		FLH CNZ CLR ALG ESC ALG VERM, SDR/MLE, STO. SLT HIA TBM AML, QTZ, SUB/ARD. ARN HIA ALG AML, FNO/MFN, SEL-B, QTZ, SUB/ARD, DSG.
1818		C/A
1821		C/A
1824		C/A
1827		FLH CNZ CLR ALG ESC TB ESV, STO, DRO/SDR/MLE. SLT HIA TBM AML, QTZ, SUB/ARD. ARN BRO/HIA/AML, MFN/STO TB MED, SEL/R, QTZ, SUB/ARD, DSG.
1830		FLH CNZ CLR TBM ESC ALG ESV/AVM, STO, DRO/SDR/MLE. SLT HIA TBM AML, QTZ, SUB/ARD. ARN BRO/HIA/AML, ALG CIM FER, MFN/STO TB MED, SEL/R, QTZ, SUB/ARD, DSG.
1833		C/A
1836		FLH CNZ ESC/PRT, STO, SDR/MLE. SLT BRO, QTZ, SUB/ARD.
1839		FLH CNZ ESC/PRT, DOL, SDR/MLE. SLT BRO, QTZ, SUB/ARD.
1842		FLH CNZ ESC/PRT, LEV DOL, SDR/MLE.
1845		FLH CNZ ESC/PRT, LEV DOL, SDR/MLE.
1848		FLH CNZ ESC/PRT, LEV DOL, SDR/MLE.
1851		FLH CNZ ESC/PRT, LEV DOL, SDR/MLE.
1854		FLH CNZ ESC/PRT, LEV DOL, SDR/MLE.

