



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
CURSO DE GEOLOGIA**

ANDREZA DE JESUS SANTOS

**AVALIAÇÃO DO PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL DOS
FOLHELHOS DA FORMAÇÃO BARREIRINHA, BACIA DO
AMAZONAS, MUNICÍPIO DE RURÓPOLIS, BRASIL**

**Salvador
2021**

ANDREZA DE JESUS SANTOS

**AVALIAÇÃO DO PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL DOS
FOLHELHOS DA FORMAÇÃO BARREIRINHA, BACIA DO
AMAZONAS, MUNICÍPIO DE RURÓPOLIS, BRASIL**

Monografia apresentada ao Curso de Geologia,
Instituto de Geociências, Universidade Federal
da Bahia como requisito parcial para obtenção
do grau de Bacharel em Geologia.

Orientadora: Me. Vitória Costa Meirelles Góes
Co-orientador: Prof. Me. Roberto Rosa da Silva

**Salvador
2021**

TERMO DE APROVAÇÃO

ANDREZA DE JESUS SANTOS

**AVALIAÇÃO DO PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL DOS
FOLHELHOS DA FORMAÇÃO BARREIRINHA, BACIA DO
AMAZONAS, MUNICÍPIO DE RURÓPOLIS, BRASIL**

Trabalho Final de graduação aprovado como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Geologia, Universidade Federal da Bahia, pela seguinte banca examinadora:

1º Examinador – Prof. Me. Roberto Rosa da Silva
Universidade Federal da Bahia

2º Examinador – Me. Neila Caldas Abreu
Universidade Federal da Bahia

3º Examinador – Dr. Carolina de Almeida Poggio
Universidade Federal da Bahia

Salvador, 10 de maio de 2021

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema Universitário de Bibliotecas (SIBI/UFBA),
com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

de Jesus Santos, Andreza
Avaliação do Paleoambiente Depositional dos
Folhelhos da Formação Barreirinha, Bacia do Amazonas,
Município de Rurópolis, Brasil / Andreza de Jesus
Santos. -- Geologia, 2021.
72 f.

Orientadora: Me. Vitória Costa Meirelles Góes.
Coorientador: Profº. Me. Roberto Rosa da Silva.
TCC (Graduação - Geologia) -- Universidade Federal
da Bahia, Instituto de Geociências, 2021.

1. Geologia. 2. Paleoambiente. 3. Folhelhos. 4.
Formação Barreirinha. 5. Bacia do Amazonas. I. Costa
Meirelles Góes, Me. Vitória. II. Rosa da Silva, Profº.
Me. Roberto. III. Título.

“A minha fé é infinita. Eu posso até me desesperar na tempestade, mas a fé sempre será o meu bote salva vidas. Ela sempre estará ali, pronta para escutar as minhas orações. Ela sempre estará pronta para acalmar o meu coração. Ela sempre estará comigo, por onde eu for. Acompanhando tudo. Colocando direção nas minhas escolhas. Colocando amor na luz que ilumina o meu caminho. Paz quando a aflição invadir o meu quarto numa noite fria. A minha fé é o que me sustenta e o que me sustentou até aqui. Foi através dela que renasci tantas vezes. Foi com ela que desabafei tantas tristezas. E, na alegria, eu jamais esqueço de agradecer a minha fé por ser presença até quando, por um descuido, eu duvidei da sua imensidão.”

Edgard Abbehusen

“Combati o bom combate, terminei a corrida, guardei a fé.”

2 Timóteo 4:7

AGRADECIMENTOS

Eu caminhante, um tanto errante, decidi caminhar sobre esse firmamento. Você, criador, permitiu, eu criatura, estudar através da Geologia a obra feita por Suas mãos. Entre vales, montanhas, descontinuidades, falhas, dobras, fraturas, diante das infinidades de estruturas geológicas, eu, com mapa, martelo, lupa e bússola, vejo o Senhor em tudo.

É nesse sentido que agradeço, primeiramente, a Deus que é o único digno de receber toda honra e glória, a quem me sustentou e me fortaleceu ao longo dessa caminhada. Obrigada, Senhor, por sua mão fiel, por ser minha paz em meio ao turbilhão de conflitos internos, por ser minha esperança quando achei que nada daria certo, por ser meu Abba e me carregar no colo quando pensei que havia perdido o chão. Obrigada por lutar por mim e essa conquista pertence a Ti.

Em continuidade, agradeço a minha família, ao meu pai Humberto e a minha irmã Andréa, é a vocês que dedico esta minha vitória, foi por vocês que lutei para chegar até aqui. São o meu porto seguro e o meu amor é infinito, para além desta vida. O-H-A-N-A!!!

Agradeço a Carol pela oportunidade de ingressar na iniciação científica, pelos ensinamentos, companheirismo, pela ajuda e confiança. E aos meus orientadores Vitória, pela paciência, disposição, ajuda e carinho, e Rosa pela contribuição nas aulas relacionadas a área petrolífera.

Aos professores do IGEO, a cada semestre, todos puderam contribuir com os seus conhecimentos, mas especialmente a minha gratidão são para os professores Henrique, Natali, Tatiana Ribeiro, Moacyr, Ângela, Hailton e André.

As minhas preciosidades e cristaizinhos, Tati e Hort que o Senhor me deu a honra de conhecer e que as levo dentro do meu coração. Vocês são especiais e sentirei falta de todas as nossas resenhas no lab e do nosso melhor campo juntinhas. Também ao “grupo do banquinho” que tornaram os meus dias doces e alegres nesses anos de graduação.

Quero deixar aqui registrado também as saudades que tenho do meu tempo de pseudo Química, que a rocha não pôde separar kkkk, a amizade com Vanessa que esteve comigo desde o primeiro dia de aula até o último experimento. Compartilhamos fones de ouvido ao som do nosso amado Saulinho e J&M, passamos raiva, apertos de mente, alegrias, compartilhamos segredos, fugimos da física IV (kkkk)... Enfim, foi de grande valia a nossa caminhada juntas. E, posteriormente, um surgimento de uma amizade aleatória com Lorena com direito a dança e gritos na pirambeira, kkkk.

Aos colegas da equipe LEPETRO, por todo apoio e suporte, em especial a Neila e Diego que contribuíram com a minha trajetória na palino e geoquímica, a minha duplinha Milena pela amizade, fofocas, micos, resenhas e o apoio de sempre, a Glorinha (no diminutivo, kkk) pela parceria, músicas e “desesperos”, a Amanda e Maelly pela disposição e ajuda.

E por fim, mas não menos importante, aos meus presentes de Deus, aqueles em que posso chamar de amigos mais chegados que irmãos e aos amigos que preservo desde o ensino médio: Dani, Tali, Nega (“chegando” pru pru, kkkk), Rafa, Ely, Binha, Jel, Veruskinha, Paty, Mil, Driu, Bang, Samuka e a família Lobo por todo acolhimento e ensinamentos. Obrigada por não desistirem de mim. Amo vocês!!!!!!!

Que grande jornada, que caminho lindo eu construí e “para que todos vejam, e saibam, e considerem, e juntamente entendam que a mão do Senhor fez isso” (Isaías 41:20).

RESUMO

A Formação Barreirinha é composta por folhelhos negros a cinza escuros com alto conteúdo de matéria orgânica e são considerados como a principal rocha geradora da Bacia do Amazonas. Nesse contexto, o presente trabalho propôs realizar o estudo palinológico e geoquímico a partir de três amostras coletadas no afloramento ao longo do Rio Tapajós, localizada no Município de Rurópolis, PA. Os resultados de carbono orgânico total (COT), enxofre e resíduo insolúvel (RI) indicaram sedimentação siliciclástica, elevada quantidade de matéria orgânica depositados sob baixas condições de oxidação, refletindo boas a excelentes condições de produção da matéria orgânica. De acordo com os dados da pirólise Rock-Eval, o potencial gerador (S2) variou de 4,23 até 27,74 mg HC/g de rocha indicando como boa a excelente potencial geradora de hidrocarbonetos. Já os dados de T_{máx} obteve valores < 440°C, associado ao Índice de Produção (IP) com valores < 0,1, indicaram rochas termicamente imaturas. Quanto ao tipo da matéria orgânica, segundo o diagrama tipo Van Krevelen, todas as amostras foram definidas como querogênio do tipo II, derivado de origem marinha adequado para a geração de gás e condensado. Por sua vez, nas análises visuais do querogênio (palinofácies), foram observados alta concentração de matéria orgânica amorfa, seguida por palinomorfos e fitoclastos subordinados. Levando-se em consideração esses aspectos e a compilação das técnicas de geoquímica orgânica e microscópicas, o paleoambiente deposicional dos folhelhos da Formação Barreirinha foi definido como marinho distal euxínico e a partir do diagrama de Tyson foram depositados numa bacia distal em condição sub-óxica.

Palavras-chave: Paleoambiente. Bacia do Amazonas. Formação Barreirinha. Querogênio.

ABSTRACT

The Barreirinha Formation consists of black to dark-gray shales with high content of organic matter and is considered to be the main rock source of the Amazon Basin. In this context, the present work proposed to carry out the palynological and geochemical study from three samples collected at the outcrop along the Tapajós River, located in the city of Rurópolis, PA. The results of total organic carbon (TOC), total sulfur and insoluble residue (IR) indicate siliciclastic sedimentation, high amount of organic matter deposited under low oxidation conditions, reflecting good and excellent conditions of production of organic matter. According to the Rock-Eval pyrolysis data, the potential generator (S₂) ranged from 4,23 to 27,74 mg of HC/g of rock indicating a good to excellent hydrocarbon generating potential. On the other hand, the data of T_{max} got values < 440°C, associated with the production index (PI) with values < 0,1, indicated thermally immature rocks. About the type of matter organic, according to the Van Krevelen diagram, all samples were defined as type II kerogen, derived from marine source appropriate for the generation of gas and condensate. On the other hand, in the analysis of the kerogen (palynofacies), a high concentration of amorphous organic matter was observed, followed by palynomorphs and subordinate phytoclasts. Taking these aspects into account and the compilation of organic and microscopic geochemistry techniques, the depositional paleoenvironment of the shales of the Barreirinha Formation was defined as euxinic distal marine and from the Tyson diagram were deposited in a basin in suboxic condition.

Keywords: Paleoenvironment. Amazon Basin. Barreirinha Formation. Organic geochemistry. Palynofacies.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Mapas de localização (A) e geológico (B) da área de estudo (Góes, 2021).	15
Figura 2 Sistema Petrolífero: elementos, processos e evolução (Al-Hajeri et al., 2009).	16
Figura 3 Ciclo esquemático de análise e registro obtido através da Pirólise (Modificado de Tissot & Welte, 1984).	22
Figura 4 Esquema da geração de hidrocarbonetos em função da profundidade e temperatura (Machado, 2019).	24
Figura 5 Diagrama do tipo Van Krevelen (Parra, 2012).	25
Figura 9 Tendência na distribuição dos principais grupos da matéria orgânica correlacionando o paleoambiente (Tyson, 1995; Mendonça Filho, 1999).	32
Figura 10 Diagrama ternário adaptado de Tyson (1995) como indicativo do paleoambiente deposicional da matéria orgânica.	34

FIGURAS DO ARTIGO

Figura 1 Localização da Bacia do Amazonas (Modificado de Ferreira et al., 2015).	38
Figura 2 Carta estratigráfica da Bacia do Amazonas (Cunha et al., 2007).	39
Figura 3 Corte da carta estratigráfica da Bacia do Amazonas (Cunha et al., 2007).	41
Figura 4 Mapas localização (A) e geológico (B) da área de estudo.	42
Figura 5 Relação entre COT x S2 para as amostras em estudo.	45
Figura 6 Resultados da pirólise Rock-Eval avaliados através dos parâmetros geoquímicos.	46
Figura 7 Diagrama tipo Van Krevelen (Adaptado de Espitalié et al., 1985).	48
Figura 11 Diagrama ternário adaptado de Tyson (1995) como indicativo do paleoambiente deposicional da matéria orgânica das amostras em estudo.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Valores padrões para avaliar o potencial de geração de hidrocarbonetos em função do COT (%) (Peters & Cassa, 1994).	20
Tabela 2 Classificação das faixas de geração de hidrocarbonetos em função do pico S2 (Peters & Cassa, 1994).....	23
Tabela 3 Classificação de maturação a partir do Índice de Produção (Peters & Cassa, 1994).....	23
Tabela 4 Classificação de maturação a partir dos valores de T _{máx} obtido na pirólise (Tissot & Welte, 1984).....	23
Tabela 5 Classificação do tipo de querogênio e origem da matéria orgânica em função do IH e IO (Modificado de Espitalié et al., 1977).	25
Tabela 6 Classificação do potencial de geração de hidrocarbonetos em função do IH (Modificado de Espitalié et al., 1977).....	25
Tabela 7 Tendência proximal e distal com base na porcentagem de frequência relativa da matéria orgânica, conforme proposto por Tyson (1993; 1995).	31

TABELAS DO ARTIGO

Tabela 1 Resultados geoquímicos: COT, enxofre e parâmetros obtidos na pirólise.	44
Tabela 2 Resultado quantitativo das análises visuais dos componentes orgânicos.	49

LISTA DE FOTOMICROGRAFIA

Figura 6 Matéria orgânica amorfa vista sob luz transmitida e luz ultravioleta (Lemini, 2009).	28
Figura 7 Fotomicrografia em luz branca transmitida. (A) Fitoclasto opaco; (B) Fitoclasto não opaco (Coelho et al., 2014).	28
Figura 8 Fotomicrografia em luz branca transmitida e luz incidente. 17 e 18 - Alga Prasinophyta - gênero <i>Tasmanites</i> ; 19 e 20 - Alga de água doce do gênero <i>Pediastrum</i> ; 21 e 22 - Alga de água doce do gênero <i>Botryococcus</i> ; 23 e 24 - Esporo trilete; 25 e 26 - Grão de pólen bissacado; 27 - Palinoforaminífero; 28 e 29 - Alga marinha - dinocisto do gênero <i>Glaphyrocysta</i> ; 30 e 31 - Aglomerado de dinocistos - gênero <i>Polysphaeridium</i> . Fotomicrografias: 17, 21, 24, 25, 27, 29 e 30 - sob Luz Branca Transmitida; 18, 19, 20, 22, 23, 26, 28 e 31 - sob Luz Azul Incidente (Fluorescência) (Menezes <i>et al.</i> , 2008).	29

FOTOMICROGRAFIA DO ARTIGO

Figura 8 Fotomicrografia da matéria orgânica amorfa em luz branca transmitida.	50
Figura 9 Fotomicrografia dos palinórfos em luz branca transmitida das amostras estudadas. A) Prasinófitas; B) Escolecondonte e quitinozoário.	51
Figura 10 Fotomicrografia das prasinófitas em luz azul incidente. Em destaque <i>Maranhites Brasilienses</i> (indicado pela seta azul), <i>Maranhites Mosesi</i> (indicado pela seta amarela) e <i>Acritarco</i> (indicado pela seta vermelha).	51

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO GERAL	14
CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE.....	16
2.1 FORMAÇÃO BARREIRINHA	18
2.2 GEOQUÍMICA ORGÂNICA	18
2.3 CARBONO ORGÂNICO TOTAL	19
2.4 RESÍDUO INSOLÚVEL.....	20
2.5 ENXOFRE TOTAL.....	21
2.6 PIRÓLISE ROCK-EVAL.....	21
2.7 PALINOFÁCIES.....	26
2.8 MATÉRIA ORGÂNICA.....	27
2.9 PRESERVAÇÃO DA MATÉRIA ORGÂNICA	29
2.10 REFLECTÂNCIA DE VITRINITA (Ro).....	30
2.11 AMBIENTE DEPOSICIONAL.....	31
CAPÍTULO 3 – ARTIGO	35
3.1 Introdução	37
3.1.1 Contexto Geológico	37
3.1.2 Evolução Tectono-Estratigráfica	38
3.1.3 Formação Barreirinha	40
3.2 Materiais e Métodos	42
3.2.1 Procedimento analítico.....	43
3.3 Resultados e Discussões	43
3.3.1 Geoquímica orgânica (COT, Enxofre Total, Resíduo Insolúvel, Pirólise Rock-Eval)	44
3.3.2 Palinofácies.....	48
3.3.3 Análise quantitativa e qualitativa dos componentes orgânicos	48
3.3.4 Paleoambiente deposicional	52
3.4 Conclusões	54
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	56
APÊNDICE A – FICHA DA PETROGRAFIA.....	61
ANEXO A – REGRA DE FORMATAÇÃO DA REVISTA PESQUISAS EM GEOCIÊNCIAS.....	63

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO GERAL

O petróleo é a principal matriz energética global possuindo uma importância geopolítica que compõe a base da economia produtiva mundial. E para um melhor estudo nas pesquisas exploratórias de petróleo e gás natural, a aplicação da geologia visa explicar a formação de jazidas petrolíferas no que tange a sua origem, a que tipo de rocha se associa, quais os eventos geológicos responsáveis pela sua formação, alinhado ao processo de acúmulo da matéria orgânica nos sedimentos, desde a sua geração e migração até acumulação de hidrocarbonetos. A indústria petrolífera foi gradualmente percebendo, ao longo de décadas de exploração, que para encontrar jazidas de hidrocarbonetos com volumes significativos nas bacias sedimentares, era necessário seguir simultaneamente alguns requisitos geológicos definido como sistema petrolífero. Um sistema petrolífero ativo compreende a existência e o funcionamento síncronos de quatro elementos (rochas geradoras maduras, rochas-reservatório, rochas selantes e trapas) e dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) (Magoon & Dow, 1994).

Considerada pioneira na exploração de petróleo no norte do país, as atividades de pesquisa na Bacia do Amazonas foram iniciadas em 1917 através do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), focadas principalmente na descoberta de jazidas de carvão. As primeiras perfurações na bacia com foco em petróleo datam de 1925, quando foram descobertos os primeiros indícios de óleo e acumulações sub-comerciais de gás nas proximidades de Itaituba, levando a intensificação das pesquisas (Paiva, 1955).

Os principais sistemas petrolíferos dessa bacia são: Barririnha-Nova Olinda(!), Barreirinha-Monte Alegre (!) e Barreirinha-Curiri(!) (Ferreira *et al.*, 2015), sendo os folhelhos devonianos da Formação Barreirinha a principal rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia do Amazonas, nela são realizadas pesquisas acerca dessa Formação principalmente focadas em determinar as características geológicas e geoquímicas que definem o paleoambiente e o seu potencial de geração.

Nesse viés, o estudo da quantidade, da qualidade e da maturação da matéria orgânica para caracterizar as rochas geradoras de hidrocarbonetos são realizadas através de técnicas geoquímicas com o intuito de associá-las à produção e a exploração de petróleo (Tissot &

Welte, 1984). Portanto, uma vez que essas técnicas utilizadas fornecem dados que simulam condições ótimas na existência de um sistema petrolífero, também é uma ferramenta fundamental para buscar novas jazidas de óleo e/ou gás (Magoon & Dow, 1994).

Associada à caracterização geoquímica, a aplicação de técnicas de microscopia tornou-se amplamente utilizada, possibilitando a análise e identificação direta dos componentes orgânicos (palinofácies), além do seu grau de maturação térmica. Assim, a interpretação das palinofácies em conjunto com as informações geoquímicas permitem caracterizar, de maneira mais completa, a matéria orgânica geradora de hidrocarbonetos (Menezes *et al.*, 2008).

Portanto, essa pesquisa tem como objetivo geral abordar aspectos da petrografia orgânica (isolamento do querogênio e análise microscópica) e da geoquímica orgânica (carbono orgânico total e pirólise Rock-Eval), com posse de amostras de folhelhos coletados no afloramento ao longo do Rio Tapajós, no estado do Pará (Fig. 1), tendo em vista permitir avaliar o potencial gerador de hidrocarbonetos e o paleoambiente deposicional desses folhelhos na área ocidental da Bacia do Amazonas.

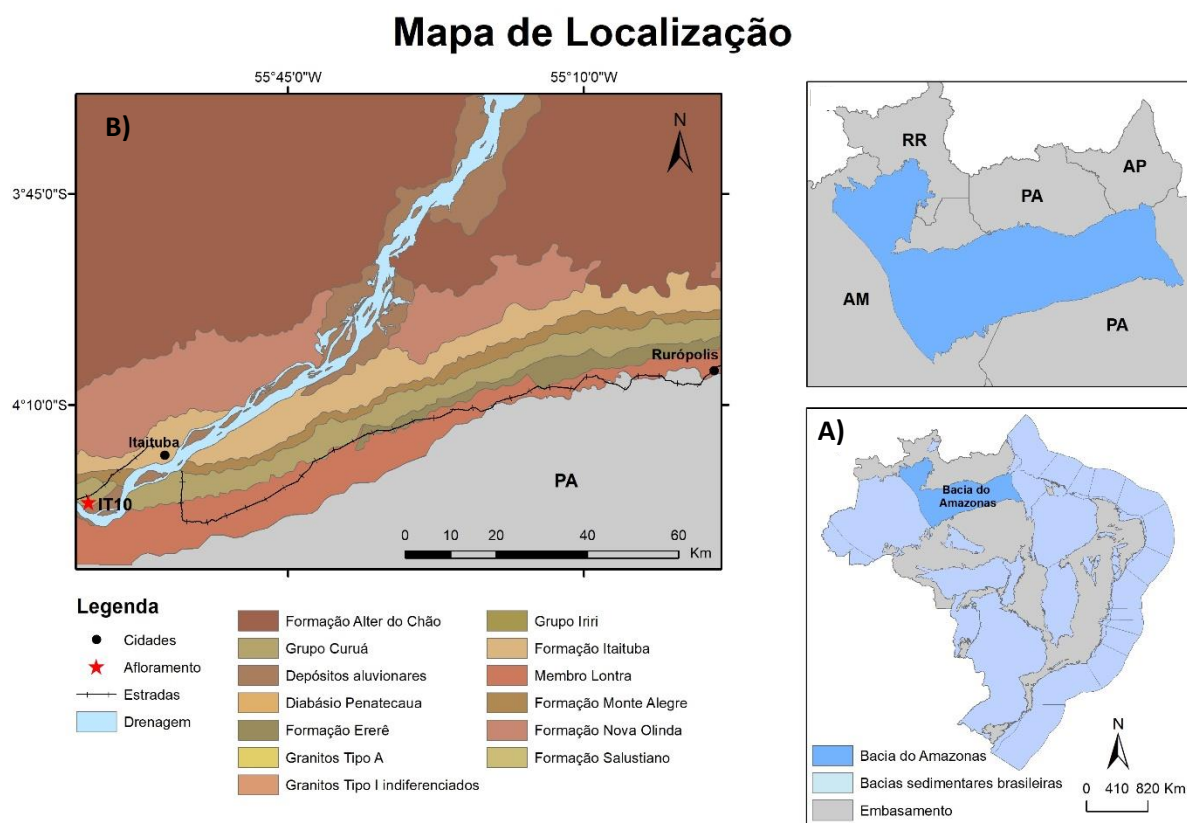


Figura 1 Mapas localização (A) e geológico (B) da área de estudo (Góes, 2021).

CAPÍTULO 2

ESTADO DA ARTE

O conceito de Sistema Petrolífero é fundamental para caracterizar o potencial e o risco de uma locação exploratória na indústria do petróleo. Os seus elementos (rocha geradora, reservatório, carreadora, sobrecarga, selo) e processos (geração, migração, acumulação, preservação e formação de trapa) devem ocorrer em sincronismo no tempo e espaço, pois a ausência de um desses fatores inviabiliza a existência de uma possível jazida em uma bacia sedimentar (Sá *et al.*, 2017). Esses elementos e processos estão resumidos abaixo e esquematizados na figura 2.

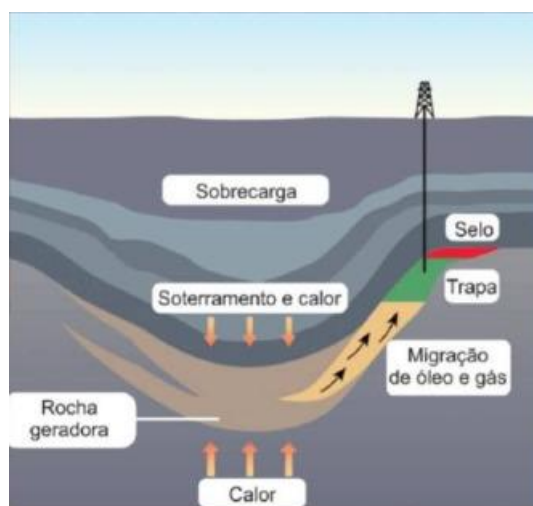


Figura 2 Sistema Petrolífero: elementos, processos e evolução (Al-Hajeri *et al.*, 2009).

- a) Rocha Geradora: É o elemento mais importante e fundamental para a ocorrência de petróleo em quantidades significativas em uma bacia sedimentar no tempo geológico. Essas rochas se em grande quantidade e qualidade de matéria orgânica forem submetidas a temperaturas e pressões adequadas, podem gerar petróleo em subsuperfície. Para uma rocha ser considerada geradora, os teores de Carbono Orgânico Total (COT, teor em peso) devem ser superior ou igual a 1% (Milani *et al.*, 2001);
- b) Migração: Uma vez gerado o petróleo, passa a ocupar um espaço/volume maior do que o querogênio original na rocha geradora, tornando-a supersaturada em hidrocarbonetos e devido a um gradiente de pressão em resposta à contínua compactação e a expansão volumétrica ocasionada pela formação do petróleo, ocorre a migração de hidrocarbonetos

expulsando-a da rocha (PGT, 2021). Esse aumento de pressão produz microfaturas na rocha geradora que permite a passagem do fluido e o conseqüente alívio de pressão, esse processo é chamado de migração primária. Por sua vez, a migração secundária é o percurso que o óleo faz ao longo de uma rocha porosa e permeável até ser interceptado por uma armadilha geológica. Trata-se de um fluxo em fase contínua que depende do gradiente de pressão devido à compactação, da pressão capilar e da flutuabilidade (Thomas, 2001).

- c) **Trapas ou armadilhas:** As trapas estruturais, estratigráficas e possivelmente trapas mistas, servem para a acumulação de hidrocarbonetos. Sendo que grande parte das trapas estruturais está associada a altos desenvolvidos a partir de eventos tectônicos paleozoicos de natureza compressiva, anteriores à principal fase de geração. Além disso, as trapas podem relacionar a eventos transpressivos e transtensivos terciários gerando falhas reversas e anticlinais (Neves *et al.*, 1989). As estratigráficas são resultantes de variações litológicas, e pode ser de origem deposicional (lentes de arenitos, recifes) ou pós-deposicional (barreiras diagenéticas, truncamentos). Por fim, as mistas resultam da combinação de duas trapas já descritas acima (PGT, 2021).
- d) **Rocha Reservatório:** São rochas com porosidade e permeabilidade adequada à acumulação de petróleo. As rochas reservatório são compostas por uma matriz sólida e uma rede de poros interconectados originados em razão de processos de deposição, diagênese e fraturamento (Ahr, 2008).
- e) **Rochas Selantes:** São rochas impermeáveis (argilosas) que oferecem barreira à percolação de hidrocarbonetos, ou seja, exerce a função de capeadora ou isolante em um determinado reservatório (Prates & Fernandez, 2015).
- f) **Sincronismo:** É o fenômeno que se desenvolve em conjunto dos fatores e processos supracitados que são elementos essenciais para a formação de hidrocarbonetos dentro de uma escala de tempo adequada. Assim sendo, uma vez iniciada a geração de hidrocarbonetos dentro de uma bacia sedimentar, após um soterramento adequado, o petróleo é expulso da rocha geradora e percola através de rotas migratórias até a rocha reservatório onde são armazenadas e impermeabilizadas por rochas selantes. Se estes elementos e fenômenos não seguirem uma ordem temporal favorável, acabará inviabilizando o surgimento de uma nova jazida petrolífera (Milani *et al.*, 2001).

2.1 FORMAÇÃO BARREIRINHA

Os principais sistemas petrolíferos para a Bacia do Amazonas são: Barreirinha-Nova Olinda(!), Barreirinha-Monte Alegre(!) e Barreirinha-Curiri(!) (Ferreira *et al.*, 2015), sendo os folhelhos devonianos da Formação Barreirinha a principal rocha geradora de hidrocarbonetos da bacia. Esta unidade pode ser dividida em duas seções distintas, a porção basal, denominada Barreirinha Inferior, que consiste em folhelhos negros que atingem a espessura de 160 metros no depocentro da bacia. Através dos estudos geoquímicos, essa porção possui valores de Carbono Orgânico Total (COT) que variam entre 3% e 8% e predominam querogênio tipo II (Gonzaga, 2000). Por sua vez, a porção superior, denominada Barreirinha Superior, alcança a espessura de 150 metros e apresenta valores de COT entre 1 e 2%, exibindo predominância de querogênio tipo III (Ferreira *et al.*, 2015).

Segundo Cunha *et al.* (1994), a Formação Barreirinha é dividida em três membros: Abacaxis, Urubu e Ururiá. O Membro Abacaxis é constituído por folhelhos negros a cinza-escuros, físseis e carbonosos (Loboziak *et al.*, 1997; Cunha *et al.*, 2007), caracterizado por ser a porção que apresenta o maior potencial gerador de hidrocarbonetos na Bacia do Amazonas. A preservação do alto conteúdo de matéria orgânica está vinculada à Superfície de Inundação Máxima (SIM). O Membro Urubu corresponde ao terço médio, e apresenta folhelhos cinza-escuros, pouco físseis, com menor conteúdo de matéria orgânica e níveis subordinados de siltitos (Cunha *et al.*, 2007). O ambiente deposicional associado é marinho distal, levemente regressivo ou progradacional. Sendo a porção superior da Formação Barreirinha, o Membro Ururiá é composto por folhelhos cinza-escuros a claros e siltitos, sendo o ambiente deposicional marinho francamente regressivo (Melo & Loboziak, 2003).

2.2 GEOQUÍMICA ORGÂNICA

A geoquímica orgânica possui uma importância no que tange em avaliações regionais nas bacias sedimentares que permite caracterizar sistemas petrolíferos (Triguís & Souza, 2009) através da identificação e caracterização de rochas geradoras de hidrocarbonetos revelando a quantidade, qualidade e grau da evolução termal da matéria orgânica e reconstituindo a história de geração e migração dos hidrocarbonetos (Hunt, 1995).

Desde o início dos anos 70, o petróleo tem sido amplamente utilizado no estudo petrolífero. A matéria orgânica presente nas rochas sedimentares consiste na fração insolúvel

em solventes orgânicos denominada querogênio (Durand, 1980) e na fração conhecida como betume originados de produtos orgânicos secundários derivado de transformações do querogênio, sendo solúvel em solventes orgânicos. O querogênio é caracterizado por um ramo da palinologia e petrologia orgânica através da microscopia, enquanto o betume é extraído das rochas sendo caracterizado por análises geoquímicas, sendo fracionados em compostos saturados, compostos aromáticos e compostos polares (NSO) (Silva, 2007).

Cada tipo de matéria orgânica (MO) possui uma determinada capacidade de geração de hidrocarbonetos e esse processo de transformação da MO em óleo e gás é essencialmente térmico. Logo, é importante conhecer o tipo e a evolução térmica da MO a fim de avaliar a capacidade de geração em um determinado intervalo (Garcia, 2014).

Como supracitado, o conteúdo da matéria orgânica a ser considerada potencialmente geradora precisa satisfazer os critérios como a quantidade, qualidade e evolução térmica. Sequencialmente, a avaliação se resulta por meio da análise do teor de carbono orgânico total (COT %), dos parâmetros de pirólise *Rock-Eval*, sendo ainda complementados pelo resíduo insolúvel e enxofre total.

2.3 CARBONO ORGÂNICO TOTAL

O teor de carbono orgânico total (COT) é uma medida para obter a quantidade da matéria orgânica, no qual esse parâmetro é expresso percentualmente em relação ao extrato seco e indica as condições de produção e preservação do ambiente deposicional, incluindo o querogênio e o betume, permitindo avaliar a rocha como geradora de hidrocarbonetos (Espitalié *et al.*, 1977).

Para a obtenção do teor, o método analítico consiste em reações de acidificações utilizando ácido clorídrico (HCl) para decompor e eliminar a matriz inorgânica, no processo de combustão, o carbono é convertido em CO₂ quantificado. A amostra de rocha pulverizada é inserida em um aparelho de combustão usando um forno de indução e uma célula de condutividade térmica que mede a quantidade de dióxido de carbono. A relação direta da quantidade da matéria orgânica com os teores de COT, possibilita investigar ocorrências de geração e migração dos hidrocarbonetos, uma vez que, se ambos estiverem em grandes percentuais, maior será a possibilidade da existência desses fatores (Triguís & Souza, 2009).

Em suma, a quantidade mínima de carbono orgânico total para que uma rocha siliciclástica ser classificada como possível geradora deve ser igual ou acima de 1%, enquanto

para uma rocha sedimentar carbonática os valores iniciais de 0,5% são aceitáveis (Peters & Cassa, 1994). Essa classificação, baseada nos autores supracitados, estão definidos na tabela 1.

Tabela 1 Valores padrões para avaliar o potencial de geração de hidrocarbonetos em função do COT (%) (Peters & Cassa, 1994).

COT (%)	Potencial Gerador de Hidrocarbonetos
0 - 0,5	Baixo
0,5 - 1,0	Médio
1,0 - 2,0	Alto
2,0 - 4,0	Muito Alto
>4,0	Excelente

2.4 RESÍDUO INSOLÚVEL

Os tipos de materiais orgânicos relacionados aos sedimentos são controlados pelo ambiente deposicional, podendo incluir fatores externos os quais são atribuídos às condições físicas deposicionais e mineralógicas do sedimento. Por exemplo, rochas de granulação fina são derivadas de ambientes sedimentares de baixa energia e têm alto conteúdo de matéria orgânica. Nestes ambientes, dependendo de fatores como clima, mudanças no nível do mar, temperatura da coluna d'água, entrada de sedimentos terrestres, dentre outros, os depósitos siliciclásticos serão representados por folhelhos ou carbonatos. O preenchimento sedimentar também pode ser misto, sistemas deposicionais siliciclástico e carbonático, que são o resultado de mudanças no tempo, que podem ter influências climáticas, como mudanças relativas no nível do mar e/ou variações no aporte sedimentar através das oscilações entre climas mais secos e mais úmidos e/ou tectônicos, causando uma mudança vertical na sucessão estratigráfica (Tagliari, 2013).

A avaliação entre os possíveis ambientes deposicionais é realizada através do ataque com ácido clorídrico (HCl), para a remoção da fração carbonática (descarbonatação) que é feito na etapa de determinação do COT. Desse modo, terá a quantidade percentual do Resíduo Insolúvel (RI), que é a fração siliciclástica, a partir da determinação da diferença entre os pesos anterior e posterior à eliminação do carbonato como é apresentado nas fórmulas abaixo:

$$\text{RI (\%)} = \frac{\text{peso do insolúvel} \times 100}{\text{peso inicial da amostra}}$$

e

$$\text{Carbonatos (\%)} = 100 - \text{RI}$$

De acordo com Sampaio (2005), os baixos valores de RI, ou seja, alta digestão por HCl da amostra, é representado por carbonatos, enquanto os valores elevados acima de 70% são representados por folhelhos.

2.5 ENXOFRE TOTAL

Os indicadores biogeoquímicos são utilizados na reconstrução de eventos geológicos e permitem identificar mudanças nas condições redox nos ambientes sedimentares. A condição redox constitui um fator ambiental importante no estudo e na interpretação das relações entre os ciclos biogeoquímicos do carbono, enxofre, oxigênio e ferro devido a interação desses elementos através de um complexo sistema de oxidação e redução que acontecem na porção superficial terrestre, sob diferentes condições ambientais (Berner, 1989).

A incorporação do enxofre de origem diagenética (produto da sulfato-redução) na matéria orgânica é conhecido como sulfarização da matéria orgânica, sendo este um processo biogeoquímico importante por atuar na preservação da matéria orgânica (Brassell *et al.*, 1986; Sinninghe Damste & De Leeuw, 1990), do qual é amplamente aplicado em reconstruções paleoambientais. São baseadas em biomarcadores de enxofre, já que representa uma variável crítica no tempo e na temperatura requerido para a geração do óleo, devido a querogênios ricos em enxofre orgânico gerar petróleo a menores níveis de estresse térmico devido a fraqueza das ligações S-S e C-S (Werne *et al.*, 2004).

Para essa análise, é usado o analisador elementar LECO CNS628, a fim de determinar o teor de enxofre total (por peso) a partir de amostras de rochas pulverizadas.

2.6 PIRÓLISE ROCK-EVAL

Esta técnica simula, em laboratório, o processo pelo qual a matéria orgânica seria submetida desde a metagênese e catagênese até a geração de petróleo. Nesse procedimento, utiliza-se taxas de aquecimento e temperaturas (25°C/min e até 600°C, respectivamente) com ordens de grandeza maiores do que as que controlam o processo de geração na natureza, a fim de compensar o pouco tempo da análise (cerca de 30 minutos). O equipamento consiste em um sistema onde aproximadamente 100 mg da amostra de rocha são aquecidas em um micro forno com atmosfera inerte para que não ocorra a combustão (Espitalié *et al.*, 1985).

No equipamento, os hidrocarbonetos e o CO₂ presentes na rocha são volatilizados com o aumento da temperatura, sendo medidos, respectivamente, por detectores de ionização de

chama e de condutividade térmica. Nesta análise, são obtidos três picos S_1 , S_2 e S_3 , além do valor de $T_{m\acute{a}x}$ (Espitalié *et al.*, 1985). Esses parâmetros estão descritos na figura 3 abaixo.

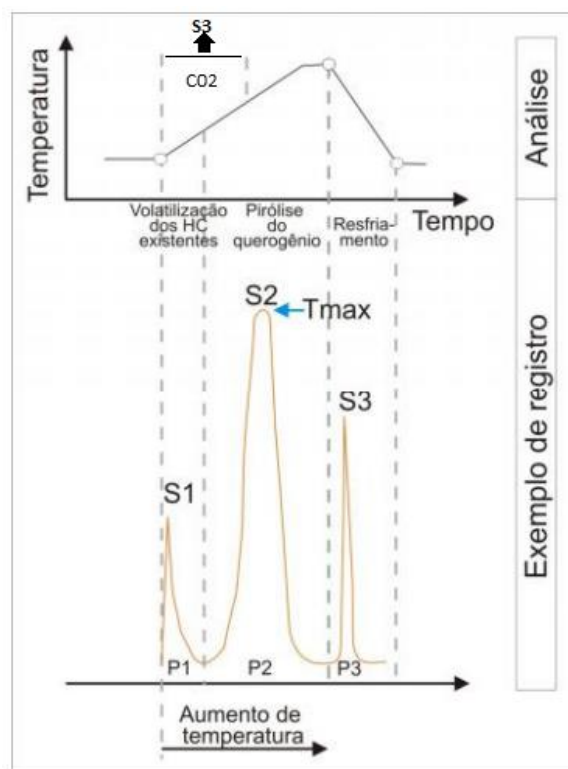


Figura 3 Ciclo esquemático de análise e registro obtido através da Pirólise (Modificado de Tissot & Welte, 1984).

O pico S_1 equivale à quantidade de hidrocarbonetos livres (betume) gerados naturalmente (calculado em mg HC/g rocha), que podem ser extraídos por solventes orgânicos. O pico S_2 corresponde à quantidade de hidrocarbonetos liberada pelo craqueamento térmico do querogênio durante o processo de pirólise (em unidades de HC/G rocha), que é denominado potencial de geração e corresponde à quantidade de óleo que a rocha analisada teria condição de produzir caso fosse submetida às condições adequadas de soterramento. Por fim, o pico S_3 representa a quantidade de dióxido de carbono (CO_2) liberado pelo craqueamento térmico do querogênio (em mg CO_2 /g rocha) (Espitalié *et al.*, 1977). Peters & Cassa (1994) definiram faixas para avaliar o potencial de geração através dos picos de S_2 , conforme tabela abaixo.

Tabela 2 Classificação das faixas de geração de hidrocarbonetos em função do pico S₂ (Peters & Cassa, 1994).

Potencial Gerador de Hidrocarbonetos - S₂ (mg HC/g rocha)	
< 2,0	Baixo potencial gerador
2,0 - 5,0	Moderado potencial gerador
5,0 – 10	Bom potencial gerador
> 10	Excelente potencial gerador

É possível correlacionar os valores de S₁ e S₂ para calcular o Índice de Produção (IP) para obter informações sobre o estágio de maturação térmica, uma vez que a conversão do querogênio em petróleo ocorre quando há uma progressiva redução de S₂ acompanhada por um aumento progressivo da quantidade de hidrocarbonetos livres (S₁). Essa classificação é proposta por Peters & Cassa (1994) e está ilustrada na tabela 3.

Tabela 3 Classificação de maturação a partir do Índice de Produção (Peters & Cassa, 1994).

IP - S₁/(S₁+S₂)	
< 0,10	Imaturo
0,10 - 0,40	Maturo
> 0,40	Senil

No entanto, o principal parâmetro indicador da maturação termal é o valor de T_{máx}, esboçado no pirograma da pirólise, e é definido por Tissot e Welte (1984) como a temperatura com altura máxima do pico S₂ onde ocorre o máximo de geração de hidrocarbonetos através do craqueamento do querogênio na pirólise. Na Tabela abaixo, encontra-se as classificações de acordo com os valores de T_{máx}.

Tabela 4 Classificação de maturação a partir dos valores de T_{máx} obtido na pirólise (Tissot & Welte, 1984).

Maturação - T_{máx}	
< 440	Imaturo
440 - 470	Maturo
> 470	Senil

O termo maturação se refere ao estágio de evolução térmica alcançado pelas rochas geradoras. Uma rocha é chamada de imatura quando o querogênio encontra-se ainda na fase de diagênese e ainda não ocorreu a geração de volumes significativos de petróleo. Ao passar pela catagênese, o querogênio passa inicialmente pela “janela de óleo” (zona de geração de óleo ou oil window), estágio em que predomina largamente a geração dos hidrocarbonetos líquidos (iso-, ciclo- e n-alcenos de médio peso molecular) sobre os gasosos. Ainda durante a catagênese, sob temperaturas mais elevadas, o querogênio passa pela zona regressiva de geração de óleo, na qual aumenta a proporção de n-alcenos de baixo peso molecular. No final da catagênese, a rocha geradora atingiu a “janela de gás” (zona de geração de gás ou gas window), sendo considerada senil (PGT, 2021). Na figura 4 são apresentados os diferentes processos de transformação da matéria orgânica em petróleo.

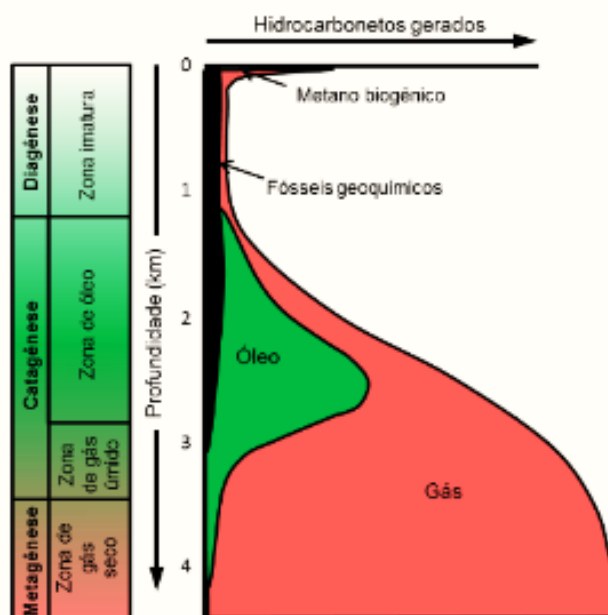


Figura 4 Esquema da geração de hidrocarbonetos em função da profundidade e temperatura (Machado, 2019).

Mediante aos dados coletados na pirólise, conjugados àqueles de COT, permitem cálculos indiretos resultando em valores dos Índices de Hidrogênio (IH), função em razão $S_2/COT \times 100$ e é expresso em unidade de mg de HC/g de COT, e os valores do Índice de Oxigênio (IO) que depende da razão $S_3/COT \times 100$ sendo expresso em unidade de mg de CO_2/g de COT. A partir desses índices, pode-se inferir indiretamente a origem da matéria orgânica (tipo de querogênio) e o grau de preservação. Uma vez avance que o processo de maturação avança, os valores de IH e IO tendem a diminuir e chegar a zero (Tissot & Welte, 1984). A relação entre os índices inferindo o tipo e a natureza da matéria orgânica está apresentado na

tabela 5. Através do IH é possível também determinar o potencial gerador da matéria orgânica presente na amostra de rocha, conforme descrito na tabela 6.

Tabela 5 Classificação do tipo de querogênio e origem da matéria orgânica em função do IH e IO (Modificado de Espitalié *et al.*, 1977).

Querogênio	IH (mg CO ₂ /g de COT)	IO (mg CO ₂ /g de COT)	Origem
Tipo I	>600 – 700	<100	Lacustre
Tipo II	400 – 700	<100	Marinha
Tipo III	<300	>100 – 200	Terrestre

Tabela 6 Classificação do potencial de geração de hidrocarbonetos em função do IH (Modificado de Espitalié *et al.*, 1977).

IH (mg HC/g de COT)	Potencial Gerador
50 – 200	Gás
200 – 300	Gás e condensado
>300	Óleo

É possível determinar também, graficamente, o tipo de querogênio através da correlação do IH com o IO, representados pelo diagrama do tipo Van Krevelen conforme Figura 5.

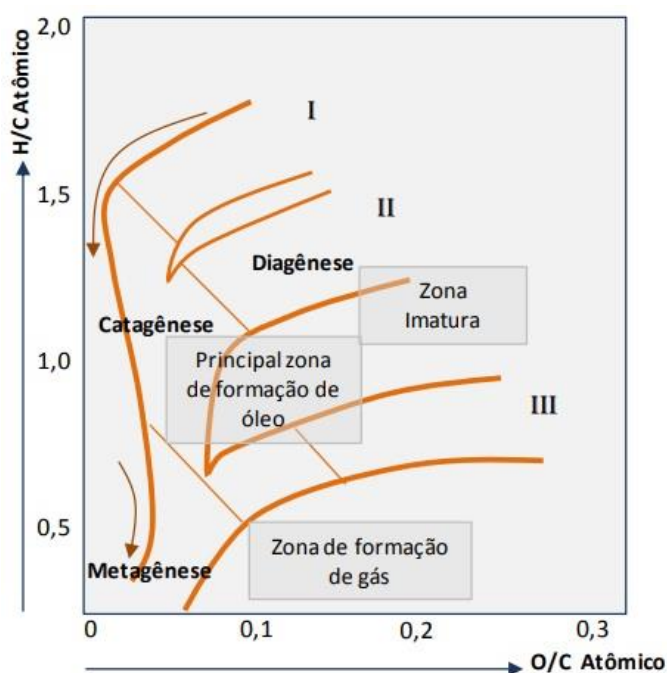


Figura 5 Diagrama do tipo Van Krevelen (Parra, 2012).

Como citado anteriormente, o aumento do processo de maturação tende a reduzir os valores de IH e IO, aproximando-se a zero, para que a posição relativa dos pontos plotados neste gráfico possa verificar seu estágio de maturidade termal (Peters & Cassa, 1994).

2.7 PALINOFÁCIES

A análise de palinofáceis abrange o estudo de ambientes deposicionais e avalia as rochas com possível potencial gerador de hidrocarbonetos, a partir do conteúdo palinológico presente nas rochas sedimentares. Além disso, trata-se de uma poderosa ferramenta analítica no que tange aos estudos estratigráficos, o qual é integrado em análises bioestratigráficas e sedimentológicas (Bender, 2017).

O conceito de palinofácies foi introduzido por Combaz (1964) e esse estudo possibilitou a descrição de um conjunto de constituintes da matéria orgânica presente em um sedimento após remover a matriz mineral em ácidos fortes. Para esse fim, portanto, a observação da matéria orgânica contida no sedimento, é realizada, inicialmente, a partir do isolamento do querogênio que consiste na remoção da matriz mineral com ácido clorídrico (HCl) a 32 % para a remoção dos carbonatos e ácido fluorídrico (HF) a 40% para a remoção da fração siliciclástica (Duran, 1980; Tyson, 1995; Afty, 2016). Posteriormente, as lâminas palinofaciológicas são montadas com o concentrado de querogênio e avaliadas em microscópio sob o módulo de luz branca transmitida e luz azul/ultravioleta incidente (fluorescência), servindo para indicar o grau de maturação da matéria orgânica. A identificação da matéria orgânica particulada segue a classificação proposta por Tyson (1995), Mendonça Filho (1999) e Mendonça Filho *et al.* (2002).

Em suma, a análise de palinofácies implica na integração dos aspectos da matéria orgânica (Menezes *et al.*, 2008) como: (a) identificar os componentes palinológicos individuais; (b) classificar os grupos e subgrupos do querogênio; (c) determinar as proporções relativas, atentando particularmente ao seu tamanho, forma e estado de preservação; (d) quantificar, qualificar e avaliar o grau da evolução termal da matéria orgânica e o ambiente deposicional.

2.8 MATÉRIA ORGÂNICA

A matéria orgânica sedimentar é composta por resíduos de plantas terrestres (compostos por lignina e carboidratos), plânctons e bactérias (basicamente por compostos lipídicos e proteínas) acumulados em ambientes de baixa energia e livre de oxigênio, que permitem a sua preservação. Esses locais geralmente correspondem a ambientes continentais (como lagos) e marinhos com circulação restrita, nos quais a deposição de sedimentos finos associados à baixa energia limita a entrada de oxigênio, permitindo o acúmulo e preservação da matéria orgânica (Tissot & Welte, 1978).

Uma vez depositada, a matéria orgânica passa por diversas alterações devido ao aumento do soterramento e consequente aumento da temperatura, transformando-a progressivamente em querogênio, betume, óleo e gás (Tissot & Welte, 1984). Através do querogênio, que corresponde a matéria orgânica disseminada nas rochas, pode-se classificar, identificar e quantificar por meio das análises microscópicas em três principais grupos: a matéria orgânica amorfa (MOA), os fitoclastos e os palinomorfos (Coelho *et al.*, 2014). Essa análise se baseia nas proporções relativas dos grupos e subgrupos do querogênio objetivando a classificação e individualização entre cerca de 300 a 500 componentes orgânicos por lâmina (Tyson, 1995; Mendonça filho, 1999), somado a técnicas de microscopia por luz branca transmitida e refletida com fluorescência (MENEZES *et al.*, 2008).

- a) MOA: matéria orgânica sem forma própria, com aparência de fragmentos de esponja (Figura 6). Normalmente é derivada de matéria orgânica bacteriana ou algálica. Apresenta elevado valor de hidrogênio na sua composição, dessa forma, quando submetida à luz ultravioleta incidente apresenta intensa fluorescência, variando do amarelo esverdeado ao amarelo alaranjado (Triguís & Souza, 2009). Tyson (1995) aponta que a alta porcentagem de MOA fluorescente (análise de cor e intensidade) reflete principalmente o aumento do nível de preservação nas condições de redução e indica ainda estágio de imaturidade termal.

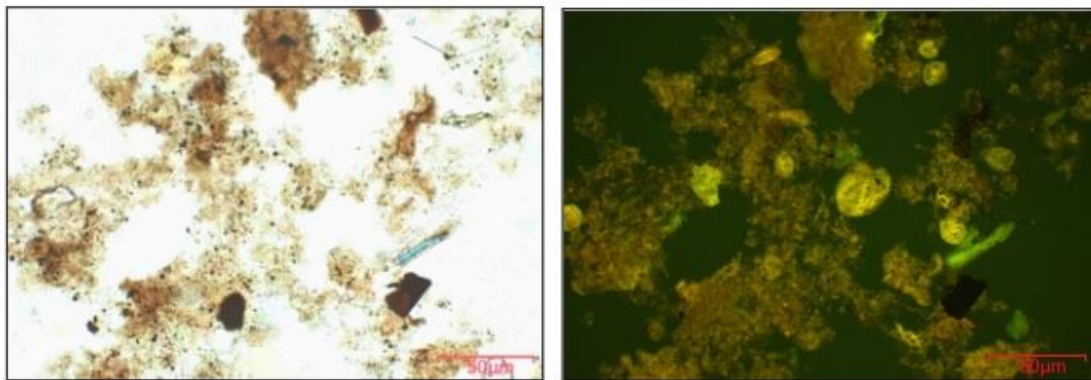


Figura 6 Matéria orgânica amorfa vista sob luz transmitida e luz ultravioleta (Lemini, 2009).

b) Fitoclastos: são representados por vegetais superiores e normalmente sua origem está relacionada a ambientes transicionais. São reconhecidos sob formas e tamanhos sendo identificados em opacos, não opacos e fungos (Fig. 7).

Os opacos possuem cor preta, de tamanhos variáveis, com formas alongadas e equidimensionais, contornos nítidos e retilíneos e sem fluorescência. Os não opacos, por sua vez, apresentam cor marrom alaranjada, com formas equidimensionais e apresentam ausência de fluorescência. Por fim, os fungos possuem cores que variam do marrom-claro alaranjado a marrom-escuro, com formato equidimensional a alongado, apresentando estrutura interna ou não, por vezes com fluorescência.

Os fitoclasto apresentam, de maneira geral, baixo potencial para gerar hidrocarbonetos (podendo gerar apenas gás), devido aos valores residuais de hidrogênio na composição dos seus constituintes (Coelho *et al.*, 2014).

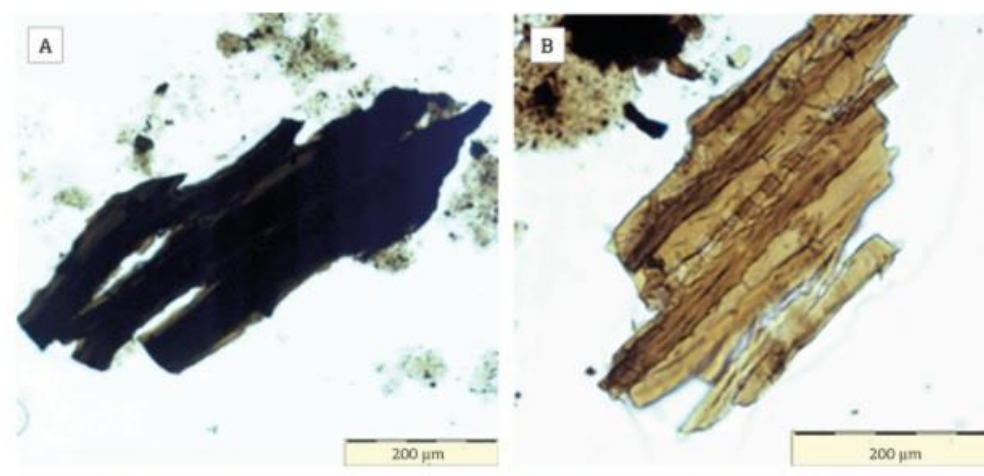


Figura 7 Fotomicrografia em luz branca transmitida. (A) Fitoclasto opaco; (B) Fitoclasto não opaco (Coelho *et al.*, 2014).

c) Palinomorfos: são microfósseis compostos exclusivamente por matéria orgânica não mineralizada (Fig. 8). Nesse grupo estão incluídos os esporos, pólen, microrganismos planctônicos e bentônicos com carapaça não mineralizada (dinoflagelados, quitinozoários, escolecondontes, acritacos). A fluorescência é menos intensa que a amorfa, o que reflete o menor conteúdo de hidrogênio, exibe variadas cores de fluorescência quando submetida à luz ultravioleta incidente que corresponde a diferentes estágios de preservação (Jansonius & McGregor, 2002).

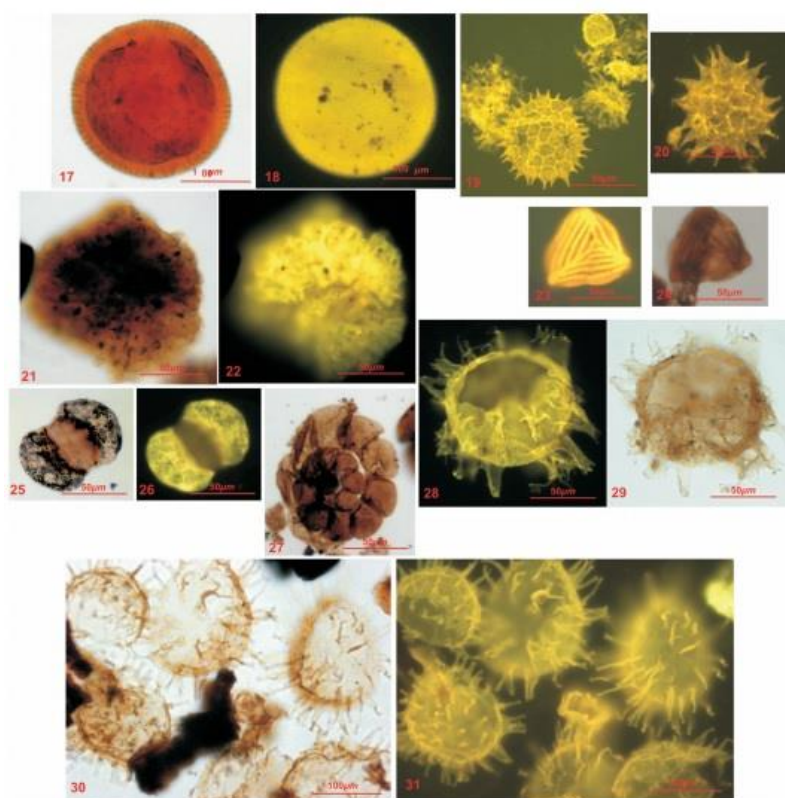


Figura 8 Fotomicrografia em luz branca transmitida e luz incidente. 17 e 18 - Alga Prasinophyta - gênero *Tasmanites*; 19 e 20 - Alga de água doce do gênero *Pediastrum*; 21 e 22 - Alga de água doce do gênero *Botryococcus*; 23 e 24 - Esporo trilete; 25 e 26 - Grão de pólen bissacado; 27 - Palinoforaminífero; 28 e 29 - Alga marinha - dinocisto do gênero *Glaphyrocysta*; 30 e 31 - Aglomerado de dinocistos - gênero *Polysphaeridium*. Fotomicrografias: 17, 21, 24, 25, 27, 29 e 30 - sob Luz Branca Transmitida; 18, 19, 20, 22, 23, 26, 28 e 31 - sob Luz Azul Incidente (Fluorescência) (Menezes *et al.*, 2008).

2.9 PRESERVAÇÃO DA MATÉRIA ORGÂNICA

Para avaliar a qualidade e a preservação da matéria orgânica em microscópio óptico em luz branca refletida e em modo fluorescência (Tyson, 1995), considera-se, principalmente, as intensidades de fluorescência dos constituintes orgânicos amorfos e dos palinomorfos (Coelho *et al.*, 2014). Essa propriedade varia em intensidade e cor, e isso depende da maturação e

composição da matéria orgânica. Em resposta, fluorescência mais intensa ocorre em querogênio com mais elevado potencial gerador, e fluorescência mais fracas ou ausentes correspondem a componentes orgânicos com baixa capacidade de geração de hidrocarbonetos (Coelho *et al.*, 2014), evoluídos termicamente ou que passaram por processos de alteração das rochas em superfície.

A análise da fluorescência dos palinomorfos permite diferenciar rochas com potencial gerador daquelas que não são geradoras de hidrocarbonetos através da avaliação do nível de maturação térmica no material orgânico disperso nas rochas sedimentares (Mendonça Filho *et al.*, 2012). Por sua vez, percentuais elevados de matéria orgânica amorfa com fluorescência são reflexo do nível de preservação dentro de condições redutoras em sedimentação afastada da fonte ativa e de componentes terrígenos (Tyson, 1993).

2.10 REFLECTÂNCIA DE VITRINITA (R_o)

A refletância da vitrinita é uma técnica que analisa a evolução termal da matéria orgânica. Sendo a vitrinita um constituinte orgânico formado durante a diagênese através da humificação da lignina e celulose das células de vegetais superiores. A análise da evolução térmica está relacionada à paleotemperatura máxima alcançada e do tempo de aquecimento quando é submetida a temperaturas crescentes, parte por soterramento, ocorrendo uma ordem nos anéis aromáticos com o consequente aumento da reflectância das partículas de vitrinita.

Esse método possui padrões internacionais sendo medida por meio da microscopia óptica sob o módulo de luz refletida e baseia-se na intensidade dessa luz sobre uma superfície de huminita/vitrinita bem polida colocada perpendicularmente ao feixe de luz incidente (imersa em óleo e medida a 546nm) usando um fotomultiplicador. As medidas são realizadas após calibração dos valores de reflectância em relação aos padrões safira sintética, $R_o=0,505\%$ de luz refletida. A partir disso, pode caracterizar zonas de evolução térmica da matéria orgânica, no qual valores de $R_o= 0,6\%$ correspondem a zona imatura e evolução térmica insuficiente para a geração de grandes volumes de óleo ou gás; valores de R_o entre 0,6 e 1,35% correspondendo uma zona madura e evolução termal adequada à geração de grandes volumes de óleo; R_o entre 1,35 e 4% indica zona senil com evolução térmica adequada para a geração de gás; e, valores de R_o superiores 4% traduzem improbabilidade de ocorrer grandes volumes de hidrocarbonetos (ANP, 2018).

2.11 AMBIENTE DEPOSICIONAL

Os constituintes orgânicos presentes em sedimentos e em rochas sedimentares refletem as condições do ambiente de deposição, seja por fatores de proximidade de fontes fluviais ativas ou distais. Sobretudo, o conceito aplicado à palinofácies envolve alguns fatores intercorrelacionados, tais como: proximidade do ponto de origem de sedimentos siliciclásticos flúvio-deltáico (taxa de descarga); magnitude e natureza da produtividade orgânica terrestre na área fonte do sedimento; duração relativa do processo de transporte, se intermitente ou contínuo, entre a área fonte das partículas e seu sítio final de deposição; e gradiente paleoambiental entre a área fonte e o sítio final de deposição (Mendonça Filho, 1999).

A partir desses fatores supracitados, podem ser feitos cálculos para a determinação dos parâmetros baseados na porcentagem de frequência relativa de partículas para a matéria orgânica total. De modo que os grupos mais importantes dentro de palinofácies foram recalculados para detectar as variações nos diferentes grupos de fitoclastos e palinomorfos (Abreu, 2005). Tyson (1993; 1995), por sua vez, descreve em detalhe as tendências gerais de vários parâmetros dos quais estão sumarizados na tabela abaixo.

Tabela 7 Tendência proximal e distal com base na porcentagem de frequência relativa da matéria orgânica, conforme proposto por Tyson (1993; 1995).

PARÂMETROS	TENDÊNCIA	
	PROXIMAL	DISTAL
% fitoclastos do total de matéria orgânica	alta	baixa
% palinomorfos do total de matéria orgânica	baixa	alta
% matéria orgânica amorfa do total de matéria orgânica	baixa	alta
% esporomorfos dos palinomorfos	alta	baixa
Abundância absoluta de esporomorfos	alta	baixa
% fitoplancton marinho dos palinomorfos	baixo	alto
% <i>Botryococcus</i> dos palinomorfos	alta	baixa
Razão de fitoclastos / palinomorfos	alta	baixa
Razão fitoclastos opacos / fitoclastos não opacos	baixo	alto

As tendências na distribuição dos grupos da matéria orgânica importantes para caracterizar o paleoambiente estão ilustrados na figura 9. As variações das proporções relativas

ao longo da plataforma são observadas para ambientes marinhos, a respeito dos três principais grupos da matéria orgânica particulada (fitoclastos, matéria orgânica amorfa e palinórfos) (Ferreira, 2009). Em tal caso, grande parte da matéria orgânica de origem terrestre é depositada próximo à desembocadura dos rios e permanece na plataforma interna, enquanto quantidades significativas podem alcançar a plataforma externa onde as descargas dos rios são elevadas, ou quando a plataforma é estreita (Tyson, 1993; Ferreira, 2009). Geralmente, a distribuição dos palinórfos são considerados os menos abundantes e sua distribuição pode ser controlada pela extensão da diluição por fitoclastos e matéria orgânica amorfa (Tyson, 1995).

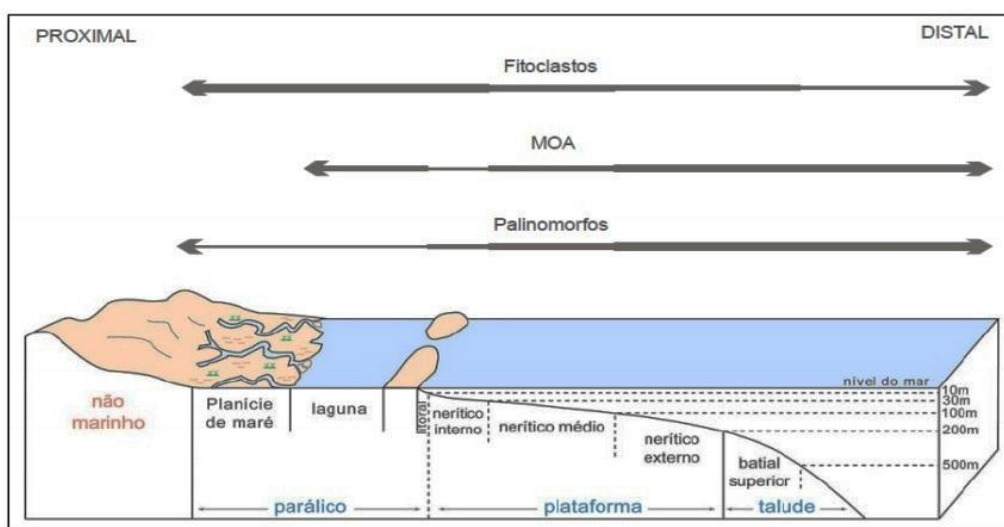


Figura 9 Tendência na distribuição dos principais grupos da matéria orgânica correlacionando o paleoambiente (Tyson, 1995; Mendonça Filho, 1999).

De acordo com Tyson (1993, 1995), os diagramas ternários triangulares (Fig. 10) são formas simples de representação gráfica, no entanto possui um significado extremamente eficaz na apresentação de dados (porcentagens) de palinofácies. Os resultados quando plotados no diagrama pode demonstrar um significativo potencial para a discriminação de diferenças temporal e espacial em ambientes deposicionais. Nos diagramas ternários, o total dos três componentes plotados foram normalizados a 100%.

As características deposicionais da matéria orgânica são individualizadas em campos de palinofácies (Tyson, 1995) divididos em nove campos e estão descritos sumariamente:

- Campo I descreve uma bacia proximal com alto suprimento de fitoclastos que dilui todos os outros componentes;

- Campo II consiste numa bacia disóxica-anóxica com MOA diluída pelo alto suprimento de fitoclastos, mas com moderada a boa preservação de MOA (quantidade de COT marinho depende do estado redox da bacia);
- Campo III interpretada como uma plataforma óxica heterolítica que geralmente possui baixa taxa de preservação de MOA, abundância absoluta de fitoclastos depende da proximidade de fontes flúvio-deltaicas (oxidação e retrabalhamento comuns);
- Campo IV descrita como transição plataforma-bacia seja por aumento da subsidência/profundidade da lâmina d'água ou espaço (talude), ocorre abundância absoluta de fitoclastos dependendo da proximidade da fonte e do grau de deposição, e a quantidade de COT marinho depende do estado redox da bacia (IVa: desóxicoIVb e subóxico-anóxico);
- Campo V representa a plataforma óxica com baixa a moderada MOA (normalmente degradada), os palinomorfos são abundantes e são comuns a presença de margas de coloração clara bioturbadas;
- Campo VI compõe a plataforma proximal subóxica-anóxica com boa taxa de preservação de MOA (condições redutoras na bacia), conteúdo absoluto de fitoclastos deve se moderado a alto devido ao input de turbiditos e/ou proximidade da fonte;
- Campo VII descreve a plataforma distal desóxica-anóxica com moderada a boa taxa de preservação de MOA, baixo a moderado conteúdo de palinomorfos, e lamitos escuros bioturbados são comuns;
- Campo VIII representa a plataforma distal desóxica-óxica com MOA dominante, excelente taxa de preservação de MOA, baixo a moderado conteúdo de palinomorfos, e folhelhos ricos em matéria orgânica são depositados sob de condições de coluna d'água estratificada;
- Campo IX correspondendo a bacia distal subóxica-anóxica com MOA dominante, baixo conteúdo de palinomorfos, frequentemente rico em alginitas, com depósitos de águas profundas ou depósitos de condições de coluna d'água estratificada ou sedimentos de bacia faminta.

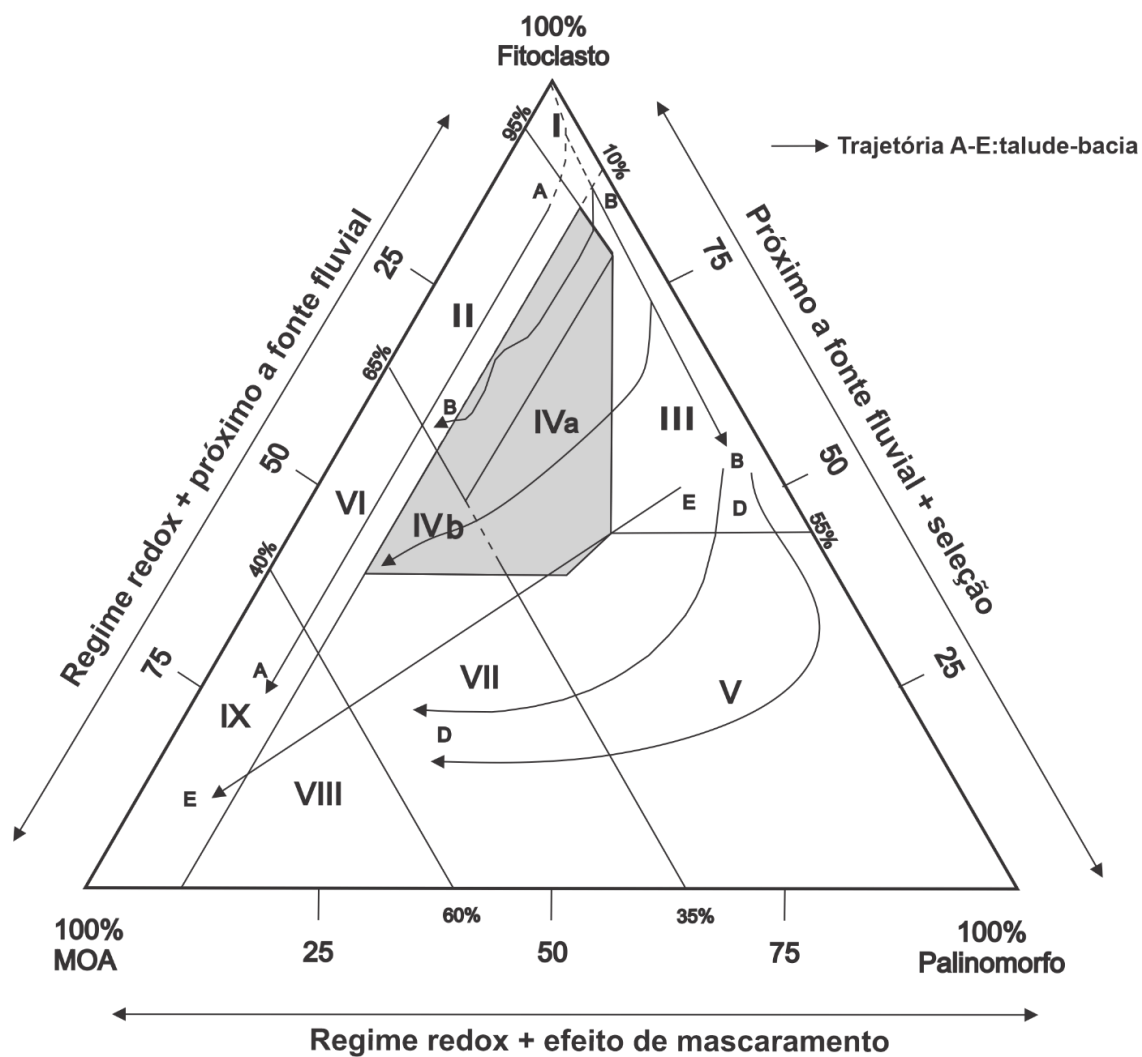


Figura 10 Diagrama ternário adaptado de Tyson (1995) como indicativo do paleoambiente deposicional da matéria orgânica.

CAPÍTULO 3

ARTIGO

AVALIAÇÃO DO PALEOAMBIENTE DEPOSICIONAL DOS FOLHELHOS DA FORMAÇÃO BARREIRINHA, BACIA DO AMAZONAS, MUNICÍPIO DE RURÓPOLIS, BRASIL

Andreza de Jesus SANTOS¹, Vitória Costa Meirelles GÓES², Neila Abreu CALDAS², Roberto Rosa da SILVA³ & Carolina de Almeida POGGIO⁴

¹Graduação em Geologia, Universidade Federal da Bahia, Instituto de Geociências, Rua Barão de Jeremoabo, s/n, CEP 40270-290, Salvador, BA, Brasil (andrezajesan@gmail.com).

²Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, Rua Barão de Jeremoabo, s/n, CEP 40270-290, Salvador, BA, Brasil (vitoriastameirelles@gmail.com).

²Programa de Pós-Graduação em Geoquímica: Petróleo e Meio Ambiente, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia, Rua Barão de Jeremoabo, s/n, CEP 40270-290, Salvador, BA, Brasil (neila86.nc@gmail.com).

³Departamento de Geofísica, Universidade Federal da Bahia, Instituto de Geociências, Rua Barão de Jeremoabo, s/n, CEP 40270-290, Salvador, BA, Brasil (roberto.rosa.57@gmail.com).

⁴Pesquisadora Visitante no Laboratório de Invertebrados Marinhos, Universidade Federal da Bahia, Instituto de Biologia, Rua Barão de Jeremoabo, 668, CEP 40170-115, Salvador, BA, Brasil (cpoggio77@gmail.com).

Resumo. A Formação Barreirinha é composta por folhelhos negros a cinza escuros com alto conteúdo de matéria orgânica e são considerados como a principal rocha geradora da Bacia do Amazonas. Nesse contexto, o presente trabalho propôs realizar o estudo palinológico e geoquímico a partir de três amostras coletadas no afloramento ao longo do Rio Tapajós, localizada no Município de Rurópolis, PA. Os resultados de carbono orgânico total (COT), enxofre e resíduo insolúvel (RI) indicaram sedimentação siliciclástica, elevada quantidade de matéria orgânica depositados sob baixas condições de oxidação, refletindo boas a excelentes condições de produção da matéria orgânica. De acordo com os dados da pirólise Rock-Eval, o potencial gerador (S2) variou de 4,23 até 27,74 mg HC/g de rocha indicando como boa a excelente potencial geradora de hidrocarbonetos. Já os dados de T_{máx} obteve valores < 440°C, associado ao Índice de Produção (IP) com valores < 0,1, indicaram rochas termicamente imaturas. Quanto ao tipo da matéria orgânica, segundo o diagrama tipo Van Krevelen, todas as amostras foram definidas como querogênio do tipo II, derivado de origem marinha adequado para a geração de gás e condensado. Por sua vez, nas análises visuais do querogênio (palinofácies), foram observados alta concentração de matéria orgânica amorfa, seguida por palinomorfs e fitoclastos subordinados. Levando-se em consideração esses aspectos e a compilação das técnicas de geoquímica orgânica e

microscópicas, o paleoambiente deposicional dos folhelhos da Formação Barreirinha foi definido como marinho distal euxínico e a partir do diagrama de Tyson foram depositados numa bacia distal em condição sub-óxica.

Palavras-chave: Paleoambiente, Bacia do Amazonas, Formação Barreirinha, Querogênio.

Abstract. The Barreirinha Formation consists of black to dark-gray shales with high content of organic matter and is considered to be the main rock source of the Amazon Basin. In this context, the present work proposed to carry out the palynological and geochemical study from three samples collected at the outcrop along the Tapajós River, located in the city of Rurópolis, PA. The results of total organic carbon (TOC), total sulfur and insoluble residue (IR) indicate siliciclastic sedimentation, high amount of organic matter deposited under low oxidation conditions, reflecting good and excellent conditions of production of organic matter. According to the Rock-Eval pyrolysis data, the potential generator (S₂) ranged from 4,23 to 27,74 mg of HC/g of rock indicating a good to excellent hydrocarbon generating potential. On the other hand, the data of T_{max} got values < 440°C, associated with the production index (PI) with values < 0,1, indicated thermally immature rocks. About the type of matter organic, according to the Van Krevelen diagram, all samples were defined as type II kerogen, derived from marine source appropriate for the generation of gas and condensate. On the other hand, in the analysis of the kerogen (palynofacies), a high concentration of amorphous organic matter was observed, followed by palynomorphs and subordinate phytoclasts. Taking these aspects into account and the compilation of organic and microscopic geochemistry techniques, the depositional paleoenvironment of the shales of the Barreirinha Formation was defined as euxinic distal marine and from the Tyson diagram were deposited in a basin in suboxic condition.

Keywords: Paleoenvironment, Amazon Basin, Barreirinha Formation, Kerogen.

3.1 Introdução

O conhecimento de sistemas deposicionais, petrofísica, geofísica e geotectônica traduzem, através da modelagem de sistemas petrolíferos, o comportamento no que diz respeito à história de soterramento, ao *timing* de geração e a quantidade de hidrocarbonetos, além da obtenção de informações sobre as propriedades da fração orgânica e a sua interação com a fração mineral (Dow, 1977; Trindade & Penteadó, 2004).

O reconhecimento de um sistema petrolífero engloba um grupo de rochas geradoras ativas que são capazes de gerar e expulsar hidrocarbonetos em quantidade suficientes para formar acumulações de óleo ou gás. A caracterização dessas rochas, no que se refere a qualidade, quantidade e grau de evolução térmica da matéria orgânica disseminada, é realizada através da geoquímica orgânica e da petrologia orgânica (Hunt, 1995). Logo, uma vez que essas técnicas fornecem dados que simulam condições ótimas na existência de um sistema petrolífero, também é uma ferramenta fundamental para buscar novas jazidas de óleo e/ou gás (Magoon & Dow, 1994).

Portanto, essa pesquisa tem como objetivo estudar os folhelhos devonianos da Formação Barreirinha que são considerados os mais importantes geradores da Bacia do Amazonas. Abordando aspectos da petrografia orgânica (isolamento do querogênio e análise microscópica) e da geoquímica orgânica (carbono orgânico total e pirólise Rock-Eval), com posse de amostras de folhelhos coletados no afloramento ao longo do Rio Tapajós, no estado do Pará, tendo em vista caracterizar a matéria orgânica contida na rocha, com o intuito de avaliar o potencial gerador de hidrocarbonetos e o paleoambiente deposicional desses folhelhos na área ocidental da bacia.

3.1.1 Contexto Geológico

A Bacia do Amazonas é classificada como uma bacia paleozoica do tipo intracratônica, localizada ao norte do Brasil e abrange parte dos estados do Amazonas e Pará ocupando uma área de aproximadamente 620.000 km². Possui um formato linear alongado na direção ENE-WSW, limita-se a norte pelo Escudo das Guianas e a sul pelo Escudo Brasileiro. É separada a leste da Bacia do Marajó através do Arco de Gurupá e a oeste da Bacia do Solimões pelo Arco de Purus (Fig. 1) (Ferreira *et al.*, 2015).

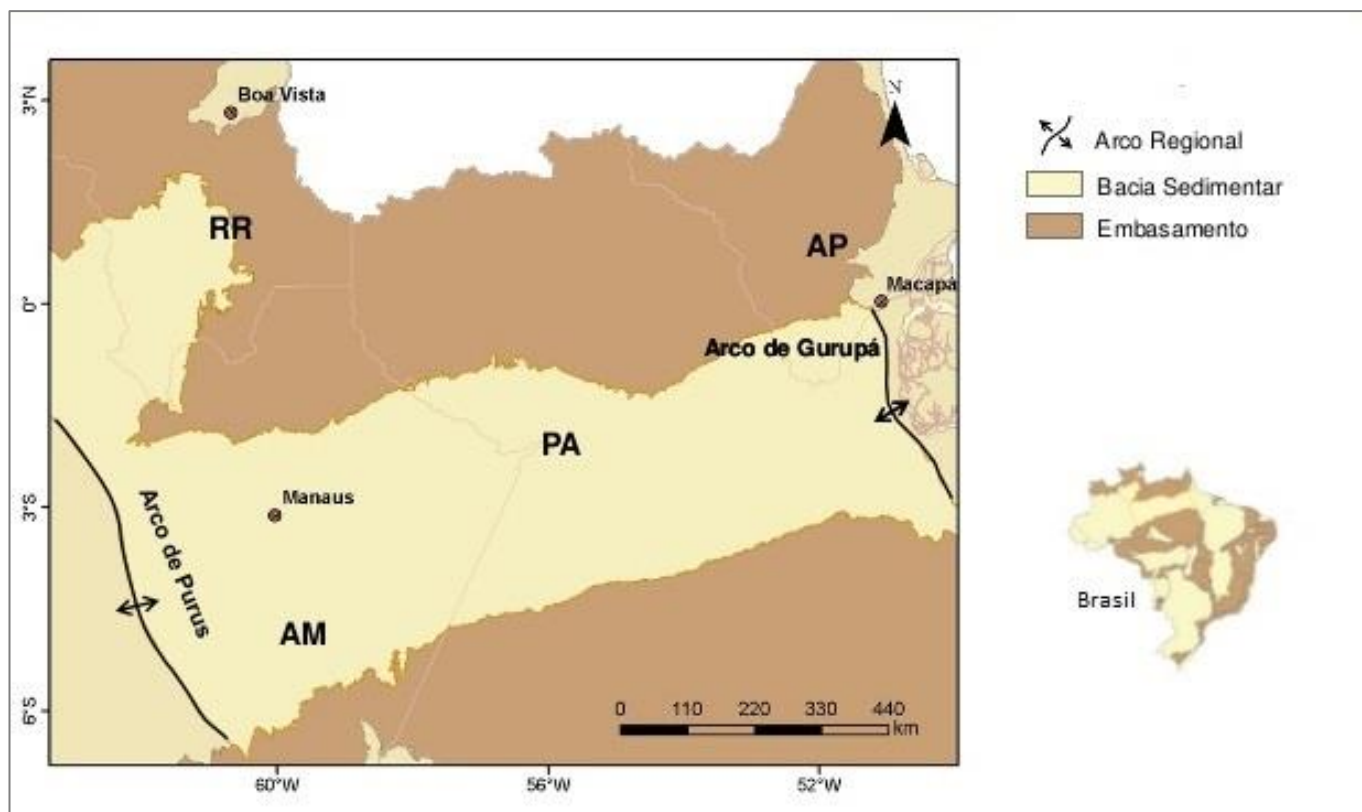


Figura 1 Localização da Bacia do Amazonas (Modificado de Ferreira et al., 2015).

A evolução da Bacia do Amazonas está relacionada à dispersão dos esforços ocorrido durante o fechamento do Ciclo Proterozoico Brasileiro (Neves *et al.*, 1989). A Faixa de dobramentos Araguaia-Tocantins (Almeida, 1967) está originalmente relacionada à Orogenia Brasileira/Pan-Africana com vergência tectônica e feições estruturais na direção leste-oeste para os esforços compressoriais, enquanto o alívio tange na direção norte-sul, provavelmente responsável pelas feições distensivas adjacentes ao cinturão. O rifte precursor dessa bacia pode ter sido iniciado segundo esse mecanismo, sendo sua propagação de leste a oeste, controlada pela reativação de fraturas pré-cambrianas. Posteriormente ao reativamento, ocorreu o resfriamento das massas plutônicas e teve início a subsidência térmica regional e o desenvolvimento de uma sinéclise intracontinental com sedimentação a partir do Ordoviciano (Cunha, 2000).

3.1.2 Evolução Tectono-Estratigráfica

O arcabouço estratigráfico da bacia inclui duas megassequências deposicionais de primeira ordem totalizando mais de 5000 metros de preenchimento sedimentar, durante o Fanerozoico (Fig. 2). A primeira paleozoica, está associada a rochas sedimentares com um

grande volume de intrusões de diques e soleiras de diabásio, e a segunda mesozoica-cenozoica sedimentar. Com base nos critérios da Estratigrafia de Sequências, a megassequência paleozoica integra quatro seqüências de segunda ordem, denominadas de Sequência Ordovício-Devoniana, Devono-Tournaisiana, Neoviseana e Pensilvaniano-Permiana. O preenchimento sedimentar dessas seqüências ocorreu em função das variações eustáticas do nível do mar em conjunto com a tectônica, marcada por eventos paleozoicos que ocorreram na borda oeste da antiga placa gondwânica e pela separação mesozoica do Oceano Atlântico na borda leste (Cunha *et al.*, 2007).

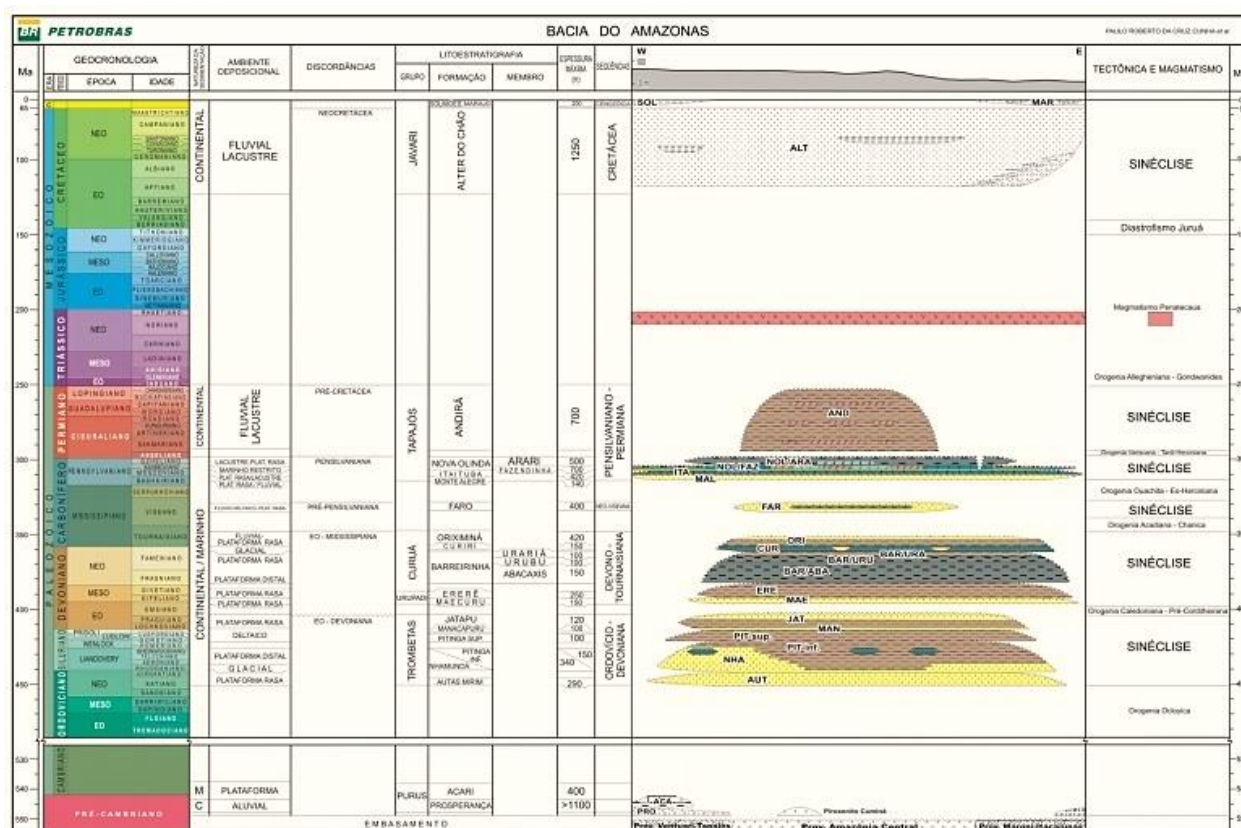


Figura 2 Carta estratigráfica da Bacia do Amazonas (Cunha *et al.*, 2007).

A seqüência Ordovício-Devoniana corresponde a um ciclo transgressivo-regressivo representado pelos clásticos marinhos do Grupo Trombetas (Ludwing, 1964), que é truncado no seu topo pela intensa erosão causada pela Orogenia Famatiana (Zálan, 1991) ou Caledoniana, e grande rebaixamento do nível do mar. Esse Grupo apresenta da base para o topo as seguintes Formações: Autás-Mirim, constituída de arenitos e folhelhos neríticos; Nhamundá, composta por arenitos neríticos e diamictitos; Pitinga, composta por folhelhos e diamictitos marinhos; Manacapuru, constituída por arenitos e pelitos neríticos; e Jatapú, definida por arenitos e siltitos marinhos parélicos (Cunha *et al.*, 1994; 2007).

Sequencialmente, a Sequência Devono-Tournaisiana foi desenvolvida depois da discordância da Orogenia Caledoniana, sendo assim vinculada a um novo evento transgressivo-regressivo. É constituída pelo Grupo Urupadí (Caputo, 1984) delimitado pelas seguintes Formações: Maecuru, composta por arenitos e pelitos neríticos a deltaicos; e Ererê, composta por siltitos, folhelhos e arenitos neríticos e parálidos (Melo & Loboziak, 2003). Posteriormente, após um pulso regressivo, ocorreu a deposição do Grupo Curuá (Ludwig, 1964), o qual é composto pela Formação Barreirinha representado por folhelhos negros a cinza escuros, enriquecidos em matéria orgânica, sendo depositados durante a principal transgressão neofrasniana (essa Formação será abordada no próximo item); e Formação Curiri, composto por folhelhos, siltitos e diamictitos de ambiente peri-glacial, de idade fameniana; Oriximiná, constituída por depósitos arenosos fluviais regressivos, neo-fameniano/tournaisianos.

A Sequência Neoviseana, por sua vez, é representada pela Formação Faro, sendo composto por arenitos flúvio-deltaicos e litorâneos, com influência de tempestades (Cunha *et al.*, 2007).

Por fim, a sequência Pensilvaniano-Permiano corresponde a um novo ciclo transgressivo-regressivo, sendo representado pelo Grupo Trombetas, corresponde às seguintes Formações: Monte Alegre são registrados arenitos eólicos, intercalados por pelitos lacustres e de interdunas; Formação Itaituba, composta por carbonatos e sedimentos plataformais; Nova Olinda, constituído por evaporitos e arenitos *sabkha*. A fase final desse ciclo é representada por sedimentos clásticos avermelhados eo-permianos da Formação Andirá que assegura a fase de continentalização da bacia, relacionada, possivelmente à Orogenia Tardi-Herciniana e fetivo rebaixamento eustático do nível do mar (Cunha *et al.*, 1994; 2007).

3.1.3 Formação Barreirinha

A Formação Barreirinha corresponde a porção basal do Grupo Curuá (Fig. 3), o qual se enquadra na sequência Devoniana-Tournaisiana, que teve a sua fase inicial de deposição associada à rápida subida relativa do nível do mar, e é representada por espessa seção de folhelhos negros, betuminosos que estão associados a máxima transgressão atingida pela bacia, durante o Frasniano (Cunha *et al.*, 2000).

A inundação mesodevoniana (Eifeliano/Givetiano) na Plataforma Sul-Americana permitiu o desenvolvimento da Bacia do Amazonas, registrando a acumulac o de uma ampla

variedade de organismos (Almeida & Carneiro, 2004), o que facilitou o posterior desenvolvimento dessa Formação no Devoniano Superior, permitindo a acumulação e preservação de matéria orgânica em um ambiente de plataforma marinha, associada à colonização de zonas bentônicas na bacia (Cunha, 2000).

Segundo Gonzaga *et al.* (2000), as condições termais adequadas para que a Formação Barreirinha desse início à geração, foram sucedidas no depocentro da bacia entre o Carbonífero e o Permiano, uma vez que grande parte da expulsão ocorreu entre o Permiano e Triássico. Em relação aos diques e soleira de diabásio, estes atuaram como redutores de porosidade, sendo responsáveis pelo processo de supermaturação apenas na porção leste da bacia, onde intrudiram a seção devoniana.

Cunha *et al.* (1994) divide essa Formação em três membros: Abacaxis, Urubu e Ururiá. O Membro Abacaxis é constituído por folhelhos negros a cinza-escuros, físseis e carbonosos (Loboziak *et al.*, 1997; Cunha *et al.*, 2007), caracterizado por ser a porção que apresenta o maior potencial gerador de hidrocarbonetos na Bacia do Amazonas. A preservação do alto conteúdo de matéria orgânica está vinculada à Superfície de Inundação Máxima (SIM). O Membro Urubu corresponde ao terço médio, e apresenta folhelhos cinza-escuros, pouco físseis, com menor conteúdo de matéria orgânica e níveis subordinados de siltitos (Cunha *et al.*, 2007). O ambiente deposicional associado é marinho distal, levemente regressivo ou progradacional. Sendo a porção superior da Formação Barreirinha, o Membro Ururiá é composto por folhelhos cinza-escuros a claros e siltitos, sendo o ambiente deposicional marinho francamente regressivo (Melo; Loboziak, 2003).

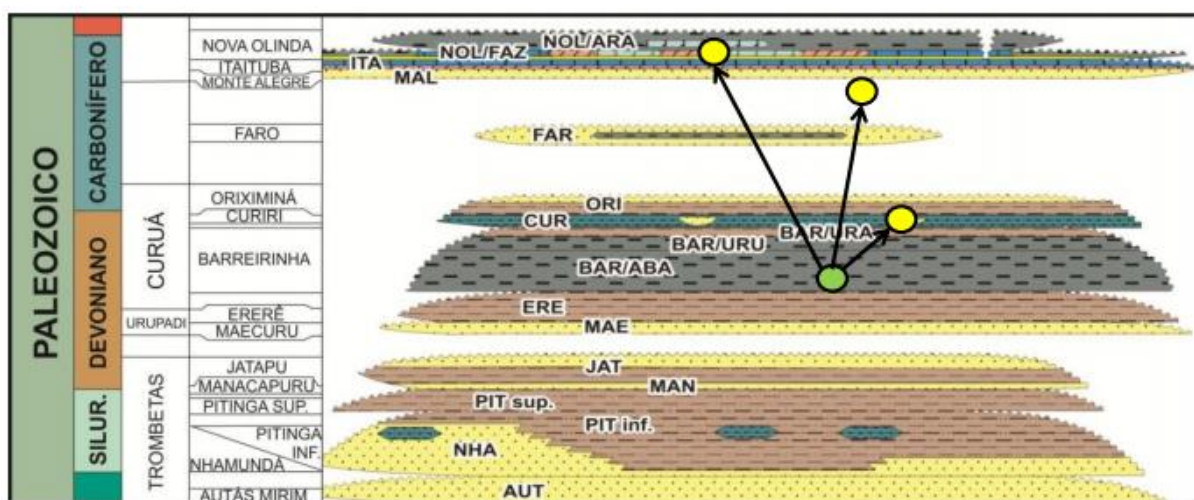


Figura 3 Corte da carta estratigráfica da Bacia do Amazonas (Cunha *et al.*, 2007).

3.2 Materiais e Métodos

Considerando as informações supracitadas sobre os folhelhos da Formação Barreirinha ser considerados como uma rocha potencialmente geradora, para a aplicabilidade do estudo, foram coletadas verticalmente a cada 1 m, amostras da porção basal, porção intermediária e do topo do afloramento com 2 m de altura, localizado no estado do Pará (coordenadas: 04°22'49.1" S; 56°08'37.5" W; 11 m de elevação), conforme mostra a figura 4.

Mapa de Localização

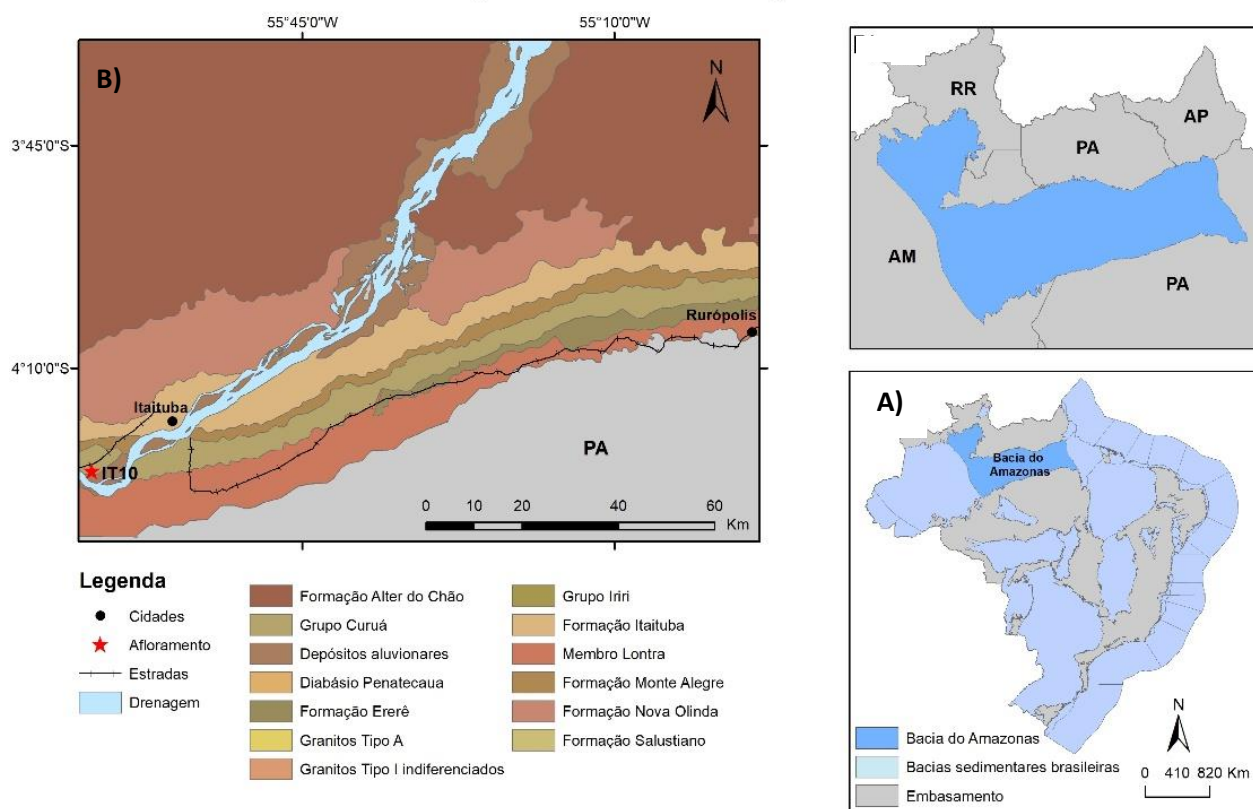


Figura 4 Mapas localização (A) e geológico (B) da área de estudo (Góes, 2021).

Essas amostras foram catalogadas e identificadas como AMO-1 (base), AMO-2 (porção intermediária) e AMO-3 (topo), e levadas para análise no Laboratório de Estudos do Petróleo (LEPETRO), Instituto de Geociências da Universidade Federal da Bahia, seguindo todos os protocolos analíticos das metodologias para o presente estudo e que estão sumarizadas no item a seguir.

3.2.1 Procedimento analítico

Na geoquímica orgânica, inicialmente, efetuou-se a determinação do Carbono Orgânico Total (COT) e Resíduo Insolúvel (RI). Para tanto, cerca de 1g de cada amostra foi triturada e peneirada a 80 *mesh* e foram descarbonatadas através de sucessivo ataque com ácido clorídrico (HCl) para a remover a fração carbonática. Essas amostras foram lavadas com água destilada para remoção de eventuais resíduos de ácido e, em seguida, foram secas em estufa com temperatura a aproximadamente 80°C por 2 horas. No final, o resultado de RI é definido a partir da fração não eliminada pelo tratamento ácido, permanecendo a fração siliciclástica. As amostras descarbonatadas foram inseridas no Analisador Elementar LECO 628CN para a quantificação do COT. A seguir, para determinar o teor de enxofre total, cerca de 100 mg da amostra não descarbonatada foi analisada no módulo LECO 628S.

Para a pirólise *Rock-Eval*, foi reservado cerca de 100 mg de cada amostra, que foram peneiradas a 80 *mesh* para serem analisados no pirolisador obtendo parâmetros geoquímicos picos S₁, S₂, S₃ e T_{máx}, conforme o procedimento proposto por Espitaliè *et al.* (1977).

Para a análise de palinofáceis, foram utilizados os padrões estabelecidos por Tyson (1995) e Mendonça Filho *et al.* (2010). Esta etapa consiste na remoção da matriz mineralica através de sucessivos ataques com ácidos fortes, a fim de ter como produto o resíduo insolúvel também chamado de querogênio. Para tanto, as 3 amostras (individualizadas) de rocha foram maceradas e peneiradas em malhas de 2,8 e 1,0 mm, e em seguida pesou-se cerca de 20g que ficaram retidas na peneira de 1,0 mm, posteriormente foram tratadas quimicamente com ácido clorídrico (HCl) a 32% para a remoção da matriz carbonática e ácido fluorídrico (HF) a 40% para a remoção da fração siliciclástica. Após essa etapa do isolamento de querogênio, foram preparadas com o concentrado do querogênio, um total de 9 lâminas palinofaciológicas, triplicata de cada amostra, que foram analisadas em microscópio petrográfico *Zeiss* modelo A2m em módulo de luz branca transmitida e luz azul incidente com o intuito de avaliar quantitativamente (contagem de 300 partículas) e qualitativamente (identificação das partículas) os constituintes macerais (vide apêndice A).

3.3 Resultados e Discussões

Na geoquímica orgânica, os resultados das análises elementares de COT, enxofre total, RI, IH, IO e IP são apresentados na tabela 1. Para palinofácies, as análises quantitativas dos

constituintes do querogênio foram realizadas para definir e caracterizar a matéria orgânica. Nesta classificação, os dados percentuais relativos das partículas foram obtidos através da contagem de até 300 partículas (Tyson, 1995; Mendonça filho, 1999).

3.3.1 Geoquímica orgânica (COT, Enxofre Total, Resíduo Insolúvel, Pirólise Rock-Eval)

Conforme os dados apresentados na Tabela 1, os valores de COT para as amostras em estudo foram 1,16%, 3,41% e 6,59% o que corresponde a quantidade mínima necessária (> 1% em peso) para a classificar os folhelhos como rocha geradora de hidrocarbonetos. A oscilação desses valores sugere diferentes condições de deposição e preservação da matéria orgânica ao longo do afloramento. Trabalhos realizados nessa área de estudo, a salientar os descritos por Calderón (2017) e Garcia (2014), apresentaram teores de COT > 3% e < 1%, e COT variando de 1,43% a 8,39%, respectivamente.

Tabela 1 Resultados geoquímicos do presente estudo. Amostras da base (AMO-1), meio (AMO-2) e topo (AMO-3) do afloramento.

	AMO - 1	AMO - 2	AMO - 3
COT - LECO (%)	3,41	1,16	6,59
Enxofre Total (%)	2,6	2,1	0,61
S1 (mg/g)	0,27	0,08	0,43
S2 (mg/g)	12,71	4,23	27,74
S3 (mg/g)	0,84	0,13	1,21
Tmáx (°C)	430	434	430
IH	334	294	389
IO	22	9	17
RI (%)	99,93	99,91	99,94
IP (S1/S1+S2)	0,021	0,018	0,015

Os teores de enxofre, apresentados na tabela 1, correspondem a valores que podem associar ao enxofre incorporado nos sedimentos, o qual é resultado da ação de bactérias redutoras de sulfato presente na coluna de água livre de oxigênio sobre a matéria orgânica. E no geral, esses valores elevados são indicativos de deposição em ambientes anóxicos (Berner, 1984). São nesses ambientes que ocorrem a maior preservação da matéria orgânica quando comparado em ambientes óxicos isto porque há uma redução da degradação de organismos

aeróbicos. Portanto, altos valores de enxofre (oscilando 3% ou mais) pode indicar uma maior preservação da matéria orgânica para gerar hidrocarbonetos.

Werne *et al.* 2003 sugere uma alternativa para o enxofre incorporado na matéria orgânica, é que este pode ser derivado de enxofre elementar e de polissulfetos. Vale ressaltar que uma porcentagem do enxofre no querogênio é derivada diretamente da biomassa da qual se formou, proveniente de moléculas como aminoácidos e proteínas de algas e bactérias. Conforme observado na figura 5, os teores de enxofre mostraram que todas as amostras são de ambiente marinho a euxínico. Isso é corroborado com o que é descrito por Cunha *et al.* (2007), no qual os seus estudos de amostras de folhelhos devonianos da Bacia do Amazonas sugeriram depósito sob regime de sedimentação condensada em ambiente marinho distal e euxínico.

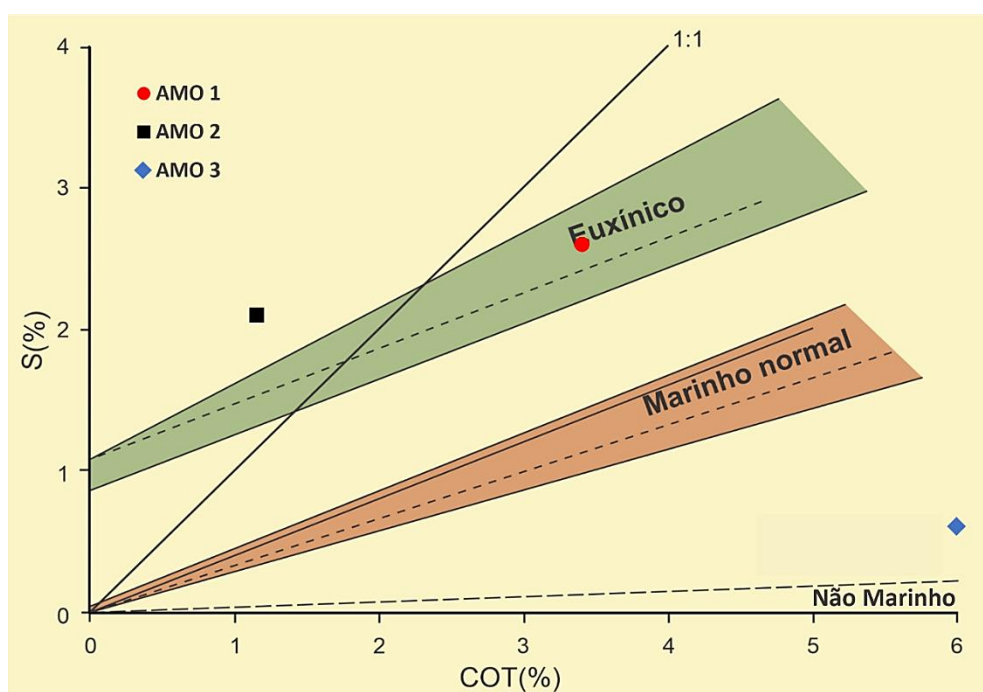


Figura 5 Relação entre os teores de enxofre e COT para os aspectos paleoambientais de deposição da matéria orgânica. Amostras da porção basal (AMO-1), porção intermediária (AMO-2) e topo (AMO-3) do afloramento em estudo.

Quanto ao Resíduo Insolúvel, os valores de RI obtiveram valores de 99% (tabela 1) em todas as amostras representando uma sedimentação predominantemente siliciclástica (valores maiores que 70% são representados por folhelhos com pouco carbonato associado).

Com relação a qualidade da matéria orgânica, seguindo as interpretações propostos por Peters e Cassa (1994), foi possível observar as variações dos parâmetros geoquímicos do COT, do potencial gerador (S_2), do índice de hidrogênio (IH) e da $T_{m\acute{a}x}$ (Fig. 6).

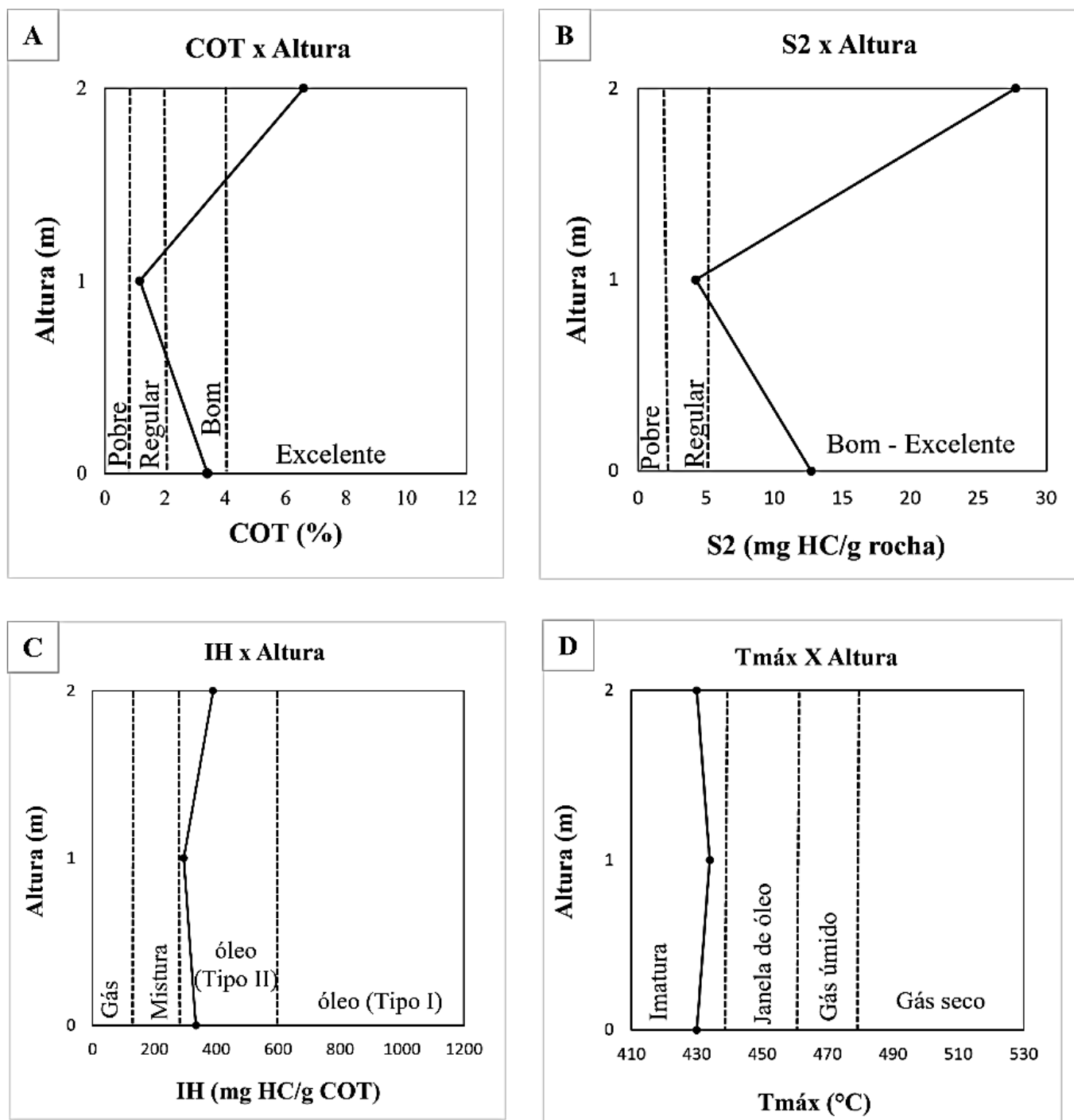


Figura 6 Resultados da pirólise Rock-Eval avaliados através dos parâmetros geoquímicos (Autora, 2021).

Os resultados obtidos pela pirólise *Rock-Eval* são usados para indicar a qualidade da rocha geradora. Desse modo, o parâmetro S_2 representa o potencial gerador e corresponde à quantidade de hidrocarbonetos liberados pelo querogênio (em mg HC/g de rocha), com valores oscilaram de 4,23, 12,71 e 27,74 mg HC/g de rocha (tabela 1). Duas amostras de rocha apresentaram bom a excelente potencial gerador, ou seja, valores ≥ 5 mg HC/g de rocha (Peters & Cassa, 1994), conforme a figura 6B. A afirmativa corrobora com o estudo feito por Garcia (2014) que encontrou valores variando de 4,0 a 17,76 mg HC/g de rocha, qualificando a rocha como boa a excelente geradora.

Quanto à $T_{m\acute{a}x}$ no qual ocorre o craqueamento do querogênio na pirólise (Fig. 6D), obteve comportamento uniforme na faixa imatura ($T_{m\acute{a}x} < 435$ °C) em todas as amostras com valores de 430 e 434 °C (Tabela 1). Calderón (2017) cita valores abaixo de 440°C indicando também imaturidade termal. O estágio de evolução térmica também pode ser avaliado através do Índice de Produção (IP), que foi obtido através da correlação entre os picos S_1 e S_2 , como apresentado na tabela 1, os valores de IP são menores que 0,1 correspondendo rochas termicamente imaturas (Espitalié *et al.*, 1985). Isso significa que não houve influência térmica adicional, seja por soterramento ou essa porção do afloramento não sofreu efeito das intrusivas ígneas (magmatismo Penetecaua), para entrar na janela de geração.

Já o tipo de matéria orgânica foi avaliado por meio de valores propostos por Peters & Cassa (1994) para o IH, o qual é obtido através do cálculo entre o pico S_2 e COT. Conforme mostra o diagrama do tipo Van Krevelen, figura 7, foi possível observar que as amostras apresentaram querogênio do tipo II, o qual é derivado de componentes de origem marinha, baixos valores de hidrogênio, mas ainda adequado à formação de grandes volumes de hidrocarbonetos. Possui potencial intermediário para óleo e gás, e está associado ao ambiente deposicional marinho (Tissot & Welte, 1984).

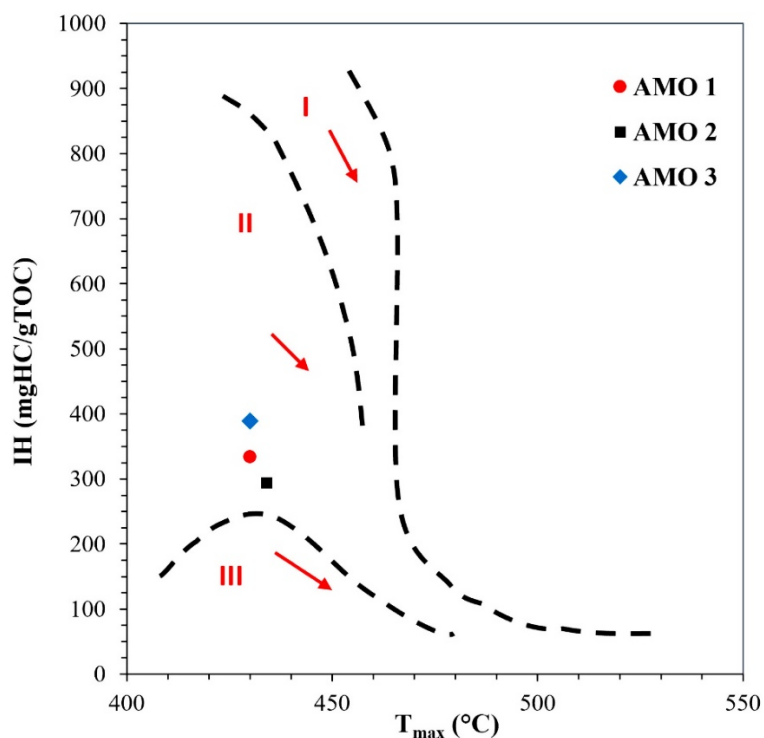


Figura 7 Diagrama tipo Van Krevelen (Adaptado de Espitalié et al., 1985).

Em suma, os resultados aqui apresentados, puderam fornecer informações sobre o potencial gerador, da imaturidade termal e do ambiente de deposição dos folhelhos, o qual são de origem marinha e foram depositados em condições anóxicas.

3.3.2 Palinofácies

Através das lâminas palinológicas de cada afloramento, foi realizada uma análise quantitativa (contagem de 300 partículas) e qualitativa do querogênio (identificação das partículas e estágio de preservação).

3.3.3 Análise quantitativa e qualitativa dos componentes orgânicos

Foi possível reconhecer e identificar, através da microscopia de luz branca transmitida e ultravioleta incidente (UV)/azul violeta, três grupos de querogênio: palinomorfos, matéria orgânica amorfa (MOA) e fitoclastos. O resultado quantitativo dos componentes orgânicos apresentou valores percentuais distribuídos ao longo do afloramento, conforme ilustrado na tabela 2. Nesse contexto, ocorre predominância de MOA e palinomorfos, e quantidades

subordinadas de fitoclastos ($\leq 1\%$) impossibilitando a realização da reflectância de vitrinita para avaliar a evolução termal.

Tabela 2 Resultado quantitativo das análises visuais dos componentes orgânicos. Amostras da base (AMO-1), meio (AMO-2) e topo (AMO-3).

	Amostra	AMO-1	AMO-2	AMO-3
MOA		92%	12%	90%
Fitoclastos	Opaco	1%	0%	0%
	Não Opaco	0%	1%	1%
	Total	1%	1%	1%
Palinomorfos	Esporo	0%	0%	0%
	<i>Botryococcus</i>	0%	0%	0%
	Acritarca	1%	0%	0%
	Prasinófitas	7%	79%	6%
	Zoomorfo	0%	8%	3%
	Total	8%	88%	10%

A alta abundância de matéria orgânica amorfa corresponde à alta preservação em áreas com condições redutoras e de baixa energia, especialmente aqueles afastados de áreas de atividades flúvio-deltaicas que estão associadas com processo de diluição por esporomorfos e fitoclastos (Tyson 1987, 1989, 1993; Bustin, 1988). É válido ressaltar que o estado de preservação da matéria orgânica amorfa é importante na caracterização de condições deposicionais e na determinação do potencial de hidrocarbonetos, podendo ser avaliada através da microscopia utilizando luz fluorescente azul (Abreu, 2005).

Na lâmina, sob o módulo de luz branca transmitida, a matéria orgânica amorfa (Fig. 8) apresenta-se dispersa e em forma de grumos, com cor que varia desde castanho-claro a castanho-escuro. Quando submetida à luz ultravioleta, não apresenta fluorescência, podendo indicar pouca ou nenhuma preservação desse constituinte orgânico.

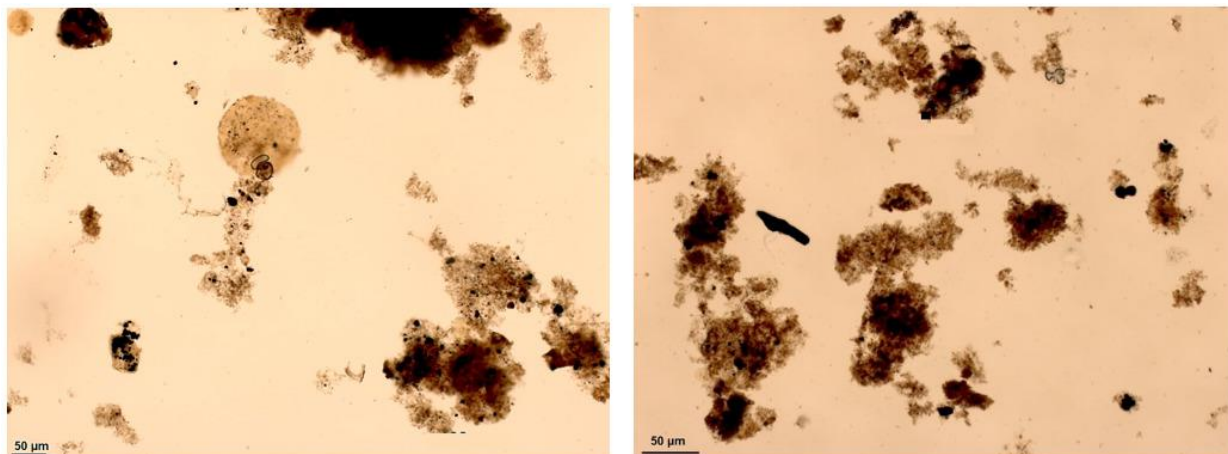


Figura 8 Fotomicrografia da matéria orgânica amorfa em luz branca transmitida. Amostras da base (AMO-1) e topo (AMO-3) do afloramento (Autora, 2021).

Os elementos que correspondem ao grupo dos palinórfos são representados por prasinófitas, zoomorfos e esporórfos, porém, não foram encontrados nas lâminas inviabilizando o estudo da maturação térmica através do Índice de Coloração de Esporos (ICE). As prasinófitas são caracterizadas por apresentarem, quando submetidas à luz ultravioleta, alta fluorescência. No grupo supracitado, foram identificados predominantemente as espécies *Maranhites brasiliensis* e *Maranhites mosesii* (representando as prasinófitas), Acritarcos, e zoomorfos, tais como Quitinozóários e Escolecondontes.

O grupo dos palinórfos, representados por prasinófitas, ocorrem em percentuais variados nas lâminas, especialmente em intervalos disóxico-anóxicos com baixas taxas de acumulação de sedimentos siliciclásticos (Tyson, 1995). Em suma, de acordo com Tyson (1993), os percentuais elevados de microplâncton de parede orgânica marinho geralmente ocorrem em áreas distantes de fontes flúvio-deltaicas. Nas lâminas, sob o modo de luz transmitida, as prasinófitas e os zoomorfos apresentam-se, de maneira geral, preservadas (Fig. 9).

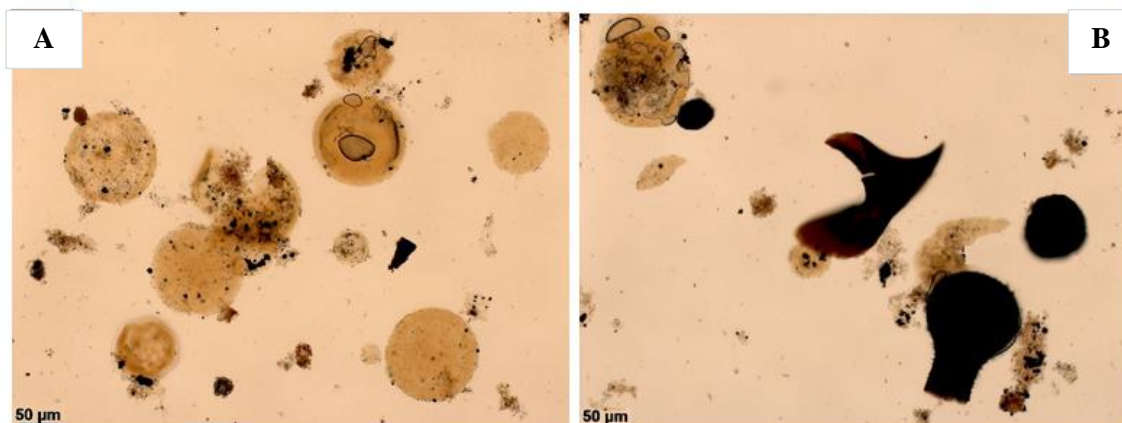


Figura 9 Fotomicrografia dos palinórfos em luz branca transmitida das amostras estudadas. A) Prasinófitas; B) Escolecondonte e quitinozoário. Amostras da porção intermediária (AMO-2) do afloramento (Autora, 2021).

Os palinórfos (prasinófitas e acritarcos) apresentam grau de fluorescência alta, variando de amarelo a verde claro, indicando preservação desses componentes.

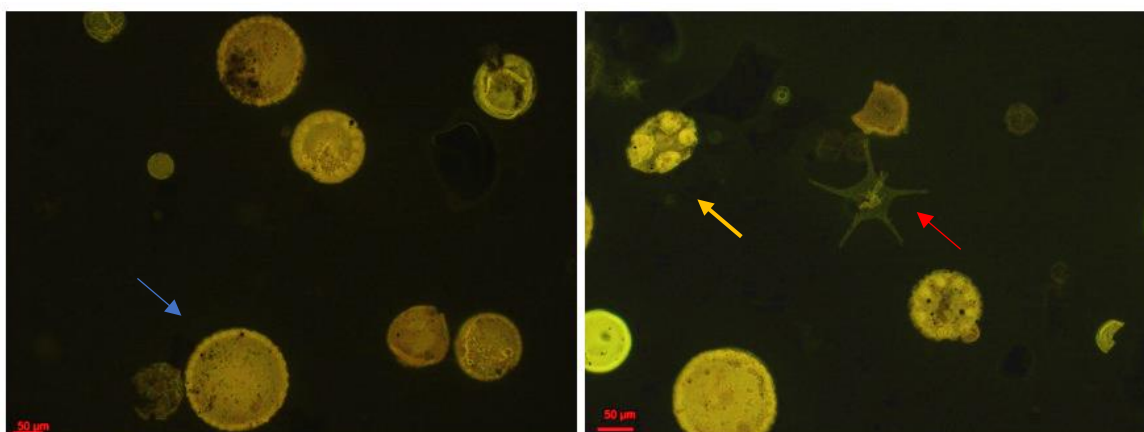


Figura 10 Fotomicrografia das prasinófitas em luz azul incidente. Em destaque *Maranhites brasilienses* (indicado pela seta azul), *Maranhites mosesii* (indicado pela seta amarela) e Acritarco (indicado pela seta vermelha) (Autora, 2021).

Em suma, as análises visuais do querogênio, quantitativamente, mostraram um material orgânico particulado constituído, principalmente, por elementos de origem marinha (corroborando com os resultados geoquímicos desse estudo). O estado de preservação foi avaliado utilizando-se os critérios ópticos, por meio da intensidade de fluorescência e resultado permitiu identificar a ocorrência de matéria orgânica amorfa com ausência de fluorescência e essa característica pode indicar um baixo estágio de preservação, devido a condições deposicionais ou pós-deposicionais. Por sua vez, os zoomorfos não possuem fluorescência

natural, enquanto as prasinófitas apresentaram alta fluorescência indicando que houve preservação.

3.3.4 *Paleoambiente deposicional*

O comportamento deposicional dos constituintes da matéria orgânica permite fazer inferências sobre as condições do paleoambiente apresentadas nas tendências deposicionais dos grupos e subgrupos da matéria orgânica (Tyson, 1995; Mendonça Filho *et al.* 2011).

Tyson (1989, 1993, 1995) propôs diagramas de forma que os componentes que são indicadores de maior proximidade terrestre (proximais/terrestres) são colocados no ápice dos diagramas. No vértice inferior esquerdo, são colocados os componentes que apresentam uma associação positiva com ambientes distais ou redutores.

As duas amostras estão delimitadas no campo IX (Fig. 11), sugerindo ambiente deposicional de bacia distal em condição subóxia-anóxica, apenas uma amostra está no campo V determinada como plataforma óxia dominada por lama (“plataforma distal”). Tyson (1995) define este ambiente como depósitos de águas profundas ou depósitos de condições de coluna d’água estratificada ou sedimentos de bacia faminta com aporte de MOA dominante, baixo conteúdo de palinomorfos, frequentemente rico em alginitas.

Vale a pena ressaltar que, as amostras denominadas como AMO 1 e AMO 3 que estão plotadas no campo IX são aquelas ricas em MOA (Tab. 2), enquanto a amostra AMO 2, do qual possui um alto conteúdo de palinomorfos, estão no campo V. Esse comportamento pode ser resultado de uma possível oscilação do nível do mar durante a deposição dos sedimentos ao longo do afloramento, ou seja, em sua parte basal houve um rebaixamento do nível do mar correspondente à alta concentração de matéria orgânica amorfa e baixo concentrado de componentes marinhos, na porção média do afloramento (AMO 2), por sua vez, ocorre o aumento de microplânctons marinhos sugerindo a subida do nível do mar, e em direção ao topo (AMO 3) ocorre um novo rebaixamento do nível do mar observado pela diminuição dos palinomorfos, diante do aumento da MOA.

Portanto, essas oscilações podem indicar uma inundação máxima ocorrido no Frasniano recorrente do aumento abrupto de palinomorfos marinhos, também conhecido como “*Maranhites Event*” (Daemon *et al.*, 1967; Paris *et al.*, 1996; Trindade *et al.*, 2015), conforme

observado a presença de prasinófitas (*Maranhites brasiliensis* e *Maranhites mosesii*) nas lâminas no presente estudo.

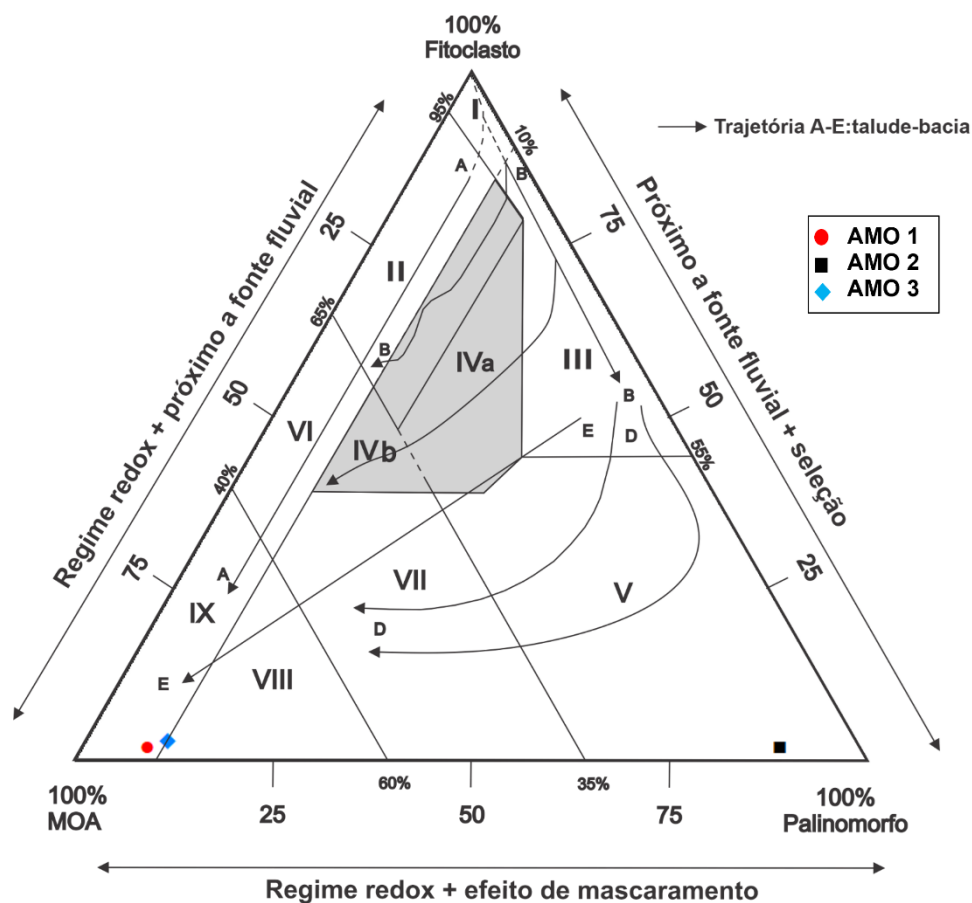


Figura 11 Diagrama ternário adaptado de Tyson (1995) como indicativo do paleoambiente deposicional da matéria orgânica das amostras em estudo.

Através das análises quantitativa e qualitativa, além do diagrama ternário, foi possível identificar o paleoambiente como sendo marinho distal com pouca ou nenhuma contribuição terrestre, associado a anoxia que favoreceu a preservação da matéria orgânica, nesse caso, apenas dos palinórfos e acritarcos, que está vinculado a uma grande transgressão marinha na Bacia do Amazonas (Caputo, 1984). Somado a isso, como foi supracitado, o alto conteúdo de matéria orgânica amorfa está relacionado especialmente aqueles afastados de áreas de atividades flúvio-deltaicas, sendo que este componente orgânico é facilmente degradado quando exposto a condições aeróbicas. Logo, a preservação de um conteúdo elevado de matéria orgânica está vinculada à Superfície de Inundação Máxima (SIM) da sequência Devoniano - Tournaisiana de segunda ordem (Cunha, 2000).

2.12 Conclusões

O estudo das amostras coletadas de folhelhos, apresentaram sedimentação siliciclástica, com altos teores de carbono orgânico total e enxofre, refletindo boas a excelentes condições de produção e preservação da matéria orgânica.

Na geoquímica, a partir dos valores de IH e IO, pode-se caracterizar a matéria orgânica como sendo predominantemente do Tipo II de origem marinha adequado para a geração de gás e condensado. Possui alto potencial o qual é caracterizado por elevados valores de COT e IH, porém, não houve geração natural devido ao baixo grau de maturação térmica como apontam os valores de T_{máx} e IP, classificando a rocha como imatura. Essa imaturidade deve-se ao fato de que não houve incremento de temperatura que estaria associada ao efeito das intrusivas para que a rocha entrasse na janela de geração.

Na palinofácies, as análises visuais do querogênio mostraram um material orgânico particulado constituído, principalmente, por elementos de origem marinha. Quantitativamente, foram observados alta concentração de matéria orgânica amorfa, seguido por palinomorfos (prasinófitas, acritarcos e zoomorfos) e de maneira subordinada ou quase ausente, os fitoclastos. Os elevados percentuais de matéria orgânica amorfa sugerem condições ambientais de baixa energia com pouca circulação de águas oxigenadas ou com a coluna d'água estratificada. Quanto ao estágio de preservação, avaliado através da fluorescência da MOA, indicaram baixo estágio de preservação desse componente, devido a condições deposicionais ou pós-deposicionais, enquanto os palinomorfos e acritarcos apresentaram alta fluorescência indicando boa preservação.

Levando-se em consideração esses aspectos e a compilação das técnicas de geoquímica orgânica e microscópicas, pode-se concluir, portanto, que o paleoambiente deposicional dos folhelhos da Formação Barreirinha é marinho distal e euxínico, conforme exposto na relação entre o COT e o teor de enxofre, corroborado com os componentes orgânicos palinológicos, e com as respostas no diagrama ternário que definiu uma bacia distal em condição sub-óxica. Isso está alinhado ao que foi proposto por Calderón (2017), definindo sedimentação em ambiente marinho profundo em condições anóxicas, caracterizado por eventos transgressivos durante o Devoniano Superior da Bacia do Amazonas.

Agradecimentos. Os autores agradecem o apoio da Shell Brasil por meio do projeto “Programa GEOQPETROL – Fase 2 – Caracterização Molecular Avançada – Projeto PS” desenvolvido na “Universidade Federal da Bahia” e a importância estratégica do apoio prestado pela ANP através do compromisso de investimentos com Pesquisa e Desenvolvimento; ao Programa Permanecer, pela concessão da bolsa de permanência, e ao LEPETRO/Universidade Federal da Bahia (UFBA), pela infraestrutura laboratorial concedida.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abreu, D. M. 2005. *Caracterização dos componentes orgânicos particulados em seções devonianas da Bacia do Parnaíba*. 2005. Rio de Janeiro, 156p. Dissertação de mestrado, Curso de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Ahr, W. M. *Geologia de reservatórios de carbonato: a identificação, descrição e caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos em rochas carbonáticas*. 2008. s.l: Copyright © 2008 John Wiley & Sons, Inc.
- Al- Hajeri, M. M., Al Saeed, M., Derks, J., Fuchs, T., Hantschel, T., Kauerauf, A., Neumaier, M., Schenk, O.; Tessen, N.; Welte, D.; Wygrala, B.; Kornpohl, D.; Peters, K. Basin and petroleum system modeling. 2009. *Oilfield Review*, 21(2):14-29.
- Almeida, F. & Carneiro, C. 2004. Inundações marinhas fanerozóicas no Brasil e recursos minerais associados. In: Mantesso V., Bartorelli A., Carneiro C., Brito B. *Geologia do Continente Sul-Americano: evolução da obra de Fernando Flávio Marques de Almeida*. São Paulo: Beca, p. 43-58.
- Almeida, F.F.M. 1967. Origem e evolução da plataforma brasileira. Rio de Janeiro, Departamento Nacional da Produção Mineral. *Boletim da Divisão de Geologia e Mineralogia*, n. 241, 36p.
- ANP. agência nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis. 2018. *RANP 725 - 2018*. S.I: Anp, 20p.
- Atfy, H. E, Abeed, Q., Uhl, D. 2016. Palynology, palynofacies analysis, depositional environments and source rock potential of Lower Cretaceous successions in southern Iraq. *Marine and Petroleum Geology*, n. 76, p. 362-376.
- Bender, R. R. 2017. *Palinofácies e interpretação paleoambiental das Formações Rio Bonito e Palermo, Permiano inferior (poço cbm001-st-rs) do Rio Grande do Sul*. Porto Alegre, 57p. Relatório final, Curso de Geologia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Berner, R. A. 1989. Biogeochemical cycles of carbon and sulfur and their effect on atmospheric oxygen over phanerozoic time. *Global and Planetary Change*, v. 1, n. 1, p. 97-122.
- Berner, R. A. 1984. Sedimentary pyrite formation: an update. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 48(4): 605-615.
- Brassell, S. C. et al. 1986. Isoprenoid thiophenes: novel products of sediment diagenesis? *Nature*, v. 320, n. 6058, p. 160-162.
- Bustin, R.M. 1988. Sedimentology and characteristics of dispersed organic matter in Tertiary Niger Delta: origin of source rocks in a deltaic environment. *American Association of Petroleum Geologists Bull*, v. 72, p. 277-298.
- Calderón, S. M. 2017. *Geoquímica Orgânica da Formação Barreirinha, Devoniano Superior da Bacia do Amazonas, Município de Rurópolis, PA: Implicações paleoambientais e avaliação do potencial gerador de hidrocarbonetos*. Belém, 102p. Dissertação de mestrado, Curso de Geologia e Geoquímica, Universidade Federal do Pará.
- Caputo, M.V. 1984. *Stratigraphy, Tectonics, Paleoclimatology and Paleogeography of Northern Basins of Brazil*. Santa Barbara, Califórnia University. 586p. (PhD Thesis).

Coelho, A. C. M. Q., Antonioli, L., Dino, R., Portela, H. A. 2014. Avaliação do potencial gerador de petróleo da seção Aptiana-Albiana da Bacia de Sergipe, integrando análises palinofaciológicas e dados de geoquímica orgânica. *Revista Brasileira de Geociências*, v. 44, n. 4, p. 579-595.

Combaz, A. 1964. Les palynofacies. *Revue de Micropaléontologie*, 7:205-218.

Cunha, P. R. C., Melo, J.H, Silva, O. 2007. Bacia do Amazonas. *Boletim de Geociências da Petrobrás*, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, p.227-251.

Cunha, P. R. C. 2000. *Análise estratigráfica dos sedimentos eo/mesodevonianos da porção ocidental da Bacia do Amazonas sob a ótica da estratigrafia de seqüências no interior cratônico*. Porto Alegre, 342p. Dissertação de mestrado, Curso de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Cunha, P.R.C., Gonzaga, F.G., Coutinho, L.F.C, Feijó, F.J. 1994. Bacia do Amazonas. *Boletim de Geociências da Petrobrás*. Rio de Janeiro, Brasil, v.8, n.1, p. 47-55.

Chiarelli, M. I. 1982. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Daemon, R.F., Quadros, L.P., Silva, L.C. 1967. Devonian Palynogy and Biostratigraphy of the Paraná Basin. *Boletim Paranaense de Geociências*, 21/22: 99-132.

Durand, B. 1980. Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen, *In: Durand B. (ed.) Kerogen: Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Editions technip*, Paris, p. 13-34.

Dow, W.G. 1977. Kerogen studies and geological interpretation. *Journal of Geochemical Exploration*, 7:79-9.

Espitalié, J. et al. 1977. Méthod rapide de caractérisation des roches mères, de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Rev. Inst. Français Pétrol.*, v. 32, p. 23-43, 1977.

Ferreira, A. et al. 2015. Bacia do Amazonas: Sumário Geológico e setores em ofertas. S.I: Anp. Superintendência de Definição de Blocos - SDB.

Ferreira, J. A. 2009. Variação organofaciológica da sequência Cenomaniana-Turoniana da Bacia de Pernambuco. Recife, 172p. Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Pernambuco.

Garcia, P. H. V. 2014. *Geoquímica Orgânica das Formações Ererê, Barreirinha e Curiri (meso e neo devoniano) em dois poços na porção oeste da Bacia do Amazonas*. Rio de Janeiro, 84p. Dissertação de mestrado, Curso de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Gonzaga, F. G., Gonçalves, F. T. T., Coutinho, L. F. C. 2000. Petroleum Geology of the Amazon Basin, Brazil: modeling of hydrocarbon generation and migration. *In: Melo, M. R.; Katz, B. J. (Ed.). Petroleum Systems of South Atlantic Margins. AAPG Memoir 73*, p. 159 -178.

Hunt, J. M. *Petroleum Geochemistry and Geology*. 1995. Ed. Freeman, 2 ed., 743p.

Jansonius, J. & McGregor, D.C. 2002. *Palynology: Principles and Applications*. American Association of Stratigraphic Palynologists Foundation, Dallas.

Lemini, J. A. 2009. *Fácies orgânicas de uma sucessão sedimentar cretácea da Bacia de Sousa, PB, Brasil*. 2009. Rio de Janeiro, 113p. Dissertação de mestrado, Curso de Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Ludwing, G. 1964. Nova divisão estratigráfica e correlação faciológica por meio de pequenas estruturas internas dos sedimentos silurianos e devonianos da Bacia do Médio Amazonas. *Ciência-Técnica-Petróleo*, Rio de Janeiro, 1: 1-72.

- Machado, J. P. O. 2019. Avaliação do potencial shale gas dos poços 1-ogx-77-ma e 1-ogx-110-ma da Formação Pimenteiras, Bacia do Parnaíba. Niterói, 80p. Monografia, Curso de Geofísica, Universidade Federal Fluminense.
- Magoon, L.B. & Dow, G. 1994. *The petroleum system — from source to trap*. AAPG Memoir 60, 655p.
- Melo, J.H.G. & Loboziak, S. 2003. Devonian – Early Carboniferous miosporo biostratigraphy of the Amazon Basin, Northern Brazil. *Palaeobotany and Palynology*, (124); 131-202.
- Mendonça Filho, J.G., Menezes, T.R., Mendonça, J.O., Oliveira, A.D., Silva, T.F., Rondon, N.F., Silva, F.S. 2012. Organic Facies: Palynofacies and Organic Geochemistry Approaches. In: Panagiotaras, D. (ed.). *Geochemistry: Earth's system processes*. IntechOpen, p. 211-248.
- Mendonça Filho, J.G., Menezes, T.R., Mendonça, J.O. 2011. Organic Composition (Palynofacies Analysis). In: Flores, D. & Marques, M. (eds.). *International Committee for 178 Coal and Organic Petrology Training Course on Dispersed Organic Matter*. Universidade do Porto, p. 33-81.
- Mendonça Filho, J.G., Chagas, R.B.A., Menezes, T.R., Mendonça, J.O., Silva, F.S., Sabadini-Santos, E. 2010. Organic Facies of the Oligocene lacustrine system in the 180 Cenozoic Taubaté Basin, Southern Brazil. *International Journal of Coal Geology*, 84:166-178.
- Mendonça Filho, J.G.; Carvalho, M.A. & Menezes, T.R. 2002. Palinofácies. In: T.L. Dutra (org.) *Técnicas e procedimentos de trabalho com fósseis e formas modernas comparativas*, Editora Unisinos, p. 20-24.
- Mendonça Filho, J.G. 1999. *Aplicação de estudos de palinofácies e fácies orgânica em rochas do Paleozóico da Bacia do Paraná, Sul do Brasil*. Porto Alegre, 338p. Tese de doutorado, Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Menezes, T.R., Filho, J.G.M., Araújo, C.V., Souza, I.V.A.F., Mendonça, J.O. 2008. Fácies orgânica: conceitos, métodos e estudos de casos na indústria do petróleo. *Rev. Bras. Geoc.*, 38(2):80-96.
- 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. *Brazilian Journal Of Geophysics*, S.L, v. 18, n. 3, p. 1-46. 2001.
- Neves, C.A.O., Campos, J.N.P., Arana, J., Teixeira, L.B., Rodrigues, R., Triguís, J.A. 1989. Integração Geológica e Exploratória da Bacia do Amazonas. Manaus, Brasil – Petrobras/DEPEX – *Relatório Interno*.
- Paiva, G. 1955. O Petróleo de Nova Olinda. *Carta Mensal do Conselho Técnico da Confederação Nacional do Comércio*, Rio de Janeiro, p 36-44.
- Paris, F., Girard, C., Feist, R., Winchesterseeto, T. 1996. Chitinozoan bio-event in the Frasnian-Famennian boundary beds at La Serre (Montagne Noire, Southern France). *Paleogeography, Paleoclimatology, Paleoecology*, 121: 131-145.
- Parra, C. J. O. 2012. *Caracterização geoquímica através de biomarcadores de amostras de afloramentos da Formação Pimenteiras (devoniano) da borda oeste da Bacia do Parnaíba*. Rio de Janeiro, 178p. Dissertação de mestrado, Curso de Engenharia de Reservatório e Exploração de Petróleo, Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro.
- Peters, K. E. & Cassa, M. R. 1994. Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L. B. & Dow, W. G. (eds.). *The Petroleum System – from Source to Trap. Memoirs-American Association of Petroleum Geologists*, p. 93-120.

PGT (Petroleum Geoscience Technology). *Geologia do Petróleo – Apostila*. Disponível em: <www.pgt.com.br>. Acesso em: 18 jan. 2021.

Prates, I. & Fernandez, R. 2015. Bacia do Amazonas: Sumário Geológico e setores em ofertas. S.I: Anp. Superintendência de Definição de Blocos - SDB. 2015.

Sá, F. S, Lira, F. S; Figueiredo, F. T. 2017. O sistema petrolífero e sua importância em locações exploratórias: uma análise com base em dados reais de uma bacia sedimentar. in: Simpósio de Geologia do Nordeste, 27, João Pessoa. *Resumo...* João Pessoa: Sgne, 2017. p. 1-1.

Sampaio, R.P.C. 2005. *Geoquímica orgânica e estratigrafia química de detalhe da Formação Irati na parte sul da Bacia do Paraná*. Rio de Janeiro, 59p. Monografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Silva, A. F. 2018. *Caracterização paleoambiental de rochas geradoras da Bacia do Amazonas, Formação Barreirinha (afloramento em Rurópolis-PA)*. Piauí, 97p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-Graduação em Química, Universidade Federal do Piauí.

Silva, C. G. A. 2007. *Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta Grossa da Bacia Do Paraná*. Porto Alegre, 238p. Dissertação de Mestrado, Instituto de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Sinninghe Damste, J. S. & De Leeuw, J. W. 1990. Analysis, structure and geochemical significance of organically-bound sulphur in the geosphere: State of the art and future research. *Organic Geochemistry*, v. 16, n. 4–6, p. 1077-1101.

Tagliari, C. V. 2013. *Ambientes de sedimentação mista (siliciclástica e carbonática), cicloestratigrafia e halocinese durante o albian, Plataforma de Regência, Bacia do Espírito Santo*. São Leopoldo, 207p. Tese de doutorado, Universidade do Vale do Rio dos Sinos.

Tissot, B.P. & Welte, D.H. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Berlin, 702 p.

Thomas, J. E. *Fundamentos da Engenharia de petróleo*. 2001. Interciência, Rio de Janeiro, 278p.

Triguís, J. A. & Souza, E. S. 2009. Geoquímica do petróleo utilizada na exploração, produção e meio ambiente impactado por petróleo. *Apostilas*, UFPE, 75p.

Trindade L.A.F., Penteado H.L.B. 2004. The Role of Petroleum Geochemistry for the Evaluation of Petroleum Systems in Deepwater. AAPG Bulletin, 88, *Program Abstracts*.

Trindade, V.S.F., Carvalho, M. A., Borghi, L. 2015. Palynofacies patterns of the Devonian of the Parnaíba Basin, Brazil: Paleoenvironmental implications. *Journal of South American Earth Sciences*, 6: 164-175.

Tyson, R.V. 1995. *Sedimentary Organic Matter. Organic facies and palynofacies*. Chapman & Hall, Londres, 615p.

Tyson, R.V. 1993. Palynofacies Analysis. In: Jenkins, D.J. (ed.). *Applied Micropaleontology*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, p. 153-191.

Tyson, R. V. 1989. Late Jurassic palynofacies trends, Piper and Kimmmeridge Clay Formations, UK onshore and northern North Sea. *The British Micropalaeontological Society*, p. 135-172.

Tyson, R. V. 1987. The genesis and palynofacies characteristics of marine petroleum source rocks, In: Brooks, J. & Fleet, A.J. (eds) *Marine Petroleum Source Rocks, Geological Society Special Publication*, v. 26, p. 47-67.

Werne, J. P. et al. 2004. Organic sulfur biogeochemistry: recent advances and future research directions. *Geological Society of America Special Papers*, v. 379, p. 135-150.

Werne, J. P., Lyons, T. W., Hollander, D. J., Formolo, M. J., Damsté, J. S. S. 2003. Reduced sulfur in euxinic sediments of the Cariaco Basin: sulfur isotope constraints on organic sulfur formation. *Chemical Geology*, 195(1), 159-179.

Zalán, P.V. 1991. Influence of Pre-Andean Orogenesis on the Paleozoic Intracratonic Basins of South America. In: SIMPPÓSIO BOLIVARIANO, 4. Bogotá. *Memorias*, Tomo I, Trabajo 7.

APÊNDICE A – FICHA DA PETROGRAFIA

1. FICHA DE DESCRIÇÃO DE AMOSTRA

				N°		
		Responsável				
		Projeto	Amostra			
		Bacia	Data			
		Formação	Coordenadas			
MOA	Fluorescente					
	Não-fluorescente					
	Resinas					
Fitoclastos	Opacos	Alongados				
		Equidimensionais				
		Corroídos				
	Fitoclastos	Não Opacos	Não degradados	Não-Bioestruturados		
				Cutículas / Tecidos de epiderme		
				Bioestrut.	Perfurados e Bandados	
				Estriados		
			Degradados	Não-Bioestruturados		
				Cutículas / Tecidos de epiderme		
		Bioestrut.		Perfurados e Bandados		
			Estriados			
		Pseudomorfizados	Não-Bioestruturados			
Cutículas / Tecidos de epiderme						
Bioestrut.			Perfurados e Bandados			
		Estriados				
Panilomorfos	Esporomorfos					
	Microplâncton	Acritarcos				
		Botryococcus				
		Outros				
		Prasinófitas	Dictyotidium			
			Pterospermela			
			Cymatiosphaera			
	Duvernaysphaera					
	Leiosphaeridia					
	Maranhites		Lobulatos			
		Toigoi				

CONTINUAÇÃO

Panilomorfos	Microplâncton	Prasinófitas	Maranhites	Primus	
				Magnus	
				Stockmansii	
				Insulatos	
				Mosesii	
				Brasiliensis	
				Britoi	
				Isacsonii	
				Galicus	
				Multioculus	
				Perplexus	
				Pulcher	
	Tasmanites				
	Hemiruptia				
Outras					
Zoomorfos			Quitinozoários		
			Escolecodontes		
			Outros		
Zooclastos					
Observações					

ANEXO A – REGRA DE FORMATAÇÃO DA REVISTA PESQUISAS EM GEOCIÊNCIAS

A revista está disponível na internet, podendo ser acessada através do link <https://seer.ufrgs.br/PesquisasemGeociencias/about/submissions#onlineSubmissions>

Instruções aos Autores

Os manuscritos devem ser cuidadosamente preparados pelos autores observando as instruções aqui apresentadas.

A partir de 2018, as submissões são pelo Sistema Eletrônico de Editoração Eletrônica (SEER) disponibilizadas pela *Open Journal System* na base de dados da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Na etapa de submissão, os autores devem preparar um arquivo com extensão pdf, incluindo o texto e todas as ilustrações. A fim de facilitar a preparação do arquivo a ser submetido pelos autores, a revista disponibiliza um modelo de documento para acesso e utilização como padrão na confecção do arquivo de texto. As instruções gerais e o detalhamento sobre a formatação são apresentados a seguir.

Arquivo modelo para preparação dos manuscritos

Considerações gerais

1. Os manuscritos devem ser originais, com temática relacionada com a área de Geociências, conforme tabelas de áreas de conhecimento do CNPq e da CAPES.
2. Os manuscritos devem elaborados observando rigorosamente as normas de redação da língua mãe.
3. Na submissão, o autor correspondente deverá declarar que (i) o trabalho não foi publicado anteriormente (exceto na forma de um resumo ou como parte de uma palestra ou de um trabalho de conclusão de curso, tese ou dissertação); (ii) o trabalho não está sendo avaliado para publicação em outro meio de divulgação; (iii) todas as informações apresentadas no manuscrito

são de responsabilidade do autor correspondente, bem como dos demais coautores, quando houver; e, (iv) se aceito, não será publicado na mesma forma por outro meio.

a) Língua

4. Línguas aceitas para submissão e publicação: português, espanhol ou inglês.

5. Manuscritos redigidos em português: além do resumo, devem conter *abstract*.

6 Manuscritos redigidos em espanhol: além do *resumen*, devem conter *abstract*.

7. Manuscritos redigidos em inglês: além do *abstract*, devem conter resumo. Conservar a homogeneização da língua inglesa no formato americano ou britânico.

8. Termos não traduzidos de outra língua, distinta daquela do manuscrito, devem constar em itálico.

b) Formatação do manuscrito para submissão

9. Cada manuscrito pode conter um total de até 40 páginas, incluindo referências e ilustrações no formato de submissão. Páginas excedentes poderão ser publicadas mediante consulta prévia.

10. Materiais suplementares vinculados ao manuscrito (tais como figuras em formatos distintos, listas, tabelas com dados detalhados) poderão ser publicados, sob consulta, somente na forma *online*, sendo os autores responsáveis pela formatação final.

11. Utilizar o *software* Microsoft Word para produção do texto, com todas as margens ajustadas em 2,5 cm, espaço 1,5 entre linhas, fonte *Times New Roman*. Manter a formatação do texto o mais simples possível.

12. Todas as páginas do texto devem ser sequencialmente numeradas na margem superior direita.

13. As linhas devem estar numeradas de modo contínuo do início ao fim do texto.

14. Título do trabalho: alinhado à esquerda, em negrito, fonte tamanho 14. Manuscritos redigidos em português ou espanhol deverão ter o título vertido para língua inglesa e posicionados logo abaixo do título original em uma nova linha. Manuscritos em inglês deverão ter o título vertido para a língua portuguesa, também posicionado abaixo do título original.

15. Nome dos autores: tamanho 12, com a margem alinhada à esquerda, escritos em sequência, separados por vírgulas (e “&”antes do último); o último sobrenome de cada autor deverá ser escrito em caixa alta; exemplo: Carla Amaral RITTER, Pedro Luiz MENDONÇA & Adam SMITH (incluir números sobrescritos referentes aos vínculos institucionais explicitados a seguir).

16. Vínculo institucional dos autores: fonte 11, alinhado à esquerda, espaço simples (1), adaptar estritamente conforme os exemplos que seguem; não utilizar abreviações nos nomes das instituições.

1 Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Av. Bento Gonçalves, 9.500, CEP 91.540-000, Porto Alegre, RS, Brasil (email@xxx).

2 Centro de Ciência do Sistema Terrestre, Instituto Nacional de Pesquisa Espacial. Av. dos Astronautas, 1.758, CEP 12.227-010, São José dos Campos, SP, Brasil (email@zzz.zz, email@yyyy.yy).

17. Resumo, *resumen* e *abstract*: devem abordar de forma clara e concisa a problemática, os objetivos, os métodos, os resultados e as conclusões, nesta ordem; comportar até 20 linhas, em fonte 11, parágrafo único (reco de 1 cm à direita e à esquerda), espaço entre linhas simples, sem citações bibliográficas.

18. Palavras-chave (para manuscritos em português e inglês), *Palabras clave* (manuscritos em espanhol) e *Keywords* (manuscritos em português, espanhol e inglês): lista de até seis termos, separados por vírgula, fonte 11, espaço entre linhas simples, reco de 1 cm à direita e à esquerda; evitar utilizar termos já descritos no título.

19. Organizar o texto nas seguintes seções: 1 Introdução; 2 Área; material e métodos (inserir nesta seção informações sobre o estado de arte: p. ex. caracterização geológica, estratigráfica, fundamentação teórica); 3 Resultados; 4 Discussão dos resultados; 5 Conclusões; Agradecimentos (opcional); e Referências bibliográficas. Seções distintas e/ou adaptadas a estas poderão ser aceitas, conforme a natureza do tema.

20. Todo o texto, a partir da seção 1 Introdução (excetuando-se os agradecimentos), deve ser confeccionado em fonte 12, justificado, com primeira linha de cada parágrafo com reco do lado esquerdo de 1,25 cm.

21. Os títulos das seções deverão constar ordenadamente com algarismos arábicos, em negrito, alinhados à esquerda, sem recuo, fonte 12.

22. Os subtítulos devem ser ordenados com algarismos arábicos, alinhados à esquerda, sem recuo, em itálico (p. ex.: *2.1 Localização da área, 2.2 Estratigrafia, 2.3 Métodos*), assim sucessivamente, até a terceira ordem (p. ex.: *3.2.1*), fonte 12.

23. Agradecimentos: sem numeração, fonte 11, espaço simples entre linhas, alinhado à esquerda, sem recuo, incluindo, quando cabíveis, números de projetos/processos, agências de fomento, esclarecimento sobre a relação do manuscrito como parte constituinte de dissertações ou teses de doutoramento etc. Os autores não devem fazer agradecimentos às suas próprias instituições.

24. As ilustrações devem ser inseridas no arquivo Microsoft Word, na posição desejada, centralizadas, com a respectiva legenda na posição superior (no caso de tabelas e quadros) ou inferior (figuras). A primeira citação de uma ilustração no texto deve ser feita antes de sua inserção. Ordenar as ilustrações de modo fluido, de modo a facilitar a leitura do texto e sua posterior e imediata visualização.

25. Recomendações gerais sobre a formatação: (i) não usar hifenização no processador de texto; (ii) usar negrito, itálico, subscripto, sobrescrito etc., somente quando pertinente; (iii) não importar tabelas e equações de programas gráficos (use o processador de texto para criá-las); (iv) não utilizar notas de rodapé; (v) utilizar sempre os símbolos internacionais de medidas ao invés dos nomes completos (p. ex.: 7 m ao invés de 7 metros).

Ilustrações

26. Figuras, tabelas e quadros são consideradas ilustrações.

27. Figuras: são ilustrações gráficas, imagens fotográficas ou fotomicrográficas, com extensão jpg, ou jpeg, ou tiff; em resolução compatível para publicação (mínima de 300 dpi).

28. Tabelas: compreendem ilustrações que armazenam informações numéricas, construídas com bordas laterais abertas; não devem ultrapassar uma página em extensão; editadas em *Word* ou *Excel*.

29. Quadros: são ilustrações contendo elementos textuais, construídos com bordas fechadas; não devem ultrapassar uma página em extensão; editados em *Word* ou *Excel*.

30. Em casos excepcionais, apêndices poderão compor o manuscrito, alocados após as referências.

31. Numeração das ilustrações: o número das figuras, tabelas e quadros é independente (p. ex.: figura 1, figura 2, quadro 1, quadro 2, tabela 1), constituindo numeração e ordenamento próprios para cada tipo de ilustração, de forma sequencial.

32. Figuras compostas: trata-se de ilustração com mais de uma parte interna (vide exemplos na lista abaixo). Nestes casos, cada parte deve conter uma letra maiúscula no canto superior esquerdo, em tamanho não maior que 14, conforme exemplos que seguem. A legenda deve ser iniciada por um título geral para a figura como um todo, seguida de suas respectivas partes.

Exemplo: Hadlich et al. (2017, v. 44, n. 3, p. 403)

Figura 1. Contexto geológico regional. A) Localização do Cinturão Dom Feliciano no sul do Brasil (adaptada de Chemale Jr., 2007); B) Domínios interno, central e externo do Cinturão Dom Feliciano no Escudo Catarinense e falhas que os delimitam (adaptado de Basei et al., 2011a); C) Geologia da região de Gaspar (a partir de Wildner et al., 2014).

Recomendação: atentar para as normas de pontuação, que devem ser seguidas, estritamente conforme exemplos.

33. No texto, as ilustrações deverão ser citadas conforme os seguintes exemplos:

- “A coluna estratigráfica do intervalo estudado é apresentada na figura 5.”
- “Dos táxons registrados, somente *G. occidentalis* (Fig. 7A) e *G. obovata* (Fig. 7B e C) correspondem....”

- “As características pluviométricas da área estão listadas, por município, no quadro 2, enquanto os valores das temperaturas médias e precipitação são apresentados separadamente (Tab. 3 e 4).”

Ou seja, quando ilustrações são citadas entre parênteses, elas deverão levar inicial maiúscula e ter seu tipo abreviado (p.ex.: Fig. 1, Tab. 2 e Quadro 3). Mas de forma geral, o tipo de ilustração é escrito em minúsculo e por extenso, por exemplo: figura 1, tabela 2, quadro 3. O mesmo vale para equações numeradas.

34. Todas as ilustrações devem ser preparadas e inseridas no texto de modo a não necessitar ampliações ou reduções, com legibilidade e dimensões compatíveis a uma largura máxima de 8 ou 16,5 cm (para uma coluna ou para a largura da página, respectivamente) e altura máxima

de 24 cm, considerando o uso econômico dos espaços disponíveis. Evitar espaços internos em branco.

35. Ilustrações confeccionadas com gradientes de cor (ex. tons de cinza), os autores devem garantir que os tons escolhidos sejam discerníveis no formato eletrônico e impresso.

36. Legendas dos manuscritos redigidos em português: todas as legendas das ilustrações devem vir acompanhadas de sua versão integral na língua inglesa.

37. Legendas dos manuscritos redigidos em espanhol: todas as respectivas legendas das ilustrações devem vir acompanhadas de sua versão integral na língua inglesa.

38. Legendas dos manuscritos redigidos em inglês: todas as respectivas legendas das ilustrações devem vir acompanhadas de sua versão integral na língua portuguesa.

39. Nos casos de figuras compostas, dar nome geral à figura e, logo após, às suas partes, tal como exemplificado a seguir: Figura 1. Mapa de localização. A) Bacia de Campos; B) Localização da área de mapeamento (polígono azul). *Figure 1. Location map. A) Campos Basin; B) Location of mapping area (blue polygon).*

40. Recomendações adicionais: (i) não usar qualquer tipo de arquivo otimizado para tela (tais como GIF, BMP, PICT, WPG); (ii) molduras das figuras devem ter espessura compatível com os caracteres internos; (iii) escalas gráficas devem ser expressas nas áreas das ilustrações; (iv) todos os símbolos devem ser explicados convenientemente nas legendas gráficas (dentro da figura) ou na legenda textual; (v) os menores símbolos ou letras devem ter uma altura mínima de 1 mm); (vi) sugere-se o uso da fonte Arial narrow para as ilustrações; (vii) no modelo de documento disponível no sítio da revista é apresentada uma tabela e um quadro, rigorosamente preparados conforme o padrão da revista.

41. Cada mapa ou imagem de localização deve comportar: seta Norte; escala de barra em quilômetros (km) ou metros (m); grade/malha e informação do sistema de coordenadas; fuso; datum.

c) Referências bibliográficas

42. Ao longo do texto e nas legendas, as citações devem seguir os formatos dos seguintes exemplos: Santos (1970), Smith & McGregor (1956), Lange (1947a, 1947b), e para três ou mais autores: Lange *et al.* (1951). Quando entre parênteses, referenciar os vários artigos

primeiramente em ordem cronológica e, como segundo critério, em ordem alfabética, conforme os seguintes exemplos: (Lange, 1947a, 1947b; Lange *et al.*, 1951; Smith & McGregor, 1956; Axel, 1970; Smith, 1970).

43. O emprego do termo *apud* como recurso à citação de obras não consultadas diretamente pelo autor é desencorajado, salvo em casos excepcionais.

44. As referências devem ser listadas ao final do texto, ordenadas alfabeticamente pelo sobrenome do primeiro autor, seguido dos demais autores, conforme, criteriosamente, os exemplos fornecidos.

d) livros:

Passchier, C.W., Myers, J.S. & Kroner, A. 1990. *Field geology of high-grade gneiss terrains*. Berlin, Springer-Verlag, 150p.

e) capítulos de livro:

Brown, G.C. 1982. Calc-alkaline intrusive rocks: their diversity, evolution and relation to volcanic arcs. *In*: Thorpe, R.S. (Ed.). *Andesites: orogenic andesites and related rocks*. London, John Wiley, p. 437-460.

f) Artigos em periódicos:

Andrés, M.F. 2008. Modelización del flujo em acuífero confinado sin discretización temporal. *Boletín Geológico y Minero*, 119(2): 273-282.

Russo, R.W. 1997. Facies and facies models. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 256(3/4): 7-34.

Russo, R.W. & Caldas, P.K. 2015. Anfíbolites and granulites. *Lithosphere*, 14(2): 7-21.

Russo, R.W. & Silver, P.J. 1996. Cordillera formation, mantle dynamics, and the Wilson cycle. *Geology*, 24(1): 5-35.

Russo, R.W., Oliveira, S.S. & Ramos, V. 1994. Fluvial responses to climate and sea-level change: a review and look forward. *Sedimentology*, 33(supl.): 4-27.

Sommer, F.W. 1959. Introdução ao estudo sistemático dos gêneros paleozóicos de esporos dispersos. II - Pollenites. *Boletim do Departamento Nacional da Produção Mineral, Divisão de Geologia e Mineralogia*, 197: 5-91.

e) Trabalhos publicados em anais de eventos:

Schneider, R.L., Mühlmann, H., Tommasi, E., Medeiros, R.A., Daemon, R.F. & Nogueira, A.A. 1974. Revisão Estratigráfica da Bacia do Paraná. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA*, 28., 1974, Porto Alegre. *Anais...* Porto Alegre, SBG, v. 1, p. 41-66.

f) Trabalhos acadêmicos:

Macedo, F.P. 1982. *Petrologia do complexo granítico de São Gabriel, RS*. Porto Alegre, 193p. Tese de Doutorado, Programa de Pós-graduação em Geociências, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Massoli, M. 1991. *Relação entre o embasamento cristalino e os sedimentos basais do Subgrupo Itararé na região de Salto de Pirapora, SP*. São Paulo, 94p. Dissertação de Mestrado, Programa de Pós-graduação em Geologia Sedimentar, Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo.

Silva, W.G. 2008. *Bioestratigrafia e variações relativas do nível do mar na Planície Costeira do Rio Grande do Sul: estudo da seção neogênica/quaternária do poço 2-CA-1-RS com base em registros palinológicos*. Porto Alegre, 84p. Monografia de Conclusão de Curso, Curso de Geografia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

g) Relatórios internos e outras produções institucionais:

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2004. *Vocabulário básico de recursos minerais e meio ambiente*. 2a. ed., Rio de Janeiro, IBGE, 332p.

IPT. Instituto de Pesquisas Tecnológicas. 2002. *Diagnóstico das condições das encostas marginais dos reservatórios dos rios Tietê e Paranapanema*. São Paulo, IPT, 440p. (Relatório23.302).

Malcom, H.J. 1979. *Report on biostratigraphical results of samples from Colorado Basin*. Houston, EXXON/SIEXF, 152p. (Internal Report).

h) Mapas

IPT. Instituto de Pesquisas Tecnológicas. 1981. *Mapa geomorfológico do Estado de São Paulo*. São Paulo, Secretaria da Indústria, Comércio, Ciência e Tecnologia, 2 v., escala 1:1.000.000.

i) Documentos em meio eletrônico:

Camargo, K.C. & Spoladore, A. 2009. Considerações geológicas e geomorfológicas sobre a distribuição de cavernas carbonáticas ao primeiro planalto paranaense. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ESPELEOLOGIA*, 30., 2009, Montes Claros. *Anais...* Montes Claros. p. 1-17. Disponível em: <http://www.sbe.com.br/anais30cbe/30cbe_011-017.pdf>. Acesso em: 30 set. 2009.

Frater, H. 1998. *Landforms of the Earth*. Berlin, Springer, 1 CD-ROM.

Hinrichs, R. & Soares, A.P.P. 2001. Análise de metais pesados em pilhas e baterias. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOQUÍMICA*, 8., 2001, Curitiba. *Anais...* Curitiba, SBGq. 1 CD-ROM.

Micheels, A., Bruch, A. & Mosbrugger, V. 2009. Miocene climate modeling sensitivity experiments for different CO₂ concentrations. *Palaeontologia Electronica*, 12(2): 1-19. Disponível em: <http://palaeo-electronica.org/2009_2/172/index.html>. Acesso em: 05 out. 2009.

Condições para submissão

Como parte do processo de submissão, os autores são obrigados a verificar a conformidade da submissão em relação a todos os itens listados a seguir. As submissões que não estiverem de acordo com as normas serão devolvidas aos autores.

1. A submissão de um artigo implica que:

(i) o trabalho descrito não foi publicado anteriormente (exceto na forma de um resumo ou como parte de uma palestra ou de um trabalho de conclusão de curso, tese ou dissertação);

(ii) o trabalho não está sendo avaliado para publicação em outro órgão;

(iii) todas as informações apresentadas no manuscrito são de responsabilidade do autor signatário, bem como dos demais autores, partícipes do conteúdo submetido; e,

(iv) se aceito, não será publicado na mesma forma por outro órgão.