



Universidade do Estado do Rio de Janeiro

Centro de Tecnologia e Ciências

Faculdade de Geologia

Ana Cristina Meirelles Quintanilha Coelho

**Avaliação do potencial gerador de petróleo da seção Aptiana-Albiana da
Bacia de Sergipe, integrando análises palinofaciológicas e dados de
geoquímica orgânica**

Rio de Janeiro

2014

Ana Cristina Meirelles Quintanilha Coelho

Avaliação do potencial gerador de petróleo da seção Aptiana-Albiana da Bacia de Sergipe, integrando análises palinofaciológicas e dados de geoquímica orgânica

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

Orientadora: Prof.^a Dra. Luzia Antonioli

Rio de Janeiro

2014

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

C672 COELHO, Ana Cristina Meirelles Quintanilha.
Avaliação do Potencial Gerador de Petróleo da Seção
Cretácea Aptiana-Albiana da Bacia de Sergipe, integrando
dados de Geoquímica e Petrografia Orgânica. – 2014.
66 f. : il.

Orientadora: Luzia Antonioli.
Dissertação (Mestrado) - Universidade do Estado do Rio de
Janeiro, Faculdade de Geologia.
Bibliografia.

1. Geoquímica orgânica – Sergipe, Rio, Bacia – Teses. 2.
Hidrocarbonetos – Sergipe, Rio, Bacia – Teses. 3. Petróleo -
Geologia – Teses. 4. Sergipe, Rio, Bacia – Teses. I. Antonioli,
Luzia. II. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Faculdade
de Geologia. III. Título.

CDU 551.3.3.051

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

Assinatura

Data

Ana Cristina Meirelles Quintanilha Coelho

Avaliação do potencial gerador de petróleo da seção Aptiana-Albiana da Bacia de Sergipe, integrando análises palinofaciológicas e dados de geoquímica orgânica

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

Aprovada em 18 de março de 2014.

Banca Examinadora: _____

Prof.^a Dra. Luzia Antonioli (Orientadora)

Faculdade de Geologia (UERJ)

Prof.^a Dra. Maria Judite Garcia

Universidade de Guarulhos (UNG)

Dra. Norma Maria da Costa Cruz

Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM)

Rio de Janeiro

2014

DEDICATÓRIA

Ao meu marido Flavio Coelho que é integrante desta realização, sempre me incentivando, apoiando e se alegrando com orgulho a cada conquista, sendo meu suporte em todos os momentos da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus pela minha vida e por todas as bênçãos e oportunidade concedidas. Agradeço por ser suporte nas minhas dificuldades e desafios, me direcionando, sustentando e capacitando a cada passo da minha caminhada.

Quero agradecer em especial a minha orientadora Dra. Luzia Antonioli por todo carinho e paciência dispensada ao me ensinar passo a passo ferramentas antes desconhecidas, e também por seu apoio e acompanhamento em todas as etapas deste trabalho, dando toda atenção e ajuda necessária para a conclusão do mesmo.

Agradeço a Dra. Helena Antunes Portela, que participou de todo o processo de elaboração deste trabalho, me ajudando no processamento das amostras, no tratamento estatístico, nas análises ópticas, além de sua contribuição com sugestões e dicas dadas nos seminários que apresentei ao longo da execução do trabalho.

Ao Professor Dr. Rodolfo Dino pela sua contribuição participando dos seminários com sugestões e críticas construtivas, que permitiram enriquecer, direcionar e melhorar o meu trabalho de pesquisa.

Aos funcionários do Laboratório Geológico de Processamento de Amostras (LGPA) e da Secretária Pós Graduação da Faculdade de Geologia pelo auxílio prestado.

Aos meus familiares que de alguma forma me apoiaram, especialmente compreendendo minha ausência para a realização deste trabalho.

À Petrobras, Unidade de Operações de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas (UO-SEAL), pela liberação das amostras utilizadas no trabalho.

RESUMO

COELHO, Ana Cristina Meirelles Quintanilha. *Avaliação do potencial gerador de petróleo da seção Aptiana-Albiana da Bacia de Sergipe, integrando análises palinofaciológicas e dados de geoquímica orgânica*. 2014. 65 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) –Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Os dados apresentados neste trabalho referem-se aos estudos integrando análises palinofaciológicas e de geoquímica orgânica, que foram realizados em 51 amostras de testemunho do poço 9-PEC-41-SE, localizado na Bacia de Sergipe na margem leste continental brasileira. Buscou-se avaliar o potencial de geração de petróleo, identificando o tipo e o grau de maturação da matéria orgânica das rochas geradoras da seção. As análises ópticas mostram que o material orgânico é composto, em maior proporção, por matéria orgânica amorfa em bom estado de preservação com alta fluorescência. Apresenta uma média de 67% em relação à composição total do querogênio. Os fitoclastos, geralmente, apresentam-se bem preservados em praticamente toda a seção. Os palinomorfos são constituídos por uma associação composta predominantemente por esporos e grãos de pólen do gênero *Classopollis*, o que caracteriza um ambiente com clima predominantemente árido a semiárido para a época de deposição. A presença de dinoflagelado na porção superior da seção evidencia as primeiras ingressões marinhas ocorridas no final do Aptiano. Baseando-se nos resultados qualitativos e quantitativos do querogênio foi possível caracterizar três palinofácies distintas, a palinofácies I apresentou as melhores características de qualidade e preservação do material orgânico. Os resultados do carbono orgânico total mostram valores de até 6,39%, e os dados de pirólise Rock-Eval apontaram para o querogênio do tipo II rico em matéria orgânica adequados para a formação de acumulações dos hidrocarbonetos. O índice de hidrogênio encontra-se entre 200 e 550 mg HC/g de carbono orgânico total, o que demonstra o bom potencial de geração para óleo e gás. Os dados do índice de coloração de esporos mostram que o material orgânico encontra-se predominantemente na fase de maturação imatura, com valor de ICE 4,0 a 4,5, corroborando aqueles de temperatura máxima, de até 432°C.

Palavras-chave: Bacia de Sergipe. Geoquímica Orgânica. Palinofácies. Geologia do petróleo. Hidrocarbonetos.

ABSTRACT

COELHO, Ana Cristina Meirelles Quintanilha. *Evaluation of the potential generator Aptian-Albian oil section of the Sergipe Basin, integrating palynofacies and organic geochemistry analyses*. 2014. 65 f. Dissertação (Mestrado em Geologia) –Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Data presented in this investigation refer to studies integrating palynofacies and organic geochemistry analyses that were performed on 51 samples of PEC-41-SE-9 well, located in the Sergipe Basin, Eastern Brazilian continental margin. It was evaluated the potential for oil generation, identifying the type and degree of maturation of the organic matter. Optical analyzes show that the organic matter is composed in greater proportion by amorphous organic matter in good preservation, with high fluorescence. It also presents a 67% average concerning the total composition of the kerogen. The phytoclasts usually are well preserved in almost all the section. The palynomorphs are composed of an association, predominantly, of spores and pollen grains of genus *Classopollis*, featuring a predominantly arid to semi-arid climate environment at deposition time. Presence of the dinoflagellate in the upper section displays the first marine incursions that happened in the end of Aptian. Based on the qualitative and quantitative results of kerogen, it was possible to characterize three distinct palynofacies, in which the palynofacies I had the best features for quality and preservation of organic matter. The results show total organic carbon values up to 6.39% and Rock-Eval pyrolysis data pointed to the type II kerogen rich in organic matter suitable for the formation of hydrocarbon accumulations. The hydrogen index is found between 200 and 550 mg HC/g of total organic carbon, which shows good potential for oil and gas generation. Spore color index data conclude that the organic matter is found predominantly on the immature maturation phase, with SCI values of 4.0 to 4.5, corroborating with data of maximum temperature, of up to 432°C.

Keywords: Sergipe Basin. Organic Geochemistry. Petrography. Palynofacies. Petroleum Geology. Hydrocarbons.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 –	Localização geográfica da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	20
Figura 2 –	Reconstrução tectônica das bacias sedimentares na configuração pré-deriva continental.....	22
Figura 3 –	Contexto tectônico do Nordeste do Brasil com a compartimentação da Província Borborema	24
Figura 4 –	Arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas.....	25
Figura 5 –	Seção geológica esquemática de direção dip, da Sub-Bacia de Sergipe	26
Figura 6 –	Carta Estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe	29
Figura 7 –	Litoestratigráfico intervalo Aptiano-Albianoda Sub-Bacia de Sergipe com destaque em vermelho para a Formação Muribeca e Riachuelo	30
Figura 8 –	Carta estratigráfica da Bacia de Sergipe–Alagoas e os sistemas petrolífero	34
Figura 9 –	Foto do material do amostrado do furo de sondagem.....	35
Figura 10 –	Perfil litológico da seção estudada no poço 9-PEC-41-SE com as amostras selecionadas para as análises palinológicas e de carbono orgânico total.....	36
Figura 11 –	Fluxograma das etapas de preparação das amostras para análises palinológicas e palinofaciológicas, segundo a metodologia de Tyson (1995).....	37
Figura 12 –	Fluxograma de etapas das análises de palinofácies.....	38
Figura 13 –	Classificação dos grupos de componentes orgânicos estruturados e não estruturados	40
Figura 14 –	Determinação do ICE Robertson Research -International Limited	41
Figura 15 –	Fluxograma das etapas de preparação de amostras para carbono orgânico total e pirólise <i>Rock-Eval</i>	44
Figura 16 –	Diagrama do tipo “Van Krevelen”.....	44
Figura 17 –	Fotomicrografia em luz branca transmitida.....	46
Figura 18 –	Fotomicrografia das espécies de palinomorfos.....	47
Figura 19 –	Fotomicrografia da matéria orgânica amorfa.....	47

Figura 20 –	Representação da porcentagem relativa entre os grupos de querogênio (matéria orgânica amorfa, fitoclastos e palinomorfos).....	48
Figura 21 –	Utilização de gráfico ternário para identificar o predomínio dos constituintes orgânicos da seção estudada.....	49
Figura 22 –	Representaçãoda porcentagem relativa entre os grupos de fitoclastos e MOA	50
Figura 23 –	Fotomicrografia da matéria orgânica amorfa em luz branca transmitida (esquerda) e ultravioleta fluorescente à direita.....	51
Figura 24 –	Caracterização da palinofácies I.....	52
Figura 25 –	Caracterização da palinofácies II.....	53
Figura 26 –	Caracterização da palinofácies III.....	54
Figura 27 –	Representação da relação entre os grupos de querogênio, palinofácies e carbono orgânico total.....	55
Figura 28 –	Fotomicrografia ilustrativa dos palinomorfos presentes no material estudado.....	56
Figura 29 –	Fotomicrografia ilustrativa dos palinomorfos presentes no material estudado	56
Figura 30 –	Distribuição do carbono orgânico total, enxofre e resíduo insolúvel em porcentagem	58
Tabela1 –	Valores de COT, Enxofre e Resíduo Insolúvel das amostras do poço 9-PEC-41 SE	59
Figura 31 –	Diagrama de Van Krevelen com a distribuição das amostras analisadas, destacando o predomínio do querogênio do tipo II	60
Figura 32 –	Distribuição das palinofácies com carbono orgânico total, pico S2, índices de hidrogênio e oxigênio e temperatura máxima	61
Tabela2 –	Resultado dos dados de Pirólise das amostras analisadas no poço 9-PEC-41-SE	62
Figura 33 –	Relação entre o grau de maturação térmica obtido pela análise do ICE e pela pirólise (temperatura máxima)	64

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

COT	Carbono orgânico total
HC	Hidrocarbonetos
ICE	Índice de Coloração de esporos
IH	Índice de Hidrogênio
IO	Índice de Oxigênio
MOA	Matéria orgânica amorfa
RI	Resíduo insolúvel
TM _{max} (°C)	Temperatura de geração máxima de hidrocarbonetos obtida na Pirólise Rock-Eval

SUMÁRIO

	INTRODUÇÃO	11
1	OBJETIVOS	12
1.1	Considerações Gerais	12
2	CONTEXTO GEOLÓGICO	13
2.1	Bacia de Sergipe	19
2.2	Localização	20
2.3	Evolução Tectônica	21
2.4	Evolução Tectono-Estratigráfica	24
2.4.1	<u>Litoestratigrafia do intervalo estudado</u>	31
2.5	Sistema Petrolífero da Bacia de Sergipe	31
2.5.1	<u>Muribeca (Aptiano)</u>	32
2.5.2	<u>Penedo-Barra de Itiúba/Coqueiro Seco (Neocomiano-Barremiano/Eoaptiano)</u>	32
2.5.3	<u>Calumbi (Neocretáceo-Terciário)</u>	33
3	MATERIAIS E MÉTODOS	35
3.1	Métodos petrográficos	37
3.2	Métodos de geoquímica orgânica	42
3.2.1	<u>Preparação das amostras para carbono orgânico total</u>	42
3.2.2	<u>Preparação das amostras para pirólise Rock-Eval</u>	43
4	RESULTADOS PALINOFACIOLÓGICOS	45
4.1	Análise quantitativa do querogênio	48
4.2	Análise da qualidade de preservação do material orgânico	50
4.3	Caracterização das palinofácies	52
4.3.1	<u>Palinofácies I</u>	52
4.3.2	<u>Palinofácies II</u>	53
4.3.3	<u>Palinofácies III</u>	53
4.4	Análises palinológicas	55
5	RESULTADOS DA GEOQUÍMICA ORGÂNICA	57
5.1	Análise do carbono orgânico total e enxofre	57
5.2	Análise da pirólise Rock-Eval	59
6	RESULTADOS DO POTENCIAL DE GERAÇÃO	63
	CONSIDERAÇÕES FINAIS	65
	REFERÊNCIAS	66

INTRODUÇÃO

Este trabalho refere-se à avaliação do potencial de geração de hidrocarbonetos de uma seção Cretácea da Bacia de Sergipe, utilizando dados de geoquímica e métodos palinofaciológicos. As análises incluíram: verificação do estado de preservação da matéria orgânica amorfa; caracterização das diferentes palinofácies e tipos de materiais orgânicos; determinação dos valores percentuais de carbono orgânico total (COT); obtenção dos valores de pirólise Rock-Eval e do índice de maturação térmica (ICE); determinação do tipo de querogênio (I, II, III ou IV); identificação da qualidade, evolução térmica e potencial gerador de petróleo da matéria orgânica e identificação das associações palinoflorísticas presentes no material.

A integração das ferramentas da geoquímica orgânica e de palinofácies, possibilita a caracterização das rochas geradoras de hidrocarbonetos, as quais são capazes de gerar e expulsar hidrocarbonetos em quantidades suficientes para formar acumulações de óleo ou gás (Hunt, 1995).

A seção Aptiana-Albiana estudada está inserida no contexto da Bacia de Sergipe, que é correlata com as demais bacias petrolíferas do Brasil.

As rochas selecionadas para a pesquisa pertencem, predominantemente, aos três membros da Formação Muribeca (Carmópolis, Ibura e Oiteirinhos) inseridos no sistema petrolífero Muribeca, que possui como rocha geradora de hidrocarbonetos os folhelhos pretos Aptianos do Membro Ibura.

A Bacia de Sergipe está em estágio avançado quanto às pesquisas exploratórias, devido aos estudos intensos voltados para a exploração de hidrocarbonetos, tanto no domínio onshore como no offshore. No entanto, tais informações são pouco divulgadas na literatura científica e, em especial, as pesquisas utilizando como ferramenta a geoquímica orgânica e as análises de palinofácies.

A caracterização das rochas geradoras de petróleo constitui uma informação essencial para a avaliação dos riscos que envolvem a exploração petrolífera, principalmente em bacias maduras, como é o caso da Bacia de Sergipe.

1 OBJETIVOS

O principal objetivo deste trabalho é apresentar a caracterização petrográfica e geoquímica da matéria orgânica para avaliar o potencial gerador de petróleo da seção Aptiana-Albiana.

1.1 Considerações gerais

A utilização das ferramentas da geoquímica orgânica e da petrografia orgânica integradas, possibilitam a caracterização das rochas geradoras de hidrocarbonetos que foram definidas por Hunt (1995), como rochas capazes de gerar e expulsar hidrocarbonetos em quantidades suficientes para formar acumulações de óleo ou gás.

Para uma rocha ser considerada geradora de hidrocarbonetos a matéria orgânica presente deve apresentar qualidade e quantidade suficientes e ser submetida ao estágio de maturação térmica adequado para a degradação dos constituintes orgânicos.

A matéria orgânica preservada na deposição das rochas sedimentares deve conter no mínimo 0,5 % de COT (Hunt, 1995) para ser considerada uma rocha geradora de petróleo.

Segundo os conceitos de geoquímica orgânica, a matéria orgânica é constituída por uma fração insolúvel em solventes orgânicos que são denominados por querogênio e pela fração de matéria orgânica solúvel (Durand, 1980).

Os principais condicionantes que constituem uma rocha sedimentar geradora de hidrocarbonetos incluem apresentar valores percentuais de COT superior a 0,5 %, valores de hidrogênio maiores que o de oxigênio e atingir temperaturas e pressões suficientes para a geração.

2 CONTEXTO GEOLÓGICO

2.1 Bacia de Sergipe

A Bacia de Sergipe registra a sucessão estratigráfica mais completa dentre todas as bacias da margem continental brasileira, compreendidas pelas megassequências: pré-rifte, rifte, transicional e pós-rifte (Feijó 1991 e 1993, Cainelli&Mohriak 1998).

A deposição na Bacia de Sergipe iniciou-se no Permocarbonífero, no final do Paleozoico, com a fase de sinéclise interior, que se manteve até o final do Jurássico, incluindo também o início do Cretáceo (Neocomiano), gerando um registro sedimentar caracterizado por sedimentos de origem continental.

A partir do Neocomiano (Hauteriviano), começou a sofrer os reflexos da abertura do Oceano Atlântico, desenvolvendo a fase rifte até a metade do Aptiano, quando passou a ter um caráter transicional e no final do Aptiano até o recente, evoluiu para uma bacia do tipo margem passiva.

O intervalo analisado neste trabalho está inserido no contexto transicional que representa a passagem de ambiente continental para marinho sob severas condições de restrição e aridez. Corresponde predominantemente à seção de idade Aptiana-Albiana, que abrange litoestratigraficamente a Formação Muribeca e uma porção da base pertencente à Formação Riachuelo.

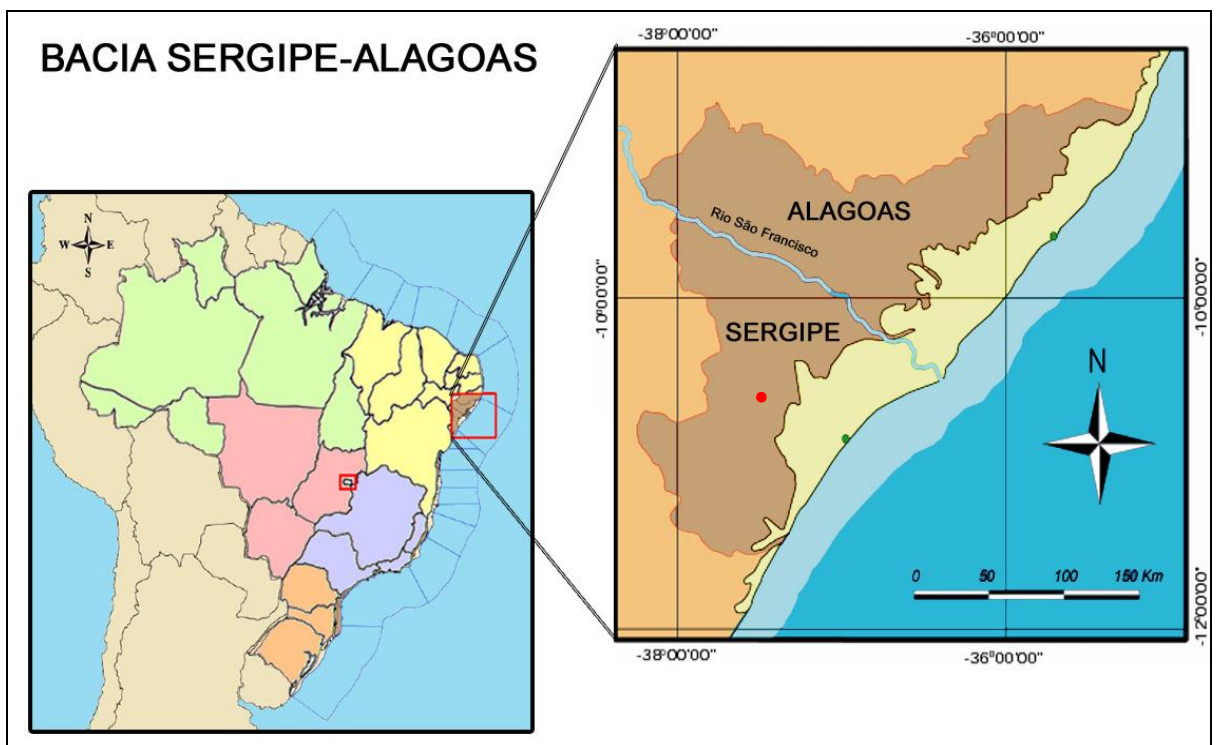
A sedimentação Aptiana-Albiana ocorreu em ambientes de leques aluviais e deltaicos em corpo de água restrito. A seção Aptiana é representada pela Formação Muribeca, que se iniciou com deposição de conglomerados e arenitos (Membro Carmópolis), os quais são os principais reservatórios da Bacia, seguida pela deposição dos folhelhos negros, calcilutitos e evaporitos dos Membros Oiterinhos e Ibura, os quais representam a principal rocha geradora da Bacia. A seção Albiana pertence à Formação Riachuelo, composta por sedimentos marinhos (Membro Angico) e depósitos lagunares do Membro Taquari.

2.2 Localização

A Bacia de Sergipe-Alagoas está situada na margem leste continental brasileira e possui aproximadamente 350 km de extensão paralela à costa (Figura 1), ocupando uma faixa litorânea alongada NE-SW, que abrange uma área de 45.760 km², nos respectivos estados, incluindo as porções emersa e submersa (Aquino & Lana 1990).

O material analisado constitui um testemunho contínuo obtido em furo de sondagem no poço 9-PEC-41-SE, localizado na porção NW da cidade/capital Aracajú, no município de Siriri no estado do Sergipe. O poço está situado no campo de Siririzinhonas coordenadas UTM 8.826.920 m e 710.480 m.

Figura 1 - Localização geográfica da Bacia de Sergipe-Alagoas e localização do poço 9-PEC-41-SE (circulo vermelho) no Campo de Siririzinho.



Fonte: ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis).

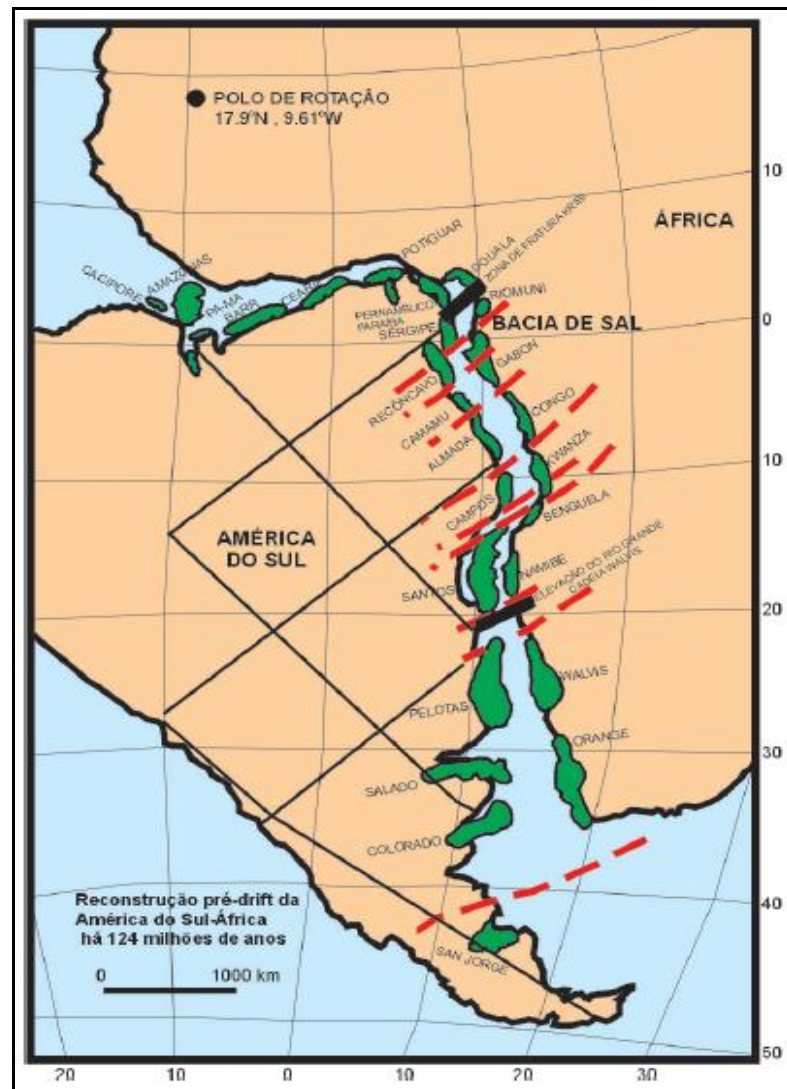
2.3 Evolução Tectônica

As bacias da margem leste do Brasil, assim como as da margem sudeste e equatorial foram formadas pela separação entre os continentes Sul-americano e Africano, associado à fragmentação do Supercontinente Gondwana, no Triássico, gerando o sistema de riftes no Atlântico Central entre 230 a 170 Ma. A implantação deste sistema de riftes foi controlada parcialmente por estruturas registradas no embasamento durante a orogênia Brasileira ou Pan-Africana (Almeida et al., 2000).

A orogênese ocorrida do Pré-Cambriano Superior ao Paleozóico Inferior sucedeu-se por uma fase de sedimentação intracratônica nas bacias sedimentares paleozóicas brasileiras com vários ciclos deposicionais (Milani & Zalán, 1999; Milani & Thomaz Filho, 2000). Estas bacias foram afetadas pela quebra do supercontinente Gondwana no Mesozóico, gerando feições extensionais de riftes superpostos aos sedimentos depositados anteriormente, como por exemplo, na Bacia de Sergipe-Alagoas, e cobertos por derrames basálticos ocorridos na abertura do Atlântico Sul (Mizusaki et al., 2002). Os riftes da margem continental brasileira incluindo a Bacia de Sergipe-Alagoas formaram-se por mecanismos extensionais datados de Jurássico Superior ao Cretáceo Inferior (Asmus & Porto, 1980; Asmus & Baisch, 1983; Szatmari et al., 1985; Chang et al., 1992).

A evolução tectono-sedimentar da Bacia de Sergipe-Alagoas assim como as demais bacias da margem leste continental brasileira está diretamente relacionada à ruptura do Supercontinente Gondwana (Figura 2) e ao desenvolvimento do Rife do Atlântico Sul a partir do Neojurássico Superior-Eocretáceo (Cainelli & Mohriak 1998), associados a deriva continental entre os continentes da África e da América do Sul.

Figura 2 - Reconstrução tectônica das bacias sedimentares na configuração pré-deriva continental.



Fonte: Mohriak *et al.*, 1998.

A Bacia de Sergipe-Alagoas inclui terrenos de idades e ambientes tectônicos distintos. Os terrenos pré-cambrianos incluem o Cráton do São Francisco, o Maciço Pernambuco-Alagoas e a Faixa Sergipana. E os terrenos Fanerozoicos encontram-se nos riftes Juro-Cretácicos abortados da Bacia de Sergipe-Alagoas, e também nas Bacias do Recôncavo, Tucano e Jatobá.

O embasamento da Bacia de Sergipe-Alagoas é formado por rochas do Cráton do São Francisco, do Maciço Pernambuco-Alagoas e da Faixa Sergipana.

O Cráton do São Francisco é composto por rochas metamórficas ortoderivadas, tendo rochas paraderivadas subordinadas, formadas do Meso ao Nearqueano, que foram

metamorfizadas e deformadas durante a Orogenia Transamazônica no Paleoproterozoico (Kosinet al., 2004).

O Maciço Pernambuco-Alagoas é constituído por rochas de idade mesoproterozoica metassedimentares a metavulcano-sedimentares Cabrobó e Belém do São Francisco, intrudidas por granitóides Neoproterozoicos.

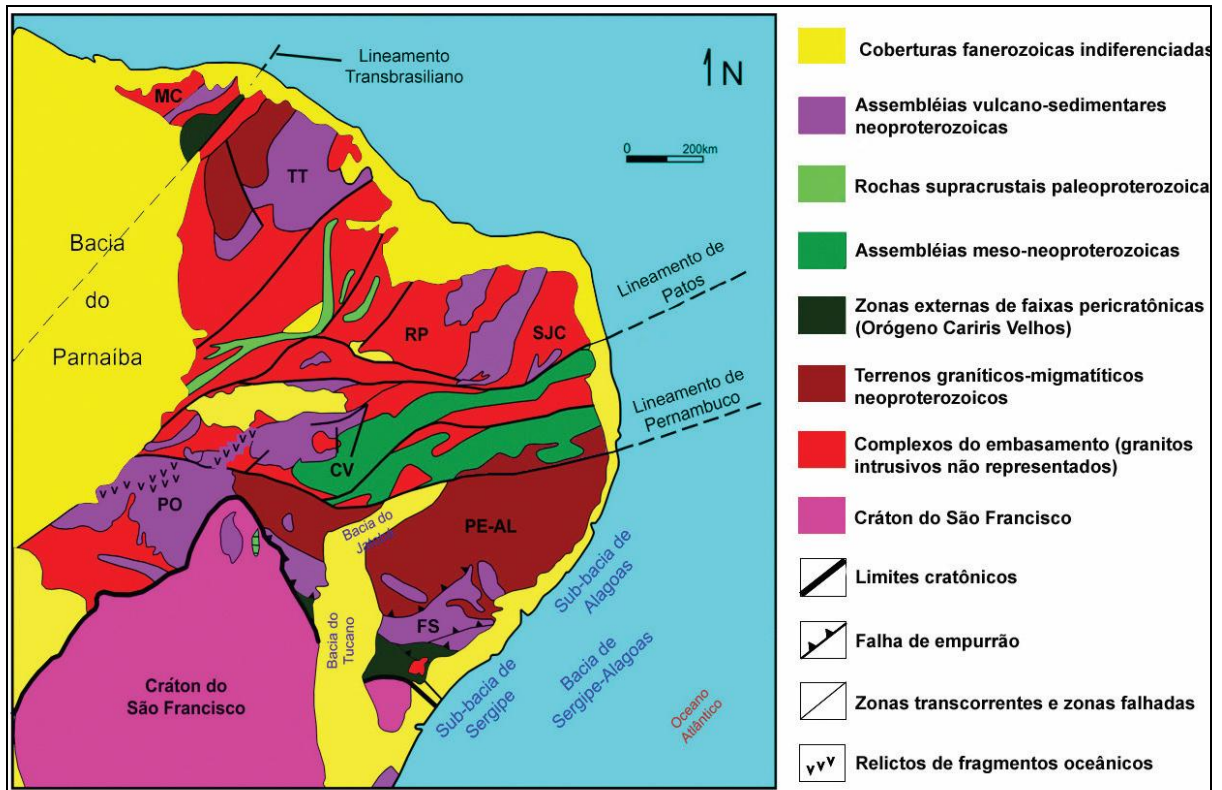
A Faixa Sergipana constitui um cinturão metavulcano-sedimentar de idade Neoproterozoico, intrudido por granitóides pós-tectônicos (Silva, et al., 1995; Kosin et al., 2004; Silva Filho et al., 2003; Oliveira et al., 2006). Esta faixa delimita-se ao norte pelo Maciço Pernambuco-Alagoas e ao sul pelo Cráton do São Francisco. A porção leste da faixa Sergipana atua como embasamento para a Bacia de Sergipe-Alagoas.

A subdivisão da Bacia Sergipe-Alagoas, ao sul sub-bacia de Sergipe e ao norte do Rio São Francisco sub-bacia de Alagoas, deve-se a peculiaridades distintas do arcabouço tectono-estratigráfico e ao diacronismo da sedimentação.

Na Bacia de Sergipe o embasamento é constituído por metassedimentos da Formação Estância e dos grupos Miaba, Vaza-Barris e Macururé pertencentes à Faixa Sergipana.

No nordeste brasileiro onde se situa a Bacia de Sergipe estudada destaca-se pelo alinhamento leste-oeste de Pernambuco-Paraíba (Figura 3), que exerce importante controle tectônico das bacias formadas no Mesozóico (Cordani et al., 1984; Changet et al., 1992).

Figura 3 - Contexto tectônico do Nordeste do Brasil com a compartimentação da Província Borborema.



Fonte: Rancanet *et al.*, 2009 modificado de Cordaniet *et al.*, 2000).

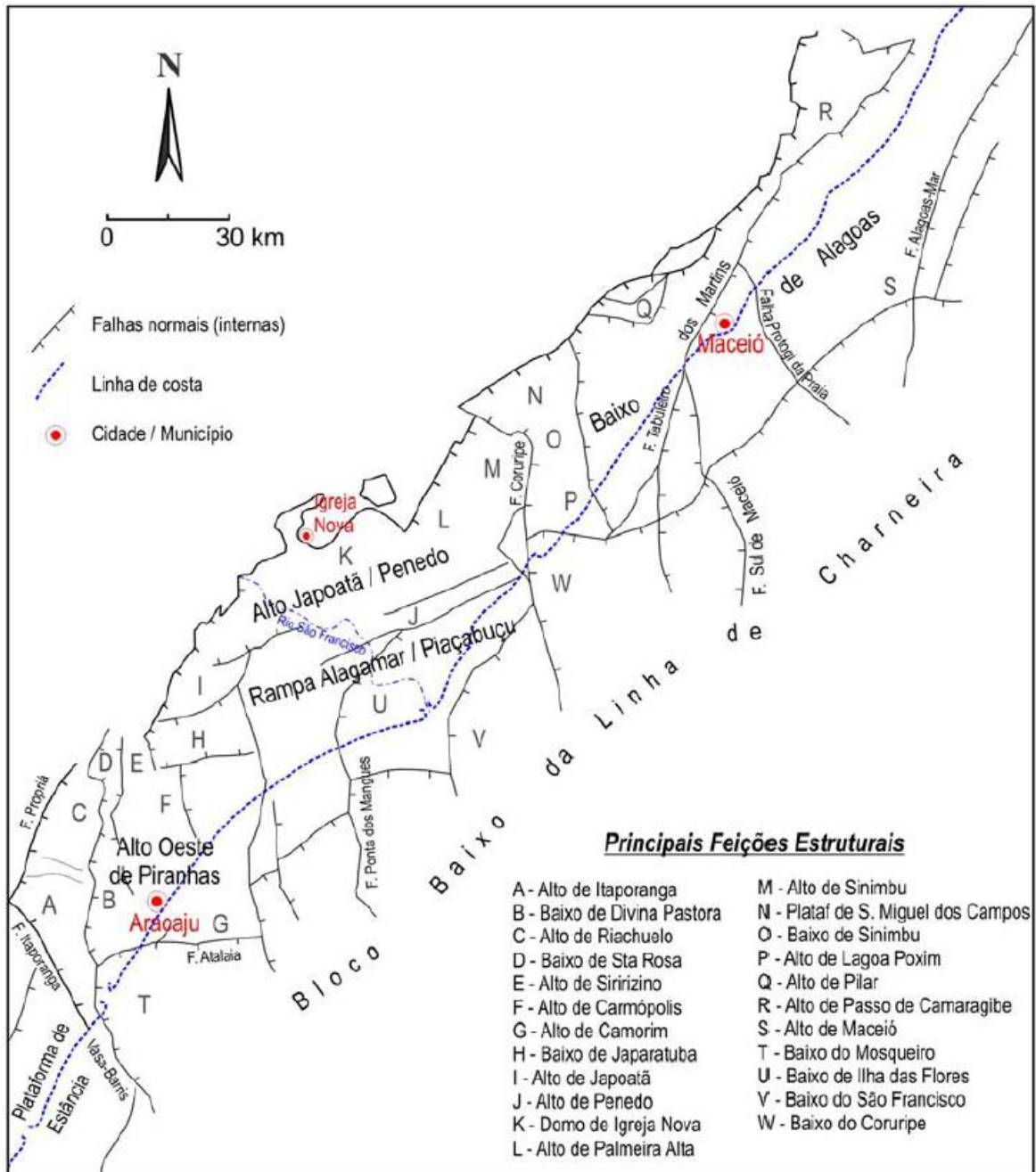
O arcabouço estrutural da bacia é caracterizado por um meio graben de mergulho sudeste (Ojeda&Fugita, 1976) subdividido em compartimentos tectônicos de orientação N-S limitados por falhas normais sintéticas e antitéticas, que formam um padrão em échelon ao longo do strike geral SW-NE.

As principais feições estruturais correspondem aos blocos altos e baixos que apresentam depocentros de orientação NE, nos blocos baixos da linha de charneira (Figura 4).

A tectônica do estágio rifte é interpretada por falhas de direções NE, N-S, E-W e secundariamente NW, resultantes de esforços distencionais de um binário de cisalhamento sinistral. As falhas são interpretadas como falhas normais (Falkenheinet al., 1986).

Quanto ao estilo estrutural as falhas são sintéticas e antitéticas (Figura 5), e formam meio grabéns N-S que desenvolvem um padrão em échelon ao longo do strike geral SW-NE.

Figura 4 - Arcabouço estrutural da Bacia de Sergipe-Alagoas.



Fonte: (Lana & Milani, 1986 & Falkenheinet al., 1986).

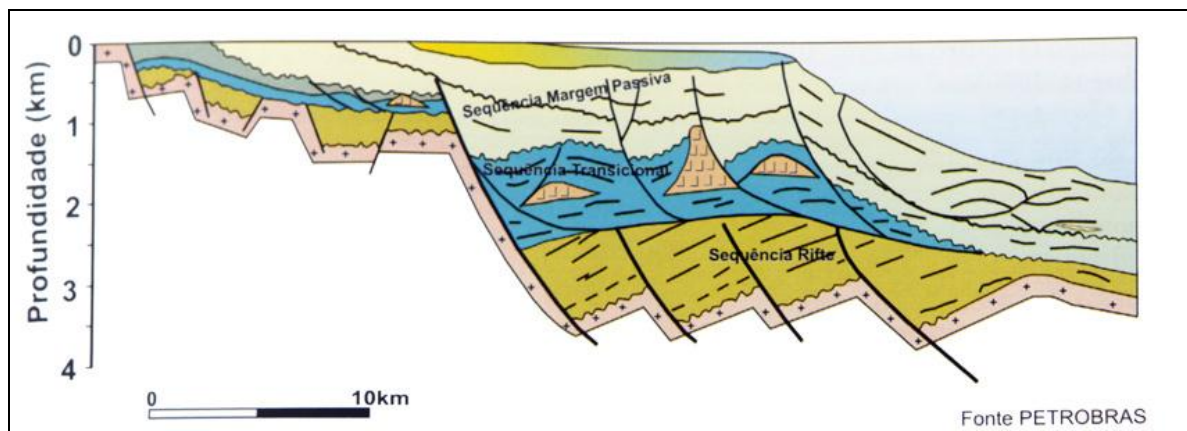
Segundo Lana & Milani (1986) as estruturas foram formadas em duas fases, a primeira em um regime de transcorrência com cisalhamento simples e um regime transtracional sinistral. E outra fase de reativação e implantação de falhas normais NE formadas por regimes distensionais NW-SE perpendicular a margem com falhas da linha de charneira.

A tectônica do estágio pós-rifte é evidenciada pela tectônica Albiana, pela tectônica do sal e pela Neotectônica. Este período é marcado por uma fase distensiva recorrente no

Eoaptiano com falhas normais NW-SE e intensa erosão e discordância pós-rifte com depocentros de orientação NE, nos blocos baixos da linha de charneira. Nesta fase há ocorrências de eventos tectônicos de reativação das falhas de borda de bacia de direção NE e N-NE.

O evento de deformação da tectônica do sal atuou gerando falhas de movimentação do sal marcadas por falhas lítricas, empurrão e de crescimento, domos de sal (Figura 5) e muralhas (Mohriaket al., 1997).

Figura 5 - Seção geológica esquemática de direção dip, da Sub-Bacia de Sergipe.



Fonte: Souza Lima, 2008.

2.4 Evolução Tectono-Estratigráfica

Dentro do contexto evolutivo a América do Sul e o continente Africano foram caracterizados por quatro estágios de tectonismo e sedimentação distintos, compreendendo a fase pré-rifte de caráter continental, a fase rifte de quebra continental, a fase transicional e a fase drifte ou pós-rifte essencialmente oceânica (Ponte & Asmus, 1978).

As sequências sedimentares da Bacia de Sergipe-Alagoas apresentam desenvolvimento do Permo-Carbonífero até o presente (Figura 6), formando um registro sedimentar que alcança até 8 km de espessura, caracterizados por sedimentos de diversos ambientes deposicionais. (Gabaglia & Milani, 1990).

A PETROBRAS com o objetivo de representar as variações em que a Bacia Sergipe-Alagoas foi submetida ao longo do tempo (Campos Neto et al., 2007) a dividiu em cinco sequências: sinéclise, pré-rifte, rift, transicional e drif.

Sinéclise

Representada pela sequência Permo-Carbonífera por sinéclises de dimensões continentais em ambiente glacial/periglacial da Formação Batinga do Carbonífero e marinho costeiro e em ambiente continental desértico, litorâneo e deltaico da Formação Aracaré.

Pré-Rifte

Representada pela sequência Juro-Cretácea depositada em meio graben. Na depressão tectônica desenvolveram-se lagos pouco profundos com deposição de sedimentos de ambiente lacustre da Formação Bananeiras e de ambiente deltaico da Formação Candeeiro e eventualmente invadido por rios entrelaçados que possibilitaram a deposição de grandes e contínuos pacotes sedimentares da Formação Serraria.

Rifte

Corresponde à fase de subsidência mecânica da bacia, com deposição em ambiente continental e marinho restrito. Nesta fase foi depositada a Formação Barra de Itiúba, acima da discordância Pré-Aratú, seguidos pelas Formações Rio Pitanga, Coqueiro Seco e Morro do Chaves. Esta fase antecede a abertura do Oceano Atlântico sendo representada por leques aluviais que gradaram lateralmente para deltas com sedimentos grosseiros, em sistemas alternados prográdantes e transgressivos e podendo ser subdividida em dois intervalos distintos: Neocomiano/Barremiano e Eoaptiano. A seção Neocomiana/Barremiana compreende os depósitos lacustres e deltáicos da Formação Barra de Itiúba, depósitos fluviais/eólicos da Formação Penedo, e cunha clástica de borda de bacia da Formação Rio Pitanga e por arenitos, folhelhos, evaporitos e calcilutitos da Formação Maceió. A seção Eoaptiana constitui essencialmente folhelhos lacustres da Formação Coqueiro Seco e bancos carbonáticos/coquinas do Membro Morro do Chaves que se desenvolveram em altos estruturais.

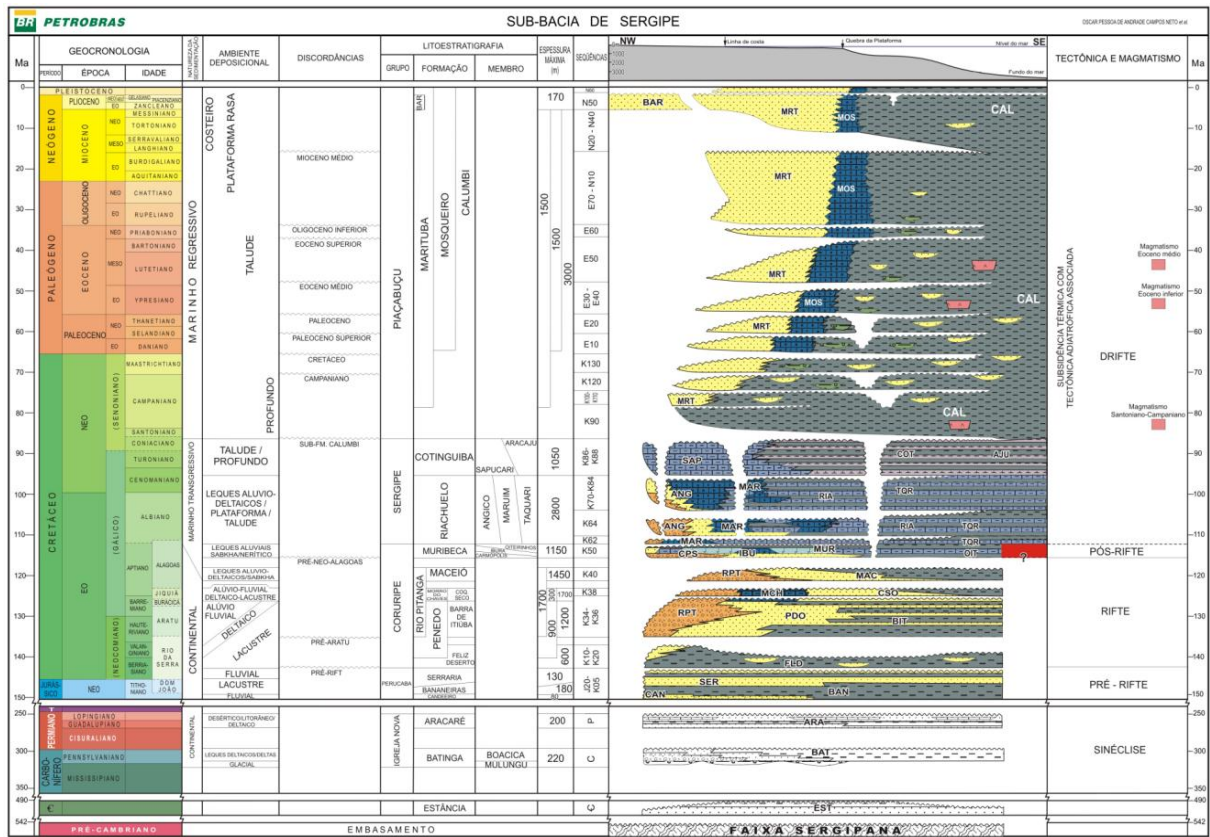
Transcional

Representa a passagem do ambiente continental para marinho sob severas condições de restrição e aridez. Esta fase é marcada pela ocorrência de depósitos evaporíticos Aptianos formados a partir de um ambiente marinho restrito, denominado de golfo, sucedido por uma fase inicial de rifteamento, onde ambientes continentais prevaleciam e seguido pela fase marinha carbonática relativa a um mar raso que evoluiu para a bacia oceânica do Atlântico Sul. A sedimentação Neoaptina e Albiana ocorreu em ambientes de leques aluviais e deltaicos em corpo de água restrito. A seção Neoaptiana iniciou-se com deposição de conglomerados e arenitos da Formação Muribeca/Membro Carmópolis que são os principais reservatórios da Bacia. O intervalo superior dessa seção corresponde aos folhelhos negros, calcilutitos e evaporitos dos Membros Oiterinhos e Ibura da Formação Muribeca, que representam a principal rocha geradora da bacia. A seção Albiana é composta por sedimentos marinhos em condições de bacia compartimentada, com grandes falhamentos, com cunha clástica de borda do Membro Angico, e depósitos lagunares do Membro Taquari. Estes Membros pertencem a Formação Riachuelo.

Drifte

Reflete a instalação progressiva de condições oceânicas, que mostra um conjunto progredente, abrangendo os ambientes marinhos profundo, talude, plataforma continentais e costeiros, representados pelas formações Cotinguiba, Marituba, Calumbi e Mosqueiro. A Formação Calumbi é composta por turbiditossiliciclásticos, que têm sido os principais alvos de exploração da Petrobras nos últimos anos.

Figura 6 - Carta Estratigráfica da Sub-Bacia de Sergipe.



Fonte: (Campos Neto et al., 2007).

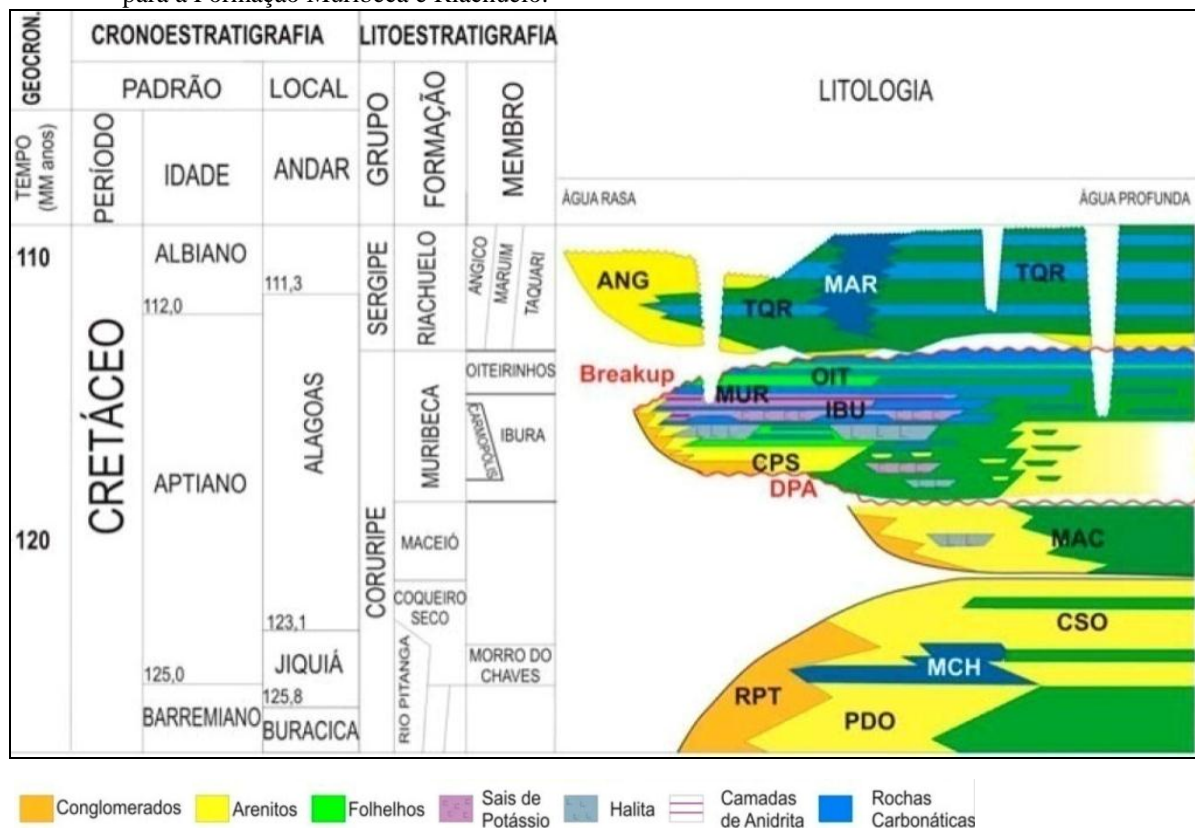
2.4.1 Litoestratigrafia do intervalo estudado

O intervalo estudado corresponde predominantemente à seção de idade Aptiana-Albiana que abrange litoestratigraficamente a Formação Muribeca e uma porção da base pertencente à Formação Riachuelo.

A seção sedimentar abrange rochas dos Membros Carmópolis, Ibura e Oiteirinhos da Formação Muribeca e do Membro Angico da Formação Riachuelo.

A Formação Muribeca conforme ilustrado na figura 7 corresponde a uma fase transicional quanto à evolução tectônica representando a passagem de um ambiente continental para ambiente marinho submetido a condições rígidas de restrição e aridez, correspondendo a primeira grande incursão marinha.

Figura 7 - Litoestratigrafia do intervalo Aptiano-Albiano da Sub-Bacia de Sergipe com destaque em vermelho para a Formação Muribeca e Riachuelo.



Fonte: (Souza Lima et al., 2002).

A Formação Muribeca é litoestratigraficamente composta por três membros: Carmópolis representando a base, Ibura na porção intermediária e Oiterinhos no topo.

O Membro Carmópolis é caracterizado por sedimentos siliciclásticos grossos alúvio-fluviais e deltáicos que constituem tratos de sistemas de mar baixo e transgressivo. As rochas que compõem este Membro são conglomerados de matriz areno-argilosa, arenitos conglomeráticos intercalados com arenitos de granulometria variada, tendo ainda folhelhos e localmente rochas carbonáticas, tais rochas depositaram-se em ambiente continental de clima árido, marcado por leques aluviais de borda de falhas e canais fluviais anastomosados que atuaram integrados (Melo & Rocha, 1982).

As fácies do Membro Carmópolis representam a erosão de altos estruturais internos e externos do embasamento (Abreuet al., 1982) correspondendo ao primeiro ciclo deposicional, a partir do avanço dos sistemas lacustres sobre os leques é iniciado um novo ciclo de deposição de siltitos, folhelhos e lamitos.

Os Membros Oiterinhos e Ibura correspondem a folhelhos negros, calcilitos e evaporitos que representam a principal rocha geradora da bacia.

O Membro Ibura corresponde a evaporitos, carbonatos algais e folhelhos, tais rochas se depositaram provavelmente em ambiente redutor de baixa energia em laguna rasa (Melo & Rocha et., al 1982).

O Membro Oiteirinhos é composto por folhelhos e calcilitos algas depositadas em ambientes lagunares a plataformais.

A Formação Riachuelo é marcada por apresentar os primeiros sedimentos depositados em condições marinhas.

O Membro Angico é composto por arenitos siliciclásticos/bioclásticos e conglomerados depositados em ambiente interpretado como leques subaquosos (Mendeset al., 1994).

2.5 Sistema Petrolífero da Bacia de Sergipe

Na Bacia do Sergipe há ocorrência de acumulações de óleo e gás que abrangem o intervalo do embasamento Proterozóico fraturado até os sedimentos Terciários.

Os principais sistemas petrolíferos (Figura 8) que correspondem a intervalos geradores importantes (Bizzi, et al., 2003) identificados são: Muribeca, Penedo-Barra de Itiúba/Coqueiro Seco e Calumbi.

2.5.1 Muribeca (Aptiano)

São constituídas por rochas geradas em ambiente marinho e transicional, formadas pelas Formações Muribeca e Maceió. Os principais reservatórios e rochas geradoras pertencem a Formação Muribeca, os reservatórios são os arenitos e conglomerados do Membro Carmópolis e as rochas geradoras de hidrocarbonetos pertencem ao Membro Ibura, que incluem os folhelhos pretos, margas e calcilutitos, estas rochas apresentam conteúdo carbono orgânico total de até 12 %, formadas em ambiente marinho restrito e com querogênio do tipo II. Os campos de Carmópolis, Siririzinho, Camorim e Riachuelo a Formação Muribeca constituem mais da metade da produção acumulada e das reservas da bacia.

2.5.2 Penedo-Barra de Itiúba/ Coqueiro Seco (Neocomiano-Barremiano/Eoaptiano)

O sistema de rochas geradoras e reservatório estão incluídos nas Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco. As rochas geradoras de ambiente continental depositadas em lagos sintectônicos da fase rifte correspondem aos folhelhos lacustres. Estes folhelhos possuem valores de carbono orgânico total de até 5 % e querogênio do tipo I. A migração é do tipo secundária, ocorrida por contato direto com a rocha geradora e rocha reservatório ou por falhas lítricas que funcionaram como dutos para migração do petróleo. Os reservatórios constituem os arenitos deltaicos selados pelos folhelhos das Formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco. Os principais campos incluídos neste sistema são: Pilar, Furado, São Miguel dos Campos, Fazenda Pau Brasil e Rio Vermelho.

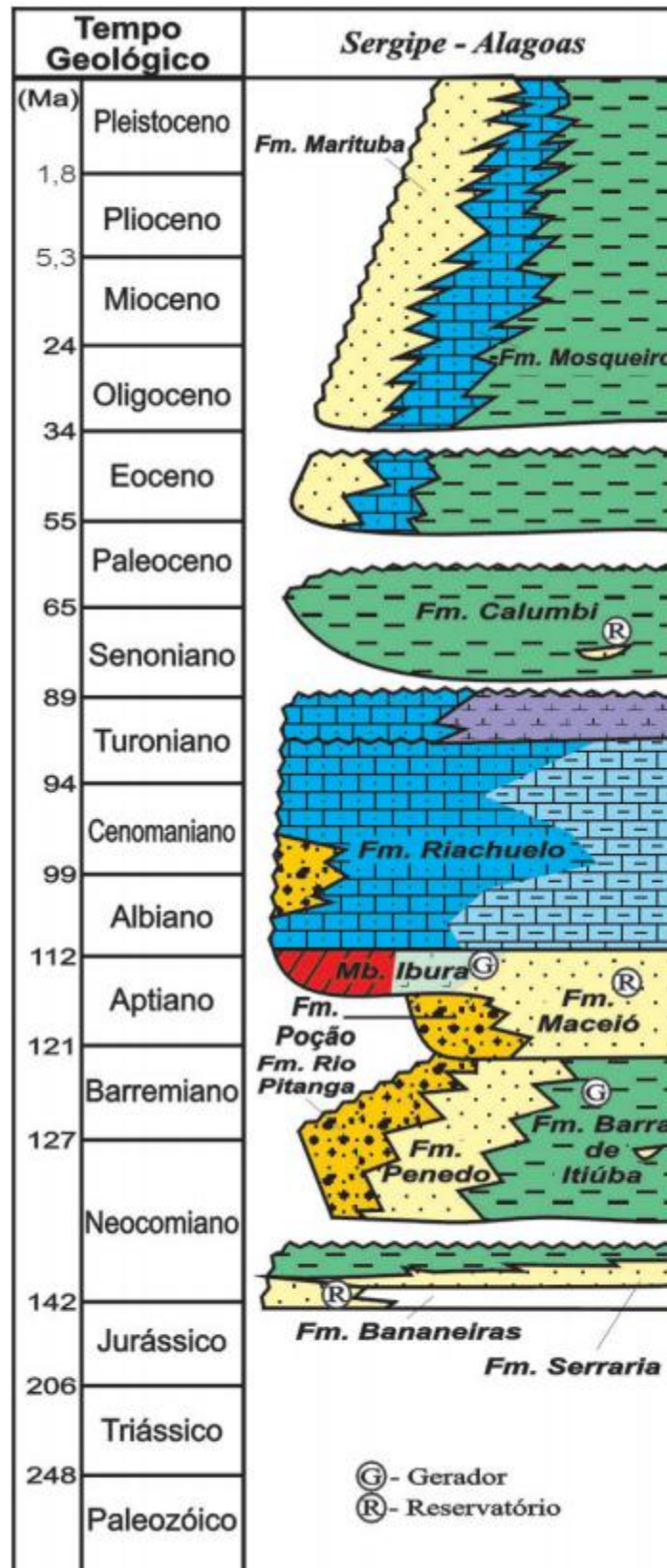
2.5.3 Calumbi (Neocretáceo-Terciário)

Este sistema é integrado pelos reservatórios de arenitos turbidíticos e de plataforma pertencentes à Formação Calumbi. As rochas geradoras pertencem às Formações Muribeca e Maceió, que migraram por falhas geradas por halocinese e reativações da fase sin-rifte. Os campos explorados neste sistema são de Guaricema, Dourado e Piranema.

Há ocorrências de geração em condições de profundidade de soterramento nas Formações Riachuelo (Membro Angico), Cotinguiba e em intervalos de folhelhos da Formação Calumbi, entretanto, tais litoestratigrafias não são consideradas geradoras de hidrocarbonetos expressivas (Babinski & Santos, 1987).

Na Formação Muribeca os principais campos explorados são: Carmópolis, Camorim, Riachuelo, Guaricema, Caioba, Dourado, Tabuleiro dos Martins e Siririzinho, sendo a área do material estudado na dissertação no campo onshore de Siririzinho, próximo ao campo de Castanhal.

Figura 8 - Carta estratigráfica da Bacia de Sergipe–Alagoas e os sistemas petrolíferos.



Fonte: Milani & Thomaz Filho, 2000.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

As amostras analisadas foram obtidas em testemunho contínuo (Figura 9) do poço 9-PEC-41-SE, em furo de sondagem de 387,9 m de profundidade, realizada pela PETROMISA (Petrobras Mineração S.A) no campo produtor onshore de Siririzinho, no Estado do Sergipe.

A metodologia baseou-se na avaliação dos dados palinofaciológicos e de geoquímica orgânica para determinar as rochas potencialmente geradoras de petróleo.

As rochas presentes no poço correspondem a folhelhos, siltitos, arenitos, calcarenitos, calcilutitos, dolomitos, conglomerados, margas, calcário cristalino e anidrita nodular correspondente ao ciclo evaporítico Ibura (Szatmari 1980).

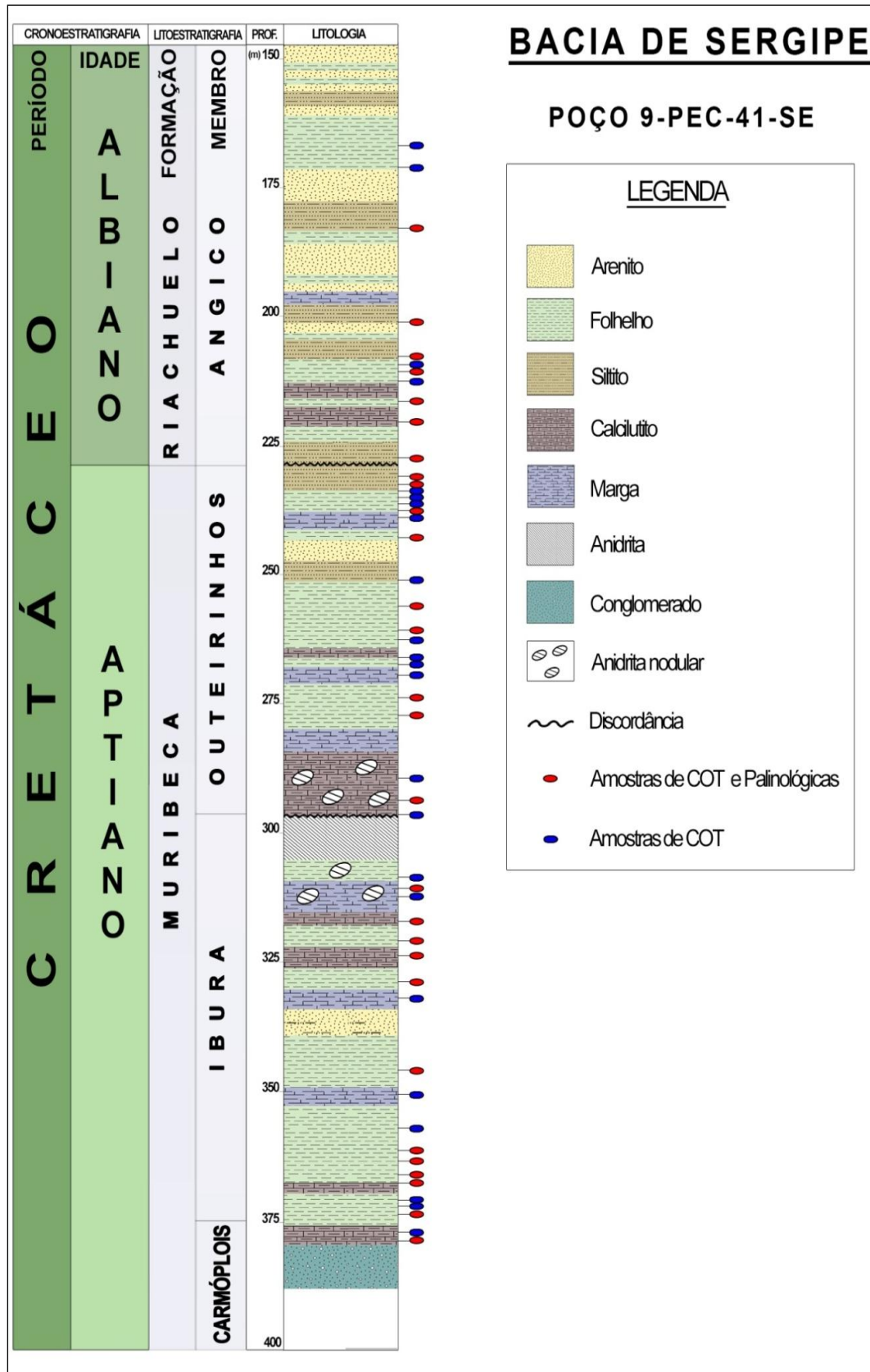
Baseando-se nas características litológicas, foram selecionadas 51 amostras (Figura 10) para a análise de porcentagem do COT. A partir dos resultados obtidos acima de 1% de COT, foram selecionadas 43 amostras para análise dapirólise Rock-Eval e 26 para preparação das lâminas organopalinológicas e palinológicas em intervalos de 3 em 3 m, preferencialmente. As análises ópticas das lâminas organopalinológicas e palinológicas foram realizadas utilizando microscopia de luz branca transmitida e fluorescência.

Figura 9 - Foto do material do amostrado do furo de sondagem.



Fonte: Pacotes de Dados disponibilizado pela Petrobras.

Figura 10 - Perfil litológico da seção estudada no poço 9-PEC-41-SE com as amostras selecionadas para as análises palinológicas e de carbono orgânico total.

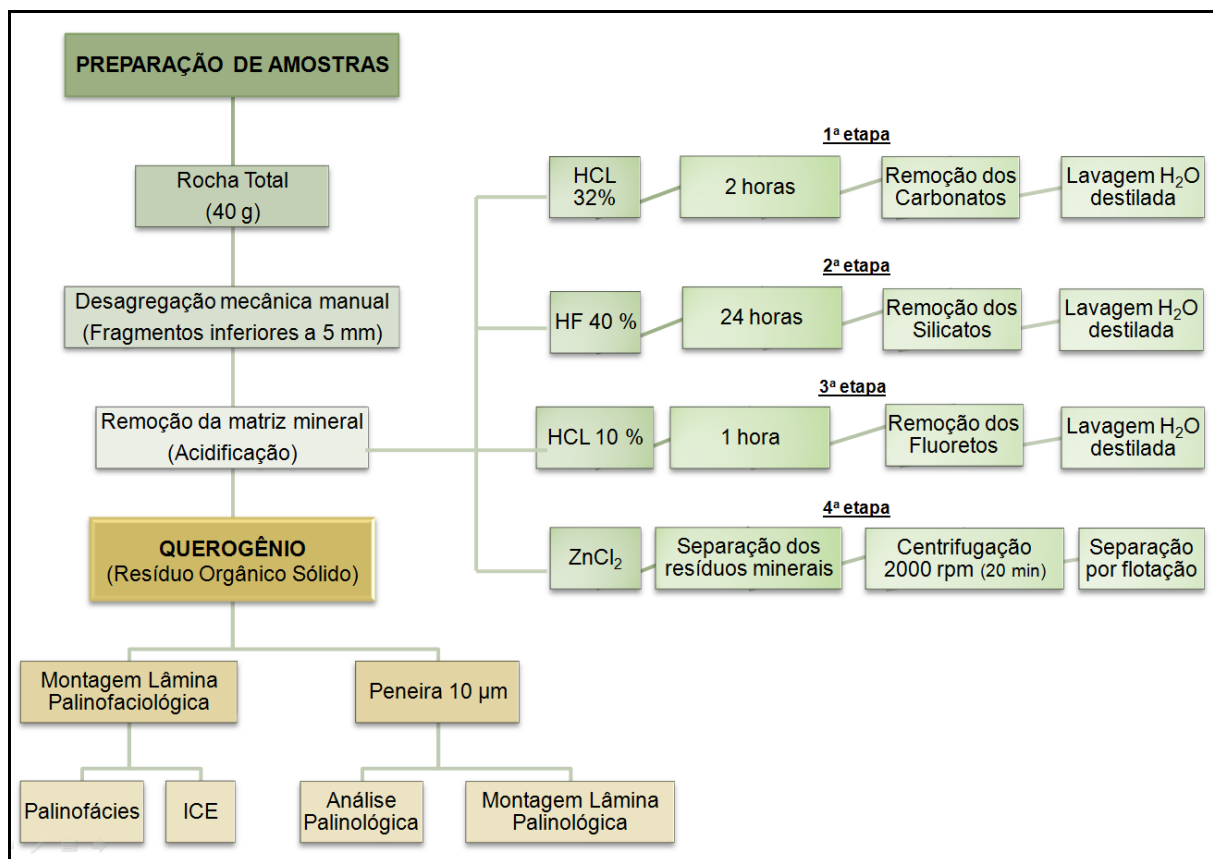


Fonte: Coelho, 2014.

3.1 Métodos petrográficos

O processamento físico-químico das amostras para a caracterização palinológica e palinofaciológica utilizou técnicas de processamento palinológico descritas por Combaz (1964; 1980), Uesugui (1979), Dettmann (1963), Phipps&Playford (1984), Tyson (1993 e 1995) e Wood et al. (1996), aplicadas para obtenção do querogênio concentrado, sendo utilizadas por laboratórios de palinologia em todo o mundo, conforme ilustrado no fluxograma das etapas de preparação das lâminas palinológicas e palinofaciológicas (Figura 11).

Figura 11- Fluxograma das etapas de preparação das amostras para análises palinológicas e palinofaciológicas, segundo a metodologia de Tyson (1995).



Fonte: Coelho, 2014.

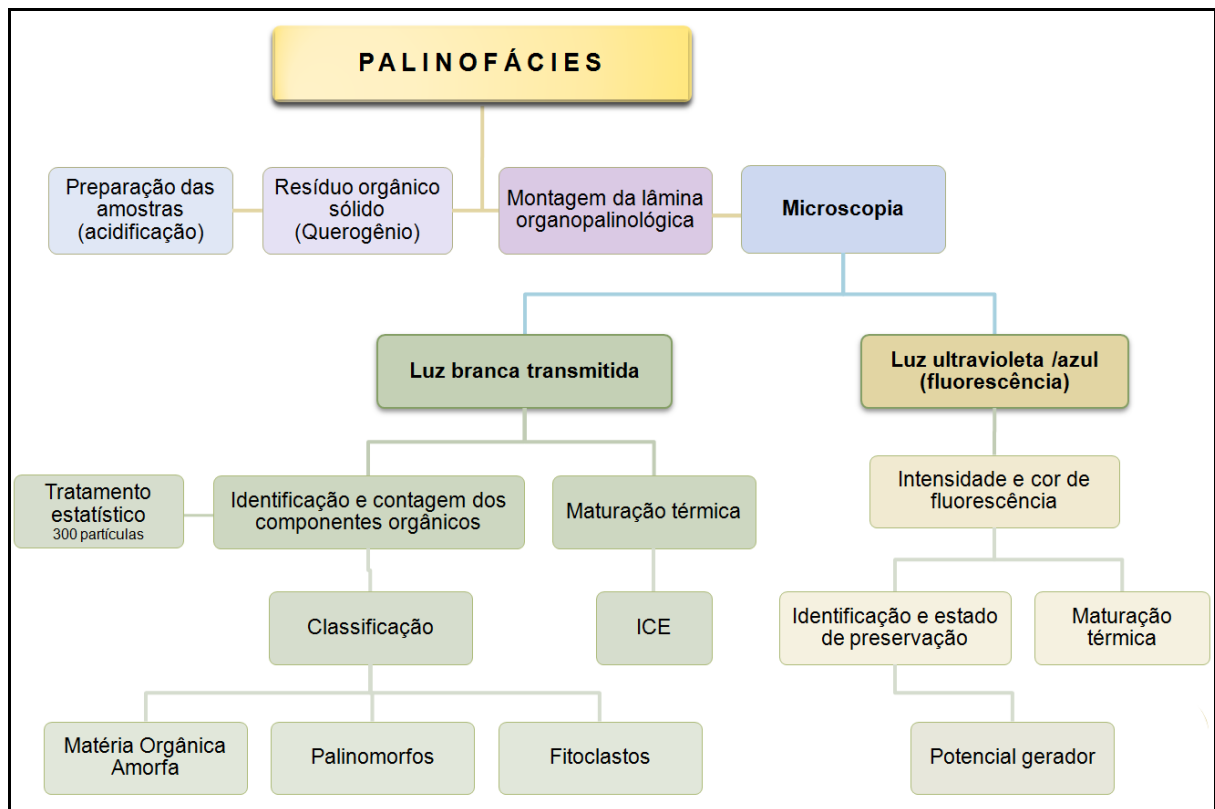
As análises palinofaciológicas (Figura 12) foram realizadas no resíduo orgânico total da amostra de rocha para definir os constituintes orgânicos contidos no sedimento após a remoção da matriz sedimentar mineral, por meio dos processos de acidificação com ácidos clorídrico (HCl) e fluorídrico (HF) (Mendonça Filho et al. 2009).

A integração das técnicas de microscopia e geoquímica orgânica é utilizada para entender os processos que envolvem a produção, a distribuição, a decomposição e a preservação da matéria orgânica sedimentar (Tyson 1995; Mendonça Filho 1999; Mendonça Filho et al. 2001).

O querogênio foi classificado por meio das propriedades ópticas, considerando forma, estrutura, cor e intensidade de fluorescência do constituinte orgânico.

As análises quantitativas dos constituintes do querogênio foram realizadas para definir e caracterizar as palinofácies. Nesta classificação, os dados percentuais relativos das partículas foram obtidos pela contagem de até 300 partículas com dimensões superiores a 10 µm (Tyson 1995; Mendonça Filho 1999).

Figura 12 - Fluxograma de etapas das análises de palinofácies.



Fonte: Metodologia de Tyson, 1995.

Na avaliação do material, foi possível identificar e quantificar os três principais grupos de constituintes que compõem o querogênio: os fitoclastos, os palinomorfos e a matéria orgânica amorfa (Figura 13).

Os resultados da contagem foram representados em gráficos e tabelas e, posteriormente, integrados com os dados geoquímicos obtidos nos resultados de COT, enxofre total e resíduo insolúvel. A representação gráfica foi elaborada com a utilização do programa Grapher, versão 4.0 para Windows, utilizando-se o valor percentual para cada um dos componentes orgânicos obtidos. Isso resultou em gráficos lineares, que permitiram a visualização dos grupos de querogênio e a individualização das palinofácies.

O método para avaliar a qualidade da matéria orgânica utilizado para caracterizar os níveis de preservação do constituinte orgânico amorfo e dos palinomorfos foi obtido por meio de análises ópticas de fluorescência. Segundo Tyson (1995), as mais intensas fluorescências ocorrem no querogênio liptínico gerador de óleo, originado em ambiente deposicional, com alto potencial de preservação.

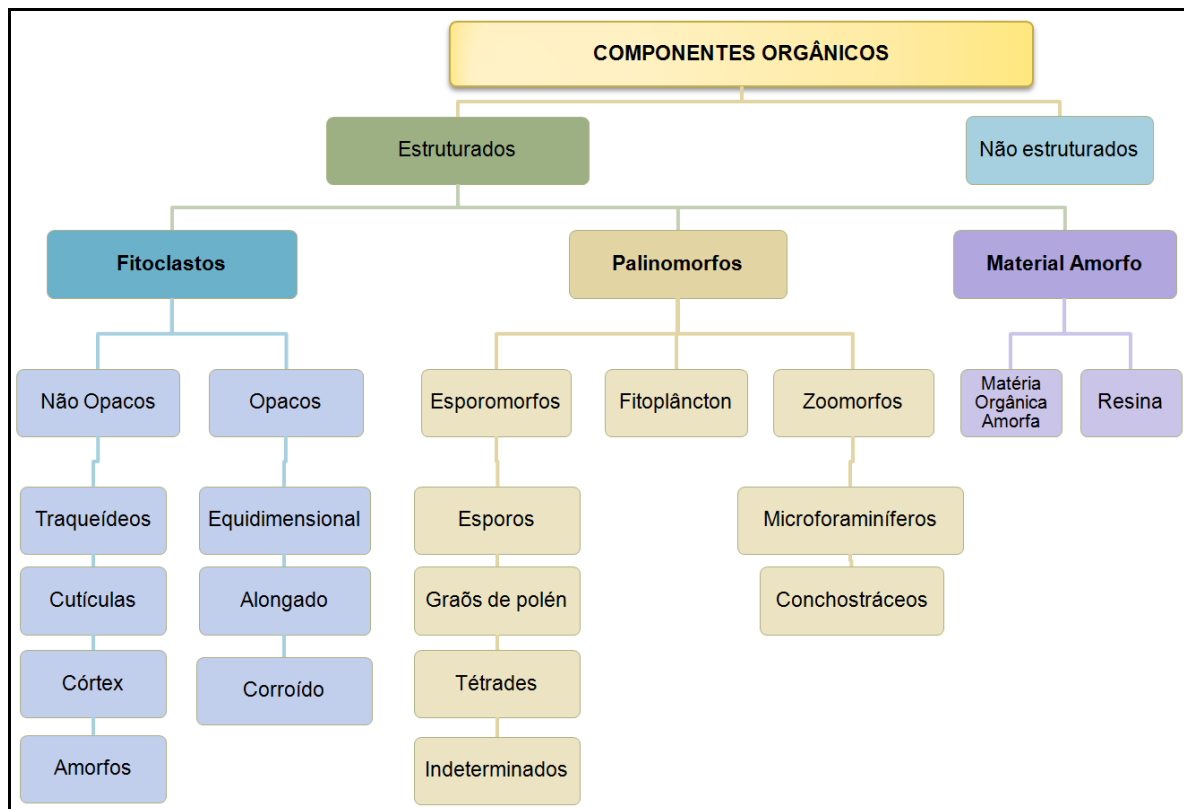
As fluorescências mais fracas ou ausentes correspondem aos componentes orgânicos de composição química aromática, que não possuem bom potencial para geração de hidrocarbonetos.

As análises de cor e intensidade da fluorescência permitem determinar o estado de preservação da matéria orgânica e definir o potencial gerador da rocha.

A identificação dos tipos de querogênio permite diferenciar o potencial de geração de uma rocha.

A avaliação dos diferentes tipos e da preservação da matéria orgânica é realizada com o microscópio óptico em luz branca transmitida e fluorescência (Tyson 1995), relacionando o estado de preservação da matéria orgânica ao potencial de geração dos hidrocarbonetos.

Figura 13 - Classificação dos grupos de componentes orgânicos estruturados e não estruturados.



Fonte: Tyson, 1995.

A análise palinológica é aplicada para a identificação e individualização dos grupos de palinomorfos, tanto de origem alóctone, representado pelos esporos e grãos de pólen, como os componentes autóctones.





















Para a análise palinológica, o microscópio óptico foi empregado para identificar as espécies, seguido da pesquisa bibliográfica para identificar o morfotipo encontrado e classificá-lo.

A análise da maturação térmica da matéria orgânica foi usada por meio do ICE, desenvolvido por Barnardet al. (1981), que permite atribuir valores numéricos, em escala de 1 a 10, para as variações de cor ocorridas nos esporomorfos (esporos e grãos de pólen). De acordo com o aumento da profundidade e temperatura, as cores variam de amarelo-claro, em baixas temperaturas, até preto, em altas.

A coloração dos componentes orgânicos é alterada de sua cor original, quando submetida ao aumento de temperaturas, ficando mais escura à medida que a temperatura se eleva (carbonização).

A determinação do ICE foi realizada nas lâminas organofaciológicas, utilizando a microscopia óptica de luz branca transmitida, baseada na tabela de lâminas padrão (Figura 14) da Robertson Research International Limited (Tyson 1995).

Figura 14 - Determinação do ICE Robertson Research-International Limited.

ESTÁGIOS DE EVOLUÇÃO TÉRMICA		VARIÇÃO DE CORES EM ESPOROS	INDICADORES DE MATURAÇÃO TÉRMICA				
GRAU DE MATURAÇÃO	ICE		%Ro	IAT	Fluoresc. palinomorfos	T-máx °C	
D I A G Ê N E S E	IMATURO	 Incolor	1	0,2			
		 amarelo pálido	1,5		1	verde amarela	
		 amarelo claro	2		1,5		
		 amarelo	2,5				
		 amarelo ouro	3	0,3	2		
		 amarelo escuro	3,5				
		 amarelo escuro laranja	4	0,4			430
		 laranja	4,5				
		 laranja	5	0,5			
		 laranja	5,5	0,6	2,5		440
C A T A G Ê N E S E	MATURO	 laranja escuro	6				
		 laranja escuro	6,5	0,7			
		 laranja escuro	7	0,8			
		 laranja escuro	7,5	0,9		laranja marrom	
		 marrom escuro	8	1,0			
		 marrom escuro	8,5	1,3	3		450
M E T A G Ê N E S E	SUPERMATURO	 marrom escuro preto	9	2,0	3,5		
		 preto	9,5		4		
		 preto	10	3,0	5		
		 preto				ausente	

Fonte: Adaptado de Tyson, 1995.

3.2 Métodos de geoquímica orgânica

A evolução térmica da matéria orgânica foi analisada integrando os dados de COT e pirólise Rock-Eval, que permitem definir o potencial de geração, o grau de maturação e o tipo de querogênio das rochas geradoras (Tissot&Welte 1984).

A determinação da abundância da matéria orgânica presente nos sedimentos é avaliada por meio da porcentagem do carbono orgânico, incluindo outros elementos como hidrogênio, nitrogênio e enxofre (Jarvie, 1991). A proporção dos elementos depende da origem, do estado de preservação, da idade e da evolução térmica da matéria orgânica.

O carbono orgânico constitui o teor mínimo de matéria orgânica necessária para originar uma acumulação de óleo ou gás, viável economicamente.

Os dados quantitativos dos resultados do COT estudados na rocha fornecem informações para determinar o potencial de geração dos hidrocarbonetos.

A análise dos dados de pirólise Rock-Eval possibilita avaliar a qualidade da matéria orgânica presente na seção, relacionando com os resultados do COT.

Os resultados do estudo do COT e da pirólise Rock-Eval foram mostrados em gráficos, tabelas e diagrama de “Van Krevelen”.

3.2.1 Preparação das amostras para carbono orgânico total

Para a análise do COT, foram utilizadas 51 amostras do poço, seguindo as etapas de preparação conforme o fluxograma apresentado na figura 15.

As amostras foram selecionadas dos testemunhos, com intervalos de 30 cm ou 1,0 m, seguindo para o processo de britagem para fragmentação e pulverização em gral de porcelana a fim de obter partículas de aproximadamente 200 μm . Após esta etapa, o material foi submetido a uma peneira de 80 mesh e o pó armazenado em frascos identificados pela profundidade da amostra.

A pesagem do material foi realizada no aparelho LECO® SC – 444, no qual houve a queima do resíduo insolúvel (RI) e a medida das quantidades de CO₂ e SO₂ liberados por meio de um detector de infravermelho, que expressa, em porcentagem de peso relativo à amostra original, os teores de carbono orgânico e enxofre.

3.2.2 Preparação das amostras para pirólise Rock-Eval

Para a obtenção dos dados de pirólise Rock-Eval, foram selecionadas 41 amostras que apresentaram os valores de COT superiores a 1,0%.

A técnica de pirólise Rock-Eval foi desenvolvida (Espitalié et al. 1977; 1985) no Instituto Francês de Petróleo e determina os parâmetros para a correlação das razões H/C e O/C, provenientes da análise elementar com os parâmetros IH e IO, provenientes das análises de pirólise Rock-Eval (Espitalié et al. 1977).

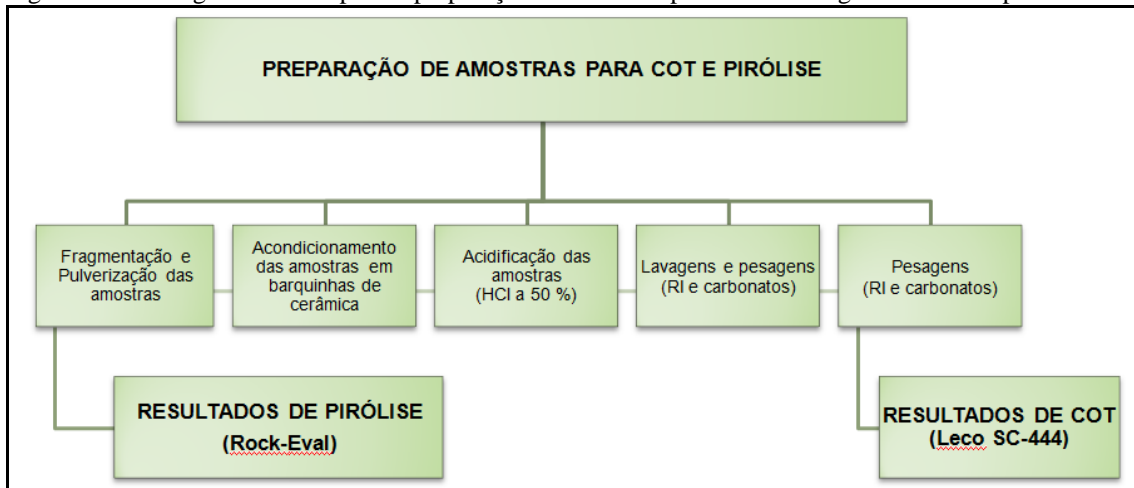
As amostras selecionadas do material foram submetidas ao equipamento para o aquecimento em atmosfera inerte de 300 a 500°C, utilizando hélio com gás carreador. Os detectores de ionização de chama e condutividade térmica mediram os hidrocarbonetos e CO₂ liberados.

Os voláteis são liberados em três fases de temperaturas crescentes, as quais permitem a obtenção de parâmetros como: o pico S1, que representa os hidrocarbonetos livres na rocha gerados e que encontram-se presentes na rocha geradora; o S2, que representa os hidrocarbonetos derivados pelo craqueamento térmico primário; o S3, o qual relaciona o dióxido de carbono (CO₂) liberado durante a pirólise Rock-Eval, representando a quantidade de oxigênio presente no querogênio; a temperatura máxima, que corresponde àquela em que ocorre o pico S2; o índice de hidrogênio (IH), usado para determinar o tipo, a origem e o estado de preservação do querogênio; e o índice de oxigênio (IO).

Os dados do IH e IO obtidos na análise foram plotados no diagrama “Van Krevelen”(Figura 16) para diferenciar os quatro tipos básicos de querogênio (I, II, III e IV), considerando o material termicamente pouco evoluído.

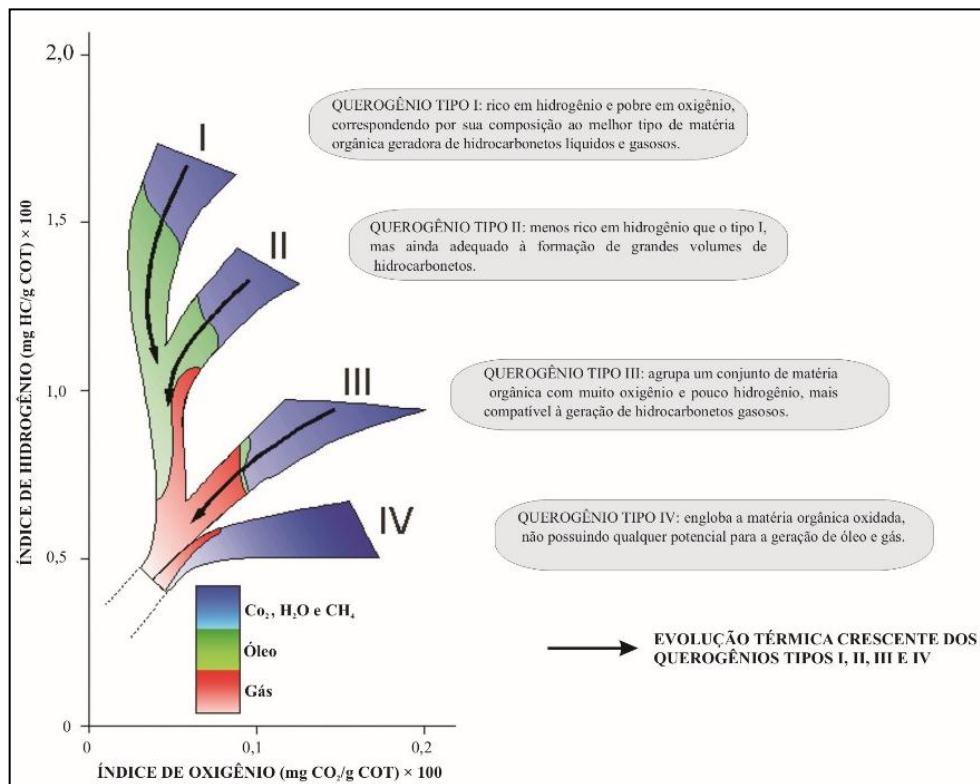
Segundo a classificação de Tyson (1995), o querogênio do tipo I é caracterizado por ser rico em hidrogênio e pobre em oxigênio, correspondendo à melhor composição de matéria orgânica para a geração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos. O tipo II é menos rico em hidrogênio do que o I, mas é considerado adequado para a formação de grandes acumulações de hidrocarbonetos. Já o III é constituído por matéria orgânica com muito oxigênio e pouco hidrogênio, sendo propício para a geração de hidrocarbonetos gasosos. O querogênio do tipo IV não possui potencial para a geração de óleo ou gás, e é constituído por matéria orgânica oxidada.

Figura 15 - Fluxograma das etapas de preparação de amostras para carbono orgânico total e pirólise *Rock-Eval*.



Fonte : Coelho, 2014.

Figura 16 - Diagrama do tipo “Van Krevelen”.



Fonte: Espitalié *et al.*, 1985 Modificado de Van Gijssel 1982.

4 RESULTADOS PALINOFACIOLÓGICOS

As análises visuais do querogênio mostram que o material orgânico particulado é constituído, principalmente, por elementos de origem lacustre, com presença, mesmo que rara, de paleomicroplâncton marinho.

O material orgânico amorfo, seguido por fitoclastos e palinomorfos, domina em praticamente todo o intervalo da seção.

Foi possível reconhecer e identificar, por meio da microscopia de luz branca transmitida e ultravioleta incidente, três grupos de querogênio: fitoclastos, palinomorfos e material orgânico amorfo.

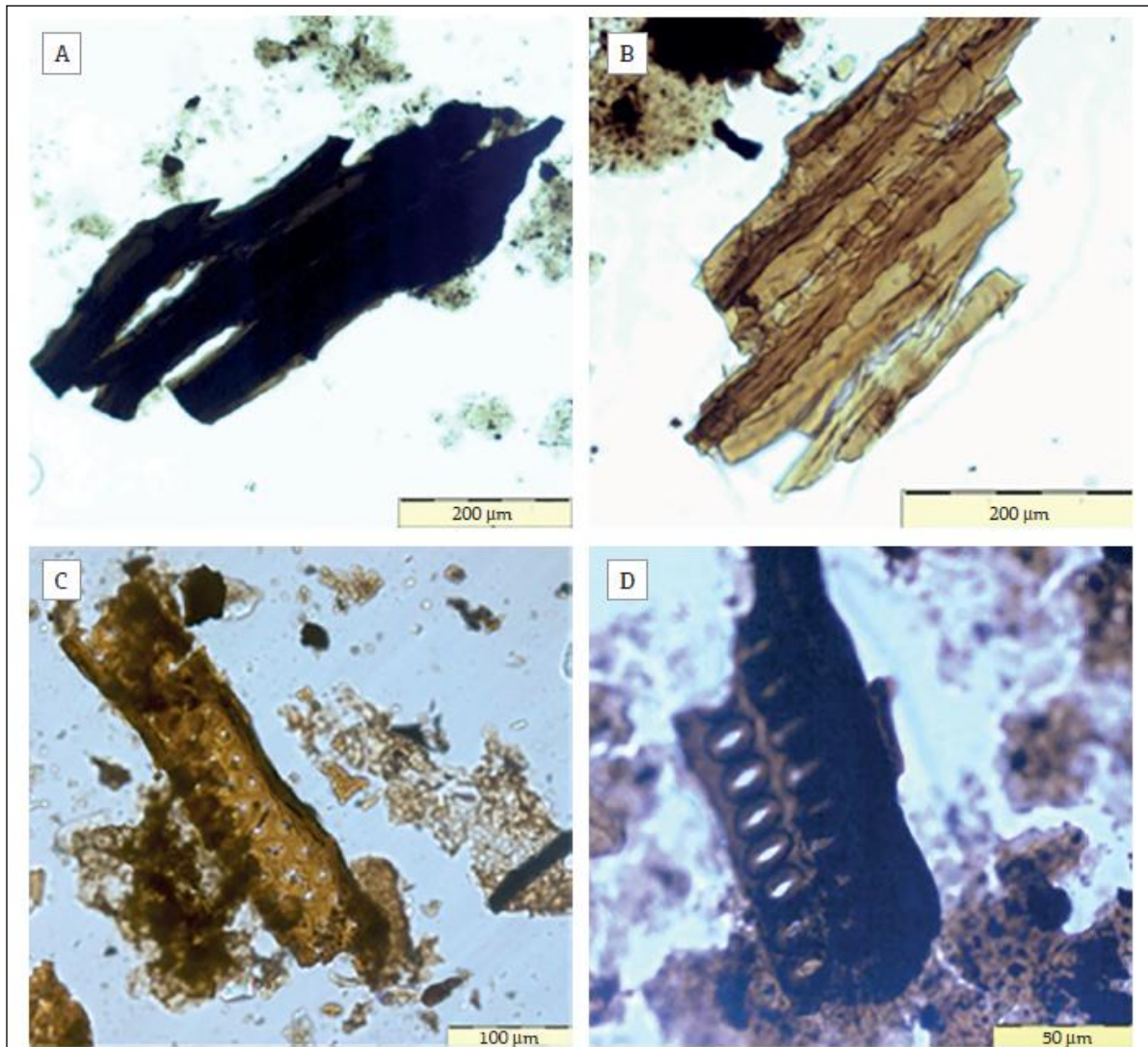
Os fitoclastos estão presentes em grande parte da seção e são encontrados em todas as formas e tamanhos, sendo identificados: opacos, não opacos e traqueídeos (Figura 17).

Os opacos são caracterizados por cor preta, tamanhos variáveis, formas alongadas e equidimensionais, com contornos nítidos e retilíneos e sem fluorescência (Figura 17A).

Já os não opacos, apresentam cor marrom alaranjada, com formas equidimensionais e apresentam ausência de fluorescência (Figura 17B).

Os traqueídeos têm cores que variam de marrom-claro alaranjado a marrom-escuro (Figura 17D); possuem formato equidimensional a alongado; sua estrutura interna apresenta o estômato visível e apresentam ausência de fluorescência (Figura 17C).

Figura 17 - Fotomicrografia em luz branca transmitida.



Legenda: (A) Fitoclasto opaco; (B) Fitoclasto não opaco; (C) Traqueídeo com estômato visível; (D) Traqueídeo.

Fonte: Coelho, 2014.

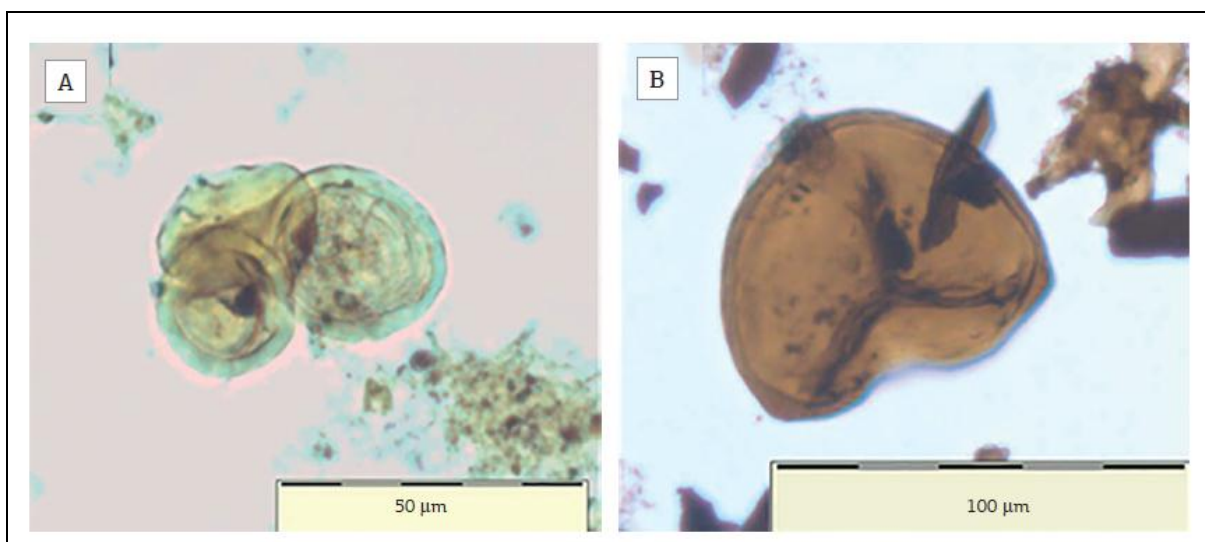
Os elementos que correspondem ao grupo dos palinórfos são representados por grãos de pólen e esporos. Os palinórfos são caracterizados por apresentarem, quando submetidos à luz branca transmitida, coloração amarelo-claro a marrom e, à ultravioleta, fluorescência baixa.

Os grãos de pólen são indicados predominantemente pela espécie *Classopollisclassoides* Pflug (Pflug 1953).

Observam-se, pontualmente, palinórfos dispostos em tétrades e aglomerados (Figura 18A), ocorrência dos grãos de pólen bissacados e esporos triletes (Figura 18B).

A matéria orgânica amorfa (Figura 19) apresenta-se predominantemente dispersa, com coloração marrom-claro, e globosa, com coloração marrom-escuro.

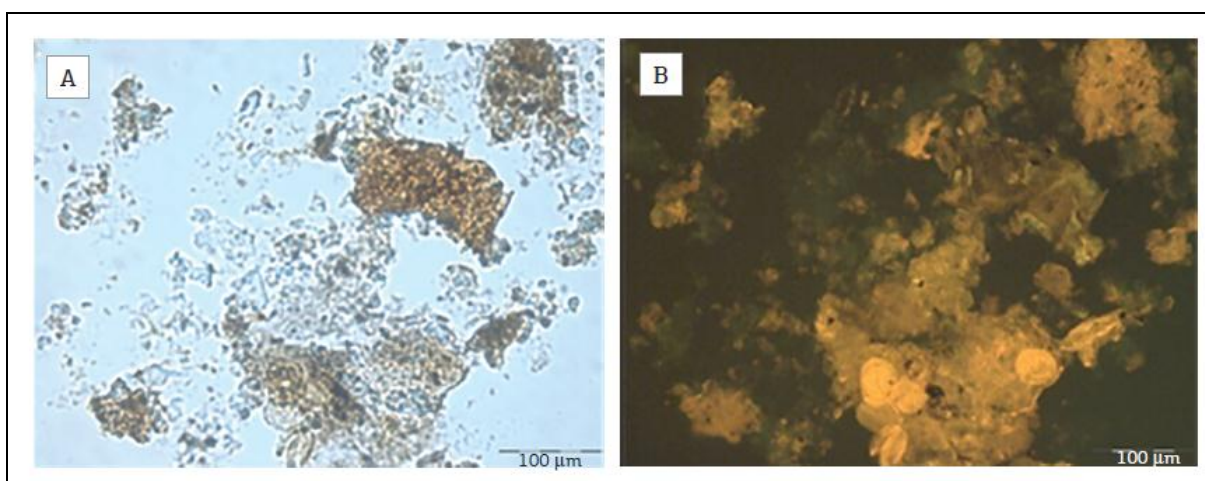
Figura 18 - Fotomicrografia das espécies de palinórfos.



Legenda: (A) Tétrade dos grãos de pólen da espécie *Classopollisclassoides*; (B) Esporo da espécie *Deltoidosporahallii*.

Fonte: Coelho, 2014.

Figura 19 - Fotomicrografia da matéria orgânica amorfa.



Legenda: (A) Luz branca transmitida amostra 9-PEC-41-SE 294,5 m; (B) Luz ultravioleta amostra 9-PEC-41-SE 208,0 m.

Fonte: Coelho, 2014.

4.1 Análise quantitativa do querogênio

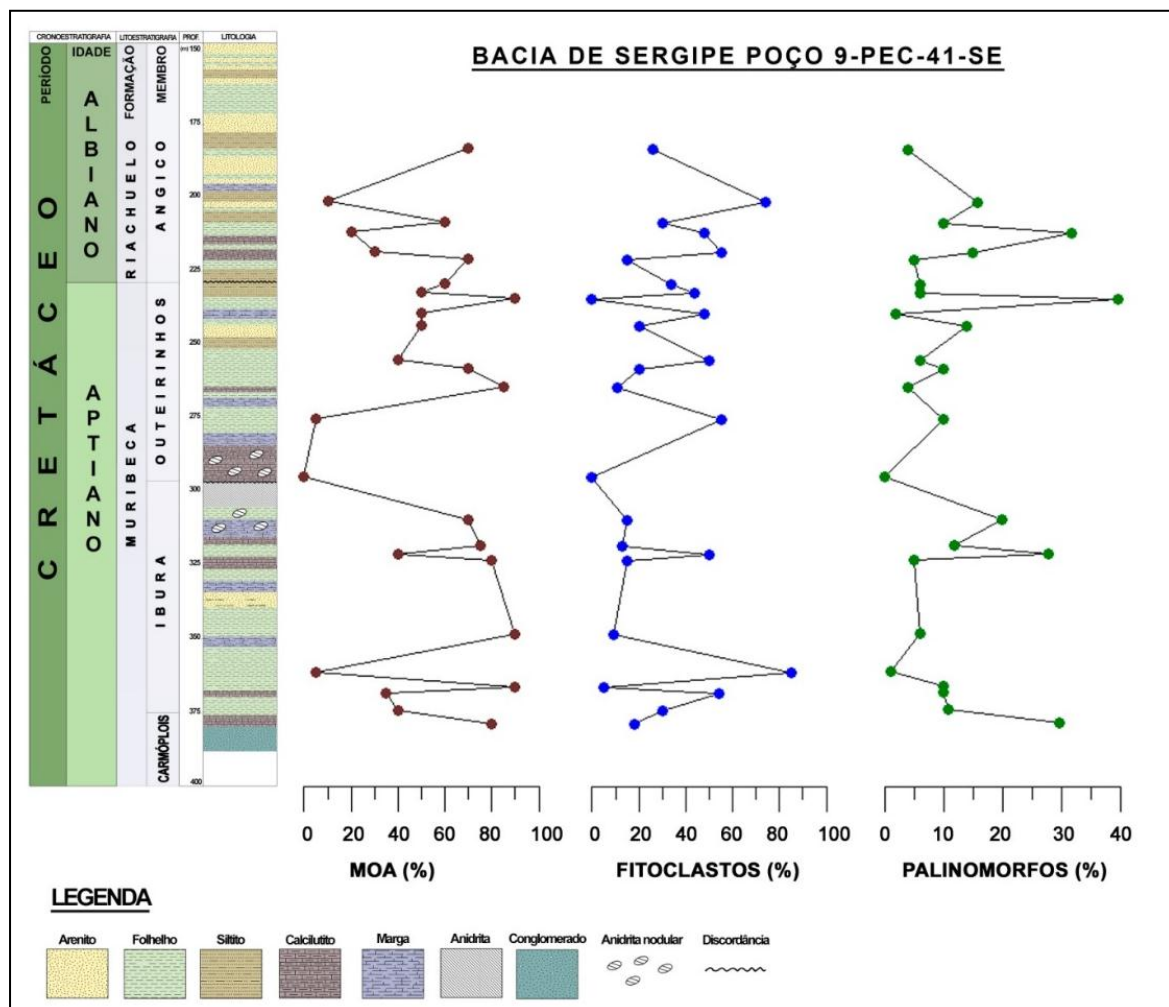
O resultado quantitativo dos componentes orgânicos apresentou valores percentuais distribuídos ao longo das profundidades amostradas do poço, conforme ilustrado na Figura 20.

A matéria orgânica amorfa mostrou predominância na maior parte das amostras analisadas, variando de 40 a 90%, com média de 67%.

A quantificação dos palinomorfos obteve valores entre 1 a 40%, tendo uma média de 12% na distribuição total do querogênio.

Os fitoclastos dos subgrupos dos opacos, não opacos e traqueídeos apresentaram registro com valores médios de 45%.

Figura 20 -Representação da porcentagem relativa entre os grupos de querogênio (matéria orgânica amorfa, fitoclastos e palinomorfos).

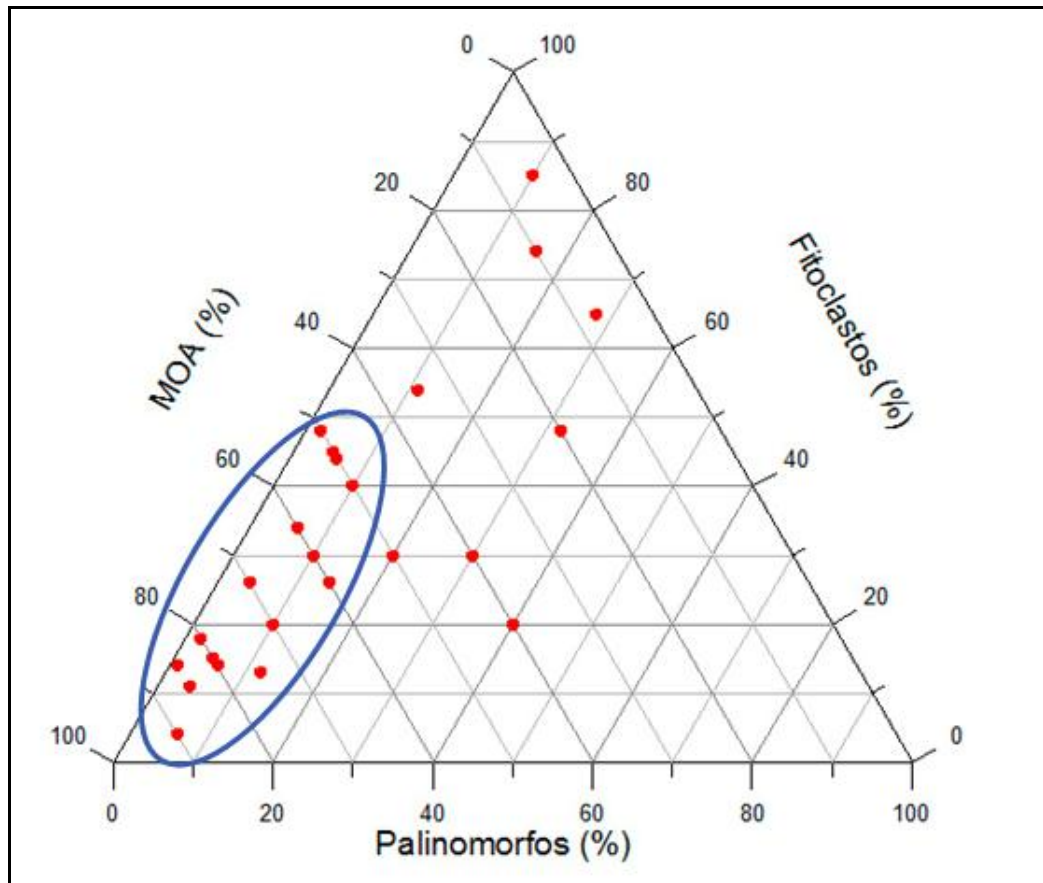


Fonte: Coelho, 2014.

Os constituintes do querogênio do subgrupo dos fitoclastos opacos são abundantes na maioria das amostras da seção em relação ao não opacos.

A maior proporção na composição total do querogênio na seção analisada é representada pela matéria orgânica amorfa (Figura 21).

Figura 21 - Utilização de gráfico ternário para identificar o predomínio dos constituintes orgânicos da seção estudada.

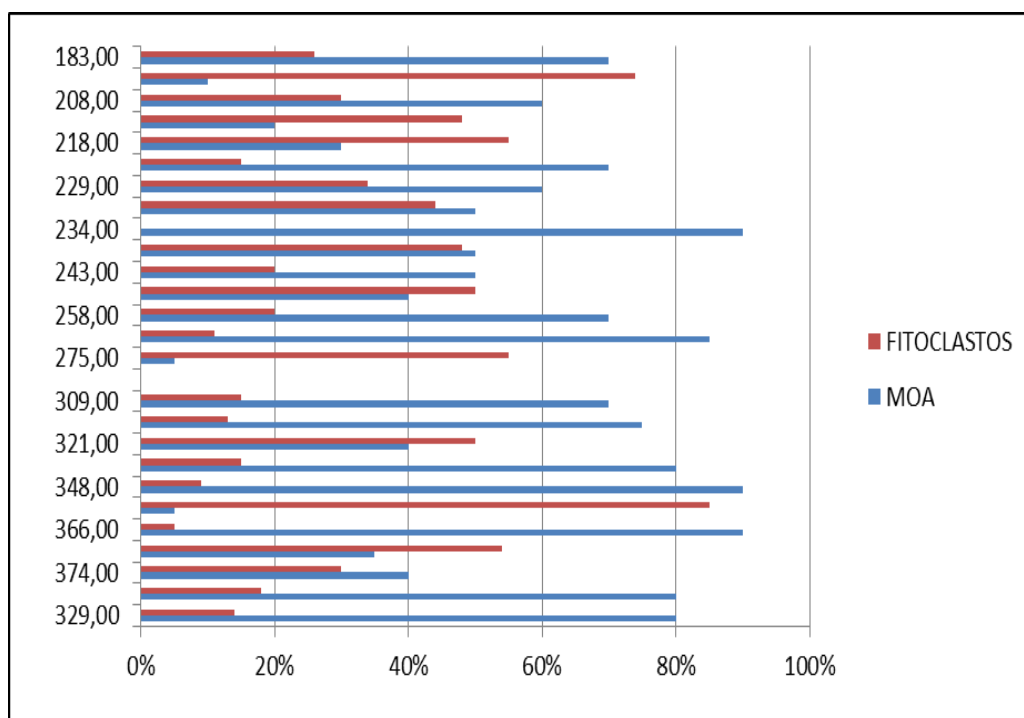


Fonte: Coelho, 2014.

A porcentagem de fitoclastos está relacionada com uma maior proximidade da área fonte, quando os valores dos fitoclastos aumentam conseqüentemente ocorre um decréscimo nos valores de MOA (Figura 22).

Segundo Tyson, 1995 a MOA poderá estar associada a condições de preservação em ambiente redutor.

Figura 22 - Representação da porcentagem relativa entre os grupos de fitoclastosMOA.



Fonte: Coelho, 2014.

4.2 Análise da qualidade de preservação do material orgânico

O estado de preservação do material foi examinado utilizando-se os critérios ópticos, por meio de avaliação da intensidade de fluorescência.

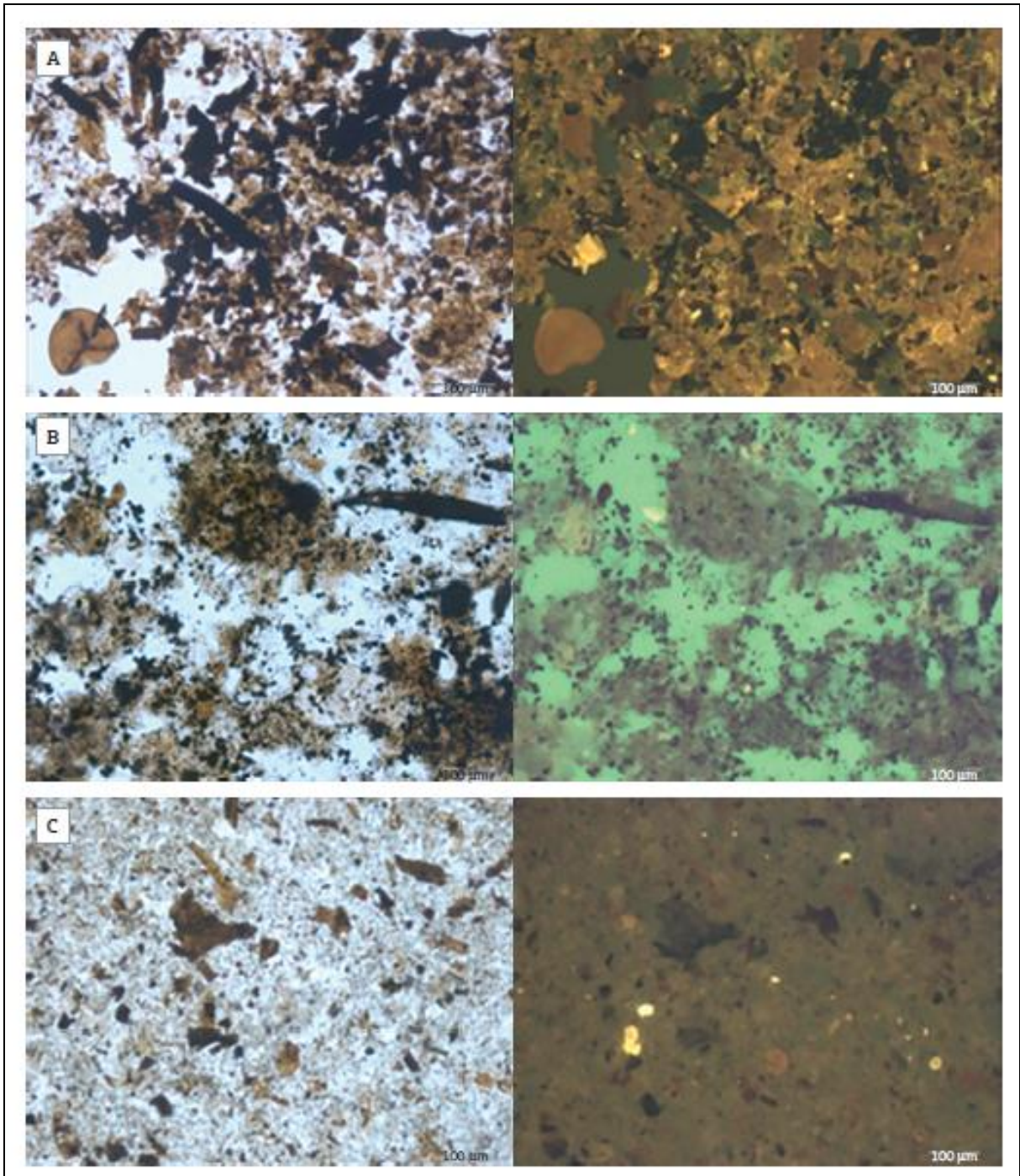
O resultado obtido permitiu identificar a ocorrência de matéria orgânica amorfa com fluorescência alta (Figura 23A) e moderada à baixa (Figura 23B) e com ausência de fluorescência (Figura 23C).

Os fitoclastos e palinomorfos, em geral, apresentam grau de fluorescência baixo.

A matéria orgânica amorfa ocorre na seção predominantemente na forma globosa, com moderado a alto grau de fluorescência. Sua identificação constitui um bom indicativo para determinar o grau de maturação e preservação da matéria orgânica.

As características da fluorescência da matéria orgânica amorfa, obtidas na análise de cor e intensidade, determinam seu bom estado de preservação.

Figura 23 - Fotomicrografia da matéria orgânica amorfa em luz branca transmitida (esquerda) e ultravioleta fluorescente à direita.



Legenda: (A) Amostra 211,5 m com fluorescência alta; (B) Amostra 264,0 m com fluorescência moderada à baixa; (C) Amostra 201,0 m com ausência de fluorescência.

Fonte: Coelho, 2014.

4.3 Caracterização das palinofácies

Com a integração dos resultados das análises qualitativas de preservação do material orgânico e quantitativas do querogênio presente na seção, foi possível caracterizar e identificar três palinofácies distintas para a seção.

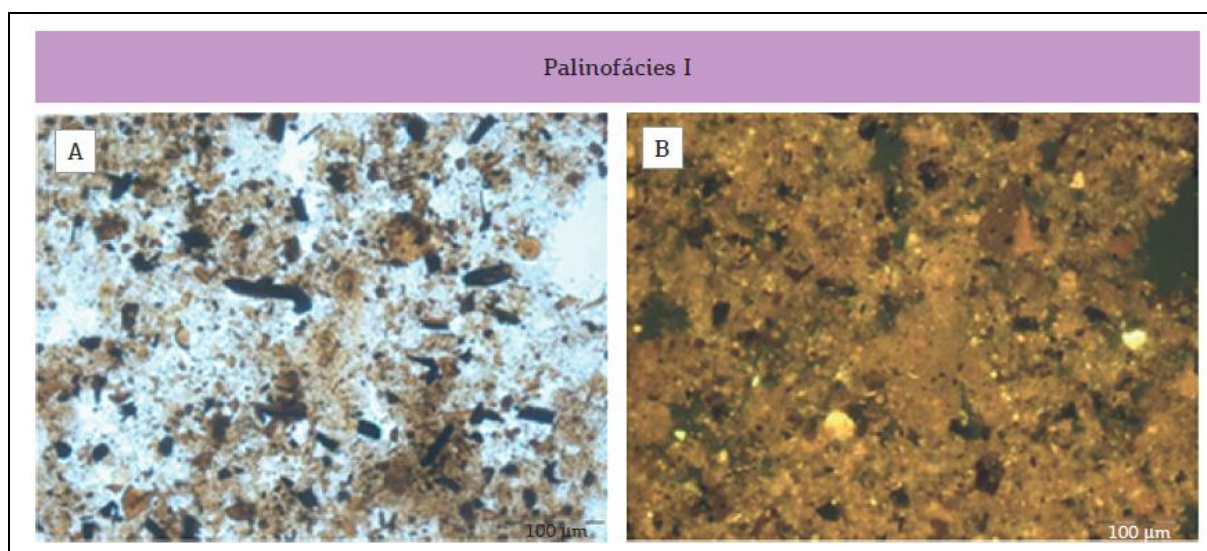
4.3.1 Palinofácies I

Ocorre em dois intervalos da seção, na porção intermediária e no topo. Caracteriza-se por apresentar maior contribuição de matéria orgânica amorfa comparada com os demais constituintes, representando em torno de 50 a 90%.

A matéria orgânica amorfa possui alto grau de fluorescência e preservação, apresentando-se no material, na forma dispersa e globosa (Figura 24B).

Tais características apontam para uma deposição em ambiente redutor, adequado para a preservação da matéria orgânica amorfa.

Figura 24 - Caracterização da palinofácies I.



Legenda: (A) Luz branca transmitida; (B) Fluorescência.

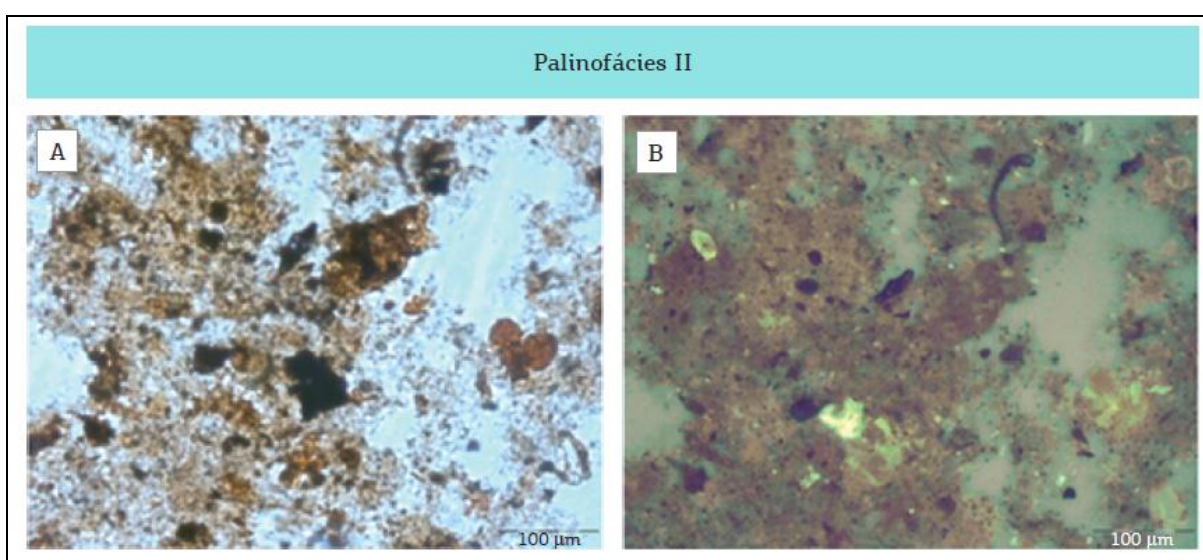
Fonte: Coelho, 2014.

4.3.2 PalinofáciesII

Caracteriza-se por apresentar maior domínio de matéria orgânica amorfa globosa oxidada, com regular à baixa intensidade de fluorescência e preservação (Figura 25B).

Possui baixa representatividade de fitoclastos e palinomorfos, resultante provavelmente de uma maior exposição a ações oxidantes.

Figura 25 - Caracterização da palinofácies II.



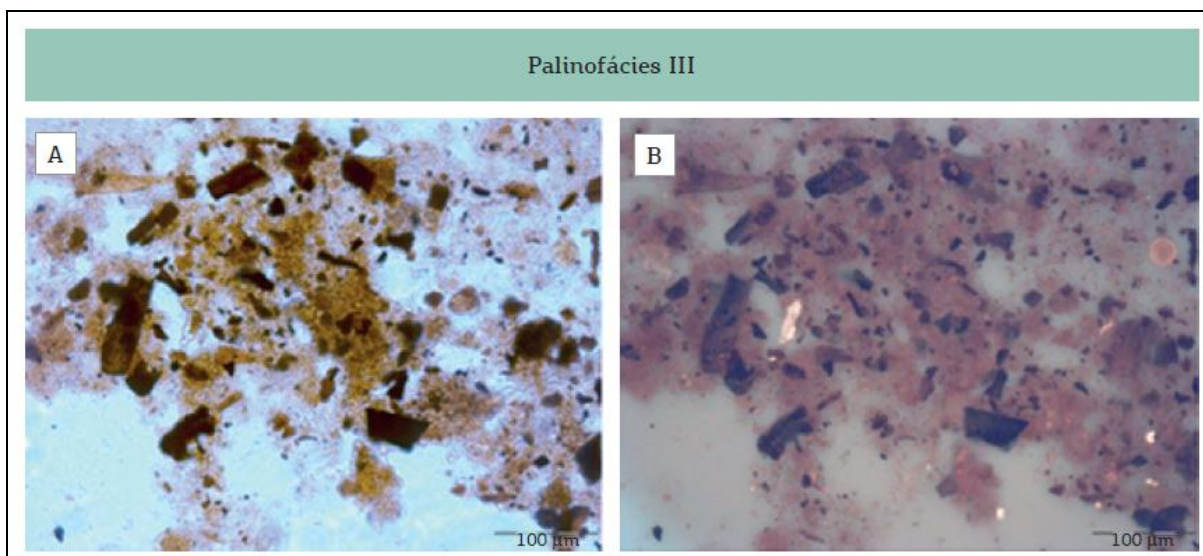
Legenda: (A) Luz branca transmitida; (B) Luz ultravioleta com fluorescência regular à baixa.
Fonte: Coelho, 2014.

4.3.3 PalinofáciesIII

Apresenta baixa preservação e ausência de fluorescência da matéria orgânica amorfa (Figura 26B).

Em termos percentuais, esta palinofácies é constituída por 50% de contribuição da matéria orgânica amorfa, 40% de fitoclastos e raríssimos palinomorfos.

Figura 26 - Caracterização da palinofácies III.



Legenda: (A) Luz branca transmitida; (B) Luz ultravioleta com ausência de fluorescência.

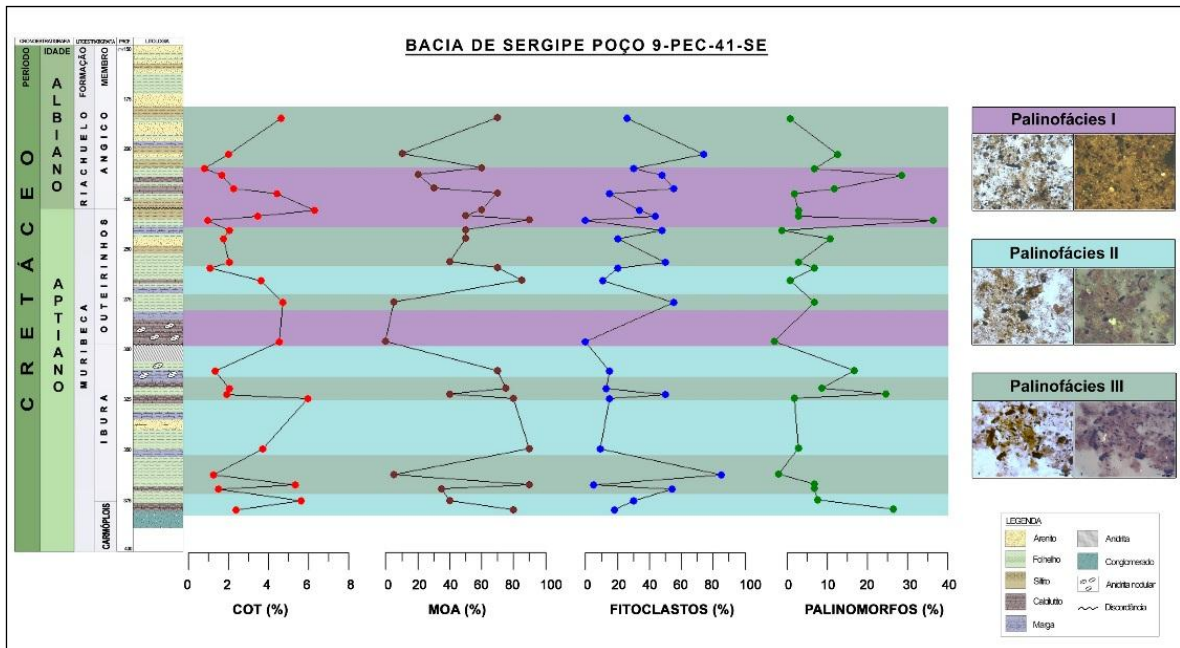
Fonte: Coelho, 2014.

As três palinofácies definidas (Figura 27) apresentam intervalos que marcam as mudanças de ambiente deposicional do material estudado.

A palinofácies I é caracterizada pelo intervalo de maior preservação da matéria orgânica amorfa com altos valores de fluorescência, típicos de ambiente redutor. Apresenta elementos do paleomicroplâncton marinho no intervalo correspondente à passagem do Aptiano-Albiano (Membros Oiteirinhos e Angico), correspondendo as primeiras ingressões marinhas.

A distribuição das palinofácies II e III ocorre predominantemente, de forma cíclica, nas rochas que correspondem ao Membro Ibura e Oiteirinhos, abrangendo a Formação Muribeca, depositadas em ambientes lacustres a plataformais. O conteúdo orgânico apresenta características típicas de material submetido a uma possível exposição oxidante.

Figura 27 - Representação da relação entre os grupos de querogênio, palinofácies e carbono orgânico total.



Fonte: Coelho, 2014.

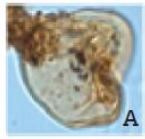
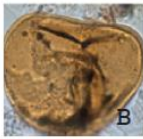
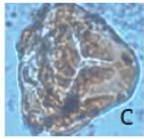

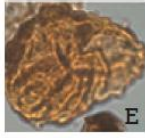











4.4 Análises palinológicas

Ao longo de toda a seção, observa-se baixa representatividade de palinomorfos, em que a espécie *Classopollisclassoides* tem um destaque em relação às demais.

Os palinomorfos foram identificados (Figura 28 e 29), seguindo a classificação proposta por Potonié (1958), por conseguirem agrupar satisfatoriamente os morfogêneros conforme suas características morfológicas mais evidentes e, principalmente, vegetais que produzam grãos similares.


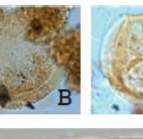
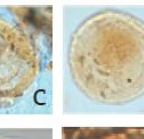

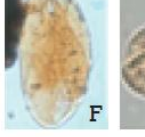

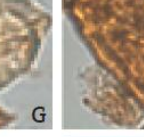



Os palinomorfos foram devidamente identificados e registrados por meio da coordenada EnglandFinder, e fotomicrografados com aumento de 100 x.

Figura 28 - Fotomicrografia ilustrativa dos palinómorfos presentes no material estudado

Registro das espécies ilustradas no poço 9-PEC-41-SE			
Espécies	Fig.	Prof. (m)	England Finder
 A	1/A	275,0	D 39-3
 B	1/B	201,0	L 31
 C	1/C	234,0	N 2
 D	1/D	309,0	S 40-4
 E	1/E	378,5	O 33-3
 F	1/F	201,0	E 39-2
 G	1/G	329,0	-
 H	1/H	366,0	E 27
 I	1/I	243,0	K 34-4
 J	1/J	275,0	K 39
 K	1/K	211,5	T 33-3
 L	1/L	201	Q 29
 M	1/M	329,0	H 47
 N	1/N	275,0	R 35-3
 O	1/O	275,0	T 31
 P	1/P	275,0	R 42-4

Fonte: Coelho, 2014.

Figura 29 - Fotomicrografia ilustrativa dos palinómorfos presentes no material estudado

Registro das espécies ilustradas no poço 9-PEC-41-SE			
Espécies	Fig.	Prof. (m)	England Finder
 A	1/A	275,0	K 42-2
 B	1/B	366,0	R 29-2
 C	1/C	201,0	T 37-1
 D	1/D	275,0	X 34-3
 E	1/E	275,0	F 35
 F	1/F	361,0	U 37-1
 G	1/G	378,5	X 47
 H	1/H	378,5	R 44
 I	1/I	211,5	G 40
 J	1/J	211,5	EF V 35-3

Fonte: Coelho, 2014.

5 RESULTADOS DA GEOQUÍMICA ORGÂNICA

5.1 Análise do carbono orgânico total e enxofre

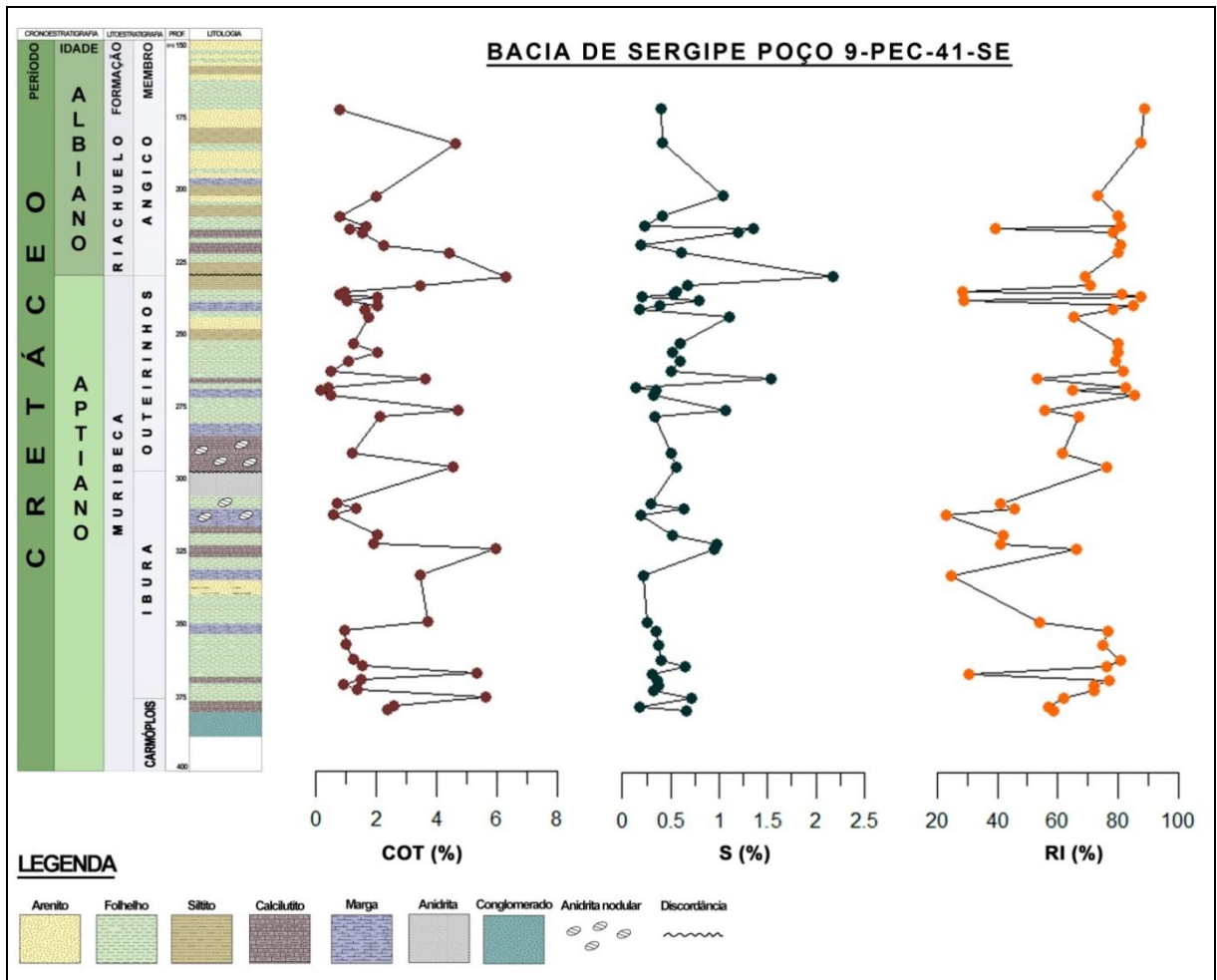
Os resultados obtidos pela análise do COT (Figura 30) apresentaram valor máximo de 6,39%, permitindo caracterizar um bom potencial de geração dos hidrocarbonetos para a seção.

Os teores de COT ao longo de toda seção variaram de 0,76 a 6,29%, estando a maioria das amostras no intervalo entre 2,0 a 6,0%.

Os dados do RI apresentam predominantemente valores acima de 60%, representando folhelhos, e de 20 a 40%, os carbonatos.

Os valores do S mais baixos entre 0 a 0,5% correspondem aos de COT mais altos, entre 4 e 6%.

Figura 30 - Distribuição do carbono orgânico total, enxofre e resíduo insolúvel em porcentagem.



Fonte: Coelho, 2014.

Os valores obtidos no resultado de COT, enxofre e RI de todas as profundidades amostradas estão apresentados na tabela 1.

Tabela 1 - Valores de COT, Enxofre e Resíduo Insolúvel das amostras do poço 9-PEC-41 SE.

Prof. (m)	%C	%S	R.I	Prof. (m)	%C	%S	R.I
168,00	0,18	0,10	89	270,00	0,50	0,33	86
171,00	0,78	0,40	89	275,00	4,73	1,06	56
183,00	4,65	0,41	88	277,00	2,13	0,33	67
201,00	2,01	1,04	73	290,00	1,19	0,50	62
208,00	0,76	0,41	80	294,50	4,55	0,56	76
211,50	1,67	0,23	81	307,00	0,69	0,30	41
212,50	1,12	1,35	40	309,00	1,32	0,63	46
213,50	1,52	1,20	78	311,00	0,57	0,19	23
218,00	2,23	0,20	81	318,00	2,02	0,52	42
220,50	4,44	0,60	80	321,00	1,93	0,97	41
229,00	6,29	2,17	69	323,00	5,99	0,94	66
232,00	3,47	0,68	71	329,00	2,59	0,71	23
234,00	0,93	0,56	29	332,00	3,45	0,21	25
235,00	0,79	0,53	81	348,00	3,71	0,26	54
236,00	2,02	0,20	88	351,00	0,96	0,34	77
237,00	1,03	0,79	29	356,00	0,99	0,38	75
239,00	2,05	0,38	85	361,00	1,23	0,39	81
240,00	1,63	0,18	78	363,50	1,55	0,65	76
243,00	1,74	1,10	65	366,00	5,36	0,31	31
252,00	1,26	0,59	80	368,00	1,49	0,36	77
255,00	2,05	0,51	80	370,00	0,92	0,37	72
258,00	1,09	0,59	79	371,50	1,36	0,32	72
261,50	0,49	0,51	82	374,00	5,63	0,72	62
264,00	3,61	1,53	53	377,00	2,57	0,17	57
267,00	0,42	0,13	82	378,50	2,36	0,66	59
268,00	0,16	0,35	65	-	-	-	-

Fonte: Coelho, 2014.

5.2 Análise da pirólise Rock-Eval

Os resultados obtidos na análise da pirólise Rock-Eval (Tabela2) foram utilizados para classificar o tipo e a origem do material orgânico presente. Os dados foram plotados no diagrama de “Van Krevelen”, que permite relacionar o IH e o IO para classificação do querogênio em I, II, III ou IV.

O grau de preservação da matéria orgânica pode ser representado na relação entre o índice de hidrogênio e o teor de COT, sendo possível avaliar a qualidade da matéria orgânica, a preservação e o seu potencial gerador.

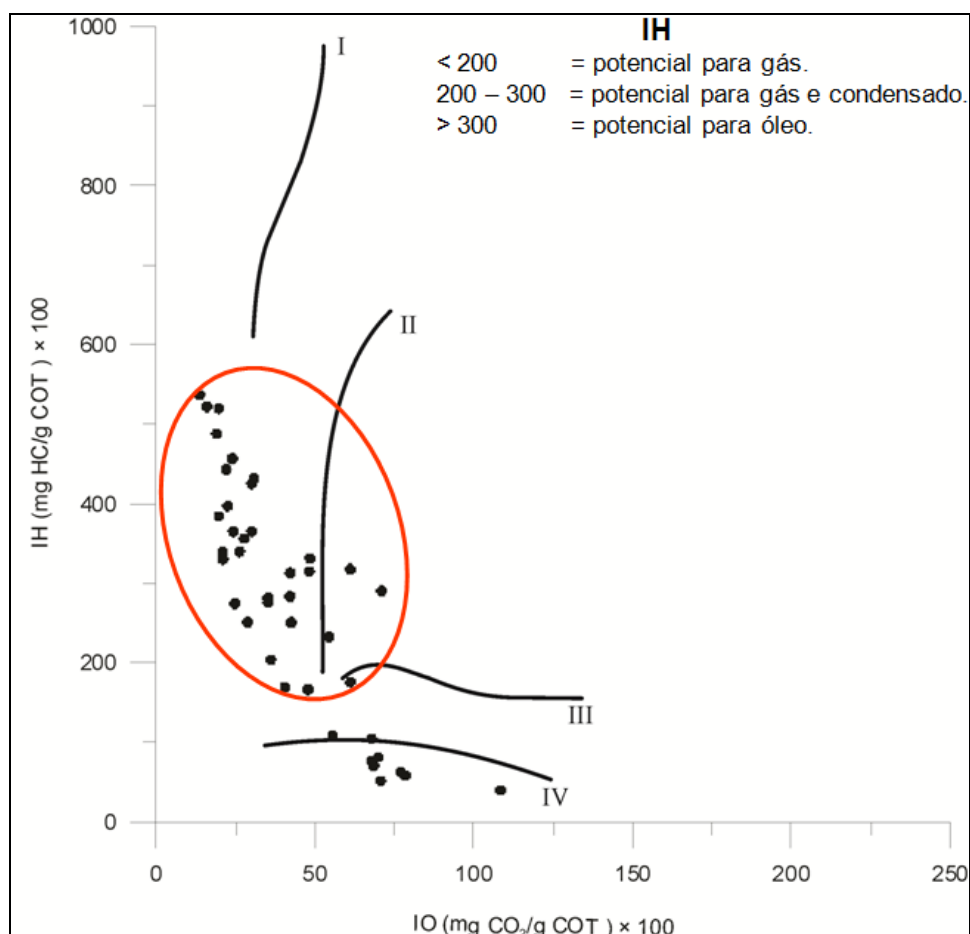
Por meio das análises obtidas nas amostras do poço 9-PEC-41-SE, foi possível classificar o querogênio do tipo II (Figura 31), composto por folhelhos ricos em matéria orgânica amorfa, que, apesar de possuírem um teor menor de hidrogênio em relação ao I, ainda são ricos em hidrogênio e pobres em oxigênio.

As informações do IH apresentaram resultados entre 200 e 550 mg HC/g de COT, caracterizando um bom potencial para a geração de óleo e gás.

A figura 32 demonstra os gráficos gerados, relacionando os dados de pirólise Rock-Eval com as palinofácies definidas pelos parâmetros da petrografia. As análises das palinofácies I e II apontam os mais elevados valores de IH e uma diminuição do IO, o que indica uma maior preservação da matéria orgânica, ligada diretamente ao aumento dos teores de COT.

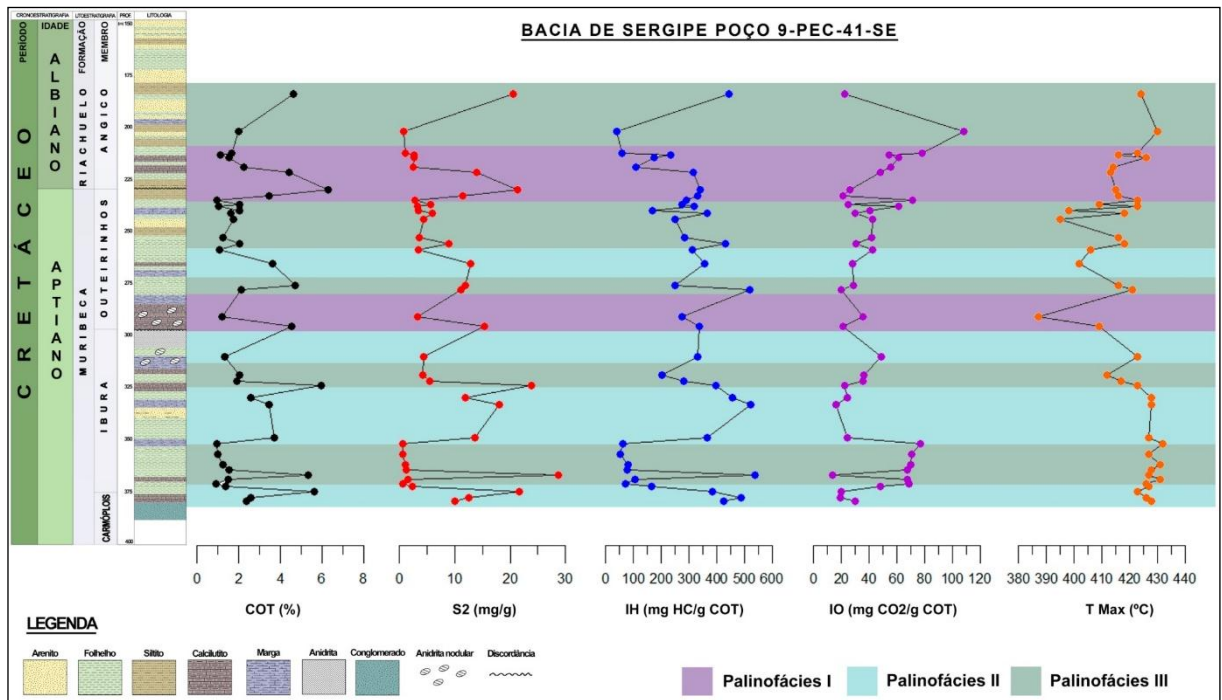
A palinofácies III apresenta valores de IH inferiores em relação aos de IO, portanto a matéria orgânica esteve possivelmente exposta a oxidações, relacionada com os menores valores de COT.

Figura 31 - Diagrama de Van Krevelen com a distribuição das amostras analisadas, destacando o predomínio do querogênio do tipo II.



Fonte: Coelho, 2014.

Figura 32 - Distribuição das palinofácies com carbono orgânico total, pico S2, índices de hidrogênio e oxigênio e temperatura máxima.



Fonte: Coelho, 2014.

Tabela 2 - Resultado dos dados de Pirólise das amostras analisadas no poço 9-PEC-41-SE

AMOSTRA PROF (m)		MASSA (mg)	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	TMáx (°C)	COT (%)	IH (mg HC/g COT)	IO (mg CO2/g COT)
PEC-41	183	23,3	15,89	20,6	1,03	424	4,65	443,01	22,15
PEC-41	201	40,7	0,54	0,8	2,18	430	2,01	39,80	108,46
PEC-41	211,5	47,9	0,02	0,97	1,31	423	1,67	58,08	78,44
PEC-41	212,5	58,3	0,25	2,61	0,61	416	1,12	233,04	54,46
PEC-41	213,5	66,4	0,17	2,67	0,93	426	1,52	175,66	61,18
PEC-41	218	46	0,08	2,42	1,24	414	2,23	108,52	55,61
PEC-41	220,5	49,9	0,48	13,98	2,14	413	4,44	314,86	48,20
PEC-41	229	34,9	3,73	21,36	1,65	415	6,29	339,59	26,23
PEC-41	232	53,5	3,73	11,46	0,73	416	3,47	330,26	21,04
PEC-41	234	66,9	0,52	2,7	0,66	423	0,93	290,32	70,97
PEC-41	236	49,5	4,06	5,54	0,5	409	2,02	274,26	24,75
PEC-41	237	75,5	1,32	3,27	0,63	423	1,03	317,48	61,17
PEC-41	240,5	36,1	3,98	5,95	0,49	418	1,63	365,03	30,06
PEC-41	243	48,3	0,56	4,36	0,74	395	1,74	250,57	42,53
PEC-41	252	48,1	2,56	3,57	0,53	416	1,26	283,33	42,06
PEC-41	255	41,5	4,04	8,85	0,63	418	2,05	431,71	30,73
PEC-41	258	54,4	2,35	3,41	0,46	406	1,09	312,84	42,20
PEC-41	264,5	52,7	1,98	12,86	1	402	3,61	356,23	27,70
PEC-41	275	32,3	3,13	11,87	1,36	416	4,73	250,95	28,75
PEC-41	277	51,7	3,54	11,07	0,42	421	2,13	519,72	19,72
PEC-41	290	66,4	0,84	3,28	0,42	387	1,19	275,63	35,29
PEC-41	294,5	45,2	2,64	15,4	0,95	409	4,55	338,46	20,88
PEC-41	309	43,2	0,78	4,37	0,64	423	1,32	331,06	48,48
PEC-41	318	51,9	0,83	4,12	0,73	412	2,02	203,96	36,14
PEC-41	321	37,1	1,03	5,43	0,68	417	1,93	281,35	35,23
PEC-41	323	51,6	3,72	23,78	1,35	423	5,99	396,99	22,54
PEC-41	329	66,3	3,7	11,82	0,62	428	2,59	456,37	23,94
PEC-41	332	53,1	6,02	18	0,55	428	3,45	521,74	15,94
PEC-41	239	47,8	0,92	3,47	0,83	398	2,05	169,27	40,49
PEC-41	348	62,3	2,9	13,54	0,9	427	3,71	364,96	24,26
PEC-41	351	60,5	0,04	0,6	0,74	432	0,96	62,50	77,08
PEC-41	356	70,1	0,01	0,51	0,7	427	0,99	51,52	70,71
PEC-41	361	69,7	0,04	1	0,86	431	1,23	81,30	69,92
PEC-41	363,5	57,7	0,04	1,19	1,05	428	1,55	76,77	67,74
PEC-41	366	71,3	9,09	28,76	0,73	427	5,36	536,57	13,62
PEC-41	368	54,3	0,11	1,56	1,01	431	1,49	104,70	67,79
PEC-41	370	51	0,04	0,65	0,63	426	0,92	70,65	68,48
PEC-41	371,5	68	0,49	2,26	0,65	427	1,36	166,18	47,79
PEC-41	374	49,9	4,22	21,62	1,11	423	5,63	384,01	19,72
PEC-41	377	63,4	4,95	12,54	0,49	426	2,57	487,94	19,07
PEC-41	378,5	72,3	3,3	10,03	0,71	428	2,36	425,00	30,08

Fonte: Coelho, 2014.

6 RESULTADOS DO POTENCIAL DE GERAÇÃO

A análise da evolução térmica da matéria orgânica integrou a interpretação dos valores de ICE e os resultados de temperatura máxima, obtidos pela pirólise Rock-Eval.

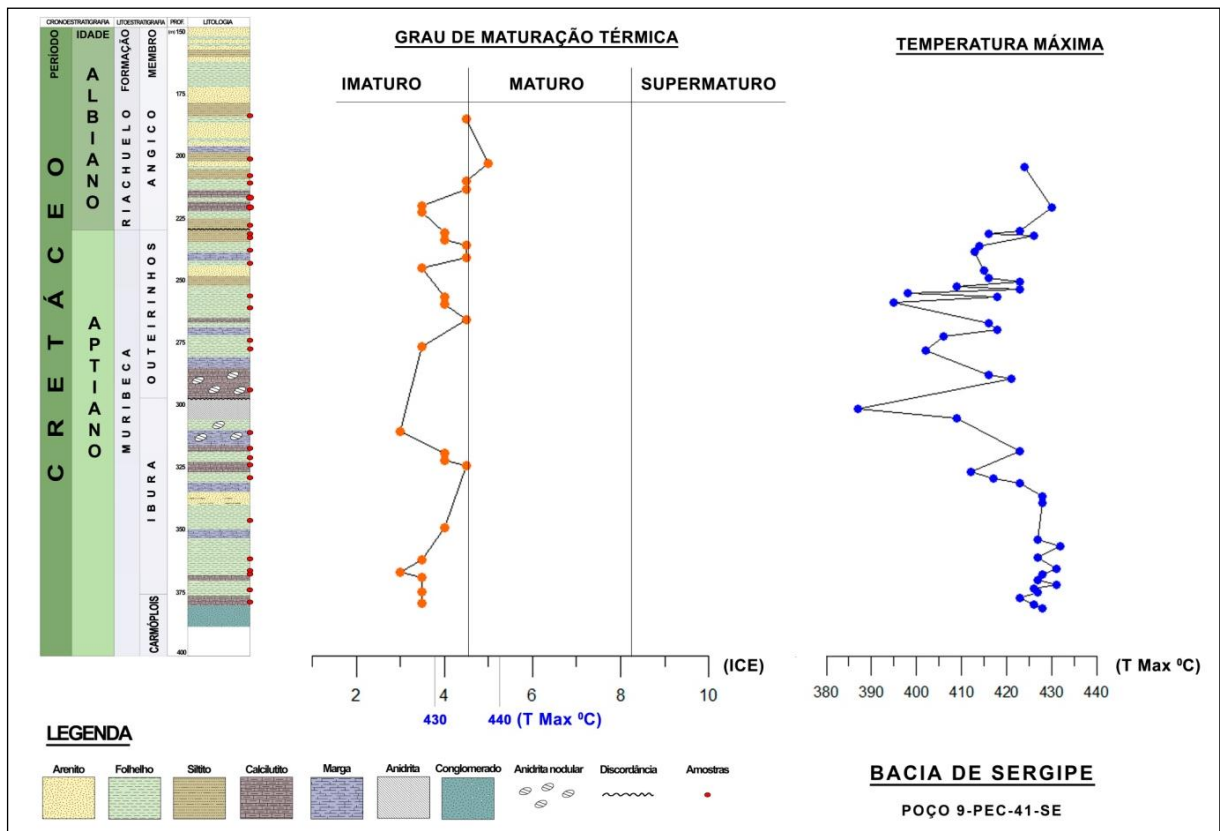
Foram aplicados como parâmetros da técnica de obtenção do ICE os grãos de pólen do gênero *Classopollis*, devido a sua alta representatividade ao longo de toda a seção.

Baseados na tabela padrão da Robertson Research, tais resultados apresentam valores de 4,0 a 4,5 de ICE, mostrando que a seção encontra-se predominantemente na fase imatura de geração.

O estado de evolução térmica do querogênio apresenta-se no grau de maturação imaturo, que corresponde à refletância da vitrinita entre 0,3 e 0,4% Ro.

Os resultados obtidos para a temperatura máxima estão entre 390 a 432°C (Figura 33) que correspondem ao intervalo entre a fase imatura e a matura para a geração de hidrocarbonetos. Tais resultados vêm corroborar com aqueles da análise do ICE, que apresentou valores entre 4,0 a 4,5.

Figura 33 - Gráfico mostrando a relação entre o grau de maturação térmica obtido pela análise do ICE e pela pirólise (temperatura máxima).



Fonte: Coelho, 2014.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados das análises palinofaciológicas e da geoquímica orgânica, obtidos das análises de 51 amostras do poço 9-PEC-41-SE, da Bacia de Sergipe, mostram que a matéria orgânica amorfa é o grupo do querogênio dominante e encontra-se em bom estado de preservação em praticamente toda a seção, com alto grau de fluorescência. Subordinadamente, observa-se a presença de componentes alóctones, tais como: fitoclastos opacos e não opacos e grãos de pólen e esporos. O domínio dos grãos de pólen, representado pela espécie *Classopollisclassoides*, sugere um paleoclima árido a semiárido na época de deposição. Ressalta-se a presença dos cistos de dinoflagelados no topo da seção, indicativo das primeiras ingressões marinhas ocorridas no final do Aptiano.

A partir dos resultados qualitativos e quantitativos da matéria orgânica, foi possível definir três palinofácies distintas para o intervalo estudado.

A palinofácies I é caracterizada por apresentar maior preservação da matéria orgânica amorfa, com alta intensidade de fluorescência e maiores valores de COT, os quais atingem 6,39%. Já a II apresenta maior domínio de matéria orgânica amorfa globosa oxidada e baixa representatividade de fitoclastos e palinomorfos, e os valores de COT estão entre 1 a 4%. A palinofácies III é distinta por apresentar domínio de matéria orgânica amorfa oxidada e seus valores de COT serem baixos de até 2%.

A avaliação do potencial petrolífero da seção analisada, utilizando as ferramentas de análises palinofaciológicas e geoquímica orgânica, resultou em dados que apontam para rochas potencialmente geradoras de petróleo, com teores de COT predominantemente acima de 2%, incluindo intervalos com valores de até 6,39%.

Os dados de pirólise Rock-Eval mostram IH entre 200 e 550 mg HC/g de COT, correspondendo a um bom potencial de geração de óleo e gás.

Os dados de temperatura máxima atingiram valores de 432°C, o que confirma os resultados obtidos pela análise do ICE com valores entre 4,0 a 4,5, indicando um intervalo predominantemente imaturo.

REFERENCIAS

ABREU, CJ de et al. Sedimentação dos reservatórios petrolíferos do Campo de Riachuelo, Bacia de Sergipe-Alagoas. **SBG, XXXII Cong. Bras. Geol., Salvador, BA, Anais**, v. 5, p. 2300-2313, 1982.

NEVES, BBD Brito; ALMEIDA, FFM De; CARNEIRO, C. D. R. Origin and evolution of the South American Platform. **Journal of African Earth Sciences**, v. 27, n. 1, p. 37-37, 1998.

AQUINO, GS de; LANA, M. da C. Exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas: O “estado da arte”. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 4, p. 3-11, 1990.

ASMUS, Haroldo; BAISCH, Paulo Roberto Martins. Geológica evolution of Brazilian continental margin. 1983.

SZATMARI, P. et al. HOW SOUTH-ATLANTIC RIFTING AFFECTS BRAZILIAN OIL RESERVES DISTRIBUTION. 1985.

ASMUS, H. E.; PORTO, R. Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações. In: **SBG, Congresso Brasileiro de Geologia**. 1980. p. 225-239.

BABINSKI, N. A.; SANTOS, R. C. R. Origem e classificação dos hidrocarbonetos da Bacia Sergipe-Alagoas-caracterização geoquímica. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 1, n. 1, p. 87-95, 1987.

BARNARD, P. C.; COLLINS, A. G.; COOPER, B. S. Generation of hydrocarbons—time, temperature and source rock quality. **Organic maturation studies and fossil fuel exploration**, p. 337-342, 1981.

BIZZI, Luiz Augusto et al. Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil. **Brasília: CPRM**, 2003.

CAINELLI, C.; MOHRIAK, Webster Ueipass. Geology of Atlantic eastern Brazilian basins. In: **Brazilian Geology Part**. 1998. p. 1998.

CAMPOS NETO, Oscar de Pessoa Andrade; LIMA, Wagner Souza; CRUZ, Francisco Eduardo Gomes. Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, n. 2, p. 405-415, 2007.

CHANG, Hung Kiang et al. Tectonics and stratigraphy of the East Brazil Rift system: an overview. **Tectonophysics**, v. 213, n. 1-2, p. 97-138, 1992.

COMBAZ, A. Les kérogènes vus au microscope. **Kerogen**, v. 55, p. 89, 1980. COMBAZ, A. Les palynofacies. **Revue de Micropaléontologie**, v. 7, n. 3, p. 205-218, 1964.

COOKSON, Isabel Clifton. ... **Plant microfossils from the lignites of Kerguelen Archipelago**. 1947.

CORDANI, U. G. et al. Estudo preliminar de integração do Pré-Cambriano com os eventos tectônicos das bacias sedimentares brasileiras: Petrobras/Cenpes/Sintep. **Cienc. Tecn. Petróleo Sec., Explor. de Petróleo, Publ**, v. 15, 1984.

CORDANI U.G., SATO K., TEIXEIRA W., TASSINARI C.C.G., BASEI M.A.S. Crustal evolution of the South American platform. : Cordani U.G., Milani E.J., Thomas-Filho A., Campos D.A. (eds.). Tectonic evolution of South America **.31st International Geological Congress, Rio de Janeiro**, p. 19-40, 2000.

COUPER, Robert Ashley. **Upper Mesozoic and Cainozoic spores and pollen grains from New Zealand**. New Zealand Geological Survey, 1953.

SILVA, Luiz José Homem D. et al. Stratigraphy of the southern part of the Sergipano Belt, NE Brazil: tectonic implications. 1995.

DETTMANN, Mary E. **Upper Mesozoic microfloras from south-eastern Australia**. Royal Society of Victoria, 1963.

DINO, Rodolfo. **Palinologia, bioestratigrafia e paleoecologia da Formação Alagamar-Cretáceo da bacia Potiguar, Nordeste do Brasil**. 1992. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

DINO, R. Some new pollen grain species from the Lower Cretaceous of northeastern Brazil. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 8, n. 2-4, p. 257-273, 1994.

ESPITALIÉ, J.; DEROO, G.; MARQUIS, F. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Deuxième partie. **Revue de l'Institut français du Pétrole**, v. 40, n. 6, p. 755-784, 1985.

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

FALKENHEIN, F.V.H., et al. Análise da Bacia Sergipe-Alagoas. **Petrobrás, Depex/Sedoc, Relatório Interno**, Rio de Janeiro, 220 p, 1986.

GABAGLIA, G. P. R.; MILANI, E. J. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, p. 197-220, 1990.

FEIJÓ, F. J. **Seqüências continentais das fases pré-rift e rift da sub-Bacia de Alagoas Central**. 1993. Tese de Doutorado. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 165p.

FEIJÓ, Flávio Juarez; VIEIRA, Roberto A. Bonora. Seqüências cretáceas das bacias de Sergipe e Alagoas. **Geociências**, v. 10, p. 153-168, 1991.

GABAGLIA, G. P. R.; MILANI, E. J. Origem e Evolução de Bacias Sedimentares. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, p. 197-220, 1990.

HABIB, Daniel. Middle Cretaceous palynomorph assemblages from clays near the Horizon Beta deep-sea outcrop. **Micropaleontology**, p. 345-379, 1969.

HOROWITZ, A. Jurassic microflora from the northern Negev, Israel. **Israel J Earth Sci**, 1970.

HUNT, J.M. Petroleum Geochemistry and Geology, W.H. **Freeman and Company, New York**, 2nd ed. XX, 743p, 1995.

JARVIE, Daniel M. Total organic carbon (TOC) analysis: Chapter 11: geochemical methods and exploration. 1991.

KLAUS, Wilhelm. **Sporen der karnischen Stufe der ostalpinen Trias**. na, 1960.

KOSIN, M. D. et al. Folha SC. 24-Aracaju. **Carta Geológica do Brasil ao Milionésimo, Sistema de Informações Geográficas. Programa Geologia do Brasil. CPRM, Brasília. CD-ROM**, 2004.

LANA, M. da C.; MILANI, E. J. A micropalca do Nordeste brasileiro-um elemento dinâmico no rifteamento cretácico inferior. **SBG, XXXIV Congr. Bras. Geol., Goiânia, GO, Anais**, v. 3, p. 1131-1144, 1986.

MELO, C.S.B.; ROCHA, J.M. Prospecção Geoquímica de Subsuperfície na Formação Muribeca, Bacia Sergipe-Alagoas. **SBG, XXXII Congresso Brasileiro de Geologia, Salvador, BA, Anais**, 5: 1830-1840, 1982.

MENDES, J. M. C. Análise estratigráfica da seção neo-Aptiana/Eocenomaniana (Fm. Riachuelo) na área do Alto de Aracaju e adjacências-Bacia de Sergipe/Alagoas. **Unpublished MSc thesis, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, RS, Brazil**, 1994.

MENDONÇA FILHO, J. G. **Aplicação de estudos de palinofácies e fácies orgânica em rochas do Paleozóico da Bacia do Paraná, Sul do Brasil**. 1999. Tese de Doutorado. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, 2 vols.

MENDONÇA FILHO, J. G. et al. Estudo dos Componentes Orgânicos Particulados Presentes nos Sedimentos de Fundo da Baía de Guanabara: Uma Contribuição à Caracterização da Degradação Ambiental-Resumo Expandido. In: **VIII Congresso Brasileiro de Geoquímica e I Simpósio de Geoquímica dos Países do Mercosul, Curitiba**. 2001.

Mendonça Filho, J.G.; Menezes, T.R.; Mendonça, J.O.; Oliveira, A.D.; Carvalho, M.A.; Santana, A.J. & Souza, J.T. Palinofácies. **In: I.S. Carvalho (org.)Paleontologia, Editora Interciência, no prelo, 2009.**

MILANI, Edison José; THOMAZ FILHO, Antônio. Sedimentary basins of South America. **Tectonic Evolution of South America**, v. 31, p. 389-449, 2000.

MILANI, Edison J.; ZALAN, Pedro V. An outline of the geology and petroleum systems of the Paleozoic interior basins of South America. **Episodes**, v. 22, p. 199-205, 1999.

MIZUSAKI, A. M. P. et al. Mesozoic and Cenozoic igneous activity and its tectonic control in northeastern Brazil. **Journal of South American Earth Sciences**, v. 15, n. 2, p. 183-198, 2002.

MOHRIAK, W. U.; BASSETTO, M.; VIEIRA, I. S. Observações sobre a carta estratigráfica ea evolução tectono-sedimentar das bacias de Sergipe e Alagoas. **BolGeocPetrob**, v. 11, p. 84-115, 1997.

OJEDA, H. A. O.; FUGITA, A. M. Bacia Sergipe/Alagoas: geologia regional e perspectivas petrolíferas. **In: Congresso Brasileiro de Geologia**. 1976. p. 137-138.

OLIVEIRA, E. P. et al. Geologic correlation between the Neoproterozoic Sergipano belt (NE Brazil) and the Yaoundé belt (Cameroon, Africa). **Journal of African Earth Sciences**, v. 44, n. 4, p. 470-478, 2006.

PFLUG, Hans D. Zur Entstehung und Entwicklung des angiospermiden Pollens in der Erdgeschichte. **Palaeontographica Abteilung B**, p. 60-171, 1953.

PHIPPS, D.; PLAYFORD, G. Técnicas de laboratório para a extração de palinórfos de sedimentos. **Papers, Departamento de Geologia, University of Queensland**, v. 11, p. 1-23, 1984.

PONTE, F. C.; ASMUS, H. E. Geological framework of the Brazilian continental margin. **Geologische Rundschau**, v. 67, n. 1, p. 201-235, 1978.

POTONIÉ, Robert. **Synopsis der Gattungen der Sporaedispersae.II. Teil: Sporites (Nachträge), Saccites, Aletes, Praecolpates, Polylicates, Monocolpates.** Alexander Doweld, 1958.

RANCAN, Cristiano Carmelo; LIRA, Felipe Silva; NISHIMURA, Edison Massato. O soerguimento do domínio Macururé e sua influência na sedimentação turbidítica no Cretáceo Superior da Sub-bacia de Sergipe, Bacia de Sergipe-Alagoas. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 17, n. 1, p. 45-67, 2009.

SILVA FILHO, M. A. et al. O complexo Jaramataia no contexto do Sistema Sergipano. **Revista de Geologia**, v. 16, n. 2, p. 99-110, 2003.

SOUZA-LIMA, W. Sequências evaporíticas da bacia de Sergipe-Alagoas. **Sal: Geologia e Tectônica, Edições Beca, Petrobras, Sao Paulo**, p. 230-249, 2008.

SOUZA-LIMA, W. et al. A Bacia de Sergipe-Alagoas: evolução geológica, estratigráfica e conteúdo fóssil. **Aracaju: Fundação Paleontológica Phoenix**, 2002.

SRIVASTAVA, Satish K. Systematic description of some spores from the Edmonton Formation (Maestrichtian), Alberta, Canada. **Palaeontographica Abteilung B**, p. 1-46, 1972.

SZATMARI, P. et al. The origin of oil deposits: a model based on evaporites. In: **Anais Do XXXI Congresso Brasileiro De Geologia, Camboriú/SC**. 1980. p. 455-499.

SZATMARI, P. et al. HOW SOUTH-ATLANTIC RIFTING AFFECTS BRAZILIAN OIL RESERVES DISTRIBUTION. 1985.

TISSOT, B. P.; WELTE, D. H. Petroleum formation and occurrence, Springer-Verlag, Berlin, Germany. 1984.

TYSON, Richard V. Palynofacies analysis. In: **Applied micropalaeontology**. Springer Netherlands, 1993. p. 153-191.

TYSON, Richard V. Abundance of organic matter in sediments: TOC, hydrodynamic equivalence, dilution and flux effects. In: **Sedimentary organic matter**. Springer Netherlands, 1995. p. 81-118.

UESUGUI, N. Palinologia: técnicas de tratamento de amostras. **Boletim Técnico Petrobrás**, v. 22, p. 229-240, 1979.

VAN GIJZEL, Pieter. **Characterization and Identification of Kerogen and Bitumen and Determination of Thermal Maturation by Means of Qualitative and Quantitative Microscopical Techniques**. publisher not identified, 1980.

WOOD, G. D.; GABRIEL, A. M.; LAWSON, J. C. Palynological techniques—processing and microscopy. **Palynology: principles and applications**, v. 1, p. 29-50, 1996.