



Universidade Federal do Pará



Faculdade de Geologia



Instituto de Geociências

## TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

LUCIOS KLEBER CAMPOS DA COSTA

DEPÓSITOS CARBONÁTICOS E A FORMAÇÃO DE  
RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS NA  
BACIA DO PARÁ-MARANHÃO (FORMAÇÃO  
TRAVOSAS).

GEOCIÊNCIAS  
U F P A

BELÉM - PARÁ  
NOVEMBRO – 2012

LUCIOS KLEBER CAMPOS DA COSTA

DEPÓSITOS CARBONÁTICOS E A FORMAÇÃO DE  
RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS NA  
BACIA DO PARÁ-MARANHÃO (FORMAÇÃO  
TRAVOSAS).

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Faculdade de  
Geologia da Universidade Federal do  
Pará – UFPA, em cumprimento às  
exigências para obtenção do grau de  
Bacharel em Geologia.  
Orientador: Prof. Dr. Estanislau  
Luczynski.

BELÉM - PARÁ  
NOVEMBRO – 2012

Dados Internacionais de Catalogação-na-Publicação (CIP)  
Biblioteca Geólogo Raimundo Montenegro Garcia de Montalvão

---

C837d Costa, Lucios Kleber Campos da

Depósitos carbonáticos e a formação de reservatórios de hidrocarbonetos na Bacia do Pará-Maranhão (Formação Travosas) / Lucios Kleber Campos da Costa; Orientador: Estanislau Luczynski– 2012

62 f. : il.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação em geologia) – Universidade Federal do Pará, Instituto de Geociências, Faculdade de Geologia, Belém, 2012.

1. Carbonatos. 2. Sistema petrolífero. 3. Bacia do Pará-Maranhão. I. Luczynski, Estanislau, *orient.* II. Universidade Federal do Pará. III. Título.

CDD 22<sup>a</sup> ed.: 549.78

---

LUCIOS KLEBER CAMPOS DA COSTA

DEPÓSITOS CARBONÁTICOS E A FORMAÇÃO DE  
RESERVATÓRIOS DE HIDROCARBONETOS NA  
BACIA DO PARÁ-MARANHÃO (FORMAÇÃO  
TRAVOSAS).

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Faculdade de  
Geologia da Universidade Federal do  
Pará – UFPA, em cumprimento às  
exigências para obtenção do grau de  
Bacharel em Geologia.

Data de aprovação: 13/11/2012

Conceito: Bom

Banca examinadora:

---

Prof. Estanislau Luczynski.-Orientador  
Doutor em Interunidades em Energia  
Universidade Federal do Pará

---

Prof. Francisco de Assis Matos de Abreu - Membro  
Doutor em Geologia  
Universidade Federal do Pará

---

Tasso Guimarães - Membro  
Doutor em Geociências  
Instituto Tecnológico Vale

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a minha mãe (Maria de Jesus), pelos cuidados, pela educação, pelo amor incondicional e paciência.

A todos meus familiares, em especial, a minha tia Zulmira e ao meu primo Jurandir.

Aos meus irmãos que a vida me destinou Alexandre, Bruno e Ricardo.

A Rosalva, Dona Irá, Inácio e Nívea que sempre estiveram dispostos a me ajudar nos momentos de dificuldades.

Ao meu orientador, Estanislau Luczynski, pela disponibilidade, oportunidade e atenção quando aceitou me orientar no desenvolvimento deste trabalho e principalmente pela paciência.

Aos Professores Maurício Borges, Fabio Henrique, Vânia Barriga, Vizeu e Vladimir que sempre me davam bons conselhos quando eu precisava e merecia.

Aos meus amigos e colegas de turma César, PH, Pink, Camila, Renan, Az, Didi, Max (boneco de Olinda), Renan, Verena, Débora, Érika e Ignácio (cara torta), Morto, Ciclope, Hudson, Cristo, Adriano... Pelos bons e maus momentos que passamos juntos.

Aos meus colegas na Geologia Urso, Bruno Leal, Sequela, Bibica, Drica, Marília, Cleiciane, Jeremias, Edrício-*Bin Laden*, Elias *Maluco* e Amélia que sempre me ajudaram e me deram força pra continuar e não desistir da Geologia.

A minha equipe de campo 2: Anderson Freitas, Roberto Segundo e Rodrigo Santana. "*A gente se ferra, mas se diverte*".

Aos amigos de farras, churrascos & descontração João Paulo (Pumba), Saulo, Mucura, Bob, Wagner, Alan, Firmino, Orlando, Sr. Wilson, Makino, Maneco, Rubem, Nayan, Camila Marques, Hévila, Luciano, James, Carla, Nathan Valber, Diogo, Patrick, Jose, Peixe, Jose, Davi, Flávio, Jorge, Tachi, Mike, Passarinho, Davi, João Paulo, Gerlande, Davis, Marcio, Maurição, jaque e etc.

Vocês fizeram parte de um dos melhores momentos da minha vida.

Ao tio da coxinha, tia do bombom e a tia (Fátima) da cantina do IG que sempre tiveram coragem de nos vender fiado.

A secretária da Faculdade de Geologia Regina que sempre esteve disposta a me ajudar quando sempre faltava alguma disciplina nos comprovantes e a Téc. da laminação Joelma.

*“É melhor tentar e falhar, que preocupar-se e ver a vida passar.  
É melhor tentar, ainda que em vão que sentar-se, fazendo nada até o final.  
Eu prefiro na chuva caminhar, que em dias frios em casa me esconder.  
Prefiro ser feliz embora LOUCO, que em conformidade viver.”*

**Martin Luther King**

## RESUMO

A renovação de interesse nas bacias sedimentares da Região Norte-Nordeste do Brasil mostrou a necessidade da atualização de dados sobre as mesmas, pois com a intensificação da campanha exploratória nas bacias do Sudeste, as aquisições e interpretações de dados se voltaram para estas últimas. Porém, a pressão por novas descobertas ou o desenvolvimento de novas bacias levou à retomada do interesse e, devido ao potencial já conhecido, a bacia do Pará-Maranhão passou a ser de interesse tendo diversos blocos ofertados nas rodadas da Agência Nacional de Petróleo. Na bacia do Pará-Maranhão, os indícios de hidrocarbonetos foram identificados em campanhas conduzidas até os anos oitenta e mostraram a participação de carbonatos nos sistemas petrolíferos. Todavia, os estudos conduzidos até o momento mostram dúvidas quanto à participação de um ou mais sistemas petrolíferos. Em todo o mundo sistemas petrolíferos do Meso-Cenozóico estão entre os maiores produtores de petróleo e/ou gás natural, sendo a rocha reservatório e às vezes a rocha-fonte rochas carbonáticas. Este trabalho atualiza dados sobre a bacia, e em especial discussões referentes à formação geradora que são apresentadas de forma comparativa. Todavia, persiste ainda a necessidade de atualização dos dados e este trabalho representa uma contribuição na forma de revisão bibliográfica.

Palavras-chave: Carbonatos. Sistema petrolífero. Bacia do Pará-Maranhão.

## **ABSTRACT**

Although geological surveys have detected some oil and natural gas at Para Maranhao basin, they were not exploited, because the exploration programs were focused on Campos basin and some others ones. However, political and economic changes of Brazilian petroleum industry led to a new scenario of increasing energy demands and new oil companies investors both of them looking for basins where hydrocarbons were already discovered but not exploited yet. Most of Para Maranhao geological data are from 70's and 80's decades and must be reviewed and renewed thus aiming the exploitation. Data and literature showed a possible petroleum system with carbonates, which resembles some petroleum systems of Meso-Cenozoic age. Some geologists believe that Para Maranhao has geological features alike though not identical to Cretaceous Jubilee Field at Gana, which is a world class reserve. However, some authors are still debating which geological formation hosts the source rock. Such debate and doubts are focused on this work together with a geological description based on a bibliographical review of basin literature.

Keywords: Carbonates, Petroleum systems e Para-Maranhão basin.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1	Mapa de localização da Bacia do Pará-maranhão, com destaque para os blocos licitados e suas respectivas empresas. ....18
Figura 1.2	Seqüências estratigráficas e ocorrência de altos vulcânicos associados (Zona de fratura São Paulo).....18
Figura 2.1	Mapa estrutural do embasamento, mostrando as principais feições geológicas da Bacia do Pará-Maranhão.....20
Figura 2.2	Paleogeografia no Cretáceo.....22
Figura 2.3	Seção sísmica mostrando sequências estratigráficas e ocorrência de altos vulcânicos associados a zonas de fraturas transformantes.....22
Figura 2.4	Mapa estrutural do embasamento e suas principais feições geotectônicas.....23
Figura 2.5 A e B	Seções esquemáticas geológicas (leste e oeste da bacia).....24
Figura 2.6	Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão.....24
Figura 2.7	Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão.....25

Figura 2.8	Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão.....	26
Figura 2.9	Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão.....	26
Figura 2.10	Mapa do estágio pré-rift, onde os continentes Africano e Sul-Americano encontravam-se lado a lado.....	28
Figura 2.11	Mapa do estágio rift, em que os esforços tectônicos determinaram a formação da porção equatorial do Atlântico Sul.....	29
Figura 2.12	Mapa do estágio proto-océânico, relacionado ao andar Alagoas da porção equatorial do Atlântico Sul.....	30
Figura 2.13	Mapa da evolução do estágio Oceânico durante o intervalo Albo-Cenomaniano do Período Cretáceo.....	31
Figura 2.14	Mapa da evolução do estágio Oceânico durante o Cretáceo Superior ao Terciário.....	32
Figura 2.15	Conjunto de falhas normais da Bacia do Pará-Maranhão.....	32
Figura 2.16	Mapa de isópacas remanescentes do Andar Alagoas.....	33
Figura 2.17	Mapa de isópacas do Andar Albiano.....	33

Figura 3.1	Seção Geológica da bacia Pará-Maranhão que mostra a geometria simplificada em perfil dos Grupos: Canárias, Caju e Humberto de Campos, Formações Travosas e Ilha de Santana cortados por falhas retas e lítricas.....38
Figura 3.2	Coluna Estratigráfica da Bacia Pará-Maranhão.....45
Figura 3.3	Carta Estratigráfica da Bacia Pará-Maranhão.....46
Figura 3.4	Distribuição bioestratigráfica de foraminíferos e radiolares poço 1-mas-16.....49
Figura 3.5	Distribuição bioestratigráfica de foraminíferos e radiolários do poço 1-mas-12.....50
Figura 4.1	Sistema petrolífero da Bacia do Pará-Maranhão.....54
Figura 5.1	Poços de Harpia e Gavião, ambos localizados na costa paraense e tendo a Petrobras como investidora.....60

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Grupo Canárias .....	39
Tabela 3.2	Grupo Caju.....	40
Tabela 3.3	Grupo Humberto de Campos.....	40
Tabela 3.4	Resumo da estratigrafia de sequência da Bacia Pará- Maranhão.....	47

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	12
1.1	APRESENTAÇÃO.....	12
1.2	HISTÓRICO SOBRE O PETRÓLEO.....	13
1.3	HISTÓRICO DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO .....	14
1.4	OBJETIVOS.....	15
1.4.1	Objetivo Geral.....	15
1.4.2	Objetivos Específicos.....	16
1.5	ATIVIDADES DESENVOLVIDAS.....	16
1.6	LOCALIZAÇÃO E EXTENÇÃO DA BACIA DO PARÁ- MARANHÃO.....	16
2	GEOLOGIA DA BACIA DO PARÁ- MARANHÃO.....	19
2.1	GENERALIDADES.....	19
2.2	ARCABOUÇO TECTÔNICO E ESTRUTURAL.....	21
2.3	EVOLUÇÃO GEOLÓGICA.....	28
2.4	PREENCHIMENTO SEDIMENTAR.....	34
3	ESTRATIGRAFIA.....	36
3.1	ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIA.....	41
3.2	OCORRENCIAS FOSSILÍFERA.....	48
4	SISTEMA PETROLÍFERO.....	52
4.1	PROCESSOS DOS SISTEMAS PRETROLÍFEROS.....	53
4.2	SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO...	54
4.3	RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DA BACIA DO PARÁ- MARANHÃO.....	55
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	57
	REFERÊNCIAS .....	61

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 APRESENTAÇÃO

A Bacia do Pará-Maranhão situa-se na faixa oceânica defronte aos estados homônimos e tem como característica marcante em seu registro estratigráfico um espesso pacote de rochas carbonáticas, acumulados no intervalo de tempo entre o Maastrichtiano e o Recente e sendo conhecidos como Formação Ilha de Santana. Este pacote carbonático grada lateralmente para uma sequência arenosa proximal (Formação Areinhas). No sentido das águas profundas, dominam os folhelhos de talude e bacia a que se intercalam arenitos turbidíticos (MILANI et al., 2000).

No entanto, existem poucos estudos com relação à origem e evolução da bacia do Pará-Maranhão, onde se destacam os trabalhos de Zanotto e Szatmari (1987), Brandão e Feijó (1994) e Soares et al. (2007), assim como alguns trabalhos internos da Petróleo Brasileiro S/A (PETROBRAS) de caráter confidencial.

Com base na nova lei do petróleo (9478/97) a Agência Nacional do Petróleo (ANP) passou a poder coordenar leilões com o objetivo de conceder áreas com potencial para hidrocarbonetos e entre essas áreas, está a Bacia do Pará-Maranhão que já foi estudada anteriormente, mas foi deixada em segundo plano por ser considerada de sub-comercialidade e/ou com indícios menores de geração-acumulação de hidrocarbonetos. Todavia, recentemente foram divulgados novos dados com relação à Formação Travosas, o que vem aumentando o interesse em sua prospecção por hidrocarbonetos. No entanto, não se sabe ao certo a viabilidade econômica de exploração da bacia, tornando necessário aumentar os dados e o conhecimento geológico da bacia, com foco principal na formação de reservatórios com base nos eventos geológicos. Na Pará-Maranhão são observadas características similares às da plataforma continental da Gana (oeste da África) onde nos últimos anos houve importantes descobertas de petróleo leve (Campo de Jubille). Daí decorrer parte do interesse, pois é sabido que cerca de 50% do petróleo produzido mundialmente se encontra em rochas carbonáticas, reforçando o interesse nesse tipo de litologia, pois há uma grande variedade de fácies deposicionais e um complexo meio poroso (SPADINI; MARÇAL, 2005). Entretanto, desde a publicação pioneira da PETROBRAS sobre as cartas estratigráficas das

bacias brasileiras (Feijó, 1994), nenhum dado estratigráfico novo advindo de poços foi incorporado ao conhecimento geológico dessa bacia da margem equatorial.

## 1.2 HISTÓRICO SOBRE O PETRÓLEO

Nas civilizações antigas o petróleo era conhecido por exsudações e afloramentos frequentes no Oriente Médio e Ásia. Por diversas vezes é mencionado vezes no antigo testamento e através de estudos arqueológicos pode-se comprovar que fora utilizado há quase seis mil anos. Seu uso para fins bélicos se dá no início da era cristã com os Árabes, assim como para iluminação.

Na antiguidade o seu uso era limitado à argamassa na Babilônia, já os fenícios usavam o betume na calefação de embarcações, e os egípcios tinham sua utilização em estradas, embasamento e construção de pirâmides. Os gregos e romanos usavam para decoração e impermeabilização de cerâmicas, e os maias, astecas, assim como outras civilizações antigas também utilizavam como óleo medicinal e/ou para massagem.

Data de meados do século XIX o surgimento da indústria petrolífera moderna, na Escócia em 1850 foi criado o processo de refino, após a descoberta de que o petróleo (querogênio) podia ser extraído folhelho do pirobotuminoso. A perfuração do primeiro poço com a finalidade procurar por petróleo se deu em 1859 nos E.U.A, na Pensilvânia, sendo este considerado o primeiro poço produtor, o que marca o nascimento da indústria moderna petrolífera.

No Brasil em 1858 o Marquês de Olinda concedeu a José Barros Pimentel o direito de extrair *mineral betuminoso* na Bahia e em 1859 no subúrbio de Salvador foi observado um gotejamento de óleo. A primeira perfuração de poço se dá em meados de 1897 em Bofete/SP com 488 m e produzindo cerca de 0,5 m<sup>3</sup> de óleo (querogênio). Todavia, somente em 1919 é criado o Serviço Geológico e Mineral do Brasil, ainda subordinado ao Ministério da Agricultura. No total, foram perfurados 63 poços nos estados do Pará, Alagoas, Bahia, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, sem sucesso algum. A descoberta oficial de petróleo no Brasil só veio a se dar em 21 de janeiro de 1939, quando uma sonda rotativa do

Departamento Nacional de Produção Mineral descobriu petróleo (não comercial) no poço DNPM-163 em Lobato/BA. (THOMAS, 2004).

O primeiro campo comercial no Brasil só se deu em meados de 1941 em Caldeiras/BA, porém somente em 1954 o Presidente Getúlio Vargas criou a PETROBRAS (Petróleo do Brasil S/A) e instituiu o monopólio estatal. A partir daí haveria êxito na busca de petróleo nos estados do Amazonas, Pará, Maranhão, Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Paraná, São Paulo e Santa Catarina e desde 1954 até os dias atuais a produção teve um crescimento de 740 m<sup>3</sup>/dia para mais de 190.000 m<sup>3</sup>/dia. (THOMAS, op.cit.).

### 1.3 HISTÓRICO EXPLORATÓRIO DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO

A atividade de exploração na bacia do Pará-Maranhão teve início na década de setenta (1970) com a aquisição de dados gravimétricos e magnetométricos e, posteriormente, ainda na mesma década dados sísmicos 2D começaram a ser coletados e desde então vários poços exploratórios foram perfurados. De acordo com dados da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), até dezembro de 2006 foram perfurados 27 poços pioneiros, um poço de extensão e um poço pioneiro adjacente, dos quais dois situam-se na área do bloco BM-PAMA-16, arrematado pela OGX na nona rodada de licitações. (OGX 2010).

No setor SPAMA-AR2, no qual os blocos BM-PAMA-16 e BM-PAMA-17 estão localizados, foram perfurados pela PETROBRAS um total de 13 poços, dos quais nove foram secos ou sem indícios de óleo.

Nos anos de 1978 e 1979, a Petróleo Brasileiro S/A perfurou os poços 1MAS 0005 MA e 1MAS 0011 MA, ambos situados na área do bloco BM-PAMA-16, em lâmina d'água de 51 e 65 m, respectivamente, e classificados como produtores subcomerciais de óleo, pois esses poços foram responsáveis pela descoberta de petróleo com densidade °API entre 27° – 41,5° e gás natural em areias turbidíticas com idade NeoCretáceo (Cretáceo Superior).

De 1981 a 1986, 19 poços foram perfurados, dos quais 13 tiveram como objetivo os reservatórios carbonáticos da Formação Ilha de Santana, outros 5

tiveram como objetivo os turbiditos arenosos do Cretáceo Superior e um teve como objetivo arenitos do Cretáceo Inferior. Descoberta relevante ocorreu também em 1983 com perfuração do poço 1MAS 0017 MA, pela Petróleo Brasileiro S/A, que também foi classificado como produtor subcomercial de óleo. Esse poço está localizado nas proximidades do limite oeste do bloco BM-PAMA-16 e foi responsável pela descoberta de óleo de 37º API e gás. De 1987 a 1989, um poço exploratório foi perfurado em águas profundas tendo como alvo arenitos Oligocênicos das Formações Travosas e Canárias.

Nos anos de 2000 e 2001 foram adquiridos dados sísmicos 2D, em base não exclusiva, pelas empresas *Schlumberger*, *LARGE (Laboratory of Regional Geodynamics Limited)*, *Baker Hughes* e *Gaia*. Grande parte dessas aquisições abrange a totalidade das áreas exploratórias da OGX na Bacia do Pará-Maranhão<sup>1</sup>.

Os esforços exploratórios na Bacia do Pará-Maranhão levaram a identificação de duas acumulações de petróleo não comerciais em carbonatos fraturados da Formação Ilha de Santana (1-PAS-9 e 1-PAS-11)<sup>2</sup>. Diversos outros poços mostraram indicações de petróleo em reservatórios arenosos da Formação Travosas.

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 Objetivo Geral

Avaliar, através do estudo dos processos e eventos deposicionais carbonáticos, a participação dos mesmos na formação dos reservatórios de hidrocarbonetos na Bacia Pará–Maranhão, tendo como objeto de estudo a Formação Travosas (Mesocenomaniano a Recente).

---

<sup>1</sup> Dados sísmicos 3D, não exclusivos, foram adquiridos pela PGS em outubro de 2003. Essa aquisição abrange totalmente a área do bloco BM-PAMA-16 e quase totalmente o Bloco BM-PAMA-17.

<sup>2</sup> Os dados aqui apresentados foram obtidos através da internet, produzido pela empresa HABTEC Engenharia Ambiental para a empresa OGX (Nov/2009).

#### 1.4.2 Objetivos Específicos

- Atualizar as informações geológicas existentes sobre a Bacia Pará-Maranhão, incluso a Formação Travosas;
- Verificar o grau de interferência da estruturação da bacia na formação de um sistema petrolífero, incluindo possíveis rotas de migração.
- Apontar as relações existentes entre sistemas deposicionais carbonáticos e a acumulação de hidrocarbonetos.
- Identificar o grau de interferência dos sistemas deposicionais carbonáticos na (possível) formação de reservatórios de hidrocarbonetos.

#### 1.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

As atividades são descritas, a seguir:

- Levantamento de informações bibliográficas referente à Bacia Pará - Maranhão (projetos atuais e futuros), de modo a reproduzir a situação atual e as tendências futuras.
- Sintetizar as informações obtidas para destacar os aspectos mais relevantes (dificuldades e possibilidades de produção) com a inclusão de sugestões e comentários.
- Apresentação de mapas e figuras relacionados à bacia, objeto de estudo, a partir de pesquisas referentes ao tema. Para tal, houve a digitalização com o uso dos programas: *CorelDraw*, *MSPaint*, *ArcGis* e *ArcMap*.

#### 1.6 LOCALIZAÇÃO E EXTENSÃO DA BACIA PARÁ-MARANHÃO

Soares et al. (2007) reconhecem a Bacia do Pará-Maranhão como uma bacia exclusivamente marítima e inteiramente *offshore*, situando-se na margem equatorial brasileira aproximadamente entre os meridianos 47° W e 44° W e os paralelos de 1° S e 1° N, e ocupando uma área de aproximadamente 48.000 km<sup>2</sup>. Seus limites

sudeste, com a Bacia de Barreirinhas e noroeste, com a Bacia da Foz do Amazonas não são tão precisos, devido não se conhecer feições tectônicas significativas que compartimentem tais bacias. A oeste, a Plataforma de Ilha de Santana constitui uma barreira de embasamento raso, a partir do qual a bacia se estende para as águas rasas e profundas, até à cota batimétrica de 3.000 m (Figura 1.1) e com a Zona de Fratura São Paulo se projetando para o interior da crosta continental, aproximadamente no limite norte da bacia, através de dois ramos bem definidos (Figura 1.2).

Como citado anteriormente, a questão dos limites da bacia e, conseqüentemente, a área total da bacia é motivo de divergência entre diversos autores. Zanotto e Szatmari (1987) localizam a bacia no limite NE pela batimetria de 200m, SE pela bacia Barreirinhas, NW pela Bacia da Foz do Amazonas e a SW pelo embasamento raso da plataforma da Bacia do Pará-Maranhão em uma área total de 25.000 Km<sup>2</sup>. Brandão e Feijó (1994) adotam para a bacia uma extensão de aproximadamente 48.000 Km<sup>2</sup>. Cainelli (1986 apud SILVA, 2007) estabelece para a bacia uma área total 80.000 Km<sup>2</sup> em que 54.000 Km<sup>2</sup> são de plataforma de embasamento e os 26.000 Km<sup>2</sup> restantes corresponde à área prospectável. Por outro lado a empresa OGX estima que a bacia possua uma área total de aproximadamente 100.000 Km<sup>2</sup>, onde possui direito de concessão em um total de 960 Km<sup>2</sup> e a ANP no leilão referente à nona rodada de licitações admite para a bacia um total de 95.875 Km<sup>2</sup>.

Figura 1.1-mapa de localização da Bacia do Pará-maranhão, com destaque para os blocos licitados e suas respectivas empresas.

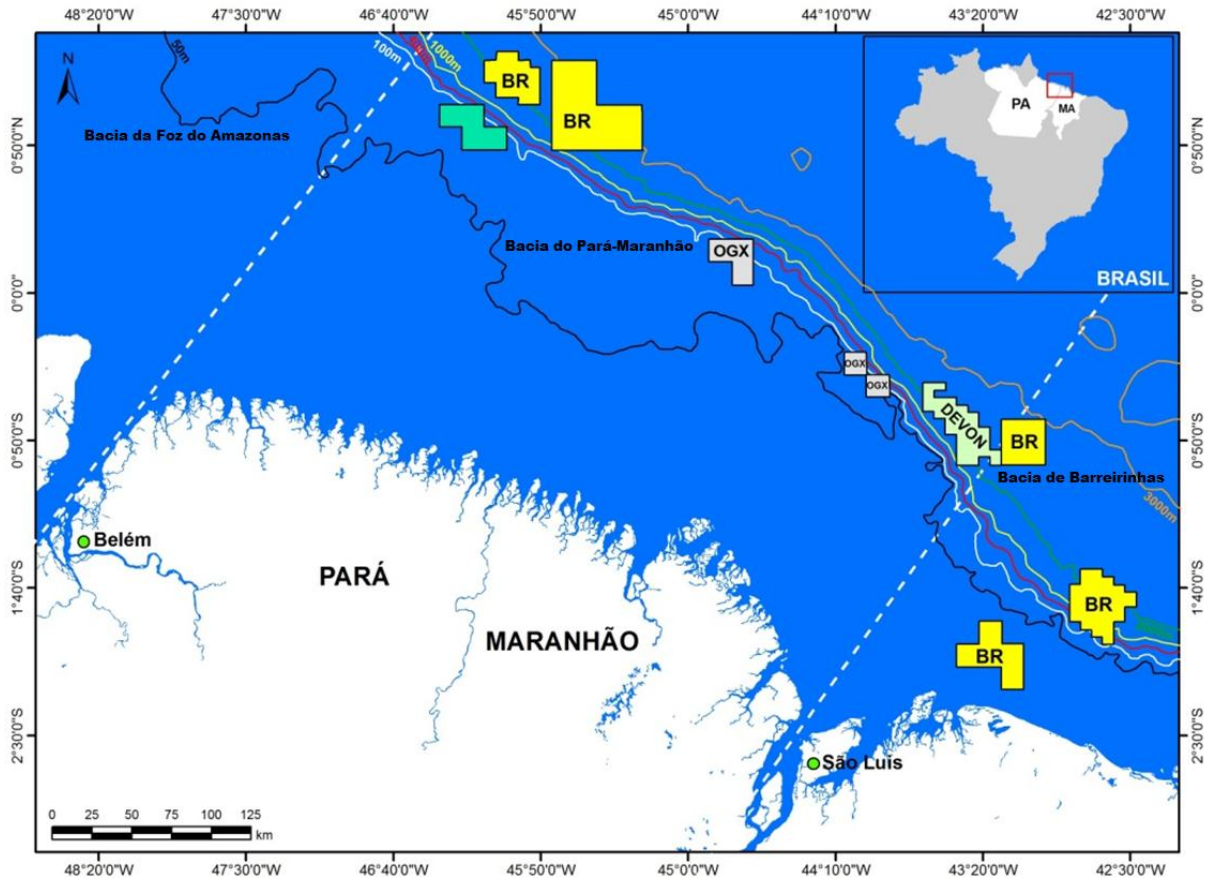
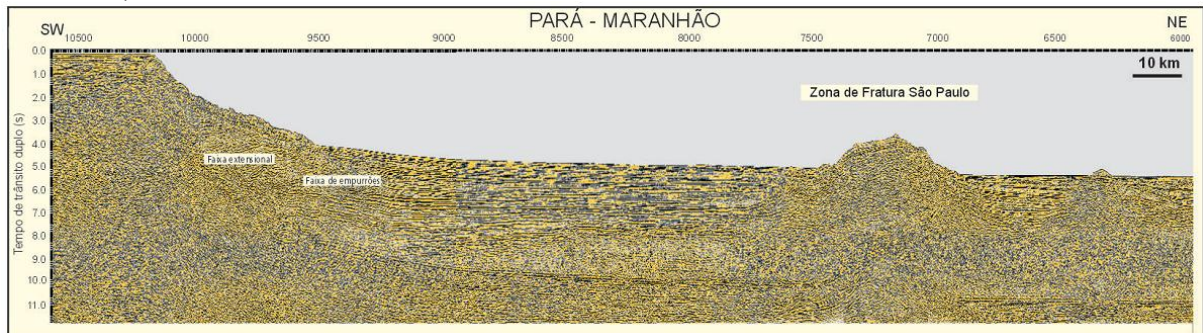


Figura 1.2: Seqüências estratigráficas e ocorrência de altos vulcânicos associados (Zona de fratura São Paulo)



Fonte: Bizzi et al (2003).

## 2 GEOLOGIA DA BACIA PARÁ-MARANHÃO

### 2.1 GENERALIDADES

Szatmari et al. (1987) define a formação das bacias da margem equatorial brasileira como ocorrida durante a separação dos continentes Sul-Americano e Africano com propensão ao movimento divergente E-W, sendo oito vezes maior que o componente N-S. As primeiras manifestações da separação ocorreram no Jurássico Superior, quando já havia tendências de movimentação bastante definidas.

No entanto, Rabinowitz e Labrecque (1979 apud FRANÇOLIN; SZATMARI, 1987) argumentam que para que essa movimentação se efetivasse foi necessário que o continente Gondwana se partisse em dois, devido a uma fratura com extensão de milhares de quilômetros, que iniciou na parte sul do continente e se alastrou em direção ao norte (Cretáceo Inferior), moldando-se às linhas de fraqueza preexistentes no substrato. Portanto, considerando o nordeste brasileiro, no início da separação dos continentes, o movimento divergente a sul era maior que ao norte imprimindo uma rotação no sentido horário na placa Sul-Americana em relação à África, onde estava localizado o polo dessa rotação durante o Cretáceo Inferior [Rabinowitz e Labrecque (1979 apud FRANÇOLIN; SZATMARI, op.cit.)].

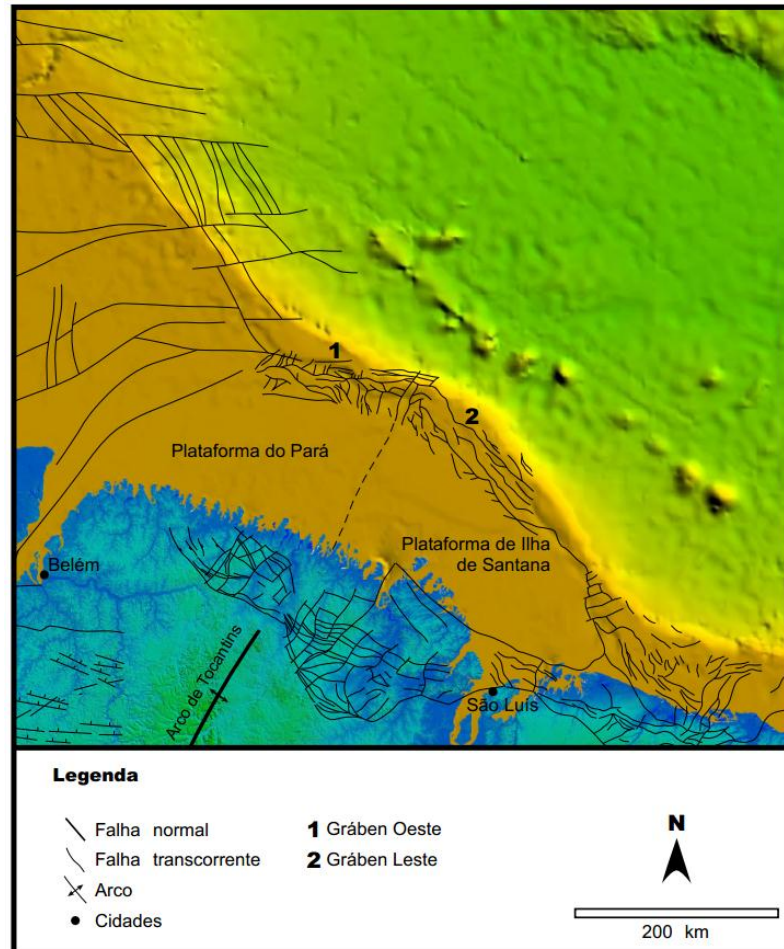
Já para Zanotto e Szatmari (1987) a formação da Bacia do Pará-Maranhão teve início durante o rifteamento das placas Sul-Africana e Africana, o que é representado por uma sedimentação intensa flúvio-deltaico-bacinal-lacustre.

Por outro lado, Soares et al. (2007) aponta que a bacia está situada inteiramente num segmento oblíquo da margem continental de direção NW-SE. Nestes trechos da margem equatorial a separação continental ocorreu de forma oblíqua com a geometria de deformação e do preenchimento sedimentar da bacia sendo semelhantes às de uma bacia de margem passiva com separação ortogonal.

Para Igreja (1992), a bacia é formada estruturalmente por dois depocentros, que são separados por um *horst*, estando um deles a leste e sendo francamente distensivo e alongado segundo NW-SE. O outro depocentro de direção NNW-SSE e posicionado a oeste é denominado de Graben de Ilha de Santana e apresenta dois sistemas de falhas normais com direções E-W e NNW-SSE. Também ocorrem falhas

normais NE-SW que se articulam, por vezes, a outras de orientação E-W. os dois grupos de falhas são separados pelo Alto Estrutural do Gurupi que é limitado por falhas normais com direções NNE-SSW (Figura 2.1).

Figura 2.1-Mapa estrutural do embasamento, mostrando as principais feições geológicas da Bacia do Pará-Maranhão.



Fonte: Soares Júnior( 2007).

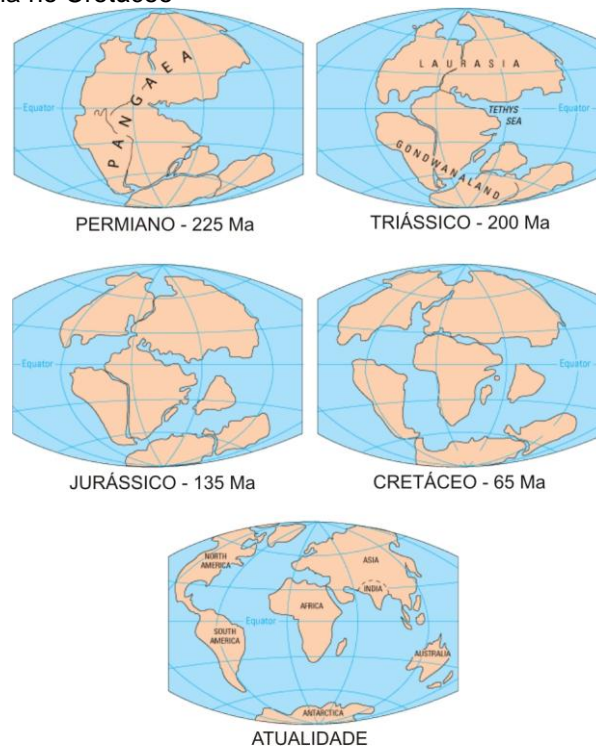
Já para Zalán (2001 apud SOARES JÚNIOR et al., 2008) a arquitetura da bacia é complicada por eventos mais recentes da fase de deriva continental, quando houve tectônica gravitacional, causada por fluxos de massa nas regiões mais distais da margem continental, o que definiu um estilo de deformação característico, denominado de cinturão gravitacional de dobras e empurrões.

## 2.2 ARCABOUÇO TECTÔNICO E ESTRUTURAL

Três sequências principais compõem o arcabouço tectônico da bacia: o *início* se dá com a fase rifte, em parte relacionado à abertura da porção norte do Oceano Atlântico Sul, com depósitos sedimentares fluvio/deltaicos/lacustres. Posteriormente, a fase transicional, que é caracterizada por uma sequência carbonática de mar aberto; e por fim, a fase drifte, com uma sequência transgressiva representada por folhelhos e arenitos, inclusive com turbiditos arenosos, subsequentemente recobertos por uma extensa plataforma carbonática do Maastrichtiano (Cretáceo Superior) ao Terciário, com calcarenitos, calcisiltitos e calcilitos, ao norte, e uma sequência clástica progradante composta por folhelhos, arenitos e nas porções mais distais com a deposição de arenitos turbidíticos (CAINELLI; MORAES JUNIOR, 1986).

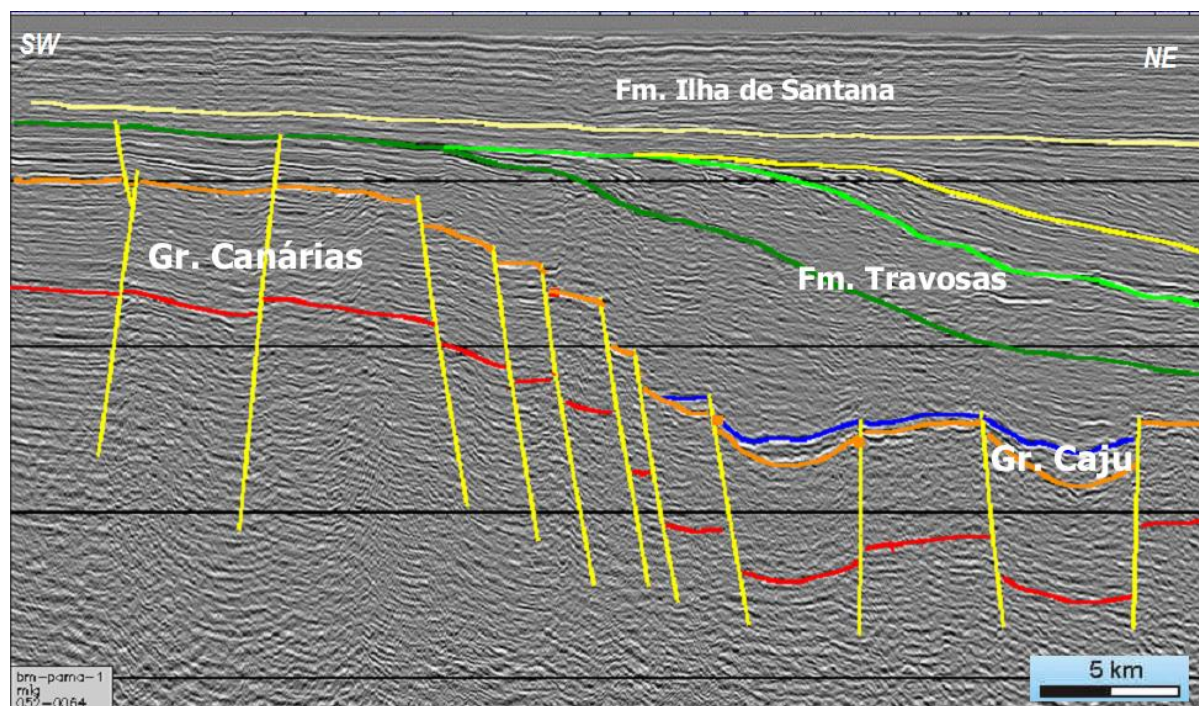
Como já foi dito, as principais feições estruturais tiveram em sua origem e formação o rifteamento que é resultado da separação definitiva das placas continentais Africana e Sul-Americana (Figura 2.2) e tem na Plataforma da Ilha de Santana uma feição positiva do embasamento, situada a sudeste da bacia, com fina cobertura sedimentar com aproximadamente 700 m de espessura, assentada sobre um embasamento pouco falhado e atualmente situado na bacia conjugada africana, na Costa do Marfim. A Zona de Fratura São Paulo é praticamente o limite ao norte da bacia, onde esta se nucleou no contato entre a faixa móvel Araguaia-Gurupi e a parte Paleoproterozóica do cráton São Luíz (Figura 2.3). Todo este processo se deu sobre o Cráton São Luíz rompido de forma ortogonal à sua trama estrutural.

Figura 2.2- Paleogeografia no Cretáceo



Fonte: Historical Perspective (2012)

Figura 2.3-Seção sísmica mostrando seqüências estratigráficas e ocorrência de altos vulcânicos associados a zonas de fraturas transformantes.

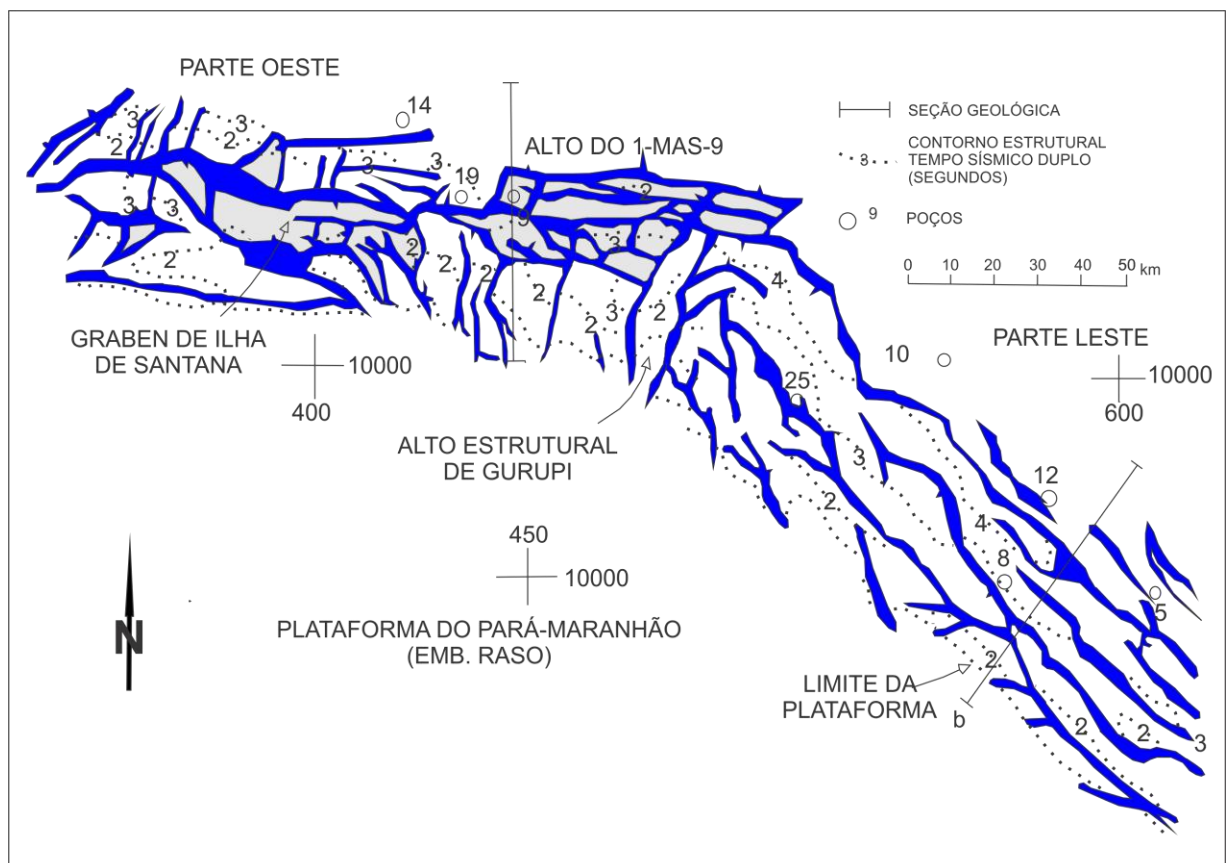


Fonte: Quarta rodada de licitações da Petrobras.

O Alto do 1-MAS-9 é representado por um horst alongado e estreito, com direção E-W e localizado ao norte da Plataforma da Ilha de Santana. Já quanto ao graben de Ilha de Santana, este é um meio-graben de aproximadamente 25 km de largura e encaixado entre o Alto 1-MAS-9 e a Plataforma de Ilha de Santana. Por outro lado, o Alto Estrutural do Gurupi com direção nordeste, consiste de um horst estreito de direção NE-SE, situado no ponto de inflexão da bacia de SE-NE para E-W, o que é coincidente com o prolongamento do lineamento de Gurupi mapeado na porção terrestre (CAINELLI; MORAES JUNIOR, 1986).

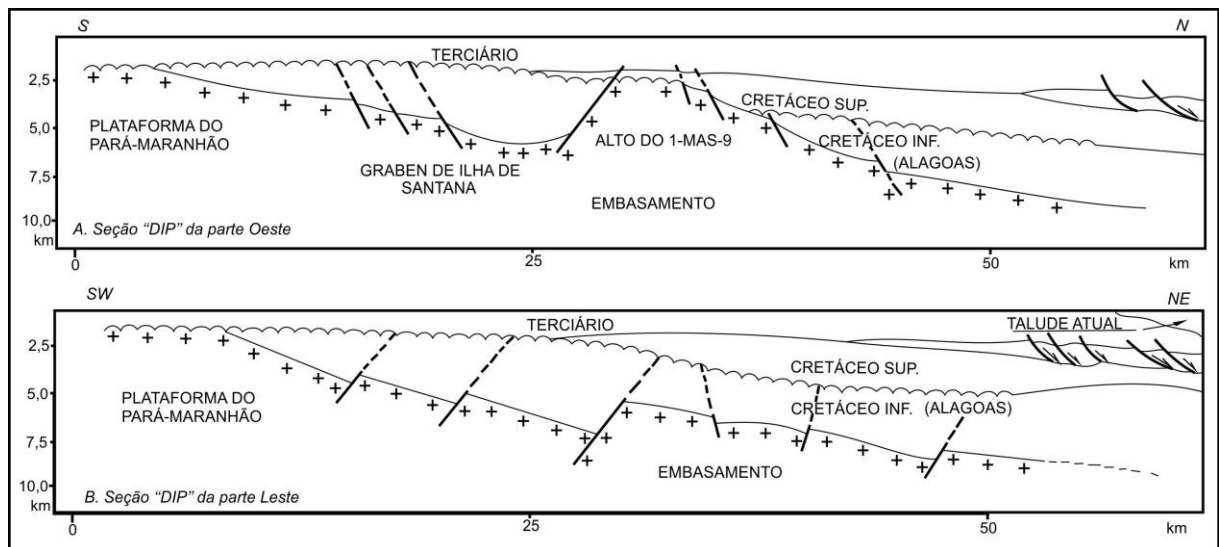
De forma mais prática, a bacia do Pará-Maranhão pode ser dividida segundo as feições geotectônicas e estilo tectono-sedimentar em duas porções (Figs. 2.4 e 2.5).

**Figura 2.4– mapa estrutural do embasamento e suas principais feições geotectônicas**



Fonte: Modificado de Zanotto & Szatmari, 1987

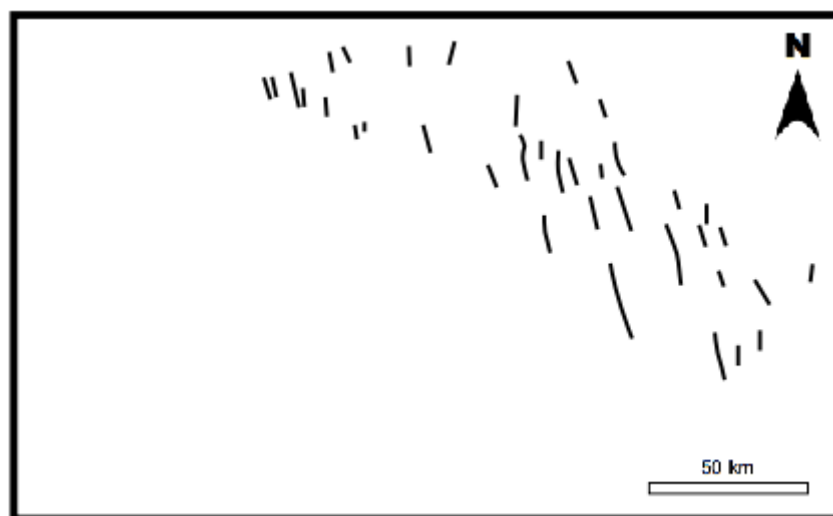
**Figura 2.5 A e B-Seções esquemáticas geológicas (leste e oeste da bacia)**



Fonte: Modificado de Zanotto & Szatmari, 1987.

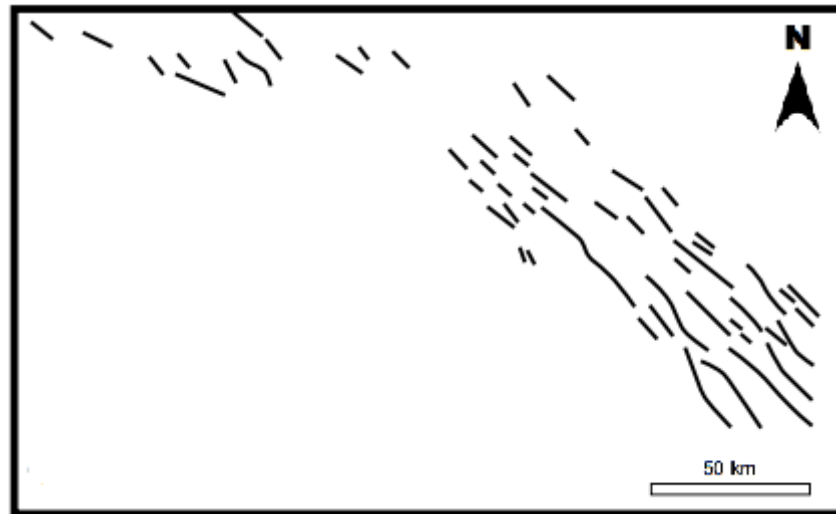
- Parte leste, em que predominam as falhas de direção N10W e N50W com abatimento de blocos num sistema de falhas normais, principalmente antitéticas, com grandes rejeitos escalonados, permitido a acomodação de um pacote sedimentar que atinge mais de 7 km de espessura nas áreas mais distais. A bacia nesta parte tem uma direção geral SE-NW (Figura. 2.4, 2.5B, 2.6 e 2.7).

**Figura 2.6 – Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão**



Fonte: Soares Junior, 2007.

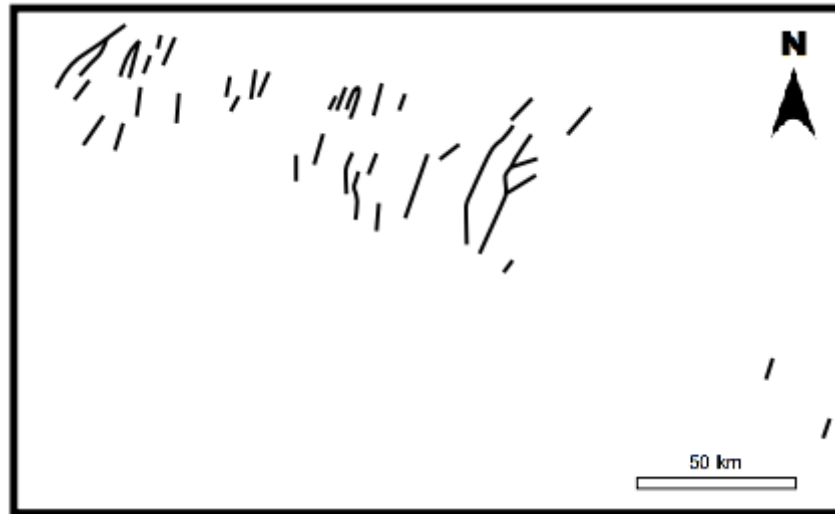
Figura 2.7- Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão



Fonte: Soares Junior, 2007.

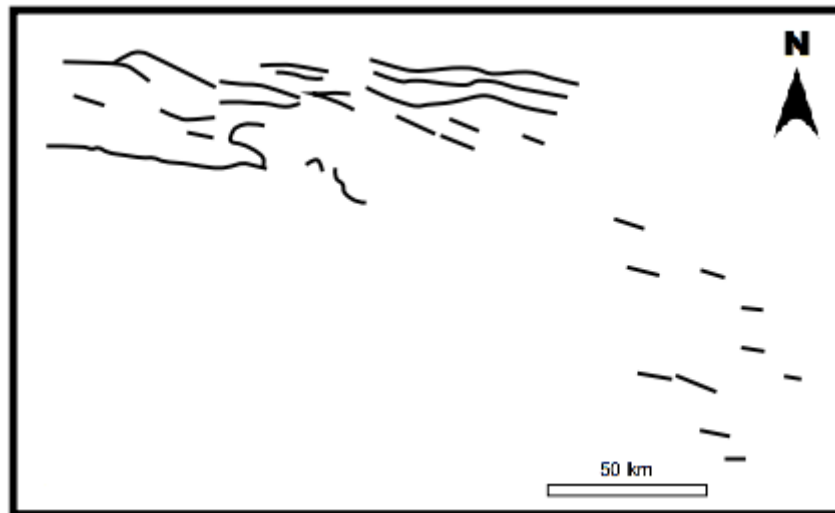
- Parte oeste, onde há a predominância dos segmentos de falhas com direção E-W e N30E, este último mais importante na parte central da bacia. Basicamente é um sistema meio-graben encaixando entre o alto do embasamento da Plataforma do Pará-Maranhão e o Alto 1-MAS-9, que também como o meio-graben apresenta direção principal E-W. O pacote sedimentar no meio-graben é menos espesso e consiste em sedimentos de idade Andar Alagoas. A falta de registros mais distais do Alto 1-MAS-9 dificulta uma melhor avaliação sedimentar. Os registros sísmicos também perdem resolução devido à grande profundidade que se encontra a seção rifte (Figuras. 2.4, 2.5A, 2.8, e 2.9).

Figura 2.8- Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão



Fonte: Soares Junior, 2007.

Figura 2.9 - Sistema de falhas da Bacia do Pará-Maranhão



Fonte: Soares Junior, 2007.

Também de forma prática, o sistema de falhas na bacia do Pará-Maranhão apresenta quatro direções principais, com base na orientação:

- Falhas de direção N30E consistindo em segmentos relativamente curtos, sendo os mais importantes na porção oeste e central da bacia, onde ocorre e a deflexão dos segmentos E-W para NW-SE da bacia (Figura 2.8). Os

segmentos de falhas com orientação N30E são truncados, principalmente, pelo sistema de direção E-W.

- Falhas de direção E-W com segmentos longos e bem expressivos na porção oeste da bacia, onde assumem grande importância. 2.9).
- Falhas de direção N10W com segmentos curtos de boa distribuição na parte leste da bacia e pouco expressivos na porção oeste (Figura 2.6).
- Falhas de direção N50W com melhor distribuição na parte leste da bacia, e apresentam segmentos relativamente mais longos (Figura 2.7).

Esses sistemas de falhas permitiram a criação de uma série de horsts, grabens e meio-grabens, que refletem o padrão das direções desses segmentos, havendo o abatimento de blocos num sistema sintético na parte oeste e principalmente antitético na parte leste da bacia (Figura 2.4).

A linha de limite da bacia contra a plataforma do Pará-Maranhão é recortada por falhas, criando meio-grabens, encaixados e a posterior erosão deste pacote sedimentar fornece um traçado curvo em várias situações. Onde ocorrem os baixos, a bacia penetra mais na plataforma do Pará-Maranhão (embasamento raso) e os altos permitem que a plataforma avance dentro da bacia compartimentando-a, como ocorre no prolongamento do lineamento de Gurupi (Alto do Gurupi), que divide a bacia em parte leste e oeste no ponto de inflexão das direções E-W e SE-NW (Figura 2.4). No sistema de rifte, o bloco (Alto 1-MAS-9) não sofreu praticamente abatimento, resultando num alto alongamento e estreito de direção E-W, situado a norte da plataforma do Pará-Maranhão e que separa a Bacia Marginal propriamente dita do graben de Ilha de Santana encaixado ao sul (Figura 2.4). Para o sistema com um todo, o comportamento é nitidamente de falhamentos normais na fase de rifteamento, sendo que com o prosseguimento da migração das placas continentais surgem características distais. Nesta migração, os segmentos de orientação principal E-W se tornam basicamente transcorrentes, porém levemente divergentes e com pouco abatimento dos blocos. Já os segmentos SE-NW mostram um abatimento maior dos blocos nessas áreas. Isso resulta numa bacia mais profunda

na parte leste e menos profunda na oeste, para zonas consideradas a uma mesma distancia do limite da Plataforma do Pará-Maranhão (Figura 2.4).

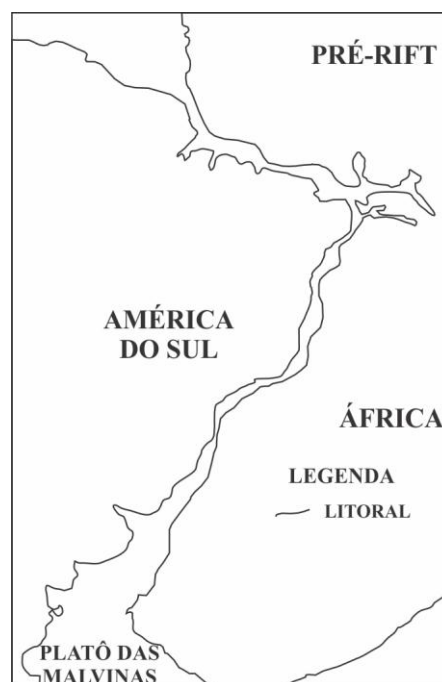
### 2.3 EVOLUÇÃO GEOLÓGICA

Com relação à evolução da bacia, esta foi pouco estudada, sendo os trabalhos mais relevantes os de Zanotto e Szatmari (1987), Silva (2007) e Brandão e Feijó (1994), bem como os relatórios interno da PETROBRAS.

Segundo Zanotto e Szatmari (op.cit.), a bacia do Pará-Maranhão teve seu desenvolvimento geotectônico dividido em fases que compreendem os seguintes períodos, descritos detalhadamente abaixo:

- Jurássico – Em área contígua à parte ocidental da África e as grandes bacias Paleozóicas do Parnaíba e do Amazonas encontram-se adentrando parcialmente no continente africano (Figura 2.10).

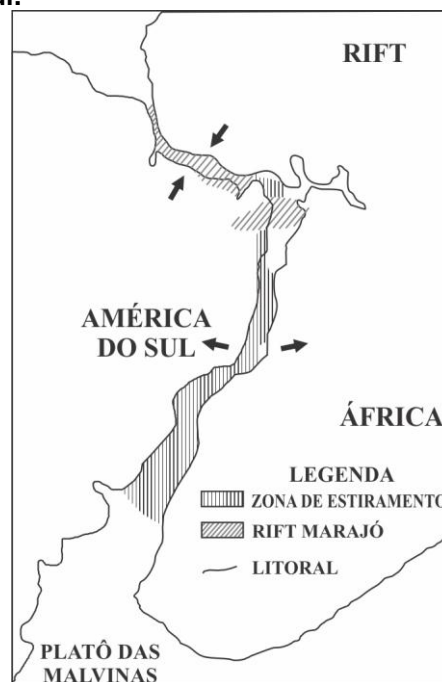
**Figura 2.10 – Mapa do estágio pré-rift, onde os continentes Africana e Sul-Americano encontravam-se lado a lado.**



Fonte: Modificado de Silva, 2007.

- Cretáceo Inferior (Neocomiano) – Esforços compressoriais NNW-SSE criaram altos amplos e suaves de orientação ENE-WSW, cujos registros são a Plataforma do Pará-Maranhão e mais ao sul o Arco Guama-Ferrer-Urbano Santos descrito por Resende e Pamplona (1970). Falhas normais de alívio, paralelas ao esforço compressional, ocorrem principalmente na porção oeste. É possível que também haja falhamentos reversos, mas de difícil comprovação, perpendiculares ao esforço compressional. Falhas transcorrentes sinistras como a de Gurupi, serviram de alívio aos esforços oriundos de NNW e SSE. A causa dos esforços compressoriais tem sua origem na abertura do Atlântico Sul em rotação horária de Placa Sul-Americana em relação à Africana (Figura 2.11).

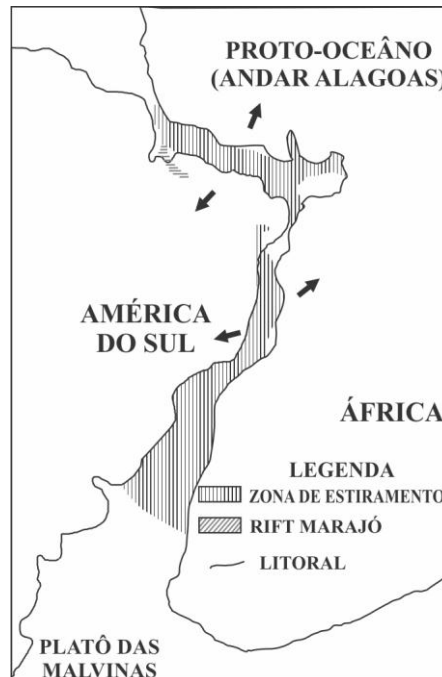
**Figura 2.11- Mapa do estágio rift, em que os esforços tectônicos determinaram a formação da porção equatorial do Atlântico Sul.**



Fonte: Modificado de Silva, 2007.

Cretáceo Inferior (Andar Alagoas) – Esforços extensionais de direção NNE-SSW, que são atribuídos ao prosseguimento da abertura do Atlântico Sul, propagaram o rifte de leste para oeste na margem equatorial brasileira. Nesta fase ocorrem os primeiros registros sedimentares da bacia com rápida deposição de clásticos terrígenos, preenchendo os grabens e semi-grabens estreitos e alongados com orientação principais E-W e SE-NW. (Figuras 2.12, 2.15 e 2.16).

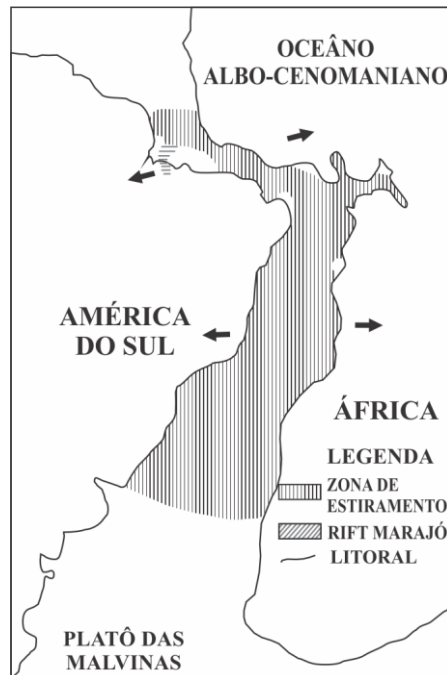
Figura 2.12 - Mapa do estágio proto-ocêânico, relacionado ao andar Alagoas da porção equatorial do Atlântico Sul.



Fonte: Modificado de Silva, 2007.

- Albiano Superior e Cenomaniano – Prosseguiu a separação dos dois continentes, com movimento transcorrente levemente extensional E-W. Os riftes de direção SE-NW mostram abatimento num sistema de bacia *pull-apart*, onde ocorreu deposição de carbonatos de plataforma, talude e bacia. As áreas de riftes E-W apresentam caráter transcorrentes levemente extensional com menor abatimento de blocos, resultando em altos do embasamento como os do 1-MAS-9 e 1-PAS-19, que ficam expostos à erosão de parte do pacote Alagoas, principalmente nas áreas mais proximais. Nesta fase houve a instalação da sequência carbonática, bem conhecida no segmento SE-NW da bacia (1-MAS-11 e 12) (Figuras 2.13, 2.15 e 2.17).

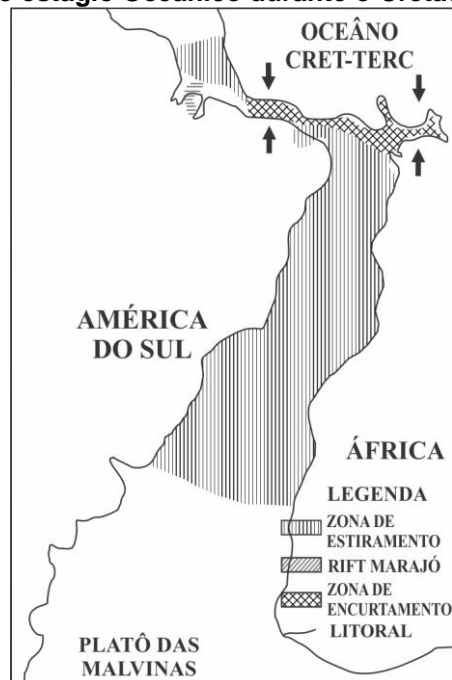
Figura 2.13 - Mapa da evolução do estágio Oceânico durante o intervalo Albo-Cenomaniano do Período Cretáceo.



Fonte: Modificado de Silva, 2007.

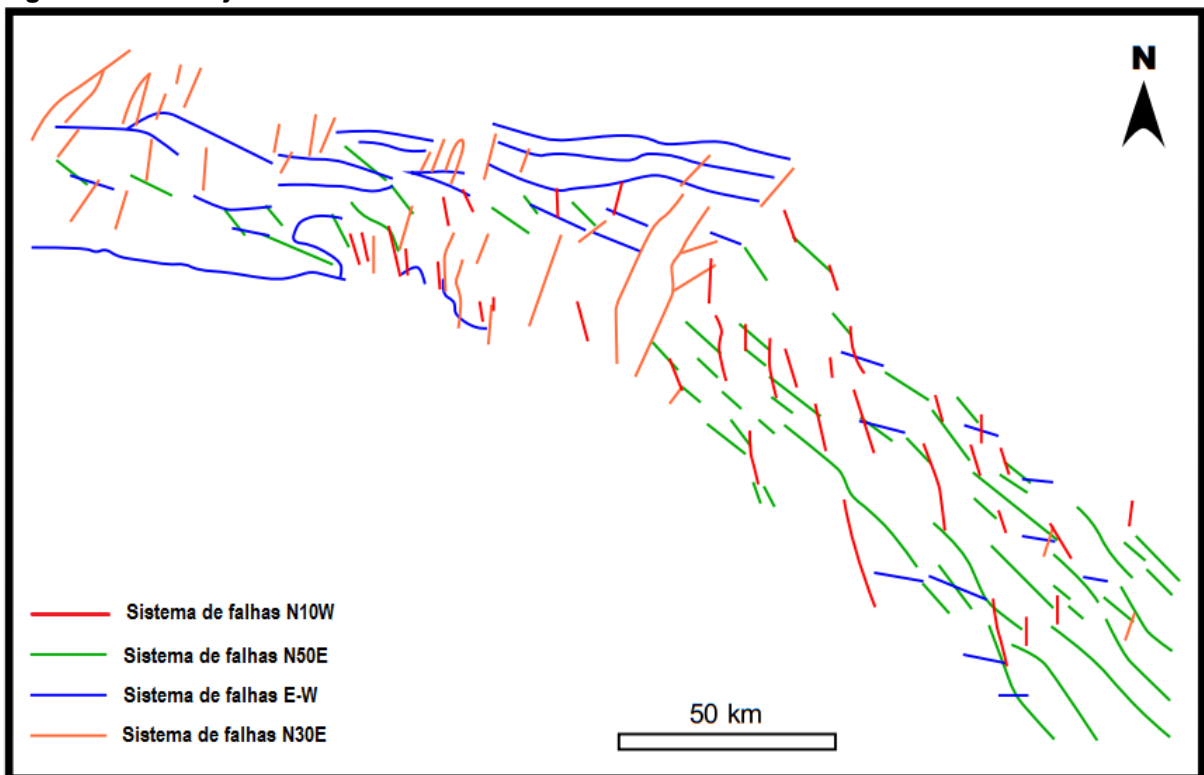
- Cretáceo Superior ao Terciário – O principal componente, além da separação dos continentes Sul-Americano e Africano, foi o basculamento térmico que realçou ainda mais o Alto do Gurupi (Figuras 2.14). Os registros sedimentares mostram uma seção clástica na parte basal com características de sistema talude marinho-bacial, que a partir do Paleoceno-Eoceno Inferior deu lugar a um sistema da plataforma carbonática média a externa e talude marinho representados pelo Grupo Humberto de Campos. Esta fase com tendência negativa diminui sensivelmente a partir do Mioceno Inferior.

Figura 2.14 - Mapa da evolução do estágio Oceânico durante o Cretáceo Superior ao Terciário.



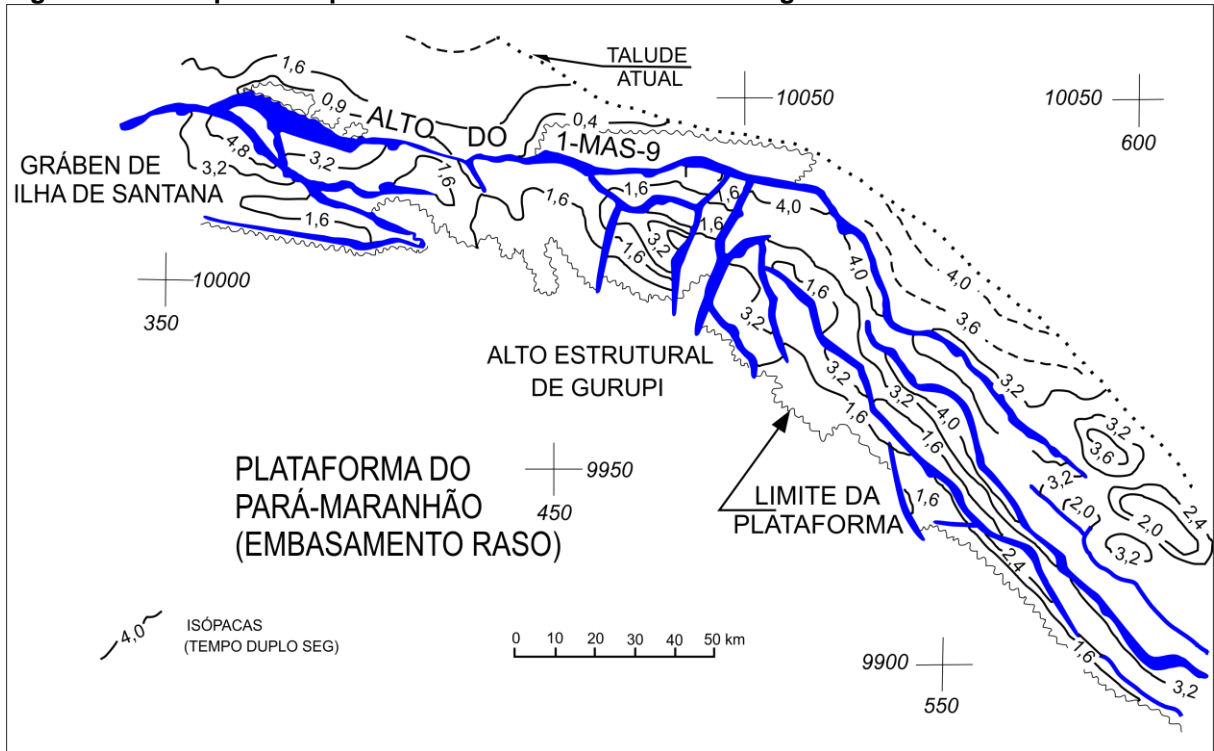
Fonte: Modificado de Silva, 2007.

Figura 2.15 – Conjunto de falhas normais da Bacia do Pará-Maranhão.



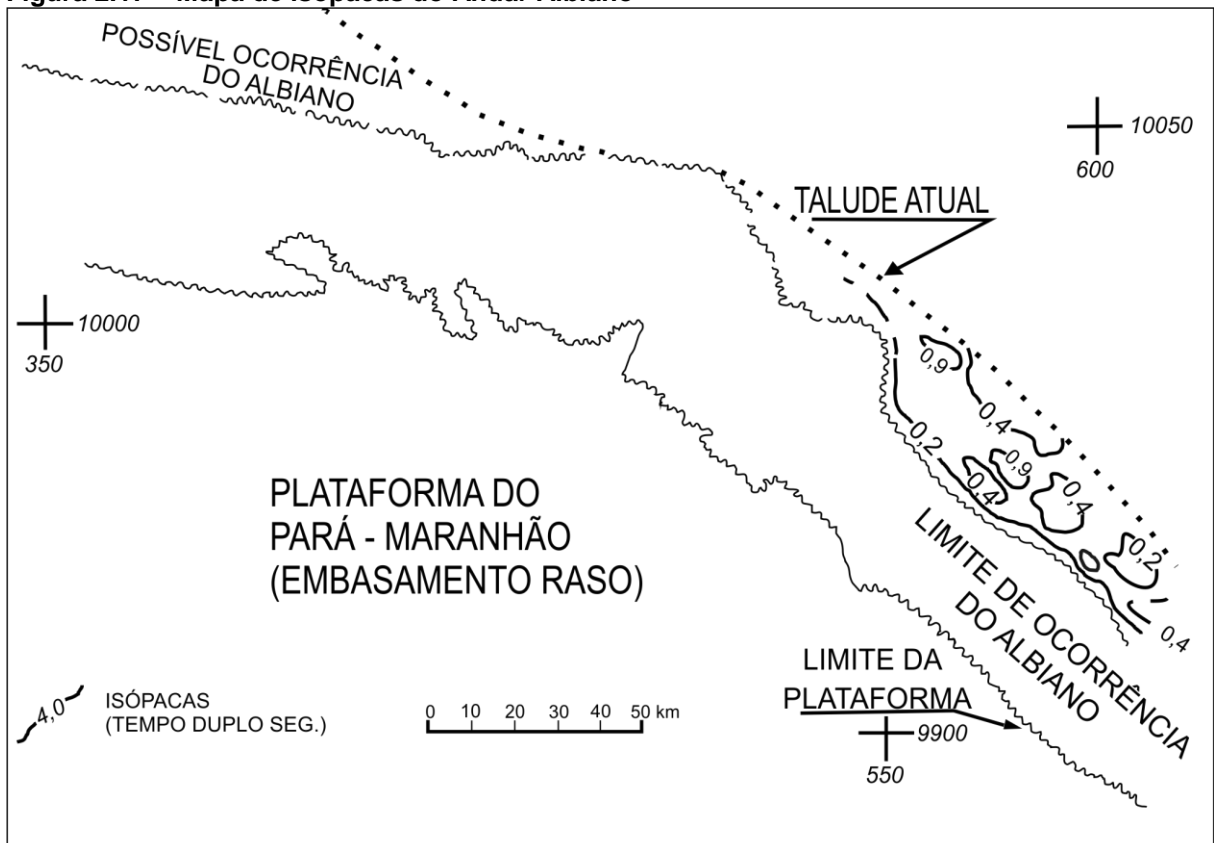
Fonte: Modificado de Soares Júnior, 2007.

Figura 2.16 – Mapa de isópacas remanescentes do Andar Alagoas.



Fonte: Modificado de Grupo de Trabalho da Bacia do Pará-Maranhão (1985)

Figura 2.17 – Mapa de isópacos do Andar Albiano



Fonte: Modificado de Grupo de Trabalho da Bacia do Pará-Maranhão (1985)

## 2.4 PREENCHIMENTO SEDIMENTAR

A história geológica da Bacia do Pará-Maranhão define diversos aspectos de caráter estrutural, sedimentológico e faciológico, que se inter-relacionam com o meio biótico e socioeconômico. Esta determinou a conformação da topografia da costa e a batimetria, a composição das rochas e solos que formam o assoalho atual da bacia e também os locais de ocorrência de depósitos de hidrocarbonetos comercialmente exploráveis.

Já a faciologia dos sedimentos é influenciada pela composição do embasamento, pelos aportes terrígenos de material, pela produtividade biológica e pelos processos de deposição de materiais orgânicos e inorgânicos. Esta faciologia da região se caracteriza por um predomínio sedimentação terrígena em relação a carbonática, sobretudo em função da descarga fluvial dos sistemas de drenagem dos rios locais.

Quanto ao preenchimento sedimentar, este iniciou com depósitos basais Paleozóicos, sendo parte de seqüências intracratônicas anteriores que se ocorriam sobre as plataformas pré-cambrianas do Gondwana e foram depositados no interior dos grábens iniciais da bacia. Esta seqüência foi, posteriormente, sobreposta por depósitos sin-rifte (transtensionais) e inter-rifte de idades aptiana e albiana; cobertos por seqüências drifte (Neo-Albiano ao recente) que são características de subsidência termal de margem passiva.

No talude continental são verificadas diversas feições erosivas como canais e cânions submarinos que o atravessam da plataforma continental até o sopé continental, gerando variações no relevo submarino. Predominam ainda na área do talude, fácies de sedimentos mascarados por afloramentos rochosos, que seguem o delineamento e de maneira contínua NW-SE, sendo mais significativa a partir da isóbata de 300 m.

Na plataforma continental predominam fácies sedimentares compostas por lama fluvial, areia fluvial, areia com fonte indeterminada, recife de algas calcárias, areia ou cascalhos de moluscos, areia de foraminíferos bentônicos e de areia e/ou cascalho de algas coralíneas. Ainda na plataforma continental predominam fácies sedimentares compostas por lama fluvial, areia fluvial, areia com fonte

indeterminada, recife de algas calcárias, areia ou cascalhos de moluscos, areia de foraminíferos bentônicos e de areia e/ou cascalho de algas coralíneas. Por outro lado, as fácies hemipelágica e de canais e diques marginais ocorrem, predominantemente, a partir dos 2.000 m, estendendo-se até cerca de 4.000 m, entre a base do talude e o sopé continental<sup>3</sup>.

---

<sup>3</sup> Os dados foram obtidos através do RCA - Relatório de Controle Ambiental (Atividade de Perfuração Marítima no Bloco BM-PAMA-8, Bacia do Pará-Maranhão). Item II.5.4 - Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental – Petrobras, disponível em [http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento\\_ambiental/Petroleo/Desenvolvimento%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20np%20Bloco%20BM-S-40,%20%20C3%81reas%20de%20Tiro%20e%20S%C3%ADdon,%20Bacia%20de%20Santos/028125-EIA-RL-0001-00\\_Item-II-5-4\\_Analise-Integrada.pdf](http://siscom.ibama.gov.br/licenciamento_ambiental/Petroleo/Desenvolvimento%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20np%20Bloco%20BM-S-40,%20%20C3%81reas%20de%20Tiro%20e%20S%C3%ADdon,%20Bacia%20de%20Santos/028125-EIA-RL-0001-00_Item-II-5-4_Analise-Integrada.pdf). Acesso em 17/05/2012.

### 3 ESTRATIGRAFIA

Os primeiros registros sedimentares da bacia Pará-Maranhão são datados como do Eo-Cretáceo (Andar Alagoas Superior), zona palinológica conhecida como P-270, segundo Regalli (1985 apud ZANOTTO; SZATMARI, 1987) e entre o Turoniano e o Paleoceno até Eo-Eoceno quando foram depositados sedimentos clásticos num sistema de talude marinho-bacinal.

A Bacia do Pará-Maranhão é reconhecida como sendo inteiramente submersa, de acordo com dados de seções sísmicas que permitiram o reconhecimento de três grupos (Canárias, Caju e Humberto de Campos) que pela similaridade litológica e estratigráfica receberam as mesmas denominações da bacia vizinha (Barreirinhas), em que a coluna estratigráfica adotada é a definida por Pamplona (1969), com as modificações introduzidas por Figueiredo et al. (1982 apud BRANDÃO; FEIJÓ, 1994).

O Grupo Canárias é composto por arenitos cinza-claros, finos a grossos, sílticos cinza a castanho-avermelhados e folhelhos cinza-médios a esverdeados, relacionados a leques deltaicos em ambiente marinho, Brandão; Feijó (1994) e Cainelli (1985) caracterizam-no como uma megasequência constituída por depósitos clásticos grossos de leques aluviais de um sistema deltaico que demonstra influência marinha na porção superior. Este grupo foi datado como Eo-Mesoalbiano baseado em foraminíferos platônicos e palinomorfos (Figura 3.1).

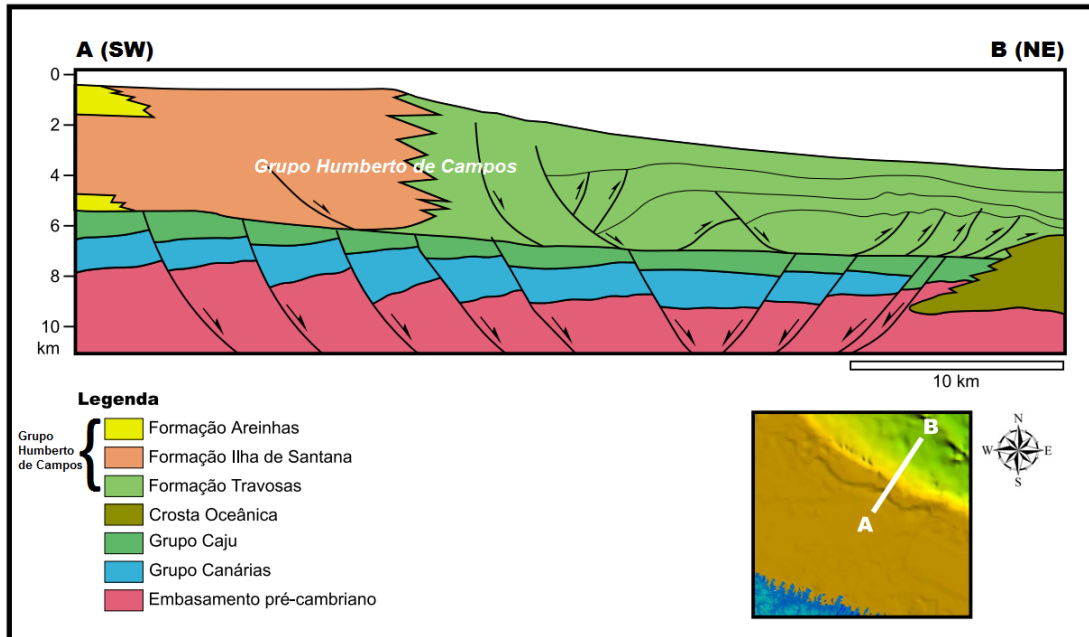
Já o Grupo Caju, segundo Ojeda (1981), pode estar associado à fase de migração marinha, na qual são evidentes as condições oceânicas na bacia, salientando a formação de uma grande plataforma rasa principalmente nos andares Albiano-Cenomaniano. Brandão; Feijó (op.cit.), citando Figueiredo et al. (1982), descrevem o Grupo Caju como formado por arenitos quartzosos médios a grossos, folhelhos escuros e localmente por calcarenitos bioclásticos e oncolíticos, sedimentados em ambiente nerítico de alta a baixa energia. Ainda segundo Brandão; Feijó (op.cit.), a idade NeoAlbiana do Grupo Caju provém de datações por palinomorfos e foraminíferos planctônicos. Enquanto Cainelli (op.cit.) relaciona este grupo a uma megasequência pós-rifte, com fortes características transgressivas (Figura 3.1).

O **Grupo Humberto de Campos** é representado por rochas sedimentares do Cenomaniano até o Recente, com ambiente variando de costeiro a marinho nerítico, batial e abissal, sendo subdividido em três formações: Areinhas, Ilha de Santana e Travosas (Figura 3.1).

- a) Formação Areinhas: definida por Brandão e Feijó (1994) como sendo composta por camadas de arenitos quartzosos brancos, grossos, que vão do Cenomaniano ao Recente, constituindo a porção proximal da Bacia Pará-Maranhão. Os autores incluem esta formação na estratigrafia de sequências como uma sequência de margem passiva.
- b) Formação Ilha de Santana: segundo Figueiredo et al. (1982 apud BRANDÃO; FEIJÓ, op.cit.), possui um extenso pacote carbonático, com uma grande variedade de biocalcarenitos e biocalcirruditos, na área de plataforma rasa. Na porção mais externa da bacia foram depositados calcarenitos finos e calcilutitos. No ambiente de talude ocorrem margas, folhelhos e lamitos e, concomitantemente, turbiditos, estando relacionados a uma sequência de margem passiva. Esta formação distribui-se estratigraficamente do Maastrichtiano ao Recente.
- c) Formação Travosas: Brandão; Feijó (op.cit.) apontam esta formação como representativa de um sistema costeiro-plataforma-talude da bacia, composto por deposições de folhelhos cinzentos e siltitos. Estas rochas sedimentares possuem eventuais intercalações de arenitos quartzosos finos, com distribuição estratigráfica do Cenomaniano superior até o Recente. A formação está inserida nos conceitos da estratigrafia de sequências como sequência de margem passiva, representando um ambiente que varia de batial a abissal.

A seção geológica esquemática da bacia do Pará-Maranhão está representada na figura 3.1.

Figura 3.1 - Seção Geológica da bacia Pará-Maranhão que mostra a geometria simplificada em perfil dos Grupos: Canárias, Caju e Humberto de Campos, Formações Travosas e Ilha de Santana cortados por falhas retas e listricas.



Fonte – Soares Junior, 2007.

A seguir, tabelas resumos onde a estratigrafia apresentada é subdividida em três grupos:

**Tabela 3.1 – Grupo Canárias**

GRUPO	FORMAÇÃO	LITOLOGIA	IDADE	MEMBRO	IDADE
<b>C A N Á R I A S</b>	ARPOADOR	Folhelhos, sílticos, silicosos, micáceos, carbonosos, Arenitos, sílticos, micromicáceos, com cimento calco-silicoso.	Albiano Inferior Médio.		
	BOM GOSTO	Arenitos, sílticos, micáceos, com cimento calco-argiloso, observando-se frequentemente grãos de feldspato alterando para caolim. Folhelho, físeis, quebradiços, em placas, micáceos.	Albiana Média a Superior.		
	TUTÓIA	Folhelhos, duros, físeis, em placas, aciculares, laminados, sílticos em partes, micromicáceos. Arenitos, compactos, maciços, com cimentação argiloso.	Albiano Superior.		
	BARRO DURO	Arenitos quartzosos, conglomeráticos em parte, feldspáticos, raramente arcósicos, friável. Folhelhos sílticos.	Albiano Médio ao Superior/ Cenomaniano.	CAETÉ	Albiana Média a Superior.
				SOBRADINHO	Albiano Superior a Albiano/Cenomaniano Inferior.
	PREGUIÇAS	Intercalações e/ou gradações de camadas de calcilito, margas e folhelhos.	Albiano Superior a Albo-Cenomaniano.	PAULINO NEVES	Albiano Superior.

Fonte: Elaborado por Sardinha, 2011 com base em SZATMARI, P.; FRANÇOLIN, J. B. L.; ZANOTO, O. & WOLFF, S. 1987.

Tabela 3.2 – Grupo Caju

GRUPO	FORMAÇÃO	LITOLOGIA	IDADE	MEMBRO	IDADE
<b>C</b>				PERIÁ	Albo-Cenomaniano.
				MANDACARU	Albo-Cenomaniano.
<b>A</b>	BONFIM	Calcarenitos bioclásticos, oolíticos. Dolomitas, folhelhos.	Albiano Superior ao Cenomaniano.	RIO NOVO	Albiana Superior a Cenomaniana.
<b>J</b>				ANINGAS	Albiano Superior ao Cenomaniano.
<b>U</b>					

Fonte: Elaborado por Sardinha, 2011 com base em SZATMARI, P.; FRANÇOLIN, J. B. L.; ZANOTO, O. & WOLFF, S. 1987.

Tabela 3.3 – Grupo Humberto de Campos

GRUPO	FORMAÇÃO	LITOLOGIA	IDADE	MEMBRO	IDADE
<b>H</b>				ILHA NOVA	Cenomaniano.
				SÃO JOÃO	Cenomaniana superior.
<b>U</b>	AREINHAS	Calcarenitos bioclásticos, margas, calcilutitos e folhelhos.	Cenomaniano ao Recente		Turoniano ao Santoniano.
<b>D</b>	ILHA DE SANTANA	Folhelhos, margas, calcarenitos e calcilutitos	Maastrichtiano ao Recente		
<b>C</b>	TRAVOSAS	Areias quartzosas com matriz argilosa ocasional.	Cenomaniano superior até o Recente		
<b>A</b>					
<b>M</b>					
<b>P</b>					
<b>O</b>					

Fonte: Elaborado por Sardinha, 2011 com base em SZATMARI, P.; FRANÇOLIN, J. B. L.; ZANOTO, O. & WOLFF, S. 1987.

### 3.1 ESTRATIGRAFIA DE SEQUÊNCIA

De acordo com Soares et al. (2007), na Bacia do Pará-Maranhão são reconhecidos três supersequências denominadas de: supersequência intracratônica, supersequência rifte e supersequência drifte (Figura 3.2 e 3.3).

- a) Supersequência intracratônica: no que diz respeito a esta sequência, podem ser reconhecidos refletores plano-paralelos semelhantes à Bacia de Barreirinhas na parte inferior das seções sísmicas. Quanto à idade, é assumida como devoniana, por uso de correlação com a margem continental conjugada ganense (África), especialmente por apresentar semelhanças com o campo de Takoradi, que mostra arenitos produtores de petróleo e que são litoestratigraficamente correspondentes Grupo Canindé. Este grupo da base para o topo é constituído pelas Formações Itaim, litologicamente composta por arenitos, mais a Formação Pimenteiras com folhelhos e Formação Cabeças com arenitos.
- b) Supersequência Rifte: composta pelas sequências K40, K50 e K60, sendo que a sequência K40<sup>4</sup> marcada pelo início do rifteamento e conseqüente formação da bacia, é constituída por folhelhos e arenitos de idade aptiana e correspondentes a sedimentos sinrifte continentais, com acunhamentos e espessamentos visíveis em seções sísmicas. Os mapas de isópacas sísmicas mostram, depocentros pouco desenvolvidos, porém de SW para NE há um espessamento contra falhas de bordas de grabens com direção NW-SE e um alto estrutural intrabacinal, interpretado como provável zona de acomodação e que ocorre ao longo da extensão desta zona, em direção NW-SE, fazendo com que os grabens se dividam ao meio na porção rifte II.

Na sequência K50 foi identificada a Formação Codó<sup>5</sup> através de associações litológicas de folhelhos lagunares e calcilitos, assim como pela assinatura sísmica caracterizada por refletores plano-paralelos com espessura relativamente constante. Esta sucessão é caracterizada como depositada em uma bacia tipo sag inter-riftes devido ter localização entre as duas fases de rifteamento e feições sismoestratigráficas.

Há ainda uma sequência K60 definida como sendo de idade albiana, de rifte III e pertencente ao Grupo Canárias de sedimentos siliciclásticos

---

<sup>4</sup> Até a última publicação da carta estratigráfica (Brandão e Feijó, 1994) da bacia do Pará-Maranhão esta sequência ainda não havia sido reconhecida. Portanto, ela está sendo demonstrada aqui e definida por Soares et al. (2007) como uma unidade litoestratigráfica sem uma denominação formal.

<sup>5</sup> A Formação Codó também não havia sido reconhecida na coluna estratigráfica de Brandão e Feijó (1994), contudo seu conteúdo litológico e a assinatura sísmica são característicos da unidade, o que levou a adoção desta terminologia.

continentais parálicos composto por arenito lítico, siltito cinza a castanho-avermelhado e por folhelhos esverdeados, interpretados como leques deltaicos depositados em ambientes marinhos. Nesta sequência são observados depocentros que indicam que os grabens do rifte III se formaram a partir da reativação de falhas normais do rifte II.

Também podem ser encontradas camadas carbonáticas sin-rifte III em alguns poços da parte central da bacia (1-MAS-12 e 1-MAS-11). Pela idade dos carbonatos (Eo-Albiano e Meso-Albiano, respectivamente), considera-se que sejam litoestratigraficamente equivalentes ao Grupo Caju, portanto assim como na Bacia de Barreirinhas, o início da deposição carbonática se deu na fase rifte.

- c) Sequência Drift: está dividida em 12 sequências que são: K70, K82, K84-K86, K-88-K90, K100-K120, K130-E20, E30-E50, E60-E70, E80-N10, N20-N30, N40-N50 e N60, com idade em torno de 1,6 a 17 Ma e é caracterizada pelo fechamento da estratigrafia da Bacia do Pará-Maranhão, considerada de segunda ordem, levando-se em consideração os hiatus paleobioestratigráficos no registro sedimentar (Wescott et al., 1988; Neal et al., 1988; Aubry, 1995), relacionados à discordância erosivas onde cada discordância foi determinada através da identificação da queda global no nível dos mares, juntamente com interpretação sísmica, correlação com bacias vizinhas e análise da termocronologia baseada em dados de traços de fissão em apatitas, conforme Soares et al. (2007 apud Haq, 1988).

Portanto, com base em cronologia do *break up* no Neo-Albiano, aproximadamente 102 Ma, até o presente, mais o registro de uma sequência mista carbonática-siliciclástica, que foi inferida por correlação com a bacia do Barreirinhas, faz-se a denominação litoestratigrafica de Grupo Caju. O conjunto descrito se caracteriza por uma tendência transgressiva, excetuando-se a última sequência onde se inicia a fase regressiva. Acima dessas há uma plataforma carbonática (Formação Ilha de Santana). Já a tendência regressiva vai até agradacional, à medida que se expande sendo predominante no registro sedimentar da área plataformal (Maatrichtiano). Por fim, no topo da coluna estratigráfica, há uma sequência de sedimentos inconsolidados que caracterizam a sedimentação do Pleistoceno ao Recente.

A ocorrência da Sequência K70-K82 foi inferida com base na correlação com a Bacia do Barreirinhas onde é caracterizada por uma sedimentação carbonática em plataforma mista chegando a atingir uma espessura sedimentar de mais de 1.000 m e de ambiente marinho raso, composta de calcarenitos bioclásticos/oncolíticos, calcilutitos, margas, folhelhos e

clásticos pertencentes ao Grupo Caju, devido não ter sido possível encontrar microfósseis e palinórfos correspondentes a este intervalo<sup>6</sup>.

A Sequência K84-K86 é caracterizada litoestratigraficamente na sua porção proximal, por arenitos quartzosos brancos, de granulometria grossa referente à Formação Areinhas e provenientes de um ambiente parálico/deltaico, onde nas porções mais distais se encontram folhelhos cinzentos quartzosos fino referentes à Formação Travosas.

Já a Sequência K88-K90 possuiu uma duração de aproximadamente 12 Ma sendo limitada ao topo por uma discordância no Meso-Campaniano, onde está mesma discordância apresenta correlação com a curva de eustasia global, pois se encontra registrado neste período um rebaixamento global dos níveis dos mares. A partir de dados sísmicos é observada a presença de magmatismo básico de origem vulcânica com correlação estratigráfica com a Bacia da Foz do Amazonas<sup>7</sup>.

A Sequência K100-K120 durou aproximadamente 9 Ma e pode estar associada a um evento de soerguimento das áreas continentais da Margem Equatorial em torno de 70 Ma, havendo uma possível relação do evento tectônico com a discordância que marca o topo da Sequência K100-K120, de controle predominantemente tectono-eustático.

A Sequência K130-E20 vai do final do Cretáceo Superior e se estende até o Paleoceno Superior com aproximadamente 12 Ma, sendo o limite superior marcado por uma discordância em que o cruzamento com a curva de eustasia global mostra a correlação com uma acentuada queda no nível global dos mares. Ao se observar o Maastrichtiano há o registro uma plataforma carbonática incipiente, que dominou toda a plataforma continental e é identificada litoestratigraficamente como sendo da Formação Ilha de Santana. Litologicamente é caracterizada por uma variedade de biocalcarenitos e biocalcirruditos nas áreas de plataforma rasa. Já na plataforma externa há a ocorrência de calcarenitos finos e calcilutitos e por fim no talude há folhelhos, margas lamitos seixosos e eventualmente turbiditos.

Com relação à Sequência E30 há um hiato identificado apenas ao sul da bacia, que pode ser entendido como uma ampliação no domínio da plataforma carbonática, pois adquire um caráter misto à medida que os

---

<sup>6</sup> Estima-se que as camadas carbonáticas do topo da sequência rifte sejam os únicos registros sedimentar do grupo Caju e provavelmente essa sequência esteja preservada em águas profundas e áreas não amostradas da bacia.

<sup>7</sup> Há também a ocorrência de outros eventos vulcânicos ligados a *hot spots*, tais eventos estariam ligados a separação dos continentes da África e América do Sul.

depósitos siliciclásticos deltaicos se intercalam localmente a sedimentação carbonática e, à medida que a extensão da plataforma carbonática se expande, também há avanço do limite da plataforma.

Na Sequência E40-E50 há uma expansão da plataforma mista, com uma deposição caracterizada por arenitos deltáicos da Formação Areinhas, intercalados aos carbonatos da Formação Ilha de Santana. Na porção de águas profundas da bacia, registra-se o início de um processo de tectônica gravitacional, responsável pela formação de falhas lítricas em domínio extensional, situado predominantemente no talude e no início da bacia, passando ao domínio transicional, caracterizado por anticlinais suaves e, posteriormente, a um domínio compressivo dominado por amplas frentes de empurrão à medida que se alcançam domínios de água profunda.

Na Sequência E60-E70, embora dolomitos já ocorram nas sequências anteriores, aqui é observada a ocorrência mais significativa na bacia. A sequência está associada ao rebaixamento do nível dos mares que, pela mudança do perfil de equilíbrio do lençol freático, gerou fluxos de água meteórica para dentro da plataforma carbonática exposta, os quais, provavelmente, levaram à formação dos dolomitos encontrados nos intervalos do Eoceno Superior e Oligoceno Inferior. A partir desta sequência, a plataforma carbonática adquire um caráter agradacional.

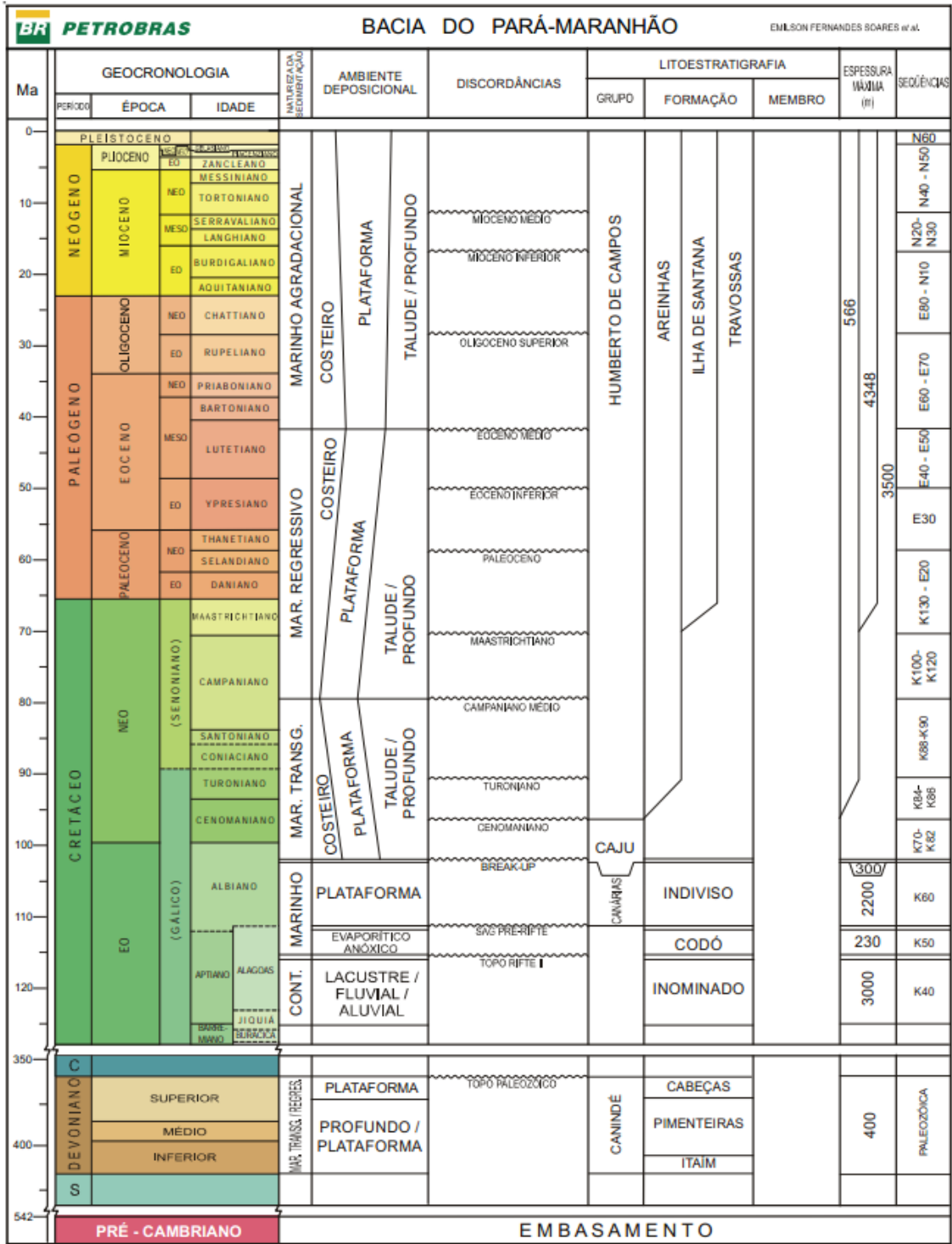
Na Sequência E80-N10 ocorreu o maior evento transgressivo do Terciário, com aproximadamente 12 Ma, em quase toda Margem Equatorial e que está associado ao mar de Pirabas. Possui correlação com o mesmo evento nas bacias vizinhas de Barreirinhas e Foz do Amazonas.

Há ainda a Sequência N20-N30 é descrita como tendo ocorrência também de magmatismo básico estimado como sendo do MesoMiocênio.

A Sequência N40-N50 é caracterizada pelo avanço da plataforma carbonática, que ultrapassa os limites da bacia se confundindo com a sedimentação de mesma característica da bacia de Barreirinhas. No intervalo desta sequência também ocorre uma importante progradação dos sistemas deposicionais. Com abrangência em toda a Margem Equatorial, esta litofácies é conhecida como Formação Barreiras.

Por fim, a Sequência N60 mostra o registro de sedimentação pleistocênica constituído por sedimentos arenosos e argilosos depositados em cordões litorâneos ao longo da costa e pelo extravasamento, localmente, da rede de drenagem sobre a plataforma carbonática. Na porção offshore da bacia, esta sequência é representada por argilitos e sedimentos argilosos inconsolidados, com maior ou menor teor de carbonato, preenchendo o fundo oceânico.

Figura 3.2 - Coluna Estratigráfica da Bacia Pará-Maranhão.



Fonte – Modificado por Soares et al. (2007)



**Tabela 3.4 – Resumo da estratigrafia de sequência da Bacia Pará-Maranhão**

MEGASEQUÊNCIA	A	Fase rifte da bacia (dividida em duas fatias e por discordância angular). Topo marcado por erosão, com sedimentos albianos ou mais novos. Base assenta direta e discordantemente sobre o embasamento.
	B	Estágio tectono-sedimentar pós-rifte.
SEQUÊNCIA II	Seção transgressiva em onlap.	
FATIA	3	Seção clástica-carbonática.
	4	Auge da transgressão.
SEQUÊNCIA III	Rebaixamento do nível do mar de caráter mundial.	
FATIA	5	Instalação incipiente de plataforma clástica-carbonática.
	6	Fatia carbonática.
	7	Ampliação do sistema carbonático de água rasa.
	8	Plataforma carbonática em ambiente nerítico raso.
	9 e 10	Sistema carbonático de água rasa atinge seu apogeu.
SUPERSEQUÊNCIA RIFTE	Sedimentos sin-rifte continentais.	
SEQUÊNCIA K50	Bacia do tipo sag inter-riftes.	
SEQUÊNCIA K60	Leques deltaicos depositados em ambiente marinho. Camadas carbonáticas sin-riftes.	
SUPERSEQUÊNCIA DRIFTE	Break up no Neo-Albiano até o presente. Sequência mista carbonática-siliciclástica. Tendência transgressiva. Surgimento de plataforma carbonática de tendência regressiva à agradacional.	
SEQUÊNCIA K70-K82	Sedimentação carbonática em plataforma mista.	
SEQUÊNCIA K84-K86	Arenitos quartzosos brancos de granulometria grossa, provenientes de um ambiente parálico/deltaico. Nas porções mais distais se encontram folhelhos cinzentos e siltitos, com eventuais intercalações de arenito quartzoso fino.	
SEQUÊNCIA K88-K90	Discordância e rebaixamento do nível do mar.	
SEQUÊNCIA K100-K120	Soerguimento das áreas continentais da margem Equatorial.	
SEQUÊNCIA K130-E20	Biocalcarenitos e biocalcirruditos (plataforma rasa), calcarenitos finos e calcilitos (plataforma externa). No talude ocorrem margas, folhelhos, lamitos seixosos e eventualmente turbiditos.	
SEQUÊNCIA E-30	Sedimentação de caráter misto.	
SEQUÊNCIA E40-E50	Expansão da plataforma mista.	
SEQUÊNCIA E60-E70	Plataforma carbonática adquire caráter agradacional.	
SEQUÊNCIA E80-N10	Maior evento transgressivo do Terciário associado ao mar de Pirabas. Grande correlação com o mesmo evento nas bacias vizinhas de Barreirinhas e Foz do Amazonas.	
SEQUÊNCIA N20-N30	Magmatismo básico estimado como Mesomiocênico.	
SEQUÊNCIA N40-N50	Avanço da plataforma carbonática.	
SEQUÊNCIA N60	No intervalo desta sequência ocorre progradação dos sistemas deposicionais Na porção offshore da bacia, sequência representada por argilitos e sedimentos argilosos inconsolidados preenchendo o fundo oceânico.	

Fonte: Elaborado por Sardinha, 2011 com base em Soares *et al.* (2007).

### 3.2 OCORRÊNCIAS FOSSILIFERA

Os foraminíferos do Cretáceo nos fornecem informações muito importantes, haja vista que estes foram bastante abundantes e experimentaram grandes variações no número de gênero, relacionados assim com as condições ambientais favoráveis a época Macleod (1993 apud SILVA, 2011) e onde podemos tirar que a sua distribuição esta diretamente associada ao tipo de ambiente deposicional e respectivas cotas batimétricas, sendo possível utilizá-las para uma análise dos ciclos transgressivos-regressivos.

Os foraminíferos apresentam uma rápida proliferação e evolução, bem como ampla distribuição geográfica e fácil reconhecimento morfológico, o que permite sua utilização como marcadores bioestratigráficos (ANTUNES & MELO, 2001), sendo de suma importância para os estudos paleoecológicos e paleogeográficos, devido serem sensíveis a diversos fatores abióticos (temperatura da água, turbidez, luminosidade, pressão e a concentração de oxigênio como fator físico) e bióticos (a salinidade conteúdo de CO<sub>2</sub> e a disponibilidade de carbonato de cálcio para a biomineralização como fator químico), controlando sua distribuição biogeográficas e batimétricas.

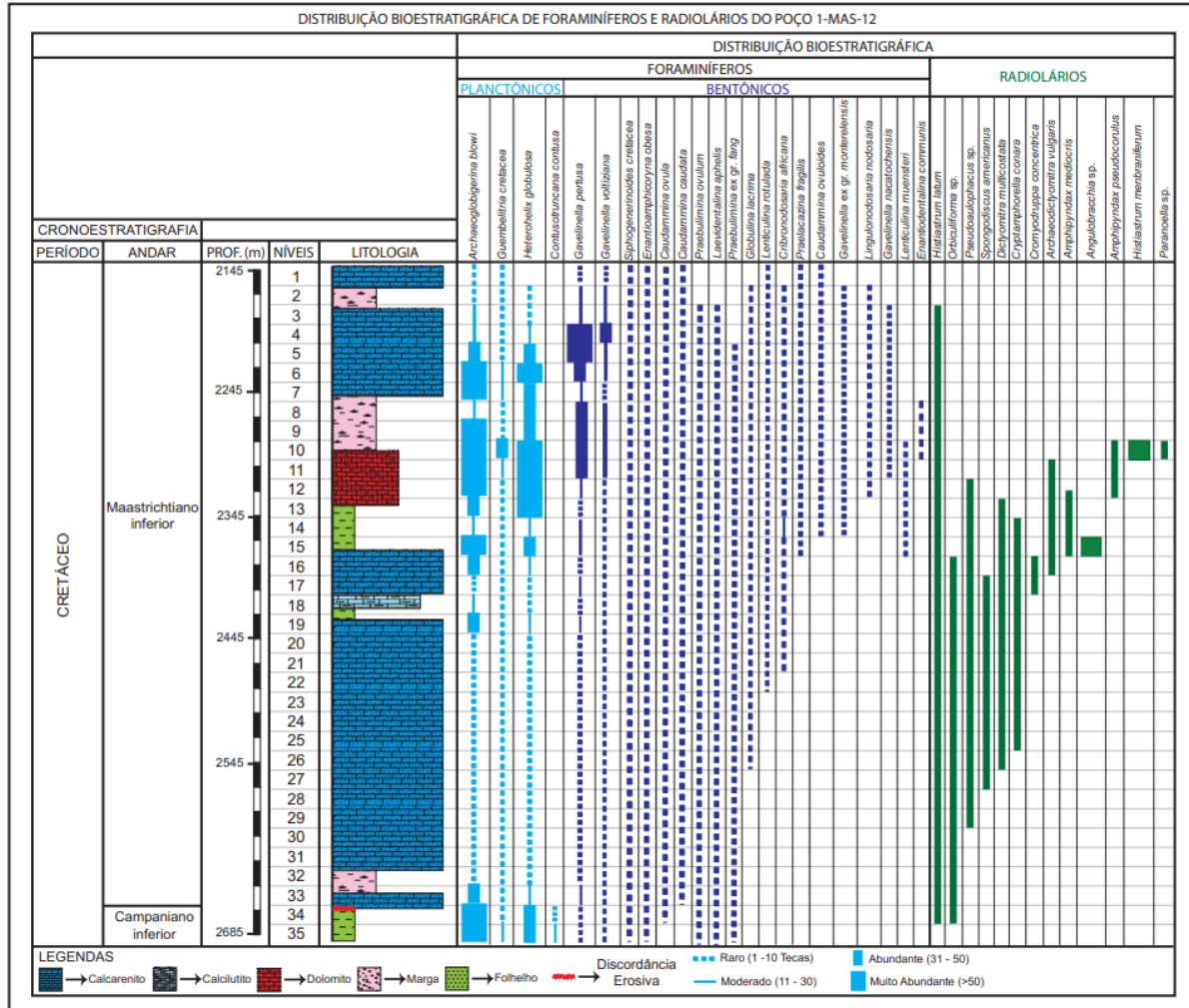
De um modo geral os foraminíferos têm uma aplicação muito peculiar, os bentônicos são muito utilizados em estudos paleoecológicos, uma vez que sua ocorrência é fortemente controlada por variáveis ecológicas, sendo igualmente importantes na caracterização de paleoambientes e reconstruções paleogeográficas. Com o surgimento de formas planctônicas a partir do Jurássico, os foraminíferos tornaram-se importantes na bioestratigrafia, devido à ampla distribuição geográfica das espécies e linhagens facilmente determinadas nas camadas estratigráficas Vilela (2004 apud SILVA, 2011).

Acerca deste tema, o estudo de foraminíferos durante o Cretáceo fornece importantes informações, uma vez que neste período os foraminíferos planctônicos foram bastante abundantes e experimentaram grandes variações no número de gêneros, de acordo com as condições ambientais favoráveis a época (MACLEOD, 1993). Neste sentido Silva et al. (2005) afirma que os foraminíferos apresentam de forma geral um certo número de organismos substituídos por dolomita e por vezes tem-se a substituição por pirita e uma grande quantidade de fósseis com pequenas concreções de sulfeto de ferro.

Os radiolários são classificados como organismos protistas, planctônicos marinhos, que secretam um esqueleto de sílica amorfa, onde estes microfósseis possuem uma distribuição estratigráfica do Cambriano ao Holoceno, o que os torna um importante grupo em pesquisas de cunho estratigráfico. Com relação aos Radiolários encontrados nos poços, Silva et al. (2005) afirma que estes entravam-se substituídos principalmente por pirita, assim sendo pode-se dizer que o ambiente de deposição possui condições muito favoráveis de anoxidade, onde pode ser relacionado com a redução da matéria orgânica que são frequentes nas bacias da

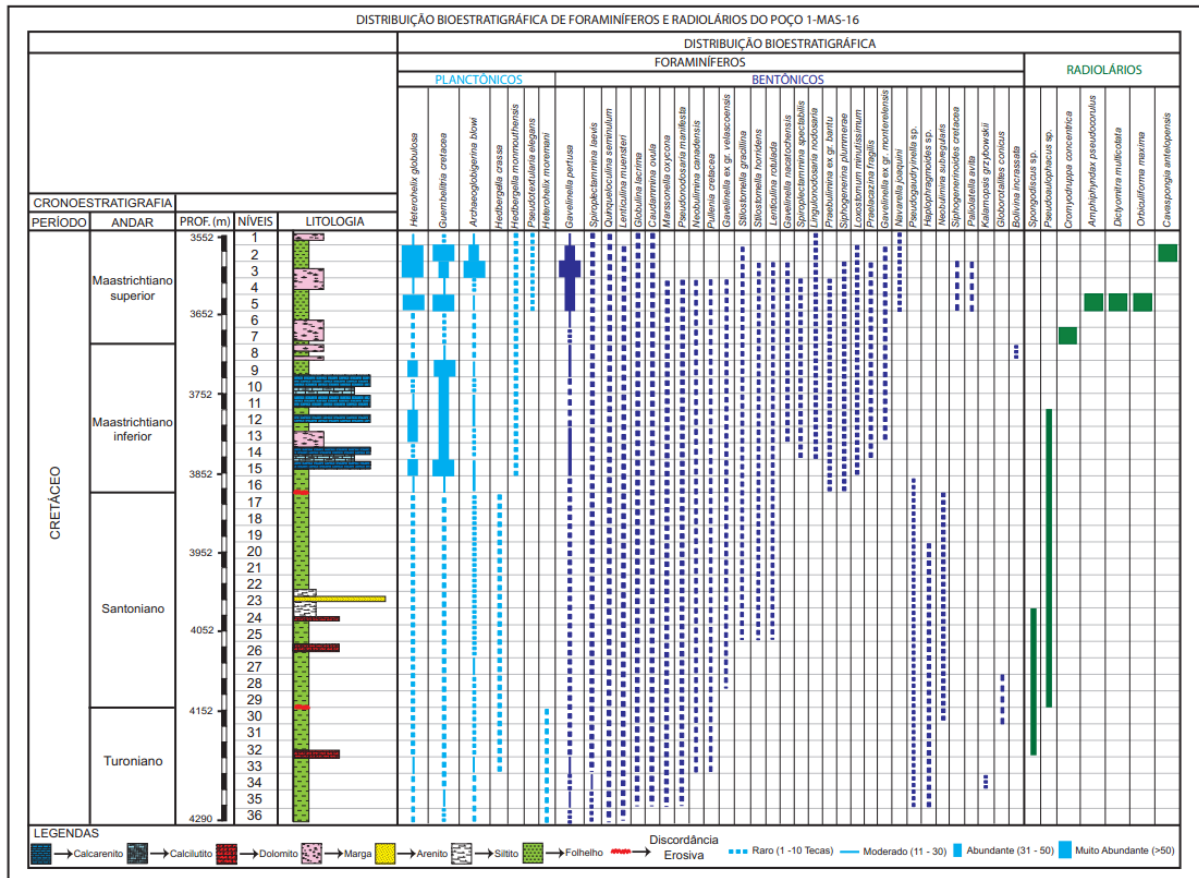
margem continental brasileira, tendo em vista que o processo de substituição se processa a partir da queda dos esqueletos na parte superior da coluna d'água.

Figura 3.4 - Bioestratigrafia do poço 1-mas-12



Fonte: SILVA, 2007

Figura 3.5 - Bioestratigrafia do poço 1-mas-16



Fonte: SILVA, 2007

Os picos de abundância estimados de foraminíferos e radiolários encontrados nos poços 1-MAS-12 e 1-MAS-16 permitem concluir que o ambiente deposicional era de bacia costeira de margem continental, recebendo grande aporte de nutrientes que favoreceu a proliferação destes organismos. A alta produtividade orgânica, nesta época, provavelmente estava associada a eventos paleoceanográficos como ressurgências, sendo necessários estudos geoquímicos mais detalhados para a sua comprovação.

No poço 1-MAS-12 foram identificadas quatro espécies de foraminíferos planctônicos, sendo *Archaeoglobigerina blowi* e *Heterohelix globulosa*, as mais abundantes.

Na associação de foraminíferos bentônicos se destacam ainda *Cribonodosaria africana*, *Lenticulina muensteri*, *Gavelinella nactochensis* e *Gavelinella monterelensis*, determinou-se neste poço, uma biozona de acme de *Heterohelix globulosa*-*Guembelitra cretacea*, correspondente ao eomaastrichtiano, Constando-se a presença de *Contusotruncana contusa* somente na porção basal do poço 1-MAS-12, correspondendo ao Campaniano.

No poço 1-MAS-16 foram identificadas sete espécies de foraminíferos planctônicos sendo *Heterohelix globulosa*, *Guembelitra cretacea* e *Archaeoglobigerina blowi* as mais abundantes.

Com base na distribuição estratigráfica de foraminíferos planctônicos como *Heterohelix moremani*, foi possível sugerir uma idade turoniana para a base da seção. *Hedbergella crassa* é indicativa da idade santoniana, encontrada na porção média do poço 1-MAS-16. No topo da seção aparecem *Hedbergella monmouthensis* e *Pseudotextularia elegans*, espécies maastrichtianas.

Os foraminíferos bentônicos apresentaram maior diversidade, porém menor quantidade em relação às espécies planctônicas. Dentre as trinta e uma espécies bentônicas classificadas destaca-se *Gavelinella pertusa*.

Da associação bentônica encontrada no poço 1-MAS-16 destacam-se ainda *Globorotalites conicus*, *Spiroplectammina spectabilis*, *Gavelinella monterelensis*, *Navarella joaquina*, *Paliolatella avita* e *Bolivina incrassata*.

A predominância de foraminíferos planctônicos e radiolários, em relação a foraminíferos bentônicos, sugere um ambiente de deposição oscilando entre batial médio a profundo.

Assim sendo através dessas informações pode-se dizer que na Bacia do Pará-Maranhão tenha ocorrido uma transgressão marinha, devido observar-se que tanto no poço 1-MAS-12 como no 1-MAS-16 há a presença dos acmes de *Heterohelix globulosa* (espécie indicadora de ambientes disóxicos) e *Guembelitra cretacea*.

#### 4 SISTEMA PETROLÍFERO

As acumulações de hidrocarbonetos são controladas por variáveis (geração, rotas de migração, propriedades dos reservatórios) que são difíceis de quantificar, segundo o tempo e de definir em um espaço, ambos geológicos. Em seu princípio, a exploração de petróleo estava orientada por manifestações diretas de hidrocarbonetos no subsolo. Todavia, a evolução do conhecimento científico levou ao desenvolvimento de ramos das ciências (entre elas a estratigrafia, geofísica, geoquímica orgânica), com suas consequentes técnicas e metodologias voltadas à descoberta, identificação e análise dos processos que participam da formação do petróleo.

Com a evolução do conhecimento geológico a respeito das estruturas de acumulação, assim como dos processos ou forças que contribuem para que os hidrocarbonetos sejam encontrados em determinada situação, levou os geocientistas a empregar em seus modelos exploracionistas as feições geológicas que mais concorriam para a acumulação de petróleo e/ou gás natural. Todavia, não havia um roteiro ou metodologia que os guiasse. Pode-se mesmo dizer que eram atividades empíricas, o que, às vezes levava a desperdício de tempo e dinheiro. Porém nos anos 1990, o empirismo cedeu lugar à metodologia, quando apareceu o termo **sistema petrolífero**, que descreve os elementos e processos interdependentes que formam conjunto fundamental de acumulações de hidrocarbonetos (Magoon & Dow, 1994). Os elementos essenciais incluem uma rocha geradora de petróleo, rocha reservatório, rocha selante e a trapa, e os processos dinâmicos (ou fenômenos) são a migração e sincronidade (Milani et al, 2000). Tanto os elementos essenciais quanto os processos estão articulados em termos de tempo e no espaço (sincronidade), sendo, porém um possível limitante, o tipo de matéria orgânica, que pode ser convertido em petróleo. Portanto, um sistema petrolífero existe sempre que ocorrerem os elementos essenciais e os processos dinâmicos. Sendo assim, a ocorrência de óleo e/ou gás em uma bacia sedimentar qualquer é prova da existência de um sistema petrolífero e a aplicação do conceito é fundamental na caracterização genética e acumulativa dos hidrocarbonetos.

Todavia, nem sempre é possível identificar o sistema petrolífero com precisão (Magoon & Dow, 1994, Magoon & Beaumont, 1999, 2003) e às vezes as dúvidas permanecem por anos, como no caso das bacias do Pará-Maranhão e do Barreirinhas, em que há o registro de ocorrências de hidrocarbonetos, porém incertezas quanto à geradora. Melhor dizendo quanto à formação onde se encontra a rocha-geradora. Outras vezes nem sempre é possível identificar a rota de migração dos hidrocarbonetos, o que dificulta a definição das zonas de acumulação de petróleo e gás.

#### **4.1 PROCESSOS DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS**

Os processos dos sistemas petrolíferos são aqueles eventos geológicos que causam a acumulação de petróleo e são: formação da trapa, geração – migração e preservação do petróleo que são descritas a seguir.

Formação da trapa: uma trapa é um arranjo geométrico de rochas que permite a acumulação significativa de petróleo e gás. Os componentes de uma trapa são a rocha armazenadora, a rocha selante e o arranjo geométrico entre elas. As trapas petrolíferas podem classificar-se em três grandes categorias: trapas estruturais, estratigráficas e trapas com uma combinação de ambos os elementos;

Geração - migração - acumulação: na área de influência em que se levam a cabo os processos de geração de petróleo, migração e acumulação em trapas de uma bacia sedimentar se denomina extensão geográfica de um sistema petrolífero. As áreas de exploração com grandes possibilidades de êxito são aquelas que se encontram dentro da extensão geográfica de um sistema petrolífero;

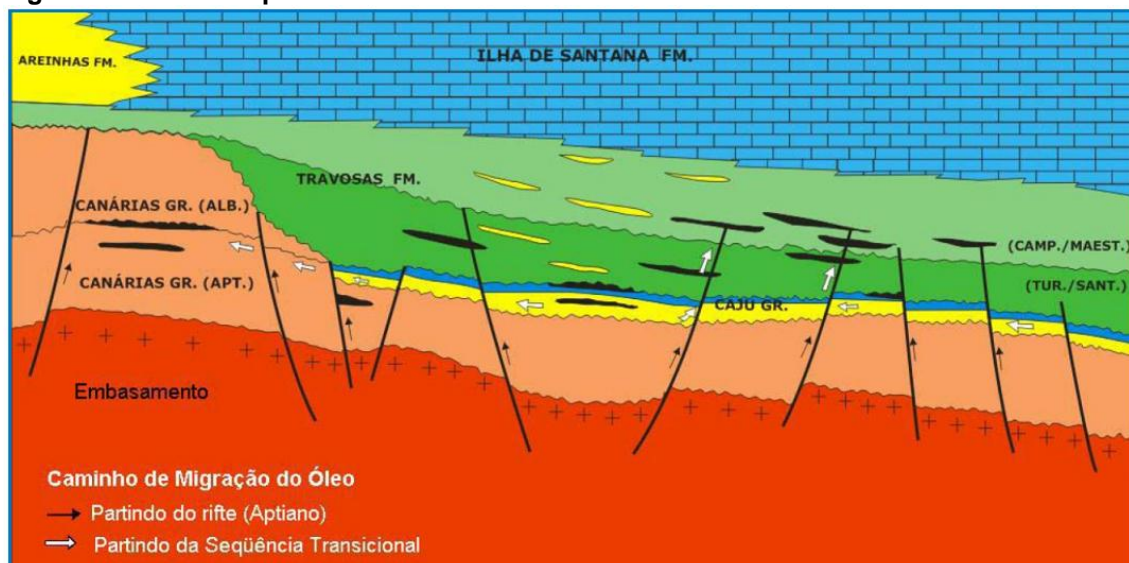
Preservação do petróleo: é o tempo que o petróleo permanece em uma trapa. Durante este período, a composição do petróleo trapeado pode sofrer alterações extremas devido a processos tais como biodegradação, lavagem de água, desmigração, etc.

## 4.2 SISTEMA PETROLÍFERO DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO

O sistema petrolífero na Bacia Pará-Maranhão apresenta trapas do tipo estruturais, estratigráficas, mistas ou paleogeomórficas (DUARTE, 2007). As principais rochas geradoras se encontram na Formação Travossas (folhelhos da fase transgressiva), Grupo Caju (Folhelhos negros da sequência de transição) e Grupo Canárias (folhelhos da fase rifte). A migração está associada às falhas lítricas das seções transicional e margem passiva; Falhas planares da fase rifte; e Contato direto gerador/reservatório (DUATE, op cit). As principais rochas reservatórios são os arenitos turbidíticos Terciários (distal) e Neocretáceos (proximal) da Formação Travossas, os calcários fraturados, bancos, recifes, depósitos de tálus e calci-turbiditos Terciários da Formação Ilha de Santana e os arenitos flúvio-deltáicos da fase rifte da Grupo Canárias. Os calcilutitos, folhelhos e margas constituem os principais selantes da bacia (DUARTE, op cit).

Os principais plays estariam nos calcários fraturados e bancos de recifes desenvolvidos sobre paleoaltos tectônicos ou deposicionais da Formação Ilha de Santana (DUARTE, op cit), os depósitos gravitacionais indistintos e turbiditos oriundos da Formação Ilha de Santana e as estruturas *rollover* associadas às falhas lítricas, afetando depósitos da Formação Ilha de Santana (Figura 4.1).

Figura 4.1 - Sistema petrolífero da Bacia do Pará-Maranhão.



Fonte: Duarte, 2007.

### 4.3 RESERVATÓRIOS CARBONÁTICOS DA BACIA DO PARÁ-MARANHÃO

Os reservatórios carbonáticos constituem um capítulo de grande interesse na área de pesquisa em avaliação de formações. O volume de óleo armazenado em calcários tem importância marcante nas reservas mundiais de hidrocarbonetos. Em algumas áreas produtoras de grandes volumes, como é o caso das bacias do Oriente Médio, a produção de óleo de rochas carbonáticas é equivalente, e, às vezes maior que o volume de óleo armazenado em rochas arenosas. Além do Oriente Médio, calcários formam jazidas importantes de óleo no México, na Venezuela e nas bacias do médio continente dos E.U.A. No Brasil, registra-se produção de óleo de rochas carbonáticas na formação Macaé, na bacia de Campos, e na Formação Guarujá, da bacia de Santos.

Laranjeira (1991) estudou dois poços onde os mesmos produziram óleo leve de reservatórios litologicamente complexos e tendo os carbonatos como a litologia que predomina com presença de fraturas em determinados pontos.

Zanotto e Szatmari (1987) registram que os carbonatos da bacia são caracterizados por apresentarem estruturas adiastróficas, tendo sua origem de acordo com o fluxo de massa e que formam falhas lítricas de crescimento associadas a anticlinais em *roll-over* carbonáticos.

Segundo Laranjeira (op.cit.) existem alguns fatores que contribuem para tornar avaliação dos carbonatos da Bacia do Pará-Maranhão difícil, devido apresentar carbonatos que normalmente são mais suscetíveis ao efeito diagenético, apresentando uma litologia complexa, somando-se a isso, tem-se localmente a presença de barita, outro fator é a porosidade da matriz que é muito baixa chegando até ser inexistente aliado a isso os carbonatos apresentam-se fraturados e por fim a salinidade da água de formação é baixa.

Laranjeira (op.cit.) descreve como sendo muito pobres as condições de reservatórios dos carbonatos terciários da Bacia do Pará-Maranhão e a porosidade média na seção de menor característica de reservatório sendo igual a 5%, muito finos, apresentando uma variação de calcissiltito a calcarenitos muito finos com fraturas milimétricas e contendo indícios de óleo. Já nos pontos mais arenosos a porosidade chega a atingir 12% e da mesma forma apresenta uma permeabilidade

muito baixa, porém um pouco mais elevada, contribuindo juntamente com as fraturas para o aumento da permeabilidade, fazendo que este permita a acumulação e produção de óleo.

Em outro ponto Terra et al. (1980 apud LARANJEIRA, 1991) afirmam através da descrição macroscópica e petrográfica de testemunhos, que há indícios de porosidade intergranular, assim como fraturas milimétricas, subverticais, parcialmente preenchidas por calcita e por fim, a presença de estilobização costuma ser frequente na bacia e em litologias mais grosseiras. As fraturas citadas ocorrem de maneira localizada, subverticais, por vezes variando de tamanho (micrométrica à milimétrica), descontínuas com preenchimento de calcita. Devido o processo de dissolução, apresentam-se alargadas e observou-se também o crescimento de quartzo e barita, e por fim, nas zonas de interesse tem-se nas fraturas indícios de óleo.

De acordo com Cainelli (1986 apud LARANJEIRA, 1991) o principal fator diagenético dos carbonatos incluem a neomorfização, dolomitização, compactação e mais raramente a dissolução de grãos e que o principal fator que influencia nas condições de reservatório desses carbonatos, contribuindo para diminuir a porosidade e a permeabilidade das rochas, é a compactação física e química, onde pode ser evidenciada pela estilobitização e pelos contatos suturados dos grãos.

[Cainelli (1986 apud LARANJEIRA, op cit.)] ressalta ainda que na Bacia do Pará-Maranhão, as fraturas descritas nos testemunhos estudados são classificadas em superiores, médios e inferiores, de acordo com a dimensão de suas aberturas, onde as fraturas superiores apresentam abertura maior do que 1 mm, já as inferiores apresentam aberturas menor que 0,1 mm, enquanto que fraturas com aberturas entre 0,1 e 1 mm são designadas de médias.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os estudos desenvolvidos na Bacia Pará-Maranhão mostram potencial para a geração de hidrocarbonetos, conforme já demonstrado por campanhas geológicas pretéritas e levantamentos atuais, ambas as situações destacam as principais feições e parâmetros geológicos normalmente considerados: a) litologia apropriada para a geração e para atuar como reservatório e selante; b) matéria orgânica e teor adequado à geração de hidrocarbonetos. Este potencial, todavia, não teve a capacidade de diminuir dúvidas científicas que surgiram, destacando-se àquelas referentes à geração.

Por exemplo, até o momento, todas as pesquisas conduzidas na bacia sempre apontaram dúvidas quanto à formação ou formações geradoras e rotas de migração. Em princípio, estas estão ligadas diretamente a sequência rifte Albiano-Aptiana, seção marinha Albiana-Cenomaniana. Por outro lado, a seção Plaeocenica-Eocenica, aparentemente está relacionada às geradoras. Já as rochas-reservatório são do Albiano-Cenomaniano, do Cretáceo e do Terciário.

Parte das dúvidas que ainda persistem pode ser atribuída à distância tecnológica que existe entre as primeiras pesquisas e a retomada atual, incluindo a ausência de um período intermediário de interpretação de dados, o qual corresponderia a uma transição entre a tecnologia passada e presente. Este déficit poderia ser compensado com a reinterpretação dos dados já existentes e correlação mais detalhada com o oeste da África, uma vez que as características geológicas da plataforma continental brasileira são semelhantes as da plataforma continental de Gana. Lá recentemente houve descobertas significativas de petróleo leve. Tudo é claro com o emprego das novas técnicas de análise. Também não se pode descartar a condução de novas campanhas, que são custosas, mas poderiam fornecer novos pontos de vista porque também usariam as tecnologias mais recentes.

Todavia, no que diz respeito a este trabalho, a consulta à literatura geológica deixa em evidência os mesmos pontos discutidos acima. O primeiro ao demonstrar a necessidade de novos dados geológicos a respeito das formações litológicas para aumentar a precisão da descrição e identificação tanto das litologias geradoras como armazenadoras de hidrocarbonetos, incluindo o teor de matéria orgânica. Por

segundo, a determinação da geradora com mais precisão levará também a determinação da zona de acumulação dos hidrocarbonetos.

Contudo, este segundo ponto também é motivo de controvérsias, pois as dúvidas quanto à litologia, por extensão dificultam o estabelecimento do sistema petrolífero que precisa dos elementos geração + rota de migração + reservatório + selante. A imprecisão em um ou mais membros dificulta a eventual exploração. É o que se vê quanto às rotas de migração em que há duas correntes. Ambas apresentam coerência geológica, mas a aplicação moderna do conceito de sistema petrolífero indica a necessidade da assinatura geoquímica do hidrocarboneto, i.e., relacionar um determinado hidrocarboneto a uma determinada rocha-fonte. Esta assinatura mais a determinação das rotas de migração já fazem parte do trabalho de reconhecimento de um sistema petrolífero, sobrando a armadilha e a rocha selante.

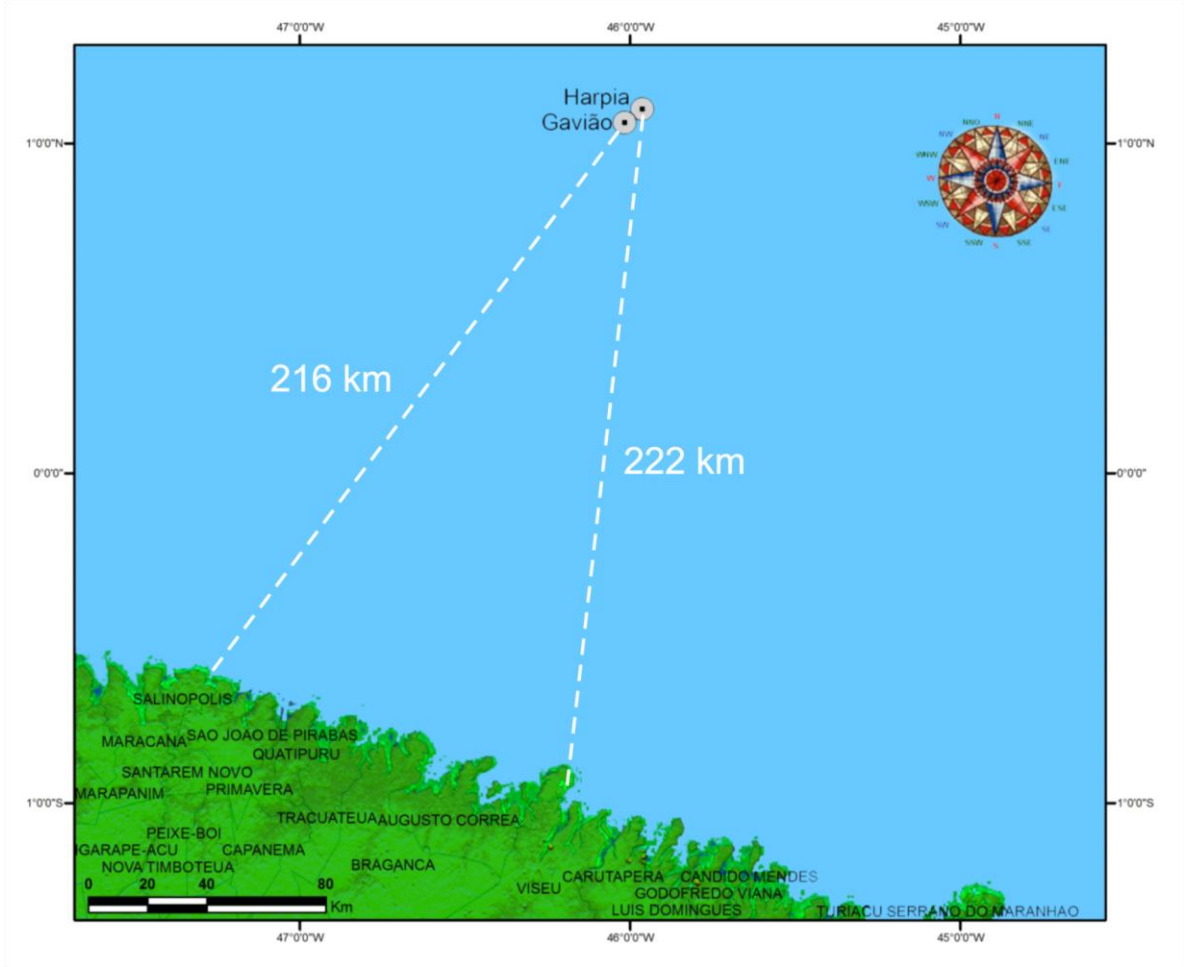
No caso da geologia da Pará-Maranhão, os estudos poderiam ser concentrados nos Grupos Canárias e Caju e também na Formação Travosas. No caso desta última, parte dos estudos poderiam ser de correlação com litologias semelhantes, como os sistemas petrolíferos do Meso-Cenozóico, em especial aos que são formados por carbonatos (reservatórios) e evaporitos (selantes) que estão entre os maiores produtores mundiais. As propriedades de porosidade e permeabilidade que os carbonatos apresentam são interessantes para a armazenagem de petróleo, pois há a possibilidade de variarem de forma positiva durante a catagênese, especialmente a porosidade que pode aumentar. A observação do comportamento da dolomita, quando presente, também pode alterar a porosidade e, portanto representa outro ramo em que esta atualização de conhecimentos pode ingressar.

Ainda seguindo o raciocínio da correlação, a identificação de selantes de composição evaporítica só aumentaria o potencial petrolífero da bacia. Contudo, não se pode esquecer que o sistema petrolífero pode ser constituído por qualquer litologia como selante. Outra situação que merece também mais estudos é a possibilidade apontada por estudos mais recentes, a existência de sistemas petrolíferos autônomos ou independentes do arranjo com outras litologias.

Não obstante a necessidade de mais pesquisas, as empresas que atualmente estão desenvolvendo atividades na bacia (Petrobras, OGX, entre outras) se

comportam de forma otimista, conforme demonstrado pelas informações que são enviadas à Agência Nacional de Petróleo. Segundo as informações divulgadas a Pará-Maranhão possui bom potencial para petróleo (médio a leve, sendo que a Petrobras registra até 40 °API) e gás natural. No entanto, neste último caso, as informações não deixam claro se é úmido ou seco. Para o Estado do Pará, a exploração dos dois hidrocarbonetos próxima à fronteira pode funcionar como um vetor de atração de investimentos e de novos projetos industriais. Mais ainda se a produção vir a se dar em próprio território paraense, como no caso do Harpia-22 cuja escavação havia sido iniciada em janeiro de 2011, em lâmina d'água de 2.060 metros. Localizado a 222 km de Viseu, em águas profundas, o poço teve sua profundidade final programada para 5.880 metros e Gavião tendo como município mais próximo Bragança-PA, distante da costa (município de Salinópolis) aproximadamente 216 km.

Figura 5.1 - Poços de Harpia e Gavião, ambos localizados na costa paraense e tendo a Petrobras como investidora.



## REFERÊNCIAS

- ANTUNES, L. R.; MELO, G. H. J. Micropaleontologia e estratigrafia de seqüências. In: RIBEIRO, H. J. P. S. (Ed). **Estratigrafia de seqüências**: fundamentos e aplicações. São Leopoldo: Unisinos, 2001. p. 137-218.
- ASMUS, H. E.; PORTO, R. Classificação das Bacias Sedimentares Brasileiras segundo a Tectônica de Placas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36., 1972, Belém. **Anais...** Belém: SBG, 1972. v.2, p.67-90.
- ATIVIDADE de perfuração marítima nos blocos BM-PAMA-16 17-Bacia do Pará-Maranhão-OGX, nov. 2009. [Rio de Janeiro], (Relatório Interno)
- CAINELLI, C.; MORAES JUNIOR, J. J. Preenchimento sedimentar da Bacia de Pará-Maranhão. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34, 1986, Goiânia. **Anais...** São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1986. p. 131-144.
- FEIJÓ, F. J. Bacia do Pará Maranhão. **Boletim de Geociências da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 101-102, jan./mar. 1994.
- LARANJEIRA, A. A. dos S. **Interpretação de perfis dos carbonatos fraturados da Bacia do Pará-Maranhão**. 1991. 132f.- Tese (mestrado em geofísica) - UFPA, Instituto de Geociências, Curso de Pós-Graduação em Geofísica, Belém, 1991.
- Magoon, L.B., and Dow, W.G., eds., 1994, The petroleum system—From source to trap: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 655 p.
- Magoon, L.B., and Beaumont, E.A., 1999, Petroleum system, in Beaumont, E.A. and Foster, N.H., eds., Exploring for oil and gas traps: American Association of Petroleum Geologists Treatise of Petroleum Geology, Chap. 3, p. 3.1-3.34.
- MAGOON, L. B.; E. A., BEAUMONT, 2003, **Petroleum Systems**. 34p
- MILANI, E. J.; BRANDÃO, J. A. S. L.; ZALÁN, P. V.; GAMBOA, L. A. P. Petróleo na Margem Continental Brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v. 18, n. 3. p. 351-396. 2000.
- OJEDA, H. A. O. 1981. Estrutura, Estratigrafia e Evolução das Bacias Marginais Brasileiras. **Revista Brasileira de Geociências**, v. 11, n. 4. p. 257-273.
- PAMPLONA, H. R. P. Litoestratigrafia da Bacia Cretácea de Barreirinhas. **Boletim Técnico da Petrobrás**, Rio de Janeiro, v.12, n.3, p. 261-290, jul/set 1969.
- PIOVESAN, E. K. 2008. **Ostracodes Cretáceos (Turoniano – Maastrichtiano) da Bacia Pará-Maranhão: Aspectos Taxonômicos, Paleocológicos e Paleobiogeográficos**. Dissertação de Mestrado em Geologia. Universidade do Vale dos Sinos. Rio Grande do Sul. 143p.
- RCA - Relatório de Controle Ambiental (Atividade de Perfuração Marítima no Bloco BM-PAMA-8, Bacia do Pará-Maranhão). Análise Integrada e Síntese da Qualidade Ambiental (Petrobras), 2011.

SARDINHA, K. S. 2011. **Bacia Pará-Maranhão: Estado atual e perspectivas para a retomada das atividades de prospecção para hidrocarbonetos**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) – Faculdade de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2011.

SILVA, C. P. da; SOUZA, V. de; LEMOS, V.B. 2005. **Análise dos Radiolários e Foraminíferos do Cretáceo Superior da Bacia Pará-Maranhão, Margem Equatorial Brasileira**. 3º. Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Salvador. 6p.

SILVA, C. P. da. **Estudo sobre foraminíferos e radiolários do Cretáceo, Bacia Pará-Maranhão, Margem Equatorial Brasileira**. 2007. 127 p. Tese (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SILVA, C. P. da. **Bioestratigrafia e Paleoecologia de Foraminíferos da Bacia de Barreirinhas, Cretáceo, Margem Equatorial Brasileira**. 2011. 132 f. Tese (Doutorado) - IGEO/UFRGS, Porto Alegre, 2011.

SOARES, E. F. et al. Bacia do Pará-Maranhão. **Boletim Geociências da Petrobrás**, v. 15, n. 2, p. 321-329. 2007.

SOARES JUNIOR, A. V. **Paleografia e evolução da paisagem do nordeste do estado do Pará e noroeste do Maranhão: cretáceo ao holoceno**. 2002. 118 p. Tese (Mestrado) - Universidade Federal do Pará, Belém, 2002.

SOARES JÚNIOR, A.V.; COSTA, J.B.S; HASUI, Y. 2008. **Evolução da Margem Atlântica Equatorial do Brasil. Três Fases Distensivas**. Geociências, UNESP, v. 24, n. 4, p, 427-37.

SOUZA, V. **Radiolários do cretáceo médio das Bacias do Pará-Maranhão e Barreirinhas, margem equatorial brasileira**. 2006. 434 f. Tese (doutorado em geociências) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. RS, 2006.

SPADINI, A. R; Marçal, R. A. Porosidade em reservatórios carbonáticos: algumas considerações, 20.04.2005. **Boletim de Geociências da Petrobras**, v. 13 n. 1, nov 2004/maio. 2005.

SZATMARI, P.; ZANOTTO, O.; FRANÇOLIN, J. B. L.; WOLFF, S. Evolução tectônica da margem Equatorial Brasileira. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 17, n. 2, p. 180-188, 1987.

ZANOTTO, O; SZATMARI, P. Mecanismo de rifteamento da porção ocidental da margem Norte Brasileira, Bacia Pará-Maranhão. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v. 7, n. 2, p. 189-195. 1987.

**PERSPECTIVE** **HISTORICAL.** Disponível em: [pubs.usgs.gov/publications/text/historical.html](http://pubs.usgs.gov/publications/text/historical.html). disponível em 04/12/2012.