



Universidade Federal Fluminense

Instituto de Geociências

Departamento de Geologia e Geofísica

Curso de Graduação em Geofísica

Maíra Cordeiro do Carmo

**CORRELAÇÃO DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS DAS
BACIAS SEDIMENTARES DA MARGEM
EQUATORIAL BRASILEIRA**

Niterói-RJ

2017

Maíra Cordeiro do Carmo

**CORRELAÇÃO DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS DAS
BACIAS SEDIMENTARES DA MARGEM
EQUATORIAL BRASILEIRA**

Trabalho apresentado ao curso de
graduação em geofísica da
Universidade Federal Fluminense
como requisito para a obtenção do
título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Niterói-RJ

2017

Maíra Cordeiro do Carmo

**CORRELAÇÃO DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS DAS
BACIAS SEDIMENTARES DA MARGEM
EQUATORIAL BRASILEIRA**

Trabalho apresentado ao curso de graduação em geofísica da Universidade Federal Fluminense como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Geofísica.

Orientador: Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Aprovado em ___/___/___

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Antonio Fernando Menezes Freire

Universidade Federal Fluminense (UFF)/Lagemar

Prof.Dra. Eliane da Costa Alves

Universidade Federal Fluminense (UFF)/Lagemar

Prof. Dr. Wagner Moreira Lupinacci

Universidade Federal Fluminense (UFF)/Lagemar

Dr. Jobel Lourenço Pinheiro Moreira (Karooon)

C287

Carmo, Maíra Cordeiro do

Correlação dos sistemas petrolíferos das bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira / Maíra Cordeiro do Carmo. – Niterói : [s.n.], 2017.

69 f.

Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Geofísica) – Universidade Federal Fluminense, 2017.

1.Bacias sedimentares. 2.Margem Equatorial Brasileira.
3.Sistemas petrolíferos. 4.Reservatório. 5.tempo geológico.
I.Título.

CDD 551.80981

Agradecimentos

Gostaria de agradecer primeiramente a Deus por me trazer até aqui e me dar forças para superar as diversas dificuldades que apareceram pelo caminho. Quero agradecer também a minha mãe, Edna, que me apoia e acredita mais em mim do que eu mesma, eu nunca vou conseguir retribuir toda essa dedicação. Agradeço também ao meu falecido pai, Sérgio, eu espero que ele possa estar assistindo tudo de algum lugar.

Quero agradecer aos meus avós Maria Vicência, Jorge e Onéia, que sempre me ajudaram de alguma forma, vocês são muito importantes pra mim. Gostaria de agradecer também aos meus primos Igor, Thamires e Ohana, por estarem comigo em todos os momentos, é ótimo saber que mesmo se seguirmos caminhos diferentes, sempre estaremos junto de novo. Gostaria de agradecer também aos meus tios Edilma, Édnei e Mário por todo o apoio e carinho e a minha madrinha Edná por estar sempre preocupada e querendo saber do que preciso. Quero agradecer também ao meu namorado, Ronaldo, por todo incentivo e por sempre estar procurando soluções pros meus problemas junto comigo.

Quero agradecer também a todos os amigos, em especial, Camila, Clara, Carolina, Daniele, Débora, Eloíse, Esthephany, Laisa, Louise e Monique, as admiro muito por serem tão humanas e nunca medir esforços para ajudar umas às outras, não sei se conseguiria sem vocês. Quero muito agradecer também ao Marlon, que me incentiva não só na faculdade, mas em tudo, e aos amigos que fiz durante meu intercâmbio acadêmico, em especial à Nalita Almeida e Regilane Sousa, muito obrigada por terem sido minha família no Porto.

E por fim, porém, não menos importante, gostaria de agradecer a todos os professores da UFF pela transmissão de conhecimento, em especial ao meu orientador Fernando Freire, eu não poderia encontrar um orientador melhor. Só tenho a agradecer por toda ajuda e apoio necessário para a conclusão deste trabalho e pela paciência com meus erros. Além disso, gostaria de agradecer a minha banca por aceitar fazer parte do julgamento deste trabalho.

Dedicatória

Dedico o presente trabalho à minha mãe que lutou junto comigo para que eu conseguisse me formar e me deu forças quando eu pensei que não seria possível, essa vitória com certeza é nossa.

Espero, tenho fé, que jamais, jamais passarei pela vergonha de me acomodar.

Autor desconhecido

Lista de Ilustrações

Figura 1: Localização das bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira.....	2
Figura 2: Evolução da margem continental brasileira.....	3
Figura 3: Localização da Bacia da Foz do Amazonas.....	7
Figura 4: Sistemas petrolíferos da bacia da Foz do Amazonas: 1- Codó-Cassiporé (?), 2- Limoeiro-Limoeiro (?), 3- Limoeiro-Amapá (!) e 4- Travosas-Pirarucu (!). 10	
Figura 5: Modelo de trapas estruturais presentes na sequência rifte.	11
Figura 6: Modelos de trapas por tectônica gravitacional presentes no sistema petrolífero da Bacia da Foz do Amazonas.	11
Figura 7: Tipos de trapas estratigráficas presentes no sistema petrolífero da Bacia da Foz do Amazonas.	12
Figura 8: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1- Codó-Cassiporé (?), 2–Limoeiro-Limoeiro (?), 3- Limoeiro- Amapá (!), 4- Travosas-Pirarucu (!).	12
Figura 9: Carta de eventos do sistema petrolífero Limoeiro-Amapá (!).	13
Figura 10: Carta de eventos do sistema petrolífero Travosas-Pirarucu (!).	13
Figura 11: Localização da Bacia do Pará - Maranhão.....	14
Figura 12: Sistemas petrolíferos da bacia do Pará-Maranhão: sistemas petrolíferos: 1) Codó-Canárias (?), 2) Cajú-Travosas (?), 3) Travosas-Travosas (!) e 4) Travosas-Ilha de Santana (!).	16
Figura 13: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Canárias (?), 2) Cajú-Travosas (?), 3) Travosas-Travosas (!) e 4) Travosas-Ilha de Santana (!).	18
Figura 14: Carta de eventos do sistema petrolífero Travosas-Ilha de Santana (!). ..	18
Figura 15: Localização da Bacia de Barreirinhas.	19
Figura 16: Sistemas petrolíferos da bacia de Barreirinhas: 1) Codó-Bom Gosto (!), 2) Codó-Tutóia (!) e 3) Preguiças-Travosas (!).	21
Figura 17: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Bom Gosto (!), 2) Codó-Tutóia (!) e 3) Preguiças-Travosas (!).	22
Figura 18: Carta de eventos do sistema petrolífero Codó-Tutóia (!).....	23
Figura 19: Localização da Bacia do Ceará.....	23
Figura 20: Sistemas petrolíferos da bacia do Ceará: 1) Mundaú-Mundaú (!), 2) Paracuru-Paracuru (!) e 3) Paracuru-Ubarana (!).	25

Figura 21: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1) Mundaú-Mundaú (!), 2) Paracuru-Paracuru (!) e 3) Paracuru-Ubarana (!).....	26
Figura 22: Localização da Bacia Potiguar.	27
Figura 23: Sistemas petrolíferos da bacia Potiguar: 1: Pendência-Pendência (!), 2: Pendência-Alagamar (!), 3: Alagamar-Açu (!).....	30
Figura 24: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1- Pendência-Pendência (!), 2- Pendência-Alagamar (!), 3- Alagamar-Açu (!).	31
Figura 25: Carta de eventos do sistema petrolífero Pendência-Pendência (!).	32
Figura 26: Carta de eventos do sistema petrolífero Alagamar- Açu (!).....	32
Figura 27: Correlação dos sistemas petrolíferos da Margem Equatorial Brasileira em relação a idades, ambientes deposicionais, composição litológica e eventos oceânicos anóxicos (EOA).....	35
Figura 28: Correlação geoquímica mostrando os valores de COT (geradoras), porosidade (reservatórios) e tipo de matéria orgânica das geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.....	43
Figura 29: Gráfico com os valores de COT médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.	45
Figura 30: Gráfico com os valores de COT médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.	46
Figura 31: Exemplo esquemático dos ambientes deposicionais das Bacias da Margem Equatorial Brasileira no Aptino.....	47
Figura 32: Gráfico com os valores de porosidade média de algumas das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.	49
Figura 33: Gráfico com os valores de porosidade média de algumas das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.	50

LISTA DE TABELAS

- Tabela 1:** Tempo de formação, ambiente de formação, composição litológica e fase tectônica das formações onde ocorrem geradoras ou reservatórios..... 38
- Tabela 2:** Tempo de formação, ambiente de formação, composição litológica e fase tectônica das formações onde ocorrem geradoras ou reservatórios para melhor correlação..... 41
- Tabela 3:** Valores de COT máximo, mínimo e médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira..... 44
- Tabela 4:** Valores de COT máximo, mínimo e médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira..... 45
- Tabela 5:** Valores de porosidade máxima, mínima e média dos reservatórios das bacias da Margem Equatorial Brasileira..... 49
- Tabela 6:** Valores de porosidade máxima, mínima e média dos reservatórios das bacias da Margem Equatorial Brasileira..... 50

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. ÁREA DE ESTUDO	2
1.2. OBJETIVOS	2
2. CONTEXTO GEOLÓGICO	3
3. SISTEMAS PETROLÍFEROS DAS BACIAS DA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA	5
3.1. CONCEITOS	5
3.2. BACIA DA FOZ DO AMAZONAS	7
3.2.1. <i>Informações Gerais</i>	7
3.2.2. <i>Sistemas Petrolíferos</i>	8
3.3. BACIA DO PARÁ- MARANHÃO	14
3.3.1. <i>Informações gerais</i>	14
3.3.2. <i>Sistemas petrolíferos</i>	14
3.4. BACIA DE BARREIRINHAS	19
3.4.1. <i>Informações gerais</i>	19
3.4.2. <i>Sistemas petrolíferos</i>	19
3.5. BACIA DO CEARÁ	23
3.5.1. <i>Informações gerais</i>	23
3.5.2. <i>Sistemas petrolíferos</i>	24
3.6. BACIA POTIGUAR	27
3.6.1. <i>Informações Gerais</i>	27
3.6.2. <i>Sistemas Petrolíferos</i>	27
4. MATERIAIS E MÉTODOS	33
5. RESULTADOS	34
5.1. CORRELAÇÃO DE EVENTOS DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS	34
5.1.1. <i>Correlação entre o Barremiano e Albiano</i>	36
5.1.1.1. Geradoras.....	36
5.1.1.2. Reservatórios	37
5.1.2. <i>Correlação entre o Cenomaniano (Cretáceo) e o Messiniano (Neógeno)</i> 38	
5.1.2.1. Geradoras.....	39
5.1.2.2. Reservatórios	39
5.2. CORRELAÇÃO DAS GERADORAS COM EVENTOS ANÓXICOS	41
5.3. CORRELAÇÃO GEOQUÍMICA.....	42
5.3.1. <i>Carbono orgânico total (COT)</i>	44
5.3.1.1. Correlação de COT nas geradoras entre o Barremiano e Albiano	44
5.3.1.2. Correlação de COT nas geradoras entre o Cenomaniano e o Neógeno	45
5.3.2. <i>Tipos de matéria orgânica (MO)</i>	46
5.3.3. <i>Porosidade dos reservatórios</i>	48

5.3.3.1. Porosidade dos reservatórios entre o Barremiano e Albiano.....	48
5.3.3.2. Porosidade dos reservatórios entre o Cenomaniano e Neógeno	49
6. CONCLUSÕES	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	52

RESUMO

O Brasil possui um grande potencial petrolífero, sendo as maiores produtoras, as bacias da margem continental. O presente trabalho visa caracterizar os sistemas petrolíferos presentes nas bacias da Margem Equatorial Brasileira. O estudo destas bacias é de suma importância para a avaliação do potencial exploratório na pesquisa de petróleo. As bacias da Margem Equatorial Brasileira compartilham, de forma geral, grandes semelhanças quanto à evolução tectônica e à história de preenchimento sedimentar, uma vez que elas foram geradas a partir de um mesmo ponto comum, que é a ruptura do Gondwana. Todas as etapas evolutivas das bacias culminaram na presença de todos os fatores necessários para que houvesse a formação de sistemas petrolíferos, em todas as bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Palavras chave: Margem Equatorial Brasileira, sistemas petrolíferos, rochas geradoras, rochas reservatório, tempo geológico.

ABSTRACT

Brazil has a big petroleum potential, being the biggest producers, the basins of the continental margin. The present work aims to characterize the petroleum systems located in the basins of the equatorial margin. The study of these Brazilian sedimentary basins is very important for the evaluation of the exploratory potential in petroleum research. The Brazilian Equatorial basins share, in a general way, big resemblances about the tectonic evolution and sedimentary fill history. These similarities are derived from the fact that they both were generated by a common point, which is the Gondwana's rupture. All the evolution stages of the basins ended up on the presence of all the necessary factors so that there was the formation of petroleum systems, at most of the Brazilians Equatorial Margin Basins.

Keywords: Brazilian Equatorial Margin, petroleum systems, generating rocks, reservoir rocks, geological time.

1. INTRODUÇÃO

Na margem continental brasileira há um sistema contínuo de bacias sedimentares originadas pelos mecanismos de distensão litosférica que, a partir do Mesozoico, conduziram à ruptura do paleocontinente Gondwana e a separação definitiva das placas Africana e Sul-Americana, acompanhando a formação do Oceano Atlântico Sul (Milani *et al.*, 2000).

Ao longo da margem há uma área predominantemente distensiva, que vai desde o sul da Argentina ao extremo nordeste da costa brasileira e um segmento de natureza transformante que corresponde ao Atlântico Equatorial, onde atualmente ocorrem processos de caráter predominantemente distensional (Milani e Thomaz Filho, 2000).

As bacias sedimentares da margem atlântica equatorial foram formadas no Neotriássico e Eocretáceo (Soares *et al.*, 2011) e possui algumas diferenças quando comparadas aos outros trechos da margem continental brasileira. O mecanismo responsável pela ruptura crustal na região da Margem Continental brasileira é chamado de cisalhamento dextrogiro, sendo o responsável por originar um padrão de falhas oblíquas subverticais que controlaram o rifteamento e evoluíram para grandes zonas de fraturas oceânicas como a zona de fratura de São Paulo e Romanche (Milani *et al.*, 2000).

Apenas um trecho, localizado ao norte da Foz do Amazonas, faz parte de outro contexto distensivo, do Oceano Atlântico Central, que é mais antigo que o restante da margem equatorial (Milani *et al.*, 2000). As bacias ao longo da margem equatorial compartilham algumas características comuns como os estágios tectono-sedimentares evolutivos, que são caracterizados por uma fase rifte, uma fase transicional e uma fase marinha aberta (Asmus & Ponte, 1973 *apud* Milani *et al.*, 2000).

1.1. ÁREA DE ESTUDO

A área de estudo compreende as bacias da margem Equatorial: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, destacadas na figura 1. Estas bacias possuem juntas, aproximadamente 576.997 Km² (Milani *et al.*, 2000).

Figura 1: Localização das bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira.



Modificada de ANP, 2015.

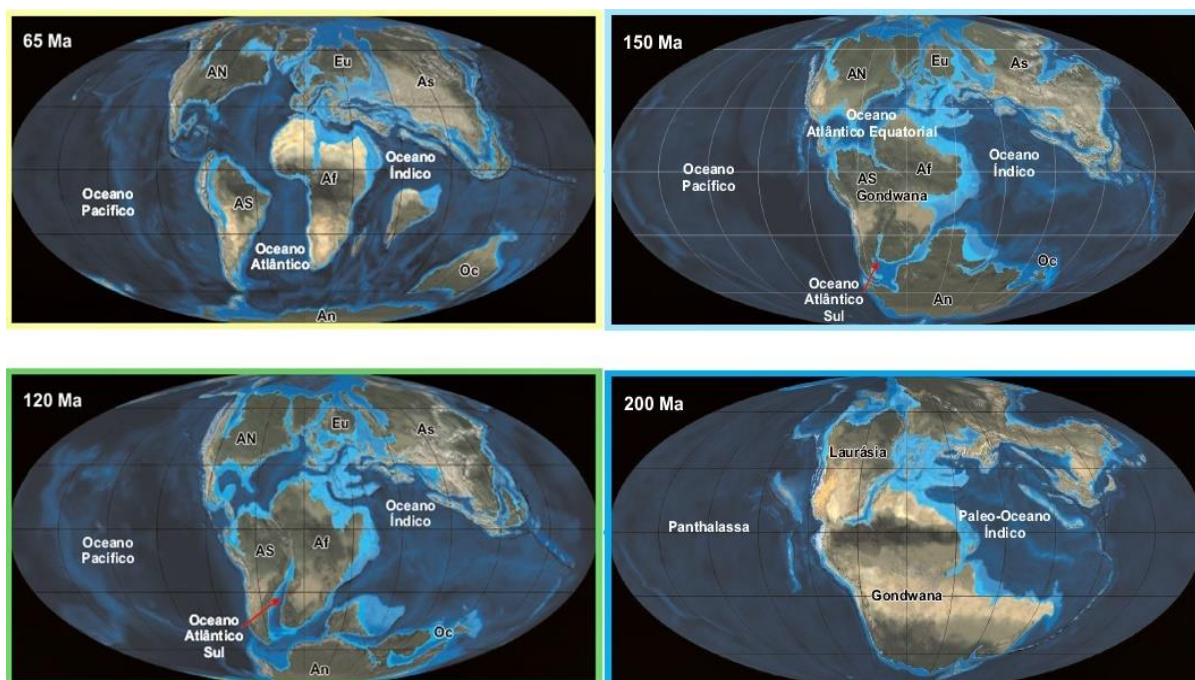
1.2. OBJETIVOS

O principal objetivo deste trabalho é identificar e caracterizar os sistemas petrolíferos das bacias da Foz do Amazonas, do Pará-Maranhão, de Barreirinhas, do Ceará e Potiguar, localizadas na Margem Equatorial Brasileira, para, posteriormente, analisar se há uma correlação entre os sistemas petrolíferos destas bacias. Para isso foi utilizada a bibliografia disponível publicada. Esta bibliografia é composta por relatórios, teses e dissertações, nos quais foi possível obter informações importantes para o entendimento de todos os fatores indispensáveis para a existência dos sistemas petrolíferos, presentes nas bacias sedimentares estudadas.

2. CONTEXTO GEOLÓGICO

A evolução da Margem Equatorial Brasileira (figura 2) apresentou uma tectônica transcorrente e por isso possui algumas peculiaridades em relação às outras bacias da Margem Continental Brasileira. Convencionalmente, nas bacias do tipo rifte, a subsidência é controlada por uma falha de borda importante, a qual se associam leques de conglomerados sintectônicos. Nas bacias da Margem Equatorial Brasileira este padrão não é facilmente identificável (Matos e Waick, 1998 *apud* Milani *et. al.*, 2000).

Figura 2: Evolução da margem continental brasileira.



Modificada de Freire *et al.*, 2012.

Os estilos estruturais característicos de um rifteamento transensivo fizeram com que a Margem Equatorial evoluísse de maneira um pouco segmentada (Milani *et. al.*, 2000). Isso explica o fato de não haver uma correlação direta entre todos os ambientes deposicionais das bacias da Margem Equatorial Brasileira, mas sim, haver correlação apenas entre alguns dos ambientes deposicionais.

Segundo Matos e Waick (1998), a fase rifte ocorreu de forma rápida ao longo da Margem Equatorial, sendo assim, acelerada a quebra e a subsidência mecânica nestas bacias. Neste contexto, as incursões marinhas provenientes do Atlântico

Central foram facilitadas, tendo influência na sedimentação já durante a fase rifte (Milani *et al.*, 2000).

A Bacia da Foz do Amazonas é constituída por três grábens principais de direção NNO-SSE, em sua fase rifte. Eles são denominados, Cassiporé, Cassiporezinho e Externo, de oeste para leste. Os dois primeiros apresentam borda falhada a oeste, onde a maioria das falhas são do tipo sintéticas, mergulhando para E-NE. O gráben Externo, que ocorre em águas mais profundas, não possui boa visualização nas linhas sísmicas. Já na fase drifte, inicia-se uma sedimentação marinha franca, composta por uma coluna sedimentar siliciclástica, de uma plataforma carbonático-siliciclástica e, por último, do Cone do Amazonas, formado por sedimentos terrígenos (Figueiredo *et al.*, 2007).

A Bacia do Pará-Maranhão foi formada através de dois eventos de rifteamento (sequência rifte II e sequência rifte III) com depocentros bem nítidos, que possui entre eles, uma seção de espessura homogênea constituída por refletores plano-paralelos e sem tectônica sin-sedimentar, denominada Fm. Codó, que foi interpretada como uma bacia tipo SAG, identificada como bacia pré-rifte III. Já a fase drifte é composta por uma sequência mista carbonático-siliciclástica, três sequências clásticas, uma plataforma carbonática e por último, uma sequência dominada por sedimentos inconsolidados (Soares *et al.*, 2007).

A Bacia de Barreirinhas teve início com um rifte onde, atualmente, é sua porção marítima, tendo este rifteamento se propagado para W-SW, formando a parte terrestre da bacia. Ocorreram dois eventos rifte (rifte II e rifte III) que possuem depocentros bem nítidos. Entre eles ocorre uma seção homogênea, caracterizada por refletores plano-paralelos, denominada Fm. Codó. Esta seção é interpretada como uma bacia do tipo SAG pré-rifte III. Já em sua fase drifte, três principais estágios da evolução tectono-sedimentar puderam ser identificados. O primeiro corresponde à sedimentação predominantemente carbonática, o segundo à sedimentação predominantemente siliciclástica e o terceiro à sedimentação carbonática (Trosdorf *et al.*, 2007).

A Bacia do Ceará foi formada por uma fase rifte, uma fase pós rifte e uma fase drifte. A fase rifte é caracterizada por depósitos continentais, como leques

aluviais, rios entrelaçados e lagos, provenientes tanto da borda flexural, ao norte, quanto da borda falhada, ao sul (Beltrami *et al.*, 1994 *apud* Condé *et al.*, 2007). A sequência pós rifte apresenta fácies sísmicas plano-paralelas e é caracterizada pela transição da sedimentação continental para a sedimentação marinha marginal. Já a fase drifte é caracterizada apenas por sedimentação marinha (Condé *et al.*, 2007).

A Bacia Potiguar é caracterizada por três fases tectônicas, uma fase rifte, uma fase pós-rifte e uma fase drifte. A fase rifte é caracterizada por um regime tectônico de estiramento crustal, com altas taxas de subsidência mecânica no embasamento. Esta fase é marcada por falhamentos normais que definiram meio-grábens assimétricos e altos internos de direção geral NE-SW. A sedimentação desta fase é continental. A fase tectônica pós-rifte é caracterizada pela passagem gradativa dos sistemas deposicionais continentais para marinhos. Nesta fase há subsidência térmica e relativa quietude, apesar de haver algumas falhas ativas proveniente da fase rifte. Por último, a fase drifte é caracterizada por sedimentação marinha (Pessoa Neto *et al.*, 2007).

3. SISTEMAS PETROLÍFEROS DAS BACIAS DA MARGEM EQUATORIAL BRASILEIRA

3.1. Conceitos

Um sistema petrolífero é um conjunto de rochas geradoras e todas as acumulações de óleo e gás a elas geneticamente associadas, incluindo todos os elementos e processos responsáveis por essas acumulações (Magoon e Beaumont, 2009). Um sistema petrolífero ativo compreende a existência e funcionamento síncronos de quatro elementos, que são as rochas geradoras maduras, as rochas reservatório, rochas selantes e trapas, além de dois fenômenos geológicos dependentes do tempo (migração e sincronismo) (Milani *et al.*, 2000).

As rochas geradoras são ricas em matéria orgânica que foram submetidas a temperaturas e pressões adequadas à formação de petróleo. Os remanescentes orgânicos autóctones (material planctônico e bentônico) ou alóctones (material vegetal continental, carregado para dentro do ambiente lacustre ou marinho) são incorporados as lamas sob a forma de matéria orgânica diluída, a qual precisa estar

preservada em ambientes anóxicos ou sub-óxicos, para que ocorra a geração de petróleo, no sentido amplo de óleo e/ou gás (Tissot e Welte, 1984).

As rochas reservatório armazenam petróleo em seus poros, sendo, normalmente, litologias permeáveis com granulometria na fração arenosa. Os reservatórios são, em sua maioria, arenitos e carbonatos permoporosos, mas podem ser qualquer rocha que possua permoporosidade suficiente. Geralmente os valores de porosidade dessas rochas variam de 5% a 35%, ficando geralmente na faixa de 15% a 30%. As rochas permoporosas além de serem rochas reservatório, servem também como rotas para a migração do petróleo (*carrierbeds*). Neste caso, passam a ser denominadas rochas carreadoras (Tissot e Welte, 1984)

Quando a geradora se torna supersaturada em petróleo, a pressão do mesmo faz com que ela se fracture e expulse os fluidos para uma zona de pressão mais baixa. Até encontrar um reservatório, esses fluidos precisam de um caminho, constituindo a migração. Este caminho pode ser uma rocha permoporosa, como citado anteriormente, além de fraturas em escalas variadas e falhas (Milani *et al.*, 2000).

O petróleo migra até encontrar um local onde possa ficar aprisionado, devido a fatores geológicos de diversas origens, denominado como trapas ou armadilhas. Elas podem ser dobras anticlinais, arcos, domos salinos, ou até situações complexas como superposição de dobras e falhas de natureza diversas, denominadas trapas estruturais. Também podem ser camadas porosas cercadas por camadas impermeáveis, ou seja, que não permite a continuação do transporte de petróleo, sendo denominadas trapas estratigráficas (Milani *et al.*, 2000).

Quando atraídos para o interior de uma trapa ou armadilha, os fluidos petrolíferos devem encontrar uma situação de impermeabilização tal que os impeça de escaparem, essa situação ocorre devido às rochas selantes. Estas são geralmente de granulometria fina, o que possibilita pouca permeabilidade (Milani *et al.*, 2000).

E, por último, faz-se necessário que todos os fatores supracitados ocorram em uma escala de tempo adequada para a formação e acumulação de petróleo,

chamado sincronismo. O tempo em que há maior probabilidade de aprisionamento e preservação de hidrocarbonetos é o momento crítico (Milani *et al.*, 2000).

Serão abordados a seguir, os sistemas petrolíferos das principais bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira, denominadas: Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar. O símbolo (!) corresponde a um sistema petrolífero comprovado, e o símbolo (?) indica um sistema petrolífero especulativo, onde há apenas evidências geológicas e/ou geofísicas.

3.2. Bacia da Foz do Amazonas

3.2.1. Informações Gerais

A Foz do Amazonas é a bacia mais ao norte da margem continental brasileira e possui uma área de aproximadamente 282.909 Km² (Vasconcellos, 2013). A Bacia da Foz do Amazonas (figura 3) está situada entre o litoral dos estados do Amapá e do Pará, sendo limitada a norte pela Guiana Francesa e a sul pela Bacia do Pará-Maranhão (Figueiredo *et al.*, 2007).

Figura 3: Localização da Bacia da Foz do Amazonas.



Modificado de http://ri.ogpar.com.br/images/img_set_06.gif

3.2.2. Sistemas Petrolíferos

Os sistemas petrolíferos atuantes nesta bacia são: Codó-Cassiporé (?), Limoeiro-Limoeiro (?), Limoeiro-Amapá (!) e Travosas-Pirarucu (!) (Fugita, 2002). Há supostas geradoras nos folhelhos lacustres da Fm. Codó, do Neoptiano (figura 4), que apresentam COT de até 10% e matéria orgânica tipo I, com excelente potencial para a geração de óleo (Vasconcellos, 2013). As geradoras da Fm. Codó são compostas por folhelhos cinza escuros provenientes de ambiente marinho evaporítico anóxico (Figueiredo *et al.*, 2007).

Há geradoras comprovadas nos folhelhos marinhos do Turoniano, contidos na Fm. Limoeiro (figura 4). Análises geoquímicas revelaram concentrações de COT de até 3,5% e MO (matéria orgânica) do tipo II, com um potencial moderado a elevado para a geração de óleo e gás (Vasconcellos, 2013). As geradoras da Fm. Limoeiro são constituídas por folhelhos marinhos neríticos e batiais (Figueiredo *et al.*, 2007).

Outras geradoras comprovadas são os folhelhos marinhos da Fm. Travosas, datados como Eoceno Inferior (figura 4). Estas geradoras possuem COT de até 4,5% (Fugita, 2002). As geradoras da Fm. Travosas são constituídas por folhelhos escuros depositados em ambiente marinho profundo de batial a abissal (Soares *et al.*, 2008).

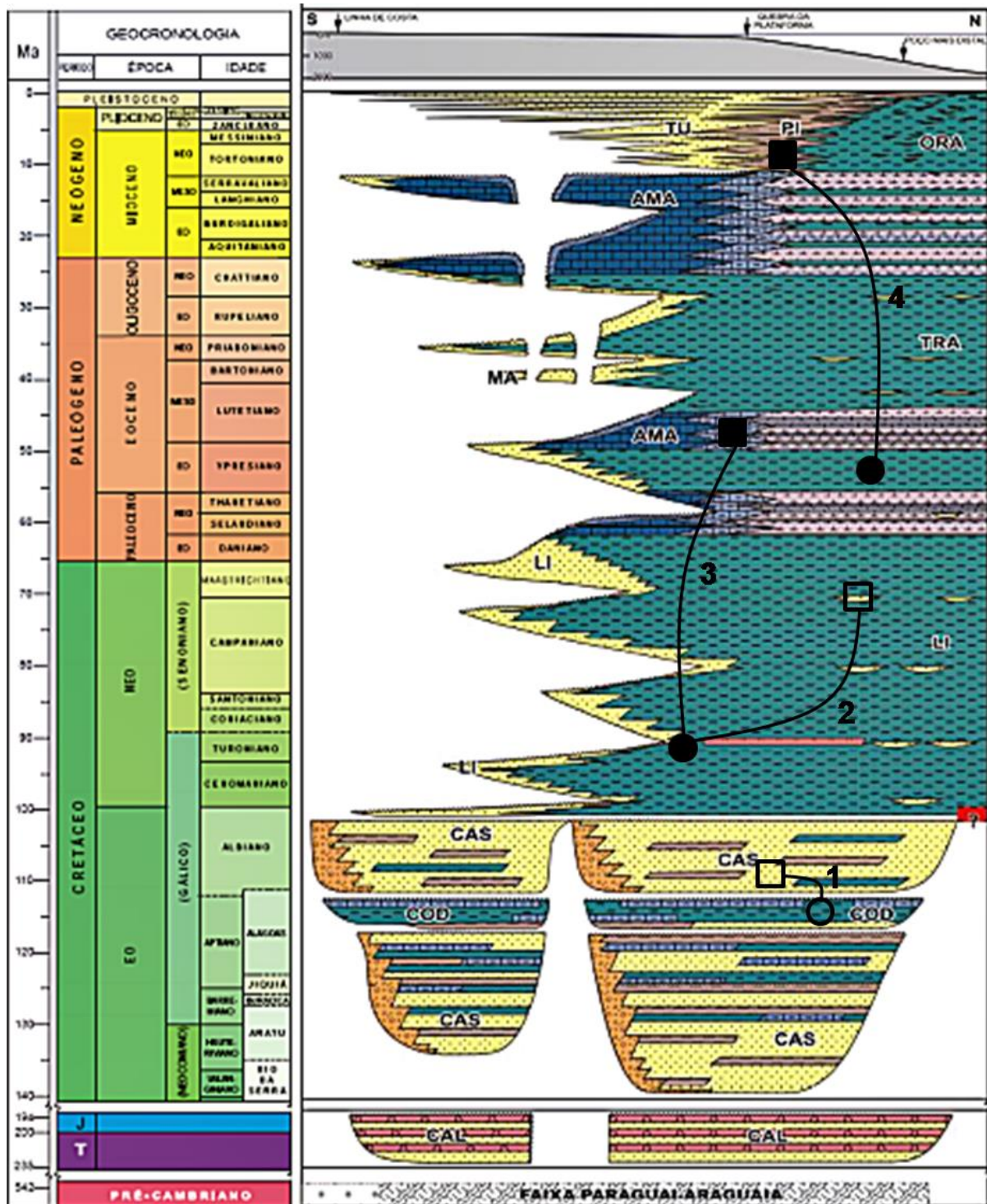
Há reservatórios não comprovados nos arenitos flúvio-deltaicos da Fm. Cassiporé, do Albiano (Fugita, 2002). Os reservatórios da Fm. Cassiporé são compostos por arenitos com grãos muito finos a médios proveniente de ambiente que variou de deltaico/lacustre/fluvial/aluvial a marinho plataformais (Soares *et al.*, 2008). Há reservatórios não comprovados (figura 4) também nos arenitos plataformais e turbidíticos da Fm. Limoeiro que vai desde o Cenomaniano ao Paleoceno Inferior. A porosidade varia de 13% a 20% (Vasconcellos, 2013).

Foram encontrados reservatórios comprovados (figura 4) nos turbiditos siliciclásticos e calcários fraturados das Formações Travosas e Amapá (Paleógeno). A porosidade dos turbiditos e calcários varia desde 12% até 18%. Os reservatórios da Fm. Amapá são constituídos por carbonatos de água rasa e os reservatórios da Fm. Travosas são compostos por arenitos turbidíticos de talude (Carvalho *et al.*, 2011).

Há reservatórios comprovados também nos arenitos plataformais da Fm. Pirarucu (figura 4) do Mioceno Médio, onde a porosidade varia de aproximadamente 23% até 27% (Vasconcellos, 2013). Os reservatórios da Fm. Pirarucu são constituídos por arenitos finos e argilitos de prodelta, formando leques submarinos (argilitos, arenitos muito finos, siltitos e folhelhos) (Carvalho *et al*, 2011).

A figura 4 é a carta estratigráfica da Bacia da Foz do Amazonas, que mostra a localização das rochas geradoras comprovadas (círculo preenchido), rochas geradoras não comprovadas (círculo não preenchido), rochas reservatório comprovadas (quadrado preenchido) e rochas reservatórias não comprovadas (quadrado não preenchido) dos seguintes sistemas petrolíferos da bacia da Foz do Amazonas: 1- Codó-Cassiporé (?), 2- Limoeiro-Limoeiro (?), 3- Limoeiro-Amapá (!) e 4- Travosas-Pirarucu (!).

Figura 4: Sistemas petrolíferos da bacia da Foz do Amazonas: 1- Codó-Cassiporé (?), 2- Limoeiro-Limoeiro (?), 3- Limoeiro-Amapá (!) e 4- Travosas-Pirarucu (!).

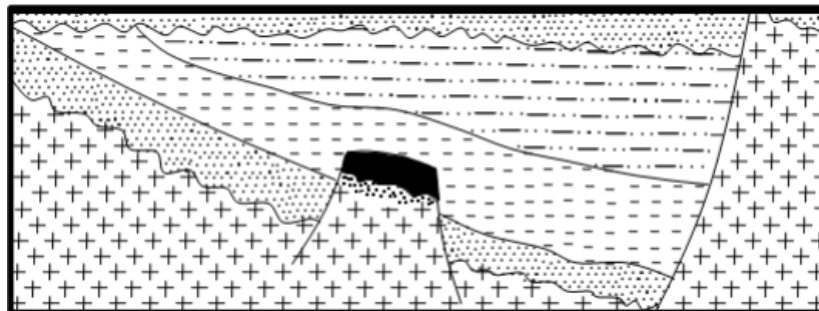


Modificada de Vasconcellos, 2013.

As rochas selantes são compostas por folhelhos, calcilutitos e margas do Cenomaniano ao Plioceno Superior. (Figueiredo *et al*, 2007 *apud* Vasconcellos, 2013). As falhas normais lístricas que caracterizam o arcabouço estrutural da região proximal e central do Cone do Amazonas (que inclui a Fm. Pirarucu) terminam na região basal dessa unidade. No domínio distal ocorrem falhas reversas nucleadas na base dessa sequência (Carvalho *et al.*, 2011). Na parte superior das formações Marajó, Amapá e Travosas, muitas falhas normais ainda exibem rejeito significativo, o que sugere uma tectônica sin-deposicional (Carvalho *et al.*, 2011).

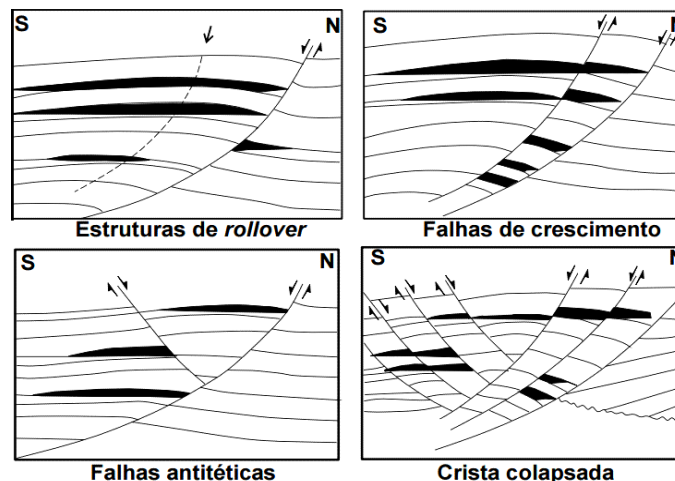
Neste contexto tectônico foi possível o desenvolvimento de trapas estruturais (figuras 5 e 6), além da existência de trapas estratigráficas (figura 7), como a *Pinch-out* e a paleogeomórfica. As trapas estruturais são de diversos tipos, dentre elas, falhamentos do sistema rifte com contato direto entre gerador e reservatório e tectônica gravitacional com falhas lístricas (Vasconcellos, 2013).

Figura 5: Modelo de trapas estruturais presentes na sequência rifte.



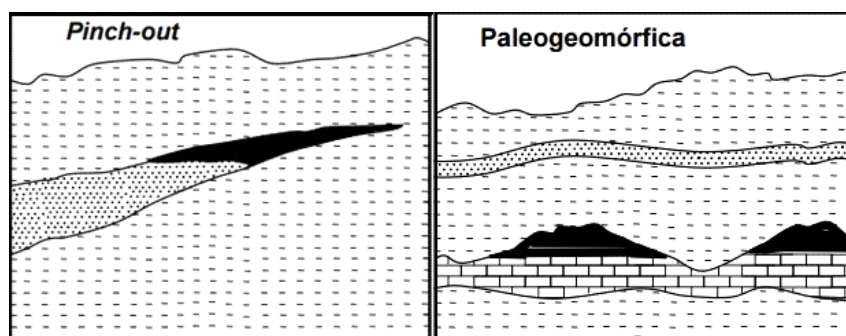
Fonte: Vasconcellos, 2013.

Figura 6: Modelos de trapas por tectônica gravitacional presentes no sistema petrolífero da Bacia da Foz do Amazonas.



Fonte: Vasconcellos, 2013.

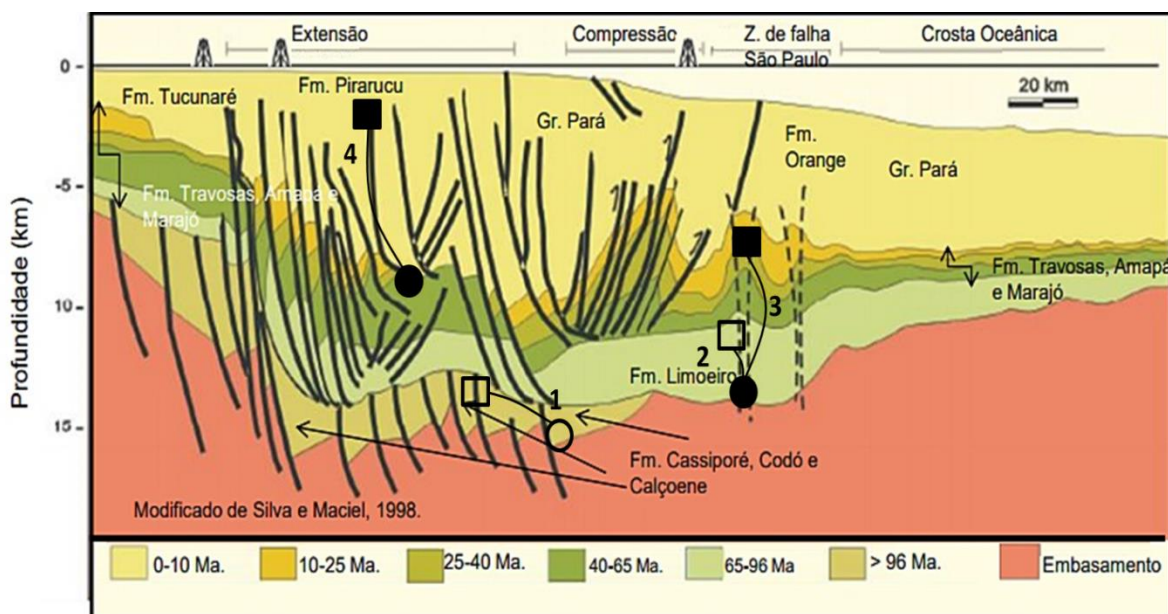
Figura 7: Tipos de trapas estratigráficas presentes no sistema petrolífero da Bacia da Foz do Amazonas.



Modificada de Vasconcellos, 2013.

A figura 8 mostra uma seção geológica esquemática da bacia da Foz do Amazonas, onde geradoras comprovadas são círculos preenchidos, geradoras não comprovadas são círculos não preenchidos, reservatórios comprovados são quadrados preenchidos e reservatórios não comprovados são quadrados não preenchidos dos sistemas petrolíferos: 1- Codó-Cassiporé (?), 2-Limoeiro-Limoeiro (?), 3- Limoeiro- Amapá (!), 4- Travosas-Pirarucu (!).

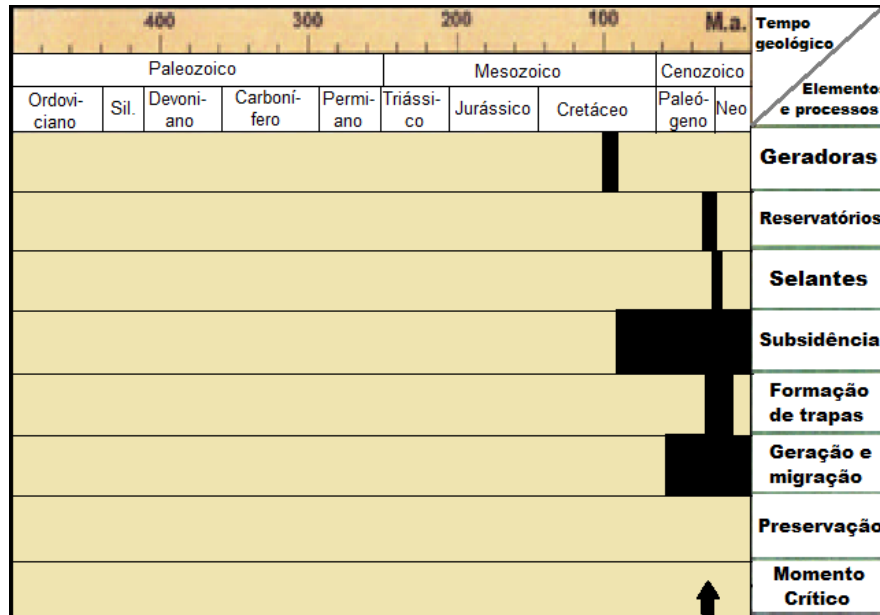
Figura 8: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1- Codó-Cassiporé (?), 2- Limoeiro-Limoeiro (?), 3- Limoeiro- Amapá (!), 4- Travosas-Pirarucu (!).



Modificada de Vasconcellos, 2013.

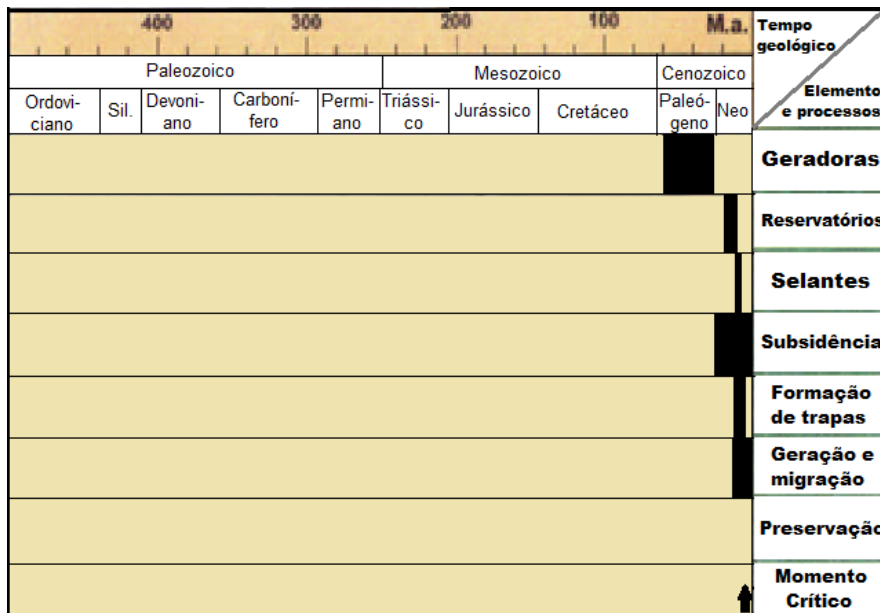
De acordo com todo o contexto supracitado, torna-se possível unir os componentes dos sistemas petrolíferos, mostrando coerência temporal, como é possível ser observado nas figuras 9 e 10.

Figura 9: Carta de eventos do sistema petrolífero Limoeiro-Amapá (!).



Modificada de Fugita, 2002.

Figura 10: Carta de eventos do sistema petrolífero Travosas-Pirarucu (!).



Modificada de Fugita, 2002.

3.3. Bacia do Pará- Maranhão

3.3.1. Informações gerais

A Bacia do Pará-Maranhão é de idade Cretácea, localiza-se na Margem Equatorial Brasileira (Figura 11) e possui uma área de aproximadamente 92.890 km². É limitada a noroeste pela Bacia da Foz do Amazonas e a sudeste pela Bacia de Barreirinhas (Fabianovicz, 2013).

Figura 11: Localização da Bacia do Pará - Maranhão.



Modificado de http://ri.ogpar.com.br/images/img_set_06.gif

3.3.2. Sistemas petrolíferos

Os sistemas petrolíferos atuantes nesta bacia são: Codó-Canárias (?), Cajú-Travosas (?), Travosas-Travosas (!) e Travosas-Ilha de Santana (!) (Duarte, 2007). As rochas geradoras especulativas (figura 12) são os folhelhos escuros lacustres do Aptiano, contidos na Fm. Codó. Análises geoquímicas revelaram concentrações de COT de 1% a 5% e querogênio tipos I e II (Fabianovicz, 2013). As geradoras da Fm. Codó são constituídas por folhelhos provenientes de ambiente marinho evaporítico anóxico (Soares *et al.*, 2007).

Outras geradoras especulativas (figura 12) são os folhelhos negros da supersequência drifte do Gr.Cajú, do Neoalbiano ao Cenomaniano. Análises geoquímicas revelaram concentrações de COT de 1% até 2%, podendo chegar a 5%, ocasionalmente. Há presença de querogênio tipo II, com potencial gerador intermediário para óleo e gás (Fabianovicz, 2013). As geradoras são caracterizadas por folhelhos negros provenientes de plataforma mista (Soares *et al.*, 2007).

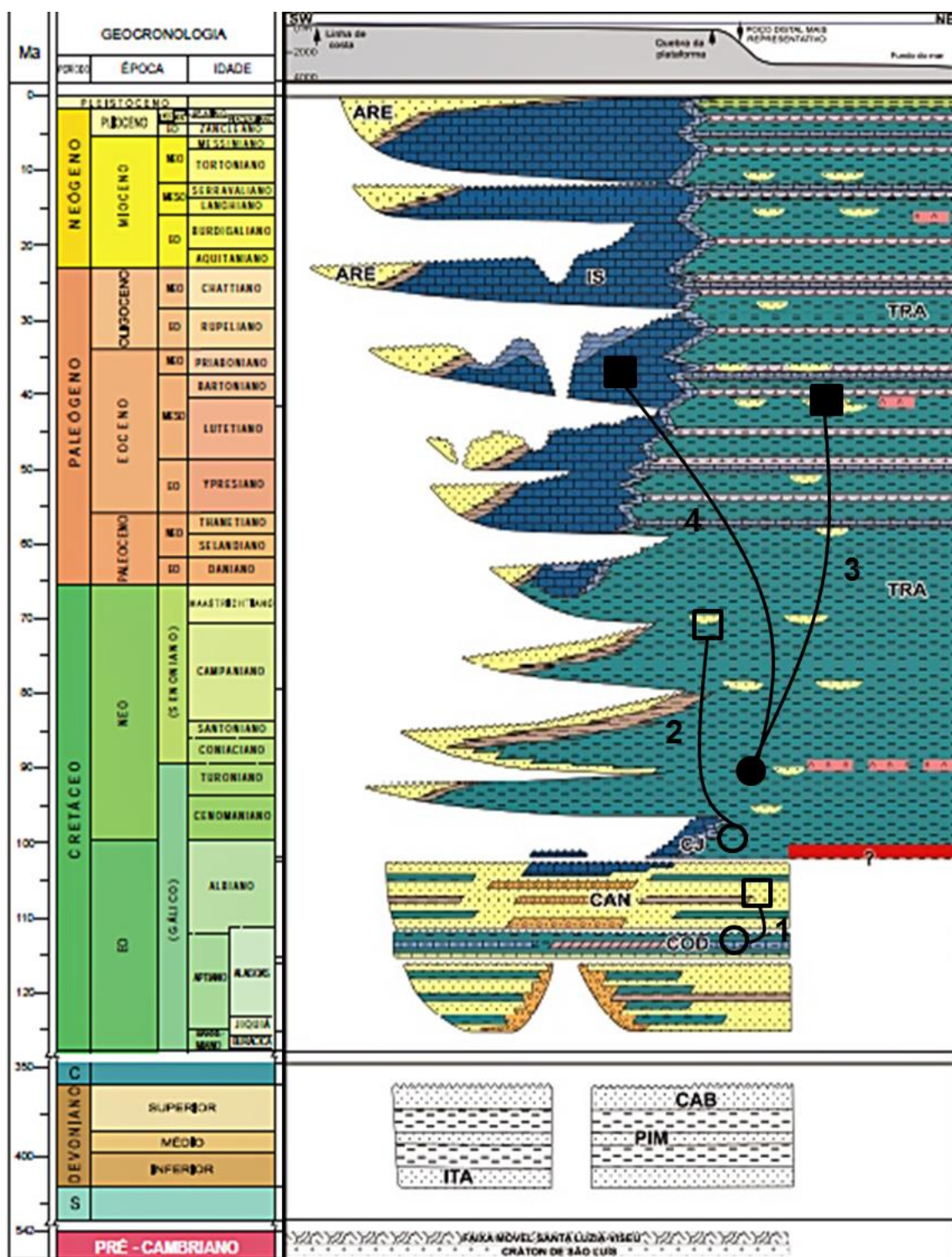
Outras geradoras comprovadas (figura 12) são os folhelhos da supersequência drifte da Fm. Travosas, do Turoniano. Análises geoquímicas revelaram COT de 0,5% a 1,7%, querogênio tipo II, com potencial gerador intermediário para óleo e gás (Fabianovicz, 2013). Estas geradoras são caracterizadas por folhelhos cinzentos de ambiente marinho batial a abissal (Soares *et al.*, 2007).

Há reservatórios especulativos (figura 12) nos arenitos flúvio-deltaicos do Gr. Canárias, do Albiano e reservatórios especulativos também nos arenitos turbidíticos da Fm. Travosas que compõe o sistema petrolífero Cajú-Travosas (?) (Fabianovicz, 2013). Há reservatórios comprovados (figura 12) nos arenitos turbidíticos distais (Paleógeno) e arenitos turbidíticos proximais (neocretáceos) da Fm. Travosas que compõe o sistema petrolífero Travosas-Travosas (!).

Outros reservatórios comprovados (figura 12) são os calcários fraturados, depósitos de *tálus* e turbiditos carbonáticos, correspondentes a Fm. Ilha de Santana, do Paleógeno, cuja porosidade varia de 5% a 12%. O óleo encontrado neste reservatório é de 40 a 44° API, considerado muito leve (Fabianovicz, 2013 e Duarte, 2007). Os reservatórios presentes na Fm. Ilha de Santana são compostos por uma grande variedade de biocalcarenitos e biocalcirruditos nas áreas de plataforma rasa, calcarenitos finos e calcilitos na plataforma externa e, eventualmente, turbiditos carbonáticos (Soares *et al.*, 2007).

A figura 12 mostra a carta estratigráfica da bacia do Pará-Maranhão com a marcação das geradoras comprovadas (círculo preenchido), geradoras não comprovadas (círculo não preenchido), reservatórios comprovados (quadrado preenchido) e reservatórios não comprovados (quadrado não preenchido) dos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Canárias (?), 2) Cajú-Travosas (?), 3) Travosas-Travosas (!) e 4) Travosas-Ilha de Santana (!).

Figura 12: Sistemas petrolíferos da bacia do Pará-Maranhão: sistemas petrolíferos: 1) Codó-Canárias (?), 2) Cajú-Travosas (?), 3) Travosas-Travosas (!) e 4) Travosas-Ilha de Santana (!).



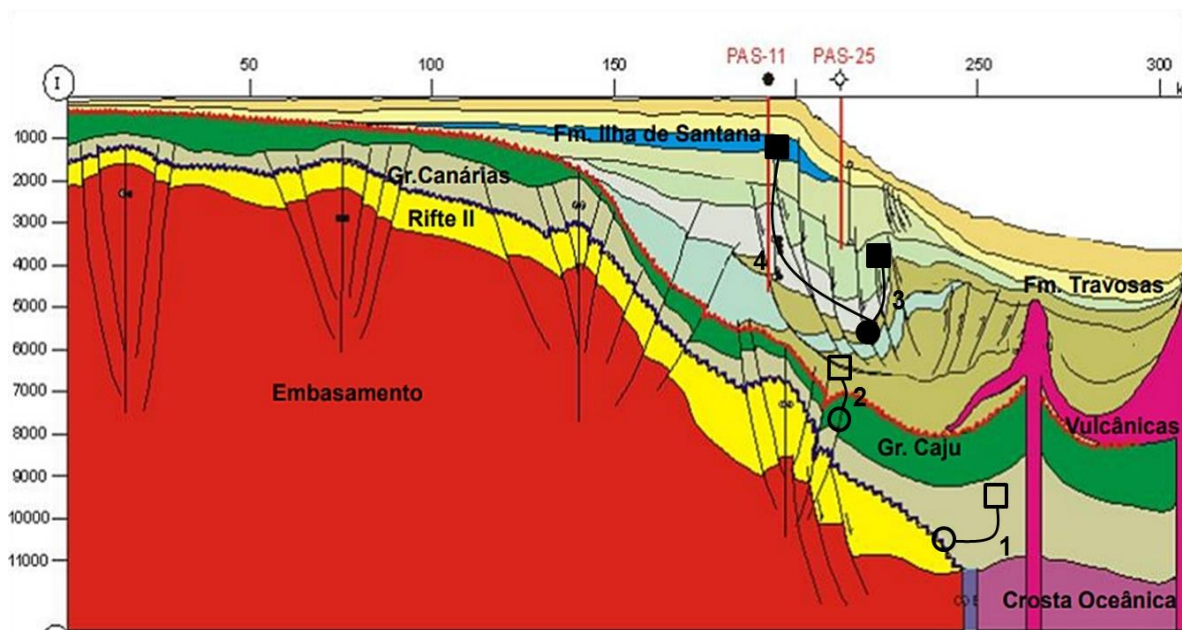
Modificada de Fabianovicz, 2013.

O preenchimento desta bacia é formado por duas sequências estratigráficas: de fase rifte, representada pelo Gr. Canárias, e de margem passiva, compostas pelo Gr. Caju e Gr. Humberto de Campos (Soares *et al.*, 2007). A bacia possui dois depocentros, um a leste, distensivo e alongado segundo NW-SE com dois sistemas de falhas normais, um de direção NW-SE e outro de direção NNW-SSE. O outro depocentro, a oeste, é denominado Gráben de Ilha de Santana, que também possui dois sistemas de falhas normais, um com direção E-W e outro com direção NNW-SSE.

Tais depocentros são separados pelo Alto estrutural do Gurupi (Igreja, 1992 *apud* Soares *et al.*, 2008). Portanto, a presença das trapas é proveniente de todo o contexto estrutural e estratigráfico supracitado. Nesta bacia as trapas são estratigráficas, estruturais e mistas, e a migração do hidrocarboneto ocorre através de falhas lítricas, falhas rifte e superfícies discordantes (Fabianovicz, 2013).

A figura 13 corresponde a uma seção geológica esquemática que mostra os sistemas petrolíferos atuantes na bacia do Pará-Maranhão, onde as geradoras comprovadas são os círculos preenchidos, as geradoras não comprovadas são os círculos não preenchidos, os reservatórios comprovados são os quadrados preenchidos e os reservatórios não comprovados são os quadrados não preenchidos, dos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Canárias (?), 2) Caju-Travosas (?), 3) Travosas-Travosas (!) e 4) Travosas-Ilha de Santana (!).

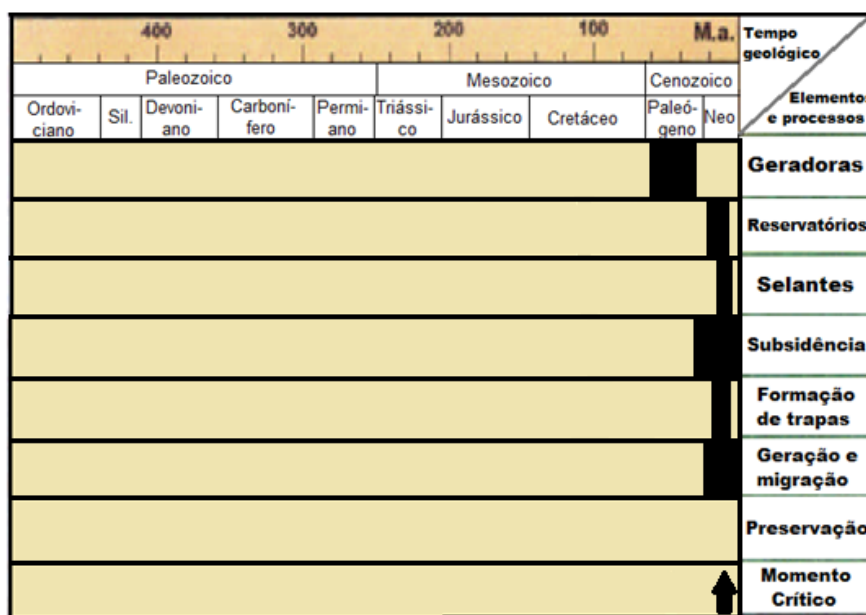
Figura 13: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Canárias (?), 2) Cajú-Travosas (?), 3) Travosas-Travosas (!) e 4) Travosas-Ilha de Santana (!).



Modificado de Fabianovicz, 2013.

De acordo com todo o contexto supracitado, torna-se possível unir os componentes do sistema petrolífero Travosas-Ilha de Santana (!) mostrando correlação temporal (figura 14).

Figura 14: Carta de eventos do sistema petrolífero Travosas-Ilha de Santana (!).



Modificado de Fabianovicz, 2013.

3.4. Bacia de Barreirinhas

3.4.1. Informações gerais

A Bacia de Barreirinhas (figura 15) localiza-se na Margem Equatorial Brasileira, ocupa aproximadamente 46.000 Km², predominantemente imersos. A Bacia de Barreirinhas é limitada a noroeste pela Bacia Pará-Maranhão e a sudeste pela Bacia do Ceará (Silva, 2011).

Figura 15: Localização da Bacia de Barreirinhas.



Modificado de http://ri.ogpar.com.br/images/img_set_06.gif

3.4.2. Sistemas petrolíferos

Os sistemas petrolíferos atuantes nesta bacia são: Codó-Bom Gosto (!), Codó-Tutóia (!) e Preguiças-Travosas (!) (Ferreira, 2013). Há geradoras comprovadas (figura 16) nos folhelhos lagunares da Fm. Codó, do Aptiano. Estudos geoquímicos revelaram COT de 3% a 24% (Ferreira, 2013). As geradoras da Fm. Codó são compostas por folhelhos lagunares de ambiente evaporítico anóxico (Trosdorf *et al.*, 2007). Outras geradoras comprovadas (figura 16) são os folhelhos

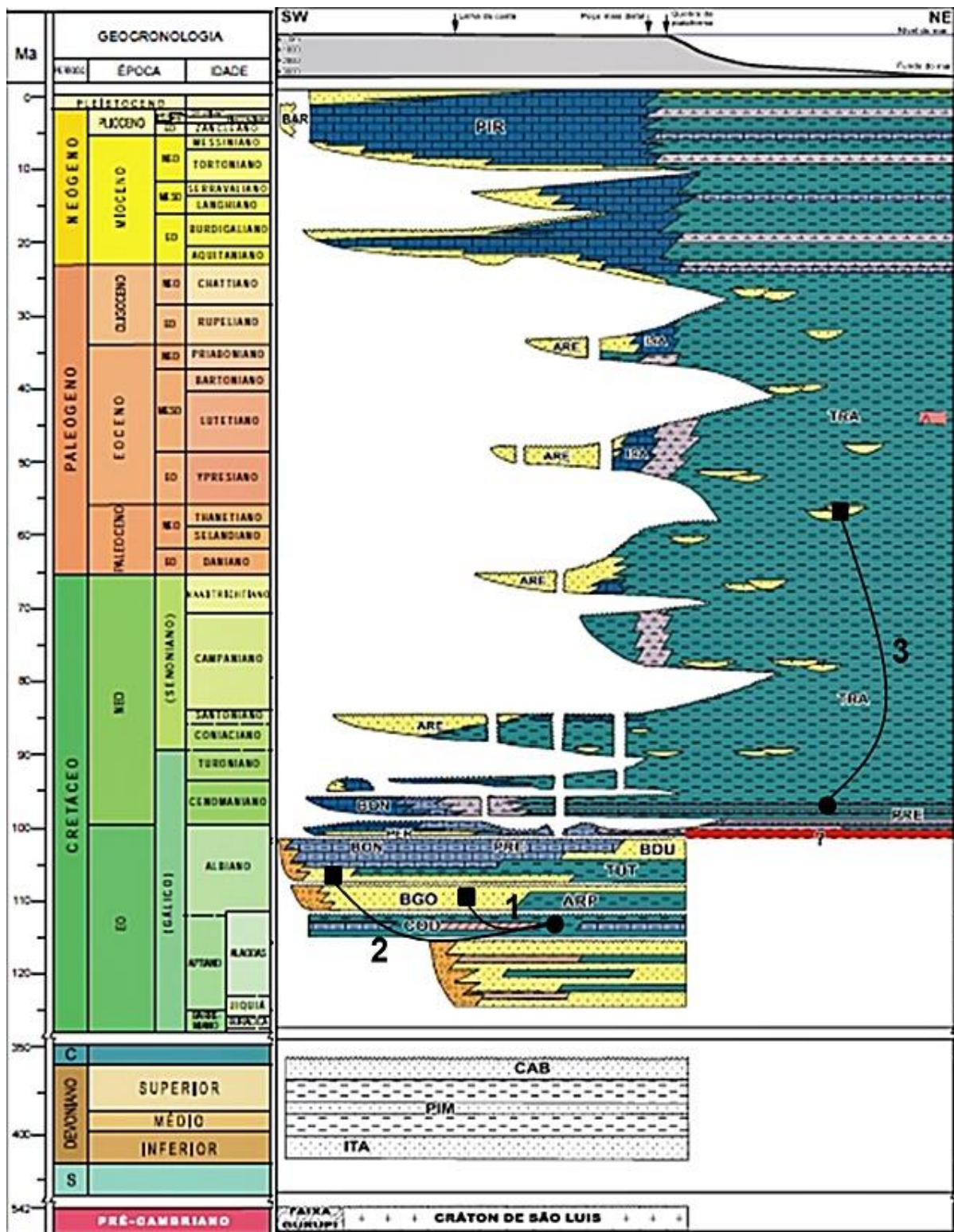
da Fm. Preguiças do Cenomaniano que apresentam COT de 4% a 6% (Ferreira, 2013). As geradoras da Fm. preguiças é composta por folhelhos depositados em ambiente nerítico de baixa energia (Feijó, 1994 *apud* Trosdorf *et al.*, 2007).

Há reservatórios comprovados (figura 16) nos arenitos da Fm. Bom Gosto, do Eoalbiano. Estes reservatórios apresentam porosidade de 20% a 30% (Ferreira, 2013). Os reservatórios da Fm. Bom Gosto são compostos por arenitos grossos cinzentos de ambiente marinho plataformar (Trosdorf *et al.*, 2007). Há reservatórios comprovados (figura 16) também nos arenitos da Fm. Tutóia, do Mesoalbiano, que apresentam porosidade de aproximadamente 20% a 30% (Ferreira, 2013). Os reservatórios da Fm. Tutóia são compostos por arenitos provenientes de ambiente marinho plataformar (Trosdorf *et al.*, 2007).

Outros reservatórios comprovados (figura 16) são os turbiditos da Fm. Travosas, que vai desde o Neocretáceo ao Paleógeno, apresentando porosidade aproximada de 20%. Os reservatórios da Fm. Travosas são compostos por arenitos turbidíticos provenientes de ambiente marinho plataformar a profundo (Trosdorf *et al.*, 2007).

A figura 16 é a carta estratigráfica da bacia de Barreirinhas onde os círculos preenchidos representam geradoras comprovadas, os quadrados preenchidos compreendem a reservatórios comprovados e a ligação entre eles corresponde aos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Bom Gosto (!), 2) Codó-Tutóia (!) e 3) Preguiças-Travosas (!).

Figura 16: Sistemas petrolíferos da bacia de Barreirinhas: 1) Codó-Bom Gosto (!), 2) Codó-Tutóia (!) e 3) Preguiças-Travosas (!).

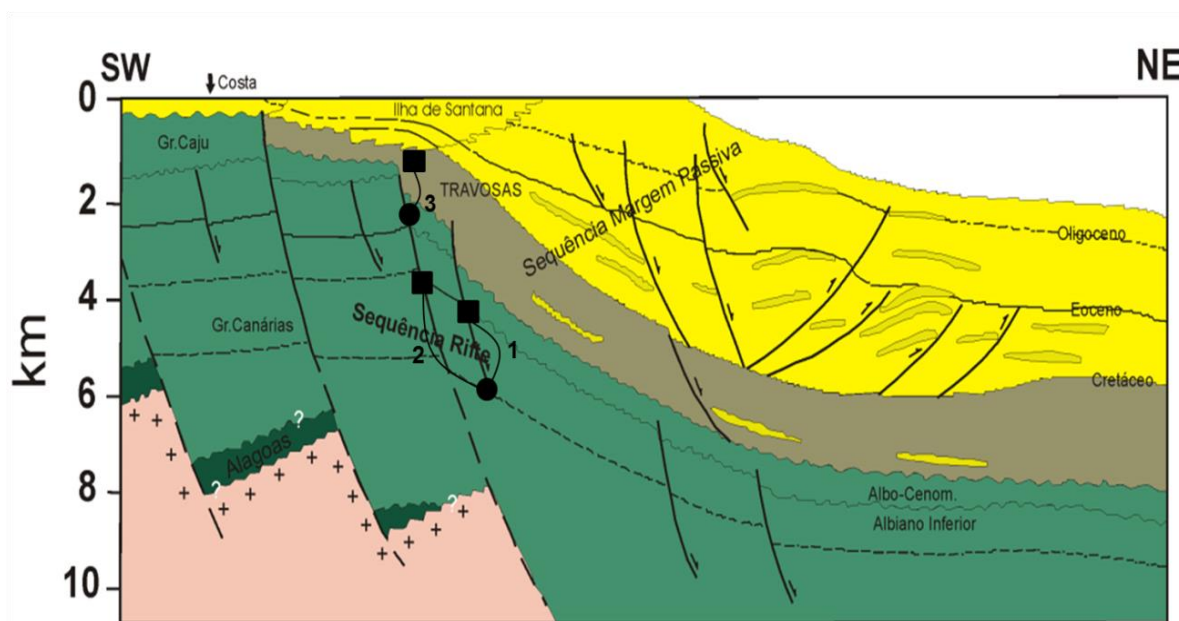


Modificada de Trosdorf *et al.*, 2007.

Os selos são, principalmente, os folhelhos intercalados presentes no Gr. Canárias e na Fm. travosas (Ferreira, 2013). A sequência rifte apresenta maior quantidade de falhas e fraturas em relação à sequências sobrejacentes. Isso pode estar associado ao mecanismo de abertura e evolução da margem divergente atlântica (Andrade, 2009). Estas mesmas falhas e fraturas são responsáveis pela formação de trapas estruturais, além da existência de trapas estratigráficas e mistas. A migração também se dá por meio destas falhas que são em maioria lístricas e através de superfícies discordantes (Ferreira, 2013).

A figura 17 corresponde a uma seção geológica esquemática, onde os círculos preenchidos são as geradoras comprovadas e os quadrados preenchidos são os reservatórios comprovados dos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Bom Gosto (!), 2) Codó-Tutóia (!) e 3) Preguiças-Travosas (!).

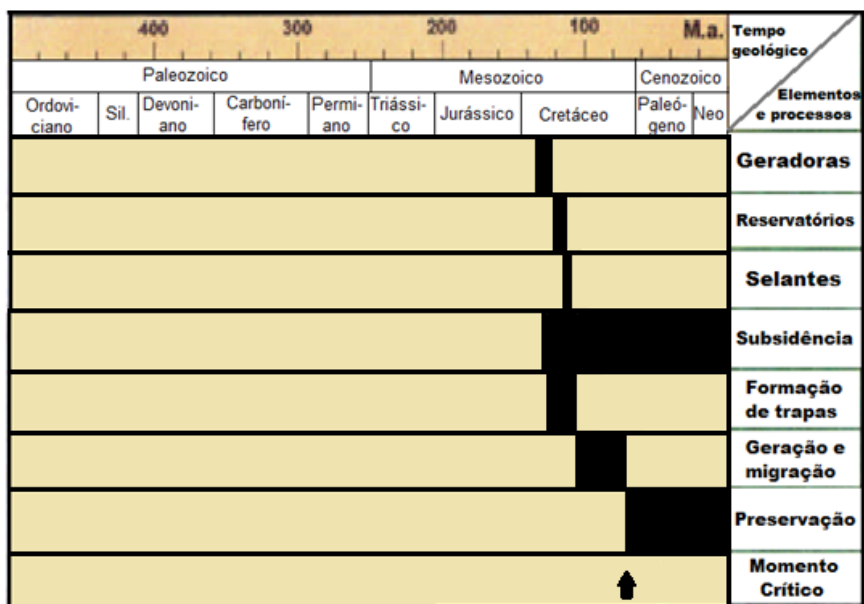
Figura 17: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1) Codó-Bom Gosto (!), 2) Codó-Tutóia (!) e 3) Preguiças-Travosas (!).



Modificada de Ferreira 2013.

De acordo com todo o contexto supracitado, torna-se possível unir os componentes do sistema petrolífero Codó-Tutóia (!) mostrando correlação temporal (figura 18).

Figura 18: Carta de eventos do sistema petrolífero Codó-Tutóia (!).



Modificada de Ferreira, 2013.

3.5. Bacia do Ceará

3.5.1. Informações gerais

A Bacia do Ceará (figura 19) é de Idade Eoaptiana e possui uma área aproximada de 61.155 Km², dos quais 49.753 Km² são offshore. A bacia do Ceará é limitada a oeste pela bacia de Barreirinhas e a leste pela bacia Potiguar (Haeser, 2013).

Figura 19: Localização da Bacia do Ceará.



Modificado de http://ri.ogpar.com.br/images/img_set_06.gif

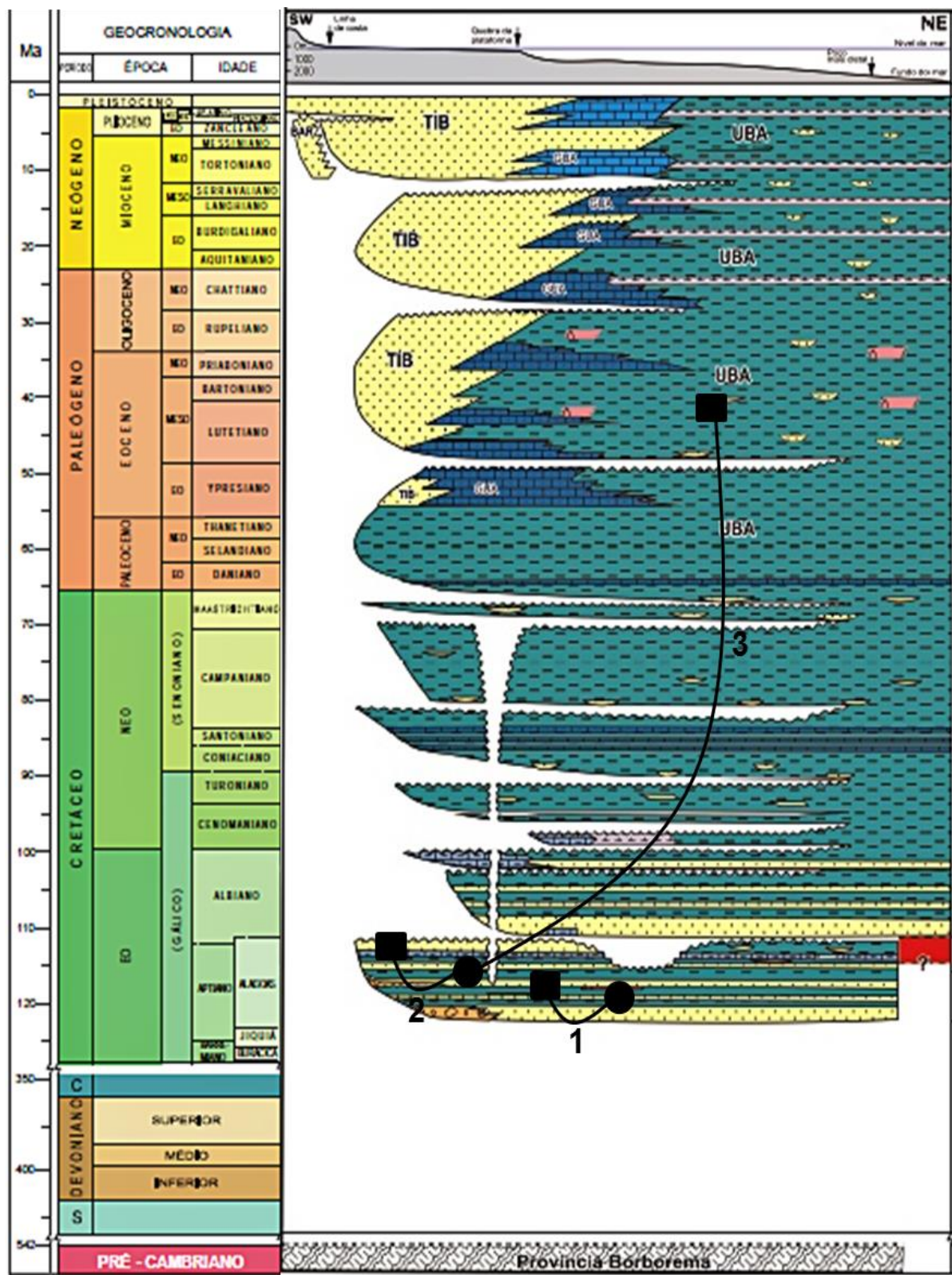
3.5.2. Sistemas petrolíferos

De acordo com a teoria de Costa *et al.*, 1990 e Pessoa Neto, 2004, que considera a Fm. Paracuru como principal geradora, os sistemas petrolíferos atuantes na Bacia do Ceará são: Mundaú-Mundaú (!), Paracuru-Paracuru (!) e Paracuru-Ubarana (!) (Haeser, 2013). Há geradoras comprovadas (figura 20) nos folhelhos da Fm. Mundaú do Aptiano que apresentam COT de 2% (Haeser, 2013). As geradoras da Fm. Mundaú são compostas por folhelhos lacustres (Bizzi *et al.*, 2003). Há também geradoras comprovadas (figura 20) nos folhelhos da Fm. Paracuru que vai do Neoaptiano ao Eoalbiano e apresentam COT que varia de 3% a 6% (Haeser, 2013). As geradoras da Fm. Paracuru são compostas por folhelhos cinza intensamente bioturbados de ambiente flúvio-deltaico e marinho restrito (Condé *et al.*, 2007).

Os reservatórios comprovados (figura 20) correspondem aos arenitos flúvio-deltaicos da Fm. Mundaú, do Aptiano. A porosidade deste reservatório é de aproximadamente 20% (Haeser, 2013). Outros reservatórios comprovados (figura 20) são os arenitos flúvio-deltaicos e calcários da Fm. Paracuru, do Neoaptiano ao Eoalbiano, possuindo porosidade aproximada de 20% (Haeser, 2013). Há reservatórios comprovados (figura 20) também nos arenitos turbidíticos da Fm. Ubarana, do Cretáceo Superior ao Paleógeno. A porosidade deste reservatório é de aproximadamente 20% (Haeser, 2013). Os reservatórios da Fm. Ubarana são compostos por arenitos provenientes de ambiente marinho batial a abissal (Bizzi *et al.*, 2003).

A figura 20 corresponde à carta estratigráfica da Bacia do Ceará onde os círculos preenchidos correspondem a geradoras comprovadas e os quadrados preenchidos correspondem aos reservatórios comprovados, os sistemas petrolíferos mostrados são: 1) Mundaú-Mundaú (!), 2) Paracuru-Paracuru (!) e 3) Paracuru-Ubarana (!).

Figura 20: Sistemas petrolíferos da bacia do Ceará: 1) Mundaú-Mundaú (!), 2) Paracuru-Paracuru (!) e 3) Paracuru-Ubarana (!).



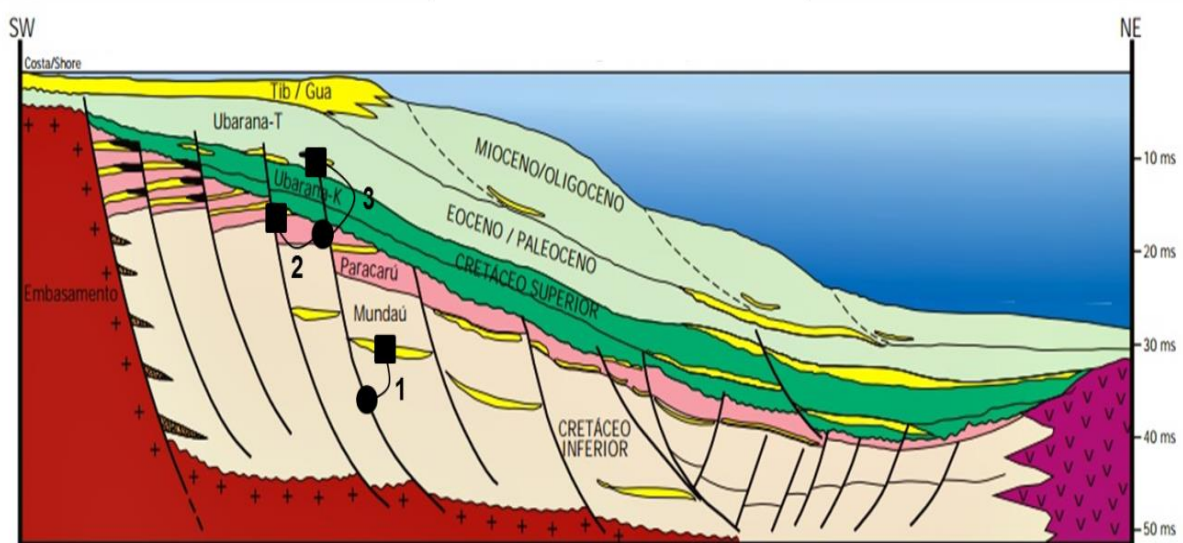
Modificada de Condé *et al.*, 2007.

Os selos são representados pelos folhelhos presentes nas Formações Mundaú, Paracuru e Ubarana, além de falhas selantes (Haeser, 2013). Os falhamentos possuem direção NW-SE, predominantemente, com blocos basculados e escalonados por falhas sintéticas de mesma direção. Há também traços estruturais alinhados na direção E-W e NE-SW, associados à tectônica transcorrente dextral, o que gerou estruturas como falhas de cavalgamento, falhas reversas, falhas normais e oblíquas e estruturas em flor positiva e negativa (Coutinho, 2014).

Todo esse contexto tectônico tornou possível o desenvolvimento de trapas estruturais. Há também trapas estratigráficas, como por exemplo, os arenitos turbidíticos selados por folhelhos da Fm. Ubarana, além da existência das trapas mistas (figura 21). A migração ocorre através de falhas e contato direto entre geradora e reservatório (Haeser, 2013).

A figura 21 é uma seção geológica esquemática da Bacia do Ceará, onde os círculos preenchidos correspondem a geradoras comprovadas e os quadrados preenchidos correspondem aos reservatórios comprovados. Os sistemas petrolíferos mostrados são: 1) Mundaú-Mundaú (!), 2) Paracuru-Paracuru (!) e 3) Paracuru-Ubarana (!).

Figura 21: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1) Mundaú-Mundaú (!), 2) Paracuru-Paracuru (!) e 3) Paracuru-Ubarana (!).



Modificada de ANP, 2001.

3.6. Bacia Potiguar

3.6.1. Informações Gerais

A Bacia Potiguar está situada no extremo nordeste brasileiro, quase totalmente no Estado do Rio Grande do Norte (figura 22) com uma pequena porção mais ocidental no Estado do Ceará. Possui aproximadamente 94.043 Km², sendo 31.354 Km² de área emersa e 62.690 Km² de área submersa. É limitada pelo Alto de Fortaleza a oeste e pelo Alto de Touros a leste, com profundidades de até 3.000 m. É uma bacia proveniente de um rifte Neocomiano (130-145 Ma) coberta por sedimentos cretáceos e terciários (Barbosa, 2013).

Figura 22: Localização da Bacia Potiguar.



Modificado de http://ri.ogpar.com.br/images/img_set_06.gif

3.6.2. Sistemas Petrolíferos

Os sistemas petrolíferos atuantes na Bacia Potiguar são Pendência-Pendência (!), Pendência-Alagamar (!) e Alagamar-Açu (!) (Morelato e Fabianovicz, 2015). As primeiras geradoras (figura 23) comprovadas são os folhelhos lacustres da

Fm. Pendência (Neocomiano). Análises geoquímicas revelaram COT de 2% a 4%, MO (matéria orgânica) predominante do tipo I e II, potencial de geração de hidrocarbonetos (S2) de até 35 mg HC/g de rocha, IH de 100 a 700 mg HC/g (Trindade *et al.*, 1992 *apud* Morelatto e Fabianovicz, 2015).

A integração de dados geoquímicos e geotérmicos indica que a Fm. Pendência se tornou matura a partir do Santoniano (Morelatto e Fabianovicz, 2015) e foi submetida a condições de temperatura bastante elevadas, tornando-a potencial geradora de petróleo (Insight, 2005 *apud* Morelatto e Fabianovicz, 2015). As geradoras da Fm. Pendência são constituídas por folhelhos negros ricos em matéria orgânica depositados em ambiente lacustre de água doce, flúvio-deltaico e fan-deltaico (Pessoa *et al.*, 2007).

Outras geradoras (figura 23) comprovadas da Bacia Potiguar são os folhelhos e margas da Fm. Alagamar, de idade Aptiana. Análises geoquímicas revelaram COT de até 6%, potencial de geração de hidrocarbonetos (S2) de 35 mg HC/g a 40 mg HC/g de rocha e MO (matéria orgânica) predominante do tipo I e II (Morelatto e Fabianovicz, 2015). As geradoras da Fm. Alagamar são compostas por folhelhos lacustres cinza escuros a negros provenientes de ambiente flúvio-deltaico e marinho restrito (Pessoa *et al.*, 2007).

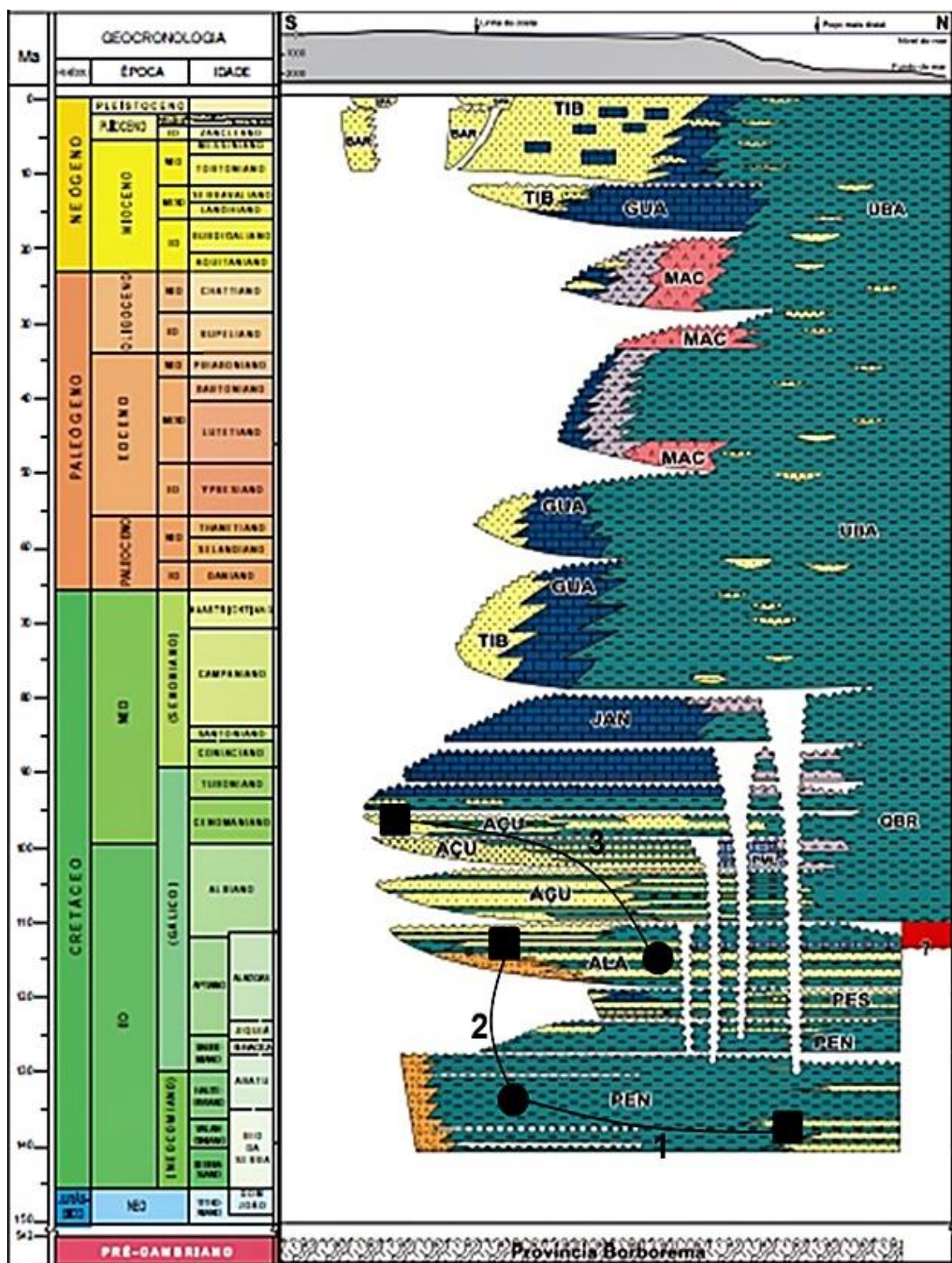
Os hidrocarbonetos gerados pela Fm. Alagamar apresentam diferentes graus de evolução térmica, indicando que foram originados a partir de rochas geradoras com diferentes graus de maturação. Estudos geoquímicos demonstram que as unidades geradoras da Fm. Alagamar encontram-se imaturas na parte terrestre da bacia. No entanto, na porção marinha, esta formação apresenta alta evolução geotérmica tendo atingido o pico de maturação no Mioceno (Neto *et al.*, 1990 e Souto *et al.*, 2000 *apud* Morelatto e Fabianovicz, 2015).

Os reservatórios comprovados (figura 23) correspondem aos arenitos flúvio-deltaicos da Fm. Pendência (Neocomiano). Estes arenitos apresentam porosidades de aproximadamente 18% a 24% e óleo com densidades de 31 a 36° API (óleo leve e de boa qualidade) (Barbosa, 2013). Há também reservatórios comprovados (figura 23) correspondentes aos arenitos deltaicos da Fm. Alagamar (Aptiano/Albiano). Estes arenitos possuem porosidade de aproximadamente 12% e óleo de 16 a 34°

API (qualidade do óleo varia de pesado a leve) (Barbosa, 2013). Outros reservatórios comprovados (figura 23) são os arenitos flúvio-eólicos da Fm. Açú (Albiano-Cenomaniano). Estes arenitos possuem porosidade de 19% a 30% e óleo com 14 a 34° API (qualidade do óleo varia de pesado a leve) (Barbosa, 2013).

A figura 23 corresponde à carta estratigráfica da Bacia Potiguar mostrando a localização das geradoras (círculos) e reservatórios (quadrados) comprovados dos seguintes sistemas petrolíferos 1: Pendência-Pendência (!), 2: Pendência-Alagamar (!), 3: Alagamar-Açú (!).

Figura 23: Sistemas petrolíferos da bacia Potiguar: 1: Pendência-Pendência (!), 2: Pendência-Alagamar (!), 3: Alagamar-Açu (!).



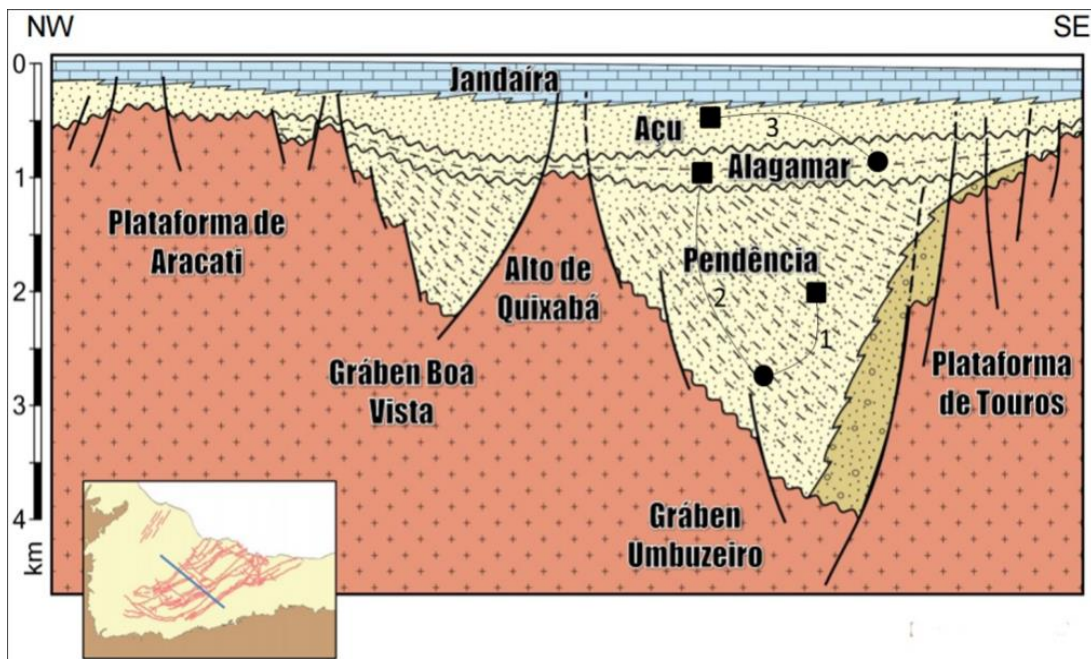
Modificada de Morelato e Fabianovicz, 2015.

Na Fm. Pendência o selo é constituído por folhelhos e por movimentações em planos de falhas que justapõem rochas reservatório com folhelhos de blocos baixos ou de sequência superior. Já nas Formações Açu e Alagamar são proporcionados por níveis pelíticos intercalados (Morelato e Fabianovicz, 2015).

Na Bacia Potiguar há a presença de falhas normais que desenvolveram grábens com orientação geral SW-NE e falhas transcorrentes E-W que afetaram a bacia durante o Barremiano-Eoaptiano (Milani *et al.*, 2000). Neste contexto tectônico, foi possível o desenvolvimento de trapas estruturais associadas a blocos falhados e as zonas de transferência. Há também a presença de trapas estratigráficas, que ocorrem na forma de corpos arenosos turbidíticos envolvidos por folhelhos lacustres, trapas mistas e paleogeomórficas. As migrações ocorrem através de planos de falhas ou pelo contato direto entre gerador e reservatório (Morelato e Fabianovicz, 2015).

A figura 24 corresponde a uma seção geológica esquemática da Bacia Potiguar mostrando as formações e localização estimada das rochas geradoras (círculo preenchido) e reservatório (quadrado preenchido) dos sistemas petrolíferos: 1- Pendência-Pendência (!), 2- Pendência-Alagamar (!), 3- Alagamar-Açu (!).

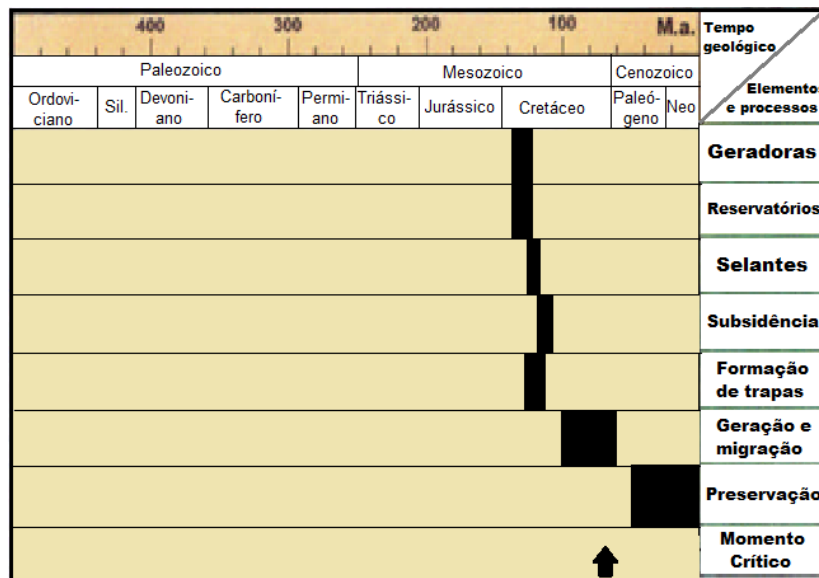
Figura 24: Seção geológica e seus respectivos sistemas petrolíferos: 1- Pendência-Pendência (!), 2- Pendência-Alagamar (!), 3- Alagamar-Açu (!).



Modificada de Morelato e Fabianovicz, 2015.

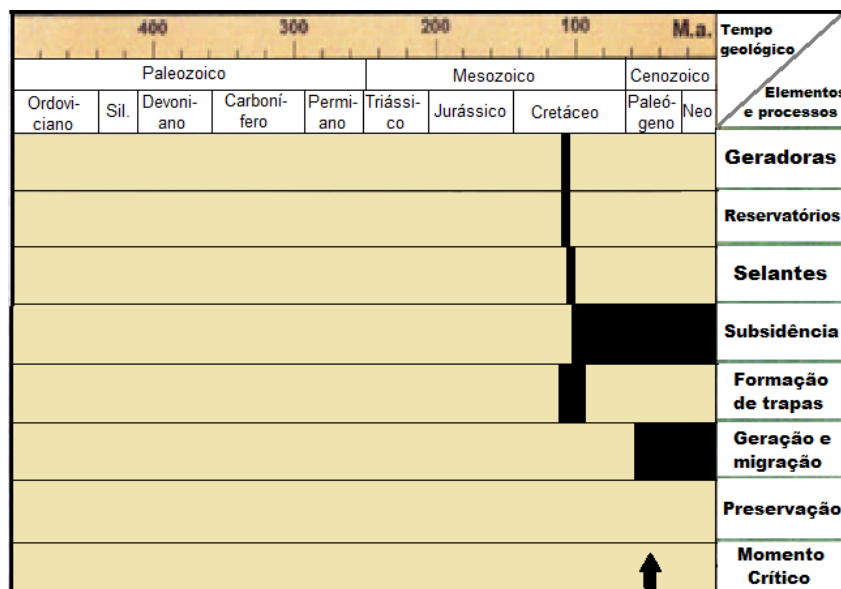
De acordo com todo o contexto supracitado, torna-se possível unir os componentes dos sistemas petrolíferos Pendência-Pendência (!) e Alagamar-Açu (!), respectivamente, mostrando uma correlação temporal, como é possível ser observado nas figuras 25 e 26.

Figura 25: Carta de eventos do sistema petrolífero Pendência-Pendência (!).



Modificada de ANP, 2003.

Figura 26: Carta de eventos do sistema petrolífero Alagamar- Açu (!).



Modificada de ANP, 2003.

4. MATERIAIS E MÉTODOS

O projeto foi desenvolvido a partir de um processo de levantamento bibliográfico, disponível através de teses, relatórios, dissertações, boletins de geociências e no sítio da ANP, correspondente às rodadas de licitações. Foi feita uma pesquisa bibliográfica e correlação entre as mesmas para a obtenção de informações consistentes a respeito da distribuição temporal de todos os sistemas petrolíferos, correspondentes a cada uma das bacias estudadas, além da composição litológica, ambiente das formações, fases tectônicas, eventos oceânicos anóxicos e geoquímica destes sistemas petrolíferos.

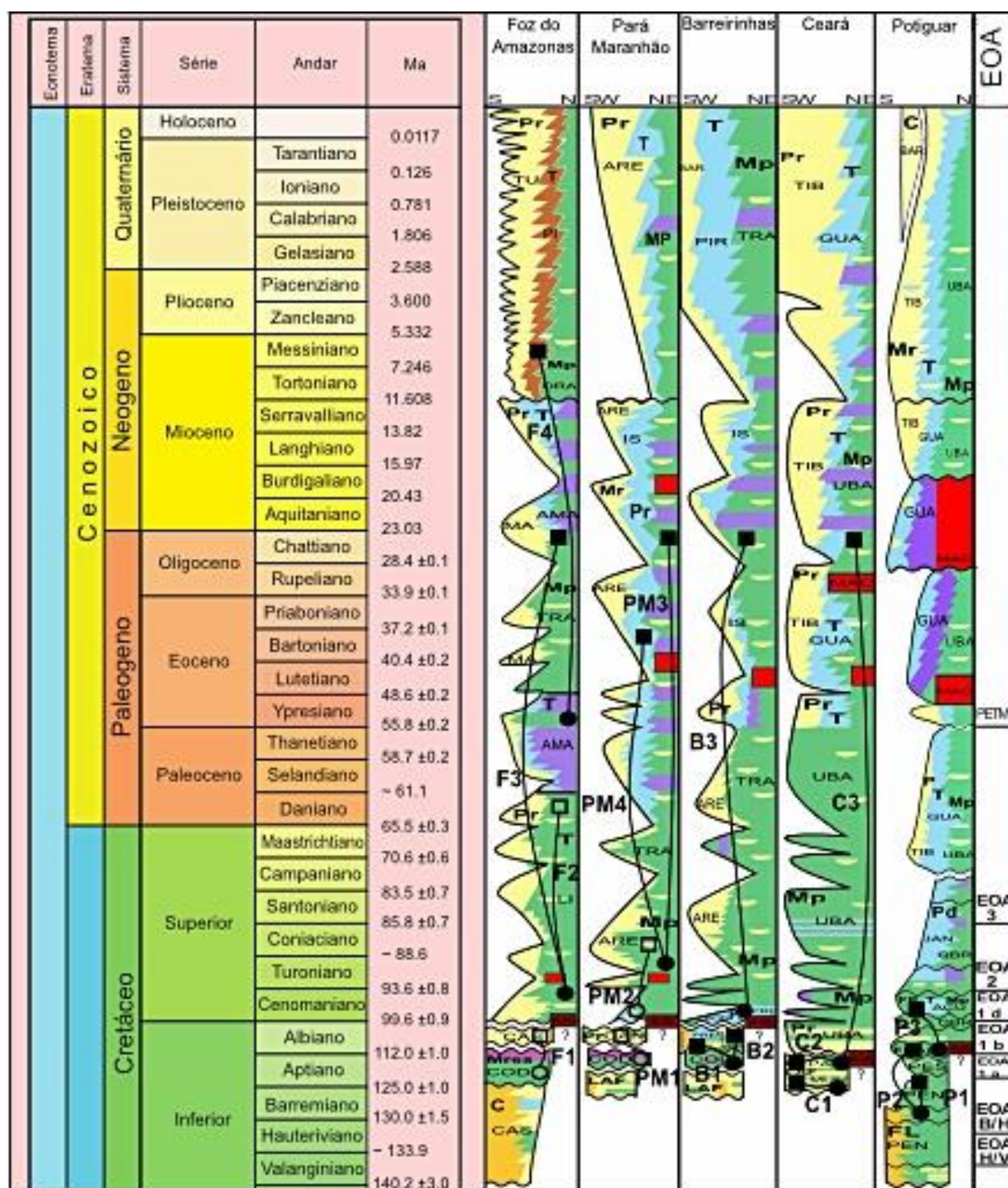
Posteriormente, foram feitas correlações cronoestratigráficas, litoestratigráficas, dos ambientes deposicionais, fases tectônicas, eventos oceânicos anóxicos (EOA) e geoquímica (COT, tipos de querogênio e porosidade), de todas as formações que contém petróleo (comprovado ou não). Para isso, foi utilizado o software Inkscape (software livre), usado na confecção de figuras utilizadas na correlação dos sistemas petrolíferos, além do software Excel, na confecção de tabelas e gráficos.

5. RESULTADOS

5.1. CORRELAÇÃO DE EVENTOS DOS SISTEMAS PETROLÍFEROS

A cronocorrelação consiste na comparação temporal de duas ou mais unidades estratigráficas. Tem como finalidade estabelecer a correspondência de duas superfícies isócronas e o reconhecimento da sua posição cronoestratigráfica. A litocorrelação ou correlação litológica tem como objetivo mostrar a correspondência do caráter litológico e da posição litoestratigráfica. Para realizar esta correlação é feita a comparação das unidades litoestratigráficas presentes em cada uma das seções estratigráficas e dos níveis específicos de litologias dentro das mesmas (Silva, 2008). É possível correlacionar não só os andares (tempo) e as litologias, mas também fases tectônicas, ambientes deposicionais, eventos oceânicos anóxicos e dados geoquímicos (COT, tipos de querogênio e porosidade) destas formações preenchidas por rochas geradoras e/ou reservatórios.

Figura 27: Correlação dos sistemas petrolíferos da Margem Equatorial Brasileira em relação a idades, ambientes deposicionais, composição litológica e eventos oceânicos anóxicos (EOA).



Modificada de Freire, *et al.*, 2012

Legenda:

- Rochas Sedimentares**
- Anidrita, gipsita, sal
 - Arenitos
 - Carbonatos, margas
 - Conglomerados
 - Folhelhos
 - Siltitos

Ambientes deposicionais: C – Continental, Mres – Marinho restrito, Pr – Plataforma rasa, T – Talude, Mp – Marinho profundo, Mr – Marinho raso, L – Lacustre, A – Aluvial, F – Fluvial, C – Continental, Pd – Plataforma distal.

- Geradoras não comprovadas
- Geradoras comprovadas
- Reservatórios não comprovados
- Reservatórios comprovados
- Sistemas Petrolíferos

- Sistemas Petrolíferos:**
- F1: Codó-Cassiporé (?)
 - F2: Limoeiro-Limoeiro (?)
 - F3: Limoeiro-Amapá (!)
 - F4: Travosas-Pirarucu (!)
 - PM1: Codó-Canárias (?)
 - PM2: Cajú-Travosas (?)
 - PM3: Travosas-Travosas (!)
 - PM4: Travosas-Ilha de Santana (!)
 - B1: Codó-Bom Gosto (!)
 - B2: Codó-Tutóia (!)
 - B3: Preguiças-Travosas (!)
 - C1: Mundaú-Mundaú (!)
 - C2: Paracuru-Paracuru (!)
 - C3: Paracuru-Ubarana (!)
 - P1: Pendência-Pendência (!)
 - P2: Pendência-Alagamar (!)
 - P3: Alagamar-Açu (!)

- Formação ou Grupo:**
- COD: Codó
 - CAS: Cassiporé
 - LI: Limoeiro
 - AMA: Amapá
 - TRA: Travosas
 - MA: Marajó
 - TU: Tucunaré
 - PI: Pirarucu
 - ORA: Orange
 - CAN: Canárias
 - CJ: Cajú
 - ARE: Areinhas
 - IS: Ilha de Santana
 - ARP: Arpoador
 - BGO: Bom Gosto
 - TUT: Tutóia
 - BON: Bonfim
 - BDU: Barro Duro
 - PRE: Preguiças
 - PIR: Pirabas
 - BAR: Barreiras
 - MUN: Mundaú
 - PAR: Paracuru
 - UBA: Ubarana
 - TIB: Tibau
 - GUA: Guamaré
 - PEN: Pendência
 - PES: Pescada
 - ALA: Alagamar
 - QBR: Quebradas
 - AÇU: Açu
 - JAN: Jandaira

5.1.1. Correlação entre o Barremiano e Albiano

É possível observar na figura 27 que todos os sistemas petrolíferos atuantes em cada uma das bacias da Margem Equatorial Brasileira, possuem uma grande semelhança temporal entre si. Há geradoras e reservatórios comprovados ou especulativos em todas as bacias desta margem quando se trata dos andares Barremiano, Aptiano e Albiano, o que corresponde a aproximadamente 130 Ma a 99,6 Ma atrás.

5.1.1.1. Geradoras

A Fm. Codó, que ocorre nas bacias Foz do Amazonas, Pará Maranhão e Barreirinhas, é geradora especulativa na bacia da Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão, e geradora comprovada na bacia de Barreirinhas. Em todas as bacias em que a Fm. Codó está presente, o andar é o Aptiano e o ambiente deposicional é o marinho evaporítico anóxico, onde foram depositados principalmente folhelhos e calcilitos, o que torna possível a ocorrência de geradoras. Um dos fatores responsáveis por esta correlação é a fase tectônica característica da Fm. Codó. A mesma é interpretada como um depósito que indica a interrupção no processo de rifteamento, podendo ser considerada uma bacia do tipo Sag.

É possível perceber também uma correlação entre as geradoras da Fm. Mundaú da Bacia do Ceará e da Fm. Pendência da Bacia Potiguar. Ambas ocorrem em andares relativamente próximos, sendo a Fm. Mundaú do início do Aptiano e a Fm. Pendência do Neocomiano ao início do Aptiano. O ambiente deposicional de ambas as formações é flúvio-lacustre e as litologias são as mesmas, correspondendo a arenitos e folhelhos, tornando possível, entre outros fatores, a geração de petróleo. E por fim, a mesma fase tectônica é atribuída às formações supracitadas, a fase rifte.

Há correlação entre as geradoras da Fm. Paracuru da Bacia do Ceará e da Fm. Alagamar da Bacia Potiguar. As duas formações ocorrem no Aptiano/Albiano, o ambiente deposicional em ambas as formações é flúvio-deltaico e marinho restrito, e possuem uma composição litológica muito parecida. A Fm. Paracuru é composta por arenitos, folhelhos e carbonatos, e a Fm. Alagamar é composta por folhelhos,

margas e arenitos, sendo assim, possível a geração de petróleo. E a fase tectônica é pós-rifte em ambas as formações.

5.1.1.2. Reservatórios

Há relação entre os reservatórios não comprovados da Fm. Cassiporé da Bacia Foz do Amazonas, do Gr. Canárias, pertencente à Bacia do Pará-Maranhão e dos reservatórios comprovados da Fm. Bom Gosto e Fm. Tutóia, da Bacia de Barreirinhas. Todos estes reservatórios foram formados no andar Albiano e possuem ambientes deposicionais e litologias iguais ou bastante parecidos. O ambiente deposicional da Fm. Cassiporé grada de deltaico lacustre-fluvial-aluvial para marinho plataformal e a litologia corresponde a folhelhos e arenitos. O ambiente deposicional do Gr. Canárias, é correspondente a leques deltaicos de ambiente marinho plataformal e a composição litológica é de arenitos, siltitos e folhelhos, na Fm. Bom Gosto, o ambiente deposicional é marinho plataformal e a composição geológica é de arenitos e na Fm. Tutóia o ambiente deposicional é marinho plataformal e a composição geológica é de folhelhos e arenitos, favorecendo a existência de reservatórios. Além do mais, todas foram formadas na fase tectônica rifte.

É possível correlacionar também os reservatórios comprovados da Fm. Mundaú da Bacia do Ceará e da Fm. Pendência da Bacia Potiguar. Os andares a que elas pertencem são bem próximos, estão entre o Barremiano e o Aptiano, além de possuírem o mesmo ambiente deposicional e praticamente a mesma litologia. Ambas as formações são de ambiente flúvio-deltaicos e lacustres e a composição litológica corresponde a folhelhos e arenitos, favorecendo assim, a ocorrência de reservatórios. Além disso, a fase tectônica é rifte em ambas as formações supracitadas.

Também são correlacionáveis os reservatórios presentes na Fm. Paracuru da Bacia do Ceará e Fm. Alagamar da Bacia Potiguar. As formações pertencem aos mesmos andares, Aptiano/Albiano e possuem os mesmos ambientes deposicionais e litologias parecidas. Ambas as formações são de ambiente flúvio-deltaico e marinho restrito, a Fm. Paracuru é composta por arenitos, folhelhos e carbonatos, enquanto a Fm. Alagamar é composta por folhelhos, margas e arenitos. A fase tectônica atuante em ambas as formações é pós-rifte.

A Tabela 1 resume as principais características dos sistemas petrolíferos que compõem as Bacias da Margem Equatorial Brasileira, durante o Barremiano e Albiano.

Tabela 1: Tempo de formação, ambiente de formação, composição litológica e fase tectônica das formações onde ocorrem geradoras ou reservatórios.

Geradoras					
Formação	Andar	Ambiente de formação	Composição litológica	Fase tectônica	Bacias de ocorrência
Codó	Aptiano	Marinho evaporítico anóxico	Folhelhos e calcilitos	Rifte	Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas
Mundaú	Aptiano	Flúvio-lacustre	Arenitos e folhelhos	Rifte	Ceará
Pendência	Neocomiano-Aptiano	Flúvio-lacustre	Arenitos e folhelhos	Rifte	Potiguar
Paracuru	Aptiano-Albiano	Flúvio-deltaico e marinho restrito	Arenitos, folhelhos e carbonatos	Pós-rifte	Ceará
Alagamar	Aptiano-Albiano	Flúvio-deltaico e marinho restrito	Folhelhos, margas e arenitos	Pós-rifte	Potiguar
Reservatórios					
Formação	Andar	Ambiente de formação	Composição litológica	Fase tectônica	Bacias de ocorrência
Cassiporé	Albiano	Lacustre-fluvial-aluvial/Marinho plataformal	Folhelhos e arenitos	Rifte	Foz do Amazonas
Gr. Canárias	Albiano	Leques deltaicos de ambiente marinho plataformal	Arenitos, siltitos e folhelhos	Rifte	Pará-Maranhão
Bom gosto	Albiano	Marinho plataformal	Arenitos	Rifte	Barreirinhas
Tutóia	Albiano	Marinho Plataformal	Folhelhos e arenitos	Rifte	Barreirinhas
Mundaú	Barremiano-Aptiano	Flúvio-deltaico e lacustre	Folhelhos e arenitos	Rifte	Ceará
Pendência	Barremiano-Aptiano	Flúvio-deltaico e lacustre	Folhelhos e arenitos	Rifte	Potiguar
Paracuru	Aptiano-Albiano	Flúvio-deltaico e marinho restrito	Arenitos, folhelhos e carbonatos	Pós-rifte	Ceará
Alagamar	Aptiano-Albiano	Flúvio-deltaico e marinho restrito	Folhelhos, margas e arenitos	Pós-rifte	Potiguar

5.1.2. Correlação entre o Cenomaniano (Cretáceo) e o Messiniano (Neógeno)

Há geradoras e reservatórios comprovados ou especulativos em todas as bacias da margem equatorial quando se trata do Cenomaniano (Cretáceo Superior) ao Messiniano (Mioceno), o que corresponde aproximadamente a 99,6 Ma a 5,334 Ma atrás.

5.1.2.1. Geradoras

É possível correlacionar as geradoras comprovadas presentes na Fm. Limoeiro, da Bacia Foz do Amazonas, na Fm. Travosas, da Bacia da Foz do Amazonas e na Fm. Travosas da Bacia do Pará-Maranhão. As geradoras das Formações Limoeiro e Travosas (Bacia do Pará-Maranhão) ocorrem no Turoniano, enquanto as geradoras da Fm. Travosas (Foz do Amazonas) ocorrem no Eoceno Inferior. Todas estas formações possuem ambientes deposicionais e litologias iguais ou bem próximas. Na Fm. Limoeiro, o ambiente deposicional é marinho nerítico a batial e a composição litológica é dada, predominantemente, por folhelhos e siltitos, havendo também a presença de arenitos, enquanto a Fm. Travosas nas bacias Foz do Amazonas e do Pará-Maranhão foi formada em ambiente marinho batial a abissal e são litologicamente compostas por folhelhos e arenitos turbidíticos. Além disso, as três formações supracitadas, são de fase tectônica drifte.

Também é possível correlacionar o Gr. Cajú da Bacia do Pará-Maranhão com a Fm. Preguiças da bacia de Barreirinhas. Ambas ocorrem, essencialmente, no Cenomaniano e possuem ambientes deposicionais e composição litológica, iguais ou muito próximas. Ambos foram formados em ambiente marinho raso e a composição litológica do Gr. Cajú é dada por calcarenitos, calcilutitos, margas, folhelhos e clásticos, enquanto a Fm. Preguiças é composta por calcilutitos, margas e folhelhos. Uma diferença entre o Grupo e a formação, é a fase tectônica, já que o Gr. Cajú é de fase drifte e a Fm. Preguiças é de fase transpressiva e transtensiva.

5.1.2.2. Reservatórios

É possível correlacionar os reservatórios não comprovados na Fm. Limoeiro, da bacia Foz do Amazonas, junto aos reservatórios comprovados da Fm. Travosas e Amapá, também da bacia Foz do Amazonas, os reservatórios da Fm. Travosas, da bacia do Pará-Maranhão, os reservatórios da Fm. Travosas, da bacia de Barreirinhas e a os reservatórios da Fm. Ubarana, da bacia do Ceará. Todos esses reservatórios ocorrem em andares iguais ou bem próximos, que vão desde o Albiano, no Cretáceo Inferior, até aproximadamente o Chattiano, no fim do

Paleógeno. Além disso, os ambientes deposicionais e a composição litológica são iguais ou bastante semelhantes em todas essas formações.

O ambiente deposicional da Fm. Limoeiro, da Bacia da Foz do Amazonas, corresponde a marinho nerítico a batial, e sua composição litológica é de folhelhos, siltitos e arenitos turbidíticos. A Fm. Amapá e Travosas, também da Bacia da Foz do Amazonas, correspondem a ambientes marinho raso e marinho abissal, respectivamente, e a composição litológica é de carbonatos na Fm. Amapá, folhelhos e arenitos turbidíticos na Fm. Travosas. A Fm. Travosas da Bacia do Pará-Maranhão foi formada em ambiente marinho batial a abissal e a Fm. Travosas da Bacia de Barreirinhas foi depositada em ambiente marinho nerítico a abissal. Ambas as formações são compostas litologicamente por folhelhos e arenitos turbidíticos. A Fm. Ubarana é de ambiente marinho batial a abissal e também é composta por folhelhos e arenitos turbidíticos. Finalmente, todas possuem a mesma fase tectônica, Drifte.

A Tabela 2 resume as principais características dos sistemas petrolíferos que compõem as bacias da Margem Equatorial Brasileira, durante o Cenomaniano (Cretáceo) e o Messiniano (Neógeno).

Tabela 2: Tempo de formação, ambiente de formação, composição litológica e fase tectônica das formações onde ocorrem geradoras ou reservatórios para melhor correlação.

Geradoras					
Formação	Andar	Ambiente de formação	Composição litológica	Fase tectônica	Bacias de ocorrência
Limoeiro	Turoniano	Marinho nerítico a batial	Folhelhos, siltitos e arenitos	Drifte	Foz do Amazonas
Gr. Cajú	Canomaniano	Marinho raso	Calcarenitos, calcilutitos, margas, folhelhos e clásticos	Drifte	Pará-Maranhão
Travosas	Turoniano	Marinho batial a abissal	Folhelhos e arenitos turbidíticos	Drifte	Pará-Maranhão
Preguiças	Cenomaniano	Marinho raso	Calcilutitos, margas e folhelhos	Trantensão e transpressão	Barreirinhas
Reservatórios					
Formação	Andar	Ambiente de formação	Composição litológica	Fase tectônica	Bacias de ocorrência
Limoeiro	Cenomaniano ao Paleoceno Inferior	Marinho nerítico a batial	Folhelhos, siltitos e arenitos turbidíticos	Drifte	Foz do Amazonas
Amapá e travosas	Paleógeno	Marinho raso e abissal	Carbonatos, folhelhos e arenitos turbidíticos	Drifte	Foz do Amazonas
Travosas	Neocretáceo ao Paleógeno	Marinho batial a abissal	Folhelhos e arenitos turbidíticos	Drifte	Pará-Maranhão
Travosas	Neocretáceo ao Paleógeno	Marinho nerítico a abissa	Folhelhos e arenitos turbidíticos	Drifte	Barreirinhas
Ubarana	Cretáceo Superior ao Paleógeno	Marinho batial a abissal	Folhelhos e arenitos turbidíticos	Drifte	Ceará

5.2. Correlação das geradoras com eventos anóxicos

Eventos anóxicos são intervalos de tempo onde partes do oceano se tornam pobres em oxigênio, abaixo do nível da superfície. Registros geológicos mostram que esse fenômeno ocorreu diversas vezes no passado e pode ter sido o estopim para extinções em massa de organismos marinhos. Geralmente, os eventos anóxicos acontecem em períodos com o clima muito quente, caracterizados por altos níveis de dióxido de carbono, como em aquecimentos globais e por estagnação da circulação oceânica (Silva, 2011). É possível perceber, através da figura 27, que todas as geradoras existentes na Margem Equatorial Brasileira estão associadas a eventos anóxicos, já que, é necessária a conservação da matéria orgânica, e isso se dá através da ausência de oxigênio.

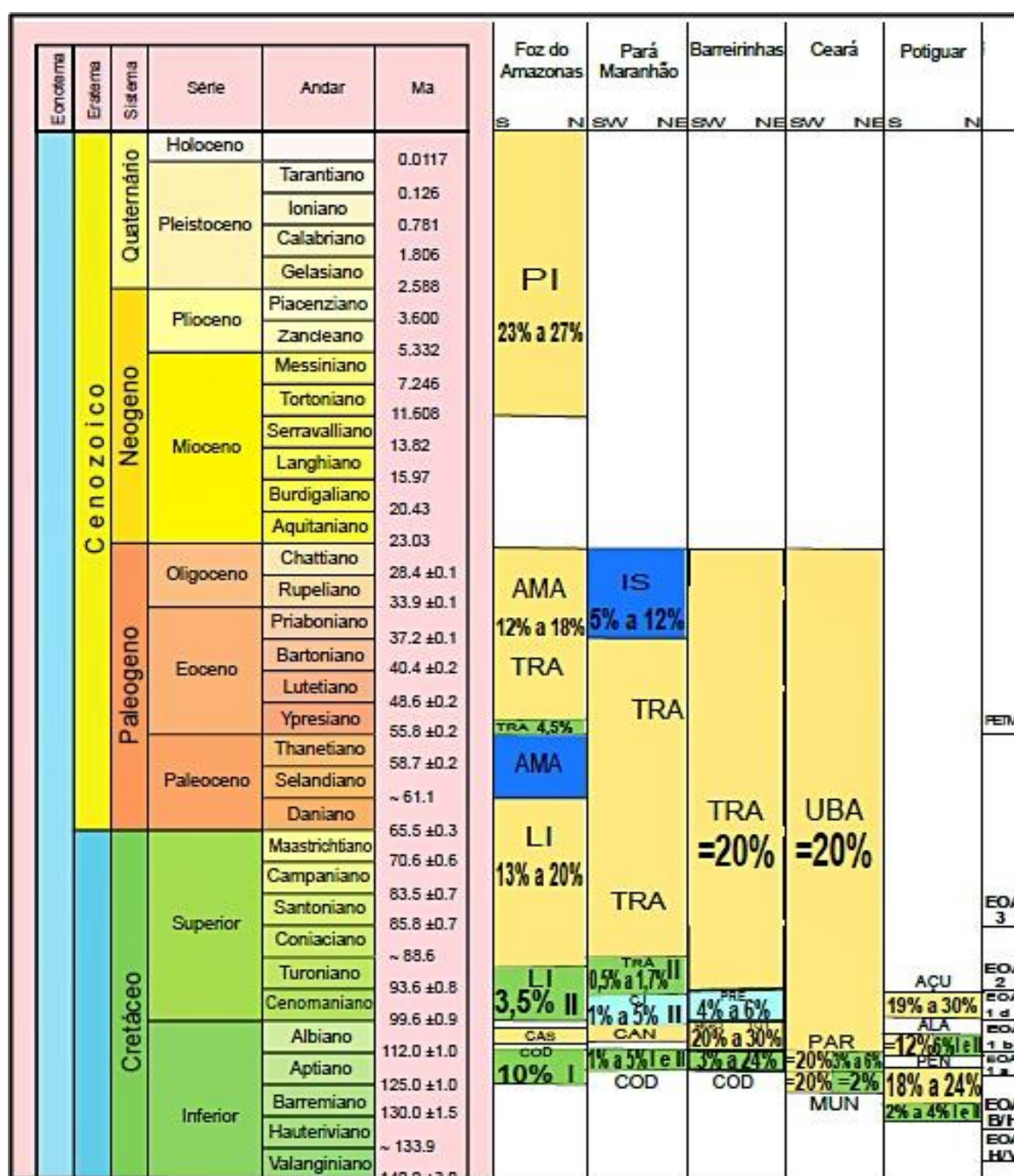
As geradoras da Fm. Pendência podem ser associadas ao EOA B/H e EOA 1a, as geradoras das Fm. Codó das bacias da Foz do Amazonas, do Pará-Maranhão e de Barreirinhas, as geradoras das Fm. Mundaú e Fm. Paracuru da bacia do Ceará

e as geradoras da Fm. Alagamar, da bacia de potiguar, podem ser associadas ao EOA 1a e EOA 1b. As geradoras da Fm. Limoeiro, da bacia da Foz do Amazonas, do Gr. Cajú e Fm. Travosas, da bacia do Pará-Maranhão e da Fm. Preguiças da bacia de Barreirinhas, podem ser associadas ao EOA 1d, EOA 2 e EOA 3. Enquanto, as geradoras da Fm. Travosas, da bacia da Foz do Amazonas pode ser associada ao EOA PETM.

5.3. Correlação geoquímica

Trata-se dos valores de carbono orgânico total (COT) das rochas geradoras, dos tipos de matéria orgânica e da porosidade dos reservatórios das bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Figura 28: Correlação geoquímica mostrando os valores de COT (geradoras), porosidade (reservatórios) e tipo de matéria orgânica das geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.



Modificada de Freire *et al.*, 2012.

Formação ou Grupo:

- IS: Ilha de Santana
- BGO: Bom Gosto
- TUT: Tutóia
- PRE: Preguiças
- MUN: Mundaú
- PAR: Paracuru
- UBA: Ubarana
- AÇU: Açú
- ALA: Alagamar
- PEN: Pendência

COD: Codó
 CAS: Cassiporé
 LI: Limoeiro
 AMA: Amapá
 TRA: Travosas
 PI: Pirarucu
 CAN: Canárias
 CJ: Cajú

Valores nas geradoras: COT
 Valores nos reservatórios: Porosidade
 Valores com "=": COT ou Porosidade Igual ou próxima ao valor
 Valores sem "=": COT ou Porosidade que variam de 0% ao valor.

Sistemas Petrolíferos:

- Codó-Cassiporé (?)
- Limoeiro-Limoeiro(?)
- Limoeiro-Travosas/Amapá (I)
- Travosas-Pirarucu (I)
- Codó-Canárias (?)
- Cajú-Travosas (?)
- Travosas-Travosasc(I)
- Travosas-Ilha de Santana (I)
- Codó-Bom Gosto (I)
- Codó-Tutóia (I)
- Preguiças-Travosas (I)
- Mundaú-Mundaú (I)
- Paracuru-Paracuru(I)
- Paracuru-Ubarana (I)
- Pendência-Pendência (I)
- Pendência Alagamar (I)
- Alagamar-Açú (I)

I: Querogênio tipo I
 II: Querogênio tipo II

5.3.1. Carbono orgânico total (COT)

Geralmente, quanto maior a quantidade de matéria orgânica, mais propensa a geração de grandes quantidades de petróleo, desde que o ambiente esteja livre da presença de oxigênio, que acaba destruindo o carbono e o hidrogênio presentes nos detritos em decomposição. Isto tudo depende do grau de maturação da rocha, pois estes valores de COT são residuais. Os valores mínimos de COT admitidos para que uma rocha seja considerada potencialmente geradora, são de aproximadamente 0.5% a 1% (Silva, 2007).

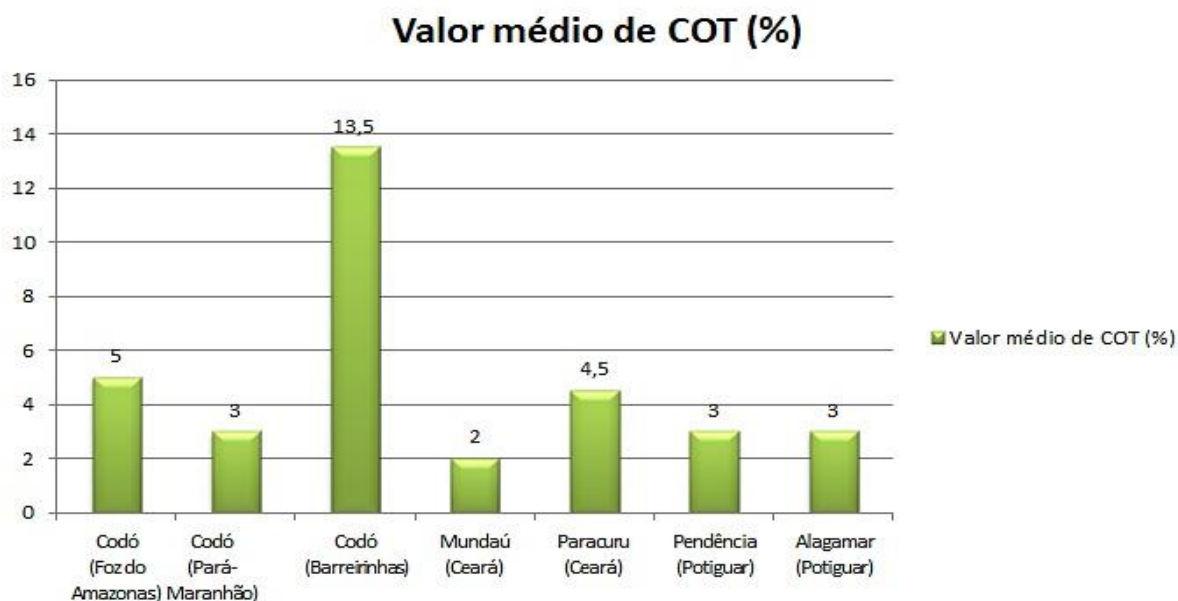
5.3.1.1. Correlação de COT nas geradoras entre o Barremiano e Albiano

É possível perceber, de acordo com a figura 28 e tabela 3, que não há grandes variações nos valores de COT dessas geradoras, exceto nas geradoras da Fm. Codó, na Bacia de Barreirinhas. Isso mostra que em todas as bacias, havia uma quantidade de matéria orgânica no mínimo satisfatória para a geração de petróleo e que na Bacia de Barreirinhas, houve uma explosão de vida no Aptiano. Comparando os valores médios de COT residual de cada uma das geradoras, é possível verificar que eles variam pouco entre si, de 3% a 5%, isso mostra que a quantidade de matéria orgânica das bacias era similar, exceto na Fm. Codó da bacia de Barreirinhas, onde a quantidade de matéria orgânica residual é superior às outras, isso quer dizer que, a taxa de transformação é menor nesta formação, e conseqüentemente, o potencial gerador é maior (figura 29).

Tabela 3: Valores de COT máximo, mínimo e médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Carbono orgânico total (COT)				
Bacia	Formação	Valor mínimo de COT (%)	Valor máximo de COT (%)	Valor médio de COT (%)
Foz do Amazonas	Codó	0	10	5
Pará-Maranhão	Codó	1	5	3
Barreirinhas	Codó	3	24	13,5
Ceará	Mundaú	2	2	2
Ceará	Paracuru	3	6	4,5
Potiguar	Pendência	2	4	3
Potiguar	Alagamar	0	6	3

Figura 29: Gráfico com os valores de COT médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.



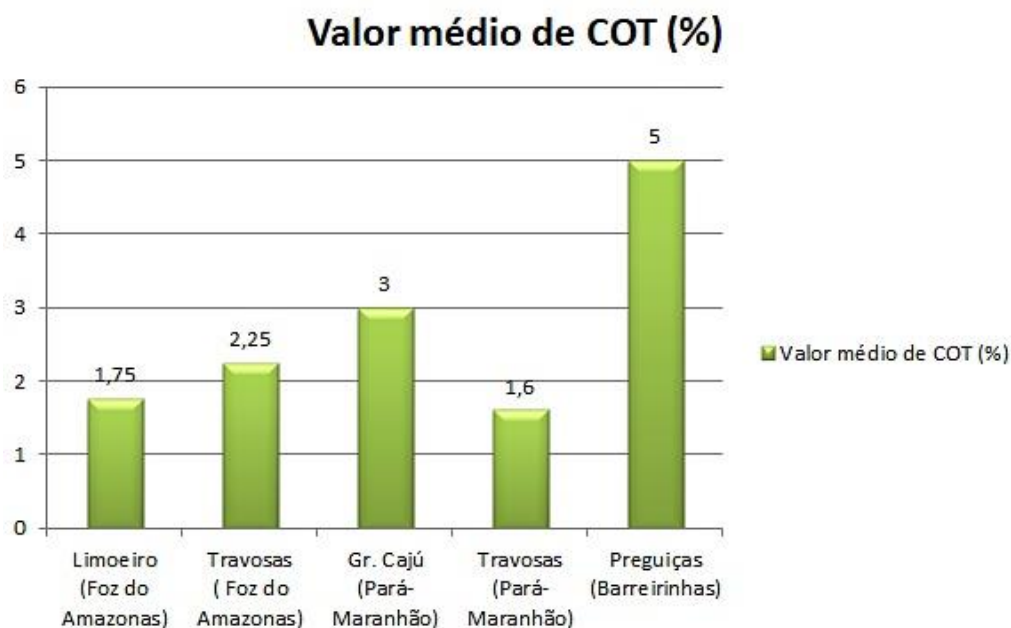
5.3.1.2. Correlação de COT nas geradoras entre o Cenomaniano e o Neógeno

É possível perceber, de acordo com a figura 28 e tabela 4, que não há grandes variações nos valores de COT dessas geradoras, isso mostra que, em todas as bacias, havia uma quantidade de matéria orgânica satisfatória para a geração de petróleo. Na Fm. Travosas, da Bacia do Pará-Maranhão, havia uma menor disponibilidade que nas outras bacias, enquanto que, na Fm. Preguiças da Bacia de Barreirinhas, esta disponibilidade orgânica era maior, reafirmando assim o maior potencial gerador da Bacia de Barreirinhas (figura 30).

Tabela 4: Valores de COT máximo, mínimo e médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Carbono orgânico total (COT)				
Bacia	Formação	Valor mínimo de COT (%)	Valor máximo de COT (%)	Valor médio de COT (%)
Foz do Amazonas	Limoeiro	0	3,5	1,75
Foz do Amazonas	Travosas	0	4,5	2,25
Pará-Maranhão	Gr. Cajú	1	5	3
Pará-Maranhão	Travosas	1,5	1,7	1,6
Barreirinhas	Preguiças	4	6	5

Figura 30: Gráfico com os valores de COT médio de cada uma das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.



5.3.2. Tipos de matéria orgânica (MO)

As rochas geradoras são normalmente constituídas de material detrítico de granulometria fina, como folhelhos e/ou calcilutitos, que representam antigos ambientes sedimentares de baixa energia e com grande quantidade de vida microscópica (Silva, 2007).

A matéria orgânica é incorporada aos sedimentos e passa por uma série de transformações, denominada diagênese. A diagênese tem início com a degradação bioquímica da matéria orgânica pela atividade de microorganismos. O produto final da diagênese é o querogênio, que pode ser definido como a fração insolúvel da matéria orgânica, em solventes orgânicos, presente nas rochas sedimentares. Posteriormente, esse querogênio pode ou não ser transformado em petróleo.

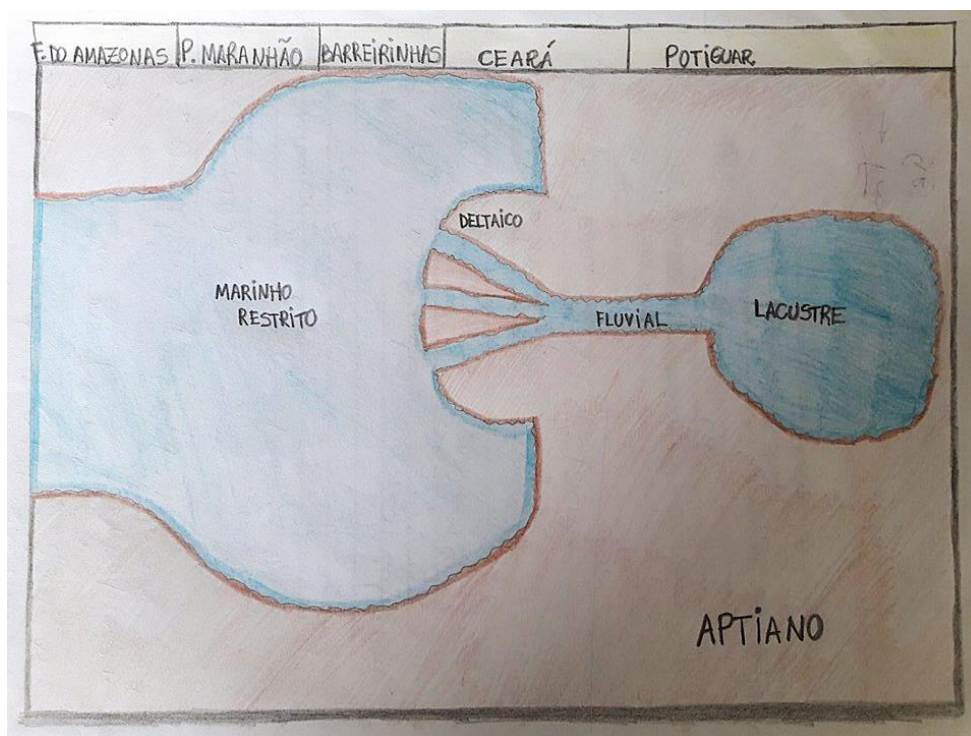
Nas geradoras da Fm. Codó, da bacia da Foz do Amazonas, o querogênio é do tipo I, nas geradoras da Fm. Limoeiro, na bacia Foz do Amazonas, o querogênio é do tipo II, na Fm. Codó, da bacia do Pará-Maranhão, o querogênio é do tipo I e II, na Fm. Cajú, da bacia do Pará-Maranhão, o querogênio é do tipo II e na Fm. Travosas, da bacia do Pará-maranhão, o querogênio é do tipo II. Na Fm. Pendência,

da bacia Potiguar, o querogênio é do tipo I e II e na Fm. Alagamar, da bacia Potiguar, o querogênio é do tipo I e II. Não há informação dos tipos de querogênio das Formações Travosas, da bacia da Foz do Amazonas, Codó e Preguiças, da Bacia de Barreirinhas e das Formações Mundaú e Paracuru, da Bacia do Ceará (Figura 28). O querogênio tipo I é derivado de matéria orgânica de origem lacustre, e o querogênio tipo II é derivado de matéria orgânica de origem marinha (Silva, 2007).

Com isso, é possível perceber que as rochas geradoras presentes nos andares Barremiano, Aptiano e Albiano, que foram depositadas em fase tectônica Rifte, possuem matéria orgânica dos tipos I e II. Os ambientes deposicionais eram continentais, porém, ocorreram incursões marinhas durante esta fase. Já nas geradoras do Cenomaniano e Turoniano, a matéria orgânica é apenas do tipo II, pois foram formadas em fase tectônica Drifte, onde a sedimentação era somente marinha.

Na figura abaixo podemos ver um breve esquema dos ambientes deposicionais existentes em todas as Bacias da Margem Equatorial Brasileira no Andar Aptiano.

Figura 31: Exemplo esquemático dos ambientes deposicionais das Bacias da Margem Equatorial Brasileira no Aptiano.



5.3.3. Porosidade dos reservatórios

Os reservatórios são rochas que possuem porosidade e permeabilidade, adequadas à acumulação de petróleo. A maior parte dos reservatórios correspondem a arenitos e rochas carbonáticas, porém, também pode haver reservatórios em folhelhos, conglomerados, rochas ígneas e metamórficas, em casos mais específicos. A porosidade é definida como a porcentagem (em volume) de vazios de uma rocha.

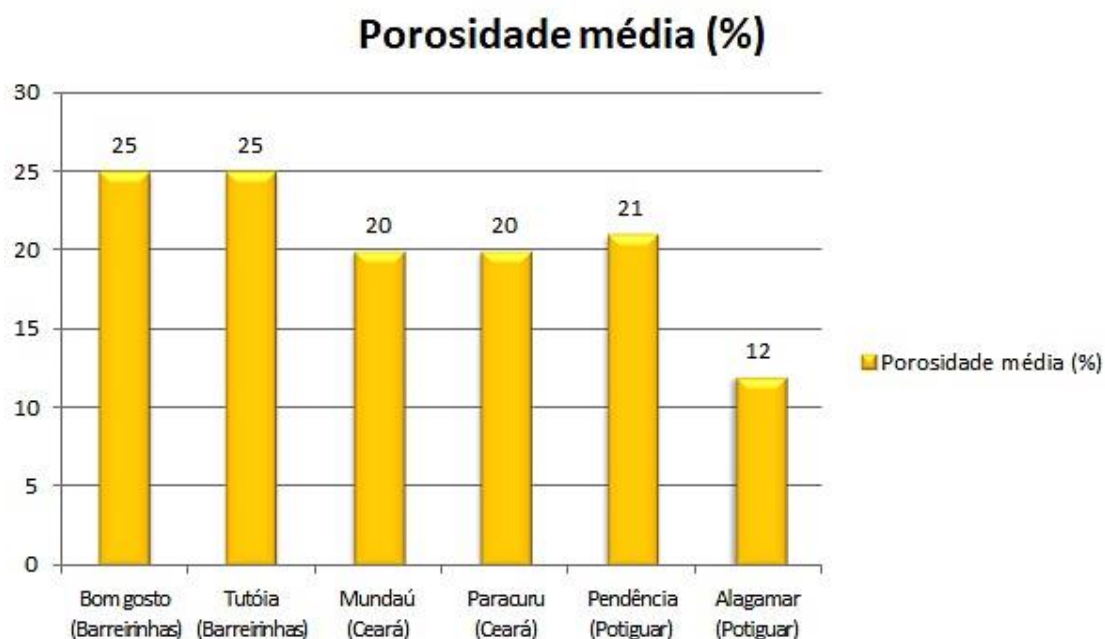
5.3.3.1. Porosidade dos reservatórios entre o Barremiano e Albiano

A porosidade da Fm. Bom Gosto, da Bacia de Barreirinhas, é de 20% a 28%, a porosidade da Fm. Tutóia, da Bacia de Barreirinhas, é de 22% a 30%, a porosidade da Fm. Mundaú, da Bacia do Ceará, é de aproximadamente, 20%, a porosidade da Fm. Paracuru, da Bacia do Ceará, é de aproximadamente, 20%, a porosidade da Fm. Pendência, da Bacia Potiguar, é de 18% a 24% e a porosidade da Fm. Alagamar, da Bacia de Potiguar, é de aproximadamente 12%. Não existem informações disponíveis na literatura sobre os valores de porosidade da Fm. Cassiporé, da Bacia da Foz do Amazonas, e do Gr. Canárias, da Bacia do Pará-Maranhão (figura 28 e tabela 5). É possível observar que, apesar de apresentarem valores diferentes, as porosidades de todos os reservatórios são altas (figura 31), exceto na Fm. Alagamar, porém, a porosidade é uma característica muito particular e por isso não há necessariamente uma relação entre as porosidades das bacias.

Tabela 5: Valores de porosidade máxima, mínima e média dos reservatórios das bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Porosidade				
Bacia	Formação	Porosidade mínima (%)	Porosidade máxima (%)	Porosidade média (%)
Barreirinhas	Bom gosto	20	30	25
Barreirinhas	Tutóia	20	30	25
Ceará	Mundaú	20	20	20
Ceará	Paracuru	20	20	20
Potiguar	Pendência	18	24	21
Potiguar	Alagamar	12	12	12

Figura 32: Gráfico com os valores de porosidade média de algumas das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.



5.3.3.2. Porosidade dos reservatórios entre o Cenomaniano e Neógeno

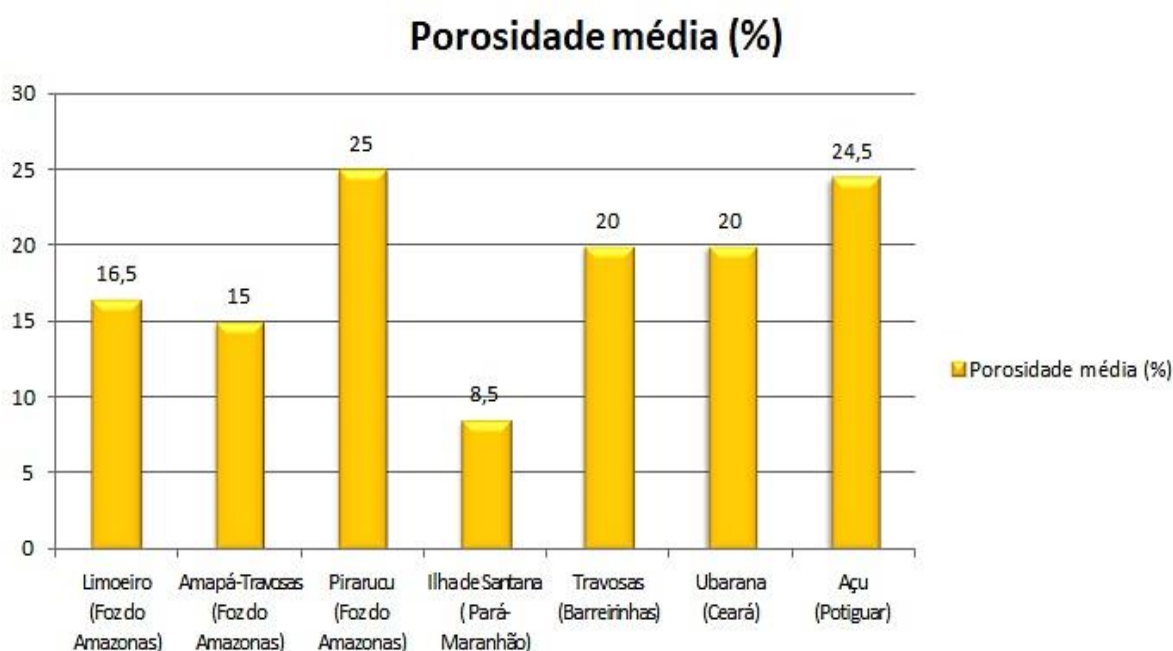
A porosidade da Fm. Limoeiro, da Bacia da Foz do Amazonas, é de 13% a 20%, a porosidade da Fm. Travosas e Amapá, da Bacia da Foz do Amazonas, é de 12% a 18% e a porosidade da Fm. Pirarucu, também da Bacia da Foz do Amazonas,

é de 23% a 27%. A porosidade da Fm. Ilha de Santana, da Bacia do Pará-Maranhão, é de 5% a 12%, a porosidade da Fm. Travosas, da Bacia de Barreirinhas é de aproximadamente 20%, a porosidade da Fm. Ubarana, da Bacia do Ceará, é de aproximadamente 20% e a porosidade da Fm. Açú, da Bacia Potiguar, é de 19% a 30% (figura 28 e tabela 6). É possível observar que, a variação das porosidades é grande, o que é considerado normal, já que a porosidade é uma característica bastante particular de cada uma das formações ou grupos (figura 32).

Tabela 6: Valores de porosidade máxima, mínima e média dos reservatórios das bacias da Margem Equatorial Brasileira.

Porosidade				
Bacia	Formação	Porosidade mínima (%)	Porosidade máxima (%)	Porosidade média (%)
Foz do Amazonas	Limoeiro	13	20	16,5
Foz do Amazonas	Amapá-Travosas	12	18	15
Foz do Amazonas	Pirarucu	23	27	25
Pará-Maranhão	Ilha de Santana	5	12	8,5
Barreirinhas	Travosas	20	20	20
Ceará	Ubarana	20	20	20
Potiguar	Açú	19	30	24,5

Figura 33: Gráfico com os valores de porosidade média de algumas das formações que contém geradoras das bacias da Margem Equatorial Brasileira.



6. CONCLUSÕES

Foi realizado o estudo bibliográfico dos sistemas petrolíferos de cada uma das bacias da Margem Equatorial Brasileira. Foram caracterizadas as rochas geradoras e reservatórios de cada bacia. Alguns dos sistemas petrolíferos são comprovados, enquanto outros são inferidos, todos eles estão indicados na pesquisa bibliográfica realizada.

Os sistemas petrolíferos das Bacias da Margem Equatorial Brasileira podem ser correlacionados entre si do ponto de vista cronoestratigráfico, porém de maneira segmentada. A correlação de eventos tectono-magmático-deposicionais é a melhor forma de analisar as diversas características dos sistemas petrolíferos das bacias sedimentares da Margem Equatorial Brasileira, uma vez que é possível perceber similaridades entre os andares cronoestratigráficos, os ambientes deposicionais, as litologias e as fases tectônicas.

É possível perceber que as geradoras se concentram em uma janela temporal que vai desde o Barremiano até o Turoniano, havendo também geradoras no Ypressiano (Paleógeno), e todas estas geradoras podem ser diretamente correlacionadas a eventos anóxicos.

Os valores médios de COT residual variam pouco entre si quando se trata dos andares correspondentes ao Barremiano, Aptiano e Albiano (2% a 13.5%), sendo maior na Fm. Codó da Bacia de Barreirinhas. Os valores médios de COT residual que vão do Cenomaniano ao Neógeno variam pouco entre si (1.6% a 5%), sendo maior na Fm. Preguiças, novamente na Bacia de Barreirinhas, mostrando um alto potencial gerador nesta bacia.

Os reservatórios do Cretáceo Inferior possuem valores de porosidade média similares (de 20% a 25%, exceto a Fm. Alagamar da Bacia potiguar que é 12%), enquanto que, os reservatórios que vão do Cretáceo Superior ao Neógeno, apresentam uma maior diversidade de valores (8,5% a 25%) .

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDRADE L.E.C.L, **Interpretação sísmica 2d na área de Espigão, Bacia de Barreirinhas, Município de Santo Amaro - MA** 122 p. Monografia – Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2009.
- ASMUS, H.E. & PONTE, F.C., 1973. **The Brazilian marginal basins. In The ocean basins and margins, eds Nairn, A.E.M. and Stehli, F.G.**, pp. 87-133. Plenum Press, New York, USA.
- Bacia Potiguar**, quinta rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2003, disponível em: < http://www.brazil-rounds.gov.br/round5/arquivos_r5/sem_tec/R5_Potiguar.pdf >
- BARBOSA S.G. **Bacia Potiguar**, décima primeira rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2013, disponível em: < http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_Potiguar.pdf >
- BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M.; FEIJÓ, F. J. **Bacia do Ceará**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 117-125, 1994.
- BIZZI, L. A., SCHOBENHAUS, C., VIDOTTI, R. M., & GONÇALVES, J. H. **Geologia, Tectônica e Recursos Minerais do Brasil: texto, mapas e SIG**, CPRM, 2003.
- CARVALHO, G.C.R.; GOMES, C.J.S.; NETO, M.A.M. **O Cone do Amazonas, bacia da Foz do Amazonas: uma nova discussão**, Revista Escola de Minas, Ouro Preto, v. 64, 2011.
- CONDÉ, V. C.; LANA, C. C.; ROESNER, H. E.; MORAIS NETO, J. M.; DUTRA, C.D. **Bacia do Ceará. Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 15, p. 347-355, 2007.
- COUTINHO C.A.M. **O sistema petrolífero Mundaú-Paracuru no Campo de Xaréu, Bacia do Ceará: Revisão e interpretação do estilo estrutural**, 69 p.

Monografia – Instituto de Geociências, Universidade Federal Fluminense, Rio de Janeiro, 2014.

DA SILVA E.A.N. **Rochas geradoras e seus biomarcadores: revisão bibliográfica com ênfase nas Bacias da Costa Leste Brasileira**, 87 p. Monografia – Instituto de Geociências, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2011.

DE FIGUEIREDO, J.J.P.; ZALÁN, P. V.; SOARES, E. F. **Bacia da Foz do Amazonas**. Boletim Geociências Petrobrás, v. 15, n. 2, p. 299-309, 2007.

DUARTE K.S. **Bacia do Pará-Maranhão**, nona rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2013, disponível em: < [http://www.brazil-rounds.gov.br/round9/arquivos_r9/palestras/Para-Maranhao\(portugues\).pdf](http://www.brazil-rounds.gov.br/round9/arquivos_r9/palestras/Para-Maranhao(portugues).pdf) >

FAERMAN, A. e CAMARGOS, P. **Funcionamento de um reservatório de petróleo visando introduzir a criação de uma maquete funcional de óleo**. PETROPET-Instituto de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, 2007.

FAVIANOVICZ, R. **Bacia do Pará-Maranhão**, décima primeira rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2013, disponível em: < http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_do_Para-Maranhao.pdf >

FEIJÓ, F. J. **Bacia de Barreirinhas**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, v. 8, n. 1, p. 103-105, 1994.

FERREIRA M.A. **Bacia de Barreirinhas**, décima primeira rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2013, disponível em: < http://www.brazil-rounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_de_barreirinhas.pdf >

FREIRE, A.F.M.; MILANI, E.J.; BUENO, G.V.; LEITE, C.M.M.L. **Correlação de Eventos Tectono-Magmático-Deposicionais das Bacias Sedimentares Brasileiras**, Petrobrás, Santos, Pôster 2012.

FUGITA, A.M. **Bacia da Foz do Amazonas**, quarta rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2002, disponível em: <http://www.brasilrounds.gov.br/round4/round4/workshop/restrito/portugues/FozdoAmazonas_port.PDF>

Geologia do petróleo, PGT- Petroleum Geoscience Technology, 24 p., 2010. Disponível em: <https://albertowj.files.wordpress.com/2010/03/geologia_do_petroleo.pdf >

HAESER B.S. **Bacia do Ceará**, décima primeira rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2013, disponível em: < http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_do_Ceara_R11.pdf >

IGREJA H.L.S. **Aspectos tectono-sedimentares do Fanerozóico do Nordeste do Estado do Pará e Noroeste do Maranhão, Brasil**. 192 p. Tese (Doutorado)-Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 1992.

INSIGHT, GEOLOGIA DO PETRÓLEO LTDA. **Petroleum systems of the Potiguar Basin**. 295 p. Relatório final da avaliação dos sistemas petrolíferos da bacia Potiguar em atendimento ao Ofício da ANP nº 150/SDT/2005, 2005.

JÚNIOR, A. V. S., Costa, J. B. S., & Hasui, Y. **Evolução da margem atlântica equatorial do Brasil: Três fases distensivas**. *Geociências (São Paulo)*, 27(4), 427-437, 2008.

LIMA NETO, F.F.; SOUZA, C.J.; TEIXEIRA, I.E.M.; SOUTO FILHO, J.D. **Atualização do estudo hidrodinâmico da Bacia Potiguar**. Anais...Natal: SBG, v. 2, p. 1031-1041. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 36.; Natal, 1990.

- MAGOON, L.B.; BEAUMONT, E.A. **Geologia de Sistemas Petrolíferos**, slide 2009-2010, disponível em: <<http://geomuseu.ist.utl.pt/GSP2009/Introdu%E7%E3o%20GSP/GSP%20defini%E7%F5es%20PT1A.pdf>>
- MATOS, R.M.D. & WAICK, R.N., 1998. **A unique transform margin: the Equatorial Atlantic**. Proceedings of the Rio'98 AAPG International Conference and Exhibition, pp. 798-799, Rio de Janeiro, Brazil.
- MILANI, E. J. et al. **Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas**. Brazilian Journal of Geophysics, v. 18, n. 3, p. 351-396, 2000.
- MILANI, E. J.; THOMAZ FILHO, A. **Sedimentary basins of South America**. *Tectonic Evolution of South America*, v. 31, p. 389-449, 2000.
- MORELATTO R. E FABIANOVICZ R. **Bacia Potiguar**, décima terceira rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2015, disponível em: <www.anp.gov.br/wwwanp/?dw=77051>
- PESSOA NETO O.C.; SOARES U.M.; SILVA J.G.F.; ROESNER E.H.; FLORENCIO C.P.; SOUZA C.A.V. **Bacia Potiguar**. Bol. Geoc. Petrobras, 15(2): 357-369, 2007.
- SILVA, C.P.D. **Bioestratigrafia e paleoecologia de foraminíferos da Bacia de Barreirinhas, Cretácio, margem equatorial brasileira** (2011).
- SILVA, C.G.A. **Caracterização geoquímica orgânica das rochas geradoras de petróleo das Formações Irati e Ponta grossa da Bacia do Paraná**. 212 p. Tese (Mestrado) – Instituto de Química, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.
- SOARES, E.F.; ZALÁN, P. V.; DE FIGUEIREDO, J. J.P; TROSDTORF JUNIOR, I. **Bacia do Pará-Maranhão**. Boletim de Geociencias da PETROBRAS, v. 15, n. 2, p. 321-330, 2007.

SOUTO FILHO, J. D., CORREA, A. C. F., NETO, E. S., & TRINDADE, L. A. F. **Alagamar-Au Petroleum System, Onshore Potiguar Basin, Brazil: A Numerical Approach for Secondary Migration**. AAPG Memoir 73, Chapter 12, 2000.

TISSOT B.P.; WELTE D.H. **Diagenesis, catagenesis and metagenesis of organic matter**. In: Petroleum Formation and Occurrence. Springer Berlin Heidelberg, p. 69-73, 1984.

TRINDADE, L. A. F.; BRASSELL, SIMON C.; NETO, EV Santos. **Petroleum Migration and Mixing in the Potiguar Basin, Brazil**. AAPG Bulletin, v. 76, n. 12, p. 1903-1924, 1992.

TROSDTORF JUNIOR, I; ZALÁN, P. V.; DE FIGUEIREDO, J.J.P; SOARES, E.F. **Bacia de Barreirinhas**. Bol. Geociências Petrobrás, Rio J, v. 15, n. 2, p. 357-369, 2007.

VASCONCELLOS, R.V.A.; **Bacia da Foz do Amazonas**, décima primeira rodada de licitações, Superintendência de Definição de Blocos, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, slide 2013, disponível em: <http://www.brasilrounds.gov.br/arquivos/Seminarios_r11/tec_ambiental/Bacia_da_Foz_do_Amazonas.pdf>

Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás. Atualização 2011 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012, disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Zoneamento/Zoneamento_Nacional_Oleo_Gas.pdf>

REFERÊNCIAS COMPLEMENTARES

Site: A Companhia – Informações sobre o setor brasileiro de Petróleo e gás natural

Disponível em: < http://ri.ogpar.com.br/images/img_set_06.gif > acesso em: 20 de julho de 2017.