



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
FACULDADE DE GEOLOGIA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

Nathan Abner Diniz Ramires

BACIA DO BARREIRINHAS – DIFICULDADES DE DELIMITAÇÃO FRENTE À INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

**Belém-PA
2015**

NATHAN ABNER DINIZ RAMIRES

**BACIA DO BARREIRINHAS – DIFICULDADES DE DELIMITAÇÃO
FRENTE A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO**

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

Orientador: Prof. Dr. Estanislau
Luczynski

**Belém-Pa
2015**

NATHAN ABNER DINIZ RAMIRES

BACIA DO BARREIRINHAS – DIFICULDADES DE DELIMITAÇÃO
FRENTE A INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

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: ____/____/____

Conceito: _____

Banca examinadora:

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

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

Prof. Mario Vicente Caputo
Doutor em Geologia
Universidade Federal do Pará

AGRADECIMENTOS

A Universidade Federal do Pará, pela oportunidade de fazer o curso.

Ao professor Estanislau Luczynski, pela orientação, apoio e confiança.

A minha mãe Ana Marina Diniz da Silva Ramires, por me ensinar que a educação é a ferramenta de transformação social mais eficiente que há, e apesar de ela não estar mais entre nós, seu exemplo se mantém vivo em minhas memórias.

Ao meu pai Luiz Carlos Ramires, pelo incentivo e esforço para garantir minha formação além da paciência frente as dificuldades encontradas pelo caminho.

A minha irmã Brenda Carolina Diniz Ramires, pela convivência gentil e fraterna e pelas cobranças necessárias nos momentos em que perdia o foco.

Aos colegas de curso com quem dividi os percalços da graduação.

A todos que direta ou indiretamente fizeram parte da minha formação, o meu muito obrigado

"Humanos não são tão bons quanto deveríamos em nossa capacidade de simpatizar com sentimentos e pensamentos de outros na Terra, sejam eles Humanos ou animais. Então talvez parte da nossa educação formal devesse ser treinamento em empatia. Imagine quão diferente o mundo seria se, de fato, fosse - leitura, escrita, aritmética, empatia-."

Neil deGrasse Tyson, astrofísico Americano

RESUMO

Este trabalho visa atualizar as informações acerca da geologia da Bacia do Barreirinhas com intuito de determinar as condições para a ocorrência de petróleo e gás natural além de analisar as dúvidas existentes quanto a delimitação das bordas da bacia e como estas interferem no processo de leilão promovido pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) e nas atividades de exploração e produção. Barreirinhas é uma bacia de ambiente marinha situada na margem equatorial brasileira limitada pelo Alto de Tutóia a leste, pela Plataforma da Ilha Santana a oeste e pela Plataforma de Sobradinho a sul. À noroeste é separada da Bacia Pará-Maranhão pelo meridiano 44° sem qualquer justificativa geológica para tal segregação. As duas bacias se assemelham em conteúdo litológico; empilhamento litoestratigráfico; empilhamento bioestratigráfico, e as feições estruturais no limite entre as bacias se confundem por seguirem o mesmo trend de falhamentos com direção NW-SE. A ligação genética entre as bacias explica as similaridades, mas não exclui o problema gerado sobre o processo de licitação de áreas novas realizado pela ANP no caso da descoberta de reservas comerciais em uma das bacias. Apesar da problemática apresentada o interesse na exploração da Bacia de Barreirinhas se mostrou alto com o sucesso da 11ª rodada de leilões da ANP quando 26 blocos da bacia foram ofertados e 19 foram adquiridos se somando aos 06 blocos adquiridos em rodadas anteriores. A possibilidade de produção de hidrocarbonetos na bacia é relevante para o mercado energético paraense devido a proximidade e a viabilidade de aproveitamento do gás natural na indústria de geração de energia complementar entre outras utilizações.

Palavras-chave: *Bacia do Barreirinhas, Sistemas Petrolíferos, Geologia do Petróleo.*

Abstract

This work aims to refresh the information about the geology of the Barreirinha's Basin with the intention to determine the conditions for the occurrence of oil and natural gas as well as analyse the remaining questions in regard of the delimitation of the basin's boundaries and how those interfere with the auction process promoted by the Petroleum Nacional Agency (ANP) and the exploration and production activity. Barreirinha is a marine ambiente basin located at the brazilian equatorial margin limited to the east by the Tutóia High, to the west by the Ilha de Santana Platform and to the south by the Sobradinho Platform. To the northwest it is separated from the Pará-Maranhão Basin by the meridian 44° without any geological justification. The two basins resemble each other in lithological content; Lithostratigraphic piling; biostratigraphic piling, and the structural features on the frontier between the two are mixed because the trend of the faults have the same direction NW-SE. The genetic connection between the basins explains the similarities, but it doesn't solve the problem created on the ANP's new areas bidding process in the event of the discovery of a commercial reservoir in one of the two basins. Despite the problematic presented, the interest in the exploitation of Barreirinha's Basin was shown high as the 11^a round of ANP's auctions revealed itself a success with 26 blocs offered from which 19 were acquired adding to the 06 blocs acquired on previous rounds. The possibility of hidrocarbonate production in the basin is relevant for Pará's energetic market considering the proximity and the availability of the utilization of natural gas in the complementary energy generation industry between other uses.

Palavras-chave: *Barreirinha's Basin, Petroleum Systems, Petroleum Geology.*

LISTA DE FIGURAS

- Figura 01 - Mapa de localização da Bacia do Barreirinhas.
- Figura 02 - Mapa estrutural da Bacia do Barreirinhas (Mohriak (2003).
- Figura 03 - Carta estratigráfica da Bacia do Barreirinhas (Trosdorf Junior et al. 2007).
- Figura 04 - Carta estratigráfica da Bacia do Barreirinhas (Trosdorf Junior et al. 2007).
- Figura 05 - Eventos distensivos da margem equatorial do Brasil.
- Figura 06 - Condições para a Acumulação de Petróleo.
- Figura 07 - Seção esquemática do campo de São João.
- Figura 08 - Blocos sob concessão atualmente e blocos exploratórios oferecidos na 11^o rodada de licitações
- Figura 09 - Mapa da Bacia do Barreirinhas em Pamplona (1969) mostrando antigos limites espaciais.
- Figura 10 - Mapas paleogeográficos de Soares Jr. (2007) ilustrando a instalação de sistemas flúvio-lacustres nas recém formadas bacias do Pará-Maranhão e Barrerinhas (á esquerda) e a ingressão marinha na Bacia do Barreirinhas (á direita).
- Figura 11 - Variação do valor de mercado em por cento de empresas petrolíferas entre o início de 2009 e meados de 2014.

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	9
1.1 - Localização.....	10
1.2 - Objetivos.....	10
1.3 - Materiais e Métodos.....	11
1.4 - Histórico acerca dos estudos sobre a Bacia do Barreirinhas.....	11
2 - GEOLOGIA REGIONAL	12
2.1 - Arcabouço Tectônico Estrutural.....	12
2.2 - Síntese Litológica.....	14
2.3 - Estratigrafia de Sequência.....	15
2.4 - Evolução Tectono-Sedimentar.....	20
3 - BACIA DO BARREIRINHAS E POTENCIAL PARA PETRÓLEO	24
3.1 - Barreirinhas x Sistema Petrolífero.....	24
3.1.1 - Migração e Acumulação de Petróleo e Gás.....	25
3.1.1.2 - Características do Gás Natural.....	26
3.2 - Dificuldades ao desenvolvimento da exploração de gás na Bacia de Barreirinhas.....	27
3.2.1 - Indefinições quanto aos sistemas petrolíferos na Bacia de Barreirinhas.....	27
4 - PERSPECTIVAS DE PRODUÇÃO	29
4.1 - Aspectos Gerais do Processo de Concessão de Blocos Exploratórios.....	29
4.2 - Participações da Bacia do Barreirinhas nos Leilões da ANP e Histórico de produção.....	31
4.3 - Discussão sobre os Limites espaciais da Bacia do Barreirinhas.....	36
4.4 - Perspectivas Futuras para Barreirinhas.....	41
5- CONCLUSÕES	43
5.1 - A Respeito da Viabilização da Exploração de Gases Remotos.....	43
5.2 - Estado do Pará e o Gás Natural.....	44
5.3 - A crise da Petrobras e os possíveis efeitos em Barreirinhas.....	48
5.4 - Considerações Finais.....	49
6 – REFERÊNCIAS	51

1 – Introdução

A margem equatorial brasileira é constituída pelas bacias da Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará e Potiguar, formadas a partir da separação dos continentes Sul-americano e Africano. Essa região apresenta potencial petrolífero promissor, em função das descobertas comerciais e subcomerciais nas bacias do Ceará, Pará-Maranhão, Barreirinhas e Potiguar, além dos indícios de petróleo registrados nos poços perfurados. Nestas bacias foram identificados óleos leves de qualidade (até 44° API), e a presença de reservatórios de gás natural é uma possibilidade real.

Hoje em dia a Bacia do Barreirinhas é incluída no grupo de bacias tidas como “nova fronteira petrolífera”, o que atrai as atenções dos investidores e de grandes empresas, que vêem nesta área um potencial, em grande parte inexplorado apesar das tentativas de produção na bacia até então. Embora a principal fase exploratória de Barreirinhas se dê a partir da 11^o rodada de licitações da ANP onde blocos da bacia foram arrecadados por diversas empresas, é preciso ressaltar que a geologia da região ainda merece mais estudos.

Este trabalho tem como objetivo estudar a referida bacia em decorrência do grande potencial para exploração de petróleo e gás, enfatizando o desenvolvimento de seu potencial com base no grau de conhecimento geológico e, em especial o grau de interferência das diversas abordagens quanto aos limites da bacia conforme registrados na literatura. Para tal, desenvolve-se uma análise teórica baseado em informações bibliográficas (jornais, revistas, etc) objetivando reproduzir o estado atual, tendências futuras, dificuldades, possibilidades de produção, interesse de empresas nacionais e privadas em explorar a bacia.

1.1 – Localização

A Bacia de Barreirinhas localiza-se na porção da Margem Equatorial Brasileira correspondente a costa do estado do Maranhão e a plataforma adjacente (Figura 01). É limitada pelo Alto de Tutóia a leste, pela Plataforma da Ilha Santana a oeste e pela Plataforma de Sobradinho a sul totalizando uma área de aproximadamente 46.000m² sendo 37.500m² submersos com profundidade máxima de 3.000m.

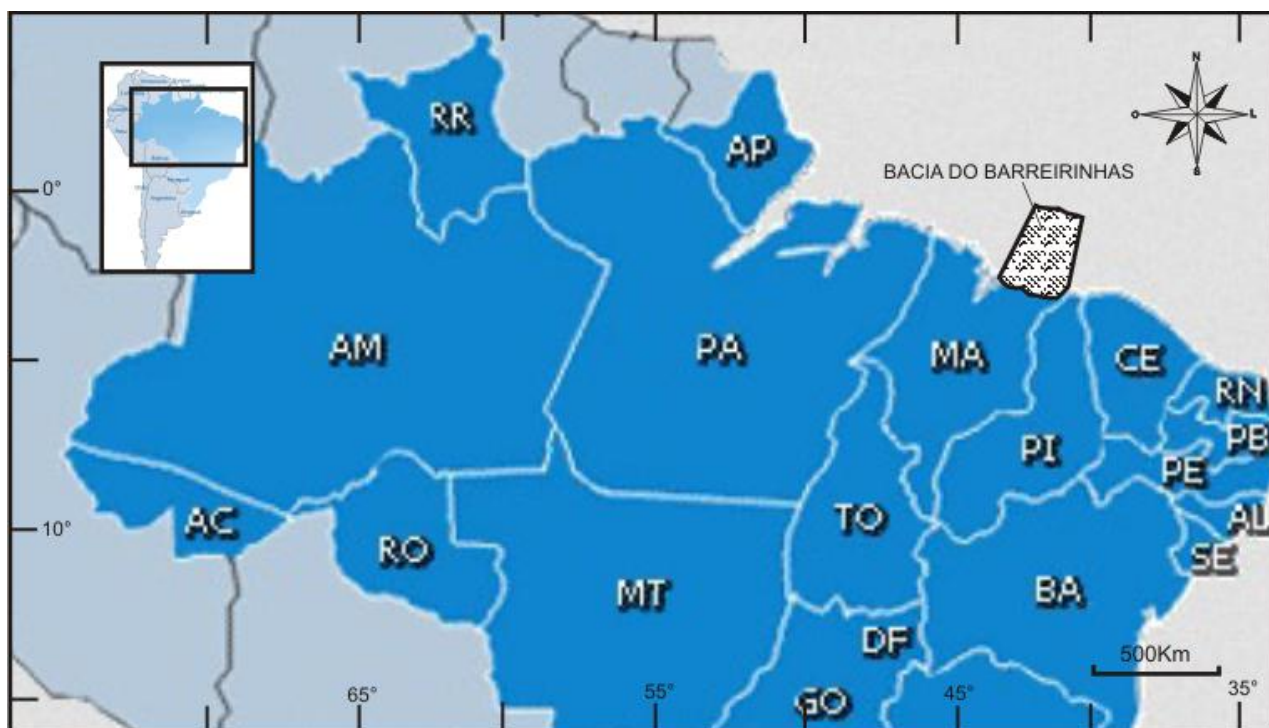


Figura 01: Mapa de localização da Bacia do Barreirinhas.

1.2 – Objetivos

OBJETIVO GERAL:

Descrever brevemente o atual estado de conhecimento da Bacia do Barreirinhas e discutir a possibilidade da mesma vir a ser retomada como área de interesse prospectivo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Atualizar as informações geológicas existentes sobre a Bacia do Barreirinhas.
- Identificar o grau de interferência das características geológicas no (possível) potencial produtivo de gás natural na bacia.
- Analisar as dúvidas existentes quanto aos limites espaciais da bacia e como estas interferem no processo de leilão de novas áreas e atividade de exploração-produção.

1.3– Materiais e Métodos

Levantamento de informações bibliográficas sobre a Bacia do Barreirinhas (projetos atuais e futuros), objetivando reproduzir a situação atual e as tendências futuras.

Síntese das informações obtidas para destacar os aspectos mais relevantes (dificuldades e possibilidades de produção) com a inclusão de sugestões e comentários.

1.4 – Histórico acerca dos estudos sobre a Bacia do Barreirinhas.

A Bacia do Barreirinhas foi descrita em 1958 pela Petrobras segundo Pamplona (1969) e continuou sendo estudada de forma mais intensa nas décadas de 60 e 70. Durante esse período trabalhos de geofísica e perfuração foram realizados e em decorrência deles foram definidos os grupos: Canárias (Formações Arpoador, Bom Gosto, Tutóia e Barro Duro, mais os membros Caeté e Sobradinho) e Cajú (Formação Preguiças com os membros Paulino Neves, Mandacarú e Peria, Formação Bomfim que incluía os membros Rio Novo, Aningas, Ilha Nova e São João e a Formação Humberto de Campos, que incluía os membros Areinhas e Ilha de Santana).

A partir da década de 80 algumas mudanças foram feitas após trabalhos como Azevedo (1986); Azevedo et al. (1985); Szatmari et al. (1985); Szatmari et al. (1987); Zalán et al. (2004); Trosdorf Jr. et al. (2007) e Soares Jr. (2007). O Grupo Canárias passou a ser formado pelas formações Arpoador, Bom Gosto, Tutóia e Barro Duro, com os membros Sobradinho e Caeté sendo eliminados. Já no Grupo Caju o ex-membro Peria se tornou uma formação se

agrupando com as Formações Bomfim e Preguiças das quais os membros foram esquecidos. Por fim, a Formação Humberto Campos que fazia parte do Grupo Caju, foi retirada do mesmo e elevada à categoria de Grupo por Feijó (1994) sendo composta pelas Formações Areinhas e Ilha de Santana (ex-membros) e pela nova Formação Travosas definida por Figueiredo et al. (1982).

Recentemente foram identificadas rochas paleozoicas correspondentes ao Grupo Canindé da Bacia do Parnaíba e da Formação Codó Subjacente ao Grupo Canindé.

2 - Geologia Regional

2.1 - Arcabouço Tectônico Estrutural

Segundo Trosdtorf Jr. et al. (2007) a Bacia de Barreirinhas desenvolveu-se sobre três grandes elementos do embasamento, de oeste para leste: Cráton de São Luís (parte arqueana), Faixa Gurupi (neoproterozóica) e Província Borborema. Ainda segundo Trosdtorf a gênese da bacia está intimamente ligada a Zona de Fratura Oceânica Romanche, que se nucleou no contato entre a parte arqueana do Cráton de São Luís e a Faixa Gurupi e no contato entre a Faixa Gurupi e a Província Borborema desenvolveu-se o Arco de Tutóia que limita a bacia a leste.

A Zona de Fratura Romanche separa feições tectônicas distintas sendo que a sul da zona a bacia encontra-se fortemente deformada por estruturas transpressionais de idade cenomaniana que diminuem à medida que se aproxima da borda sul e a norte da zona de fratura a Bacia de barreirinhas adquire um formato típico de bacia de margem passiva, passando quase que imperceptivelmente para a Bacia Pará-Maranhão.

Segundo Azevedo (1986) o domínio oriental da bacia compreende principalmente eixos sinclinais em “échelon” com a direção do deslocamento principal E-W. Ainda por esse mesmo autor o controle estratigráfico gerado por esse condicionamento tectônico significa um grande hiato deposicional no ápice dos anticlinais e deposição limitada nos sinclinais (figura 02).

2.2- Síntese Litológica

A bacia é constituída pelo Grupo Canindé (formações Itaim, Pimenteiras e Cabeças) na parte mais basal seguido pela formação Codó superposto pelos três grandes grupos que representam as principais rochas da bacia: Grupo Canárias, Grupo Caju e Grupo Humberto Campos. No topo as formações Pirabas e Barreiras (sendo esta última somente na parte terrestre).

O Grupo Canárias é apontado como Mesoalbiano pelo estudo dos indicadores bioestratigráficos (foraminíferos planctônicos e palinóforos) realizado por Regali *et al.* (1985 *in* Feijó 1994) e é formado por sedimentos depositados em leques deltaicos de ambiente marinho representados pelas formações:

- *Formação Arpoador*: é constituída essencialmente por folhelhos cinza-escuros a pretos e, subordinadamente, por arenitos creme-escuros a cinza-esverdeados, os quais foram depositados em águas profundas (talude-bacial) (Figueiredo *et al.*, 1982 *in* Macambira & Corrêa, 2007).

- *Formação Bom Gosto*: é predominantemente arenosa, contendo intercalações de folhelhos dispostos em camadas relativamente espessas e raros conglomerados, sugerindo deposição por meio de correntes de turbidez (leques turbidíticos). (Figueiredo, *op. cit.*).

- *Formação Tutóia*: apresenta folhelhos escuros lentes de arenito esparsas de ambiente pró-delta (Figueiredo, *op. cit.*).

- *Formação Barro Duro*: composta por arenitos finos a médios e intercalações de folhelhos e siltitos sedimentados, sugerindo ambiente fluvio-deltáico a prodeltáico e talude (Figueiredo, *op. cit.*).

O Grupo Caju: apresenta deposição em três ciclos repetitivos em ambiente nerítico (Feijó, 1994), de idade neolatina devido à ocorrência de foraminíferos planctônicos (Regali *et al.* 1985) representados pelas formações:

- *Formação Peria*: folhelho cinzento, e em menor quantidade calcarenito creme relacionados a ambiente fluvio-deltáico a pró-deltáico (Figueiredo 1982 *in* Macambira & Corrêa, 2007).

- *Formação Bomfim*: mostra calcarenito bioclástico e oncolítico, indicando ambiente de plataforma carbonática de alta a baixa energia (Feijó 1994).

- *Formação Preguiças*: apresenta calcilutito creme e intervalos menores com sucessões de folhelhos e margas, depositados em plataforma terrígeno-carbonática, talude e bacia carbonática. (Feijó, op. cit.)

O Grupo Humberto de Campos é considerado de ambiente marinho profundo batial e abissal (Feijó, 1994) e tem idade do Turoniano ao Oligoceno segundo o que indica os palinomorfos lá encontrados (Regali *et al.* 1985). É constituído pelas formações:

- *Formação Areinhas*: composta por arenitos e folhelhos depositados em leques deltaicos.

- *Formação Ilha de Santana*: representada por carbonatos indicadores de alta energia plataformal (Feijó, 1994).

- *Formação Travosas*: representada por folhelhos escuros e arenitos finos (Feijó, op. cit.), acumulados em talude bacial (Figueiredo *et al.*, 1982 *in* Macambira & Corrêa, 2007), em sucessão, sotopostos ou adjacentes aos carbonatos da Formação Ilha de Santana (Feijó, op. cit.).

2.3 – Estratigrafia de Sequência

Trosdorf Junior *et al.* (2007), reconhece três supersequências na Bacia do Barreirinhas: Intracratônica, Rifte (composta por rifte II, inter-rifte e rifte III) e Drifte.

A Supersequência Intracratônica Foi reconhecida por refletores plano-paralelos na parte inferior de seções sísmicas (terrestres e marinhas). Indica-se idade devoniana por correlação com depósitos similares na margem continental africana (Gana). Esta Supersequência se acumulou sobre o embasamento em tempos pré-rifte II e é representado pelo Grupo Canindé.

A Supersequência Rifte é composta pelas seqüências K40, K50 e K60.

- Seqüência K40: (rifte II) Apresenta arenitos e folhelhos de idade aptiana em depocentros pouco desenvolvidos controlados por grandes falhas de bordas de direção NW-SE e E-W, com blocos baixos a NE e N. Aparece sem denominação formal em Trosdorf (2007) devido falta de maior quantidade de descrições litológicas e datações paleontológicas acerca da seqüência.

- Sequência K50 (inter riftes): foi identificada como Formação Codó por associação litológica e sísmica, é dita como depositada em bacia *sag* inter-riftes com posicionamento, entre K40 (rifte II) e K60 (rifte III).

- Sequência K60: é representada pelos grupos Canárias e Caju depositados durante rifitamento de idade albiana que teria se propagado para porção sudoeste/oeste da bacia em padrão *backstepping*.

A Supersequência Drifte é composta por doze seqüências (K70, K82, K84-K86, K-88-K90, K100-K120, K130-E20, E30-E50, E60-E70, E80-N10, N20-N30, N40-N50, N60) de segunda ordem, que variam entre 1,6Ma (mais curta) e 17,5Ma (mais longa). Trosdorf (2007) as dividiu em três principais estágios de evolução. O primeiro com sedimentação predominantemente carbonática; o segundo com o predomínio de sedimentação siliciclástica, em bacia tipicamente de margem passiva; e o ultimo com o retorno da sedimentação carbonática associada à transgressão do mar de Pirabas no Mioceno.

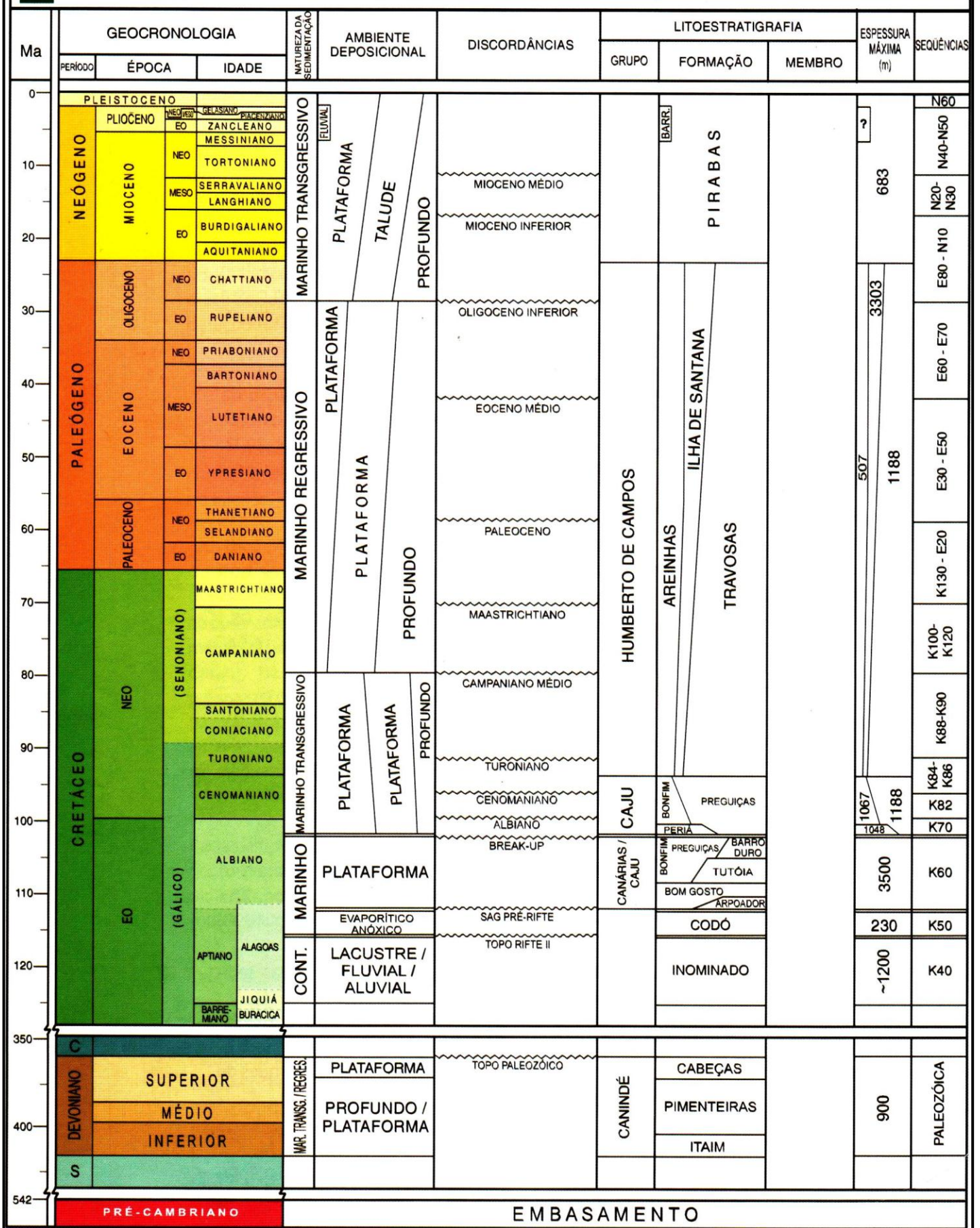
- Sequência K70: marca o inicio da deposição drifte e possui duração estimada de aproximadamente 2,5Ma. É representada pelas formações Bomfim e Preguiças e a deposição dos seus sedimentos foi influenciada pelo paleorelevo da seção rifte, mais taxa de subsidência elevada em profundidades acima de 200m.

- Sequência K82: tem duração aproximada de 3,5 Ma e é representada pela formação Bonfim. Assim como a seqüência K70 teve sua sedimentação influenciada pela estruturação da fase rifte. Altas taxas de sedimentação podem ser encontradas no baixo de Barreirinhas, controlado pela Falha de Barreirinhas.

- Sequência K84-K86: tem duração de aproximadamente 2,2 Ma. Observa-se o afogamento da plataforma carbonática da Formação Bomfim e a instalação de uma plataforma predominantemente siliciclástica no final da Sequência. O limite superior desta seqüência é caracterizado por uma discordância posicionada na porção intermediária do Turoniano, por volta de 91,5 Ma.

- Sequência K88-K90: possui duração de cerca de 12 Ma e é limitada no topo por discordância na porção intermediária do Campaniano, em torno de 79,5 Ma. Caracteriza-se pelo desenvolvimento de leque deltaico da Formação Areinhas em ambiente plataformal.

- Sequência K100-K120: tem duração aproximada de 9,5 Ma. Seu topo é marcado por uma discordância a 70 Ma provavelmente relacionada um evento tectônico desse mesmo período Ma (tectonismo Maastrichtiano). É restrita às porções mais distais da Bacia de Barreirinhas.
- Sequência K130-E20: tem duração de cerca de 11,5 Ma. Uma incipiente plataforma carbonática teve início nesta época, porém a mesma foi aterrada pelo rápido avanço de frentes deltaicas da Formação Areinhas. Além disso, tem-se início um processo de tectônica gravitacional responsável pela formação de amplas frentes de empurrão sobre crosta oceânica.
- Sequência E30-E50: tem duração de aproximadamente 17 Ma. É caracterizada pelo desenvolvimento de uma plataforma mista representada pelas formações Areinhas e Ilha de Santana. Ocorre ainda a continuação dos processos de tectônica gravitacional sob a forma de grandes falhas lítricas na região de plataforma e falhas de empurrão na porção distal.
- Sequência E60-E70: teve duração em cerca de 13 Ma. Mantém o caráter regressivo das sequências anteriores (plataforma mista). Há evidências de reativação de um sistema de lineamentos de direção N55E gerador de movimentos verticais de blocos falhados.
- Sequência E80-N10: apresenta duração aproximada de 12 Ma. Durante a deposição da sequência ocorre um grande evento transgressivo na Margem Equatorial, associado ao mar de Pirabas com deposição da formação Pirabas sobrepondo discordantemente os depósitos do Grupo Humberto de Campos.
- Sequência N20-N30: tem tempo de deposição estimada em 4,9Ma. Durante a deposição dessa sequência, ocorre um novo afogamento e avanço da plataforma carbonática da Formação Pirabas.
- Sequência N40-N50: é caracterizada pelo rápido avanço da plataforma carbonática da Formação Pirabas, inclusive ultrapassando os limites da bacia. Há a progradação dos sistemas deposicionais costeiros, presentes em toda a Margem Equatorial.
- Sequência N60: representada por sedimentos arenosos e argilosos nos cordões litorâneos e argilitos e sedimentos argilosos inconsolidados no fundo oceânico (Figuras 02 e 03).



2.4 – Evolução Tectono-Sedimentar

A fragmentação do Pangea durante a era Mesozóica resultou em dois supercontinentes, a Laurásia, composta pela América do Norte e Eurásia, e o Gondwana, formado pela América do Sul, África, Antártica, Índia e Austrália.

Szatmari *et al.* (1987) diz que a separação entre América do Sul e África se processou a partir de riftes no Eocretáceo (145.5-99.6 Ma), que evoluíram para proto-oceanos no Neo-Cretáceo (99.6-65.5 Ma).

Azevedo (1986), ao comparar as margens continentais correspondentes de América do Sul e África e observar a ausência de qualquer indicação de rochas de origem marinha mais antigas que o Aptiano, sugere que a reconstrução da evolução da Bacia de Barreirinhas deve considerar condições inicialmente continentais.

Ao justapor a África a América do Sul em sua posição pré deriva, Pindell (1985) *in* Azevedo (1986) percebeu que a Zona de Fratura Romanche sobrepõe a Bacia de Barreirinhas ao Cabo das Três Pontas, no flanco sudeste da Bacia da costa do Marfim.

No que se refere à seqüência de eventos que deu origem a Bacia de Barreirinhas, Azevedo *et al.* (1985) dividiram a evolução tectono-sedimentar da Bacia de Barreirinhas nas fases *pré-shear*, *pull-apart/rifte* e *drift*. Onde a fase *pré-shear* é marcada por limitada compressão e impossibilidade de sedimentação expressiva (Neocomiano e Barremiano); a fase *pull-apart*, de idade Aptiana, é definida pela geração da bacia rômica ou rombograben devido a um regime de cisalhamento simples, imposto pela tectônica transcorrente, que governou a fragmentação do atlântico equatorial; e a fase *drift* desenvolvida no Neocretácio quando cessou o movimento ao longo das falhas transformantes, ocorrendo o basculamento da bacia para norte, com o desenvolvimento de condições marinhas.

A principal fase deformativa da bacia segundo Azevedo (1986) se deu no limite Aptiano-Albiano e é marcado na região por grandes arqueamentos que recebem denominações locais como: Alto de Tutóia, Alto Atlântico, Alto do Ceará e que na realidade constituem-se num mega-elemento tectônico ao qual o autor supracitado chama de Zona de Cisalhamento Equatorial ou ainda Complexo Deformado Equatorial Brasileiro. Ainda segundo Azevedo (op. cit.)

esse complexo deformado tem origem atribuída a esforços de transpressão exercidos pela transcorrência inicial entre os blocos crustais africano e sul-americano e é considerado uma projeção da Fratura Romanche.

Azevedo (op. cit.) menciona o fato de uma descontinuidade a qual separa no Eo-albiano a sedimentação marinha albo-cenomaniana da sedimentação continental-transicional aptiana ter correlação na margem equatorial africana indica que até o Albiano, os dois continentes estavam bem próximos, o que seria determinante no desenvolvimento de esforços transpressionais.

Abreu e Lesquer (1985 *in* Azevedo 1986), ao analisar dados providos da interpretação de imagens de radar, mapas geológicos e gravimétricos, definiram a “Zona de Cisalhamento Tentugal” que se estende por aproximadamente 200 km na região do Rio Gurupi, na direção NW-SE. Ainda Abreu e Lesquer (op.cit.) identificaram que a borda sul do Craton São Luís e seu limite com os metassedimentos da Formação Gurupi são marcados por falhamentos longitudinais de caráter transcorrente dentro da Zona de Cisalhamento Tentugal.

Azevedo (1986) então deduziu a partir do trabalho de Abreu e Lesquer (1985) que a Zona de Fratura Romanche, tem sua projeção coincidente com o segmento sudeste da Zona de Cisalhamento Tentugal, atribuiu sua nucleação a esta antiga descontinuidade do embasamento. Com isso Azevedo (1986) sugere que há uma origem simultânea dos grabens de Bragança-Viseu, São Luís e Barreirinhas.

Segundo Soares Jr. (2008) o rifteamento responsável pela divisão do Pangea alcançou a parte norte da atual Placa Sul-Americana dando origem a manifestação de fragmentação na região responsável pelo início da formação da Bacia da Foz do Amazonas. Esse foi o primeiro de três eventos distensivos descritos por Soares Jr. (2008) como definidores da geologia das bacias da margem atlântica equatorial do Brasil (Figura 04-A).

O segundo evento descrito por este autor teve início no Eocretáceo, 60Ma após a formação do Gráben de Calçoene (marcador do final do primeiro evento na região). Esse evento provocou um rifteamento que reativou as estruturas do Gráben de Calçoene formando novas falhas que eventualmente vieram a formar o Gráben Cassiporé a sul. Simultaneamente outro rifte, que

mais tarde daria origem a Bacia de Marajó, se individualizava entre as bacias do Amazonas e do Parnaíba(Figura 04-B).

Durante o Barremiano, houve a conexão das falhas normais das bacias da Foz do Amazonas e de Marajó, a partir da região da sub-Bacia Mexiana.

No Aptiano instalava-se a fase pre-rifte e após o evento de subsidência termal um novo rifteamento incidiu formando o Sistema de grábens do Gupupi, com individualização das bacias de Bragança-Viseu e Ilha Nova, que eventualmente, ao passo que os sistemas de falhas normais se ampliavam de forma convergente, resultaria na formação da Bacia de São Luís (Figura 04-C e D).

Soares Jr. (op. cit.) diz que o terceiro evento distensivo começa antes do fim do segundo com o início do desenvolvimento do Oceano Atlântico Sul durante o Valanginiano e a formação da Bacia Potiguar. O rifteamento migrou então a oeste dando origem a Bacia do Ceará, no Aptiano até conectar-se com o Sistema de Grábens Gurupi e posteriormente a noroeste dando origem as Bacias de Barreirinhas, Pará Maranhão e ampliando a Bacia da Foz do Amazonas no Albiano (Figura 04-E e F).

No neocretáceo, com a ruptura continental e início da deriva da América do Sul e da África, acentuou a atuação de falhas transcorrentes de Direção NE-SW em todo o conjunto de riftes na região meio-norte do Brasil, impondo compartimentação dos depocentros (Figura 04-G).

3 – BACIA DO BARREIRINHAS E POTENCIAL PARA PETRÓLEO

Para compreender o que torna a bacia do Barreirinhas um alvo de interesse é necessário observá-la sob a ótica da geologia de petróleo.

3.1 – Barreirinhas x Sistema Petrolífero

É chamado de sistema petrolífero ao conjunto formado por rocha-fonte, rocha-reservatório e rocha selante (ou capeadora). A importância da identificação de um sistema petrolífero se dá porque esta noção permite o acompanhamento da geometria da bacia e a ocorrência dos hidrocarbonetos, facilitando a definição dos projetos de exploração de petróleo e/ou gás natural.

Todavia, nem sempre é possível identificar um sistema petrolífero devido à complexidade de alguns desses sistemas, em geral devido à carência de dados geológicos e geoquímicos disponíveis. Não raro, as dificuldades podem permanecer por anos, como no caso das bacias do Pará-Maranhão e de Barreirinhas em que há sinalizações de ocorrências de hidrocarbonetos, porém incertezas quanto às formações geradoras e rota de migração dos hidrocarbonetos, o que dificulta a definição das zonas de acumulação de petróleo e gás. Neste último caso, para a bacia de Barreirinhas, os estudos já realizados sobre o tema apontam os falhamentos como a rota mais provável. Sobre isto se deve ter em mente que:

a) A geologia de petróleo se vale de diversas ferramentas para determinar espacialmente a posição dos reservatórios, assim como suas características, tais como porosidade e permeabilidade. Todavia, antes é necessário localizar a geradora e as possíveis rotas de migração que os hidrocarbonetos assumirão, antes da acumulação;

b) A migração pode se valer de anisotropias, diferenças de permeabilidade, zonas de fraqueza, etc. Neste trabalho, considera-se que planos de falha podem ser utilizados como tais rotas.

Satisfeitas estas condições, torna-se possível a recuperação do petróleo, desde que haja condições econômicas para tal (Figura 05).

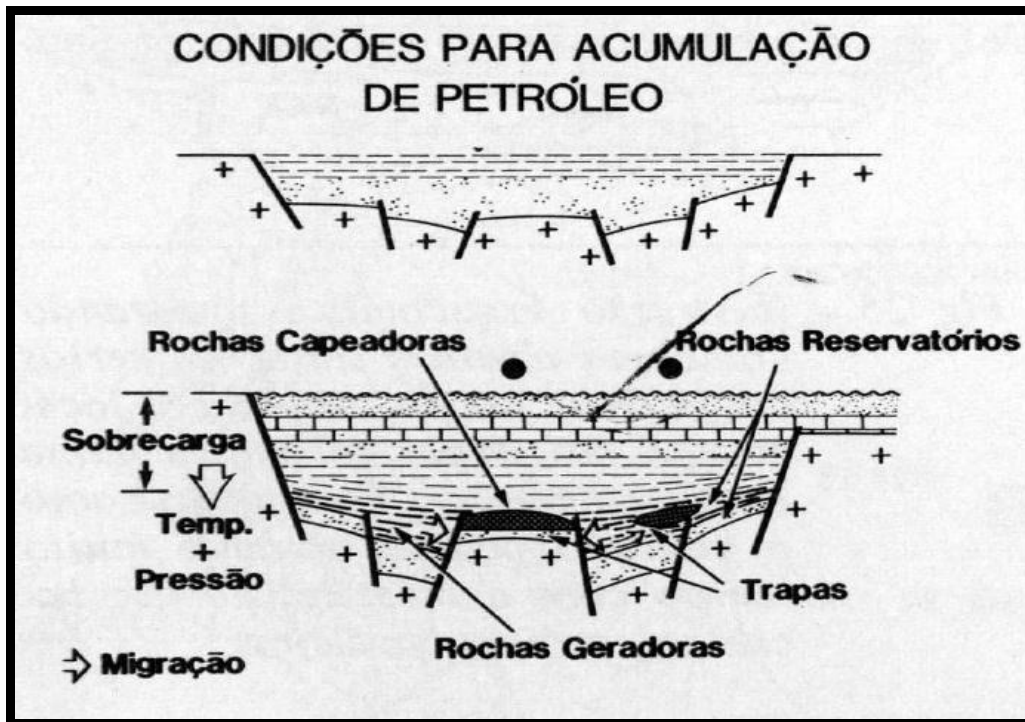


Figura 06: Condições para a Acumulação de Petróleo.
 Fonte: MAGE. Exploração de Petróleo.

3.1.1 Migração e Acumulação de Petróleo e Gás

Os hidrocarbonetos são formados em rochas sedimentares ricas em matéria orgânica (querogênio), que são submetidas a temperatura e pressão até que haja maturação termal, quando a parte solúvel do querogênio, i.e., o betume, sofre as transformações necessárias para se tornar petróleo e/ou gás natural.

Para que o petróleo se acumule em determinada rocha, é preciso que haja migração da geradora para a reservatório. Esta, por sua vez, deve possuir porosidade, que é a relação entre o volume de espaços vazios de uma rocha e o volume total da mesma; e permeabilidade, que é a medida da capacidade de circulação de um fluido através de uma rocha, sem alterar a sua estrutura interna. A permeabilidade é uma propriedade que só ocorre acompanhada da porosidade, porém a recíproca não é verdadeira. É possível que uma rocha porosa não seja permeável devido ao fato de seus poros não terem

intercomunicação (porosidade não efetiva) ou devido ao tamanho dos poros serem reduzidos a ponto de não permitir a passagem do fluido (Tissot & Welte, 1985).

Além das condições anteriormente citadas, é preciso que junto a rocha reservatório exista uma espécie de barreira de baixa permeabilidade e resistente aos esforços tectônicos (plástica) que impeça a fuga do hidrocarboneto. Esta barreira deve ser capaz de manter seu grau de impermeabilidade mesmo sob esforços de deformação e é denominada selante.

O conjunto de rocha reservatório mais selante é chamado de Trapa e pode ser classificado como estrutural, estratigráfica, hidrodinâmica ou mista. As trapas estruturais são aquelas cuja geometria é o resultado de atividade tectônica, estando relacionadas a falhas, dobras ou diápiros. As trapas estratigráficas são aquelas resultantes de variações litológicas, podendo ser de origem deposicional ou pós-deposicional. As trapas hidrodinâmicas formam-se em áreas onde o fluxo descendente de água retém o petróleo sem nenhum tipo de fechamento estrutural ou barreira estratigráfica. As trapas mistas são o resultado da combinação de duas de quaisquer situações acima.

3.1.1.2 Características do Gás Natural

Segundo a ANP (2000) (*apud* Sawaki 2003), gás natural é toda mistura de hidrocarbonetos que permanece em estado gasoso em condições normais atmosféricas quando da sua retirada dos reservatórios petrolíferos ou gaseíferos, incluindo os gases secos e úmidos. Quando os gases se encontram em subsuperfície como gases livres, significa que estão em condições originais de pressão e temperatura do reservatório. Já quando ocorrem em solução, os gases estão em solução com o óleo e em condições originais de pressão e temperatura do reservatório.

O gás pode ocorrer simultaneamente com o óleo. Quando ele encontra-se dissolvido ou em contato com óleo subjacente saturado de gás, é denominado de gás associado ao óleo. Quando ele é produzido de jazida de gás seco ou de jazida de gás condensado, é denominado gás não associado ao óleo. (ANP, 2000 *apud* Sawaki 2003)

3.2 - Dificuldades ao desenvolvimento da exploração de gás na Bacia de Barreirinhas

Por ser uma atividade que demanda grande infra-estrutura, a exploração de hidrocarbonetos depende de diversos fatores para que seja viável economicamente. Primeiramente é preciso que haja um destino para o produto, como a utilização do mesmo na matriz energética ou como combustível em indústrias. Além disso, é essencial que se desenvolva um meio de transportar o gás natural a fim de escoar a produção. Outro fator importante para a avaliação da viabilidade de um projeto exploratório é o estado do conhecimento acerca da bacia em questão e a identificação do sistema petrolífero para que seja possível a quantificação da reserva.

3.2.1 – Indefinições quanto aos sistemas petrolíferos na Bacia de Barreirinhas

Existem divergências quanto à existência de uns e a confirmação de outros sistemas petrolíferos na Bacia de Barreirinhas, em especial devido à carência de informações sobre a distribuição das possíveis rochas geradoras. A falta de consenso se estende também à origem dos hidrocarbonetos presentes na bacia. O que levou vários autores ao estudar esses assuntos a expor, em diversos trabalhos, suas diferentes visões.

Rodrigues *et al.* (1984) apud Azevedo *et al.* (1985) considera como hipótese, através de resultados preliminares de avaliação geoquímica que os folhelhos profundos correlacionáveis aos folhelhos negros da formação Codó, da Bacia do Parnaíba, de idade Aptiana seriam os prováveis intervalos geradores na Bacia de Barreirinhas. O que está de acordo com Azevedo *et al.* (*op. cit.*) que observou o acontecido durante a fase *pull-apart* a bacia, a qual, além de profunda era de ambiência restrita, onde a comunicação com massas aquosas marinhas foi esporádica, tendo em vista a escassez de formas e associações faunísticas tipicamente marinhas dessa idade, e a alta taxa de sedimentação que favoreceria ainda mais a preservação de condições anóxicas.

Por outro lado, Azevedo et al. (1985) citam Crowell (1974) em sua descrição de feições associadas as bacias do tipo pull-apart localizando porções preservadas dos sedimentos mais antigos e restritos nas bordas irregulares da bacia. Sua interpretação é que a distribuição das rochas geradoras profundas da Bacia de Barreirinhas pode ser representada por curvas isópacas ascendentes do centro para as bordas não transcorrentes

Nogueira Neto (2011) sugere uma idade para as rochas geradoras ao dizer que houve uma rápida proliferação biótica da coralinofauna e briozoofauna durante o Cretáceo. Essa fauna foi seguida por diversos outros tipos de organismos cuja matéria orgânica foi acumulada em fundos argilosos.

Outro aspecto importante diz respeito à transcorrência da Bacia do Barreirinhas e sua influência nas rotas de migração dos hidrocarbonetos. Segundo Azevedo *et al.* (1985) as grandes falhas provocadas pelo esforço transtensivos serviram como dutos preferenciais de migração. O mesmo autor também diz que os alinhamentos de estruturas associadas ao bloco alto de tais falhas são zonas de acumulação preferenciais para hidrocarbonetos, conforme atestado pelas acumulações de São João e Espigão. **(Figura 06)**

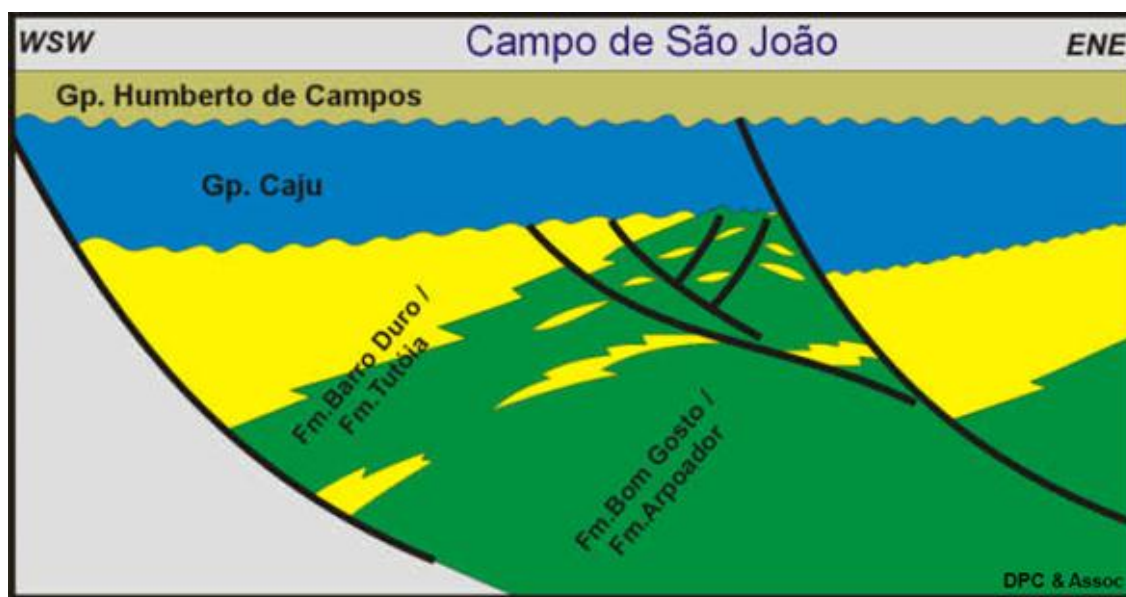


Figura 07: Seção esquemática do campo de São João. (anp.gov.br)

4 – Perspectivas de Produção.

A criação da ANP e o fim do monopólio da Petrobras no setor petrolífero brasileiro decretado pela Lei nº 9.478/1997 possibilitou que áreas antes negligenciadas voltassem às mesas de discussão entre os produtores de petróleo e gás natural, tornando o Brasil um dos países mais atrativos para investimentos em hidrocarbonetos.

4.1 – Aspectos Gerais do Processo de Concessão de Blocos Exploratórios

O formato atual de exploração de hidrocarbonetos no Brasil foi estabelecido através da lei nº 9.478/97 conhecida como lei do Petróleo. Pelos dispositivos legais da nova lei, foi reafirmado o monopólio da União sobre os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, abrindo, porém, o mercado para empresas nacionais e estrangeiras devidamente habilitadas.

A lei do petróleo criou também a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. Cabe à ANP, como órgão regulador do setor, desenvolver estudos visando à delimitação de blocos e também promover as licitações de áreas para exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás; celebrar, em nome da União, os contratos delas decorrentes; e fiscalizar a sua execução. Segundo a Lei nº 9.478 em seu capítulo III, seção II art. 6º § 13º, “bloco” é parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural.

Os blocos oferecidos nas Rodadas de Licitações da ANP têm sua delimitação condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural e a considerações preliminares sobre fatores ambientais, entre outros itens técnicos. A seleção final é feita de acordo com as diretrizes do CNPE, nos termos da Resolução CNPE nº 8/2003 e Lei nº 12.351/2010.

A fim de criar um ambiente de disputa igualitário entre Petrobras e as demais empresas que por ventura venham a participar das licitações coordenadas pela ANP, a Lei do petróleo em seu capítulo V, seção I, art. 22º, § 1º determina que - *A Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS transferirá para a ANP as informações e dados de que dispuser sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como sobre as atividades de pesquisa, exploração e produção de petróleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio até a publicação desta Lei.* -

Para se qualificarem a participar das licitações, as empresas precisam preencher requisitos técnicos, jurídicos, financeiros e comprovar a regularidade fiscal. Nos dias de licitações, as empresas e consórcios entregam envelopes lacrados que devem conter uma oferta de bônus de assinatura, um programa de investimentos mínimos em exploração na área e uma porcentagem de bens e serviços a serem adquiridos de empresas instaladas no Brasil.

Em 2010 entrou em vigor no Brasil um regime regulador misto quando a lei nº 12.351 estabeleceu para as áreas do polígono do pré-sal e outras áreas estratégicas o regime de partilha da produção. Essa medida foi tomada, pois no regime de concessão a empresa ou consórcio contratado pela União assume o risco exploratório, mas em compensação, tem a propriedade de todo o óleo e gás descoberto e produzido na área concedida. Porém não seria vantajoso para a União conceder uma área com reservas de grande volume como é o caso do pré-sal. Nesse caso se adota o sistema de partilha da produção, onde a União e a empresa contratada para explorar a área dividem (partilham) o petróleo e o gás natural extraídos.

Outras duas leis complementam a nova regulação do setor. A Lei nº 12.276/2010 autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras o direito de exercer atividade de pesquisa e lavra de petróleo em áreas do pré-sal com até cinco bilhões de barris de óleo equivalente (boe), em troca de aumento de participação do estado brasileiro no capital da empresa. Enquanto a Lei nº 12.304/2010 criou e determinou as atribuições da empresa pública Pré-Sal Petróleo SA (PPSA).

4.2- Participações da Bacia do Barreirinhas nos Leilões da ANP e Histórico de produção.

As primeiras acumulações de óleo e gás na Bacia do Barreirinhas foram encontradas no dia 01/08/1966 na área que inclui o antigo Campo de São João por meio da perfuração do poço 1-SJ-1-MA. Além deste primeiro, foram perfurados outros 12 poços na região. O Campo São João entrou em produção em 01/08/1984 e foi fechado em abril de 1988. Durante este período o Campo produziu 12 mil m³ de óleo e 894 mil m³ de gás por meio de quatro poços (SJ-1, SJ-2, SJ-6, SJ-11). Os volumes originais *in situ* de óleo e gás, estimados pelo antigo operador, são de 562 mil m³ (3,535 milhões de barris) e 51,549 milhões de m³, respectivamente (anp.gov.br visitado em 16/07/2013).

Em 31/05/1969 foi descoberto, através do poço pioneiro 1-EO-1-MA, o antigo Campo de Espigão que não foi colocado em produção por ser considerado produtor subcomercial de gás. A nova área de Espigão, com 21,35km² de extensão é localizada no Município de Santo Amaro do Maranhão, inclui quatro dos poços do antigo campo (1-EO-1-MA, 3-EO-3-MA, 3-EO-4-MA e 3-EO-5-MA) (anp.gov.br visitado em 16/07/2013).

O antigo campo de Oeste de Canoas foi descoberto em 04/06/1971 através do poço 1-OC-001-MA. Apesar de ter produzido 3,7 milhões de m³ de gás em testes de formação e esgotamento, foi considerado como campo subprodutor pelo antigo operador (anp.gov.br visitado em 16/07/2013).

Depois desta primeira fase de exploração a Bacia do Barreirinhas perdeu a atratividade devido aos resultados pouco produtivos atingidos até então. Com isso, a bacia foi deixada no ostracismo desde o final da década de 80.

O interesse foi retomado com as mudanças na legislação e na terceira rodada de licitações realizada em 2001, foi oferecido um bloco na Bacia do Barreirinhas com 2.435 km². O Bloco BM-BAR-1, localizado em águas profundas, foi adquirido pela Petrobras por R\$48.341.234, com um plano de exploração de oito anos divididos em três períodos. No 1º período (3 anos) o plano exploratório mínimo era 2500 km de levantamentos sísmicos 2D. Nos 2º e 3º períodos (3 e 2 anos respectivamente) o plano exploratório mínimo era a

perfuração de dois poços em cada período (anp.gov.br, visitado em 20/07/2013).

Na quarta rodada de licitações, realizada em junho de 2002, foram oferecidos dois blocos na Bacia do Barreirinhas (BM-BAR-2 e BM-BAR-3), totalizando 7.304 km². A Devon Energy Corporation arrematou o bloco BM-BAR-3 por R\$6.750.000 com um plano exploratório de oito anos dividido em três períodos, sendo os dois primeiros de três anos e o último de dois anos. No 1º período o plano exploratório mínimo exigia 2000 km de levantamentos sísmicos 2D ou a perfuração de um poço e devolução obrigatória de 50% da área. No 2º período o plano exploratório mínimo previa a perfuração de dois poços ou devolução obrigatória de 75% da área. E no 3º período o plano exploratório mínimo demandava a perfuração de dois poços ou devolução obrigatória de 100% da área (anp.gov.br, visitado em 20/07/2013).

Antes do começo das perfurações na Bacia do Barreirinhas a Petrobras e a Devon acertaram uma operação de troca de ativos nas áreas do BM-BAR-1 e BM-BAR-3. Pelo acordo firmado e aprovado pela ANP, a Petrobras manteve a operação do BM-BAR-1, ficando com 50% de participação e repassando 25% para a Devon. Os outros 25% ficaram com a ONGC. Com o swap no BM-BAR-3, a Devon passou a ter 45% de participação, a Petrobras 25% e a coreana SK 30%. Em março de 2009 o poço pioneiro 1DEV14MAS revelou a descoberta de indícios de gás natural no bloco BM-BAR-3, porém o achado não se mostrou animador. Em novembro de 2009 a Devon Energy Corporation anunciou que iria se desfazer de ativos de exploração offshore em todo mundo para concentrar sua atividade em campos terrestres dos EUA e Canadá. Com o término de suas atividades no Brasil a empresa repassou as áreas em seu poder referentes a Bacia do Barreirinhas para a Petrobras (energiahoje.com.br, visitado em 20/07/2013).

Na quinta rodada foi oferecido um setor em águas rasas (**SBAR-AR2**), contendo 62 blocos, totalizando 11.917,01 km². A Petrobras adquiriu a concessão dos blocos BAR-M-355, BAR-M-376, BAR-M-377, BAR-M-378, BAR-M-399(anp.gov.br, visitado em 20/07/2013). Quatro destes blocos foram devolvidos mais tarde por falta de licenciamento ambiental, restando a Petrobras apenas o bloco BAR-M-377 (energiahoje.com.br, visitado em 20/07/2013).

Na sexta rodada foram oferecidos 20 blocos em águas profundas divididos em dois setores: **SBAR-AP1** (9 blocos) e **SBAR-AP2** (11 blocos); além de 29 blocos em água rasa no setor **SBAR-AP1**. O único bloco adquirido foi o BAR-M-175 localizado no setor SBAR-AP1. A operadora vencedora do leilão foi a Petrobras que ofereceu um bônus de R\$351.433,00 (anp.gov.br, visitado em 20/07/2013).

Na sétima rodada foram ofertados três setores totalizando uma área de 21.533 km² sendo o setor de água rasa **SBAR-AR2** com 28 blocos e os setores de água profunda **SBAR-AP1** e **SBAR-AP2** com 10 e 11 blocos respectivamente. Nenhuma empresa manifestou interesse na aquisição dos blocos. Durante a sétima rodada foi realizada a primeira rodada de licitações de áreas inativas contendo acumulações marginais, porém sem áreas relacionadas a Bacia do Barreirinha disponíveis.

Devido ao cancelamento da oitava rodada a mando do governo, a fim de cumprir decisões judiciais, os setores ofertados em Barreirinhas não chegaram a ser leiloados. Entretanto a segunda rodada de licitações de áreas inativas contendo acumulações marginais seguiu normalmente e entre as áreas oferecidas estavam os Campos de Espigão, Oeste de Canoas e São João. O Campo de Espigão foi arrematado pelo consórcio Panergy Consultoria e Participações em Negócios com Energia Ltda. com um Bônus de assinatura de R\$1.115.550,00; o Campo Oeste de Canoas foi arrematado pelo consórcio ENGEPEM Empresa de Engenharia de Petróleo Ltda. (50%) e Perícia Engenharia e Construção Ltda. (50%) com bônus de assinatura de R\$3.275.200,00; e o Campo São João foi arrematado pela empresa Rio Proerg Engenharia Ltda. com bônus de assinatura de R\$4.370.500,00 (anp.gov.br, visitado em 22/07/2013). Em janeiro de 2013 o Consórcio Engepet/Perícia deu início a intervenção no poço 1-OC-MA no campo Oeste de Canoas e iniciou a produção no fim do mesmo ano. (portalbarreirinhas.com.br, visitado em 22/10/2013).

Após um par de rodadas sem que fossem oferecidos blocos da Bacia do Barreirinhas, a décima primeira rodada teve início em janeiro de 2013 com o anúncio dos blocos ofertados. Ao todo, 39 empresas de 12 países participaram e foram oferecidos 289 blocos distribuídos em 23 setores ao longo de 11 bacias sedimentares: Barreirinhas, Ceará, Espírito Santo, Foz do Amazonas,

Pará-Maranhão, Parnaíba, Pernambuco-Paraíba, Potiguar, Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Tucano Sul.

Nesta bacia foram disponibilizados 26 blocos divididos em três setores, sendo dois deles em água profunda (SBAR-AP1 e SBAR-AP2 com 6 e 8 blocos respectivamente) e um em água rasa (SBAR-AR2 com 13 blocos) (Figura 07). Em 14 de maio de 2013 aconteceu o leilão da rodada supracitada onde a ANP teve recorde em arrecadação de bônus de assinatura de R\$ 2,8 bilhões. Foram arrematados 142 dos 289 blocos oferecidos e a área arrematada foi de 100,3 mil Km² dos 155,8 mil Km² quadrados ofertados. No setor **SBAR-AP1** o bloco BAR-M-213 foi arrematado pela empresa OGX Petróleo e Gás S.A. e os blocos BAR-M-215, BAR-M-217, BAR-M-252 e BAR-M-254 foram arrematados pela BG Energy Holdings Limited. No setor **SBAR-AP2** os blocos BAR-M-298 e BAR-M-340 foram arrematados pela BG Energy Holdings Limited; os blocos BAR-M-300, BAR-M-342 e BAR-M-344 foram arrematados pelo consórcio BG Energy Holdings Limited (50%), Petrobras (40%) e Petrogal S.A. (10%); e o bloco BAR-M-346 foi arrematado pelo consórcio BP Exploration Operating Company Limited (50%) e Total E&P do Brasil Ltda. (50%). No setor de água rasa **SBAR-AR2** os blocos BAR-M-251 e BAR-M-389 foram adquiridos pela OGX Petróleo e Gás S.A.; os blocos BAR-M-292, BAR-M-293, BAR-M-313 e BAR-M-314 foram arrematados pela empresa Chariot Oil & Gas Limited; o bloco BAR-M-387 foi arrematado pela Ouro Preto Óleo e Gás S.A.; e o bloco BAR-M-388 foi arrematado pelo consórcio BG Energy Holdings limited (50%), Petrobras (40%) e Petrogal S.A. (10%) (anp.gov.br, visitado em 22/07/2013).



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

Blocos Exploratórios - Setores SBAR-AP1, SBAR-AP2 e SBAR-AR2 - Bacia de Barreirinhas
Exploratory Blocks - SBAR-AP1, SBAR-AP2 and SBAR-AR2 Sectors - Barreirinhas Basin

Brasil
11ª Rodada
Licitações de Petróleo e Gás

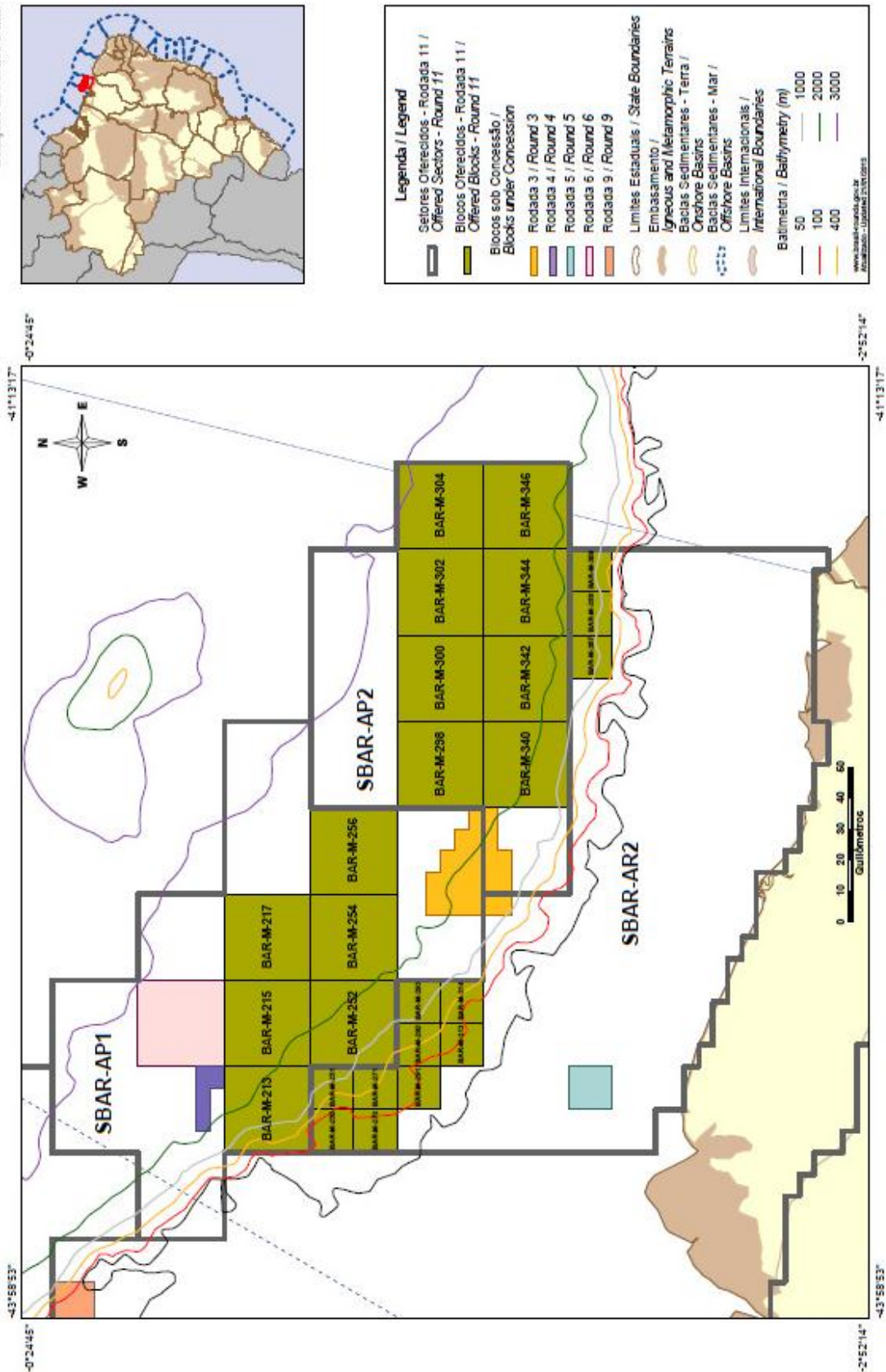


Figura 08: Blocos sob concessão atualmente e blocos exploratórios oferecidos na 11ª rodada de licitações (anp.gov.br).

4.3 – Discussão sobre os Limites espaciais da Bacia do Barreirinhas.

Nem sempre determinar as bordas de uma bacia é uma tarefa simples. As grandes escalas das estruturas e o fato de muitas vezes as feições limitantes estarem encobertas são alguns dos fatores que dificultam a certeza da delimitação.

Devido a isso é normal que os contornos de algumas bacias mudem conforme os estudos sobre estas avançam. Esse é o caso da Bacia do Barreirinhas. Na época em que foi descoberta, Barreirinhas era tratada como sendo uma bacia puramente terrestre. Mesner & Wooldridge (1964) consideravam Barreirinhas uma sub-bacia relacionada a bacia do Maranhão. Em 1969 Pamplona descrevia espacialmente a bacia dizendo "A área emersa é calculada em 15 000 Km²..." (Figura 08). Em seu trabalho Pamplona *op. cit.* revela também que aproximadamente nesse período a interpretação de trabalhos aeromagnéticos mostrou que a bacia se estendia para o mar por uma área de tamanho estimado equivalente a continental. Hoje em dia se assume que a bacia tem cerca de 46.000 km², sendo por volta de 8.500 km² emersos.

Atualmente, os marcos estruturais que delimitam as bordas da Bacia do Barreirinhas com base na literatura são: À leste, o Alto de Tutóia representa o seu limite com a Bacia do Ceará; a sul, limita-se com o embasamento raso através de falhas de borda que a separam da Plataforma de Sobradinho. À oeste, a Plataforma de Ilha de Santana constitui uma barreira, a partir da qual a bacia estende-se para as águas rasas e profundas (Trosdorf 2007).

No entanto o limite noroeste da bacia é normalmente adotado como alinhado ao meridiano 44°O apesar de não existir qualquer feição geológica que justifique a separação das bacias do Barreirinhas e Pará-Maranhão nesta região.

Ao se analisar esta circunstância é perceptível a inter-relação destas bacias. Segundo Cainelli (1986) em 1985 a Petrobras realizou um esforço exploratório a fim de obter um estudo completo de uma área situada na plataforma continental dos estados do Pará e Maranhão entre as bacias do Barreirinhas e Foz do Amazonas conhecida como Bacia Pará-Maranhão.

Cainelli *op. cit.*, ao descrever a estratigrafia da Bacia Pará-Maranhão, utilizou as mesmas denominações da Bacia do Barreirinhas em função das similaridades litológicas e estratigráficas entre as duas. Artifício este que foi seguido por Brandão (1994).

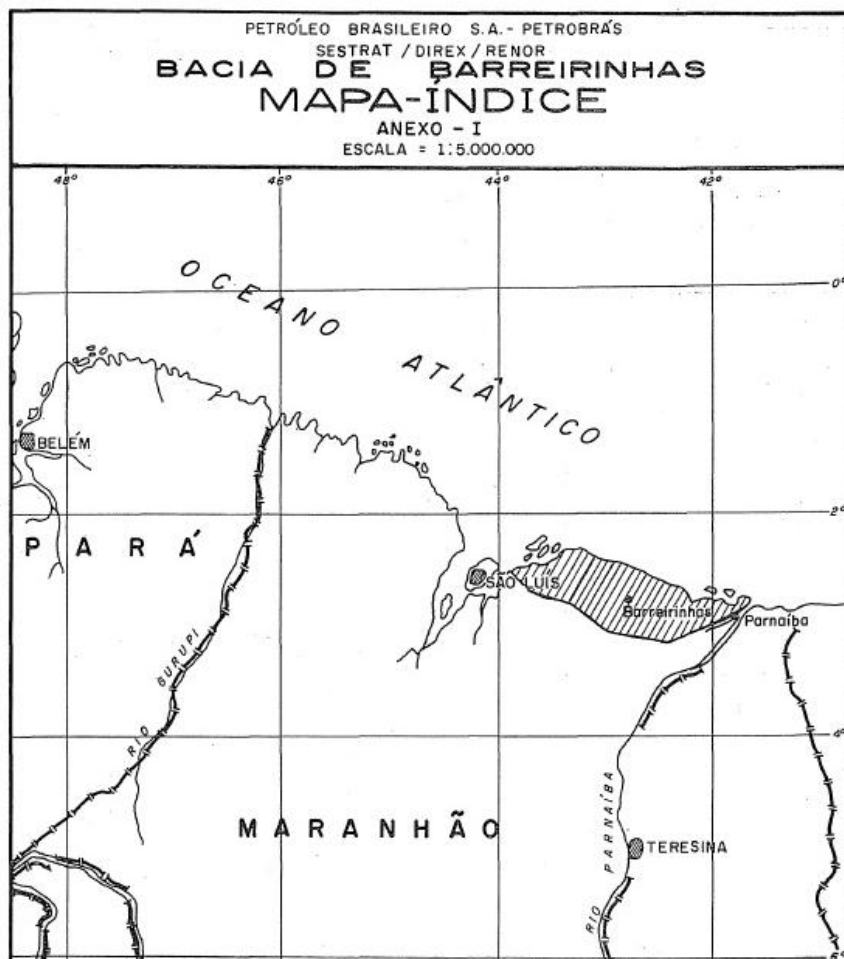


Figura 09: Mapa da Bacia do Barreirinhas em Pamplona (1969) mostrando antigos limites espaciais.

Porém os paralelos não são apenas litoestratigráficos. Os primeiros trabalhos de zoneamento bioestratigráfico realizados (Regali et. al. 1985 e Regali & Beurlen 1987) em palinóforos e foraminíferos planctônicos determinam idades similares para os sedimentos dos grupos que formam as duas bacias. Souza (2006) em seu trabalho sobre os radiolários do Cretáceo médio nas Bacias do Barreirinhas e Pará-Maranhão descreve explosões planctônicas caracterizadas por grande quantidade de radiolários seguidas de um rápido decréscimo após o pico populacional em todos os poços estudados das duas bacias. O autor analisa que estes dados são importantes, pois,

devido a escassez de sílica dissolvida na água do mar, grandes ocorrências de depósitos silicosos não são comuns em sedimentos de fundo oceânico inclusive nas bacias da margem costeira Brasileira. Esses depósitos estão relacionados a processos oceânicos complexos influenciados por fatores físicos e químicos, entre eles destaca-se a ressurgência: movimentos verticais geradas por stress do vento na superfície da água possibilitando a subida de nutrientes dantes presos em camadas de água mais densas e profundas. Desenvolvendo a análise do autor podemos inferir que no período da deposição dos radiolários, datada entre o Turoniano e o Cenomaniano, as duas bacias estavam completamente conectadas já que possuíam condições marítimas específicas semelhantes.

As sequências deposicionais propostas por Trosdorf (2007) para a Pará-Maranhão são por vezes idênticas as sequências propostas para a Bacia do Barreirinhas. Mesmo as raras diferenças; ou não são de cunho sedimentar, como é o caso do magmatismo na sequência E60-E70; ou não se observam na divisa com Barreirinhas, como a separação entre a sequência E30 e a sequência E40-E50 onde o hiato bioestratigráfico que define o limite superior da sequência E30 é identificado apenas no sul da bacia, sendo que em sua área remanescente as duas sequências são agrupadas formando a sequência E30-E50 que é presente também na Bacia do Barreirinhas.

É possível ver a inter-relação entre Barreirinhas e Pará-Maranhão também no trend estrutural. Segundo Soares Jr. (2007), a Bacia Pará-Maranhão é formada por dois depocentros separados por um host denominado de Alto Estrutural do Gurupi, e enquanto o depocentro oeste (Gráben de Ilha de Santana) é dominado por dois sistemas de falhas com direções E-W e NNW-SSE, o depocentro leste é alongado na direção NW-SE e tem sistemas de falhas normais com predominantemente a mesma direção. As falhas do depocentro leste da Bacia Pará-Maranhão continuam e se confundem com as de falhas normais de direção NW-SE que formam estruturalmente a parte marítima da Bacia do Barreirinhas. A explicação para tantas similaridades está no próprio trabalho de Soares *op. cit.* Trata-se da relação genética entre as bacias. O autor supracitado afirma em seu trabalho que a Bacia do Barreirinhas se formou a partir da instalação de sistemas de falhas normais de direções E-W e NW-SE com mergulhos para N e que com a propagação para noroeste se

individualizou a Bacia do Pará-Maranhão a partir de um primeiro conjunto de falhas de direção NW-SE e mergulho para NE e um segundo conjunto de direção E-W e mergulho para N.

Soares Jr. (2007) explica ainda o porquê de o preenchimento das bacias serem semelhantes quando descreve a evolução da paisagem decorrente da formação do Atlântico. No que se refere às bacias em questão, o autor menciona que as duas se formaram em sistemas flúvio-lacustres e com a evolução do riftamento a partir da Bacia do Ceará a Bacia do Barreirinhas sofreu a transgressão marinha que no fim do Albiano alcançou a Pará-Maranhão. (Figura 09). Entretanto, o entendimento de que o estágio rifte deixou pacotes de 1.800 e 3.500 metros nas bacias de Pará-Maranhão e Barreirinhas respectivamente correspondentes aos sedimentos flúvio-lacustres da Formação Codó e os sedimentos marinhos dos Grupos Canárias e Cajú torna a divisão arbitrária entre as duas bacias ainda mais incoerente.

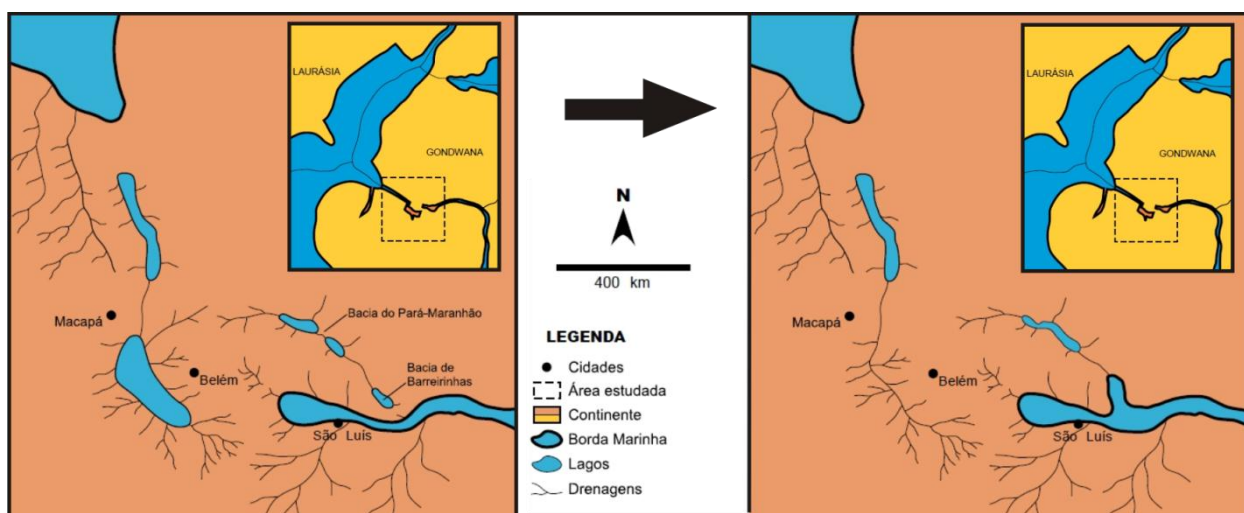


Figura 10: Mapas paleogeográficos de Soares Jr. (2007) ilustrando a instalação de sistemas flúvio-lacustres nas recém formadas bacias do Pará-Maranhão e Barreirinhas (à esquerda) e a ingressão marinha na Bacia do Barreirinhas (à direita).

O mesmo vale para a fase drifte que ocorreu após a conexão das duas Bacias com a Bacia da Foz do Amazonas no Eoalbioano compondo um sistema de grábens unificados dominados por sistemas marinhos ligados ao Atlântico Central. Nesta fase foram depositados os sedimentos dos Grupos Caju (ainda não descrito na Bacia Pará-Maranhão) e Humberto de Campos, e os sedimentos da formação Pirabas já no Mioceno ao Recente, todas formações amplamente descritas na literatura formadas por processos já reconhecidos.

Ainda assim, no que se refere a corroboração à separação entre as bacias, não há evidências que as justifiquem esta divisão com o atual nível de conhecimento das áreas

Em outras palavras, mesmo que haja um suposto entendimento sobre a confusa transição entre as bacias supracitadas, isso não exclui as dificuldades causadas pelo fato de não haver uma delimitação clara que possibilite um rápido posicionamento de um determinado ponto em uma das duas.

A delimitação dos blocos oferecidos nas Rodadas de Licitações da ANP é condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural e a considerações preliminares sobre fatores ambientais, entre outros itens técnicos. A seleção final é feita de acordo com as diretrizes do CNPE, nos termos da Resolução CNPE nº 8/2003 e Lei nº 12.351/2010 (anp.gov.br, visitado em 05/08/2013).

De acordo com a Resolução CNPE nº8/2003 os fatores mais importantes para a delimitação de um bloco de concessão estão relacionados à situação da bacia sedimentar na qual o referido bloco se encontra como, por exemplo, o art. 2º, inciso III que determina a inclusão de blocos baseados na maturidade da bacia; ou o inciso IV do mesmo artigo que determina a inclusão de blocos em bacias de fronteira tecnológica.

Atualmente tanto a Bacia do Barreirinhas quanto a Bacia Pará-Maranhão apresentam o mesmo status de fronteira, sendo vistas como uma possibilidade promissora e não como realidade.

Porém, na hipótese de que em uma das duas fosse descoberta um volume considerável de hidrocarbonetos, a ponto de se considerar a produção comercial. Neste cenário a indefinição quanto aos limites espaciais tem importância, pois os blocos localizados nesta área fariam parte, ou de uma bacia de fronteira, ou de uma bacia já produtora e estável. Evidentemente o valor do bloco na primeira situação seria consideravelmente inferior em relação à segunda situação.

Como já dito anteriormente, o limite adotado no momento presente para a Bacia do Barreirinhas é o meridiano 44°O. Esta divisa não resolve a problemática em questão já que não releva qualquer fator geológico. A principal esperança para a elucidação do tema seria o processo de exploração

especificamente na área para se definir melhor a divisa entre Bacia do Barreirinhas e Bacia do Pará-Maranhão.

4.4 – Perspectivas Futuras para Barreirinhas.

A margem equatorial do Brasil é tida como uma das fronteiras mais promissoras em petróleo e gás, fazendo parte do chamado *Golden Triangle*, composto por Golfo do México, costa ocidental da África e litoral brasileiro, regiões de características geológicas similares. As recentes descobertas na costa oeste africana, nas bacias de Gana e Costa do Marfim, evidenciam o grande potencial da área. Confirmam essa perspectiva as descobertas comerciais e subcomerciais nas bacias do Ceará, Pará-Maranhão, Barreirinhas e Potiguar, além dos numerosos indícios de petróleo registrados nos poços perfurados. Os tipos de óleo identificados nessas bacias são leves e de excelente qualidade (anp.gov.br, visitado em 27/07/2013).

A presença de gás natural é factual nas reservas terrestres da bacia de Barreirinhas, comprovada pelos campos Espigão, Oeste de Canoas e São João descobertos no início das atividades exploratórias na bacia. Apesar de terem sido consideradas acumulações subcomerciais, os antigos operadores estimaram as reservas dos três campos somadas em uma quantidade superior a 400 milhões de m³.

Segundo o diretor comercial da Engepet Cléber Bahia a distribuição do gás ainda está sendo discutida pela Engepet/Perícia com a Empresa Maranhense de Gás (Gasmar), mas Cléber Bahia já adiantou que o transporte do campo de Oeste de Canoas deve ser feito por caminhões até os postos de combustíveis em São Luís para atender ao mercado automotivo (Gás Natural Veicular - GNV) enquanto que Espigão demandará a construção de um gasoduto de 25 quilômetros, interligando os poços até a BR-402, para escoamento do gás natural por caminhão até São Luís. O investimento na exploração das áreas é estimado em R\$ 25 milhões (maranhaomaravilha.blogspot.com.br , visitado em 27/07/2013).

Atualmente o consórcio Engepet/Perícia/Panergy anunciou que atendera ao setor energético além do mercado automotivo, com o investimento de

aproximadamente R\$ 50 milhões em uma termétrica na Bacia de Barreirinha. A decisão foi tomada em consideração ao atual cenário da geração de energia elétrica no Brasil o que levou as empresas envolvidas a repensar o projeto original.([imirante.globo.com](http://www.mirante.globo.com) , visitado em 09/12/2014)

No setor de águas rasas o único bloco em concessão anteriormente à 11ª rodada era o BAR-M-377 sob controle da Petrobras desde 2003. Caso o plano exploratório mínimo para a concessão tenha sido cumprido ao menos um poço foi perfurado na área, porém a empresa não tem divulgadas maiores informações á respeito. Na 11ª rodada oito blocos em águas rasas foram adquiridos a despeito de todas as restrições ambientais que sofrem estas áreas - em conjunto com as áreas terrestres - devido à presença do Parque Nacional dos Lençóis Maranhenses, que podem trazer sérios atrasos como no caso do embargo da 8ª rodada. Ainda assim, a capacidade de exploração de empresas e consórcios licitantes nestes blocos deve ser limitada em função da grande visibilidade da área aos olhos dos órgãos de fiscalização ambiental.

A parte da bacia localizada em águas profundas tinha anteriormente à 11ª rodada três blocos sob concessão, todos em consórcios nos quais a Petrobras é a principal licitante. Em um poço perfurado pela Devon no bloco BM-BAR-3, antes de esta repassar suas participações nos contratos de exploração em todo Brasil, foi encontrado quantidades subcomerciais de gás natural. O poço 1-DEV-14A-MAS de 4826m de profundidade está hoje sob os cuidados da Petrobras que tem mais dois poços perfurados no bloco BM-BAR-1 que apresentaram indícios de gás ([anp.gov.br](http://www.anp.gov.br), visitado em 27/07/2013). O fato de esta região não sofrer os mesmos refreamentos ambientais que as áreas pertencentes ao Parque dos Lençóis Maranhenses aumenta sensivelmente o interesse na faixa de aguas profundas da bacia. Ao término da 11ª rodada, a maioria dos blocos disponibilizados em setores de águas profundas foram arrematados (11 arrematados de 14 ofertados) e a principal expectativa em relação a esta área é uma grande expansão na exploração da mesma para a caracterização da geologia e para a descoberta de novas reservas comerciais.

5- Conclusões

5.1– A Respeito da Viabilização da Exploração de Gases Remotos.

ZAMALLOA (2004) relata que o gás natural vem angariando importância no mundo em decorrência da sua qualidade, flexibilidade, abundância, e das vantagens ambientais, já que este é reconhecidamente o combustível fóssil menos poluente devido a fatores como - entre outros - a ausência de compostos de enxofre e nitratrogenados o que proporciona uma combustão livre de emissão de SO_x e com menor emissão de NO_x . O gás natural compete com o carvão, o óleo combustível, a hidroeletricidade e a energia nuclear na geração de eletricidade. Em aplicações residenciais, comerciais e industriais concorre com o óleo diesel e o GLP (gás liquefeito de petróleo) e é um forte concorrente ao petróleo na área de transporte. Outras aplicações possíveis são a utilização na matéria prima de fertilizantes e na indústria química.

Segundo dados da BP (1999) *in* Zamalloa (2004), cerca de 80% do volume de gás natural no mundo é consumido pelos próprios produtores enquanto que os 20% restantes são resultantes de transações comerciais internacionais sendo que 15% envolvem importações através gasodutos, e 5% através de gás natural liquefeito (GNL).

O motivo de a grande maioria das transações envolvendo gás natural ser doméstica se dá porque em situações nas quais os mercados encontram-se longe das jazidas há necessidade de se construir uma infraestrutura complexa de transporte.

Porém nos países em desenvolvimento geralmente não existe um mercado local suficientemente grande e com poder de compra elevado para viabilizar os grandes investimentos em infraestrutura necessários para a implantação da cadeia do gás natural, embora haja uma demanda potencial para esse gás (Zamalloa 2004). Assim, é crescente a precisão de tornar viáveis áreas de produção de gás em regiões mais remotas, onde inexistente consumo doméstico de gás.

Ainda de acordo com Zamalloa (*op.cit.*) o primeiro fator a ser levado em conta na viabilidade de uma jazida de gás natural é a característica desta. No caso de reservas de gás associado, normalmente privilegia-se a produção do óleo, utilizando-se o gás para manter a pressão, com subsequente recuperação do gás. Em campos remotos há uma tendência a maximização da produção de petróleo com a injeção de gás no reservatório. Nas reservas de gás não associado a produção de gás é prioritária. Do gás extraem-se elementos condensáveis que se liquefazem e têm grande valor comercial. Em casos de reservatórios de gás não associado remotos, os condensáveis são os únicos elementos cujo valor econômico pode ser rapidamente realizado.

Deve ser considerado também o preço com que o gás natural chegará ao mercado em relação aos outros combustíveis fósseis. Para esta determinação usa-se o conceito *Net Back Value* na boca do poço e após definir o combustível concorrente o preço é estipulado já com desconto do custo de transporte.

O tipo de transporte pode ser alterado para que o preço final do gás no mercado seja condizente com a realidade. Entre as alternativas de transporte há aquelas realizadas com o gás no estado gasoso, por meio de dutos ou cilindros de alta pressão; ou no estado líquido, na forma de Gás Natural Liquefeito (GNL). Segundo Zamalloa (2004), recentemente vem se resgatando tecnologias antigas que visam a produção de combustíveis líquidos sintéticos a partir do gás natural com objetivo de aumentar a densidade energética por unidade de volume para facilitar o transporte. Estas tecnologias são chamadas genericamente de *Gas-to-liquids* (GTL).

Goraieb *et alii.* (2005) discorrem sobre a possibilidade e os benefícios da estocagem subterrânea de gás natural com intuito de garantir a demanda dos grandes centros consumidores e prevenir possíveis falhas no sistema de transporte além de regular as oscilações sazonais de preços e permitir um melhor planejamento e controle de distribuição. Segundo Goraieb *et alii.* (*op. cit.*) a estocagem pode ser feita por vários meios como: aproveitamento de campos ou reservatórios de óleo e gás já exauridos; utilização de aquíferos em estruturas anticlinais, constituídas por rochas de porosidade elevada, capeadas por camadas pouco permeáveis; estocagem em cavernas artificiais construídas

através de lixiviação de espessas camadas de rochas salinas; estocagem em cavidades de minas subterrâneas abandonadas.

Os reservatórios subterrâneos garantem uma maior competitividade do gás natural em comparação a outras fontes energéticas já que permitem o aumento da produção e o acréscimo da capacidade de fornecimento, proporcionando maior disponibilidade de oferta e em consequência um menor preço final do insumo.

5.2- Estado do Pará e o Gás Natural.

O estado do Pará tem na energia hidrelétrica a sua principal fonte para suprir as necessidades tanto da indústria quanto para uso doméstico. Porém apesar de atualmente a usina hidrelétrica de Tucuruí suportar a demanda energética do estado e da usina de Belo-Monte estar sendo construída, é importante a busca por alternativas de tipos energéticos para evitar o desabastecimento caso venha a ocorrer um imprevisto nas hidrelétricas.

Tendo isso em mente, a utilização do gás natural é uma possibilidade lógica levando em consideração a produção da Bacia do Parnaíba que chegou a 4,5 milhões m³ por dia no Campo de Gavião Real no mês de junho de 2013 (ogx.com.br, visitado em 02/08/2013). Além da Bacia do Parnaíba, as Baias do Pará-Maranhão, do Barreirinhas e do Foz do Amazonas se mostram como potenciais produtoras futuras.

Segundo o Prof. Edmilson dos Santos da Cátedra do Gás Natural da USP (*in* Marques 2010) “*O desenvolvimento da indústria do gás natural na Região Norte está condicionado a um equilíbrio entre projetos X questões políticas X mercados para o gás... Os projetos devem ser adequados à realidade do Pará de um mercado quase inexistente passando para um incipiente, de termelétricas e necessidades da indústria mineral...*”.

O Prof. Edmilson dos Santos (*in* Marques 2010) diz ainda que a realidade mostra que no presente o gás natural tem concorrentes bem presentes na realidade paraense, então para a entrada do gás, as iniciativas tem de ser realistas, deve haver mercados e consumidores potenciais, aqueles que mostrem necessidade de uso (demanda) e vontade de mudar para o gás.

Sobre como poderia ser aplicado o gás no estado, o Prof. Edmilson dos Santos (*in Marques op. cit.*) ressalta: “Os grandes consumidores devem ser atendidos antes como forma de viabilizar a indústria, mas ao mesmo tempo podem ser tomadas iniciativas piloto para concorrer e se instalar em mercados menores, em outras aplicações para a geração de frio por exemplo. A indústria pecuária paraense poderia criar câmaras de frio para exportação de carne para o Líbano e Venezuela. O frio seria gerado por gás natural e permitiria a exportação em escala industrial. Outra aplicação seria a geração de frio ou calor para condomínios tipo Alphaville e o mesmo para hospitais. Hoje, algumas dessas aplicações podem ser realizadas por GLP, o que cria uma zona de sombra constitucional, pois a distribuição de gás é competência das distribuidoras estaduais como a Gás do Pará.”

De fato o uso do GLP no Pará é um ótimo exemplo das várias aplicações possíveis para o gás natural no estado. Por essa perspectiva o mercado de gás paraense parece promissor. O Quadro 1 mostra o consumo de GLP em cada estado da federação, e embora o Pará não esteja entre os maiores consumidores em termos absolutos, este tem o segundo maior crescimento percentual com aproximadamente 40%, muito acima da média nacional de aproximadamente 13%, ficando atrás apenas do estado do Maranhão. Quanto a zona de sombra citada pelo professor, em 5 de março de 2009 foi publicada a Lei nº 11.909/2009 (conhecida no mercado como “Lei do Gás”), que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o Art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural. No ano seguinte foi publicado o Decreto nº 7.382, de 3 de dezembro de 2010, o qual teve como objetivo regulamentar a Lei do Gás. Em 2011 a ANP realizou uma série de audiências públicas com intuito de regulamentar a Lei do Gás e do Decreto nº7.382/2010 e concentrar as tomadas de decisão sobre as atividades relativas ao gás na ANP.

A primeira foi realizada em 19 de julho de 2011 e deu origem a Resolução ANP nº50/2011 relativa obrigatoriedade de informação á ANP quanto aos terminais de GNL e dos critérios para definir os gasodutos que são parte integrante desses terminais

UF	jan/07	jan/14	% DE CRESC.
AC	1229528	1594234	29,7
AL	6722252	7922906	17,9
AM	7138387	9092197	27,4
AP	1128678	1442256	27,8
BA	33610942	41593024	23,7
CE	16247594	22736125	39,9
DF	6737571	7798827	15,8
ES	10636933	11661172	9,6
GO	21112397	24162048	14,4
MA	8248930	13434220	62,9
MG	60566108	59936226	-1,0
MS	5930004	7359889	24,1
MT	7423008	9460182	27,4
PA	12305384	17275698	40,4
PB	8306194	11086039	33,5
PE	20178219	26216922	29,9
PI	5511352	7522226	36,5
PR	34454128	38610743	12,1
RJ	40851688	41051544	0,5
RN	8920327	9394722	5,3
RO	3021587	3977614	31,6
RR	675682	944967	39,9
RS	32006927	34281698	7,1
SC	19370736	23100312	19,3
SE	4408061	5974824	35,5
SP	137017209	141710156	3,4
TO	3333944	3848891	15,4
Média	19151621	21599617	12,8

Quadro 1: Consumo aparente de GLP totalizado por mês em recipientes transportáveis de até 13 Kg e granel (unidade expressa em Kg). anp.gov.br

Em agosto de 2011 foram realizadas duas audiências. A primeira tratava da implantação dos gasodutos e procedimentos gerais para instrução de processo com vistas à declaração de utilidade pública das áreas necessárias à

exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais e deu origem a Resolução ANP n° 44/2011. A segunda deu origem a duas resoluções: A Resolução ANP n° 51/2011 que trata do registro de autoprodutor e autoimportador e a Resolução ANP n° 52/2011 que trata da autorização para o exercício da atividade de comercialização de gás natural, do registro de agente vendedor e de contratos de comercialização(anp.gov.br, visitado em 02/08/2013).

5.3 – A crise da Petrobras e os possíveis efeitos em Barreirinhas.

A Petrobras é reconhecida mundialmente por ser uma das principais empresas petrolíferas do mundo. Sendo a estatal brasileira responsável por grande parte dos projetos de exploração de petróleo e gás no país, é natural que seus números sejam expressivos. Entretanto a empresa vem passando por uma longa crise econômica nos últimos anos que associada com os recentes escandalos de corrupção de funcionários da alta cúpula desta, culminaram em uma grande queda do valor da estatal bem como dos investimentos recebidos pela mesma.

O desgaste da Petrobras começou em 2009 por conta da crise internacional que afetou não só esta, mas também o mercado petrolífero como um todo. Isso associado as intervenções do poder executivo sobre o preço do petróleo praticado no país tornou a sua recuperação lenta em comparação com as demais empresas do ramo como mostra a figura 10 (veja.abril.com.br, visitado em 15/12/2014). Em 2014, a cotação estava começando a se recuperar, quando as notícias de corrupção atingiram a empresa. Foi assim que em 12 de dezembro de 2014 a estatal passou a valer R\$ 127 bilhões, enquanto que No auge de sua cotação, em 21 de maio de 2008, seu valor a preços de hoje, já considerando a inflação, era de R\$ 737 bilhões (gazetadopovo.com.br visitado em 15/12/2014).

Tendo em vista este panorama econômico é racional que a empresa concentre suas operações e seus investimentos em áreas onde o retorno financeiro é mais seguro e rápido como o pré-sal. Sendo assim caso a crise continue a Bacia do Barreirinha certamente será posta de lado já que atualmente todos os blocos licitados desta bacia são operado totalmente ou

parcialmente pela Petrobras. Alias, não só a Bacia do Barreirinhas seria atingida mas também todas as bacias de fronteira exploratória com blocos empossados pela estatal. Outra possível consequência será a diminuição do interesse na Bacias do Barreirinhas em leilões futuros já que até hoje a principal investidora na bacia é a própria Petrobras.

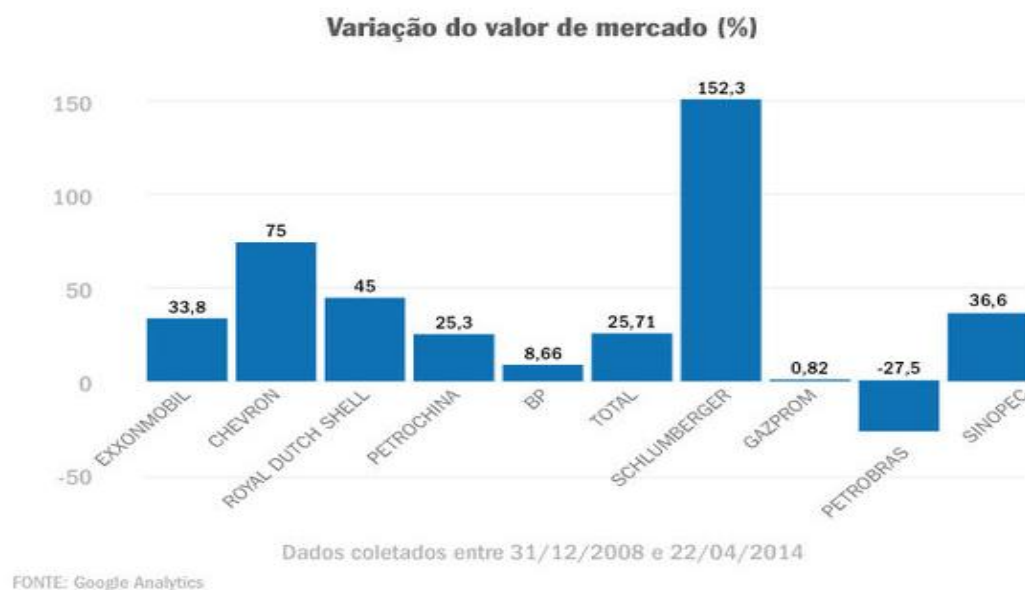


Figura 11: Variação do valor de mercado em porcento de empresas petrolíferas entre o início de 2009 e meados de 2014(veja.abril.com.br).

5.4 – Considerações finais.

Neste trabalho foi adotado que a Bacia do Barreirinhas é formada estratigraficamente por três supersequências: Intracratônica, Rifte e Drifte como proposto por Trosdtorf (2007) onde a primeira tem idade devoniana, a segunda é de idade eocretácia e a terceira se estende do neocretácio ao mioceno.

A gênese da bacia é comumente associada com a implantação da Zona de Fratura Romancha iniciada através de um espalhamento oceânico originado por afinamento litosférico.

O sistema petrolífero de Barreirinhas ainda gera duvidas, principalmente quanto a rocha geradora, que apesar de apresentar indícios de ser

correlacionável aos folhelhos negros da formação Codó não se pode escluir outras possibilidades. O hidrocarboneto teria migrado por grandes falhas geradas por esforço transtensivo e se acumulado nas rochas do Grupo Canárias.

O caráter transitório da divisa entre as Bacias do Barreirinhas e Pará-Maranhão é entendido através da relação genética entre as duas, formadas no terceiro evento distensivo da abertura do Oceano Atlântico Equatorial e preenchidas por sedimentação oriunda de invasão marinha, porém a problemática criada pela discrepância entre os limites assumidos atualmente e a real divisão entre as bacias persiste, levantando a necessidade de maiores estudos na área em questão.

Mesmo com as incertezas quanto ao sistema petrolífero de Barreirinhas, que poderiam afastar investidores em potencial, e com a indefinição do limite da bacia, que poderia provocar problemas em leilões futuros, a 11ª rodada de licitações da ANP demonstrou que o interesse das empresas petrolíferas na área é alto. Muito deste interesse se dá pelos indícios de hidrocarbonetos encontrados tanto na parte terrestre (onde estão os campos São João, Espigão e Oeste de Canoas) quanto na parte marítima (BM-BAR-3 e BM-BAR-1) da bacia. Tais fatores demonstram que as perspectivas para a Bacia do Barreirinha são promissoras independentemente dos problemas supracitado ou dos embargos ambientais gerados pela presença do Parque do Lençóis Maranhenses nas áreas terrestres e de águas rasas. A única real ameaça ao desenvolvimento da bacia é a crise da petrobras e as consequências que a continuação prolongada dessa crise pode acarretar.

Caso as previsões a respeito da produção da bacia se sustentem o mercado para o escoamento do gás produzido não precisa se limitar ao Maranhão. Apesar de as necessidades energéticas paraenses serem supridas em grande parte por hidrelétricas, a instalação de uma rede geradora termoelétrica seria uma medida plausível caso houvesse uma fonte próxima que viabilizasse tal feito. Além disso o uso do gás natural em geração de frios também seria uma possibilidade.

6 – Referências

AZEVEDO, R. P. **Interpretação Geodinâmica da Evolução Geológica da Bacia de Barreirinhas**. Anais do 34º Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia: Sociedade Brasileira de Geologia, 1986. v.3, p. 1115-1130.

AZEVEDO, R. P.; ROSSETI, E. L.; NEPPOMUCENO FILHO, F.; CAPUTO, M. V. **Modelamento Tectônico, Origem e Evolução da Bacia de Barreirinhas**. Anais do II Simpósio de Geologia da Amazônia, Belém: Sociedade Brasileira de geologia, 1985. v. 1, p.208-221.

BRANDÃO, J. A. S. L.; FEIJÓ, F. J. **A Bacia do Pará-Maranhão**. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro, jan/mar. 1994. v. 8, n. 1, p. 101-102.

CAINELLI, C.; MORAES JUNIOR, J. J. **Preenchimento Sedimentar da Bacia Pará-Maranhão**. Anais do 34º Congresso Brasileiro de Geologia, Goiânia: Sociedade Brasileira de Geologia, 1986. p. 131-144.

FEIJÓ, F. J. **Bacia de Barreirinhas**. Boletim de Geociência da Petrobrás, Rio de Janeiro, jan./mar. 1994. v. 8, n. 2, p. 103-105.

GORAIEB, C. L.; IYOMASA, W. S.; APPI, C. J. **Estocagem Subterrânea de Gás Natural: Tecnologia para Suporte ao Crescimento do Setor de Gás Natural no Brasil**. Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT), São Paulo 2005

MACAMBIRA, T. M.; CORRÊA, J. A. M. **Mineralogia dos Pelitos Albianos, Porção Oeste da Bacia de Barreirinhas**, MA. 4º PDPETRO, Campinas, SP. 21-24 de Outubro de 2007.

MARQUES, R. F. **Bacia do Paranaíba: estado atual de conhecimento e possibilidade para a produção de gás natural**. 2010. Trabalho de Conclusão de Curso - Faculdade de Geologia. Instituto de Geociências. Universidade Federal do Pará, Belém, 2010.

MESNER, J.C. & WOOLDRIDGE, L.C. **Estratigrafia das bacias paleozóica e cretácea do Maranhão**. Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro 1964, v.7, n. 2, p.137-164

NOGUEIRA NETO, I. de L. A. **Biogeografia histórica da coralinofauna e briozoofauna do Mioceno do Pará e sua possível correlação com as rochas reservatórios carbonáticas das bacias costeiras do Norte Brasileiro**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Geologia) - Faculdade de Geologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2010.

PAMPLONA, H. R. P. **Litoestratigrafia da Bacia Cretácea de Barreirinhas**. Boletim Técnico da Petrobrás, Rio de Janeiro 1969. v.12, n.3, p. 261-290.

REGALI, M. S. & BEURLEN G. O Cretáceo da Plataforma Continental do Maranhão e Pará, Brasil: Bioestratigrafia e Evolução Paleoambiental. Boletim de Geociências da Petrobras, Rio de Janeiro ago./dez. 1987. v. 1, n. 2, p. 135-155.

SAWAKI, M. T. **Intervalo de Confiança para a Apreciação de Reservas de Óleo e Gás**. Dissertação de Mestrado (Pós-graduação Engenharia de

Produção) - Departamento de Engenharia Industrial, Centro Técnico Científico, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, 2003.

SOARES JR., A. V. **A Fragmentação do Gondwana na região Meio-Norte do Brasil Durante o Mesozóico.** Tese de Doutorado (Pós-graduação em Geologia e Geoquímica) - Centro de Geociências, Universidade Federal do Pará, Belém, 2007

SOARES JÚNIOR, A.V.; COSTA, J.B.S.; HASUI, Y. 2008. **Evolução Tectônica da Margem Atlântica Equatorial do Brasil: três fases distensivas.** Geociências (São Paulo) vol.27 no.4 São Paulo (Out./Dez. 2008).

SOUZA, V. **Radiolários do Cretáceo Médio das Bacias do Pará-Maranhão e Barreirinhas, Margem Equatorial Brasileira.** Tese de Doutorado (Pós-graduação em Geociências), Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, POrto Alegre, 2006

SZATMARI, P.; FRANCOLIN, J. B. L.; ZANOTO, O. & WOLFF, S. 1987. **Evolução Tectônica da Margem Equatorial Brasileira.** Revista Brasileira de Geociências, v. 17, n. 2; p. 180-188.

TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. **Petroleum Formation and Occurrence.** 2ª edição, publicado por Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Alemanha, 1984.

TROSDTORF JUNIOR, ZALÁN, P. V.; FIGUEIREDO, J. de J. P. de; SOARES, E. F. **Bacia de Barreirinhas.** Boletim de Geociência da Petrobrás, Rio de Janeiro, maio/nov. 2007. v. 15, n. 2, p. 331-339.

ZAMALLOA, G. A. C. **Avaliação de Alternativas Tecnológicas (GNL e GTL) Para a Viabilização de Jazidas de Gás Natural Remotas em Países em Desenvolvimento**, São Paulo, 2004. 220 f. Tese de Doutorado – Universidade de São Paulo, 2004.