

BACIA DO CEARÁ

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Ildeson Prates Bastos
Superintendência de Definição de Blocos - SDB

2017

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	4
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	6
3.1 Fase Rifte.....	9
3.2 Fase Pós-Rifte	11
3.3 Fase Drifte	11
4. SISTEMA PETROLÍFERO	13
4.1 Geração e Migração	13
4.2 Rochas Reservatório	14
4.3 Rochas Selantes	14
4.4 Trapas	14
4.5 Plays Exploratórios.....	15
5. SETORES EM OFERTA.....	15
5.1 Descrição Sumária.....	15
5.1 Avaliação dos Blocos Propostos.....	16
6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	16

1. INTRODUÇÃO

Localizada na Margem Equatorial Brasileira, a Bacia do Ceará está limitada a sudeste com a Bacia Potiguar, pelo Alto de Fortaleza; a oeste com a Bacia de Barreirinhas, pelo Alto de Tutóia; a sul, pela faixa de afloramento do embasamento; e a norte, pela Falha Transformante do Ceará, associada à Zona de Fraturas Romanche.

Considerando a cota batimétrica de 3.000 metros, a bacia abrange área de aproximadamente 65.000 km², dos quais cerca de 50.000 km² estão submersos.

Para a Décima Quinta Rodada de Licitações estão em oferta 12 (doze) blocos exploratórios localizados nos setores SCE-AP2 e SCE-AP3, totalizando 8.389,97 km² (Figura 1).

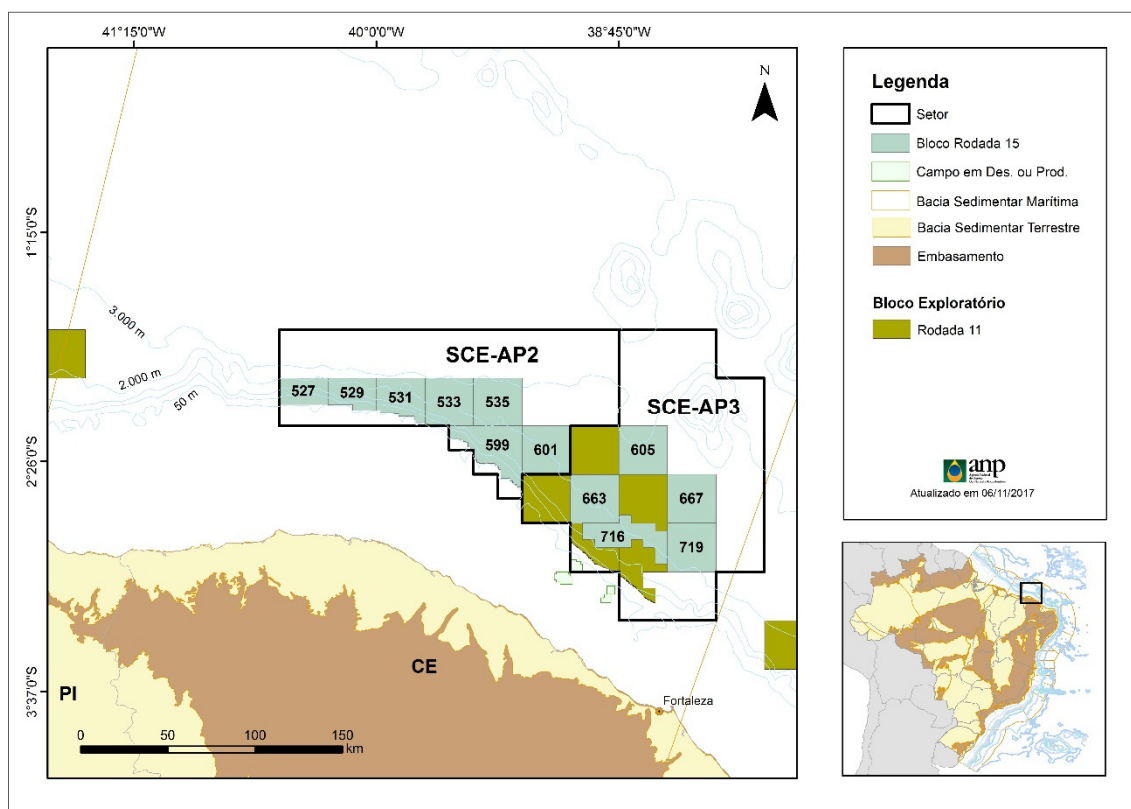


Figura 1. Mapa de localização da Bacia do Ceará com indicação dos blocos exploratórios em oferta na Décima Quinta Rodada de Licitações.

2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO

A exploração petrolífera na Bacia do Ceará foi iniciada no final da década de 60, com levantamentos sísmicos realizados pela Petrobras.

Em 1971 foi perfurado o primeiro poço (1-CES-0001-CE) na Sub-bacia de Piauí-Camocim. A partir de então, a maior parte do esforço exploratório foi concentrada na Sub-bacia de Mundaú, que apresentou os resultados mais promissores. Os esforços exploratórios na bacia aumentaram no final dos anos 70 e se estenderam até o início dos 80, quando diminuíram consideravelmente até o fim dos anos 90 (Haeser, 2013).

A primeira acumulação comercial de óleo, o campo de Xaréu, foi descoberta em 1977, sendo seguida pela descoberta dos campos de Curimã e Espada em 1978 e Atum em 1979, todos na Sub-bacia de Mundaú. O óleo produzido é de excelente qualidade (Atum: 32º API; Curimã: 27º API; Espada: 37º API; Xaréu: 39º API).

Em 2012 foram perfurados os dois primeiros poços de águas profundas da Bacia do Ceará, os poços 1-BRSA-1080-CES e 1-BRSA-1114-CES, conhecidos como Pecém e Canoa Quebrada, e classificados como descobridor e portador de petróleo, respectivamente.

Essas descobertas marcam uma nova fase exploratória na Bacia do Ceará, pois até então, a exploração estava restrita às águas rasas. O poço de Pecém está localizado a cerca de 75 km de distância da costa e aproximadamente 2.000 metros de lâmina d'água.

Até os dias atuais, os esforços exploratórios realizados na Bacia do Ceará reúnem levantamentos regionais de dados gravimétricos e magnetométricos, aquisição de dados eletromagnéticos (CSEM), de sísmicos bidimensionais e tridimensionais, além de um acervo de poços exploratórios, conforme demonstrado na Tabela 1 e ilustrado na Figura 2.

Tabela 1. Demonstrativo do esforço exploratório realizado na Bacia do Ceará.

	Sísmica 2D Pré (km)	Sísmica 2D Pós (km)	Sísmica 3D Pré (km ²)	Sísmica 3D Pós (km ²)	Poços Exploratórios
Terra	--	16,96	--	--	-
Mar	63.153,26	114.431,48	12.108,30	9.985,70	138

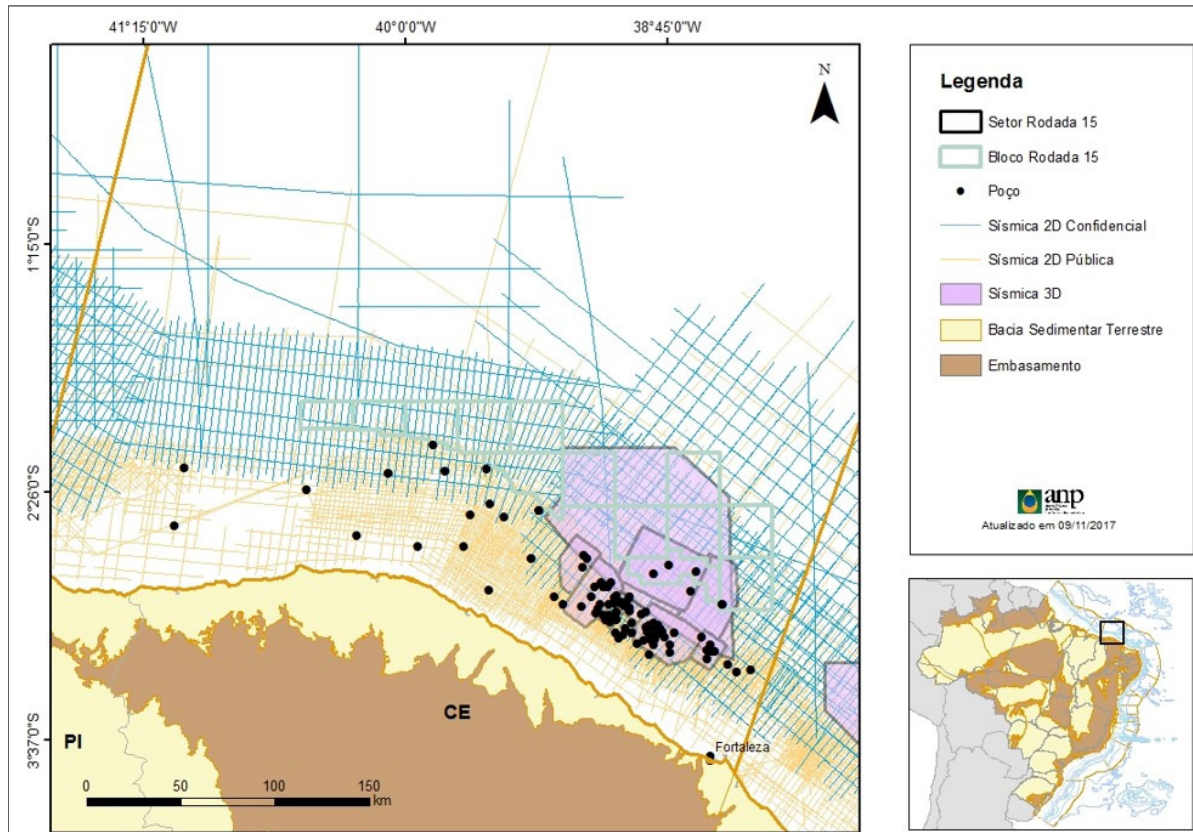


Figura 2. Mapa de distribuição dos levantamentos sísmicos bidimensionais e tridimensionais e poços exploratórios disponíveis na Bacia do Ceará.

A produção petrolífera da Bacia do Ceará provém dos 4 (quatro) campos produtores descobertos em águas rasas. Dados recentes assinalam que a produção acumulada na bacia é de aproximadamente 145 milhões de barris de petróleo e de cerca de 3,3 bilhões de m³ de gás natural.

3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA

A origem da Bacia do Ceará está atrelada ao processo de ruptura do paleocontinente Gondwana, durante o Eocretáceo (Aptiano), na abertura do Atlântico Equatorial. Segundo Morais Neto *et al.* (2003) esse cenário geodinâmico complexo foi responsável por grandes variações na geometria, no acervo estrutural e no preenchimento sedimentar das bacias sedimentares da margem equatorial brasileira. Especificamente no Ceará, tal evento favoreceu a diferenciação tectonoestratigráfica interna, influenciando intensamente a sua compartimentação nas sub-bacias de Piauí-Camocim, Acaraú, Icarai e Mundaú, que apresentam histórias deposicionais e deformacionais ligeiramente distintas (Figura 3).

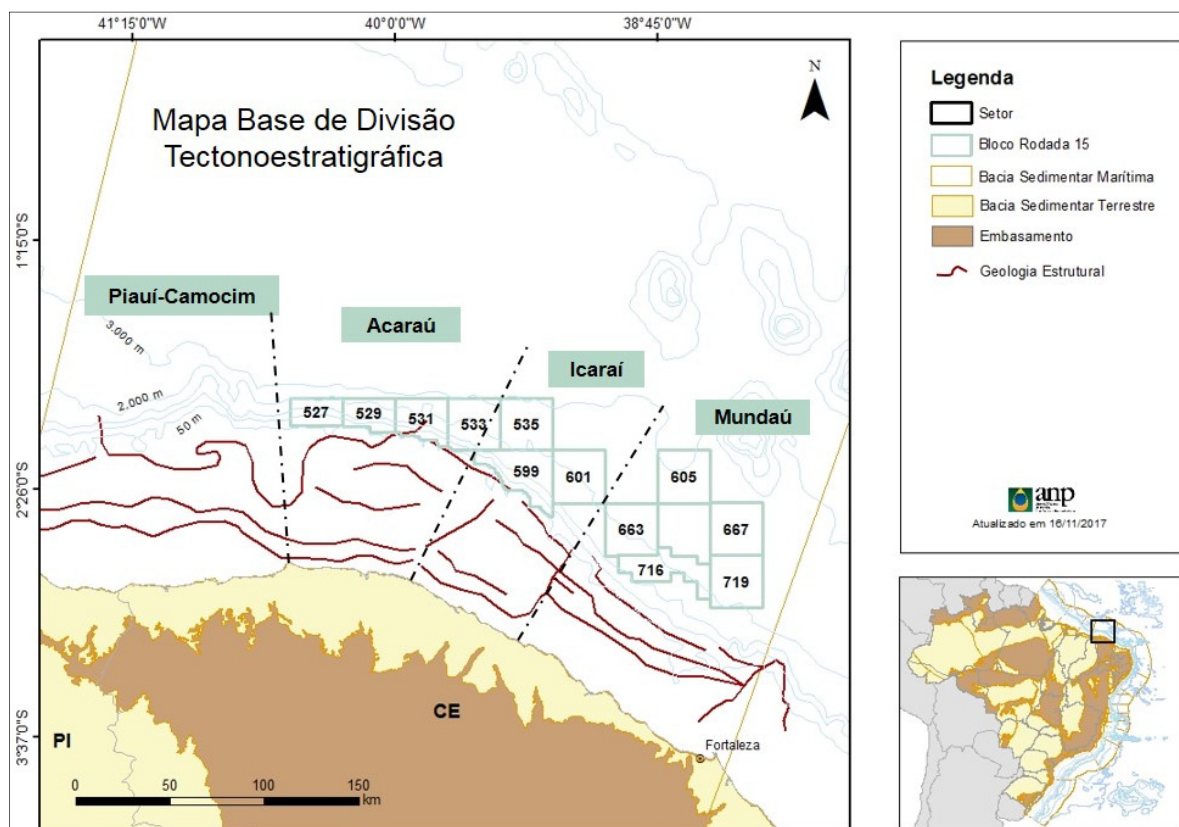


Figura 3. Mapa Base da compartimentação tectonoestratigráfica com a indicação das sub-bacias e dos blocos em oferta na Décima Quinta Rodada de Licitações.

Lineamentos de direção NE-SW cortam obliquamente o principal *trend* estrutural da bacia. Eles representam zonas de transferência de natureza transcorrente que teriam contribuído para a compartimentalização da bacia, acomodando diferentes taxas de deformação durante e posteriormente a sua gênese.

O prolongamento norte do Lineamento Transbrasiliano separa as sub-bacias de Icarai e Acaraú que, por sua vez, está separada da Sub-bacia de Piauí-Camocim por uma feição positiva de provável origem magmática denominada Alto do Ceará. A Sub-bacia de Mundaú mostra uma evolução tectônica menos complexa quando comparada às sub-bacias adjacentes, e limita-se com a Sub-bacia de Icarai por uma inflexão da falha de borda, no prolongamento nordeste da Falha de Forquilha (Figura 4).

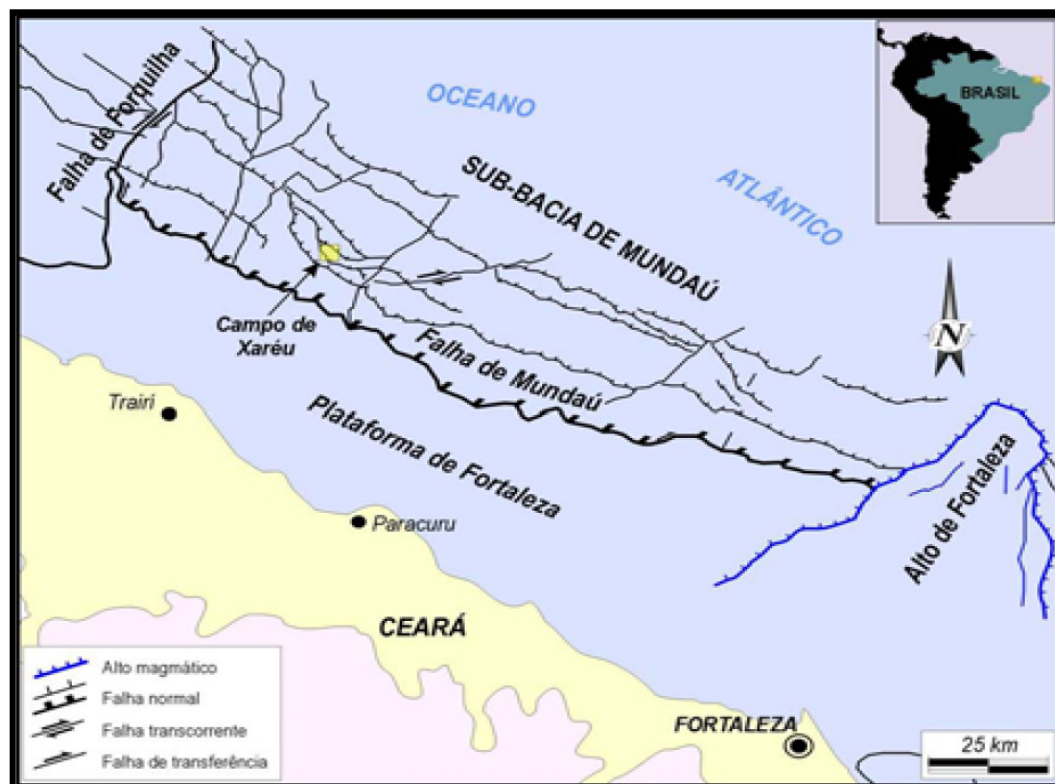


Figura 4. Mapa estrutural simplificado da Sub-Bacia de Mundaú (Antunes, 2004).

As sub-bacias de Piauí-Camocim, Acaraú e Icarai têm em comum o estilo estrutural caracterizado por feições associadas à transcorrência e compressão, que invertem depocentros (Zalán e Warme, 1985; Costa *et al.* 1990) (Figura 5). Ao contrário, a sub-bacia de Mundaú indica ter sofrido menor influência dos esforços

ligados à movimentação dextral ocorrida entre as placas africana e sul-americana (Matos e Waick, 1998; Matos, 2000), atraindo então, a concentração das atividades exploratórias da bacia. Neste contexto, a sub-bacia de Mundaú estaria alojada em uma estrutura muito semelhante a uma bacia de *pull-apart*, originadas pelos movimentos cisalhantes dextrais (Antunes, 2004). Apesar de a orientação das falhas principais denotar uma distensão de direção geral NE-SW, o sentido de transporte tectônico ainda é objeto de discussão.

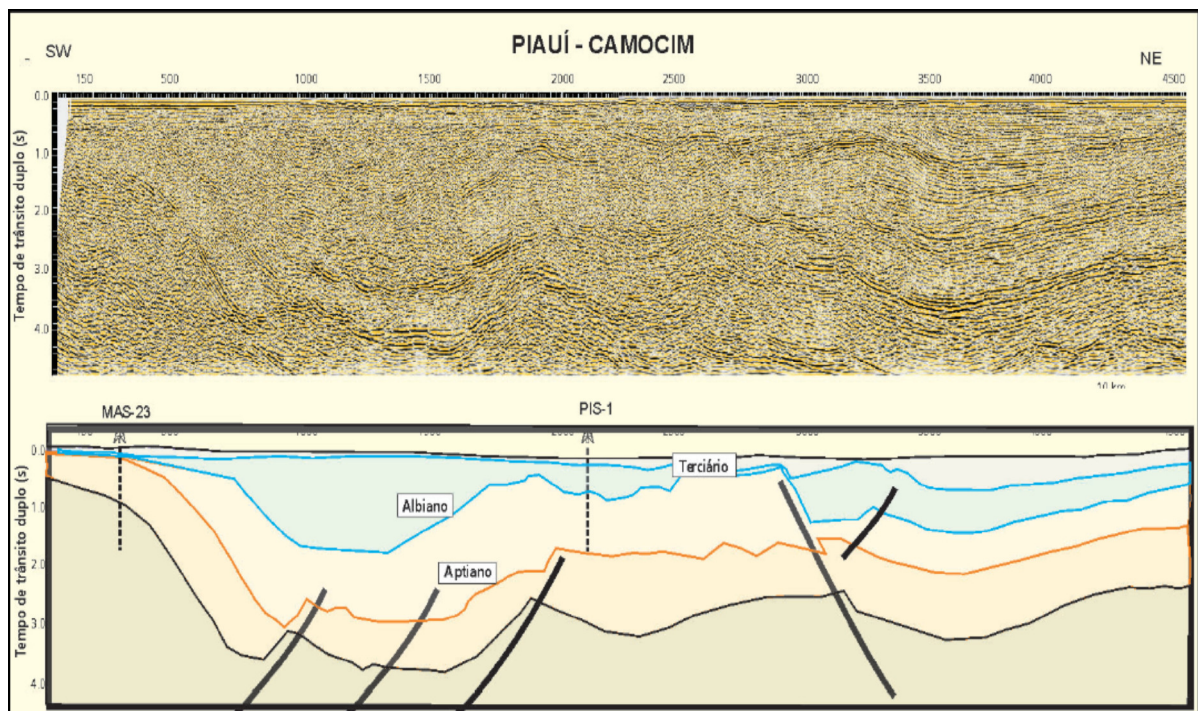


Figura 5. Seção sísmica e modelo geológico ilustrando inversão de depocentros associado aos movimentos transcorrentes e tectônica cisalhante (CPRM, 2003).

Condé *et al.* (2007) divide o preenchimento tectonossedimentar da Bacia do Ceará, representada pela sub-bacia de Mundaú, nas Supersequências das fases evolutivas Rifte, Pós-Rifte e Drifte (Margem Passiva), caracterizadas por arquiteturas e padrões de falhamentos diferentes.

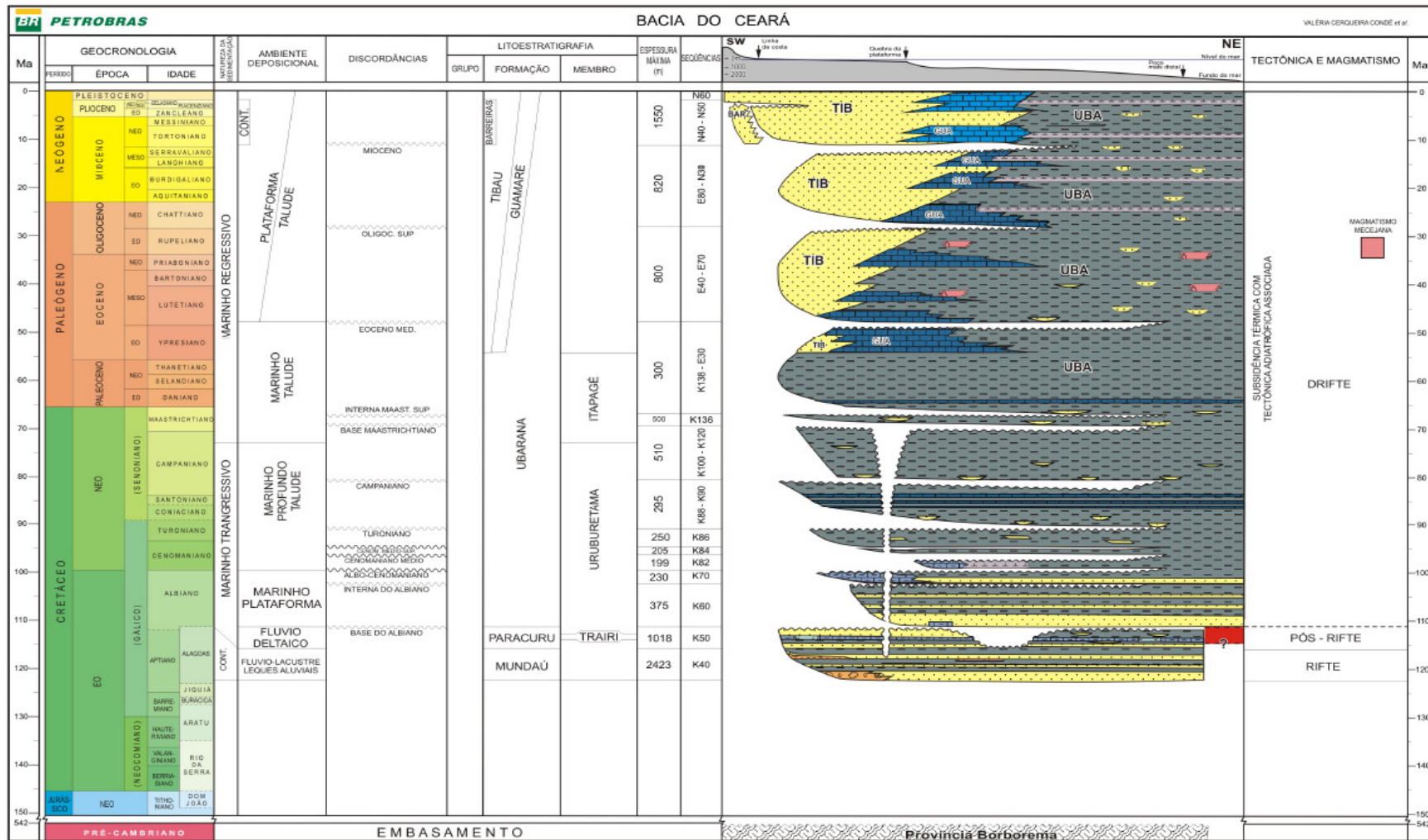
As unidades estratigráficas correspondentes estão dispostas de forma distinta para cada sub-bacia, mas mantêm características litológicas que permitem a mesma denominação formal (Figura 6).

Não existem registros de rochas datadas do Pré-Aptiano, mas não descarta a possibilidade de haver uma seção de idade barremiana correlacionável com a Fm. Pendência na Bacia Potiguar, ou um substrato sedimentar Pré-Rifte Jurássico/Paleozoico (Morais Neto *et al.*, 2003).

3.1 Fase Rifte

A Bacia do Ceará apresenta uma fase inicial do tipo Rifte (Aptiano), desenvolvida em regime transformante-divergente caracterizado por rifteamento e cisalhamento crustal.

Definido por uma seção sedimentar espessa, o rifte evoluiu a partir de um processo de estiramento e afinamento crustal, proveniente de esforços distensionais, que se implantou no Eoaptiano. Essa fase é responsável pelo desenvolvimento de falhas normais de direção NW-SE e a consequente formação de semi-grabens assimétricos, e pela sedimentação continental da Fm. Mundaú, composta por conglomerados, arenitos, siltitos e folhelhos intercalados com depósitos de fluxo gravitacional. São verificados indícios de ambientes tipicamente continentais de leque aluviais, rios entrelaçados e lagos, provenientes tanto da margem flexural norte, quanto da borda falhada a sul (Beltrami *et al.*, 1994). Os registros de dados de poços anotam espessuras de até 2.400 metros, no entanto, de acordo com Morais Neto *et al.* (2003), na Sub-bacia de Piauí-Camocim, os sedimentos do estágio rifte podem atingir até 4.000 metros de espessura preservada.



3.2 Fase Pós-Rifte

Beltrami *et al.* (1994) definiram a supersequência Pós-Rifte como sendo representada pela Fm. Paracuru, que retrata a transição da sedimentação predominantemente continental para condições marinhas marginais.

Essa unidade representa o estágio *sag* da evolução tectônica da bacia, onde sua deposição, nas áreas mais distais, foi condicionada pelas fases finais da tectônica de rifteamento. O entendimento da bacia evidencia que a Fm. Paracuru apresenta crescimento de seção sedimentar em direção às falhas normais, o que atesta a influência de subsidência tectônica ativa durante a sua deposição.

De uma maneira geral, no pós-rifte predominam arenitos de granulação variável, separados por níveis de folhelhos com boa continuidade lateral. Essa subdivisão litológica retrata a transição de um ambiente continental deltaico, para marinho restrito ou *sabkha* marginal e para mar epicontinental.

Essa sequência é constituída por sedimentos com espessura máxima de aproximadamente 1.000 metros e três litotipos distintos. Na porção inferior predominam arenitos e folhelhos bioturbados de origem fluvial, deltaica e lacustre; na porção mediana, distingue-se o Membro Trairi, como uma camada carbonática rica em calcilutito, ostracodes e folhelhos carbonosos; e a porção superior é dominada por folhelhos siltícos, com intercalações subordinadas de arenitos e calcilutitos, depositados em ambiente marinho, provavelmente muito restrito.

3.3 Fase Drifte

A fase Drifte foi iniciada como consequência da deriva continental, do resfriamento crustal e da subsidência generalizada na região, onde está disposta geograficamente a Bacia do Ceará. Ela é caracterizada pela deposição da sequência sedimentar marinha, composta por sedimentos transicionais, marinhos rasos e marinhos profundos, distribuídos dentro de um grande ciclo dividido em duas seções principais: a Transgressiva, basal e delgada, representada pelos pelitos do Membro Uruburetama da Fm. Ubarana; e a Regressiva, mais espessa, representada pelos sedimentos de talude do Membro Itapagé, também da Fm. Ubarana, e pelos sedimentos plataformais das formações Tibau e Guamaré.

O início do ciclo transgressivo se deu no Eoalbiano com a deposição de folhelhos calcíferos e siltitos argilosos que podem atingir até 400 metros de espessura. Nesse estágio, a sedimentação ocorreu em ambiente transicional a marinho raso, passando gradativamente para uma sedimentação marinha profunda durante o Neoalbiano, concomitante à ocorrência de eventos erosivos e escavações de cânions associados a periódicos rebaixamentos do nível do mar. Diversos ciclos de deposição/erosão se sucederam até o Eoturoniano, quando se depositaram folhelhos anóxicos, ricos em matéria orgânica, sotopostos a sedimentação do Eocampaniano, idade em que se encerra o megaciclo transgressivo e ocorre um importante evento erosivo responsável pela escavação do cânion de Curimã na sub-bacia de Mundaú.

As fácies progradacionais (siltitos, folhelhos e margas, além de calcilutitos), que apresentam espessuras de até 1.400 metros, apontam o início do megaciclo regressivo, a partir do Neocampaniano/Maastrichtiano. Esta seção compreende as formações Ubarana (pelitos), Guamaré (carbonatos) e Tibau (siliciclásticos grossos).

As altas paleobatimetrias registradas são compatíveis com a interpretação de uma época de mar alto generalizado. Contudo, eventos erosivos de expressão regional, internos à Fm. Ubarana, também são reconhecidos em sedimentos do Maastrichtiano. Essas discordâncias representam rebaixamentos relativos do nível do mar, aos quais se associa a deposição de delgados corpos turbidíticos produtores de hidrocarbonetos nos campos petrolíferos de Espada e Xaréu (Morais Neto *et al.* 2003).

No Paleógeno, período marcado por eventos de rebaixamento eustático, reconhecidos principalmente na sub-bacia de Mundaú, a atividade vulcânica foi intensa, afetando a estabilidade do talude e a borda da plataforma continental, provocando grandes escorregamentos e fluxos gravitacionais, associadas ao Magmatismo Macau, evento de natureza alcalina, representado por corpos de diabásio e basalto, além de edifícios vulcânicos e feições associadas, mapeados nas regiões de águas profundas e ultraprofundas.

Nas porções proximais da seção Drifte, os sedimentos da Fm. Tibau interdigitam-se com os depósitos siliciclásticos da Fm. Barreiras, sobrepostos diretamente no embasamento cristalino na zona costeira da bacia.

4. SISTEMA PETROLÍFERO

Os principais sistemas petrolíferos atuantes da Bacia do Ceará são constituídos pelas formações Mundaú – Mundaú (!); Mundaú – Paracuru (!); Paracuru – Paracuru (!); e Paracuru – Ubarana (!).

A maioria dos horizontes produtores, conhecidamente restritos à Sub-bacia de Mundaú, apresenta trapeamentos principalmente estrutural e misto, envolvendo blocos basculados associados a falhas lítricas, que ao mesmo tempo atuam como dutos para os hidrocarbonetos gerados em profundidades elevadas. Enquanto que as acumulações estratigráficas identificadas envolvem arenitos turbidíticos depositados, principalmente, na região proximal ao talude da bacia (Neocretáceo e Terciário).

4.1 Geração e Migração

Os folhelhos de ambiente marinho-evaporítico da Fm. Paracuru representam as principais rochas geradoras da Bacia do Ceará. Estão distribuídos em uma ampla área de ocorrência, apresentam matéria orgânica dos tipos I e II, além de altos valores de COT e excelente potencial gerador. A história de soterramento e de maturação na sub-bacia de Mundaú indica que a geração se iniciou no Eomioceno, tendo a migração começado na mesma época, quando dois processos atuaram conjuntamente para a migração de hidrocarbonetos: a expulsão primária dos folhelhos geradores para os reservatórios adjacentes e o fluxo ao longo de falhas até as trapas (Costa *et al.* 1990).

Os folhelhos lacustres da Formação Mundaú (Eoaptiano) são também considerados geradores ao longo de um alinhamento NW-SE, subparalelo e próximo à falha de borda da sub-bacia de Mundaú, possuindo COT médio (2%) e potencial gerador médio a bom.

Segundo Mello *et al.* (1984), a sub-bacia de Icaraí não possui níveis geradores significativos. A única possibilidade de geração expressiva estaria relacionada à seção evaporítica detectada no poço 1 CES 0046 CE. As sub-bacias de Acaraú e Piauí-Camocim apresentam baixos potenciais de geração, a matéria orgânica ocorre em quantidade insuficiente e se encontra no estágio senil.

4.2 Rochas Reservatório

Os principais reservatórios identificados na Bacia do Ceará são os arenitos fluviais e deltaicos, lateralmente contínuos, da base das sequências Pós-Rifte (Fm. Paracuru) e Rifte (Fm. Mundaú), ambos com porosidade média acima de 20% e permeabilidade que chegam até 2.000 mD. Além disso, são notáveis, os carbonatos do Membro Trairi, detentores de volumes consideráveis de hidrocarbonetos em campos de águas rasas.

Na seção Drifte os principais reservatórios são os arenitos turbidíticos (Santoniano/Turoniano) da Fm. Ubarana, que apresentam porosidade média de 20% e permeabilidades entre 50 e 900 mD e que comprovadamente ocorrem na região de águas profundas da bacia.

4.3 Rochas Selantes

Os selos para os reservatórios das fases Rifte e Pós-rifte são representados pelos folhelhos intercalados das próprias unidades ou os sobrepostos da Fm. Ubarana. Além disso, devem-se destacar as margas, no caso da sequência Pós-rifte.

O fechamento do sistema pode ainda ser constituído por falhas que, em regime de basculamento de blocos, se comportam predominantemente como selantes. De acordo com Pessoa Neto (2004), os grandes rejeitos deslocam os depósitos arenosos da própria seção de reservatórios para uma posição mais baixa no bloco inferior da falha, produzindo grandes quantidades de material fino e impermeável ao longo do plano de falha.

Na fase Drifte os folhelhos intraformacionais da Fm. Ubarana atuam como o selo para os reservatórios.

4.4 Trapas

As acumulações de hidrocarbonetos na Bacia do Ceará são registradas nas três Supersequências da evolução sedimentar definidas por Condé *et al.*, 2007. As trapas identificadas são individualizadas em:

- i) Estruturas rotacionais (*rollovers* associados a falhas normais, rotação de blocos e mergulho das camadas do bloco baixo de encontro à falha);

estruturas transpressivas relacionadas aos anticlinais; e de bloco alto de falhas normais com reservatórios fluvio-deltaicos do aptiano, das formações Mundaú e Paracuru.

ii) Trapa combinadas retratadas em armadilhas estrutural-estratigráficas que consistem em truncamentos dos arenitos do aptiano, da Fm. Paracuru, pela discordância marcada no seu topo, em associação aos falhamentos NW-SE. O componente estrutural é dado pelo mergulho das camadas.

iii) Trapas estratigráficas constituídas por corpos de arenitos turbidíticos que ocorrem desde o Eoalbiano até a Discordância do Campaniano Médio intercalados com folhelhos da Fm. Ubarana. A geração ocorre nos folhelhos da Fm. Paracuru e a migração é realizada ao longo de falhas normais.

4.5 Plays Exploratórios

Os *plays* exploratórios considerados para a área em oferta são representados pelos os arenitos flúvio-lacustres estruturados de idade Aptiana; pelos arenitos flúvio-deltaicos do Neoaptiano/Eoalbiano; e pelos arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior, em trapas estratigráficas, selados por folhelhos marinhos da Fm. Ubarana.

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para a Décima Quinta Rodada de Licitações estão em oferta 12 (doze) blocos exploratórios, localizados nas sub-bacias de Acaraú, Icaraí e Mundaú, totalizando 8.389,97 km², distribuídos ao longo de dois setores da Bacia do Ceará.

No setor SCE-AP2 estão em oferta 07 (sete) blocos, com área total de 4.639,12 km². Enquanto que no setor SCE-AP3 estão em oferta 05 (cinco) blocos, com área total de 3.750,85 km².

5.1 Avaliação dos Blocos Propostos

Os blocos em oferta nos setores SCE-AP2 e SCE-AP3 estão situados em um contexto de águas profundas em lâmina d'água predominantemente superior a 1.000 metros.

Os blocos em oferta no Setor SCE-AP2 estão localizados nas sub-bacias de Acaraú e Icaraí, no compartimento central da Bacia do Ceará. Essa região possui poucos poços perfurados em águas rasas e ainda não possui poços perfurados em águas profundas. Os dados disponíveis até o momento indicam que essas duas sub-bacias não possuem níveis geradores significativos. Desse modo, para abastecer as trapas eventualmente formadas na região dos blocos em oferta é necessária migração a longas distâncias.

Os blocos em oferta no setor SCE-AP3 estão dispostos geograficamente na porção sudeste da Bacia do Ceará, na Sub-bacia de Mundaú, de forma favorável com relação à cozinha geradora.

Neste setor foram identificadas várias oportunidades exploratórias em arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior. Os *leads* foram identificados em dados sísmicos bidimensionais e tridimensionais com terminações em *pinch out* e ainda arenitos turbidíticos em *mounds*, na base de sequências progradantes, sotopostos às discordâncias regionais.

Outras oportunidades foram identificadas em estruturas dômicas associadas à anticlinais de grande porte, supostamente geradas por falhamentos transcorrentes. Tais anticlinais estruturam boa parte da coluna sedimentar da bacia, gerando condições de trapeamento em diversos níveis de reservatório.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANTUNES, A. F. 2004. Evolução Tectono-Estrutural do Campo de Xaréu (Sub-Bacia de Mundaú, Bacia do Ceará – NE do Brasil): Abordagem Multiescala e Pluriferramental. Natal/RN: PPGG/UFRN (Tese de Doutorado).
- BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M.; FEIJÓ, F. J. 1994. Bacia do Ceará. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro. Volume 8(1), pág. 117-125.

CONDÉ, V. C.; LANA, C. C.; PESSOA NETO, O. C.; ROESNER, E. H.; MORAIS NETO, J. M.; DUTRA, D. C. 2007. Bacia do Ceará. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro. Volume 15(2), pág. 347-355.

COSTA, I. G.; BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M. A. 1990. Evolução Tectono-Sedimentar e o *Habitat* do Óleo da Bacia do Ceará. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro. Volume 4(1), pág. 65-74.

HAESER, B. 2013. Sumário Geológico e Setores em Oferta da Bacia do Ceará para a 11ª Rodada de Licitações da ANP. Rio de Janeiro: ANP/SDB.

MATOS, R. M. D. 2000. Tectonic Evolution of the Equatorial South Atlantic. In: Mohriak, W. & Talwani, M. (eds.), Atlantic Rifts and Continental Margins, Geophysical Monograph, 115: 331-354.

MATOS, R. M. D.; WAIK, R. N. & PIMENTEL, V. P. C. 1996. Bacia do Ceará (Mundaú): uma fase rift não convencional? In: Congresso Brasileiro de Geologia, 36, Salvador/BA. Sociedade Brasileira de Geologia, Anais, 5: 358-362.

MORAIS NETO, J. M.; PESSOA NETO, O. C.; LANA, C. C.; ZALÁN, P. V. 2003. Bacias sedimentares brasileiras: Bacia do Ceará. Phoenix. Ano 5, n. 57.

PESSOA NETO, O. C. 2004. Blocos basculados truncados por discordâncias angular: lições aprendidas em trapeamento combinado de hidrocarbonetos, Bacia do Ceará, Nordeste do Brasil. Boletim de Geociências da Petrobras. Rio de Janeiro. Volume 12(1), pág. 59-71.

ZALÁN, P. V. e WARME, J. E. 1985. Tectonics and Sedimentation of the Piauí-Camocim sub-basin, offshore northeastern Brazil. *Ciência-Técnica-Petróleo*, 17 – 71.