



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

BACIA DO CEARÁ

Sumário Geológico e Setores em Oferta

Superintendência de Avaliação Geológica e Econômica
SAG

Elaborado por: Ricardo de Moraes Travassos e Isabelle Almeida Freitas

2021



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
TERCEIRO CICLO DA OFERTA PERMANENTE

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	3
2. HISTÓRICO EXPLORATÓRIO.....	3
3. EVOLUÇÃO TECTONOESTRATIGRÁFICA	5
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.....	15
4.5 <i>Plays</i> Exploratórios.....	16
5. SETORES EM OFERTA.....	16
5.1 Descrição Sumária.....	16
5.2 Avaliação dos Blocos Propostos	17
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	17



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 da 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.

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-1-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 marcaram 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) e dados sísmicos, além de um acervo de poços exploratórios (Figura 1). Os levantamentos sísmicos bidimensionais cobrem uma extensão de 52.774,08 km, enquanto os tridimensionais cobrem uma área de 11.168,21 km².

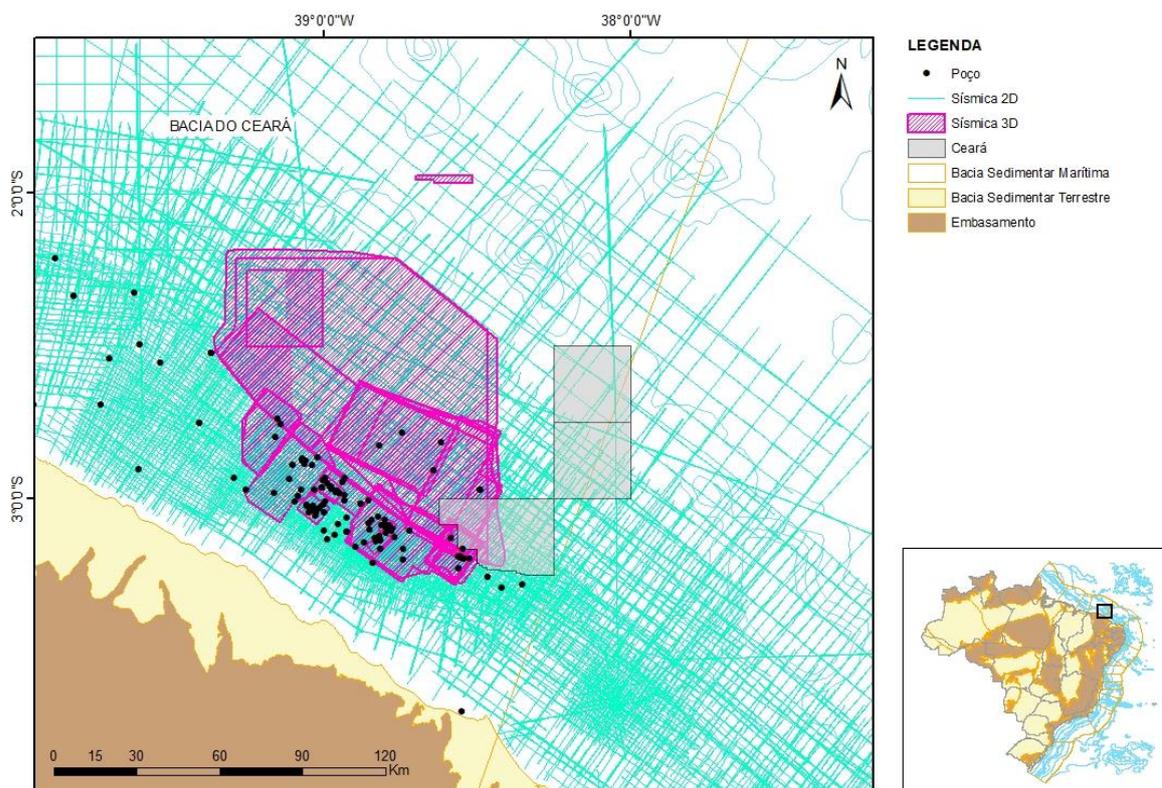


Figura 1 – Mapa de distribuição dos levantamentos sísmicos bidimensionais e tridimensionais e poços exploratórios disponíveis na Bacia do Ceará.

A produção petrolífera da Bacia do Ceará provém dos quatro campos produtores descobertos em águas rasas. Dados de março de 2021 assinalam os valores estimados de reservas totais da bacia e constam na Tabela 1.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

Tabela 1. Dados de reservas de petróleo e gás natural na Bacia do Ceará.

Reservas e recursos totais da Bacia do Ceará						
	Petróleo (MMm ³)			Gás natural (MMm ³)		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Reservas contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Reservas contingentes
Mar	4,31	4,42	2,38	321,32	327,07	60,54

Fonte: ANP (2020).

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 2).

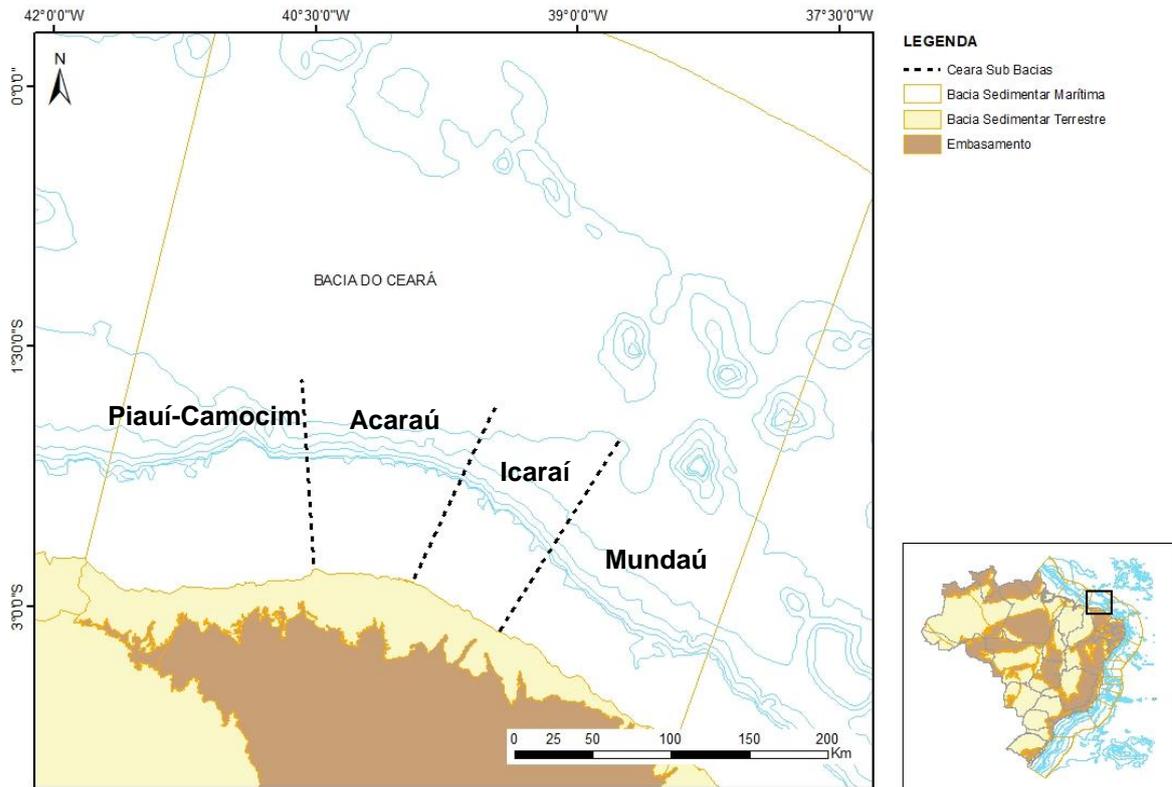


Figura 2 – Mapa base da compartimentação tectonoestratigráfica com a indicação das sub-bacias.

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 3).

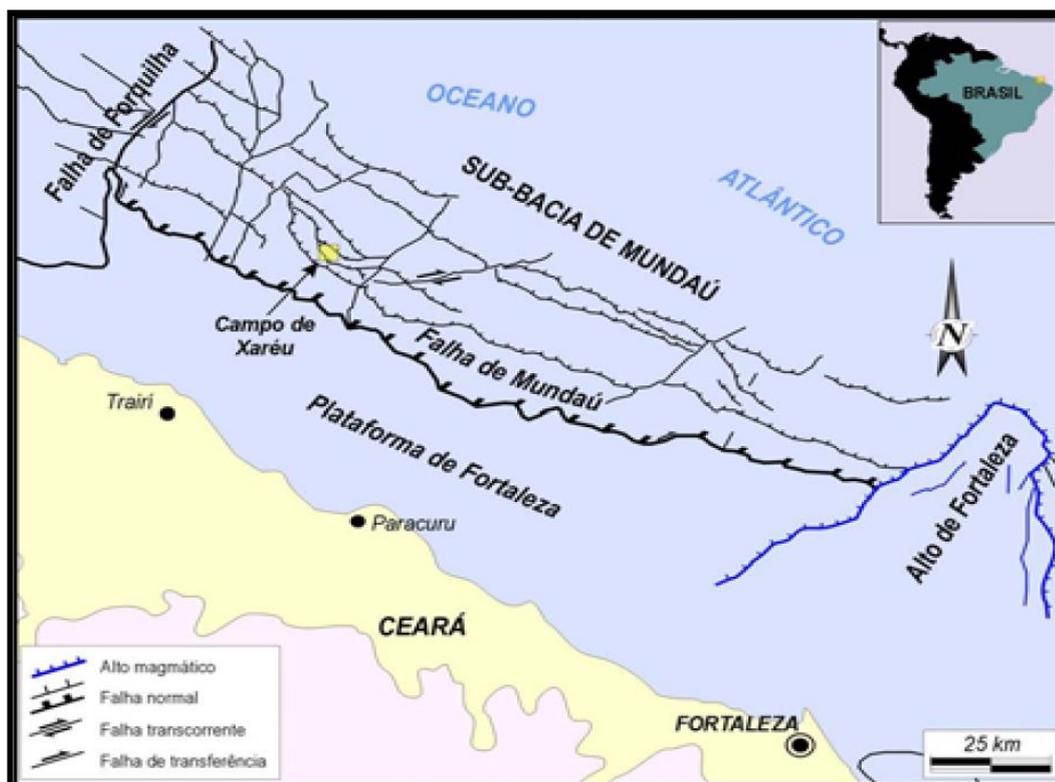


Figura 3 - Mapa estrutural simplificado da Sub-Bacia de Mundaú. Fonte: Antunes (2004).

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; Warme, 1985; Costa *et al.*, 1990) (Figura 4). Por sua vez, 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; Waick, 1996; 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.

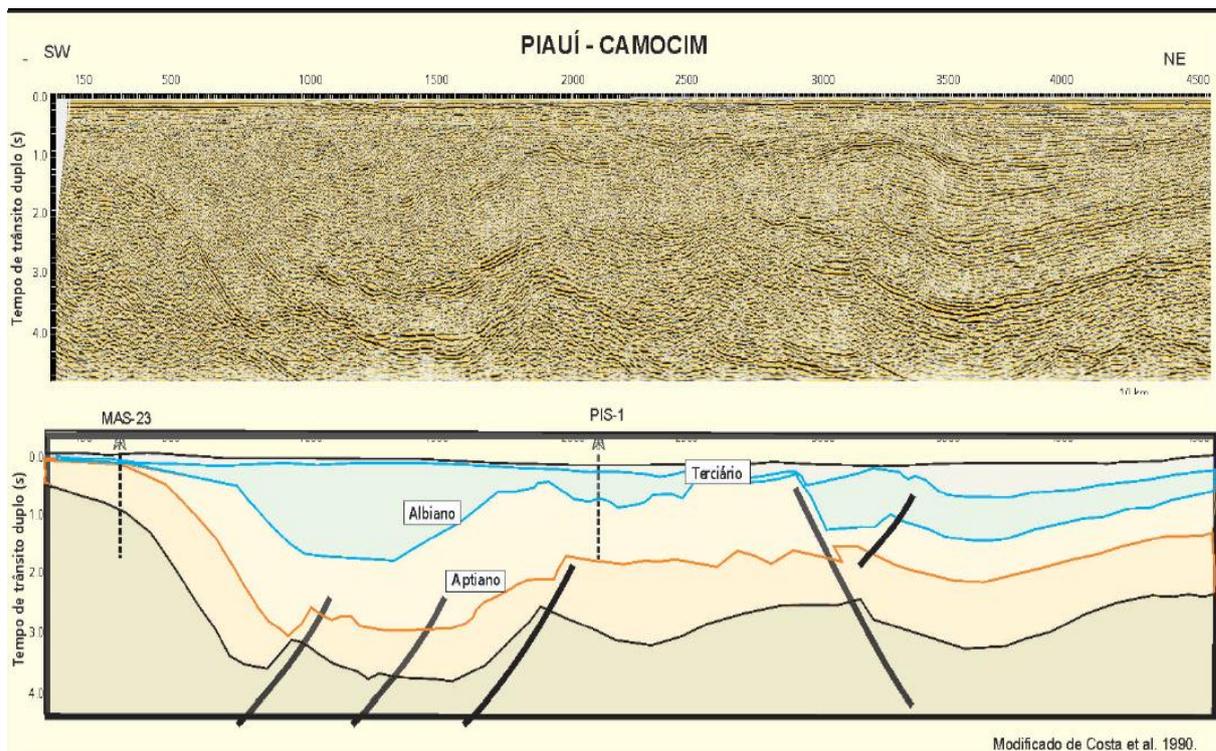


Figura 4 – Seção Sísmica e Modelo Geológico ilustrando inversão de depocentros associado a movimentos transcorrentes e tectônica cisalhante. Fonte: Mohriak (2003).

Condé *et al.*, (2007), divide o preenchimento tectono-sedimentar 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 5).

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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 Formação 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 Moraes Neto *et al.*, (2003), na sub-bacia de Piauí-Camocim, os sedimentos do estágio rifte podem atingir até 4.000 metros de espessura preservada.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

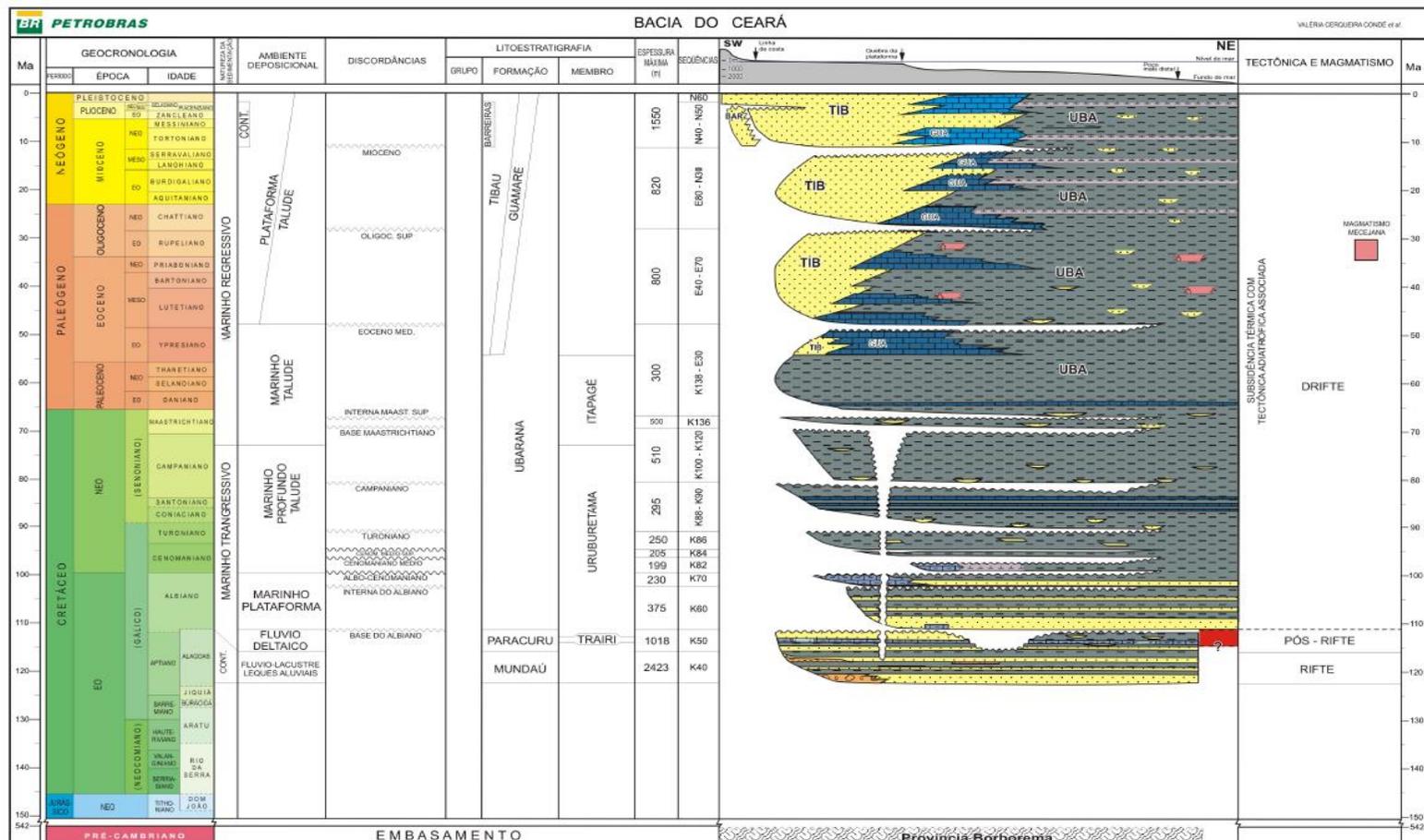


Figura 5 - Diagrama estratigráfico da Bacia do Ceará. Fonte: Condé et al., 2007.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

3.2 Fase Pós-Rifte

Beltrami *et al.*, (1994) definiram a Supersequência Pós-Rifte como sendo representada pela Formação 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 Formação 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

dividido em duas seções principais: a Transgressiva, basal e delgada, representada pelos pelitos do Membro Uruburetama da Formação Ubarana; e a Regressiva, mais espessa, representada pelos sedimentos de talude do Membro Itapagé, também da Formação Ubarana, e pelos sedimentos plataformais das formações Tibau e Guamaré.

O início do ciclo transgressivo se deu no Eoalbio 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 Neoalbio, 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 calcilitos), 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 Formação 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,



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 Formação Tibau interdigitam-se com os depósitos siliciclásticos da Formação Barreiras, sobrepostos diretamente no embasamento cristalino na zona costeira da bacia.

4. SISTEMA PETROLÍFERO

De acordo com a classificação de Magoon *et al.*, (1994), os principais sistemas petrolíferos comprovados e 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 traçamentos 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 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 Formação 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



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 Cerqueira *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-46 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 (Formação Paracuru) e Rifte (Formação 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 Formação 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 Formação Ubarana. Além disso, devem-se destacar as margas, no caso da sequência Pós-rifte.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

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 Formação 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 Formação Paracuru, pela discordância marcada no seu topo, em associação aos falhamentos NW-SE. O componente estrutural é dado pelo mergulho das camadas.

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

4.5 Plays Exploratórios

Os *plays* exploratórios considerados são representados pelos arenitos flúvio-lacustres estruturados de idade aptiana; pelos arenitos flúvio-deltaicos do Neaptiano/Eoalbiano; e pelos arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior, em trapas estratigráficas, selados por folhelhos marinhos da Formação Ubarana.

5. SETORES EM OFERTA

5.1 Descrição Sumária

Para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente estão em oferta três blocos exploratórios, localizados no setor SCE-AP3, totalizando 2.464,65 km², todos contemplados pela sub-bacia de Mundaú, na porção leste da bacia (Figura 6).

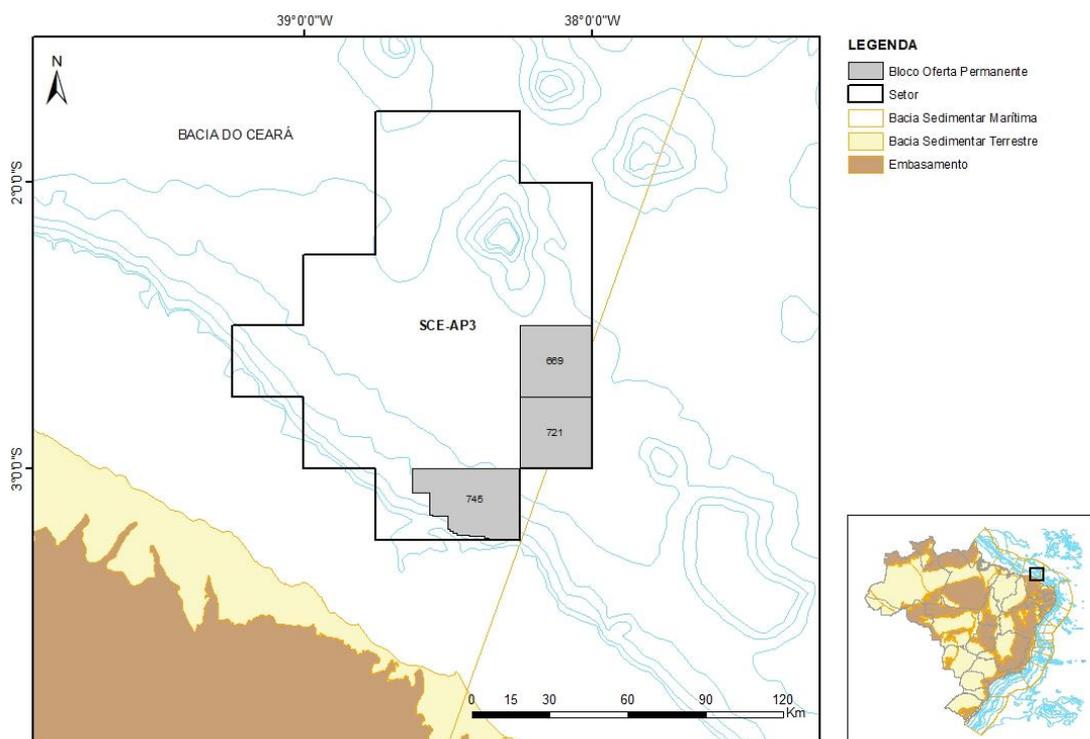


Figura 6 - Mapa com localização da Bacia Potiguar com indicação dos blocos em oferta para o Terceiro Ciclo da Oferta Permanente.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS OFERTA PERMANENTE

5.2 Avaliação dos Blocos Propostos

Na avaliação dessas áreas pela SAG foram gerados mapas da cozinha de geração das duas formações a partir da análise de mapas dos topos da Formação Paracuru e Mundaú. A cozinha de geração da Formação Paracuru se situa na porção mais distal da bacia. No entanto, é possível verificar que a Formação Mundaú possui uma profundidade de soterramento acima de 3.500 metros em toda extensão mapeada. Os três blocos estão nas proximidades das duas cozinhas, em sentido *up-dip*.

Com relação a migração, é importante ressaltar que a geração se iniciou no Eomioceno, tendo a migração começado na mesma época. Dois processos atuaram conjuntamente para a migração de hidrocarbonetos: expulsão primária dos folhelhos geradores para os reservatórios adjacentes e daí fluxo ao longo de falhas até a trapa. O Campo de Espada é um bom exemplo de migração através de falhas, uma vez que seus reservatórios se encontram intercalados em folhelhos imaturos. A migração também pode se dar ao longo de discordâncias regionais, em especial a que representa o topo da Formação Paracuru e trapeia as acumulações dos campos de Curimã e Atum.

Os blocos estão em regiões mais baixas das superfícies das Formações Paracuru e Mundaú o que eleva a possibilidade da existência leques ou turbiditos nessas regiões.

Em sísmica se observa grande magmatismo nessa região. O Bloco CE-M-669 possui um grande corpo vulcânico que cobre praticamente todo o bloco. Entretanto, não se descarta a possibilidade de existirem leques ou turbiditos nas vizinhanças do corpo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Acesso ao boletim de recursos e reservas de petróleo e gás natural**. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em:

<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-estatisticos/arquivos->



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

[reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2020.pdf](https://www.anp.gov.br/reservas-nacionais-de-petroleo-e-gas-natural/boletim_reservas_2020.pdf).

Acesso em: 25 jun. 2021.

ANTUNES, A. F. **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, 2004.

BELTRAMI, C. V.; ALVES, L. E. M.; FEIJÓ, F. J. Bacia do Ceará. **Bol. Geoc. Petrobras**, v. 8, p. 117-125, 1994.

CERQUEIRA, J. R. et al. Identificação das rochas geradoras de hidrocarbonetos da Bacia do Ceará: XXXIII Congresso Brasileiro de Geologia, Anais Vd. 1984.

CONDE, V. C. et al. Bacia do Ceará: Boletim de Geociências da PETROBRAS, v. 15, n. 2, p. 347-355, 2007.

COSTA, Iran G. da; BELTRAMI, Carlos V.; ALVES, Luiz EM. *Ceara Basin: tectono-sedimentary evolution and oil habitat*; A evolucao tectono-sedimentar e o habitat do óleo da Bacia do Ceará. **Boletim de Geociências da PETROBRAS**, v. 4, n. 1, p. 65-74, 1990.

DE MATOS, Renato M. Darros. *Tectonic evolution of the equatorial South Atlantic*. **Atlantic Rifts and continental margins**, v. 115, p. 331-354, 2000.

HAESER, B. Sumário Geológico e Setores em Oferta da Bacia do Ceará. **11ª Rodada de Licitações da ANP**, p. 1-10, 2013.



AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
OFERTA PERMANENTE

MAGOON, Leslie B.; DOW, Wallace G. *The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction*. 1994.

MATOS, R. M. D.; WAICK, R. N.; PIMENTEL, V. P. C. Bacia do Ceará (Mundaú): uma fase rifte convencional. **SBG/Núcleo Bahia-Sergipe, Congr. Bras. Geol**, v. 39, p. 358-362, 1996.

MOHRIAK, Webster Ueipass. Bacias sedimentares da margem continental Brasileira. **Geologia, tectônica e recursos minerais do Brasil**, v. 3, p. 87-165, 2003.

MORAIS NETO, J. M. et al. Bacias sedimentares brasileiras–Bacia do Ceará. **Fundação Paleontológica Phoenix**, v. 57, p. 1-6, 2003.

PESSOA NETO, O. C. 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**, v. 12, n. 1, p. 59-71, 2004.

ZALÁN, P. V.; WARME, J. E. *Tectonics and sedimentation of the Piauí-Camocim sub-basin, offshore Northeastern Brazil*. **Petrobrás-Cenpes, Ciência Técnica Petróleo, seção exploração de petróleo no. 17**, 1985.