

# A EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR E O HABITAT DO ÓLEO DA BACIA DO CEARÁ

CEARÁ BASIN: TECTONO-SEDIMENTARY EVOLUTION AND OIL HABITAT

Iran Garcia da Costa<sup>(1)</sup> Carlos Vitor Beltrami<sup>(2)</sup> e Luiz Eduardo Martins Alves<sup>(2)</sup>

**RESUMO** – A origem da Bacia do Ceará está relacionada à separação dos continentes africano e sul-americano. Sua evolução tectono-sedimentar iniciou-se no Eo-Aptiano com a deposição de sedimentos continentais, fluviais e lacustres da fase *rift*, prosseguiu com uma sedimentação fluvial, deltaica e lacustre da fase transicional e findou com uma fase de subsidência térmica, durante a qual importante transcorrência dextral e basculamento da bacia constituíram-se nos eventos tectônicos mais significativos. Essa última fase foi marcada por grandes ciclos transgressivo e regressivo, durante os quais se depositaram os sedimentos das formações Ponta do Mel, Ubarana, Guamaré e Tibau. Com a exploração sistemática da bacia, vários *plays* foram individualizados. Destacam-se os *plays* Turbidito, no qual se insere o Campo de Espada; Rotacional, que compreende o Campo de Xaréu; e Combinado, os campos de Atum e Curimã. Os melhores reservatórios da bacia são arenitos deltaicos da fase transicional, que produzem nos campos de Xaréu, Atum e Curimã, e que ocorrem intercalados aos melhores geradores da bacia. Devido à pobreza de dados geoquímicos das demais sub-bacias, concentram-se na área de Mundaú as maiores chances de sucesso exploratório, sendo que os maiores volumes de óleo a serem descobertos estão relacionados a turbiditos em águas profundas. Neste trabalho são propostos os termos "Formação Mundaú", "Formação Paracuru", "Arenito Xaréu" e "Arenito Atum" para futura formalização.

(Originais recebidos em 24.11.89.)

**ABSTRACT** – The origin of the Ceará Basin is linked to the drifting of the African and South American continents. Its tectono-sedimentary evolution began in the Early Aptian with the deposition of fluvial and lacustrine continental sediments during a rift phase and continued with fluvial, deltaic, and lacustrine sedimentation in a transitional phase, ending with a phase of thermal subsidence during which dextral transcurrent motion and the tilting of the basin constituted the most significant tectonic events. This last phase was characterized by major transgressive and regressive cycles, when the sediments of the Ponta do Mel, Ubarana, Guamaré, and Tibau formations were deposited. Systematic basin exploration has made it possible to individualize several different plays, the most noteworthy being the turbidite, which includes the Espada field; the rotational, which includes the Xaréu field; and the combination, which includes the Atum and Curimã fields. The best reservoirs consist of deltaic sandstones from the transitional phase, which are interlaid with the best source rocks and produce in the Xaréu, Atum, and Curimã fields. Due to the inadequacy of geochemical data on other sub-basins, the most promising chances for exploratory success are concentrated in the Mundaú area, and the greatest volumes of oil to be discovered are related to deep-water turbidites. The present paper proposes the terms "Mundaú Formation", "Paracuru Formation", "Xaréu Sandstone", and "Atum Sandstone" for future formalization.

(Expanded abstract available at the end of the paper.)

- 1 - Divisão de Interpretação da Região Norte e Nordeste Equatorial (DIRNOE), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil
- 2 - Setor de Interpretação e Exploração da Bacia do Ceará e Potiguar (SECEPO), Divisão de Interpretação da Região Norte e Nordeste Equatorial (DIRNOE), Departamento de Exploração (DEPEX) — Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

## 1 - INTRODUÇÃO

A Bacia do Ceará (fig. 1) está localizada na plataforma continental da margem equatorial brasileira, estendendo-se de noroeste para sudeste, entre o Alto de Tutóia e o Alto de Fortaleza, que a separa das bacias de Barreirinhas e

Potiguar, respectivamente. Está limitada a norte pela Falha Transformante do Ceará, associada à Zona de Fratura Romanche, e pelo *guyot* do Ceará, pertencente à Cadeia de Fernando de Noronha. A sul, seu limite é dado pela área de afloramento do embasamento cristalino. Devido à presença de

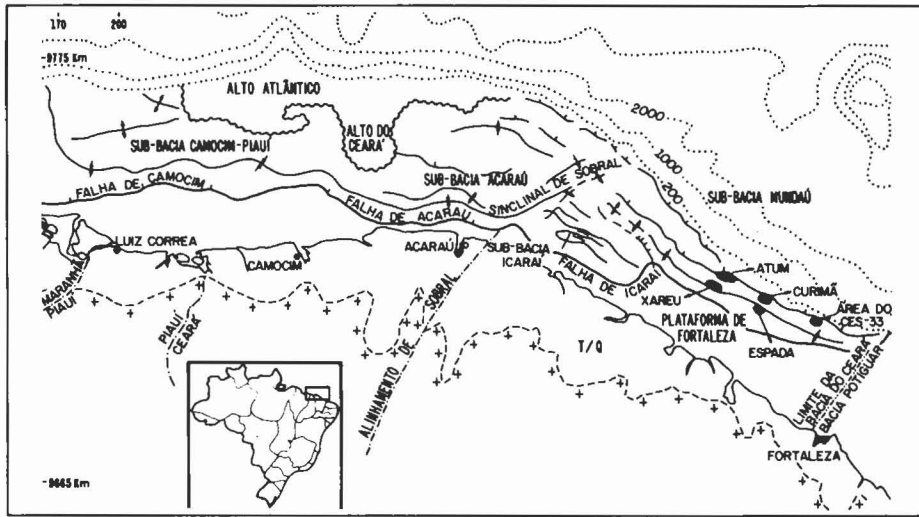


Fig. 1 - Mapa de localização e arcabouço estrutural da Bacia do Ceará.  
Fig. 1 - Location map and structural framework of Ceará Basin.

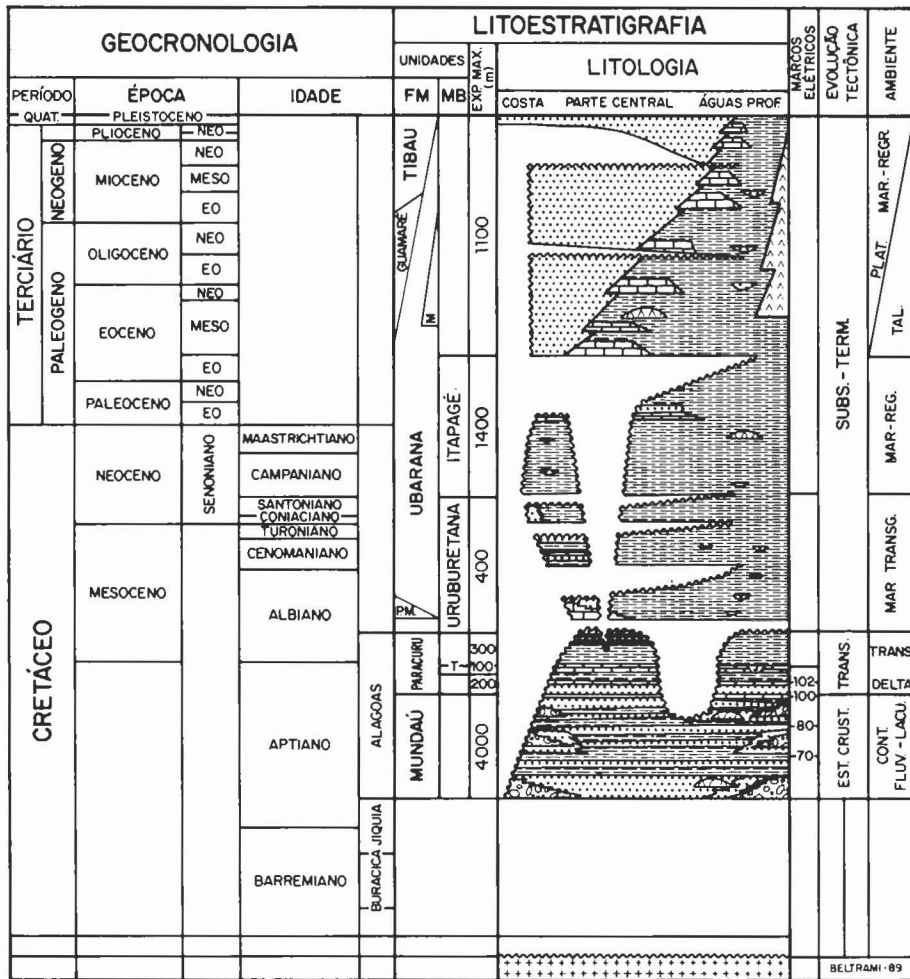


Fig. 2 - Carta Estratigráfica da Sub-bacia de Mundaú. Bacia do Ceará.  
Fig. 2 - Stratigraphic chart of Mundaú Sub-basin. Ceará Basin.

características tectônicas distintas e feições estruturais proeminentes, a Bacia do Ceará foi subdividida em quatro sub-bacias, que são, de leste para oeste: Mundaú, Icarai, Acaraú e Piauí-Camocim. As duas primeiras estão separadas por uma inflexão da falha de borda da bacia. As sub-bacias de Icarai e Acaraú tem como limite comum o prolongamento norte do Alinhamento de Sobral, estando esta última separada da Sub-bacia de Piauí-Camocim pelo Alto do Ceará. O presente trabalho tem por objetivo descrever a sucessão de eventos que condicionaram o atual arcabouço estrutural e seqüência estratigráfica da bacia, assim como o *habitat* do petróleo. Neste contexto, procurar-se-á relacionar a evolução estrutural aos sedimentos depositados em cada fase e, também, examinar os diversos *plays* de interesse exploratório.

A Bacia do Ceará cobre uma área aproximada de 23 000 km<sup>2</sup>. Vem sendo explorada desde 1971, já tendo sido perfurados 95 poços exploratórios, com índice de sucesso de 19%.

## 2 - EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

A Bacia do Ceará tem a sua gênese relacionada à separação dos continentes africano e sul-americano. Dentro da classificação de Klemme (1984), estaria enquadrada como bacia continental do tipo *rift*, em margem divergente. Sua evolução tectono-sedimentar teve, provavelmente, início no Eo-Aptiano. Os poços perfurados na bacia não atingiram nenhuma seção mais antiga, no entanto é possível que tal seção esteja presente. Esta inferência é feita a partir da grande espessura de sedimentos ainda não atingida pelos poços (fig. 6), pelo caráter sísmico distinto desta seção e pela considerável coluna sedimentar paleozóica e mesozóica presente na Bacia de Keta, em Ghana-África, a qual corresponde a uma parte da Bacia do Ceará antes da separação continental. Estes sedimentos pré-aptianos, de existência ainda não comprovada, poderiam estar associados à Bacia do

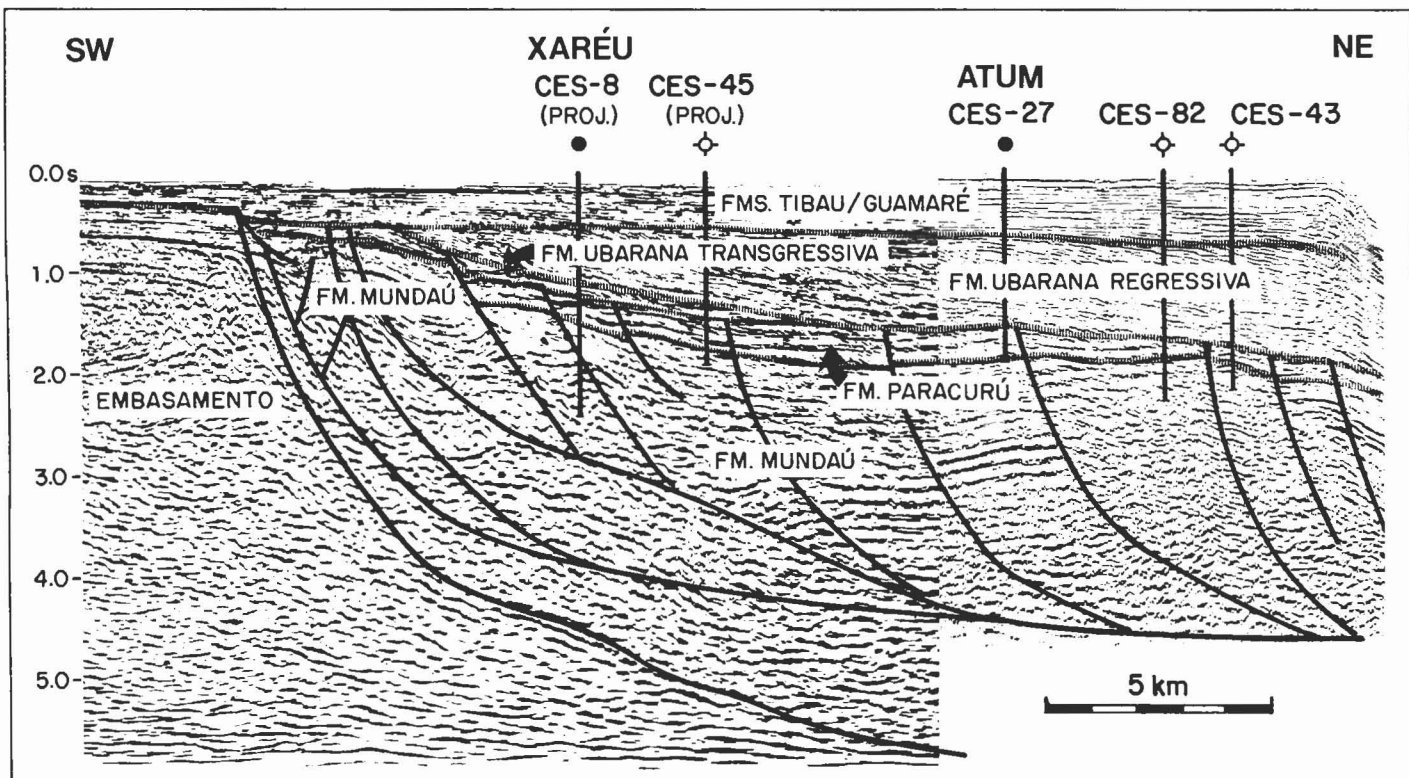


Fig. 3 - Seção sísmica "DIP" da Sub-bacia de Mundaú. Linhas 222-529 e 58-319.

Fig. 3 - Seismic dip section of Mundaú Sub-basin. Lines 222-529 and 58-319.

Parnaíba, de caráter intracratônico, e/ou ao desenvolvimento da fase pré-rift.

## 2.1 - Fase Rift

Vários são os modelos que tentam explicar a criação do rift da Bacia do Ceará. Segundo o modelo mais aceito, interpreta-se a formação do rift como resposta do processo de estiramento e alinhamento crustal, reconhecido em outras partes da margem equatorial brasileira, que atuou durante a fragmentação do continente Gondwana. O rift teria se implantado no início da idade Aptiana, a partir de esforços distensivos. Alguns autores advogam que a abertura do rift ter-se-ia dado em consequência de um ambiente tectônico transcorrente, porém não se conhece estudo mais detalhado a esse respeito.

O preenchimento do rift, tal como é conhecido, se deu com a deposição de sedimentos continentais. Para esta seção

é proposta a denominação de Formação Mundaú (fig. 2). Della Fávera *et al.* (1984), ao investigar o Andar Alagoas da Bacia do Ceará, dividiram a seção correspondente numa série de intervalos estratigráficos, que correspondem a eventos geológicos marcantes, tais como grandes ciclos transgressivos e regressivos, modificações ambientais, etc., limitados por marcos elétricos. Dentro deste contexto, o Marco 100 corresponderia ao topo da seqüência de caráter estritamente continental, que representa a sedimentação da fase rift, a qual é tipicamente fluvial e lacustre. Esta sedimentação, cujo intervalo de deposição se situa entre 118 e 114,5 milhões de anos, é constituída por arenitos do sistema fluvial meandrante a anastomosado, e folhelhos lacustres. Nesta mesma seção, na Sub-bacia de Piauí-Camocim, ocorrem depósitos dos tipos: leques deltaicos e *red beds* (Zalán, 1985). Estruturalmente, a fase rift se caracteriza por falhamentos normais com

grandes rejeitos e falhas de transferência associadas.

## 2.2 - Fase Transicional

Sucedendo a fase rift, instalou-se um ciclo deposicional, em ambiente transicional, que representa as primeiras incursões marinhas na bacia. Esta fase se encontra representada por intervalo estratigráfico situado acima do Marco 100, para o qual é proposta a denominação de Formação Paracuru. Inicialmente depositaram-se sedimentos fluviais, deltaicos e lacustres, com deltação do tipo "Gilbert". Neste intervalo estão incluídos dois pacotes de arenito, conhecidos informalmente como Arenito Xacutum e Arenito SMS, para os quais são propostos os nomes de Arenito Xaréu e Arenito Atum, respectivamente, que se constituem nos principais prospectos da bacia. Este ciclo deposicional prossegue com a deposição das Camadas Trairi e

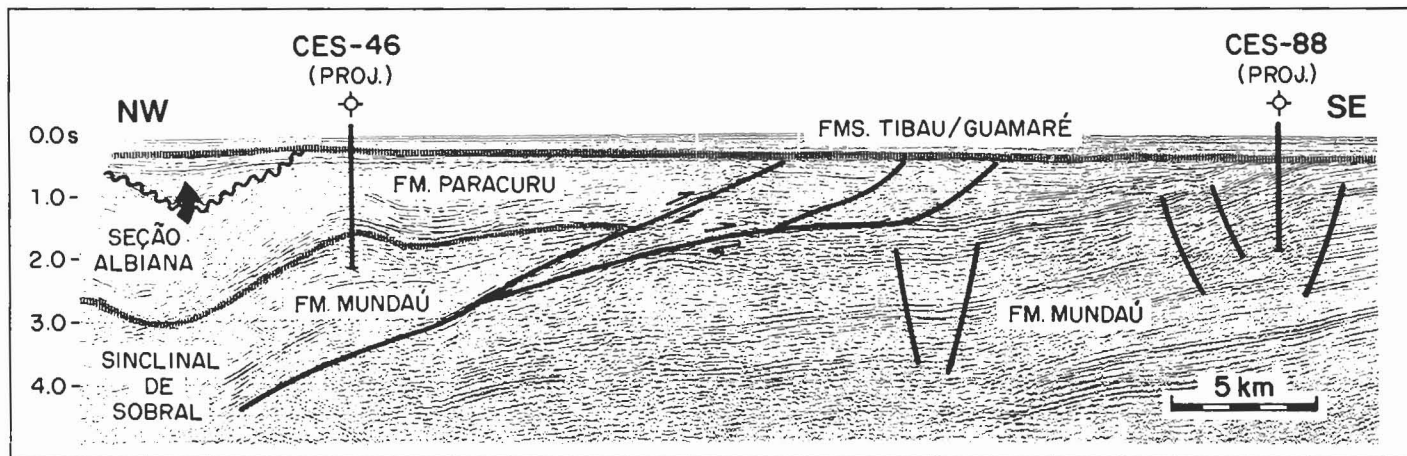


Fig. 4 - Seção sísmica "STRIKE" da Sub-bacia de Icarai. Linha 68-35. Evidência de esforços compressivos na Bacia do Ceará.  
 Fig. 4 - Seismic strike section of Icarai Sub-basin. Line 68-35. Evidence of compression in Ceará Basin.

ocorrências localizadas de evaporitos, que caracterizam um ambiente sedimentar do tipo *sabkha* marginal (Della Fávera *et al.* 1984). A fase transicional finda no Neo-Alagoas, em ambiente francamente marinho, com deposição predominante de sedimentos pelíticos.

### 2.3 - Fase Drift

A fase final da evolução tectono-sedimentar da Bacia do Ceará é consequência da deriva continental, do resfriamento crustal e da subsidência generalizada. Esta fase inicia-se no Albiano, em ambiente marinho franco, com transgressão, onde se depositaram os carbonatos de plataforma da Formação Ponta do Mel e folhelhos da Formação Ubarana. No intervalo de tempo do Albiano ao Eo-Cenomaniano ocorreu movimentação transcorrente dextral relacionada à separação continental da África e da América do Sul, que afetou a sedimentação pretérita (Zalán, 1984). Este evento provocou o aparecimento de grande número de estruturas. O arcabouço estrutural pré-existente, o formato e a posição das diversas sub-bacias e a própria natureza diferenciada da movimentação propiciaram domínios transtensionais e transpressionais ao longo da atual margem equatorial brasileira. Na Sub-bacia de Mundaú, este evento foi predominantemente transtensivo (figs. 3 e 7), enquanto na Sub-bacia de Icarai, o mesmo evento

foi predominantemente transpressivo (fig. 4), com a ocorrência de grandes dobras, falhas de empurrão e pronunciada erosão de sedimentos. Nas sub-bacias de Acaraú e Piauí-Camocim, as dobras são comuns, a exemplo do Alto do Ceará (fig. 5), de idade Albo-Cenomaniana (Zalán, 1984), e estão comumente associadas a estruturas em flor.

Ao final do Santoniano, a erosão resultante de variações eustáticas do nível do mar assinala, em algumas áreas da Sub-bacia de Mundaú, o final do ciclo transgressivo. Este episódio, que dá início a um grande ciclo regressivo, é facilmente reconhecido em dados sísmicos como a linha de base das progradações. Tal regressão teve início no Campaniano-Maestrichtiano com a deposição dos folhelhos e arenitos turbidíticos da Formação Ubarana do ciclo regressivo. No Terciário, esta sedimentação prosseguiu em associação lateral com os carbonatos da Formação Guamaré e aos arenitos da Formação Tibau. Também ocorreram neste período derrames basálticos que correspondem à Formação Macaú.

Finalmente, nas partes mais proximais da bacia ocorreu, no Terciário, a deposição dos sedimentos clásticos da Formação Barreiras que, na maior parte de sua área de ocorrência, repousa diretamente sobre rochas do embasamento cristalino.

### 3 - GERAÇÃO E MIGRAÇÃO

De modo geral, apenas a Sub-bacia de Mundaú apresenta resultados auspiciosos em termos de geração de hidrocarbonetos. O topo da zona matura nesta sub-bacia coincide, na quase totalidade dos poços, com o topo da Formação Paracuru. Isto implica que, folhelhos da Formação Ubarana, de potencial gerador excelente e com valores de carbono orgânico total (C.O.T.) muito altos, estejam imaturos (Mello *et al.* 1984). Os folhelhos da Formação Mundaú são geradores ao longo de um alinhamento NW-SE, sub-paralelo e próximo à falha de borda da bacia. Possuem C.O.T. alto e potencial gerador de médio a bom. Os folhelhos da Formação Paracuru são as mais importantes rochas geradoras da bacia. Têm ampla área de ocorrência, matéria orgânica dos tipos I e II, altos valores de C.O.T. e potencial gerador excelente.

Segundo Mello *et al.* (1984), a Sub-bacia de Icarai não possui níveis geradores significativos. A única possibilidade de geração expressiva estaria relacionada a folhelhos associados à seção evaporítica constatada pelo poço 1-CES-46, os quais poderiam se estender para leste e gerar hidrocarbonetos.

As sub-bacias de Acaraú e Piauí-Camocim têm baixos potenciais para a geração



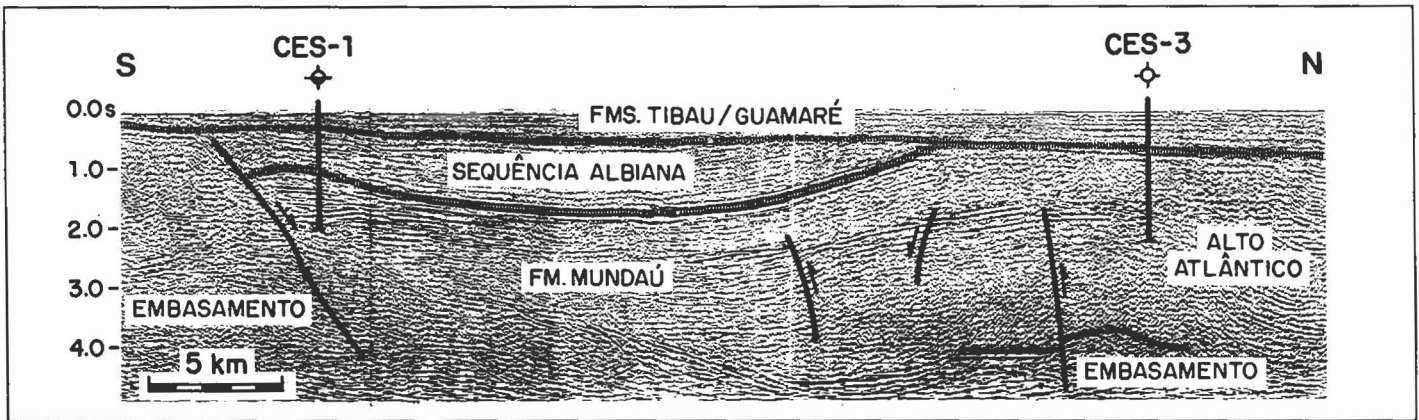


Fig. 5 - Seção sísmica "DIP" da Sub-bacia de Piauí-Camocim. Linha 53-280. Modificado de Zalán (1985).

Fig. 5 - Seismic dip section of Piauí-Camocim Sub-basin. Line 53-280. Modified from Zalán (1985).

de hidrocarbonetos. Em Acaraú, a exceção parece ser a área do poço 1-CES-5A, que apresentou na Formação Mundaú valores altos de C.O.T. e potencial gerador médio. Na Sub-bacia de Piauí-Camocim, a matéria orgânica é de má qualidade, ocorre em pouca quantidade e se encontra em estado senil de maturação.

No que tange à migração, duas formas parecem ser as mais freqüentes e eficazes: o fluxo direto de hidrocarbonetos dos folhelhos geradores para os reservatórios adjacentes e a migração ao longo de falhas. A correlação óleo/extrato de rocha permitiu que se chegasse a esta conclusão, sendo que o Campo de Espada é uma evidência irrefutável da eficiência da migração através de falhas, uma vez que seus reservatórios se encontram intercalados em folhelhos imaturos. Secundariamente, as discordâncias regionais podem ter importância neste processo, em especial a que representa o topo da Formação Paracuru, e trapeia as acumulações de Curimã e Atum. A geração de hidrocarbonetos teve início no Eo-Mioceno e acredita-se que a migração tenha começado na mesma idade.

#### 4 - HABITAT DO PETRÓLEO

As acumulações de hidrocarbonetos, comerciais ou não, já descobertas na Bacia do Ceará, ocorrem em todas as

fases da evolução sedimentar. Neste contexto, vários *plays* foram individualizados, levando em conta, principalmente, a natureza do trapeamento (fig. 7).

#### 4.1 - Play Turbidito

Este *play* é eminentemente estratigráfico. Sua ambiência se encontra na fase de subsidência térmica. Constituiu-se de corpos de arenitos turbidíticos intercalados em folhelhos da Formação Ubarana nos ciclos transgressivo e regressivo. O óleo encontrado neste *play* é gerado na Formação Paracuru, e a migração se dá ao longo de falhas normais. Os reservatórios mostram porosidades maiores que 20% e permeabilidades variando entre 50 e 900 mD, e o capeamento é dado pelos folhelhos da Formação Ubarana. São exemplos deste *play* os campos de Espada, Xaréu e Atum (fig. 7).

#### 4.2 - Play Combinado

Este *play* caracteriza-se por um trapeamento estrutural-estratigráfico e é encontrado na fase transicional. Seus principais prospectos são os arenitos Xaréu e Atum, da Formação Paracuru, situados estratigraficamente acima do Marco 100, depositados em ambiente deltaico com influência marinha. O *play* consiste no truncamento destes arenitos pela discordância do topo da Formação Paracuru em associação aos falhamen-

tos NW-SE mais expressivos da Sub-bacia de Mundaú (Mello *et al.* 1984), sendo que o componente estrutural é dado pelo mergulho das camadas, produto do basculamento de blocos. O óleo encontrado neste *play* foi predominantemente gerado nos próprios folhelhos que ocorrem intercalados aos objetivos, mas há contribuição de geradores da fase *rift*. A migração se dá diretamente dos geradores para os reservatórios através de falhas e ao longo da discordância do Topo do Andar Alagoas. Os capeadores são os folhelhos das formações Paracuru e Ubarana, do ciclo transgressivo. Os reservatórios são arenitos finos a médios, depositados em deltas do tipo "Gilbert", com porosidades superiores a 20% e permeabilidades que podem atingir a 2 000 mD, e carbonatos das Camadas Trairi. Os melhores exemplos deste *play* são os campos de Curimã e Atum (figs. 3 e 7).

#### 4.3 - Play Estrutural

Sob esta nomenclatura agrupa-se uma série de *plays* que tem em comum o fato do trapeamento depender exclusivamente da componente estrutural. São encontrados nas fases *rift* e transicional.

##### 4.3.1 - Rotacional

É um *play* encontrado no bloco de falhas normais. A estrutura se forma em função da própria falha, seja por um *roll-over*

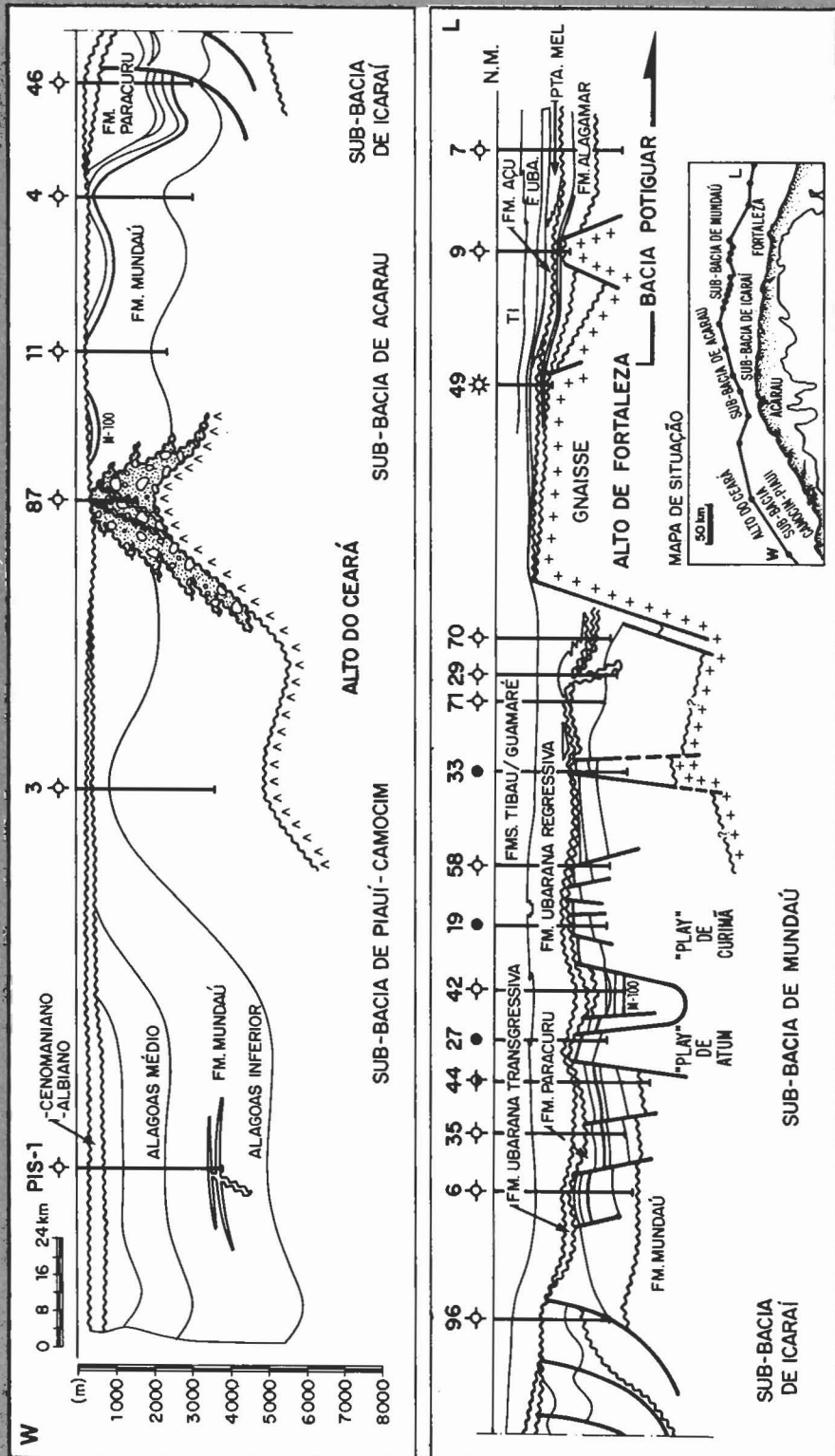


Fig. 6 - Seção geológica "STRIKE" da Bacia do Ceará. (Beltrami, C.V. 1987).  
 Fig. 6 - Geological strike section of Ceará Basin (Beltrami, C.V. 1987).

associado à descida do bloco, pela rotação do bloco ou pelo mergulho das camadas do bloco baixo de encontro à própria falha. É característico das formações Paracuru e Mundaú. Está intimamente ligado a esforços extensionais. O fechamento pode incluir uma estrutura anticlinal formada no processo, mas, invariavelmente, a maior parte do hidrocarboneto trapeado se acumula em função da própria falha, que funciona como selante. A geração é proveniente das próprias formações, e a migração se dá diretamente dos geradores para os reservatórios adjacentes e ao longo das falhas. Estas se comportam predominantemente como selantes, funcionando como dutos apenas em períodos de tectonismo ou de grande aumento da pressão dos geradores. Os folhelhos das formações Paracuru e Mundaú são responsáveis pelo capeamento, e os reservatórios, tanto podem ser arenitos fluviais e/ou deltaicos e carbonatos da Formação Paracuru, como arenitos fluviais da Formação Mundaú. As porosidades ultrapassam 20% e as permeabilidades variam entre 40 e 500 mD. São exemplos deste play o campo de Xaréu (figs. 3 e 7), e as acumulações sub-comerciais do 1-CES-74, 1-CES-41 e 1-CES-35B.

#### 4.3.2 - Transpressivo

Está relacionado a estruturas anticlinalis formadas a partir de esforços transpressivos. Pode ocorrer associado a estruturas em flor, em dobras *en echelon* ou contíguo à falha de borda da bacia. Ocorre nas formações Mundaú e Paracuru. O hidrocarboneto é proveniente das próprias formações e a migração está ligada aos falhamentos. Os reservatórios são arenitos fluviais e deltaicos e o capeamento é dado por folhelhos das formações citadas. O melhor exemplo deste play é a acumulação de gás descoberta pelo 1-CES-97.

#### 4.3.3 - Transtensivo

Concentra feições criadas pelo abatimento de blocos. Abatimento este gerado por esforços transtensionais. Estruturas isoladas são formadas por bloco alto limitado por falhas normais de rejeito e

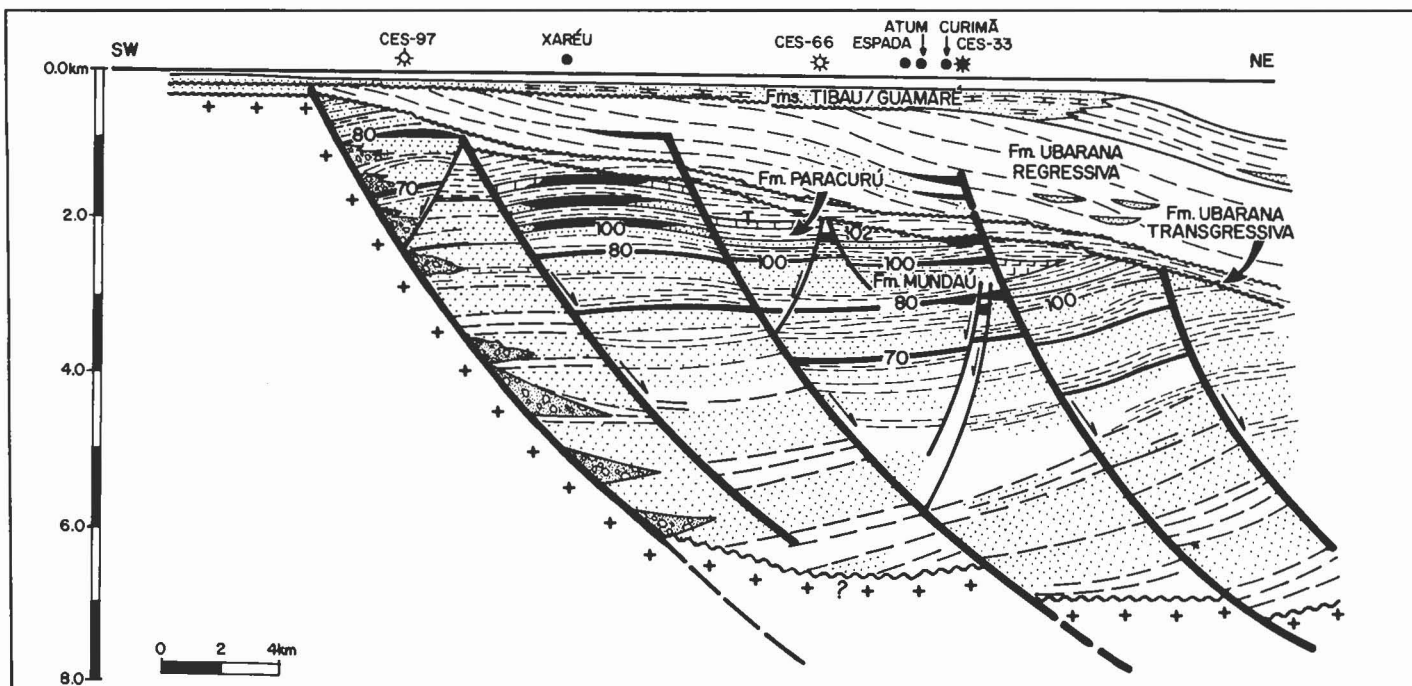


Fig. 7 - Seção Estrutural 'DIP' da Sub-bacia de Mundaú com os principais plays.  
Fig. 7 - Structural dip section of Mundaú Sub-basin indicating main plays.

#### QUADRO I/CHART I

#### RESULTADOS EXPLORATÓRIOS EXPLORATORY RESULTS

Poços Exploratórios — Bacia do Ceará					Poços Ploneiros — Bacia do Ceará				
	Produtor	Sub-Comercial	Seco	Total		Produtor	Sub-Comercial	Seco	Total
Mundaú	18	27	33	78	Mundaú	6	16	24	46
Icaraí	—	—	5	5	Icaraí	—	—	5	5
Acaraú	—	3	6	9	Acaraú	—	3	6	9
Piauí-Camocim	—	2	1	3	Piauí-Camocim	—	2	1	3
<b>Total</b>	<b>18(19%)</b>	<b>32(34%)</b>	<b>45(47%)</b>	<b>95</b>	<b>Total</b>	<b>6(10%)</b>	<b>21(33%)</b>	<b>36(57%)</b>	<b>63</b>

mergulhos divergentes. É encontrado nas formações Mundaú e Paracuru. A geração é proveniente destas formações, e a migração se dá diretamente dos geradores para os reservatórios e, também, através de falhas. Os folhelhos das mesmas formações são os capeadores e os reservatórios podem ser arenitos deltaicos da Formação Paracuru ou arenitos fluviais da Formação Mundaú. As porosidades são maiores do que 15% e as permeabilidades apresentam-

se variando de 10 a 200mD. Estruturas como as do 1-CES-33A e 1-CES-66 se inserem neste play.

#### 4.3.4 - Bloco Alto de Falhas Normais

Apresenta as mesmas características do play combinado quanto à fase tectônica de ocorrência, geração, migração, capeamento e condições de reservatórios, estando ausente o componente estrutural do fechamento. O traçamen-

to é dado apenas por falha. Algumas zonas produtoras do campo de Atum distinguem este play do acima mencionado.

#### 5 - ESTÁGIO ATUAL DA EXPLORAÇÃO

A exploração na Bacia do Ceará foi iniciada em 1971, com a perfuração dos poços 1-CES-1 e 1-PIS-1, na Sub-bacia de Piauí-Camocim. Até o momento, foram perfurados na bacia 95 poços exploratórios, dos

QUADRO II/CHART II

VOLUMES E RESERVAS DE HIDROCARBONETOS - (10<sup>6</sup> M<sup>3</sup>) BACIA DO CEARÁ. FONTE: RELATÓRIO DE RESERVAS DA PETROBRÁS-FEVEREIRO/89

HYDROCARBON VOLUMES AND RESERVES (10<sup>6</sup> M<sup>3</sup>), CEARÁ BASIN. SOURCE: PETROBRÁS REPORT ON RESERVES (FEBRUARY 1989).

	Vol. Rec. Prov. Res. Explotável		Provada Explotável	
	Óleo	Gás	Óleo	Gás
Xaréú	4,00	476,21	1,67	107,60
Atum	4,88	390,55	3,59	198,57
Curimã	3,55	792,63	0,53	186,67
Espada	0,95	82,03	0,30	41,68
CES-66	—	34,90	—	34,90
CES-33A	0,02	66,62	0,02	66,62
<b>Total</b>	<b>13,40</b>	<b>1 842,94</b>	<b>6,11</b>	<b>636,04</b>

QUADRO III/CHART III

POTENCIAL PETROLÍFERO DA BACIA DO CEARÁ  
PETROLEUM POTENTIAL, CEARÁ BASIN

Sub-Bacia	'Play'	Fase Tectônica	Idade	Lâmina D'Água (m)	Potencial (x 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )
Piauí-Camocim Acaráú Icaraí	Transpressivo Rotacional Transtensivo	Rift e Transicional	KI	< 400	2,7
Mundaú	Turbidito	Drift	T - KS	< 400	0,5
			T	400 - 1 000	7,0
			KS	> 1 000	15,3
			T	> 1 000	26,2
	Combinado Rotacional Transpressivo Transtensivo	Rift e Transicional	KI	< 400	8,5
Rotacional Transtensivo	Rift	KI	400 - 1 000 > 1 000	3,5 5,8	

quais 63 são pioneiros, sendo estes os responsáveis pelo descobrimento de quatro campos e algumas acumulações sub-comerciais de hidrocarbonetos. Como mostra o Quadro I, a maior parte dos esforços exploratórios foi concentrada na Sub-bacia de Mundaú, devido aos resultados positivos, com índice de sucesso de 23% se considerados todos os poços exploratórios, e de 13% se considerados apenas os poços pioneiros. Quando comparamos estes números com os da bacia como um todo — 19% e 10% — verificamos a sua importância no contexto exploratório.

O Relatório de Reservas da PETROBRÁS, de 28/02/89, volume provado economicamente explotável de 15,2 milhões de m<sup>3</sup> de óleo (considerada a equivalência energética: 1m<sup>3</sup> de óleo = 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup> de gás). Desse total, 56% foram produzidos até fevereiro de 1989, o que implica numa reserva provada economicamente explotável de 6,75 milhões de m<sup>3</sup> de óleo (quadro II). Cabe ressaltar que todas as descobertas de importância foram feitas entre dezembro de 1976 e agosto de 1979.

Durante os últimos anos, vários foram os estudos feitos na bacia. Entre estes se

destacou a reinterpretação das áreas do 1-CES-33A, 1-CES-66 e 1-CES-6, que mostrou áreas extremamente complexas sob o ponto de vista estrutural. Devido à má qualidade da sísmica na maior parte da bacia, foram adquiridos programas sísmicos 3D e 2D em várias áreas de interesse, com a finalidade de incrementar o processo exploratório.

6 - PERSPECTIVAS  
EXPLORATÓRIAS

Apesar de ser a mais explorada das sub-bacias que compõem a Bacia do Ceará, Mundaú concentra, ainda hoje, as maiores chances de sucesso exploratório. Segundo o Relatório de Potenciais Petrolíferos - 1988 (quadro III), de um potencial total de 69,5 milhões de m<sup>3</sup> de óleo, 96% são referentes a esta sub-bacia. Isto se deve principalmente aos maus resultados indicados pelos dados geoquímicos das sub-bacias de Icaraí, Acaraú e Piauí-Camocim, em contraste com o excelente potencial gerador mostrado pelos folhelhos depositados nas seqüências *rift* e transicional da sub-bacia de Mundaú.

Baseado no Relatório de Potenciais Petrolíferos - 1988, a maior parte do hidrocarboneto a ser descoberto em Mundaú se encontra sob lâmina d'água superior a 1 000 m. Esta parcela representa mais de 70% do potencial da sub-bacia, sendo o *play* de maior importância constituído por turbiditos do Terciário.

Em lâmina d'água variando entre 400 a 1 000 m, espera-se a ocorrência dos *plays* Turbidito, em sedimentos terciários; Rotacional e Transtensivo, em rochas do Cretáceo Inferior. Nesta situação encontra-se 15% do potencial de Mundaú.

A porção desta sub-bacia situada em águas rasas se encontra relativamente mais explorada, no entanto são grandes as possibilidades de novas descobertas. Praticamente todos os *plays* classificados na bacia ocorrem nesta área. O *play* Turbidito tem ampla distribuição em rochas terciárias e do Cretáceo Superior, mas é nos sedimentos do Cretáceo Inferior que se encerram as maiores



perspectivas. No bloco alto das falhas NW/SE que atravessam a sub-bacia, pode ser encontrado o *play* Combinado; no bloco baixo destas falhas, o *play* Rotacional; junto à falha de borda e próximo ao limite com a sub-bacia de Icará, espera-se o *play* Transpressivo e, em altos isolados nos blocos basculados, o *play* Transtensivo. O somatório do potencial exploratório a ser descoberto nesses *plays*, em lâmina d'água inferior a 400 m, atinge a  $9,0 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de óleo, o que corresponde a 13,5% do total da Sub-bacia de Mundaú.

#### AGRADECIMENTOS

Aos técnicos que colaboram para um melhor entendimento da Bacia do Ceará. Seus esforços tornaram possível a descoberta de várias acumulações de hidrocarbonetos e foram decisivos para a ampliação do conhecimento geológico da margem equatorial brasileira.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BERTANI, Renato Tadeu, ARARIPE, Paulo de Tarso, BELTRAMI, Carlos Vitor. Evolução tectono-sedimentar das bacias sedimentares do Ceará e Potiguar. In: SEMANA DE ESTUDOS SOBRE O FANEROZÓICO NORDESTINO (Recife: 1985).
- COSTA, Iran Garcia da, MATOS, Renato Marcos Darros. *Influência da evolução tectono-sedimentar no estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar, Brasil*. [S.l.]: PETROBRÁS/DEPEX/DEBAR, 1989. (Relatório interno) (Inédito).
- DELLA FÁVERA, Jorge Carlos, MEDEIROS, Rodi Ávila, APPI, Ciro Jorge, BEURLIN, Gehard, VIVIERS, Marta Cláudia, HASHIMOTO, Armando Teruo, BELTRAMI, Carlos Vitor, PIAZZA, Idelso Antônio, HORSCHUTZ, Paulo Márcio Compagno. *Análise estratigráfica do Andar Alagoas na Bacia do Ceará*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES, 1984. 75p. (Relatório interno 673-553/103-04341).
- FRANÇOLIN, João Batista de Lellis, SZATMARI, Peter. Mecanismo de riftamento da porção oriental da margem norte brasileira. *Revista Brasileira de Geociências*, São Paulo, V. 17, n. 2, p. 126-207, junho de 1987.
- LOBO, Antônio Pinheiro. *Seções exemplares das sub-bacias de Piauí-Acaraú*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/DIRNOE/SECEPO, 1987. (Nota técnica n. 2).
- MELLO, Márcio Rocha, SOUZA, Murilo Marroquim de. *Definição de áreas com maior interesse exploratório na Sub-bacia de Mundaú*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/DIVIB/SENEST, 1981. 11f. (Relatório interno 103-02267).
- MELLO, Márcio Rocha, SOLDAN, Ana Lúcia, CERQUEIRA, José Roberto, BELTRAMI, Carlos Vitor, REGALI, Marília da Silva Pares, VIVIERS, Marta Cláudia, KOWSMANN, Renato Oscar, KIANG, Chang Hung. *Avaliação geoquímica da Bacia do Ceará*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/ DIVEX, 1984. 87 f (Relatório interno 103-01129).
- PETROBRÁS/DEPEX/DIRNOE/SEDEQ. *Características gerais dos campos da plataforma continental - bacias do Ceará e Potiguar*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/DIRNOE/SEDEQ, 1986.
- PETROBRÁS/DEPEX. *Relatório de potenciais petrolíferos - Bacia do Ceará*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1988. (Relatório interno).
- SOUZA, Murilo Marroquim, ARAÚJO, Mauro Barbosa de, MELLO, Márcio Rocha, AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. Meeting (067: 1982: Calgary). *Models of oil entrapment in Ceará Basin, Brazil*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1982. (Relatório interno 103-05910).
- SZATMARI, Peter, FRANÇOLIN, João Batista de Lellis, ZANOTTO, Osmar, WOLFF, Sven. Evolução tectônica da margem equatorial brasileira. *Revista Brasileira de Geociências*. São Paulo, v. 17, n. 2, p. 180-188, junho de 1987.
- ZALÁN, Pedro Victor. *Stratigraphy and petroleum potencial of the Acaraú and Piauí-Camocim sub-basins, Ceará Basin, offshore northeastern Brazil*. Golden, Col.: Colorado School of Mines, 1983. 154 p. (Tese de Mestrado 103-03511).
- ZALÁN, Pedro Victor. *Tectonics and sedimentation of the Piauí-Camocim sub-basin, Ceará Basin, offshore northeastern, Brazil*. Golden, Col.: Colorado School of Mines, 1984. 133 p. (Tese de Doutorado).

#### EXPANDED ABSTRACT

Located on the continental shelf of the Brazilian equatorial margin, the Ceará Basin covers a 23 000 km<sup>2</sup> area between the Tutóia and Fortaleza highs, which separate the Ceará from the Barreirinhas and Potiguar basins, respectively. It is bordered on the north by the Ceará Transform Fault and the Ceará Guyot and on the south by the outcropping area of the crystalline basement. The basin has

been divided into four sub-basins, from east to west: the Mundaú, Icará, Acaraú, and Piauí-Camocim, separated from each other by structural features and distinctive tectonic domains.

The genesis of the Ceará Basin, which can be categorized as a rift-type continental basin in a divergent margin (Klemme, 1984), is linked to the separation of the

African and South American continents. Its tectono-sedimentary evolution is thought to have begun during the Early Aptian, since no well has been found to cross any section of older age (although the possible presence of older sediments nonetheless cannot be totally discarded). The evolutionary process can be divided into three distinct phases: rift, transitional, and drift.

The most widely accepted model suggests that the Ceará Basin rift was formed in response to a crustal stretching and thinning process which occurred during the break-up of Gondwana. Believed to have originated during the Aptian in response to distensive forces, the rift was filled in by continental sediments corresponding to the Mundaú Formation. This section was deposited in a meandering to broided fluvial environment, with alluvial and deltaic fans occurring in the Piauí-Camocim Sub-basin. The first phase is structurally characterized by normal faults displaying large throws and by associated transfer faults.

The rift phase was followed by a depositional cycle in a transitional environment, during which the first marine invasions of the basin took place. The second phase involves Aptian-age (P-270) fluvial, deltaic, and lacustrine sedimentation, denominated the Paracuru Formation. The cycle includes the Trairi Layers (calclutites and limestone breccia) and evaporites, characterizing a sabkha marginal environment. It ended with the deposition of pelites in an open marine environment.

Closing out the tectonic evolution of the basin, a drift phase was initiated in consequence of continental drift, crustal cooling, and generalized subsidence. This final phase began during the Albian in an open marine environment, with transgression. The carbonates of the Ponta do Mel Formation and shales of the Ubarana Formation were deposited. From the Albian to the Early Cenomanian, dextral transcurrent movement took place, related to the separation of Africa and South America, affecting past sedimentation. The event produced a large number of structures. The

pre-existent structural framework, the shape and position of the various sub-basins, and the differentiated nature of the movement led to the formation of transtensional and transpressional domains along the Brazilian equatorial margin. This event was largely transtensional in the Mundaú Sub-basin, while in the Icaral Sub-basin it was largely transpressional, marked by large folds, thrust faults, and pronounced erosion. The occurrence of folds associated with flower structures is common in the Acaraú and Piauí-Camocim sub-basins. The end of the Santonian marked the end of this major transgressive cycle and the beginning of a regressive cycle spanning the Neo-Cretaceous and the Tertiary. It was then that shales of the Ubarana Formation, carbonates of the Guamaré Formation, and sandstones of the Tibau Formation were deposited. This was also the period of the basalt lava flows which correspond to the Macau Formation.

Only the Mundaú Sub-basin is attractive in terms of hydrocarbon generation. Here the best source rocks are Paracuru Formation shales, which occur over a wide area, display high total organic carbon values and excellent generation potential, and contain good quality organic matter.

Based on the nature of trapping, several plays have been individualized in the basin. A stratigraphic turbidite play characteristic of the drift phase is composed of turbidite sandstones of the Ubarana Formation, displaying good permeability. Its finest example is the Espada field. A combination play is characterized by structural stratigraphic trapping. Its main prospects are deltaic sandstones truncated by the discordance of the top of the Paracuru Formation, and its best examples are the Curimã and Atum fields. A trait common to a number of plays

is that structural closure depends only on the structural component. A rotational play occurs in the downthrown block of normal faults. The structure is formed as the result of the fault itself, either due to roll-over or to the rotation of the block; in either case, the fault invariably acts as an effective seal for the prospect. Typical of the Mundaú and Paracuru formations, this play is best exemplified by the Xaréu field. A transpressional play is related to anticlines formed in response to transpressional forces. It may occur associated to flower structures, in folds en echelon, or contiguous to the basin boundary fault in rocks of the Mundaú and Paracuru formations. It is best exemplified by the gas accumulation reached by well 1-CES-97. Occurring in the Mundaú and Paracuru formations, a transtensional play is formed from the down faulting of blocks by transtensional forces. Isolated structures are formed, bordered by normal faults with divergent dips. An example of this play is the oil accumulation of well 1-CES-33A. The characteristics of the play located in the upthrown block of normal faults are similar to those of the combination play, except that trapping occurs only against the fault. This play is comprised of certain zones of the Atum field.

Exploration of the Ceará Basin began in 1971. Ninety-five exploratory wells have been drilled to date, sixty-three of which were wildcats responsible for the discovery of four oil fields and some sub-commercial hydrocarbon accumulations. Proved, economically exploitable volume is  $15.2 \times 10^6 \text{ m}^3$  of oil, of which 56% had been produced by February of 1986, leaving reserves of  $6.75 \times 10^6 \text{ m}^3$ . This basin is believed to contain a potential  $69.5 \times 10^6 \text{ m}^3$  of recoverable oil, 96% corresponding to the Mundaú Sub-basin and most located at water depths of over 1 000 m.