

# O HÁBITAT DO PETRÓLEO E AS PERSPECTIVAS EXPLORATORIAS DA BACIA POTIGUAR EMERSA

Renato Tadeu Bertani<sup>(1)</sup>, Amaro Ferreira Apoluceno Neto<sup>(2)</sup> e  
Renato Marcos Darros de Matos<sup>(3)</sup>

**RESUMO** — A Bacia Potiguar terrestre está localizada no nordeste brasileiro. Compõe-se de sedimentos neocomianos depositados durante uma fase *rift* que preenchem *grabens* de até 5 000 m de profundidade. Data de 1979 a descoberta do primeiro campo de petróleo: a partir de então, acelerou-se o processo exploratório, que pode ser subdividido em três fases distintas, quais sejam, a de reconhecimento, a de amostragem e a de exploração sistemática. A primeira, que teve lugar de 1945 a 1979, caracterizou-se por estudos essencialmente regionais e de superfície. O potencial da bacia foi, então, considerado baixo. O primeiro campo de petróleo foi descoberto em 1979: evidenciou-se a necessidade de estudos adicionais para uma avaliação mais correta do potencial da bacia. A fase de amostragem se deu no biênio 80-81, quando foram perfurados 93 poços exploratórios. A fase de exploração sistemática, que começou em 1982, baseou-se em dados geofísicos e em um número considerável de poços. Pôde-se, então, delinear as principais feições estruturais que compõem o arcabouço da bacia. De início, procedeu-se à exploração de prospectos rasos, mas, a partir de 1984, após a descoberta do Campo de Serraria, atribuiu-se maior ênfase aos poços profundos. A história da Bacia Potiguar mostra que o petróleo deve ser buscado em habitats diversos e que o processo de busca requer criatividade e muito esforço.

(Originais recebidos em 10-XII-86.)

## 1 — INTRODUÇÃO

A Bacia Potiguar emersa localiza-se na porção nordeste do estado do Rio Grande do Norte (fig. 1), ocupando uma área de cerca de 22 500 km<sup>2</sup>, dos quais 17 000 km<sup>2</sup> são considerados prospectáveis para hidrocarbonetos. Constitui um caso exemplar da exploração de petróleo. O conhecimento geológico da bacia pode ser subdividido em três fases distintas, quais sejam, a de reconhecimento, de amostragem e de exploração sistemática (tab. 1), representando seus sucessivos estágios, nos quais foram identificados habitats do petróleo gradativamente mais profundos e complexos.

O arcabouço estrutural representativo do atual estágio de conhecimento da bacia é constituído por um conjunto de *grabens* assimétricos (*grabens* de Umbuzeiro, Apodi, Guamaré e Boa Vista), internamente separados por altos do embasamento — altos de Macau e Quixaba — localizados na região axial e limitados por duas plataformas rasas a leste e oeste, as plataformas de Baraúnas e Leste (fig. 2). A coluna litoestratigráfica é composta essencialmente de sedimentos cretácicos, representados pelas forma-



Fig. 1 - Situação da porção emersa da Bacia Potiguar.

ções Pendência (flúvio-lacustre), Alagamar (lagunar), Açú (fluvial) e pela extensa plataforma carbonática denominada Formação Jandaíra (fig. 3).

Após a fase de reconhecimento, em apenas seis anos de exploração foram descobertas 20 jazidas de petróleo, que acumulam uma reserva de 20,646 milhões de m<sup>3</sup>. Foram produzidos cerca de 3,902 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>, alcançando-se uma

1 - Distrito de Exploração da Bacia Potiguar.  
2 - Distrito de Exploração da Amazônia Ocidental.  
3 - Divisão de Interpretação, Distrito de Exploração da Bacia Potiguar.

TABELA I

## EVOLUÇÃO DO CONHECIMENTO GEOLÓGICO E RESULTADOS DA BACIA POTIGUAR EMERSA

Fase	Dados Existentes					Interpretação			Resultados				
	Sísmica		Gravimetria Magnetometria	Poços Exploratórios e Estratig.	Estudos Geológicos	Geração	Reservatórios	Estruturas	N.ºs de Campos	Prof. Horizonte Produtor	Reservas Apropriadas M.M.m <sup>3</sup>	Vazão Média p/Poço m <sup>3</sup> /d	
	Cobertura	Qualidade											
I Reconhecimento 1945-1979	Reconhecimento 2 958 km	Deficiente	Reconhecimento	7	Mapeamento geológico	Offshore?	Formação Açu	Compacta- ção diferen- cial	1	380	--	1	
II Amostragem 1980-1981	Reconhecimento			93	Fotogeologia Fácies da Formação Açu	Formação Açu?	Formação Açu	Falhas de pequeno rejeito	3	230 a 600 m	1,334	2,2	
III Exploração sistemática	Prospectos rasos 1982-1983	Semidetalhe 2 367 km	Regular/ boa	Semidetalhe	135	Avaliação geoquímica	Formação Pendência Formação Alagamar	Formação Açu	Falhas de pequeno e grande rejeito	8	200 a 1 200 m	12,999	5,44
	Prospectos profundos 1984 -- outubro/86	Detalhe localmente 3 384 km	Boa	Detalhe localmente	104	Evolução tectono-se- dimentar	Formação Pendência Formação Alagamar	Formação Açu Formação Pendência	Dobras e falhas inversas	8	500 a 1 800 m	5,380	32,5

TABELA II

SITUAÇÃO DOS CAMPOS DA BACIA POTIGUAR EMERSA  
ATÉ 31/10/86

Campo	Data da Descoberta	Profundidade do Objeto (m)	Densidade do Óleo (°API)	Poços em Produção	Produção Média (m <sup>3</sup> /d)	Produção Acumulada (MMm <sup>3</sup> )	Reserva (MMm <sup>3</sup> )
Mossoró	Nov/79	380	28	12	10,9	0,026	0,174
Faz. São João	Fev/80	600	27	01	—	0,008	0,029
Faz. Belém	Mar/80	400	13/16	279	493,9	0,481	3,945
Alto do Rodrigues	Jun/81	230	18	247	692,5	0,633	3,123
Estrelto	Fev/82	210	16	306	1.040,3	0,903	8,096
Macau	Ago/82	990	35	10	29,8	0,057	0,109
Faz. Pocinho	Set/82	440	25	133	750,9	0,828	1,748
Serraria	Set/82	1.200	33	36	241,0	0,257	0,541
Palmeira	Out/82	480	22	40	133,2	0,227	0,506
Guamaré	Dez/82	600	22	34	98,1	0,188	0,619
Soledade	Abr/83	1.250	38	01	0,5	0,003	0,026
Rio Panon	Mai/83	200	16	55	77,6	0,052	—
Rio Mossoró	Mar/84	1.650	35	02	4,8	0,010	0,007
Lorena	Ago/84	750	39	11	107,7	0,030	0,106
Upânema	Dez/84	1.500	38	18	434,1	0,126	0,342
Janduí	Dez/85	820	26	03	14,4	0,001	0,026
Canto do Amaro	Dez/85	500	28	17	289,7	0,035	0,653
Livramento	Mar/86	900	41	11	440,2	0,036	0,596
Cachoeirinha	Out/86	1.850	36	01	6,5	0,0002	—
Baixa do Algodão	Out/86	400	28	01	25	0,0003	—
TOTAL	—	—	—	1.218	4.801	3.902	20,646

média de produção diária de 4 800 m<sup>3</sup>, provenientes de pouco mais de 1 200 poços (tab. II).

Até o presente foram perfurados 339 poços exploratórios e 1 535 de desenvolvimento (tab. III), além de terem sido levantados 9 141 km de linhas sísmicas. Esse acervo de dados permite que hoje se disponha de um razoável conhecimento geológico da bacia, o que possibilita a identificação de áreas potencialmente prospectáveis para hidrocarbonetos:

essas áreas deverão ser pesquisadas através de modelos geológicos consistentes. Prevê-se, em razão do sucesso alcançado e das boas perspectivas, um esforço exploratório contínuo nos próximos anos, com a adequação dos recursos dispendidos em função das diretrizes do Departamento de Exploração da PETROBRÁS.

Ao longo da história da exploração da bacia, os conceitos foram formulados de acordo com o conhecimento geológico.

Como consequência, os resultados obtidos mantiveram uma boa correlação com o esforço exploratório dispendido e com as novas técnicas e idéias de prospecção testadas.

## 2 — FASE DE RECONHECIMENTO

A fase de reconhecimento abrange o período de 1945 a 1979, durante o qual foram feitos estudos essencialmente regionais de superfície.

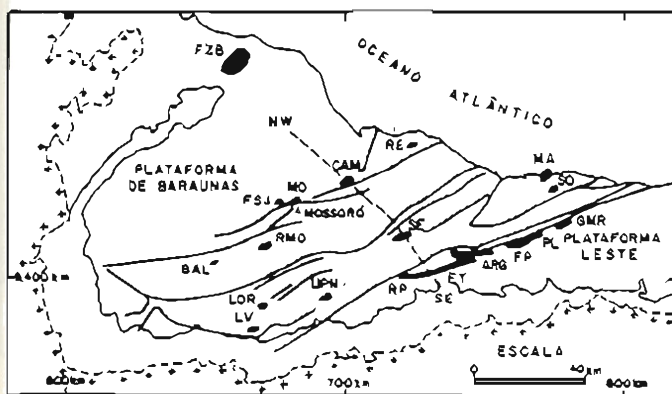


Fig. 2 - Arcabouço estrutural da Bacia Potiguar emersa.

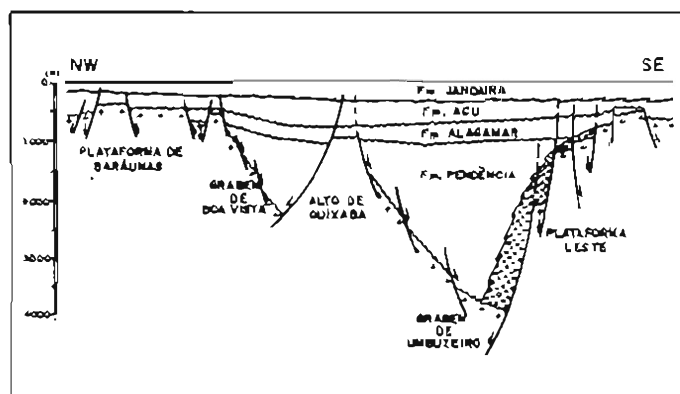


Fig. 3 - Seção geológica NW-SE da Bacia Potiguar emersa.

TABELA III

POÇOS PERFORADOS PELA PETROBRÁS NA BACIA POTIGUAR  
EMERSA ATÉ 31/10/86

Ano	Poços Exploratórios	Metros Perfurados	Poços Explotatórios	Metros Perfurados
1956	02	2.288	—	—
1976	01	2.857	—	—
1977	02	2.137	—	—
1979	02	1.431	—	—
1980	31	24.636	—	—
1981	62	46.692	79	35.125
1982	81	63.718	350	143.423
1983	54	56.201	302	142.322
1984	46	62.026	268	124.148
1985	41	46.572	278	133.229
1986/out	27	45.131	258	156.490
<b>TOTAL</b>	<b>339</b>	<b>356.652</b>	<b>1.535</b>	<b>734.737</b>

Em 1956, foram perfurados os dois primeiros poços estratigráficos da bacia, 2-G-1-RN (Gangorra) e 2-M-1-RN (Macaú), que apresentaram fracos indícios de hidrocarbonetos. A seção perfurada nesses poços, composta com dados de afloramento, permitiu a SCHALLER & SAMPAIO (1967) formalizarem a primeira coluna litoestratigráfica que incluía seção litológica não aflorante (fig. 4). Posteriormente, CYPRIANO & NUNES (1968) realizaram mapeamento geológico da bacia, e concluíram que a "possança e características das rochas geradoras conhecidas na Bacia Potiguar não apresentam condições satisfatórias para serem consideradas boas geradoras". Estes autores acrescentam, entretanto, que "a Formação Açu forma um

pacote com boas qualidades de rocha reservatório".

Uma década mais tarde foram realizados levantamentos sísmicos de reconhecimento e perfurados mais três poços, um estratigráfico e dois pioneiros. Foram então reconhecidos sedimentos do cretáceo inferior com provável potencial gerador que, no entanto, se encontravam em estado de maturação senil.

Face aos dados existentes, as expectativas exploratórias para a bacia eram reduzidas, restringindo-se a eventuais estruturas de pequeno porte originadas por compactação diferencial sobre paleoaltos, onde reservatórios da Formação Açu poderiam conter óleo migrado de

longa distância, possivelmente da atual plataforma continental.

Em 1979 foi descoberto através de um poço perfurado para captação de água subterrânea, o primeiro campo de petróleo da bacia, através do 9-MO-13-RN (Mossoró). O Campo de Mossoró produz óleo de 28<sup>o</sup> API a partir de arenitos do topo da Formação Açu, a 380 m de profundidade. A sua produção foi viabilizada graças ao alto preço do petróleo no mercado internacional e à política agressiva adotada pela Companhia no sentido de reduzir as importações. O modelo de acumulação consiste num nariz estrutural que mergulha suavemente para o nordeste, com forte componente estratigráfico ocasionado por bruscas variações laterais de fácies dos reservatórios (fig. 5).

### 3 — FASE DE AMOSTRAGEM

A descoberta do Campo de Mossoró demonstrou que eram necessários estudos adicionais para uma avaliação mais correta do potencial da bacia. Foi empreendida então, no biênio 80-81, uma campanha de perfuração exploratória, baseada essencialmente em inversões sísmicas. Mais tarde, após levantamento gravimétrico de semidetalhe, a exploração passou a utilizar também anomalias gravimétricas residuais.

Paralelamente, um estudo de fotogeologia realizado por FORTES (1982) revelou a importância de falhas normais de pequeno rejeito, ao longo dos principais alinhamentos pré-cambrianos, na formação de estruturas.

Também neste período CASTRO *et alii*

AVELINO & LEONARDO 1943		OLIVEIRA, JENKINS, PASHAK & COOK, 1956	SCHALLER & SAMPAIO 1967	
Série Apodi	Calcários	Calcário Apodi	Grupo Apodi	Formação Jandaíra
	Arenito vermelho	Arenito Açu		Formação Açu
		Seção perfurada mas não reconhecida nos poços G-1-RN e M-1-RN incluída no Açu.	Formação Gangorra	

Fig. 4. Quadro comparativo das unidades estratigráficas cretácicas da Bacia Potiguar (modificado de SCHALLER & SAMPAIO, 1967).

(1981) estudaram as fácies sedimentares da Formação Açú em testemunhos e afloramentos, e interpretaram um regime fluvial anastomosado na base, que grada a deltaico-estuarino no topo, para o ambiente deposicional desta unidade.

O primeiro esboço do arcabouço tectônico baseado em mapa sísmico do embasamento (BACCAR, trabalho inédito) e em levantamentos gravimétricos já permitia o reconhecimento de um amplo *graben* assimétrico, então denominado *Graben* de Carnaubais.

Destacam-se nessa fase as descobertas de Fazenda Belém e Alto do Rodrigues, ambas na Formação Açú, porém com condicionamentos estruturais distintos. No primeiro caso, o óleo viscoso de 13 a 18°API acumulou-se em sedimentos clásticos encaixados em paleovales esculpidos num amplo nariz estrutural do

embasamento (fig. 6). O modelo de acumulação do campo de Alto do Rodrigues é composto da clássica estrutura delimitada por falhas normais, situando-se regionalmente no bloco alto da Falha de Carnaubais, que delimita o *graben* de Umbuzeiro (fig. 7). A geração de hidrocarbonetos era preliminarmente atribuída a folhelhos da Formação Açú, uma vez que apenas no ano seguinte o real potencial gerador das formações Alagamar e Pendência foi reconhecido.

#### 4 - FASE DE EXPLORAÇÃO SISTEMÁTICA

A partir de 1982, iniciou-se a fase de exploração propriamente dita, quando estudos regionais puderam ser realizados com base em dados geofísicos e em um número razoável de poços, delineando-se as principais feições estruturais que compõem o arcabouço da bacia (fig. 8).

Nessa época, reconhecia-se uma calha central, denominada *Graben* de Carnaubais, limitada por plataformas rasas do embasamento, os altos de Mossoró e Carnaubais, com um alto na sua região axial representado pelo Alto de Dix-Sept Rosado.

SOUZA (1982) atualizou a coluna litoestratigráfica da bacia (fig. 9) enquanto REGALI & GONZAGA (1982) realizaram estudos bioestratigráficos baseando-se no conteúdo palinológico dos sedimentos.

As principais feições estruturais foram mapeadas, caracterizando-se os *grabens* de Umbuzeiro, Guamaré, Boa Vista e Apodi, e os altos de Macau e Quixaba (fig. 2).

A bacia passou a ser melhor entendida sob o ponto de vista de evolução tecto-

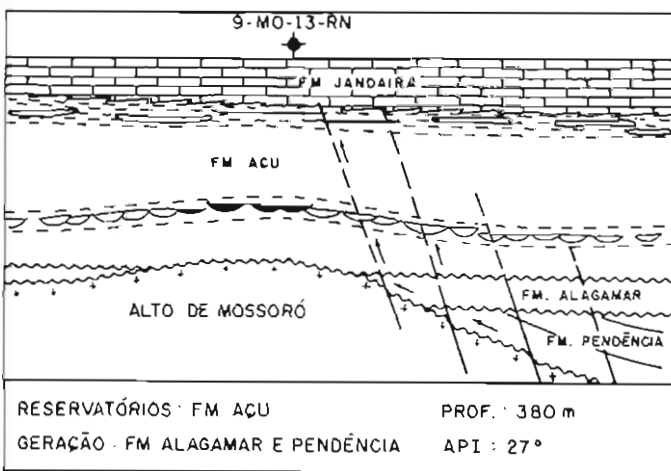


Fig. 5 - Modelo de acumulação do Campo de Mossoró.

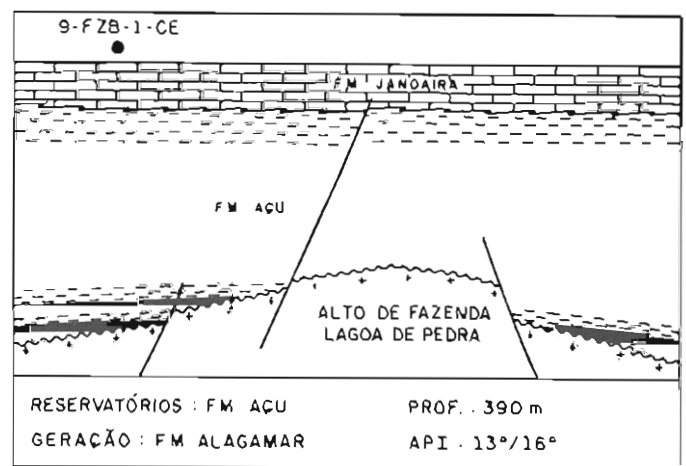


Fig. 6 - Modelo de acumulação do Campo de Faz. Belém.

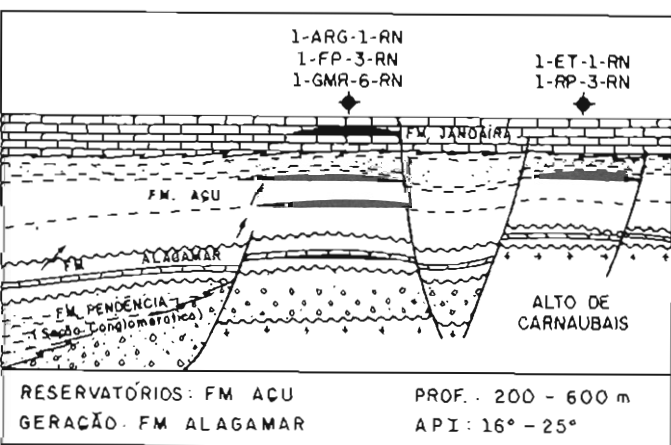


Fig. 7 - Modelo de acumulação dos campos do alinhamento Estreito-Guamaré.

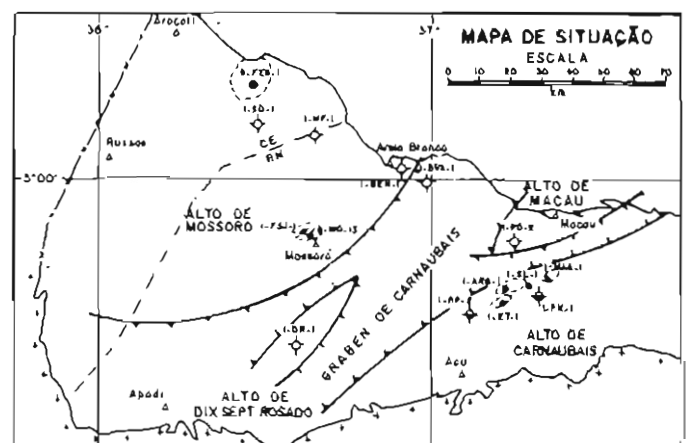
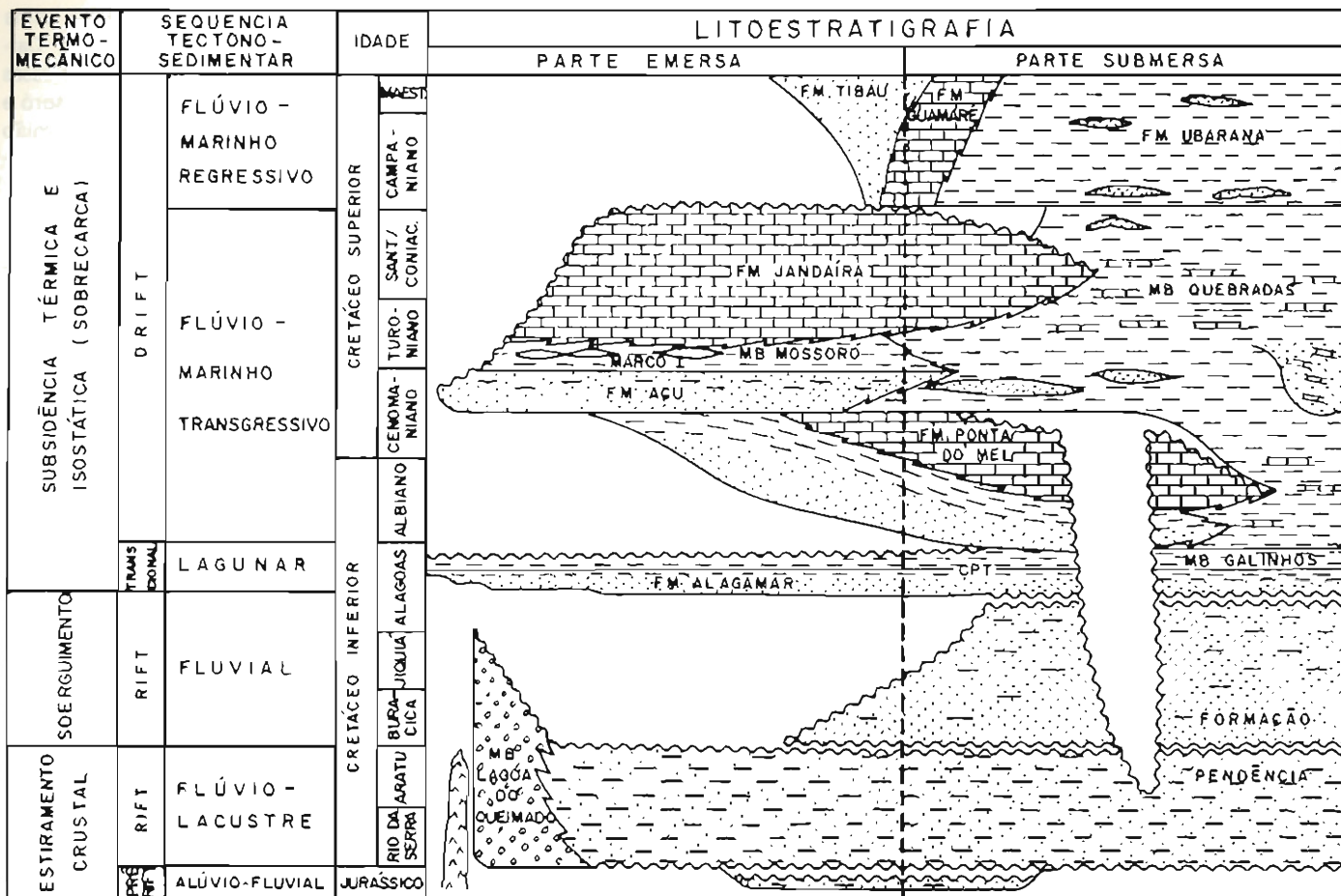


Fig. 8 - Primeiro arcabouço estrutural baseado em dados geofísicos e de poços.



Modificado de SOUZA 1981, FONTES 1984

Fig. 9 - Evolução tectono-sedimentar e estratigrafia cretácica da Bacia Potiguar.

sedimentar (fig. 9) e da relação gerador-reservatório. Reconhecia-se uma fase *rift* neocomiana, durante a qual sedimentos lacustres da Formação Pendência foram depositados em *grabens* assimétricos, seguida de um período de soergimento e erosão que originou uma discordância regional no topo desta unidade (fig. 3).

Com a retomada da subsidência durante o Alagoas, foram depositados, em regime transicional de relativa calma tectônica, sedimentos lagunares da Formação Alagamar, que ultrapassaram os limites anteriormente definidos. Seguiu-se no Cretáceo Superior um amplo ciclo transgressivo, caracterizado por sedimentação fluvial dos clásticos da Formação Açú na base, culminando com a implantação de uma plataforma carbonática representada pela Formação Jandaíra.

Do final do Cretáceo ao Recente foram depositadas as formações Tibau, Guimarães e Ubarana, correspondentes a um sistema progracional que ocorre essencialmente na parte submersa da bacia.

Através do projeto de avaliação geoquímica da Bacia Potiguar emersa RODRIGUES *et alii* (1983) identificaram níveis com excelente potencial gerador de óleo e gás nas formações Alagamar e Pendência. Valorizaram-se, assim, prospectos em todos os níveis estratigráficos da bacia. O petróleo, portanto, poderia ser encontrado em habitats bem diversificados; conseqüentemente, era significativamente ampliada a expectativa exploratória.

Esta fase foi iniciada com ênfase em prospectos rasos, no período 1982-1983. Gradualmente foi-se, nos anos subseqüentes, passando predominantemente à perfuração de prospectos mais profundos.

#### 4.1 - Exploração de Prospectos Rasos

Por tratar-se de um prospecto raso e por apresentar excelentes reservatórios (arenitos com até 15 *darci*s de permeabilidade) em quase toda a bacia, a Formação Açú foi mais intensamente pesquisada no início da exploração. Apenas no período 1982-1983, foram perfura-

dos 135 poços exploratórios, na sua grande maioria rasos, tendo como objetivo exploratório essa formação.

Nessa época, foram descobertos não só os campos de Estreito, Fazenda Pociño, Palmeira, Guimarães e Rio Panon, dispostos ao longo do bloco alto da falha de Carnaubais, mas também acumulações e ocorrências de óleo e gás no Alto de Macau.

Segundo o modelo exploratório aplicado, o habitat do petróleo nesse prospecto consiste essencialmente em estruturas associadas a falhas normais do embasamento, principalmente ao longo das bordas dos *grabens* ou sobre altos internos (figs. 7 e 8). O óleo gerado nas formações inferiores ascende através de falhas e fraturas até atingir a Formação Açú, passando, então, a migrar lateralmente até ser estruturalmente trapeado. No percurso, em contato com o aquífero, o óleo tende a ser biodegradado e a tornar-se progressivamente mais viscoso.

Ainda nessa fase, o aprofundamento de poços que buscam reservatórios nas for-

mações Alagamar e Pendência teve sucesso, respectivamente nos campos de Soledade e Serraria, confirmando as expectativas principalmente em relação à seqüência *rift*.

#### 4.2 – Exploração de Prospectos Profundos

Após a descoberta do Campo de Serraria, foram intensificados os levantamentos sísmicos nos *grabens*, registrando-se também sensível melhora na qualidade das linhas. Paralelamente foram realizados, na Formação Pendência, estudos sedimentológicos, geoquímicos e, mais recentemente, bio- e sismoestratigráficos. Esse conjunto de informações permitiu identificar várias situações favoráveis a acumulações de petróleo em termos de reservatórios, geradores e estruturas.

A Formação Pendência consiste essencialmente em depósitos lacustres que gradam no topo para sedimentos fluviais. A distribuição das fácies é assimétrica, ocorrendo fanlomerados junto às escarpas das grandes falhas a sudeste e sudoeste, folhelhos ricos em matéria orgânica com finas intercalações de turbiditos nos depocentros e progradações flúvio-deltaicas a partir dos flancos opostos sudoeste, oeste e nordeste.

O teor de matéria orgânica dos folhelhos em geral é de alto a muito alto, decrescendo com a profundidade. Em sua maior parte, os folhelhos ocorrem dentro da janela de geração de óleo e óleo/gás, e apenas gás nas seções mais profundas. A variação no teor e no potencial gerador reflete, em grande parte, a diagênese térmica, além das diferenças

no teor e composição iniciais associadas ao ambiente de deposição.

Através do conceito de tectônica distensional e de afinamento crustal atuantes durante a fase *rift*, pode-se entender melhor a compartimentação da bacia e a evolução dos altos internos. As grandes falhas normais, de formato lístrico, originaram os *grabens* assimétricos mediante a rotação de grandes blocos de embasamento, soerguendo concomitantemente a região de flexura — linha de charneira oposta aos grandes falhamentos — que viria a constituir os altos internos (fig. 3). Essas feições foram, no entanto, seccionadas por falhas transcorrentes de direção E-W e NW-ESE, de idade neocomiana e possivelmente associadas à própria formação dos *grabens*. Trata-se, talvez, de falhas de transferência que separam áreas com taxas de estiramento diferenciadas. Nesse contexto, as várias estruturas que se formaram podem ser classificadas em dois principais tipos: estruturas de fluxo sedimentar e estruturas vinculadas a falhas do embasamento.

No primeiro tipo, enquadra-se o Campo de Serraria, cuja estrutura é interpretada como uma feição de *roll over* associada a falhas lístricas radicadas na seção sedimentar (fig. 10). O controle da estrutura sobre a distribuição de reservatórios mais espessos nos seus flancos comprova sua contemporaneidade à sedimentação.

As estruturas associadas a falhas do embasamento, por sua vez, podem ser feições distensionais ou compressivas. As feições distensionais estão associadas

a falhas normais com basculamento, rotação ou soerguimento de blocos do embasamento. Os campos de Janduí (fig. 10), Rio Mossoró e a acumulação de gás de Trapiá (fig. 11) foram descobertos através desse modelo.

As feições compressivas formam-se pela deformação dos sedimentos sobrejacentes a uma zona de movimentação transcorrente entre dois blocos de embasamento. Essas estruturas dispõem-se obliquamente ao plano de falha e apresentam-se estruturalmente complexas, com dobras, falhas inversas e falhas normais (fig. 11).

Nessa fase, apesar dos bons resultados obtidos na Formação Pendência, foi mantido também significativo esforço na prospecção da Formação Açú, principalmente ao longo da borda oeste do *graben* de Boa Vista, onde foi descoberto o Campo de Canto do Amaro, em prospecto similar ao do Campo de Mossoró.

Foram também realizados estudos detalhados dos reservatórios dos campos de Serraria (ALVES, 1985), Alto do Rodrigues (CONCEIÇÃO *et alii*, 1984), Estreito (BERTANI *et alii*, 1985), e Fazenda Belém (SILVA, 1985), estabelecendo-se, para cada caso, o modelo diagenético e deposicional (figs. 12, 13, 14 e 15), no intuito de subsidiar projetos de recuperação secundária e terciária através de injeção de água ou vapor.

#### 5 – PERSPECTIVAS

O histórico da Bacia Potiguar mostra que, em cada fase, os resultados corres-

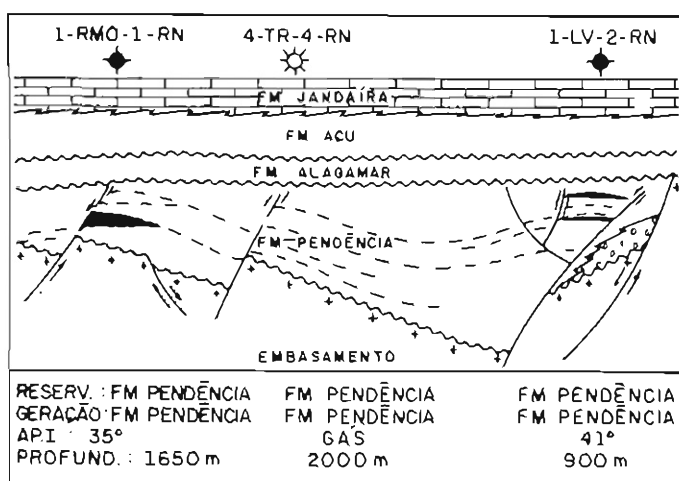
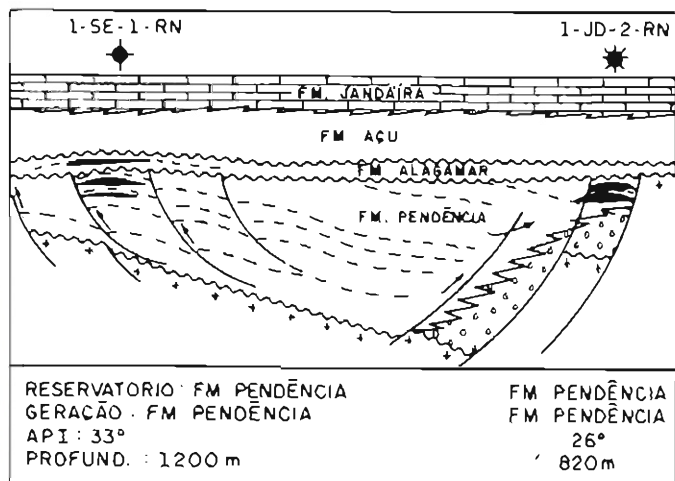


Fig. 10 - Modelo de acumulação dos campos de Serraria e Janduí.

Fig. 11 - Modelo das acumulações de rio Mossoró, Trapiá e Livramento.

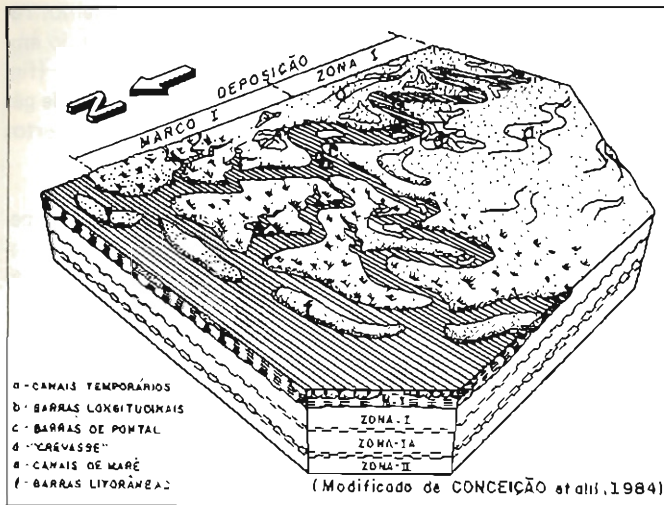


Fig. 12 - Modelo deposicional para a Formação Açú.

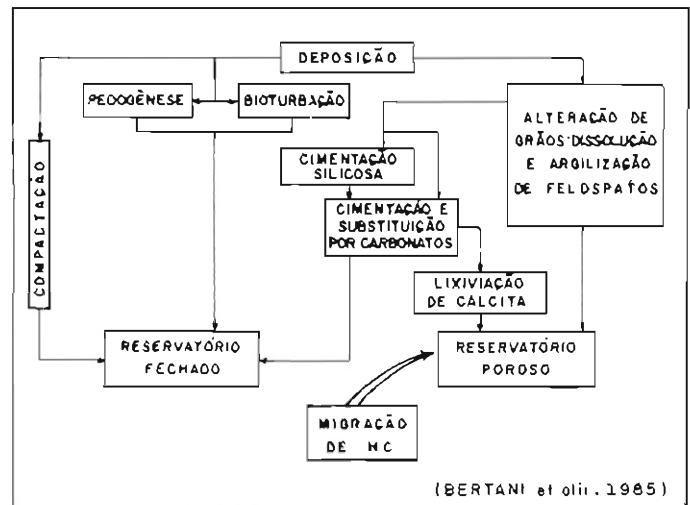


Fig. 13 - Modelo diagenético dos reservatórios do Campo de Estreito, Formação Açú.

ponderam aos investimentos feitos e aos modelos exploratórios aplicados.

As melhores perspectivas para prospectos rasos residem no alto de Macau e na Plataforma de Baraúnas, onde se procuram novas acumulações do tipo Fazenda Belém, e se busca definir novo alinhamento de campos junto à borda do graben de Boa Vista, à semelhança do que já foi delimitado ao longo da Falha de Carnaubais.

A Formação Pendência, ainda pouco pesquisada, é a que apresenta o melhor potencial exploratório, graças principalmente às suas características geológicas. Na região sudoeste dos grabens, onde se encontram estruturas compressivas e folhelhos com excelente potencial gerador, os primeiros prospectos testados dentro do modelo de falhas transcorrentes obtiveram sucesso considerável. Atualmente, estão sendo intensificados os levantamentos sísmicos e a perfuração exploratória nesta área.

Nas próximas etapas exploratórias, o petróleo deverá ser procurado em habitats, progressivamente mais sutis, principalmente em trapas estratigráficas ou estruturas de pequeno porte. O sucesso da exploração dependerá do adensamento da malha sísmica, da aplicação de novas técnicas de registro, do processamento e interpretação de dados geofísicos e, finalmente, da aplicação de modelos geológicos adequados.

Os resultados obtidos até o presente e as perspectivas de novas descobertas de petróleo em habitats similares aos conhecidos ou em situações geológicas inéditas justificam manter na Bacia Po-

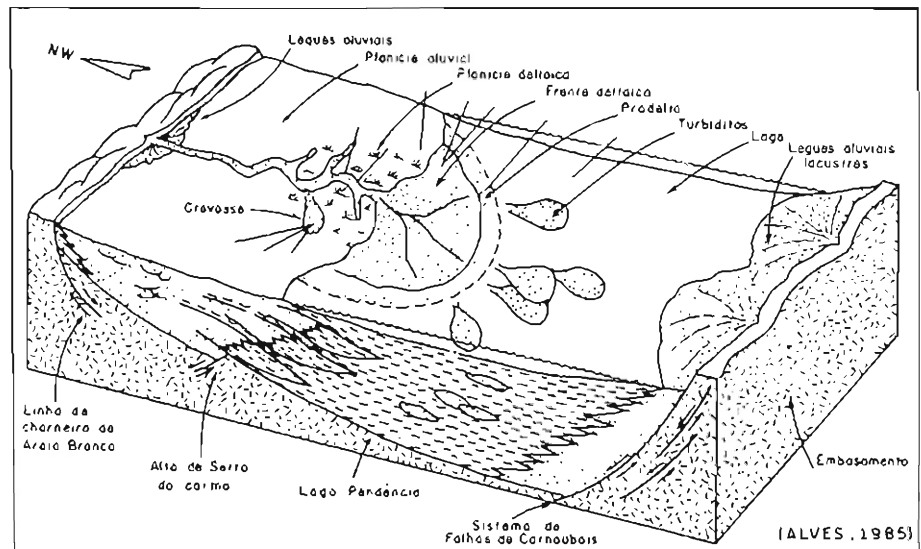


Fig. 14 - Modelo deposicional para a Formação Pendência.

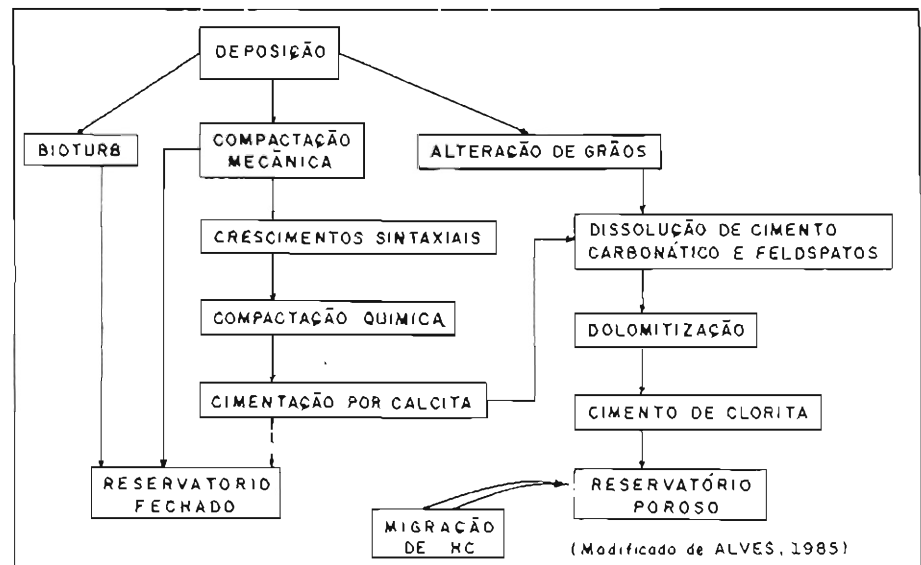


Fig. 15 - Modelo diagenético dos reservatórios do Campo de Serraria, Formação Pendência.



tigar emergsa um esforço exploratório contínuo nos próximos anos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, A. C. *Geologia dos Reservatórios do Campo de Serraria, Bacia Potiguar, RN*. Ouro Preto, UFOP-MG, 1985. Tese de Mestrado.
- BERTANI, R. T. *et alii*. *Projeto Estreito/Rio Panon*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEBAR, 1985. 217 p. (Relatório interno).
- CASTRO, S. C.; LIMA, H. P. & BARROCAS, S. L. S. *Fácies, diagênese e modelos de acumulação da Formação Açú, parte emergsa da Bacia Potiguar*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES, 1981. 24 p. (Relatório interno).
- CONCEIÇÃO, L. A. Z. *et alii*. *Projeto Alto do Rodrigues*. Natal, PETROBRÁS/DEBAR, 1984. 178 p. (Relatório interno).
- CYPRIANO, S. L. & NUNES, A. B. *Geologia da Bacia Potiguar*. Maceió, PETROBRÁS/CPNE, 1968. 75 p. (Relatório interno).
- FORTES, F. P. Utilização combinada da fotogeologia com a magnetometria, gravimetria e sísmica, na prospecção de petróleo na Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA. 32., Salvador, Bahia, 1982. *Anais do XXXII Congresso Brasileiro de Geologia*. Salvador, Bahia, SBG, 1982. v. 5, p. 2407-11.
- REGALI, M. S. P. & GONZAGA, S. R. *Palinocronostratigrafia da Bacia Potiguar*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES, 1982. 20 p. (Relatório interno).
- RODRIGUES, R.; FRANÇOLIN, J. B. L. & LIMA, H. P. *Avaliação geoquímica preliminar da Bacia Potiguar Terrestre*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/CENPES, 1983. 67 p. (Relatório interno).
- SCHALLER, H. & SAMPAIO, A. V. *Introdução à estratigrafia da Bacia Potiguar*. Aracaju, PETROBRÁS/CPNE/DIREX, 1967. 24 p. (Relatório interno).
- SILVA, L. G. *Campo de Fazenda Belém: aspectos geológicos e desenvolvimento da área III*. Natal, PETROBRÁS/DEBAR, 1985. 23 p. (Relatório interno).
- SOUZA, S. M. Atualização da litoestratigrafia da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA. 32., Salvador, 1982. *Anais do XXXII Congresso Brasileiro de Geologia*. Salvador, Bahia, SBG, 1982. v. 5, p. 2392-406.

## ABSTRACT

The onshore Potiguar Basin is mainly located in the State of Rio Grande do Norte, with a small portion sited in the State of Ceará, Northeastern Brazil. It is composed of Neocomian sediments deposited during a rift valley stage, which fill grabens that may exceed 5000 m in depth. This lower sequence is overlain by Alagoas to Upper Cretaceous sediments deposited in a wider and shallower basin during a Continental drift stage.

The first oil field discovery took place in 1979, and after that a rapid exploration and exploitation program was carried out. However, the geologic models applied, and consequently the results achieved, evolved according to the amount of geologic data available. Accordingly, the exploration of the Potiguar Basin can be divided into three stages: recognition, sampling, and systematization.

During the recognition stage, carried out during the 1945-79 period, essentially regional and surface studies were performed. The first wells drilled, 2-G-1-RN and 2-M-1-RN, presented poor oil shows, and the following wells permitted identification of an older section that revealed shale with organic matter in the senile stage of hydrocarbon generation. Based on available data, the hydrocarbon potential of the basin was considered low. The first oil discovery in 1979 ended this stage, proving that more information was necessary for a reliable evaluation of the area.

The sampling stage comprehends the 1980-81 period, when 93 exploratory wells were drilled based essentially on older seismic lines and gravimetric anomalies. A better understanding of the stratigraphy and structural geology was possible due to the information provided by the wells, combined with photogeologic interpretation and sedimentologic studies of outcrops and cores. Additionally, the discovery of three oil fields reassured that conditions for oil generation, migration and entrapment were adequate.

The systematic exploration stage started in 1982, and was marked by two

important facts: acquisition of newer and superior seismic equipment, and more geologically-oriented concepts of exploration. The stratigraphy was revised and updated and the structural framework at basement level defined through the mapping of the main features: asymmetric grabens, internal high and shallow platforms. Geochemical studies revealed the presence of two main source rocks: a Neocomian sequence with lacustrine-type organic matter, and an Alagoas sequence with marine-type organic matter, both within oil or gas generation windows according to the maturation stage.

During the first two years of this stage, exploration was directed towards the upthrown blocks at the boundaries of the main grabens, aiming at shallow targets (200 to 1200 m). Oil entrapment models were simple, consisting essentially of small structures by normal fault reactivation. Eight oil fields were discovered by means of this concept.

As understanding of tectonics and sedimentation increased, the high exploratory potential of the deeper rift valley sequence was realized. From 1984 on, emphasis was placed also on the exploration of deeper targets (1200 to 3500 m). More elaborated concepts were then applied, and diversified structural as well as stratigraphic prospects were searched. Structures originated by gravity gliding, normal, reverse and strike-slip faulting were recognized. Facies changes associated with the depositional environment (fandeltaic, deltaic, estuarine or fluvial) were incorporated into the prospect analyses. Accordingly, eight new oil fields were discovered under different geologic conditions.

The exploration history of the onshore Potiguar Basin reveals that its hydrocarbon potential — considered low only six years ago — can now be ranked as high, and that the petroleum habitat is diversified. This also shows how continuous effort and creativity can contribute to finding oil in the future.

