

# ANÁLISE REGIONAL DO TRINÔMIO GERAÇÃO – MIGRAÇÃO – ACUMULAÇÃO DE HIDROCARBONETOS NA SEQUÊNCIA CONTINENTAL EOCRETÁCICA DA BACIA POTIGUAR

HYDROCARBON GENERATION, MIGRATION AND ACCUMULATION IN THE EO-CRETACEOUS CONTINENTAL SEQUENCE OF THE INTRACONTINENTAL POTIGUAR RIFT BASIN, NORTHEASTERN BRAZIL

Carlos Alberto de Oliveira Neves

**RESUMO** — O *Rift* Intracontinental Potiguar, localizado no extremo nordeste do Brasil, teve sua gênese relacionada à época da separação dos continentes sul-americano e africano durante o Eocretáceo. Trata-se de uma bacia em estágio inicial de exploração, onde a descoberta de oito campos de óleo na seqüência continental eocretácica (1 562 m<sup>3</sup>/d em 31/01/87) permite antever sua longevidade exploratória e explotatória. A proposta básica de realizar uma análise regional do trinômio geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos na seqüência referenciada fundamentou-se no estudo dos seguintes parâmetros: a — arcabouço estrutural; b — fisiografia do embasamento pré-cambriano; c — comportamento estratigráfico das unidades cronoestratigráficas; d — áreas de concentração das rochas potencialmente geradoras de hidrocarbonetos. Por se tratar de uma seqüência sedimentar ainda pouco conhecida (média de 854 m/poço), porém regionalmente amostrada (média de um poço para cada 45 km<sup>2</sup>), procurou-se, aqui, estudar suas rochas geradoras, definir as principais avenidas de migração e propor áreas de provável concentração de hidrocarbonetos. O relacionamento estrutural com a associação de fácies sedimentares, sugestivas deste grande sistema de lago tectônico, permitiu uma análise transparente e objetiva da real potencialidade da bacia.

(Originais recebidos em 29.01.89.)

**ABSTRACT** — Located in northeastern Brazil, the Potiguar is an intracontinental rift basin formed during the Lower Cretaceous separation of Africa and South America. Exploration of the basin is still in early stages. It currently contains eight oil fields, which together produce 1,562 m<sup>3</sup>/day of oil from the Lower Cretaceous continental sequence (as of January 31, 1989). The proposed regional hydrocarbon generation/migration/entrapment analysis of this sequence was based on study of the following parameters: a) the basin's structural framework; b) Pre-Cambrian basement physiography; c) chronostratigraphic unit structure and stratigraphy; and d) areas displaying concentrations of potential hydrocarbon source rocks. Although this sedimentary sequence has been sampled regionally (average of one well for every 45 km<sup>2</sup>), it is as yet not well-known (average of 854 m/well), prompting the decision to study its source rock, define the main migration routes, and identify probable areas of hydrocarbon concentration. The structural relation with the association of sedimentary facies, suggestive of this large tectonic lake system, made it possible to undertake a transparent and objective analysis of the basin's real potential.

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

## 1 — INTRODUÇÃO

As zonas divergentes no interior de blocos continentais — *rifts* — representam alvos de pesquisa petrolífera em grande parte da superfície terrestre. São regiões de alta potencialidade, onde pesquisadores das principais companhias de petróleo intensificam estudos para compreensão de sua gênese, arcabouço estrutural, potencial de geração de hidro-

carbonetos, sistemas deposicionais envolvidos e, conseqüentemente, a localização de áreas propícias à acumulação de óleo e gás.

A PETROBRÁS, desde meados de 1982, vem incrementando seu esforço exploratório na seqüência continental eocretácica da Bacia Potiguar emersa, já tendo obtido resultados altamente significativos, justificando, desta forma, a ge-

1. Distrito de Exploração da Amazônia Ocidental (DENOC), Divisão de Interpretação (DINTER), Av. Perimetral nº 16, casa 01, Parque Dez, Manaus — AM, CEP 69055, IFAX: (092) 236-1811.

Resumo da tese de mestrado apresentada em julho de 1987 à Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP-MG).





## 1.4 – Trabalhos Anteriores

Vários são os autores de trabalhos técnicos sobre a Bacia Potiguar e a seqüência continental eocretácica. Dentre estes, podem ser citados:

- Estudo de Fácies e Diágênese (CASTRO *et alii*, 1985; ALVES, 1985);
- Palinoestratigrafia (REGALI & GONZAGA, 1982);
- Estudos Geoquímicos (RODRIGUES & SANTOS, 1983; QUADROS *et alii*, 1977);
- Definição da Formação Pendência (formal: SOUZA, 1982; informal: FALKENHEIN *et alii*, 1977);
- Estudos de Geotermia (SOUTO FILHO & PENNA FILHO, 1984);
- Estudos Geotectônicos (FORTES, 1984; BERTANI, 1985; SZATMARI & FRANÇOLIN, 1986).

LIMA NETO *et alii* (1986, em edição) realizaram a integração lito-, bio- e sismoestratigráfica da seqüência continental eocretácica da Bacia Potiguar emersa. Foram então definidas as unidades cronoestratigráficas, denominadas I (mais velha), II, III, IV e V, a partir das quais se puderam estabelecer critérios de interpretação da coluna sedimentar em questão.

## 2 – O RIFT INTRACONTINENTAL DA BACIA POTIGUAR

BALLY (1981), HARDING (1984), HARDING & LOWELL (1979) e MILANI (1985) discutem com bastante propriedade em seus trabalhos os aspectos fundamentais que caracterizam a gênese e propagação dos *riffts*. Em essência, representariam processos abortados (intracontinentais) ou não (intercontinentais) de ruptura da litosfera, causados por fenômenos termomecânicos. Uma das feições mais marcantes dos *grabens* gerados é a sua configuração assimétrica, caracterizando em uma das bordas um sistema de falhas normais e, na outra, uma flexura falhada ou linha de charneira.

Constituem exemplos clássicos de *riffts* intracontinentais: Mar Vermelho e Gol-

fo de Áden no leste africano, Newark e Província *Basin and Range* na costa leste e oeste dos Estados Unidos, respectivamente, Lago Baikal na Sibéria, *Viking* e *Rhine* no Mar do Norte e as bacias do Recôncavo e parte da Bacia Potiguar na costa leste e nordeste do Brasil.

## 2.1 – Arcabouço Estrutural

O arcabouço estrutural da Bacia Potiguar emersa, regido fundamentalmente por esforços extensionais, foi controlado às expensas de zonas de fraqueza situadas na Província Pré-Cambriana de Borborema no Nordeste do Brasil. É representado por uma grande calha central alongada na direção SW-NE, duas plataformas rasas do embasamento, denominadas Plataforma de Baraúnas a NW e Plataforma Leste, e três altos internos principais, denominados Alto de Macau, Alto de Serra do Carmo e Alto de Quixaba. A calha central é composta por *grabens* assimétricos denominados *Graben* de Apodi, *Graben* de Boa Vista, *Graben* de Umbuzeiro e *Graben* de Guimarães, separados entre si pelos já mencionados altos do embasamento.

Um sistema de falhas normais denominado Carnaubais limita a borda SE dos *grabens* de Guimarães e Umbuzeiro, enquanto a Linha de Charneira de Areia Branca limita a borda NW dos *grabens* de Boa Vista e Apodi. A Falha de Apodi, de caráter transtensional, limita a borda S-SW do *graben* de mesmo nome.

No contexto intrabacinal, são mapeáveis, ao nível do embasamento, falhas normais que tendem a se dispor paralelamente aos limites NW e SE da bacia, um lineamento de direção E-W que secciona os altos de Serra do Carmo e Quixaba na altura da porção mediana da bacia e, secundariamente, falhamentos de direção NW-SE e N-S (fig. 1).

Por meio do mapa de contorno estrutural do embasamento pré-cambriano, conjugado ao de isópacas da seqüência continental (fig. 3), pode-se notar a existência de três depocentros localizados nos *grabens* de Umbuzeiro (6 000 m), Apodi (5 000 m) e ao longo da região mediana entre eles (5 000 m). Tais áreas

acumularam cerca de 5 000 m, 4 000 m e 4 000 m de sedimentos da referida seqüência, respectivamente. Na região dos *grabens* de Boa Vista e Guimarães, as profundidades do embasamento (média de 2 500 m) e espessura sedimentar (média de 1 500 m) são comparativamente menores, configurando o comportamento assimétrico da grande calha central.

## 2.2 – Estratigrafia da Seqüência Continental

### 2.2.1 – Introdução

LIMA NETO *et alii* (1986) realizaram um estudo integrado bio-, lito- e sismoestratigráfico da seqüência continental emersa, sugerindo que a Formação Pendência, definida formalmente por SOUZA (1982) para representar tal unidade, seja elevada à categoria de grupo. Pelo fato de tal trabalho ainda não ter sido publicado, o autor optou pela utilização da terminologia de Unidades (I, II, III, IV e V), por eles propostas, para representar intervalos cronoestratigráficos razoavelmente bem definidos, os quais se encontram separados por superfícies que, provavelmente, representam épocas de variação no regime de sedimentação do Lago Pendência, causadas por mudanças climáticas (maior ou menor volume de água) e/ou fases tectônicas distintas.

Em termos lito-, bio- e cronoestratigráficos, esta seqüência em muito se assemelha à de outras bacias costeiras da margem atlântica, as quais já demonstraram sua capacidade de gerar e acumular hidrocarbonetos (fig. 4).

### 2.2.2 – Unidades Cronoestratigráficas

Conglomerados, arenitos finos e grossieiros, folhelhos e subordinadamente carbonatos constituem a suíte de rochas do grande sistema lacustre registrado no intervalo geocronológico que vai do Berriasiano-Valanginiano-Hauteriviano ao Eobarremiano (andares Rio da Serra e Aratu da Série do Recôncavo). A ocorrência dos conglomerados parece estar restrita à borda do sistema de falhas de Carnaubais, ao passo que as demais litologias se comportam como variações de

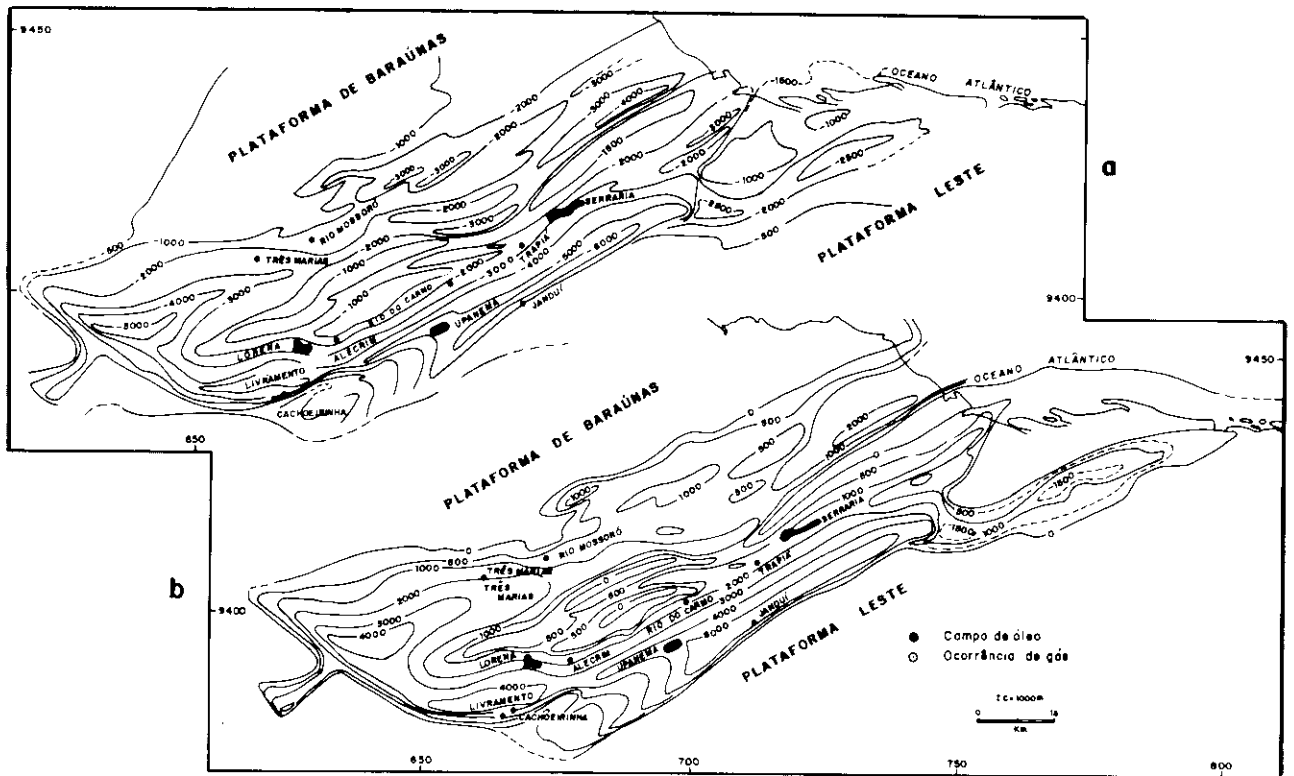


Fig. 3 - Mapa estrutural do embasamento pré-cambriano (a). Mapa de isópacas da seqüência continental eocretácica (b); In: LIMA NETO et alii, 1986.  
 Fig. 3 - Structural map of Pre-Cambrian basement (a). Isopach map of Eo-Cretaceous continental sequence (b); In: LIMA NETO et alii, 1986.

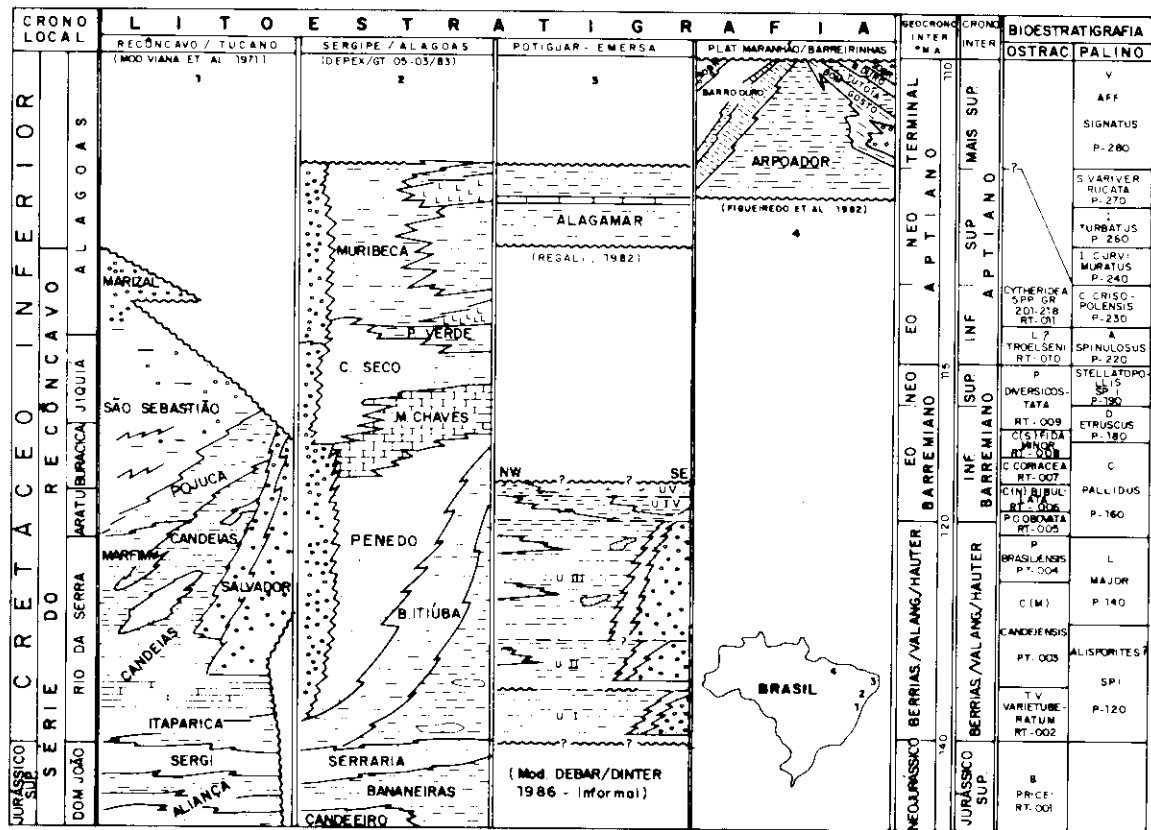


Fig. 4 - Síntese estratigráfica da seção neojurássica-eocretácica do Brasil (adaptado de VIANA & REGALI, 1986).  
 Fig. 4 - Stratigraphic synthesis of Brazil's Neo-Jurassic/Eo-Cretaceous section (adapted from VIANA & REGALI, 1986).

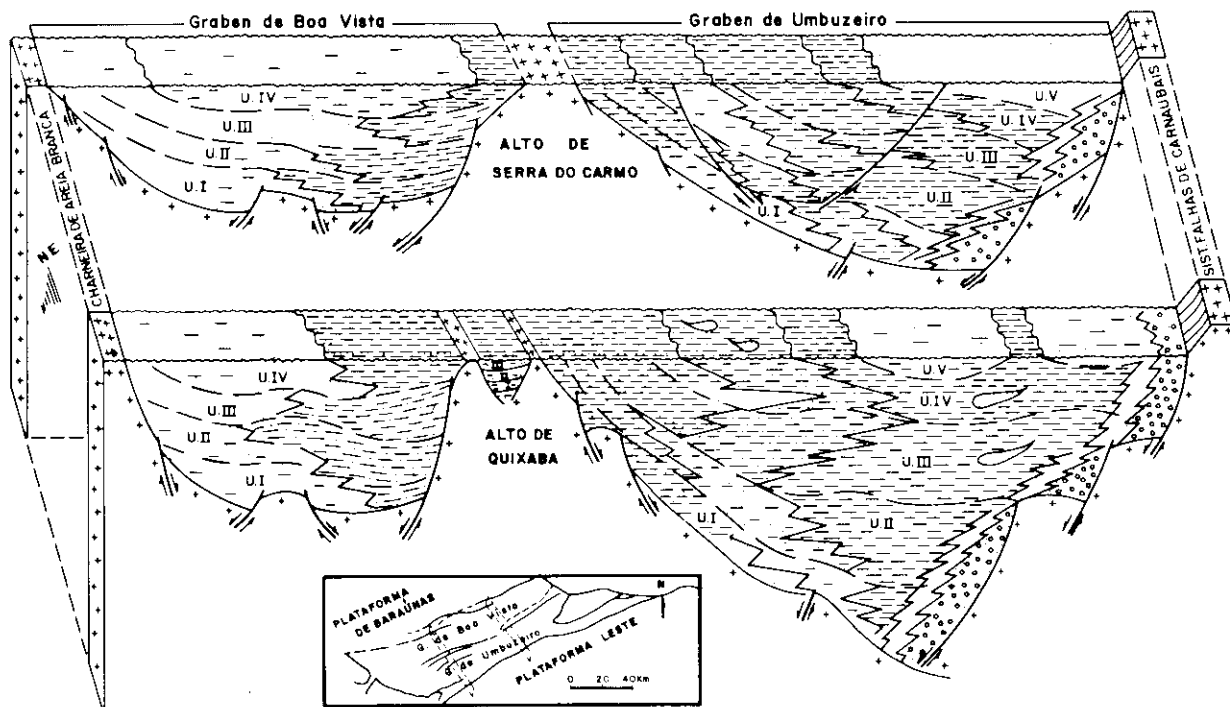


Fig. 5 - Bloco-diagrama esquemático ilustrando o comportamento estrutural, estratigráfico e faciológico da seqüência continental eocretácica nos grabens de Boa Vista e Umbuzeiro (baseado em dados de LIMA NETO *et alii*, 1986).

Fig. 5 - Schematic block diagram illustrating the structural, stratigraphic, and faciologic behavior of the Eo-Cretaceous continental sequence in the Boa Vista and Umbuzeiro grabens (based on data from LIMA NETO *et alii*, 1986).

fácies dentro dos ambientes fluvial, deltaico e lacustre distal.

**Unidade Cronoestratigráfica I** (Rio da Serra Inferior)

Esta unidade encontra-se amostrada em 29 poços e ausente por sobre os altos de Macau, Quixaba e Serra do Carmo. Caracteriza-se por apresentar ampla distribuição de área, com espessura média perfurada variando entre 100 e 300 m, alcançando 990 m no Graben de Guimarães. Representa uma seqüência de provável deposição em ambiente lacustre raso, com incursões fluviais e deltaicas.

**Unidade Cronoestratigráfica II** (Rio da Serra Médio)

Esta unidade encontra-se ausente no Graben de Guimarães e por sobre os altos de Quixaba, Macau e Serra do Carmo. Apresenta espessura média de 200 m, alcançando 620 m na amostragem dos 30 poços que a atravessaram totalmente. Representa uma expansão do lago, o qual cobriria toda a bacia, propiciando a deposição de leques subaquosos e turbiditos em um ciclo *finning-upward*.

**Unidade Cronoestratigráfica III** (Rio da Serra Superior-Aratu Inferior)

Esta unidade encontra-se ausente no Graben de Guimarães e por sobre os altos de Quixaba, Macau e Serra do Carmo, com espessura média perfurada entre 200 e 600 m e máxima atravessada de 1 090 m, tendo sido amostrada totalmente em 46 poços. Representa uma deposição flúvio-deltaica na porção superior e semelhante à anterior na porção basal.

**Unidade Cronoestratigráfica IV** (Aratu Inferior/Médio?)

Esta unidade encontra-se ausente no Graben de Guimarães e por sobre os altos de Macau, Quixaba e Serra do Carmo. Apresenta espessura média perfurada variando entre 200 e 600 m e máxima de 1 093 m nos 30 poços que a atravessaram completamente. É interpretada como representativa de uma deposição flúvio-deltaica.

**Unidade Cronoestratigráfica V** (Aratu-Buracica?)

Esta unidade está presente apenas ao

longo de depocentros localizados nos grabens de Umbuzeiro e Apodi, com espessura média perfurada variando entre 100 e 500 m e máxima alcançada de 870 m nos 24 poços que a atravessaram parcialmente. Seu topo é sempre erosivo e corresponde à discordância pós-rift. Representa a fase de assoreamento final do lago Pendência, com deposição tipicamente fluvial progradante.

Como análise complementar, podem-se tecer as seguintes considerações estratigráficas e faciológicas sobre as seqüências supradescritas: 1ª) incremento da razão arenito/folhelho para o topo de cada seqüência, refletindo o assoreamento progressivo do lago tectônico; 2ª) desenvolvimento de unidades litogenéticas que tendem a se implantar segundo áreas-fonte localizadas preferencialmente ao longo das linhas de charneira, propagando-se em direção à borda onde se localizam os sistemas de falhas normais e conglomerados sindeposicionais associados; 3ª) a seção pelítica ocuparia a porção mediana do sistema, representando a fácies distal na bacia (fig. 5).

Segundo o trabalho de LIMA NETO *et*

alii (1986), outra área com importante contribuição de clásticos terrígenos é a que se localiza ao longo da Falha de Apodi a sudoeste, além de progradações fluviais oriundas de nordeste.

### 2.3 – Evolução Tecto-Sedimentar

Muito embora as seqüências deposicionais em uma bacia *rift* possam ser individualizadas e plenamente previsíveis e correlacionáveis com outras seqüências de bacias da mesma gênese, o mesmo não se pode dizer quando se analisam seus modelos evolutivos. Esta restrição se prende ao fato de que as regiões originadas por esforços distensivos comumente se instalam às expensas de zonas de fraqueza preexistentes.

O *rift* intracontinental da Bacia Potiguar, reflexo abortado da grande ruptura litosférica que culminou com a formação do Oceano Atlântico, tem registrado em sua coluna sedimentar evidências que possibilitam sua subdivisão segundo períodos de maior ou menor intensidade de eventos tectônicos. O seguinte perfil evolutivo da bacia permite enquadrá-la em modelos termomecânicos com dois estágios distintos de subsidência (McKENZIE, 1978):

– 1<sup>o</sup> estágio – *distensão e afinamento crustal*: caracterizado por intonso tectonismo distensivo e rápida taxa de subsidência. Surgem *grabens* assimétricos de direção geral SW-NE, nos quais se instala uma sedimentação tipicamente lacustre associada a leques conglomeráticos de borda de falha e a arenitos e folhelhos flúvio-deltaicos (Unidades Cronoestratigráficas I, II, III, IV e supostamente a V). Idade Rio da Serra e Aratu (fig. 6a);

– 2<sup>o</sup> estágio – *soerguimento e erosão*: caracterizado pela elevação de altos internos (reativação devida à rotação de blocos?) localizados na região axial (altos de Quixaba e Serra do Carmo) e no limite entre as bacias emersa e submersa (Alto de Macau), dando origem a uma sedimentação predominantemente fluvial (Unidade Cronoestratigráfica V?), de idade Aratu ou mais nova (Buracica-Alagoas Inferior?). A carência de dados

ou registros de polens e ostracodes não permite o seguro posicionamento da Unidade V nessa idade (fig. 6b);

– 3<sup>o</sup> estágio – *subsidência térmica*: caracterizado pela deposição de seqüências com ampla distribuição de área e menor perturbação tectônica (formações Alagamar, Açú e Jandaíra). Ida-

de Neo-Aptiano ao Santoniano (fig. 6c).

Os estágios acima descritos devem, é claro, representar apenas parte da história da bacia. Elementos modificadores, tais como lineamentos de direção E-W (faixas de transferência?), deslocamentos

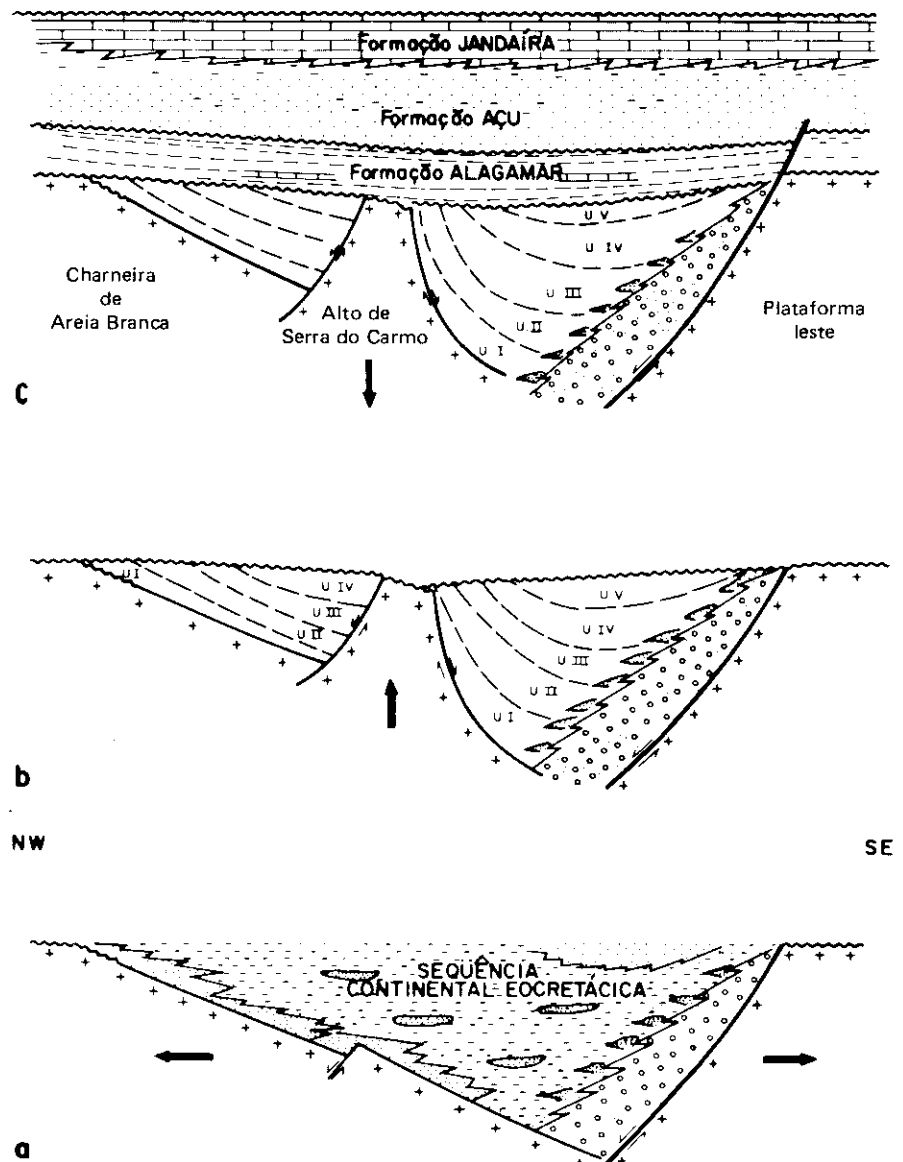


Fig. 6 - Evolução tecto-sedimentar simplificada do *rift* intracontinental Potiguar. a: distensão e afinamento crustal; b: soerguimento e erosão; c: subsidência térmica (adaptado de BERTANI, 1985).

Fig. 6 - Simplified tecto-sedimentary evolution of the Potiguar intracontinental rift. a: crustal distension and thinning; b: uplifting and erosion; c: thermal subsidence (adapted from BERTANI, 1985).

de caráter compressional já detectados na borda S-SW da bacia e descontinuidade de registros fósseis e de dados sísmicos, carecem de um estudo mais apurado (fato que deverá ocorrer ao longo do processo exploratório da bacia) para sua integração ao contexto evolutivo global.

As características do terceiro estágio permitem postular que a suíte de estruturas radicadas na seqüência continental eocretácica tenha sofrido apenas pequenos rearranjos estruturais durante o Neo-Aptiano/Santoniano, condição esta que deve ter perdurado até o Recente. Tal fato é corroborado por dados sísmicos, onde os principais falhamentos que seccionam os sedimentos continentais eocretácicos não chegam a afetar as unidades sobrejacentes.

### 3 – POTENCIAL GERADOR DA SEQÜÊNCIA CONTINENTAL

Avaliar geoquimicamente uma bacia, sob a luz da teoria orgânica moderna, pressupõe o conhecimento dos teores, tipos e grau de maturação térmica da matéria orgânica incorporada e preservada nos sedimentos. Além desses fatores básicos para a identificação das rochas geradoras de hidrocarbonetos, é extremamente importante o estabelecimento da correlação entre essas rochas e os hidrocarbonetos acumulados nos reservatórios, objetivando a montagem de modelos de migração e acumulação.

#### 3.1 – Teor e Qualidade da Matéria Orgânica

Segundo Rodrigues (informação verbal), as Unidades I, II, III e IV possuíram teores originais acima de um mínimo capaz de gerar quantidades significativas de hidrocarbonetos. Quanto à Unidade V, apesar dos teores elevados, encontra-se hoje na zona imatura, não tendo contribuído para a geração de hidrocarbonetos na bacia.

No que se refere à qualidade da matéria orgânica, análises organopalinológicas dão conta da grande contribuição de restos vegetais (querogênio do tipo III) na sedimentação da Unidade I, com menor proporção de querogênio do tipo II,

indicando uma tendência para gerar preferencialmente gás e condensado. Quanto às Unidades II, III, IV e V, pode-se concluir pela existência de maior proporção de matéria orgânica dos tipos I e II, o que as torna potencialmente geradoras de hidrocarbonetos líquidos, à exceção da Unidade V, que se encontra imatura em toda a bacia.

#### 3.2 – Evolução Diagenética da Matéria Orgânica

A matéria orgânica experimenta, com o soterramento, temperatura e tempo, transformações que podem ser observadas claramente por meio de perfis geoquímicos montados a partir dos dados de pirólise *rock-eval*, carbono orgânico e reflectância das vitrinitas. Dentre as mais importantes, podem ser citadas: a) redução no teor de carbono orgânico; b) redução do potencial gerador ( $S_2$ ); c) redução dos índices de hidrogênio ( $S_2/COT$ ) e oxigênio ( $S_3/COT$ ); d) aumento progressivo do índice de produção ( $S_1/(S_1 + S_2)$ ). Um exemplo deste fenômeno pode ser observado em um perfil geoquímico típico da seqüência continental eocretácica (fig. 7), o qual exibe intervalos onde a matéria orgânica estaria na zona imatura (Unidade IV), em estágio inicial de maturação (Unidade III), na zona madura (Unidade II) e na zona regressiva/senil (Unidade I).

Os referenciados processos diagenéticos atuaram sobre os folhelhos da seqüência continental, dando origem a óleos predominantemente parafínicos, de moderado a elevado grau API (29 a 40) e baixo teor de enxofre (em torno de 0,11%), que os qualificam como economicamente importantes.

#### 3.3 – Área de Ocorrência das Rochas Geradoras

RODRIGUES & SANTOS (1986, em edição), de posse dos dados de reflectância das vitrinitas e dos limites cronoestratigráficos das unidades definidas por LIMA NETO *et alii* (1986), mapearam as áreas de ocorrência das rochas geradoras na bacia, indicando, por unidade, as regiões onde elas estariam imaturas, ma-

turas e senis.

De acordo com os mapas gerados (fig. 8) podem-se tecer as seguintes considerações:

- Partindo-se da Unidade I em direção à V, observa-se o aumento progressivo, como seria normalmente esperado, da área onde as rochas geradoras se encontram na zona imatura;
- Com exceção da Unidade V, todas as outras apresentam áreas com bom potencial gerador;
- As Unidades II e III encontram-se ora imaturas, ora maduras e ora na zona regressiva/senil, refletindo áreas onde o gradiente geotérmico foi mais e menos elevado, e/ou áreas onde as Unidades foram mais e menos soterradas. Somente a Unidade I não mostra regiões onde as geradoras estariam imaturas;
- Em termos de área com ocorrência de geradoras maduras, podem-se considerar as Unidades II e III como as mais importantes da seqüência continental eocretácica, particularmente no *Graben* de Boa Vista, parte do *Graben* de Apodi e flanco sul dos altos de Quixaba e Serra do Carmo.

### 4 – AVENIDAS DE MIGRAÇÃO NA SEQÜÊNCIA CONTINENTAL

#### 4.1 – Época de Migração dos Hidrocarbonetos

RODRIGUES (1983) elaborou um estudo de caracterização e correlação dos óleos da Bacia Potiguar emersa, concluindo pela existência de três tipos, os quais seriam provenientes da seqüência continental eocretácica, da seqüência transicional (Formação Alagamar) e aqueles representativos da mistura dos dois tipos anteriores.

Os óleos originados da seqüência continental apresentam como características básicas, valores de  $\delta^{13}C$  mais negativos que  $-28\text{‰}$ , ausência de esteranos, baixíssima proporção ou ausência de gamacerano nos fragmentogramas relativos aos terpanos, razão pristano/fitano (isoparafinas) maior que 1 e distribuição simétrica das parafinas normais (predominância de parafinas de alto peso mo-



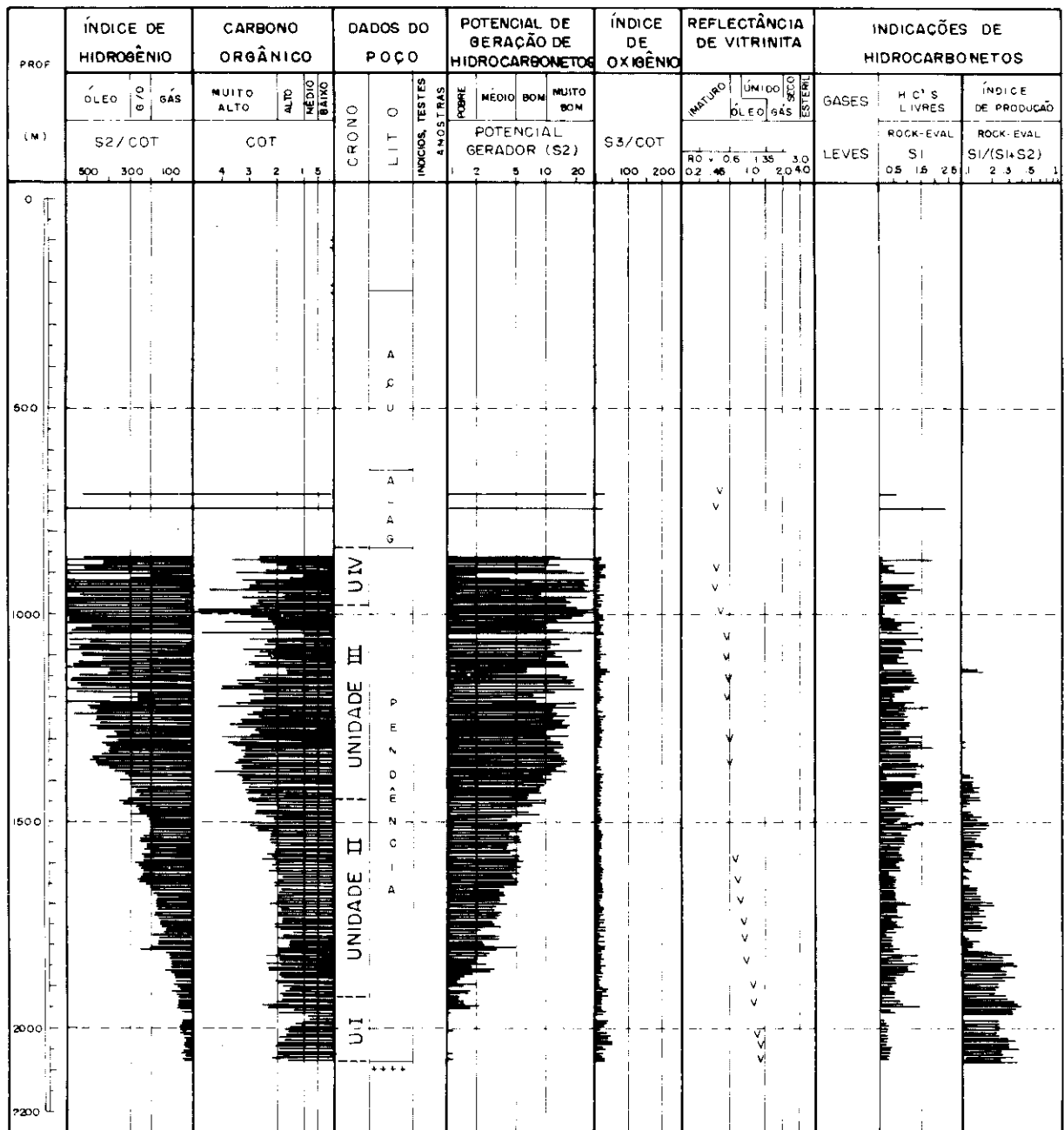


Fig. 7 - Perfil geoquímico típico da seqüência continental eocretácica (segundo RODRIGUES & SANTOS, 1986).  
 Fig. 7 - Typical geochemical profile from Eo-Cretaceous continental sequence (according to RODRIGUES & SANTOS, 1986).

lecular).

Os óleos originados da seqüência transicional mostram como características básicas valores de  $\delta^{13}\text{C}$  menos negativos que  $-26,7\text{‰}$ , presença de esteranos, proporções de gamacerano e hopano quase idênticas nos fragmentogramas relativos aos terpanos, razão pristano/fitano menor que 1 e distribuição assimétrica das parafinas normais (predominância de parafinas de baixo peso molecular).

Os óleos do poço 1-SE-1-RN (gerados pela Unidade Cronoestratigráfica III e acumulados tanto nessa unidade quanto na Formação Alagamar), 1-FP-2-RN (gerado pela Formação Alagamar e acumu-

lado na Formação Açú) e 9-MO-13-RN (gerado tanto pela seqüência continental como pela Formação Alagamar e acumulado na Formação Açú) servem como ilustração dos três tipos de óleo detectados na bacia (fig. 9).

Do exposto, pode-se concluir que os hidrocarbonetos gerados pela seqüência continental eocretácica tiveram um período de migração de idade pós-Turoiano (idade correspondente ao final da deposição da Formação Açú). Isto não implica dizer que a geração só teria se iniciado após essa idade.

#### 4.2 — Modos e Locais de Ocorrência na Bacia

Como amplamente divulgado na literatura (HUNT, 1979; HARDING, 1984; HARDING & LOWELL, 1979; TISSOT & WELTE, 1984; PRATSCH, 1986, dentre outros), as principais avenidas de migração secundária de hidrocarbonetos seriam, além das camadas permoporosas, as fraturas, falhas e superfícies de discordância. Convém lembrar que a diagênese influencia decisivamente tanto o processo de acumulação como o de migração.

Observando-se o arcabouço estrutural da bacia, as linhas sísmicas ilustrativas do

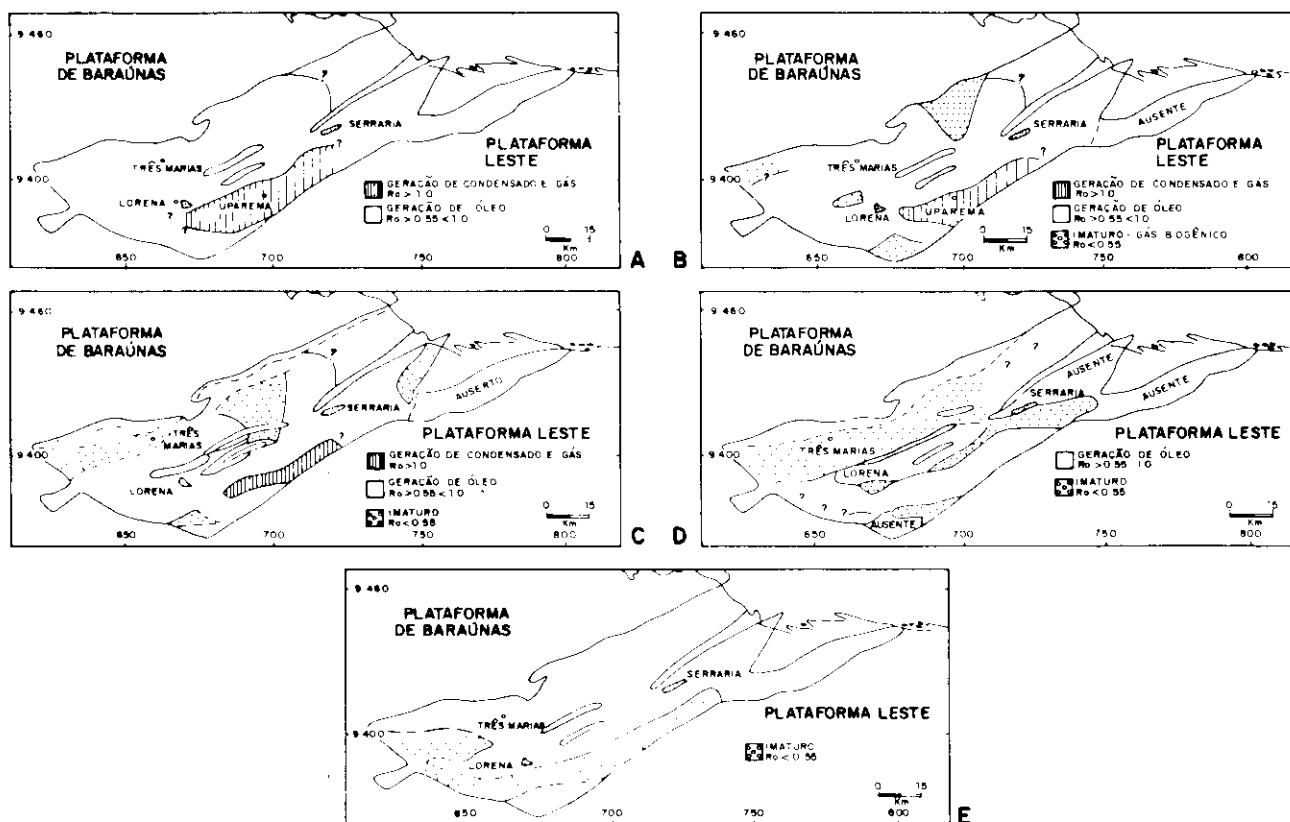


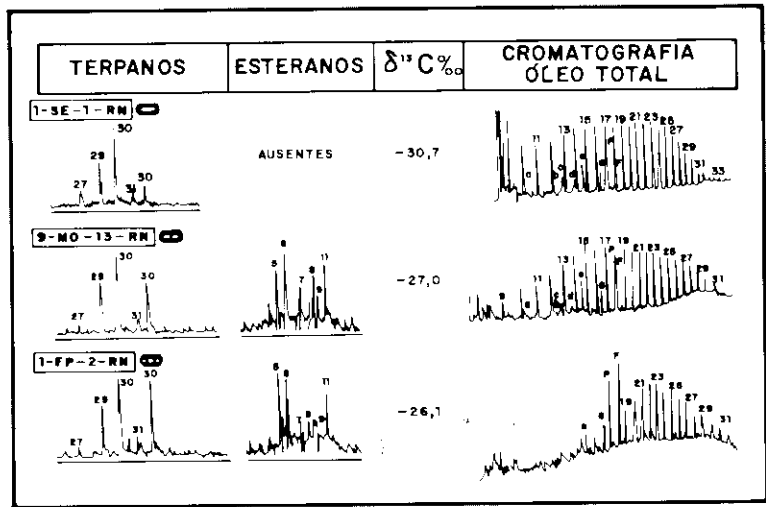
Fig. 8 - Mapas de maturação das Unidades Cronoestratigráficas I (a), II (b), III (c), IV (d) e V (e), segundo interpretação de RODRIGUES & SANTOS, 1986.

Fig. 8 - Maturation maps of Chronostratigraphic Units I (a), II (b), III (c), IV (d), and V (e) (according to interpretation of RODRIGUES & SANTOS, 1986).

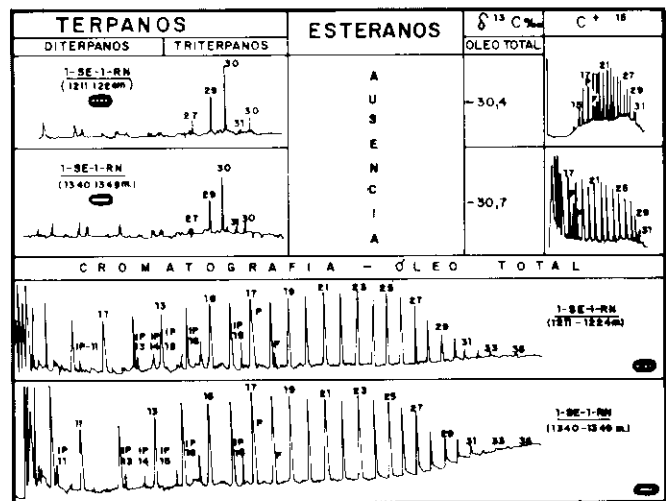
comportamento estrutural e estratigráfico da seqüência continental e as regiões onde estão localizados os campos de óleo e ocorrências de gás, foram elaborados modelos esquemáticos dos prospectos potenciais na bacia, relacionando-se com os prováveis dutos de migração (fig. 10):

- *Graben* de Boa Vista e terço superior do *Graben* de Apodi: modelos a e b, onde as falhas normais e antitéticas e fraturas não detectadas pela sísmica seriam os dutos principais de migração. O modelo a ilustra os campos de óleo de Rio Mossoró e Três Marias, e o modelo b se constitui em prospecto potencial a ser testado;
- Flanco Sul dos altos de Quixaba e Serra do Carmo: modelos b, d e f, onde as falhas normais, listricas e antitéticas, além de fraturas não detectadas pela sísmica, seriam os dutos principais de migração. O modelo f aplicar-se-ia ao campo de óleo de Serraria e ocorrência de gás de Alecrim, enquanto o modelo b ilustraria o campo de óleo de Lorena e ocorrências de gás de Trapiá e Rio do Carmo, e o d, o campo de óleo de Upanema;
- *Graben* de Umbuzeiro Sul: modelo e, com as falhas normais, antitéticas e sistema de fraturas/falhas de pequeno porte não detectados pela sísmica, que serviriam de vias de migração dos hidrocarbonetos. Esse modelo ilustraria o campo de óleo de Janduí na Unidade V, como indicado;
- Terço inferior do *Graben* de Apodi e continuidade nordeste: modelo c, onde o sistema de falhas normais e fraturas serviriam como dutos principais de migração. Esse modelo se aplicaria aos campos de óleo de Livramento e Cachoeirinha.

A figura 10 deixa claro que o processo de geração, migração e acumulação dos hidrocarbonetos teria ocorrido tanto dentro de uma mesma unidade (casos de Serraria, Rio Mossoró, Três Marias, Upanema e Trapiá), quanto relacionando unidades distintas (casos de Lorena, Alecrim, Janduí, Rio do Carmo, Livramento e Cachoeirinha) através de falhas e fraturas.



- Óleo gerado/acumulado na Seqüência Continental Eocretácica
- ◐ Óleo gerado pela Seqüência Continental Eocretácica e Formação Alagamar, acumulado na Formação Açú
- ◑ Óleo gerado pela Formação Alagamar e acumulado na Formação Açú



- ◐ Óleo gerado pela Seqüência Continental Eocretácica e acumulado na Formação Alagamar
- Óleo gerado/acumulado na Seqüência Continental Eocretácica

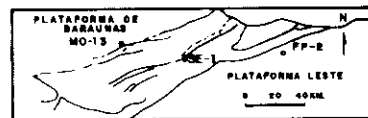


Fig. 9 - Análises isotópicas, cromatográficas e de biomarcadores de óleos das formações Açú, Alagamar e seqüência continental eocretácica (segundo RODRIGUES, 1983).

Fig. 9 - Isotopic, chromatographic, and biomarker analyses of oils from Açú and Alagamar formations and Eo-Cretaceous continental sequence (according to RODRIGUES, 1983).

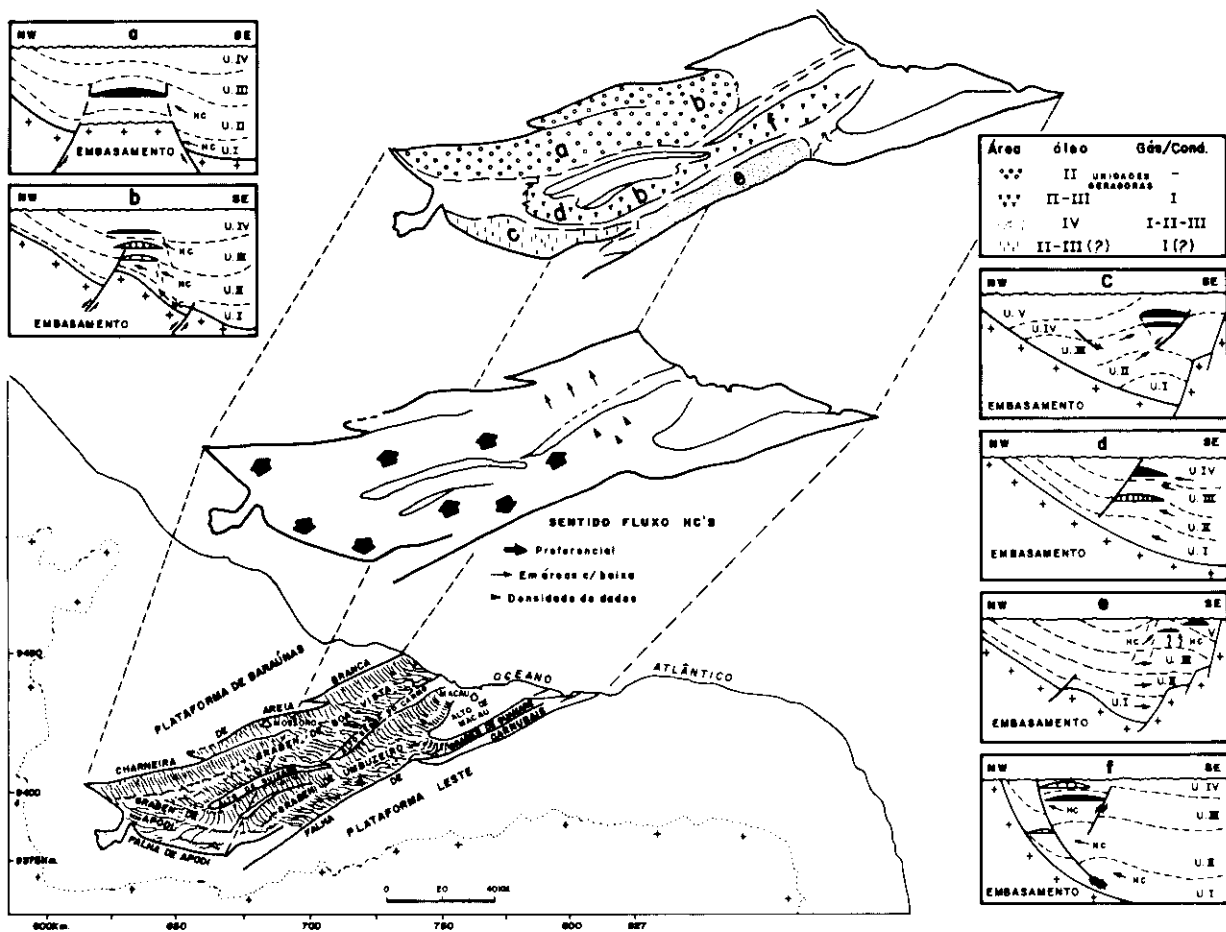


Fig. 10 - Síntese do trinômio geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos da seqüência continental eocretácica.  
 Fig. 10 - Synthesis of hydrocarbon generation-migration-accumulation in Eo-Cretaceous continental sequence.

## 5 - ACUMULAÇÕES DE ÓLEO E GÁS NA SEQÜÊNCIA CONTINENTAL

Os hidrocarbonetos trapeados em um dado reservatório representam o estado de equilíbrio entre as forças dirigidas (flutuação e fluxo hidrodinâmico) que provocam o movimento destes e a pressão capilar que resiste a este movimento.

NEVES (1984, inédito) e mais recentemente PRATSCH (1986) compartilham da idéia de que os parâmetros essenciais para uma análise regional do trinômio geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos em uma bacia sedimentar em estágio inicial de pesquisa são:

- Definição do arcabouço estrutural da bacia através de métodos sísmicos e/ou gravimétricos;
- Comportamento estrutural e estratigráfico das unidades sedimentares para a identificação dos respectivos depocentros;

- Dados geoquímicos que indiquem as áreas de ocorrência das fácies geradoras potenciais.

Um exemplo de aplicação dessa sistemática de análise foi elaborado por MOMPHER & WILLIAMS (1984) e PRATSCH (1986) na Bacia de Powder River (Wyoming, EUA), mostrando a eficiência da referida metodologia.

De posse dos parâmetros anteriormente relacionados e observando a localização dos campos e ocorrência de óleo e gás na seqüência continental eocretácica dentro do contexto tectônico da bacia, foi possível estabelecer critérios geológicos que indiquem as áreas mais favoráveis de acumulação de hidrocarbonetos.

### 5.1 - Sentido de Fluxo dos Hidrocarbonetos

Admitindo-se que a fase principal de ge-

ração/migração dos hidrocarbonetos tenha se iniciado em idade posterior ao Barremiano e que ao final desse tempo o arcabouço estrutural da bacia já estava praticamente implantado, o mergulho estrutural das camadas e *trends* estruturais remanescentes passou a controlar o sentido de fluxo dos hidrocarbonetos.

Dois sentidos de fluxo podem então ser postulados. O primeiro, e principal, indica que os hidrocarbonetos gerados tenderiam a migrar no sentido do *Graben* de Umbuzeiro em direção aos altos de Quixaba e Serra do Carmo, semelhante ao que ocorreria no *Graben* de Boa Vista (no sentido noroeste em direção à Linha de Charneira de Areia Branca) e na porção superior do *Graben* de Apodi. O segundo, não menos importante que o primeiro, porém de menor proporção, ocorreria das áreas centrais dos *grabens* de Apodi e Umbuzeiro em direção às falhas limítrofes da porção sul (Apodi e Carnaubais, respectivamente).

Na figura 10, onde, além da indicação do sentido do fluxo dos hidrocarbonetos, apontam-se também as áreas de maior ou menor concentração das geradoras, pode-se observar que grande parte da seqüência continental eocretácica está localizada em regiões de elevada prospectividade petrolífera.

## 5.2 — Áreas de Provável Concentração de Hidrocarbonetos

O mapa de provável concentração de hidrocarbonetos na seqüência-objetivo (fig. 10) seleciona as áreas por tipo de estruturas associadas e tipo de hidrocarbonetos esperado. Aparentemente, devido às condições de geração, apenas o *Graben* de Guimarães não se constituiria em objetivo exploratório.

Na área do *Graben* de Boa Vista e terço superior do *Graben* de Apodi, o fluxo de hidrocarbonetos dar-se-ia no sentido noroeste contra a Linha de Charneira de Areia Branca; os prospectos seriam preferencialmente estruturais, como reflexo da compactação diferencial sobre altos do embasamento; as falhas normais se constituiriam nas principais vias de migração, e os folhelhos da Unidade Cronoestratigráfica II seriam os principais geradores de hidrocarbonetos (óleo).

Na área do flanco dos altos de Quixaba e Serra do Carmo, o fluxo de hidrocarbonetos dar-se-ia preferencialmente no sentido noroeste contra os referidos altos; os prospectos seriam aqueles relacionados à compactação diferencial sobre altos do embasamento e também devidos a fluxo gravitacional (*roll overs*); as falhas radicadas tanto no embasamento quanto no sedimento (normais e lístricas) e ainda as fraturas seriam as principais vias de migração, e os folhelhos das Unidades Cronoestratigráficas II e III se constituiriam nas geradoras para óleo, sendo os folhelhos da Unidade I geradores potenciais para gás.

Na área do flanco sul do *Graben* de Umbuzeiro, o fluxo de hidrocarbonetos dar-se-ia no sentido sudeste contra o Sistema de Falhas de Carnaubais; os prospectos caracterizar-se-iam por estruturas dômicas originadas por falhas normais e

de transferência. Estas falhas e mais as fraturas seriam as vias principais de migração. Os folhelhos da Unidade Cronoestratigráfica IV seriam os responsáveis pela geração do óleo, enquanto os das Unidades I, II e III gerariam preferencialmente gás e/ou condensado.

Na área do terço inferior do *Graben* de Apodi e zona de transição deste com o *Graben* de Umbuzeiro, o fluxo de hidrocarbonetos dar-se-ia no sentido sudeste contra a Falha de Apodi; os prospectos potenciais estariam relacionados a estruturas causadas por movimento distensivo NW-SE, associado ao movimento transcorrente NE-SW, gerando, dessa forma, blocos abatidos radicados quase exclusivamente no sedimento; as falhas e as fraturas serviriam de dutos para a migração de hidrocarbonetos. Os folhelhos das Unidades Cronoestratigráficas II e III seriam os geradores potenciais para óleo, ao passo que os da Unidade I(?) gerariam preferencialmente gás e/ou condensado.

As áreas em branco (terço médio do *Graben* de Apodi e flanco nordeste do *Graben* de Umbuzeiro) se caracterizam por apresentar níveis geradores escassos e descontínuos, razão arenito/folhelho elevada e contexto estrutural desfavorável. Desta maneira, podem ser consideradas como áreas de objetivo exploratório secundário na seqüência continental eocretácica.

No que se refere a rochas-reservatório, pode-se constatar que os arenitos-objeto exibem variações bruscas das características permoporosas com a profundidade, indicando a importância da diagênese no contexto da acumulação. ALVES (1985) postula que, no caso específico do Campo de Serraria, a migração dos hidrocarbonetos teria ocorrido em uma fase tardia em relação aos eventos diagenéticos.

## 6 — CONCLUSÕES

A Bacia Potiguar emersa representa hoje um dos principais alvos de pesquisa petrolífera no contexto das bacias terrestres brasileiras. É evidente sua prospectividade na seqüência continental eocre-

tácica, permitindo antever-se sua longevidade exploratória e explotatória.

Os campos de óleo e ocorrências de gás, estrategicamente distribuídos pelos compartimentos do *rift* intracontinental, indicam que grande parte da bacia possui potencial para acumular hidrocarbonetos.

Alguns dos aspectos mais importantes deste trabalho podem ser listados a seguir:

- As fases principais de migração ocorreram quando a bacia já havia passado pelo período principal de estruturação;
- As áreas localizadas ao longo do flanco sul dos altos de Quixaba e Serra do Carmo, assim como grande parte do *Graben* de Umbuzeiro, constituem regiões com elevada potencialidade para óleo e, a depender da profundidade e vias de migração, potenciais para gás. No restante da bacia, a tendência geral é a ocorrência de óleo;
- De acordo com o mapa indicativo do sentido de fluxo de hidrocarbonetos e do mapa do arcabouço estrutural, os *trends* principais das acumulações de óleo e gás devem ocorrer na direção SW-NE, com exceção do *Graben* de Apodi, cuja direção dos alinhamentos deve ser ligeiramente SE-NW e também W-E;
- Embora em estágio inicial de exploração, as acumulações já descobertas fornecem uma boa mostra dos principais prospectos estruturais a serem investigados;
- Na atual fase de pesquisa, deve ser dada ênfase a prospectos estruturais, buscando-se, por meio de poços de desenvolvimento, modelos deposicionais para a pesquisa dos possíveis prospectos estratigráficos.

A presença de níveis geradores com elevada pressão de poro, altas resistividades e indícios de hidrocarbonetos associados indica que a pesquisa de folhelhos fraturados não está fora de propósito. Esse modelo de prospecto encontra suporte nos folhelhos do Membro Gomo, Formação Candeias da Bacia do Recôncavo.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, A. C. 1985. *Petrografia e diagênese dos arenitos reservatórios da Formação Pendência (Cretáceo Inferior) no Campo de Serraria, Bacia Potiguar, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Tese de mestrado.
- BALLY, A. W. 1981. *Geology of passive continental margins*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists. (Education course note series, 19). Trabalho apresentado no "Atlantic Margin Energy Conference; topic I".
- BERTANI, R. T. 1985. *A evolução tecto-sedimentar e o habitat do óleo na Bacia Potiguar emersa*. Natal, PETROBRÁS. DEBAR. Comunicação técnica.
- BERTANI, R. T. 1985. Síntese das condições geológicas e modelos de exploração da Bacia Potiguar emersa. Natal, PETROBRÁS. DEBAR. Comunicação técnica.
- CASTRO, J. C.; BARROCAS, S. L. S.; CARRASCO, B. N. 1985. *Fácies e diagênese da Formação Pendência*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIGER. SEGEX. Comunicação técnica.
- FALKENHEIN, F. U. H.; ARAÚJO, M. B.; SOUZA, S. M.; GOMES, J. B.; SOUZA, M. M. 1977. *Relatório de progresso da Bacia Potiguar*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. Relatório técnico.
- FORTES, F. P. 1984. *O Pré-Cambriano e as rochas básicas na tectônica da Bacia Potiguar emersa*. Natal, PETROBRÁS. DEBAR. Relatório técnico.
- HARDING, T. P. 1984. Graben hydrocarbon occurrences and structural style. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 68 (3): 333-62, Mar.
- HARDING, T. P. & LOWELL, J. D. 1979. Structural styles, their plate-tectonic habitats, and hydrocarbon traps in petroleum provinces. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 63 (7): 1016-58, July.
- HUNT, J. M. 1979. *Petroleum geochemistry and geology*. San Francisco, W. H. Freeman and Co. 617 p.
- LIMA NETO, F. F.; MATOS, R. B. D.; PRAÇA, U. M.; HASHIMOTO, A. T. 1986. *Análise estratigráfica da Formação Pendência*. Natal, PETROBRÁS. DEBAR. Relatório técnico em edição.
- McKENZIE, D. 1978. Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary Science Letters*, Amsterdam, 40 (1): 25-32, June.
- MILANI, E. J. 1985. *Aspectos da evolução tectônica das bacias do Recôncavo e Tucano Sul, Bahia, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Dissertação de mestrado.
- MOMPER, J. A. & WILLIAMS, J. A. 1984. Geochemical exploration in the powder river basin. In: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. *Petroleum geochemistry and basin evaluation*. Oklahoma. p. 181-91. (Memoir, 35).
- NEVES, C. A. O. 1984. Metodologia básica para a pesquisa de hidrocarbonetos em bacias tipo rifte. Natal, PETROBRÁS. DEBAR. Inédito.
- PRATSCH, J. C. 1986. The distribution of major oil and gas reserves in regional basins structures; an example from the Powder River Basin, Wyoming, USA. *Journal of Petroleum Geology*, 9 (4): 393-412, Oct.
- QUADROS, L. P.; SANTOS, A. S.; CONTREIRAS, C. J. A.; FERREIRA, J. C.; RODRIGUES, R.; BARROCAS, S. L. S. 1977. *Avaliação geoquímica das bacias da Plataforma Continental*; 5º relatório parcial; Bacia Potiguar. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES.
- REGALI, M. S. P. & GONZAGA, S. M. 1982. *Palinocronoestratigrafia da Bacia Potiguar*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. SEPALE. Relatório interno.
- RODRIGUES, R. 1983. Utilização de marcadores biológicos na correlação dos óleos da Bacia do Ceará e parte emersa da Bacia Potiguar. *Boletim Técnico da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, 26 (3): 163-79, jul./set.
- RODRIGUES, R. & SANTOS, R. C. R. 1986. *Geoquímica orgânica da Bacia Potiguar, parte emersa*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. Projeto de pesquisa 01.03.53 em edição.
- SOUTO FILHO, J. D. & PENNA FILHO, W. 1984. *Geotermia da Bacia Potiguar e seu relacionamento com as condições de geração e acumulação de hidrocarbonetos*. Natal, PETROBRÁS. DEBAR. Relatório técnico.
- SOUZA, S. M. 1982. Atualização da litoestratigrafia da Bacia Potiguar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32, Salvador, 1982. *Anais* . . . Salvador, Sociedade Brasileira de Geologia. v. 5, p. 2392-406.
- SZATMARI, P. & FRANÇOLIN, J. B. L. 1986. *Mecanismo de rifteamento da porção oriental da margem norte brasileira*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. Projeto de pesquisa.
- TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag. 538 p.
- VIANA, C. F. & REGALI, M. S. P. 1986. *Sedimentos do Neojurássico-Eocretáceo do Brasil e a escala cronoestratigráfica internacional*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEN. Relatório técnico.

## BIBLIOGRAFIA

- MATOS, R. B. D. 1986. *Sistema de rifts cretáceos do nordeste brasileiro*. Natal, PETROBRÁS. DEBAR. Relatório técnico em edição.
- RODRIGUES, R.; FRANÇOLIN, J. B. L.; LIMA, H. P. 1983. *Avaliação geoquímica preliminar da Bacia Potiguar terrestre*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DEBAR. Relatório interno.
- TISSOT, B. P.; DEMAISON, G.; MASSON, P.; DELTEIL, J. R.; COMBAZ, A. 1984. Paleoenvironment and petroleum potential of middle cretaceous black shales in Atlantic basins. In: AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS. *Petroleum geochemistry and basin evaluation*. Oklahoma. p. 217-27. (Memoir, 35).

## EXPANDED ABSTRACT

*Continental rift zones have been the focus of petroleum research over a large part of the earth's surface. As regions of great production potential, an understanding of their genesis, structural and stratigraphic framework, and source rock potential can lead us to promising hydrocarbon accumulation areas. The Potiguar Intracontinental Rift constitutes one of the finest such examples on the South American continent.*

*Plate tectonics traces the origin of this basin, located in far northeastern Brazil, to the separation of the African and South American continents during the Early Cretaceous. The basin displays a structural style characterized by a preferentially distensional tectonic regime. Covering an area of approximately 8,000 km<sup>2</sup>, it is filled with sediments from the Eo-Cretaceous continental, Neo-Aptian marine transitional, and Albian-Campanian transgressive sequences and by terrigenous clastics of the Tertiary regressive sequence.*

*The rift is comprised of a large central channel stretching SW-NE with two*

*shallow basement platforms bordering it to the NW and SE and three internal highs lying in the same direction as the channel, thus forming asymmetrical grabens, a hinge line to the NW, and a normal fault system to the SE. This framework is similar to several other known intracontinental rifts.*

*Focusing solely on the Eo-Cretaceous continental sequence, this study entailed a regional analysis of hydrocarbon generation-migration-accumulation. The basin's structural framework, Pre-Cambrian basement physiography, and chronostratigraphic unit structural and stratigraphic behavior were analyzed in order to identify depocenters and areas displaying concentrations of potential hydrocarbon source rock.*

*Collected data led to these interpretations: (1) The main eras of secondary migration occurred following the main phases of basin structuring. (2) Except for the youngest chronostratigraphic unit, all others displayed geochemical characteristics suggestive of both oil and*

*gas generating potential. (3) Based on these units' structural dip, the flow of generated hydrocarbons must have occurred preferentially from SE to NW (i. e., from the structural and depositional channel towards the internal highs and hinge line). (4) Although the basin is in initial stages of exploration (eight fields had been discovered by January 1987, with a total output of 1,562 m<sup>3</sup>/day), it is already expected to have a long explorational and production life. (5) Although its main prospects are of structural nature (domic structures associated to listric faults and internal basement highs), the potential of its fractured shales should not be discarded. (6) As to reservoirs, previous studies suggest that hydrocarbon migration occurred at a later phase than diagenetic events.*

*The study suggests that the current research phase should emphasize structural prospects, using explorational wells to identify depositional models, so as to subsidize future stratigraphic and/or explorational targets.*

