

# HABITAT DO PETRÓLEO E FRONTEIRAS EXPLORATÓRIAS NOS RIFTS BRASILEIROS

HABITAT OF PETROLEUM AND EXPLORATION FRONTIERS IN THE BRAZILIAN RIFTS

Carlos Henrique Lima Bruhn<sup>(1)</sup>, César Cainelli<sup>(2)</sup> e Renato Marcos Darros de Matos<sup>(3)</sup>

**RESUMO** – A sedimentação *rift* compreende a totalidade dos andares Rio da Serra, Aratu, Buracica e Jiquiá, e parte dos andares Alagoas e Albiano (Cretáceo Inferior), presentes na maior parte das bacias mesozóico-cenozóicas brasileiras. Tais rochas encerram 144 campos de petróleo, distribuídos pelas bacias de Barreirinhas, Ceará, Potiguar, Sergipe—Alagoas, Tucano Sul, Recôncavo e Campos. As acumulações em reservatórios *rift* perfazem 17% dos volumes originais provados de óleo do País, sendo ainda mais importantes com relação aos volumes originais provados de gás não-associado: representam 64% do total brasileiro. Apresenta-se neste trabalho um quadro sumário do *habitat* do petróleo nos *riffts* brasileiros, integrando-se os aspectos stratigráficos, estruturais, sedimentológicos e diagenéticos que, conjuntamente, constituem as acumulações. Procurou-se, também, situar os principais campos dos *riffts* brasileiros nos seus respectivos perfis regionais de variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade, de maneira a iniciar um debate sobre fronteiras exploratórias em termos de prospectos profundos. Dois perfis básicos de variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade podem ser discriminados para os *riffts* brasileiros. O primeiro, menos promissor, é representado pelos reservatórios da Bacia do Recôncavo e aqueles situados nas porções emersas das bacias de Sergipe—Alagoas e Potiguar, que atingiram profundidades superiores a 3 000 m desde o Andar Buracica, e onde se reconhece apenas uma fase importante de geração de porosidade secundária. O segundo, mais otimista, é configurado nas porções marítimas das bacias de Sergipe—Alagoas e Potiguar, onde os reservatórios somente atingiram um soterramento da ordem de 3 000 m a partir do Turoniano (e mesmo do Terciário em algumas áreas), bem como registram duas fases importantes de desenvolvimento de porosidade secundária.

(Originais recebidos em 16.06.88.)

## 1 – A IMPORTÂNCIA DA SEÇÃO RIFT

Sedimentos *rift* são registrados em praticamente todas as bacias mesozóico-cenozóicas brasileiras, compreendendo a totalidade dos andares Rio da Serra, Aratu, Buracica e Jiquiá e parte dos andares Alagoas e Albiano (Cretáceo Inferior). Entretanto, em apenas sete bacias ocorrem acumulações significativas de hidrocarbonetos: Barreirinhas, Ceará (Sub-Bacia de Mundaú), Potiguar, Sergipe—Alagoas, Tucano Sul, Recôncavo e Campos (fig. 1).

As acumulações de petróleo em reservatórios *rift* perfazem 17% dos volumes originais provados de óleo do País. Já com relação aos volumes originais provados de gás não-associado, são ainda

mais importantes, contendo 64% do total brasileiro (fig. 2). Tal distribuição pode ser justificada pelo fato de os sedimentos *rift* constituírem, na maioria das bacias mesozóico-cenozóicas, a sua seção conhecida mais profunda. A par de sua importância como reservatórios, algumas formações da seção *rift* constituem significativos geradores de hidrocarbonetos, os quais se acumularam não só em reservatórios *rift*, como também em rochas depositadas nos estágios continental (*pré-rift*), transicional (protoceânico) e marinho (*drift*) que se sucederam na evolução das bacias marginais brasileiras.

Nas bacias do Recôncavo (GAGLIANO-NE *et alii*, 1984, 1985) e Tucano Sul (TRINDADE *et alii*, 1985), praticamente todos os hidrocarbonetos foram gerados pelos membros Tauá (*pré-rift*) e

- 1 - Setor de Integração de Geologia de Desenvolvimento e de Reservatório, Departamento de Exploração.
- 2 - Setor de Interpretação Exploratória da Bacia Sergipe-Alagoas, Divisão de Interpretação da Região Nordeste Meridional e Espírito Santo, Departamento de Exploração.
- 3 - Divisão de Interpretação, Distrito de Exploração da Bacia Potiguar.

Gomo (*rift*) da Formação Candeias. Como exemplo quantitativo, SOLDAN *et alii* (1985) estimaram que os folhelhos da Formação Candeias apresentavam, na Bacia do Recôncavo, um potencial gerador original de até 60 kgHC/tonelada de rocha para um teor também original de carbono orgânico total de 3%. Esses mesmos autores calcularam que os folhelhos Candeias poderiam ter gerado 52,6 bilhões de toneladas de hidrocarbonetos, quantidade bastante relevante quando comparada com os 0,85 bilhão de toneladas cubados nas acumulações já conhecidas do Recôncavo Baiano, mesmo levando-se em conta que, geralmente, menos de 20% do total de petróleo gerado encontra condições de se acumular nas rochas-reservatório.

Já nas bacias de Barreirinhas (RODRIGUES *et alii*, 1982), Ceará (MELLO *et alii*, 1984), Potiguar (RODRIGUES *et alii*, 1983; MELLO *et alii*, 1982), Sergipe—Alagoas (BABINSKI & SANTOS, 1987), Espírito Santo (ESTRELLA *et alii*, 1984) e Campos (DIAS *et alii*, 1988), ocorreu geração de hidrocarbonetos tanto em sedimentos *rift* como em folhelhos da seção transicional, já sendo registrada, em muitos campos petrolíferos das bacias de Sergipe—Alagoas (BABINSKI & SANTOS, 1987) e Poti-

guar (MATOS *et alii*, 1987), uma mistura de óleos destas duas proveniências. Na Bacia de Campos, embora a seção clasto-evaporítica da Formação Lagoa Feia — de natureza transicional — também seja considerada geradora, os folhelhos da seção das coquinas desta mesma formação — integrante de sua porção *rift* — são tidos como os geradores mais importantes da bacia. DIAS *et alii* (1988) avaliaram quantitativamente o volume de óleo que poderia ter sido produzido especificamente pelos folhelhos associados com as coquinas, e, considerando um potencial gerador original subestimado em apenas 20 kgHC/tonelada de rocha, bem como uma eficiência de migração de apenas 10%, chegaram a um volume de hidrocarbonetos de 7,2 bilhões de metros cúbicos. Tal volume equivale quase ao dobro do somatório dos volumes provado + provável + possível de óleo equivalente (1 000 m<sup>3</sup> de gás = 1 m<sup>3</sup> de óleo) da Bacia de Campos, e coloca estes folhelhos, juntamente com aqueles dos membros Tauá e Gomo da Formação Candeias, como as mais importantes rochas geradoras das bacias brasileiras.

Pretende-se neste trabalho apresentar um quadro sumário do *habitat* do petróleo nos *rifts* brasileiros, integrando-se

os aspectos estratigráficos, estruturais, sedimentológicos e diagenéticos que, conjuntamente, compõem as acumulações de hidrocarbonetos nos reservatórios *rift*. Também incluímos em nossa discussão as acumulações em reservatórios da seção *pré-rift*, uma vez que, a exemplo das bacias do Recôncavo e Sergipe—Alagoas, em várias bacias *rift* do mundo registra-se uma seção *pré-rift* dotada de reservatórios extensos e de boa qualidade, que contêm hidrocarbonetos gerados na seção *rift*, em acumulações controladas na maior parte pela própria tectônica de rifteamento (HARDING, 1984).

Finalmente, procurou-se situar as principais acumulações dos *rifts* brasileiros em seus respectivos perfis regionais de variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade, de maneira a iniciar um debate sobre fronteiras exploratórias em termos de prospectos profundos.

## 2 — HABITAT DO PETRÓLEO NOS RIFTS BRASILEIROS

### 2.1 — Distribuição das Acumulações

A figura 3 apresenta a distribuição dos volumes originais provados de óleo, gás associado e gás não-associado acumulados em reservatórios *rift* pelas bacias de Barreirinhas, Ceará; Potiguar, Sergipe—Alagoas, Tucano Sul, Recôncavo e Campos. A Bacia do Recôncavo destaca-se sobremaneira entre todas estas bacias. Entretanto, menos de 50% das acumulações de óleo e gás associado do Recôncavo encontra-se em reservatórios *rift* (tabela I), enquanto os reservatórios *pré-rift* contêm, respectivamente, 57,1 e 50,7% destes totais. Na verdade, como mostrado na tabela I, com exceção das bacias de Barreirinhas e Tucano Sul (onde os volumes de óleo e gás associado são pequenos), estes hidrocarbonetos tendem a se concentrar em reservatórios de outras seções de preenchimento das bacias. Nas bacias Potiguar e Sergipe—Alagoas, destaca-se sobremaneira a seção transicional, de idade Alagoas até Cenomaniano na primeira e apenas Alagoas na segunda; já na Bacia de Campos salienta-se a seção marinha, com reservatórios distribuindo-se do Albiano até o

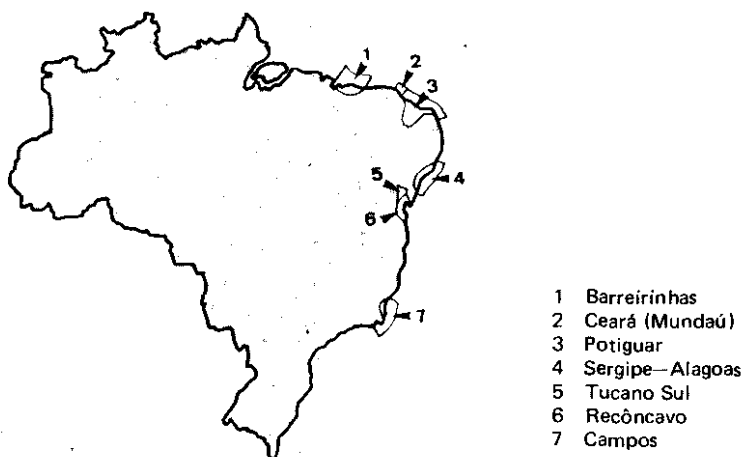


Fig. 1 - Mapa de localização das bacias sedimentares brasileiras com ocorrências significativas de hidrocarbonetos na seção *rift*.

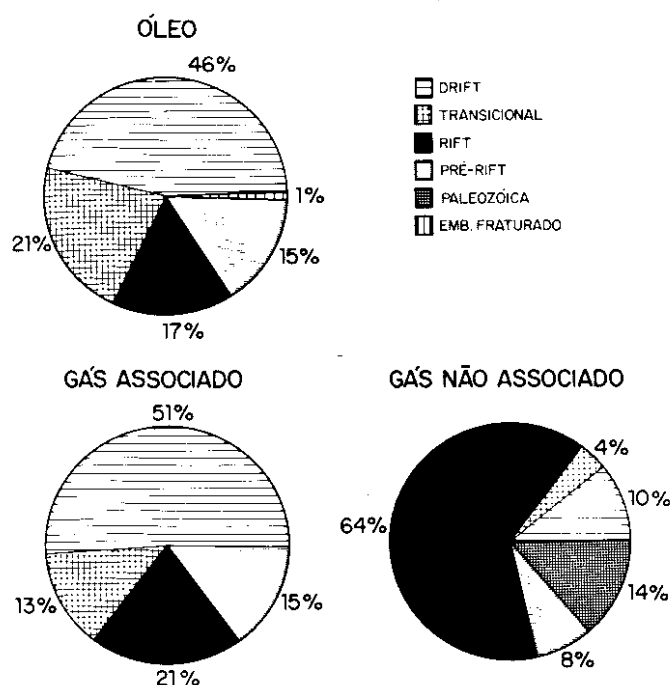


Fig. 2 - Distribuição dos volumes provados de hidrocarbonetos pelas diversas seções que compõem o registro da evolução tectono-sedimentar das bacias sedimentares brasileiras. As percentagens foram calculadas com base no Relatório de Reservas da PETROBRÁS de 30 de junho de 1987.

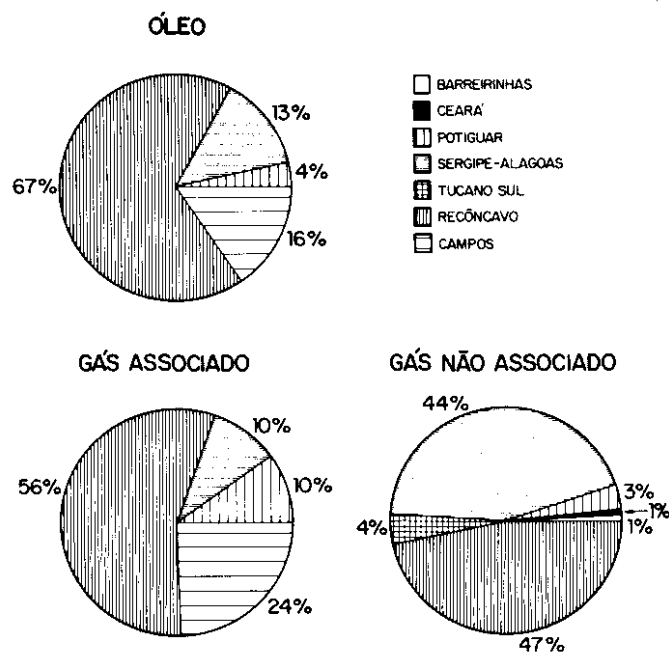


Fig. 3 - Distribuição, por bacias, dos volumes provados de hidrocarbonetos contidos em reservatórios rift. As percentagens foram calculadas com base no Relatório de Reservas da PETROBRÁS de 30 de junho de 1987.

Mioceno. Por outro lado, a mesma tabela I ressalta a predominância das acumulações de gás não-associado em reservatórios rift, apenas com exceção da Bacia de Campos. A seguir, é apresentada a distribuição das acumulações de hidrocarbonetos em reservatórios pré-rift e rift por bacia, as quais estão ordenadas em função da importância decrescente de seus volumes de petróleo.

Os reservatórios rift da Bacia do Recôncavo (fig. 4) são representados pelos: a) arenitos turbidíticos de muito finos a médios dos membros Gomo (BRUHN, 1985), Pitanga e Maracangalha (NETTO *et alii*, 1984) da Formação Candeias, das camadas Caruaçu da Formação Marfim (NETTO *et alii*, 1984) e da seção de preenchimento do Canyon de Taquipe (BUENO, 1987; BRUHN, inédito); b) fan-deltas areno-conglomeráticos da Formação Salvador; e c) arenitos finos deltaicos do Membro Catu da Formação Marfim (GHIGNONE, 1970; BECKER, 1984) e da Formação Pojuca (HORSCHUTZ *et alii*, 1973; RODRIGUES, 1985). Sua seção pré-rift (fig. 4) apresenta como reservatórios produtores os

arenitos de finos a médios do Membro Boipeba da Formação Aliança (fácies fluvial meandrante; NETTO *et alii*, 1982), os arenitos de médios a grossos e conglomerados da Formação Sergi (fácies fluvial anastomosada e eólica; NETTO *et alii*, 1984) e os arenitos de finos a médios, localmente grossos

e conglomeráticos da Formação Itaparica (fácies fluvial meandrante, fluvial anastomosada e eólica; NEGREIROS, 1987).

Existem 77 áreas ou campos produtores de óleo na Bacia do Recôncavo, dos quais 21 contêm volumes originais pro-

TABELA I

PARTICIPAÇÃO PERCENTUAL, POR BACIA, DAS ACUMULAÇÕES EM RESERVATÓRIOS DA SEÇÃO RIFT

Bacia	Óleo (%)	Gás Associado (%)	Gás Não-Associado (%)
Barreirinhas	100,0	100,0	100,0
Ceará	1,2	2,0	100,0
Potiguar	6,2	23,9	65,7
Sergipe-Alagoas	14,7	17,0	83,7
Tucano Sul	90,0	90,4	89,5
Recôncavo	42,9	49,3	81,8
Campos	5,7	9,4	—

Obs.: Calculadas com base no Relatório de Reservas da PETROBRÁS de 30 de junho de 1987.

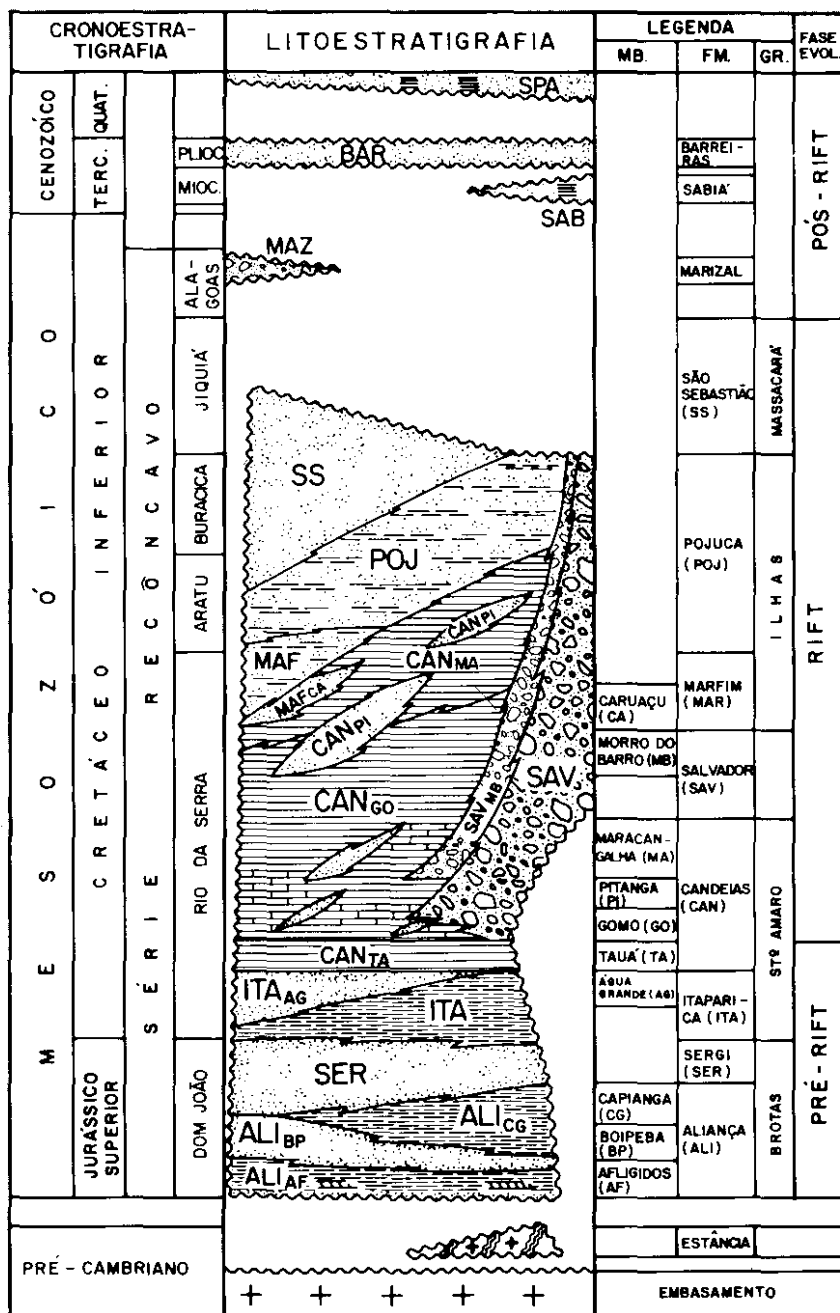


Fig. 4 - Carta estratigráfica da Bacia do Recôncavo (adaptada de VIANA *et alii*, 1971).

vados superiores a 3 milhões de metros cúbicos (em ordem decrescente de volumes: Dom João, Água Grande, Miranga, Buracica, Candeias, Araçás, Taquipe, Fazenda Bálamo, Cassarongongo, Fazenda Boa Esperança, Rio do Bu/Rio Itariri, Remanso, Fazenda Imbé, Fazenda Alvorada, Riacho da Barra, Mata de São João, Sesmaria, Malombê, Massapê, Rio dos Ovos e Rio Pojuca, todos locali-

zados na fig. 5); e 88 acumulações de gás natural, quatro delas contendo volumes originais provados de gás não-associado excedendo 1 bilhão de metros cúbicos (em importância decrescente: Miranga Profundo, Jacuípe, Lamarão e Aratu, também localizadas na fig. 5). A grande maioria das acumulações em reservatórios *rift* situa-se nos baixos regionais de Quiambina, Miranga e Cama-

çari (fig. 5), neste último ocorrendo espessuras de sedimentos superiores a 5 000 m (fig. 6). Já os campos da seção *pré-rift* situam-se nas porções estruturalmente mais elevadas da bacia, quase sempre a oeste da Charneira Gomo em seus compartimentos central e sul (fig. 5); e, no caso de seu compartimento nordeste, nos blocos altos das falhas de Patioba e Pedras. Outro aspecto notável da distribuição dos campos da seção *pré-rift* é um alinhamento noroeste de jazidas ao longo da falha de transferência de Mata-Catu.

Na Bacia de Sergipe-Alagoas, os reservatórios *rift* compreendem essencialmente os arenitos finos deltaicos das formações Barra de Itiúba (FIGUEIREDO *et alii*, 1976) e Coqueiro Seco (FIGUEIREDO, 1981), com acumulações bastante subordinadas nas plataformas carbonáticas lacustrinas da Formação Morro do Chaves (FIGUEIREDO, 1981) e nos arenitos fluviais da Formação Penedo (SCHALLER *et alii*, 1980) (fig. 7); já os reservatórios *pré-rift* são representados pelos arenitos de finos a grosseiros da Formação Serraria (fig. 7), os quais foram depositados por um complexo de rios anastomosados (SILVA & DELLA FÁVERA, 1972).

Foram descobertas 14 acumulações de óleo em reservatórios *rift* e/ou *pré-rift* na Bacia de Sergipe-Alagoas, com seis delas apresentando volumes originais provados superiores a 1 milhão de metros cúbicos (Carmópolis, Pilar, Caioba, Furado, Coqueiro Seco e Atalaia Sul, fig. 8). Com relação às jazidas de gás natural, existem 21 acumulações em reservatórios das seções *rift* e/ou *pré-rift*, das quais apenas quatro com volumes originais provados de gás não-associado superiores a 1 bilhão de metros cúbicos (Pilar, São Miguel dos Campos, Cidade de São Miguel dos Campos e Furado; fig. 8). Estas importantes ocorrências de óleo e gás estão concentradas em duas feições estruturais proeminentes da Bacia Sergipe-Alagoas: o Alto de Aracaju, em Sergipe, e a Plataforma de São Miguel dos Campos, em Alagoas (figs. 8 e 9).



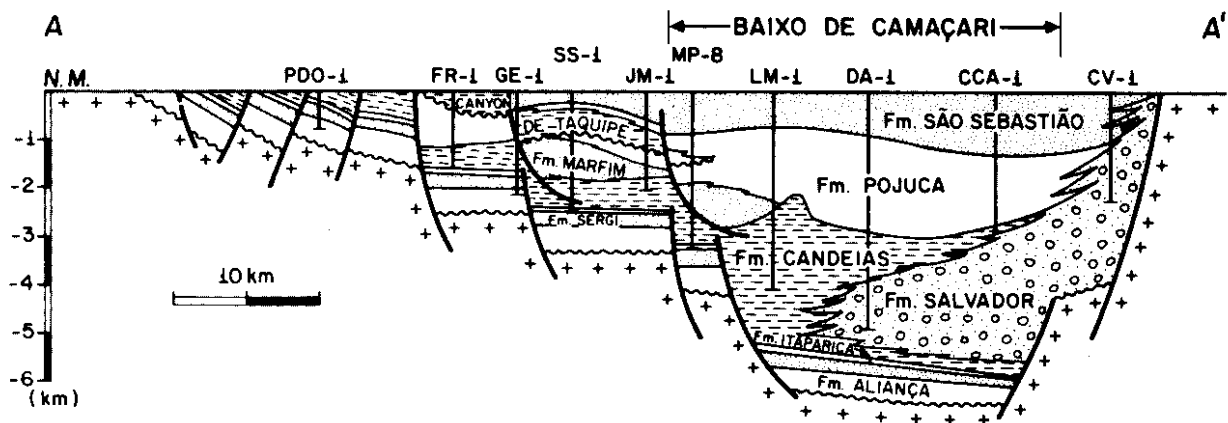


Fig. 6 - Seção estrutural-estratigráfica transversal ao rift da Bacia do Recôncavo, representativa de seu Compartimento Sul (adaptada de OLIVEIRA, 1985, inédito). Para localização aproximada da seção, vide segmento A-A' na figura 5.

	CRONOESTRATIGRAFIA	LITOESTRATIGRAFIA		LEGENDA		FASE EVOL.
		MEMBRO	FORMAÇÃO	MEMBRO	FORMAÇÃO	
CENOZOICO	QUAT.	SPA				PÓS-RIFT
	TERCIÁRIO	BAR			BARREIRAS (BAR)	
MESOZOICO	TURONIANO	PIAMA		MARITUBA (MA)	PIAÇABUÇU (PIA)	RIFT
		PIACA		CALLUMBI (CA)		
	CENOMAN	COTSA		SAPUCARI (SA)	COTINGUIBA (COT)	
		COTAR		ARACAJU (AR)		
	ALBIANO	RIA AN		AGUILHADAZAG	RIACHUELO (RIA)	
		RIA MA		IBURUM (IB)		
	ALAGOAS	RIA AG		VAGUARI (VA)		
		MUR OT		ANGICO (AN)		
		MUR TM		OITEIRINHOS		
		MUR B		IBURA (IB)	MURIBECA (MUR)	
CRETACEO INFERIOR	MUR MC		TAB DOS MART			
	PV		MACEIÓ (MC)			
	CSO		CARMÓPOLIS	PONTAVERDE (PV)		
	RPT			COQUEIRO SECO (CSO)		
	MCH			MORRO DO CHAVES (MCH)		
JURASSICO	PDO			RIO PITANGA		
	BIT			PENEDO (PDO)		
	SER			BARRA DE ITIÚBA (BIT)		
	BAN			SERRARIA (SER)		
PALEOZ.	PERMIANO	CAN		BANANEIRAS (BAN)	PRÉ-RIFT	
		ARA		CANDEIRO (CAN)		
	CARBONIFERO	BAT MU		ARACARÉ (ARA)		
BAT BO		BOACICA (BO)	BATINGA (BAT)			
PRÉ-CAMBRIANO	EST		BAT AT	ESTÂNCIA (EST)		
		EMBASAMENTO				

Fig. 7 - Carta estratigráfica da Bacia de Sergipe-Alagoas (adaptada de SCHALLER et alii, 1980).

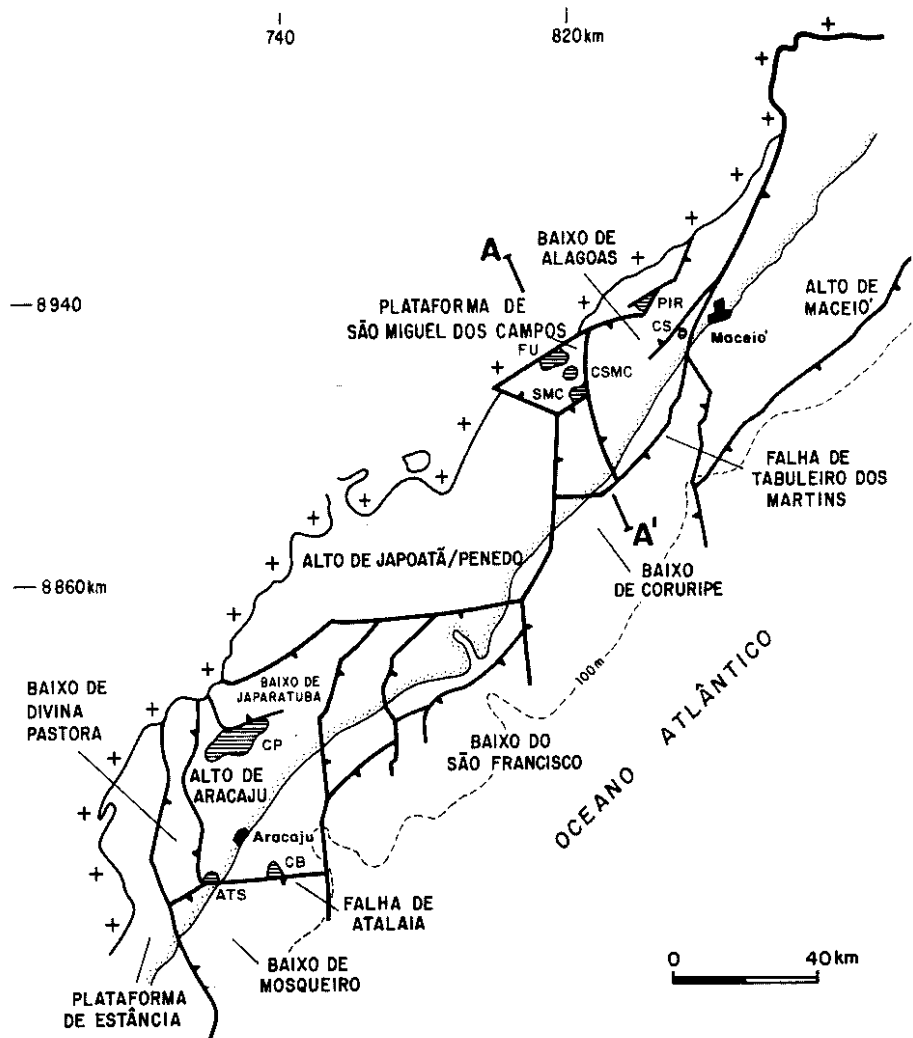


Fig. 8 - Arcabouço estrutural simplificado da Bacia de Sergipe-Alagoas e localização de suas principais acumulações de hidrocarbonetos (adaptado de FALKENHEIN *et alii*, inédito). Campos de óleo e/ou gás: Atalaia Sul-ATS; Caioba-CB; Carmópolis-CP; Cidade de São Miguel dos Campos-CSMC; Coqueiro Seco-CS; Furado-FU; Pilar-PIR; São Miguel dos Campos-SMC.

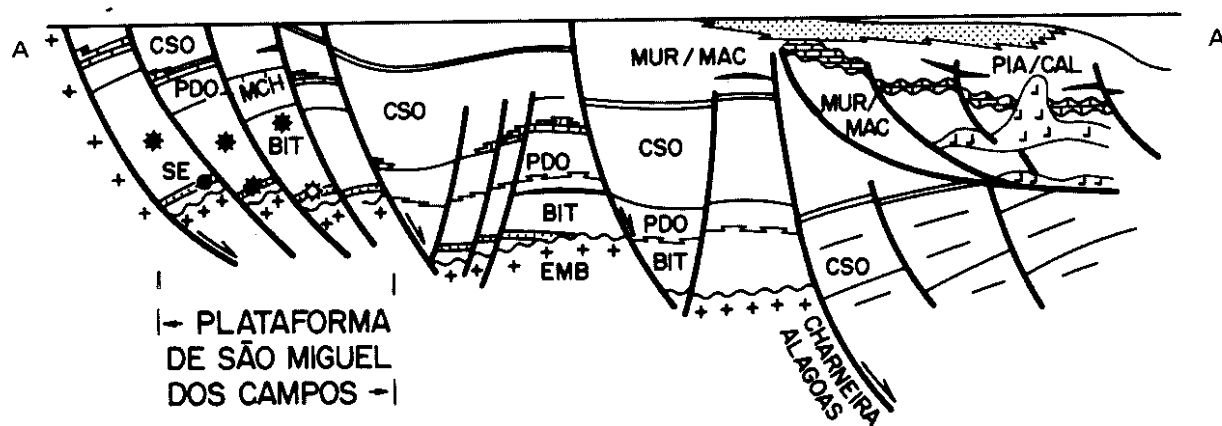


Fig. 9 - Seção estrutural-estratigráfica transversal à Bacia de Sergipe-Alagoas, representativa de sua porção alagoana (adaptada de VAN DER VEN *et alii*, 1987, inédito). Estão assinalados os horizontes portadores de óleo e/ou gás na Plataforma de São Miguel dos Campos. Convenções para as unidades litoestratigráficas: EMB-embasamento metamórfico; SE-Formação Serriaria; BIT-Formação Barra de Itiúba; PDO-Formação Penedo; MCH-Formação Morro do Chaves; CSO-Formação Coqueiro Seco; MUR/MAC-Formação Muribeca/Membro Maceió; PIA/CAL-Formação Piacabuçu/Membro Calumbi. Para localização aproximada da seção, vide segmento A-A' na figura 8.

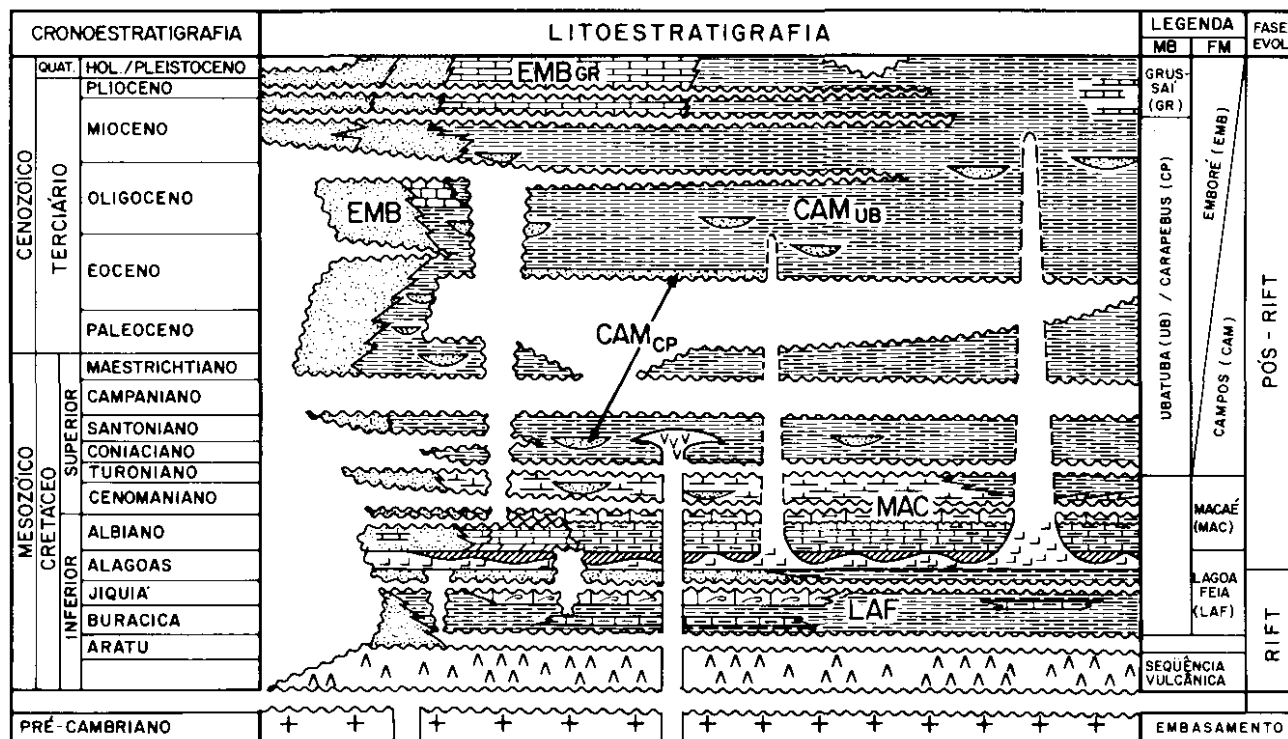


Fig. 10 - Carta estratigráfica da Bacia de Campos (adaptada de PETROBRÁS/DIRSUL/SECAMP, 1987, inédito).

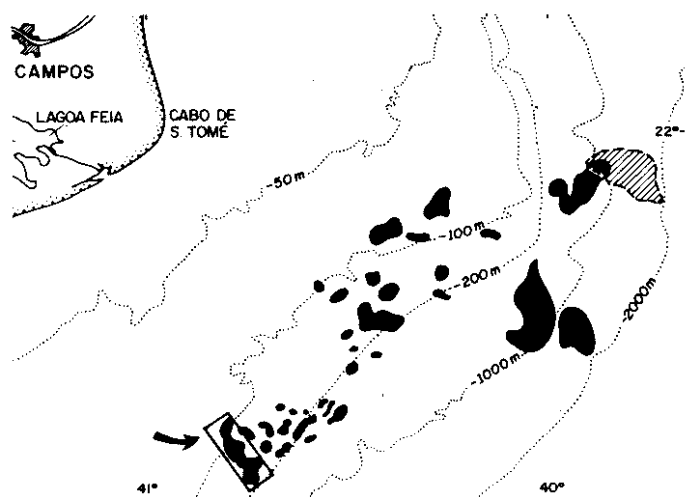


Fig. 11 - Mapa de localização das principais acumulações de petróleo da Bacia de Campos (BAUMGARTEN *et alii*, 1986). A área assinalada corresponde aos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha.

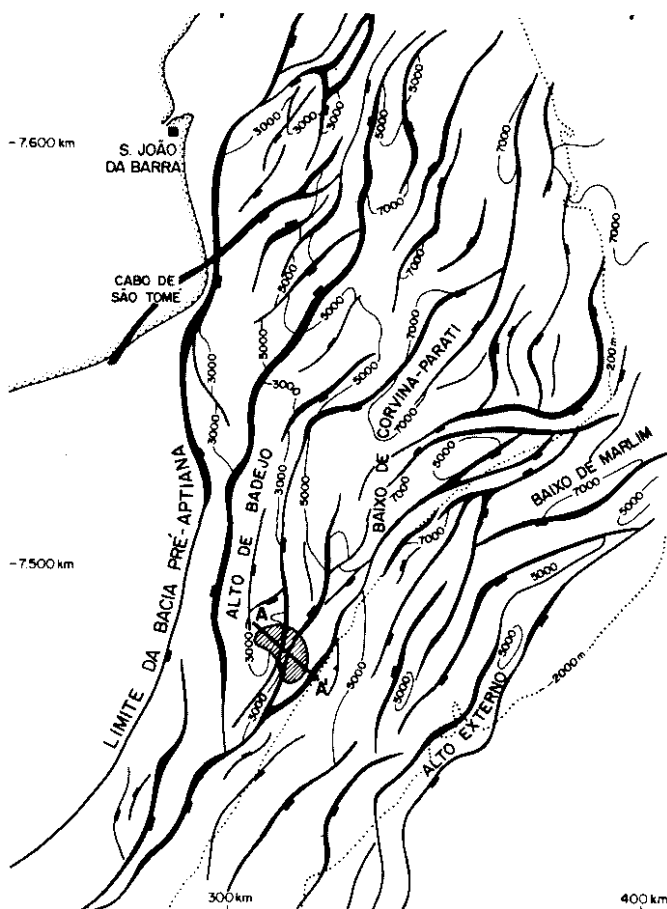


Fig. 12 - Mapa estrutural em profundidade do topo dos basaltos da Bacia de Campos (simplificado de DIAS *et alii*, 1988). A área hachurada assinala o local de ocorrência dos campos de Badejo, Linguado, Pampo e Trilha.



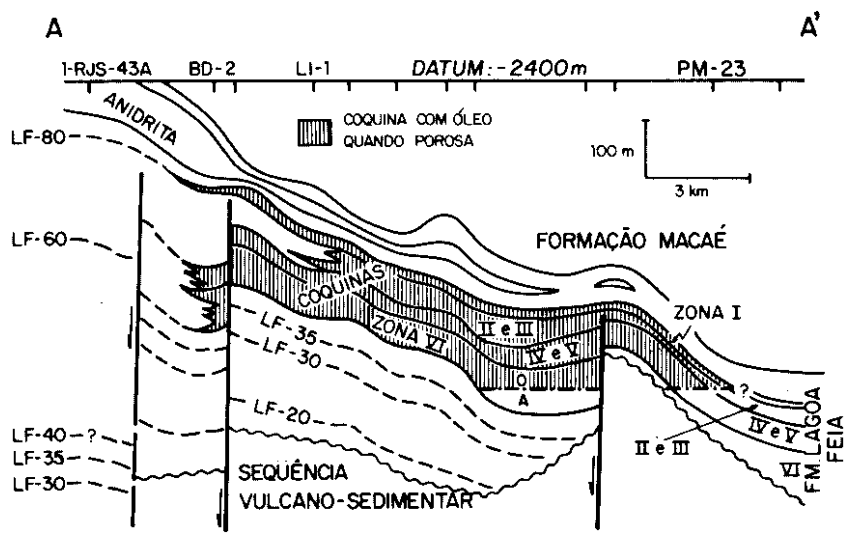


Fig. 13 - Seção estrutural-estratigráfica representativa dos campos de Badejo, Linguado e Pampo, Bacia de Campos (BAUMGARTEN et alii, 1986). Para localização aproximada da seção, vide segmento A-A' na figura 12.

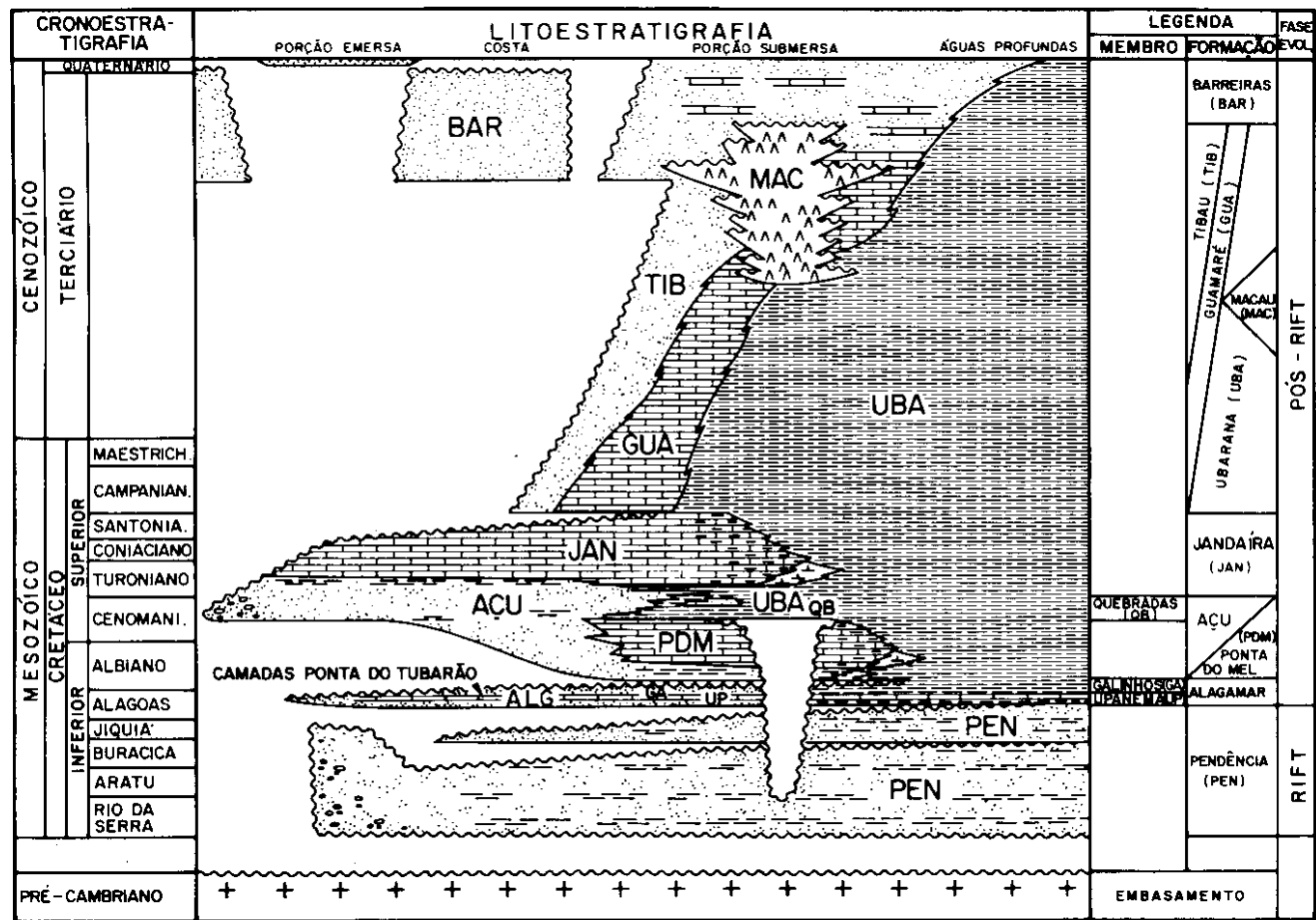


Fig. 14 - Carta estratigráfica da Bacia Potiguar (adaptada de PETROBRÁS/DIRNOE/SECEPO, 1987, inédito).

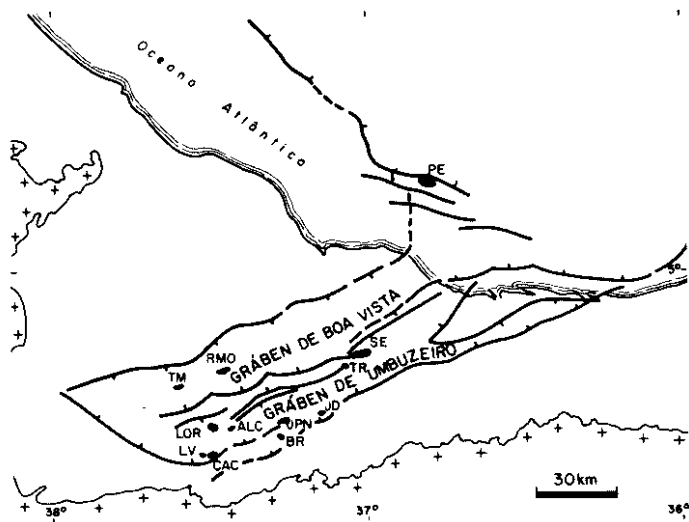


Fig. 15 - Arcabouço estrutural simplificado da Bacia Potiguar e localização das acumulações de hidrocarbonetos na Formação Pendência (adaptada de MATOS *et alii*, 1987). Campos de óleo e/ou gás: Alecrim-ALC; Brejinho-BR; Cachoeirinha-CAC; Janduí-JD; Livramento-LV; Lorena-LOR; Pescada-PE; Rio Mossoró-RMO; Serraria-SE; Três Marias-TM; Trapiá-TR; Upanema-UPN.

Destacam-se, entre estas jazidas, as de Serraria, Livramento, Lorena, Upanema e Pescada, todas com volume original provado de óleo superior a 1 milhão de metros cúbicos. Pescada também é importante por seu volume original provado de gás não-associado, superior a 1 bilhão de metros cúbicos.

O arcabouço estrutural da porção emergida da Bacia Potiguar (figs. 15 e 16) compreende, essencialmente, uma grande calha alongada na direção NE, compartimentada em dois meio-grabens também com direção NE e basculados para SE (Umbuzeiro e Boa Vista). É justamente no Gráben de Umbuzeiro onde se concentra a maioria das jazidas, mais especificamente 90% do volume total de óleo acumulado em reservatórios *rift* na bacia. Por outro lado, embora neste gráben a espessura máxima de sedimentos *rift* ultrapasse os 5 000 m, os horizontes produtores mais profundos situam-se hoje a apenas 1 800-1 900 m.

Na Bacia de Tucano Sul, as ocorrências de hidrocarbonetos são essencialmente de gás não-associado (volume original provado de 1,7 bilhões de metros cúbicos), com óleo e gás associado sendo muito subordinados. Os reservatórios são arenitos das formações Sergi (*pré-rift*), Candeias e Pojuca (estes da seção *rift*; para referência, vide coluna estratigráfica da Bacia do Recôncavo na fig. 4). A figura 17 apresenta o arca-

bouço estrutural da bacia, mostrando uma direção predominante NE para os falhamentos normais (a exemplo da Bacia do Recôncavo), e localiza os campos produtores.

Na Bacia do Ceará, mais especificamente na Sub-Bacia de Mundaú, registra-se uma única acumulação de hidrocarbonetos em reservatórios *rift*. Seus reservatórios são arenitos depositados por fan-

deltas ingressando numa bacia lacustre (DELLA FÁVERA *et alii*, 1984) de idade Alagoas (fig. 18), que foram atingidos pelo poço 1-CES-33A (figs. 19 e 20). Trata-se de uma ocorrência pouco expressiva, onde o volume original provado de petróleo equivalente é inferior a 1 milhão de metros cúbicos.

A seção *rift* é representada na Bacia de Barreirinhas pelo Grupo Canárias, composto pelas formações Arpoador, Bom Gosto, Tutóia, Barro Duro e Sobradinho (fig. 21). Pequenas acumulações de óleo e gás foram descobertas nos arenitos turbidíticos (FIGUEIREDO *et alii*, 1982) das formações Bom Gosto e Tutóia (área de São João; fig. 22), bem como somente de gás nos arenitos flúvio-deltaicos (FIGUEIREDO *et alii*, 1982) da Formação Barro Duro (áreas de Espigão e Oeste de Canoas). Conjuntamente, estas jazidas apresentam um volume original provado de petróleo equivalente inferior a 0,7 milhão de metros cúbicos.

## 2.2 - Controle das Acumulações

As bacias *rift* do Brasil apresentam uma evolução tectono-sedimentar a partir do

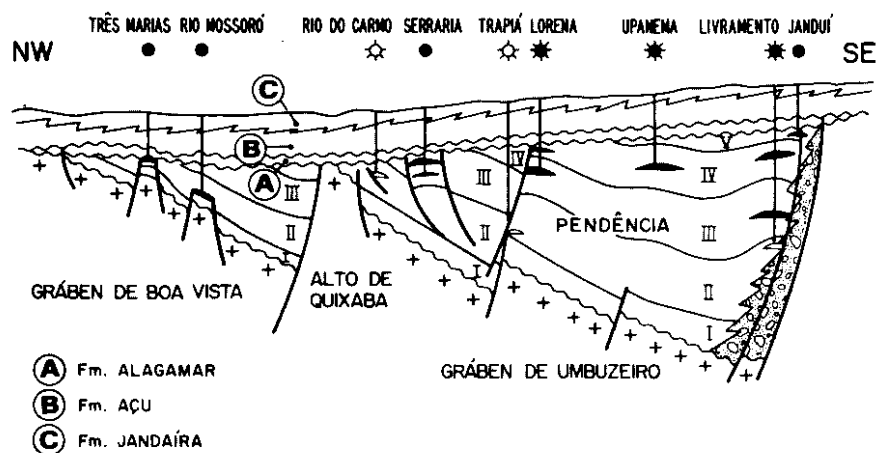


Fig. 16 - Seção estrutural-estratigráfica transversal ao *rift* da Bacia Potiguar (porção emergida), com situação das principais acumulações de hidrocarbonetos na Formação Pendência (adaptada de MATOS *et alii*, 1987).

Andar Rio da Serra (como já reconhecido desde trabalhos pioneiros como os de ASMUS & PORTO, 1972, e ESTRELLA, 1972), inicialmente caracterizada por um estilo tectônico extensional ou de blocos falhados (conforme definido por HARDING & LOWELL, 1979), onde predominavam amplamente falhamentos normais, com direção preferencial NE nas Bacias Potiguar, Sergipe-Alagoas, Tucano Sul, Recôncavo e de Campos, e W-WNW nas bacias Potiguar Mar e do Ceará. Nesta fase, provavelmente também se desenvolveram falhas de transferência, com orientações de oblíquas a ortogonais às falhas normais, propiciando um balanceamento mecânico da crosta em resposta ao estiramento. A continuidade do processo de estiramento crustal durante os andares Bura-

cica e Jiquiá gerou reativações tectônicas ao longo de todos os *rifts*, acentuando os mergulhos estruturais e a compartimentação em meio-grabens. Neste contexto, a atuação de falhas de transferência possibilitou o desenvolvimento de estruturas diretamente associadas à movimentação lateral nos sedimentos até então depositados, seja pelos componentes compressivos como distensivos deste movimento.

A Bacia de Barreirinhas apresenta uma evolução tectono-sedimentar inicial bastante diferenciada em relação às demais bacias em questão. Na base de sua seqüência sedimentar conhecida, apresenta os sedimentos aptianos do Grupo Canárias (fig. 21), que preencheram uma bacia *pull-apart* rômica formada por es-

forços transtensionais (FIGUEIREDO *et alii*, 1982).

O Método de Lopatin tem sido aplicado em diversas bacias *rift* brasileiras (veja, por exemplo: PEREIRA, 1982; CHANG & KOWSMANN, 1983; 1984; FALKENHEIN *et alii*, inédito; MELLO, 1987). Os resultados obtidos mostram que as principais formações geradoras de hidrocarbonetos entraram na janela de geração num intervalo de tempo compreendido entre 118 e 23 milhões de anos atrás (entre o Andar Jiquiá e o Mioceno Inferior), ou seja, quando os reservatórios das seções *pré-rift* e *rift* já estavam estruturados. Obviamente, reativações tectônicas no Cretáceo Superior e Terciário assim como propiciaram o desenvolvimento de falhas-conduto para a migração de hidrocarbonetos gerados na seção *rift* para reservatórios mais jovens (vital para as grandes acumulações da Bacia de Campos), podem ter destruído algumas acumulações.

É bastante difícil estabelecer um quadro classificatório geral para as acumulações de hidrocarbonetos nos *rifts* brasileiros, sendo registrados muitos campos condicionados pela atuação conjunta de fatores estratigráficos e estruturais diversos (fig. 23). A grande maioria das acumulações *rift* têm controle tanto estrutural como estratigráfico, enquanto as acumulações nos reservatórios *pré-rift* são essencialmente estruturais. De fato, quando os reservatórios são depósitos turbidíticos ou deltaicos, deve-se esperar sempre um certo grau de controle estratigráfico. No tocante às acumulações onde o controle estrutural é dominante, identifica-se uma atuação muito mais significativa das estruturas extensionais em relação às estruturas geradas por componentes compressivos.

A seguir, apresenta-se um esquema classificatório das acumulações de hidrocarbonetos nos *rifts* brasileiros, o qual é baseado fundamentalmente na predominância ou mesmo na atuação paritária de fatores estratigráficos e estruturais. Também foram incluídos nesta classificação tipos de acumulações pouco ortodoxos, mas que contêm significativos volumes originais provados de óleo, como

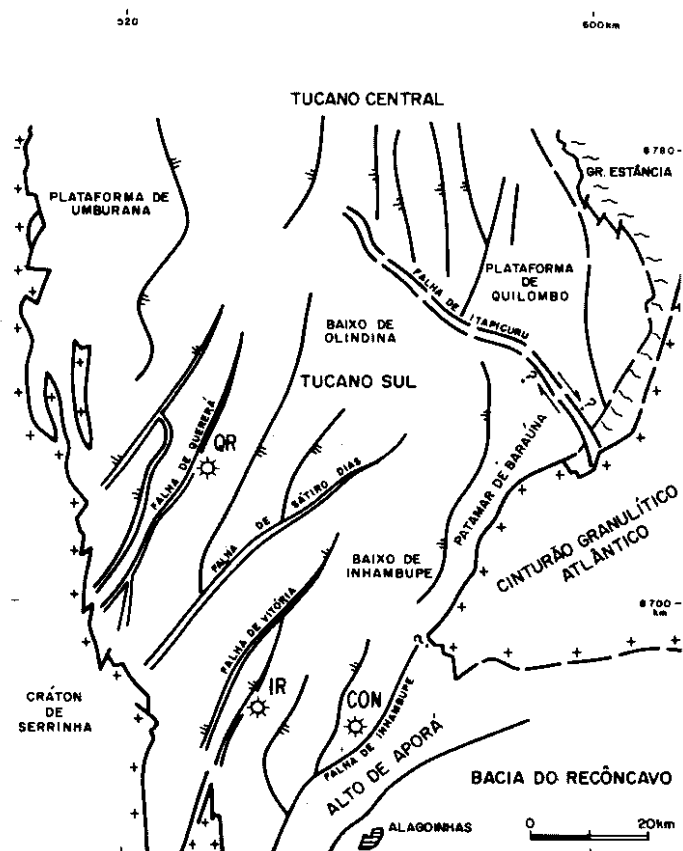


Fig. 17 - Arcabouço estrutural da Bacia de Tucano Sul (CUPERTINO & MAGNAVITA, 1987) e localização dos principais campos de gás da bacia (Conceição-CON; Iraí-IR; Quererá-QR).

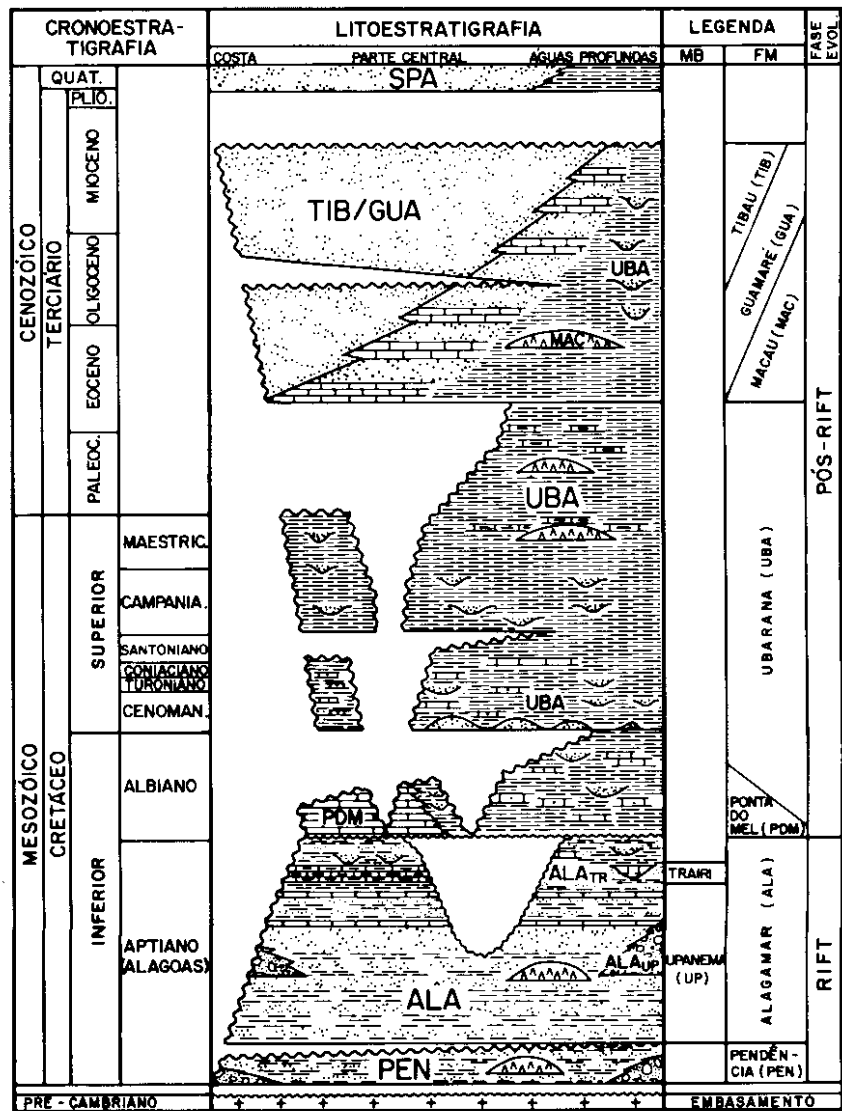


Fig. 18 - Carta estratigráfica da Bacia do Ceará, Sub-Bacia de Mundaú (adaptada de BELTRAMI, 1987, inédito).

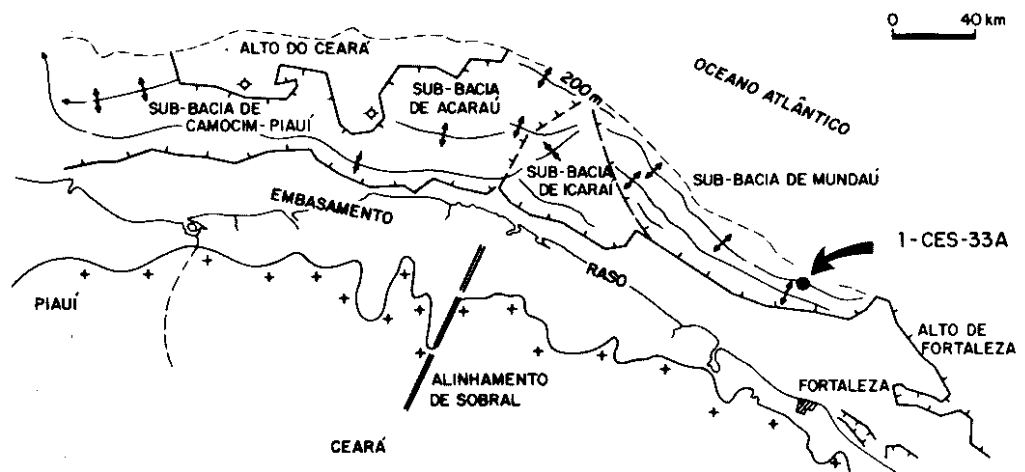


Fig. 19 - Arcabouço estrutural da Bacia do Ceará e localização da acumulação descoberta pelo poço 1-CES-33A (adaptado de PETROBRÁS/DIRNOE/SECEPO, 1985, inédito).

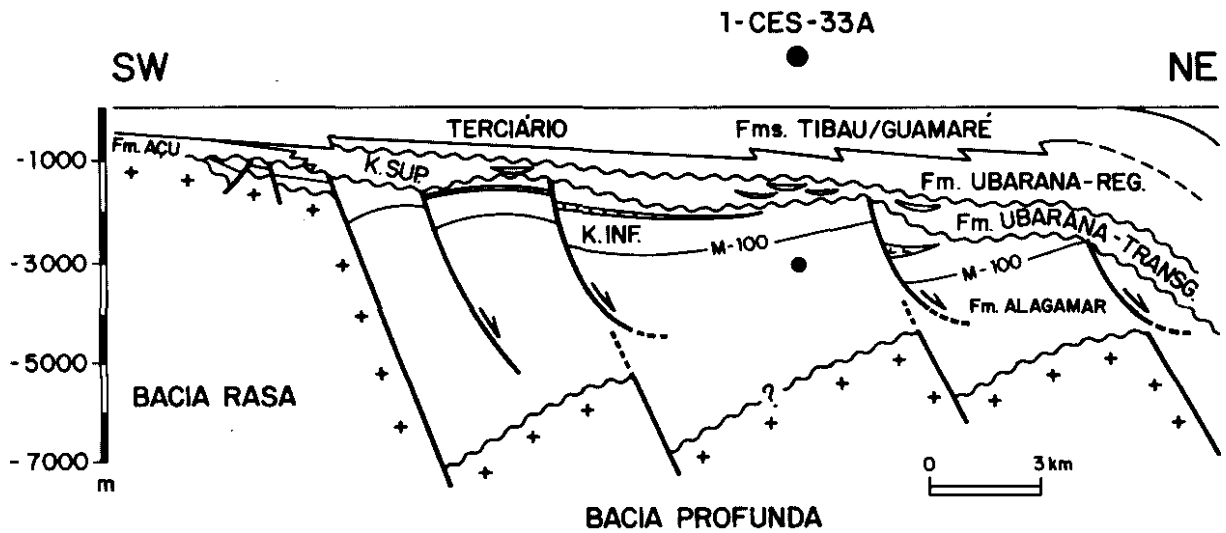


Fig. 20 - Seção estrutural-estratigráfica transversal à Bacia do Ceará, mais especificamente à Sub-Bacia de Mundaú (adaptada de BELTRAMI, 1986, inédito).

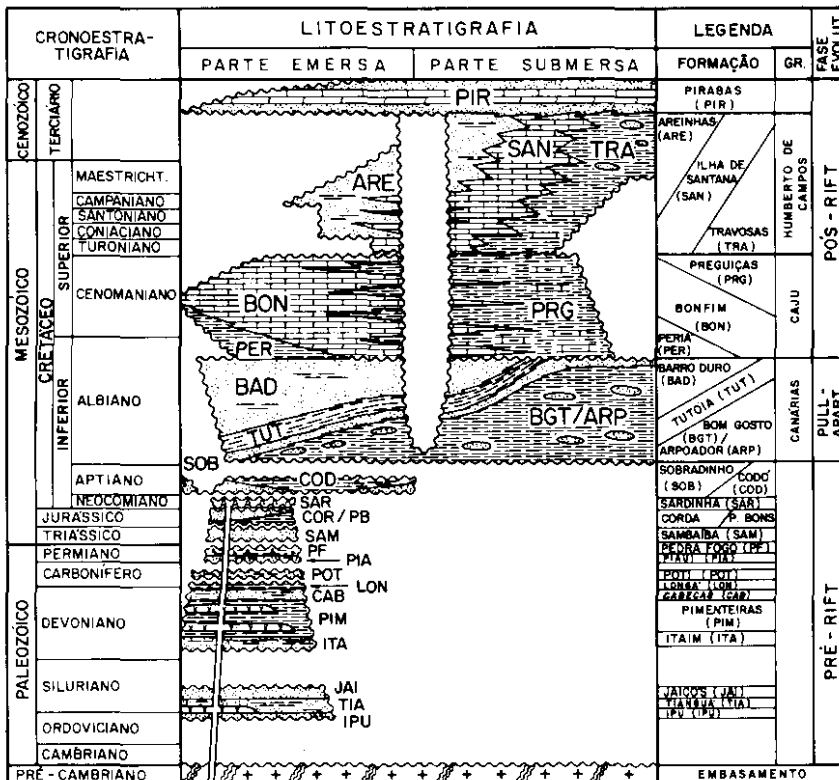


Fig. 21 - Carta estratigráfica da Bacia de Barreirinhas (adaptada de CIRILO, 1987, inédito).

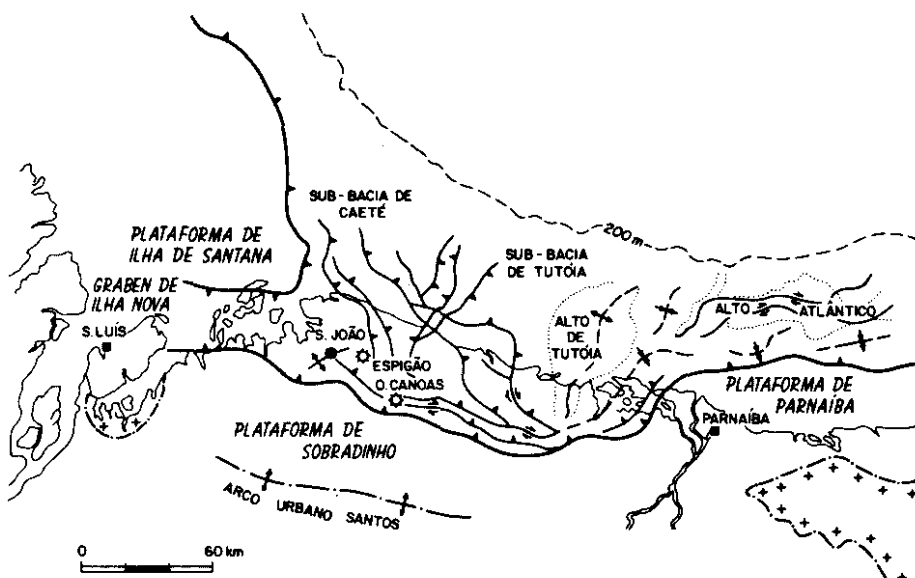


Fig. 22 - Arcabouço estrutural da Bacia de Barreirinhas e localização de suas principais acumulações de hidrocarbonetos (AZEVEDO, 1987).

folhelhos fraturados (10,8 milhões de metros cúbicos), basaltos fraturados (9,9 milhões de metros cúbicos) e embasamento metamórfico fraturado (18,1 milhões de metros cúbicos).

**A – ESTRATIGRÁFICAS:** onde as variações faciológicas representam os componentes principais no controle das acumulações. Têm maior frequência entre os turbiditos da Formação Candeias, Bacia do Recôncavo, onde um bom exemplo é o Campo de Fazenda Imbé (fig. 24).

#### B – ESTRUTURAIS EXTENSIONAIS

**B.1 – FALHAS RADICADAS NO EMBASAMENTO:** definindo blocos elevados, com diferentes graus de basculamento, constituem o controle típico das acumulações na seção pré-rift, bem exemplificadas pelo Campo de Dom João na Bacia do Recôncavo (fig. 25). Tais trapas também são importantes na seção rift, como é o caso dos campos de Furado, Cidade de São Miguel dos Campos e São Miguel dos Campos, situados na Plataforma de São Miguel dos Campos, Bacia de Sergipe–Alagoas (fig. 9); e dos campos de Três Marias, Rio Mos-

soró, Trapiá e Lorena na Bacia Potiguar (fig. 16).

**B.2 – FALHAS RADICADAS NA SEÇÃO SEDIMENTAR:** condicionam acumulações em anticlinais de compensação (*rollovers*). Tais falhas, com geometria lítrica, estão intimamente associadas com espessos pacotes de sedimentos deltaicos. Bons exemplos são os campos de Jacuípe na Bacia do Recôncavo (fig. 26) e Serraria na Bacia Potiguar (fig. 27).

**C – ESTRUTURAIS ASSOCIADAS A MOVIMENTOS TRANSCORRENTES:** junto a zonas de movimentação transcorrente, podem ocorrer componentes compressivos, gerando falhas inversas e eixos de dobras (Campo de Brejinho, Bacia Potiguar; fig. 28); estruturas em flor positivas (área do poço 1-RNS-89A, Bacia Potiguar; fig. 29); e anticlinais *en échelon* (áreas de São João e Espigão, Bacia de Barreirinhas; figs. 22 e 30).

**D – MISTAS:** quando atuam em igual hierarquia componentes estruturais e estratigráficos.

**D.1 – Variações faciológicas associadas com falhamentos normais radicados no**

embasamento. Registradas tipicamente nos campos de Badejo, Trilha, Linguado e Pampo na Bacia de Campos (fig. 13).

**D.2 – Variações faciológicas associadas com falhamentos lítricos radicados na seção sedimentar.** Bons exemplos são propiciados por acumulações no Grupo Ilhas e na Formação Candeias, Bacia do Recôncavo, entre elas o Campo de Cexis (fig. 31).

**D.3 – Anticlinais residuais associadas a diápiros de folhelhos.** Trapeamento particular aos reservatórios do Grupo Ilhas, Bacia do Recôncavo, destacando-se o Campo de Miranga (fig. 32).

**D.4 – Arqueamentos e adelgaçamentos das fácies-reservatório em flanco de diápiros de folhelhos.** Caso também restrito à Bacia do Recôncavo, bem documentado nos reservatórios do Grupo Ilhas nos campos de Apraiús e Miranga Norte (fig. 33).

**D.5 – Arqueamentos (*drapes*) produzidos por compactação diferencial induzida por altos soterrados do embasamento.** Exemplo importante é o Campo de Upanema, Bacia Potiguar (fig. 16).

**D.6 – Truncamentos de seqüências basculadas estruturalmente por superfícies erosionais seladas por folhelhos.** Comum a reservatórios das seções pré-rift e rift. Alguns casos importantes são os campos de Pescada na Bacia Potiguar (fig. 29), de Carmópolis na Bacia de Sergipe–Alagoas (fig. 34) e de Remanso (fig. 35) e Taquipe na Bacia do Recôncavo, este último situado no flanco de um grande *canyon*.

**E – FOLHELHOS FRATURADOS:** constituem a 4ª Zona de Produção do Campo de Candeias, na Bacia do Recôncavo (fig. 5). Estes folhelhos integram o Membro Gomo da Formação Candeias e apresentam uma frequência média de três fraturas por 10 m de seção testemunhada (SARZENSKI & SOUZA CRUZ, 1986). Tais fraturas, geradas nos andares Buracica e Jiquiá, têm uma orientação dominante N30-40°E e estão conectadas com turbiditos sobrepostos, os quais

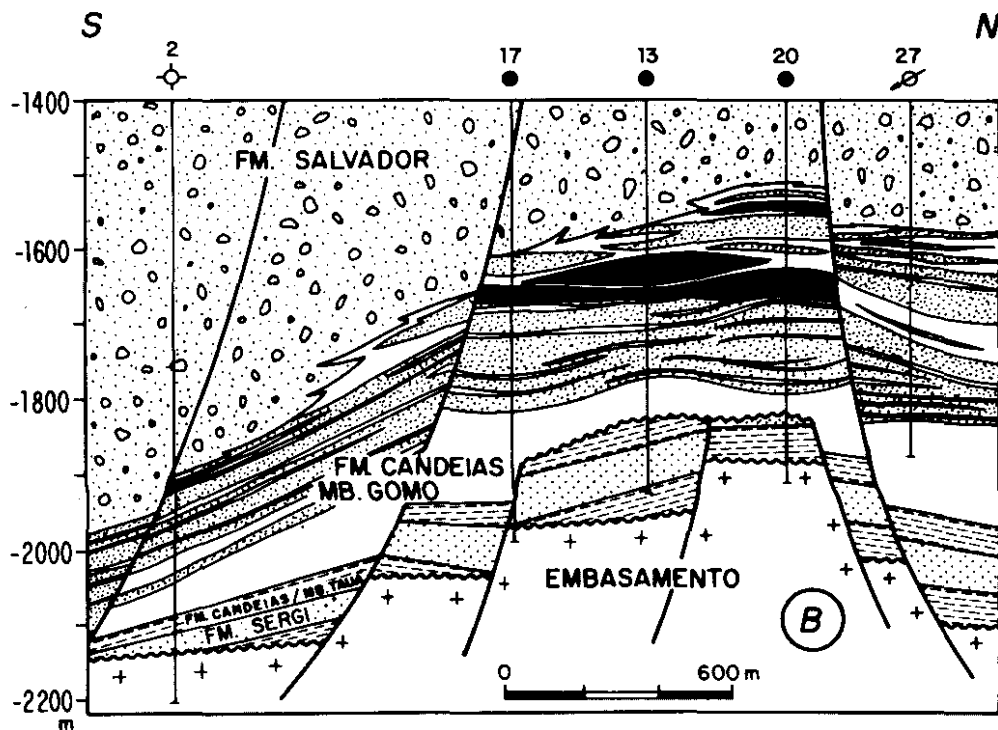
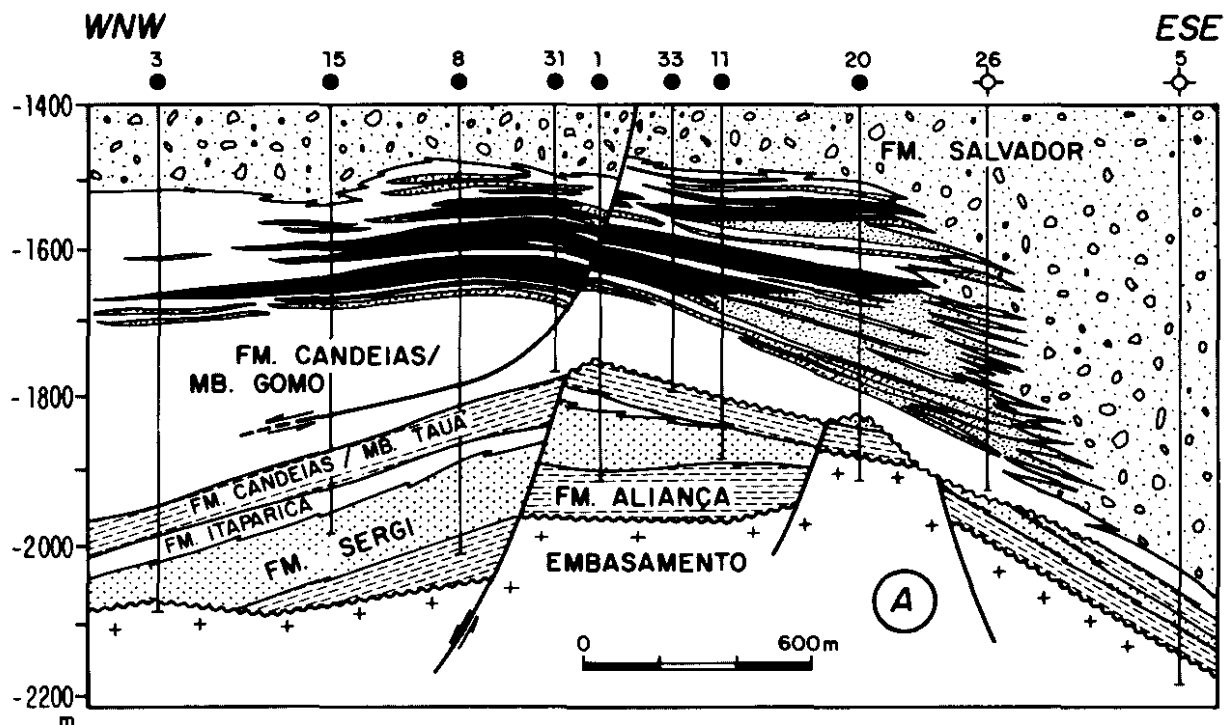


Fig. 23 - Seções estrutural-estratigráficas, aproximadamente ortogonais entre si, do Campo de Riacho da Barra, Bacia do Recôncavo (adaptadas de BRUHN *et alii*, 1985). A seção A evidencia a atuação de vários fatores no controle das acumulações de óleo: estratigráfico (os reservatórios são arenitos turbidíticos mostrando grandes variações de espessura), estrutural (uma falha lítrica situada na parte central do campo propicia o arqueamento dos reservatórios) e diagenético (os conglomerados fortemente cimentados da Formação Salvador atuam como rocha capeadora). Já a seção B ressalta novamente o controle estrutural, desta vez por um sistema de falhas radicadas no embasamento.

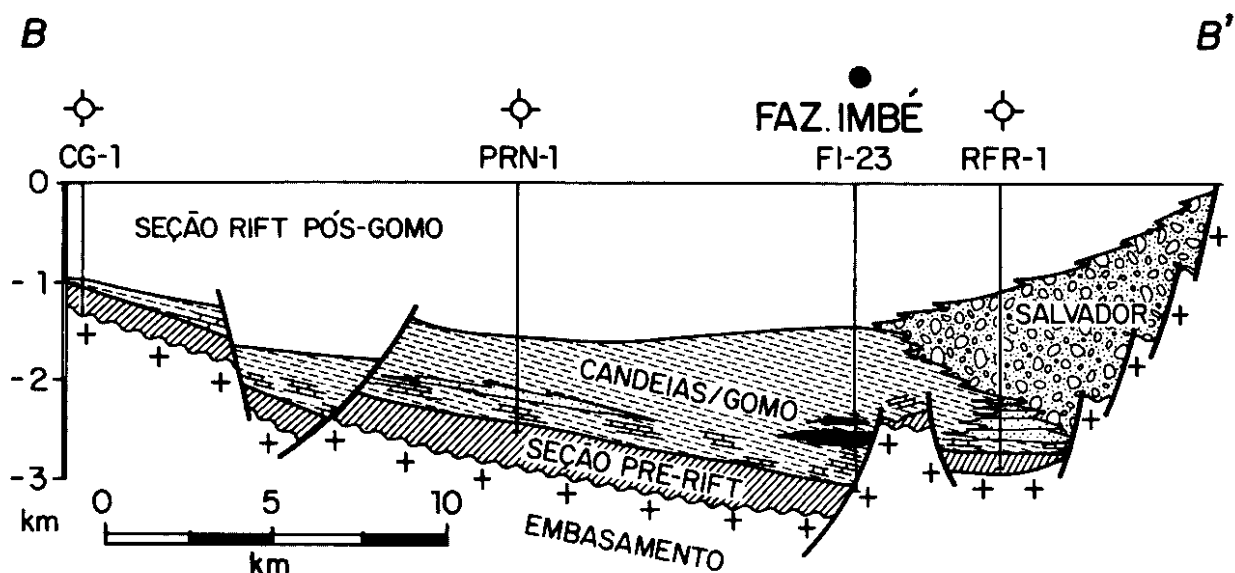


Fig. 24 - Seção estrutural-estratigráfica transversal ao rift da Bacia do Recôncavo, representando seu Compartimento Nordeste e enfatizando a acumulação essencialmente estratigráfica do Campo de Fazenda Imbé (adaptada de BRUHN, 1985). Para localização aproximada, vide segmento B-B' na figura 5.

são os principais produtores de hidrocarbonetos no Campo de Candeias. SARZENSKI & SOUZA CRUZ (1986) acreditam que a contínua alimentação, a partir destes arenitos, é a principal razão pela qual alguns poços completados em folhelhos fraturados têm mantido um bom nível de produção, destacando-se entre eles o poço 7-C-135-BA, que nos

últimos 30 anos produziu cerca de 1 milhão de metros cúbicos de óleo.

F — BASALTOS FRATURADOS: encerram acumulações de óleo na área do poço 4-RJS-258 e nos campos de Badejo e Linguado (Bacia de Campos, fig. 11). O petróleo localiza-se preferencialmente ao longo de fraturas verticais abertas

que cortam vários derrames sucessivos, e, subordinadamente, em intervalos métricos com vesículas, as quais se encontram ligadas entre si por uma rede de microfissuras (PIMENTEL & GOMES, 1981).

G — EMBASAMENTO METAMÓRFICO FRATURADO: constitui importante acumulação no Campo de Carmópolis, Bacia de Sergipe—Alagoas (fig. 34) e ocorrências pouco significativas no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo e na porção emersa da Bacia Potiguar. No Campo de Carmópolis, o embasamento é constituído por filitos e xistos, respectivamente das formações Ribeirópolis e Traipu, os quais apresentam quatro modas principais de orientação de fraturas: N60°W, N43°W, N35°E e N-S (CESERO *et alii*, 1984). O sistema mais interessante sob o ponto de vista de reservatório é o de orientação nordeste, por ser composto de fraturas abertas. Neste sistema, por sua vez, podem ser discriminados dois subsistemas: um composto por *vugs* e fraturas maiores, responsáveis por 18% do óleo do campo, e outro, menor, representado por *microvugs* e microfraturas, que contêm os 82% restantes e é alimentador do sistema maior. As acumulações do Campo de Carmópolis estão condicionadas a paleoaltos esculpidos por uma superfície de erosão pré-aptiana, sobre a qual se depositaram os conglo-

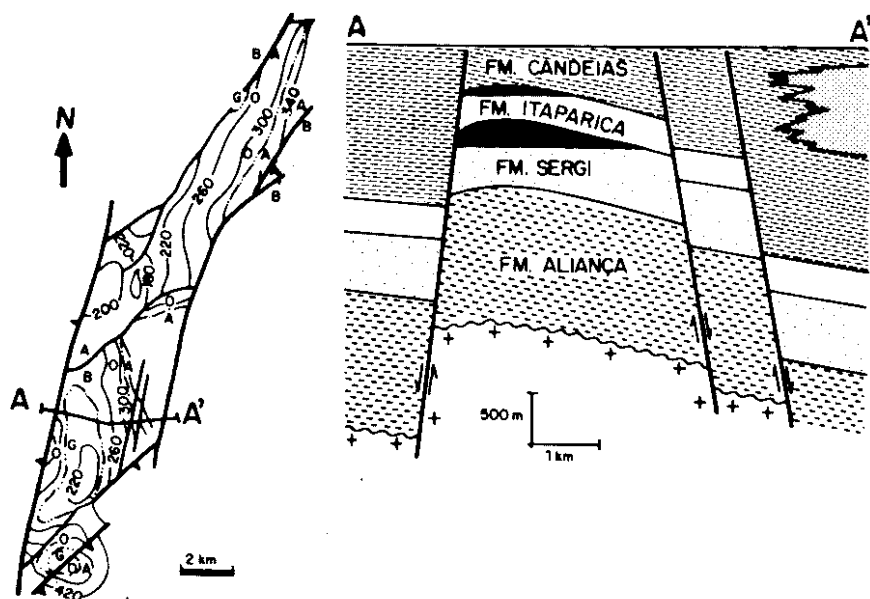


Fig. 25 - Mapa estrutural do topo da Formação Sergi no Campo de Dom João, Bacia do Recôncavo, acompanhado de seção estrutural-estratigráfica representativa desta acumulação (SARZENSKI, 1985, inédito).



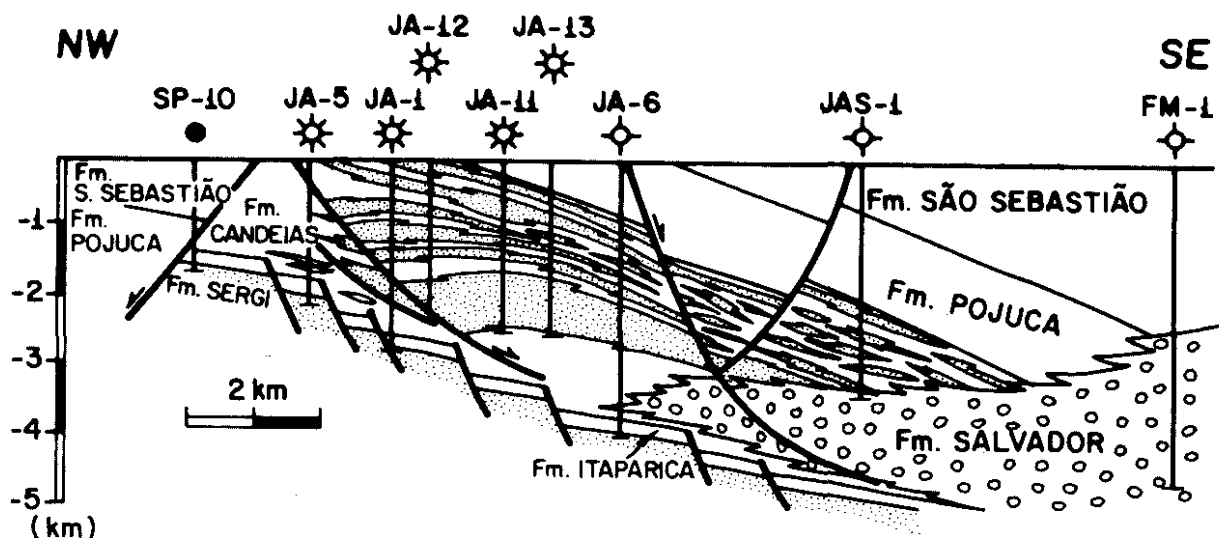


Fig. 26 - Seção estrutural-estratigráfica do Campo de Jacuípe, Bacia do Recôncavo (adaptada de ZABALAGA *et alii*, 1984). As falhas listricas, além de propiciarem o desenvolvimento de anticlinais de compensação (*rollovers*), representaram condutos para a migração do gás a partir dos folhelhos geradores da Formação Candeias até os reservatórios do Grupo Ilhas.

merados basais e folhelhos da Formação Muribeca (fig. 34). CESERO *et alii* (1984) ressaltam que, a par da erosão superficial pré-aptiana, as águas do lençol freático dissolveram minerais, abrindo fraturas e criando *vugs*, formando-se assim "um intervalo permoporoso que copia as ondulações do paleorrelevo do embasamento".

Na década de 60, já havia uma preocupação com as fronteiras exploratórias em termos de profundidade para os reservatórios da Formação Sergi, Bacia do Recôncavo (BAUER, 1964). Naquela época, considerando-se um *cut-off* de 12% (que supostamente corresponderia a uma permeabilidade-limite para a produção de óleo de 20 mD), chegou-

se a uma profundidade-limite de 2 400 m.

Em 1975, FRANKE & SILVA retomam esta preocupação, fazendo uma ampla revisão da literatura para reconhecimento dos fatores que controlam a porosidade dos arenitos. Concluem que seu patrimônio genético (características sin-

### 3 - SITUAÇÃO DAS ACUMULAÇÕES NOS PERFIS REGIONAIS DE VARIAÇÃO DA POROSIDADE E PERMEABILIDADE COM A PROFUNDIDADE - UMA DISCUSSÃO SOBRE AS FRONTEIRAS EXPLORATÓRIAS NOS RIFTS BRASILEIROS

#### 3.1 - Retrospectiva Histórica e Evolução de Conceitos

Em muitos prospectos exploratórios estão presentes, em relações temporais e espaciais adequadas, estruturas bem definidas, rochas geradoras, rochas selantes e rochas potencialmente reservatórios, e, mesmo assim, resultam insucessos exploratórios explicados pela baixa permoporosidade destes possíveis reservatórios. Tal situação, embora também registrada em prospectos rasos, torna-se cada vez mais freqüente à medida que, com a evolução exploratória de uma bacia, buscam-se jazidas gradativamente mais profundas.

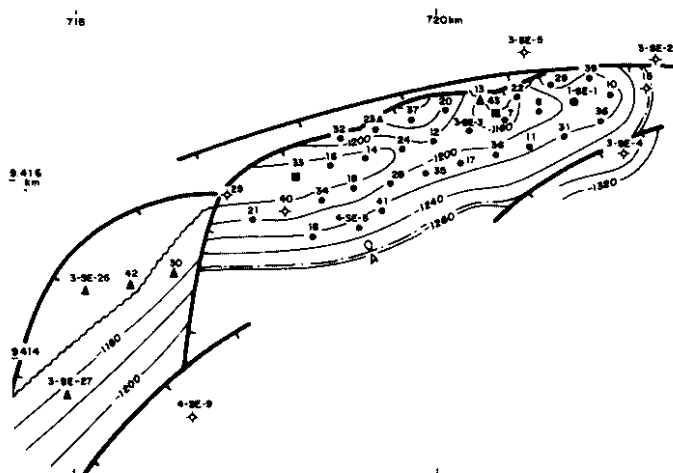


Fig. 27 - Mapa estrutural do topo da Zona A, Formação Pendência, Campo de Serraria, Bacia Potiguar (simplificado de PAULA & SILVA, 1986). O controle da acumulação é predominantemente estrutural, exercido por um sistema de falhas listricas que exibem em planta, tipicamente, curvaturas com faces côncavas *down-dip*.

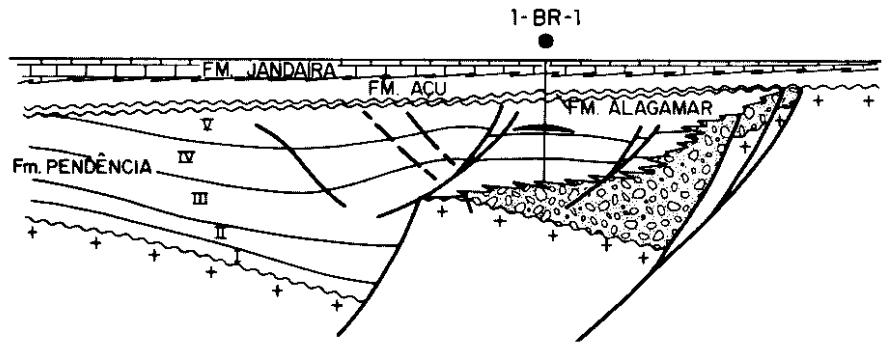


Fig. 28 - Seção estrutural-estratigráfica NW-SE da área de Brejinho, Bacia Potiguar (Bertani *et alii*, 1987, citados por MATOS *et alii*, 1987). A seção foi construída com base na linha sísmica 220-RL-10.

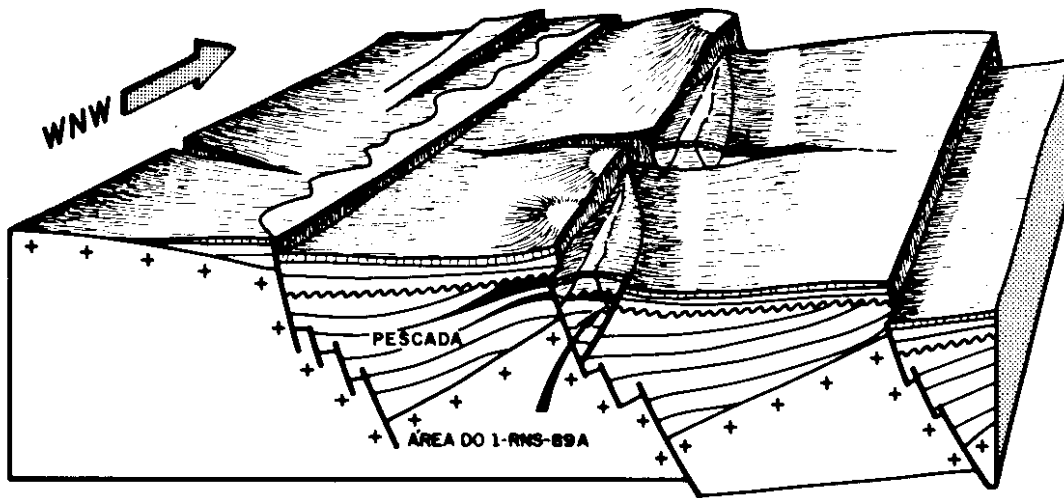


Fig. 29 - Bloco-diagrama ilustrando a configuração estrutural pós-cenomaniana da área de Pescada e do poço 1-RNS-89A, Bacia Potiguar (PORSCHÉ, 1987, inédito).

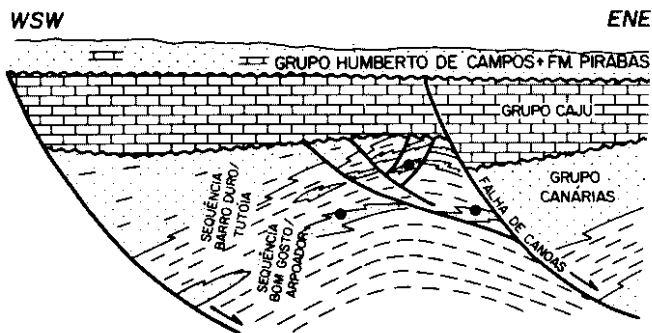


Fig. 30 - Seção estrutural-estratigráfica do Campo de São João, Bacia de Barreirinhas (LIMA *et alii*, 1985).

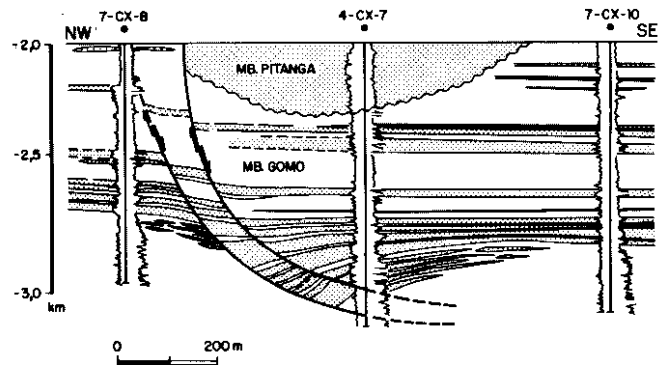


Fig. 31 - Seção estrutural-estratigráfica do Campo de Cexis, Bacia do Recôncavo (adaptada de CAMÕES & RIGUEIRA, 1987). Os reservatórios são os arenitos turbidíticos do Membro Gomo, Formação Candeias, cujos folhelhos são geradores de óleo. Além das informações dos poços, foi utilizada a linha sísmica 26-RL-477 para construção da seção.

deposicionais de natureza composicional e textural) é o principal fator condicionante, seguindo-se outros parâmetros, como profundidade de soterramento, gradiente geotérmico da bacia, idade dos sedimentos e pressões (normais ou anormais). Adicionalmente, considerando um *cut-off* de 11% para porosidade, estimam fronteiras exploratórias de 2 700 m para a Formação Sergi e de 3 500 m para a Formação Serraria.

BETTINI & SOUZA (1978) elaboraram um amplo conjunto de gráficos relacionando a porosidade de arenitos e carbonatos das bacias Potiguar (Mar) e do Ceará com a profundidade (independentemente das formações às quais pertencem), procurando ajustar equações que relacionem estas duas va-

riáveis. Uma vez que nesta época ainda não estavam amplamente divulgados os conceitos sobre geração de porosidade secundária, ou seja, de um possível acréscimo de porosidade em profundidades elevadas, BETTINI & SOUZA utilizaram apenas funções decrescentes, e, usando um *cut-off* de 10% para os areni-

tos, estimaram profundidades-limite de 2 800 m para a Bacia Potiguar e de 2 600 m para a Bacia do Ceará.

No início da década de 80, os conceitos de geração de porosidade secundária já estavam bastante disseminados na comunidade geológica (SCHMIDT & MCDONALD, 1979), e o estudo da diagênese dos arenitos já constituía uma rotina na PETROBRÁS. Assim, CHANG *et alii* (1980) estudam o comportamento de variação da porosidade com a profundidade em reservatórios terrígenos da Bacia da Foz do Amazonas até a Bacia Potiguar (Mar), paralelamente às transformações diagenéticas sofridas por estes arenitos. Como resultado, apresentam um zoneamento de porosidades, não influenciado pelo ambiente deposicional e idade das rochas, onde se intercalam zonas em que predomina decréscimo com zonas onde há aumento de porosidade. Mas, de qualquer forma, não foram registradas porosidades maiores que 10% em profundidades superiores a 4 300 m. Para CHANG *et alii* (1980), os fatores principais no controle da porosidade seriam: para diminuição, compactação e cimentação por calcita; e, para incremento, dissolução de grãos feldspáticos e do cimento calcítico.

Assim, nos anos 80, torna-se bastante evidente que não só a porosidade, como também a permeabilidade dos arenitos são controladas por seus atributos diagenéticos, composicionais do arcabouço e texturais, os quais devem ser considerados sempre de maneira integrada. BRUHN (1985) e BRUHN & DE ROS (1987) construíram, respectivamente para os reservatórios do Membro Gomo da Formação Candeias e da Formação Sergi, equações de regressão linear mul-

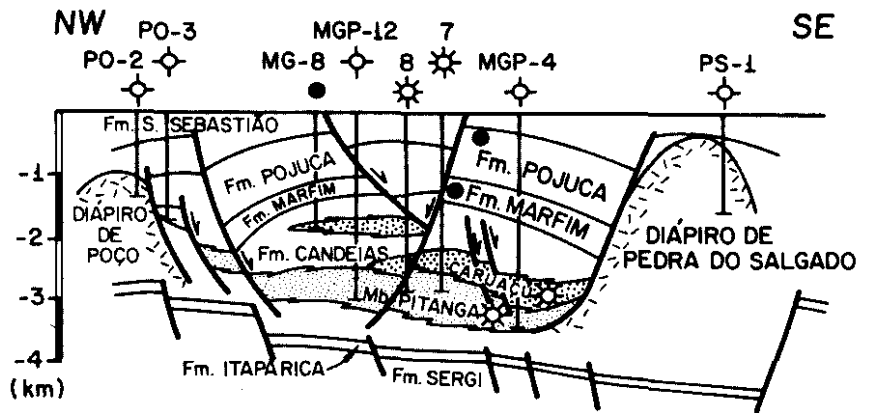


Fig. 32 - Seção estrutural-estratigráfica do Campo de Miranga, Bacia do Recôncavo (adaptada de PAZ & SARNELLI, 1987, inédito).

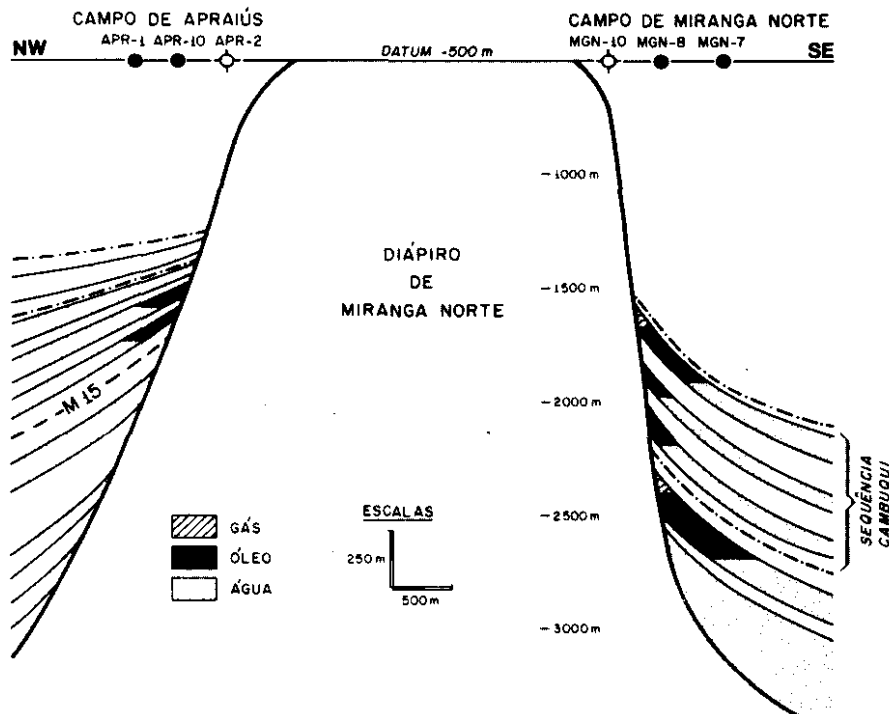


Fig. 33 - Seção estrutural-estratigráfica dos campos de Apraiús e Miranga Norte, Bacia do Recôncavo (SARZENSKI, 1985, inédito).

QUADRO I

EQUAÇÕES DE REGRESSÃO LINEAR MULTIVARIADA PARA A POROSIDADE ( $\phi$ ) E LOGARITMO DECIMAL DA PERMEABILIDADE (LOG K) DOS ARENITOS-RESERVATÓRIO DO MEMBRO GOMO, FORMAÇÃO CANDEIAS (BRUHN, 1985)

$$\phi = 24,36 - 0,45\% \text{ calcita} - 0,0054 \text{ profundidade (m)} - 0,28\% \text{ intraclastos} - 0,23\% \text{ dolomita/anquerita} - 0,43\% \text{ crescimento secundário de quartzo} - 0,22\% \text{ matriz lamosa} + 0,15\% \text{ feldspatos} \quad r^2 = 0,70$$

$$\log K = 5,10 - 0,09\% \text{ calcita} - 0,0013 \text{ profundidade (m)} - 0,06\% \text{ dolomita/anquerita} - 0,06\% \text{ matriz lamosa} - 0,08\% \text{ intraclastos} - 0,14\% \text{ crescimento secundário de quartzo} - 0,40 \phi_{50} \quad r^2 = 0,62$$

QUADRO II

EQUAÇÕES DE REGRESSÃO LINEAR MULTIVARIADA PARA A POROSIDADE ( $\phi$ ) E LOGARITMO DECIMAL DA PERMEABILIDADE (LOG K) DOS ARENITOS-RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO SERGI (BRUHN & DE ROS, 1987)

$$\phi = 27,08 - 0,0040 \text{ profundidade (m)} - 0,29\% \text{ calcita} - 0,23\% \text{ argilas infiltradas} - 0,60\% \text{ crescimento secundário de quartzo} - 1,54 \sigma_{\phi} - 0,21\% \text{ intraclastos lamosos} \quad r^2 = 0,55$$

$$\log K = 3,90 - 0,00083 \text{ profundidade (m)} - 0,06\% \text{ matriz lamosa} - 0,05\% \text{ calcita} - 0,06\% \text{ argilas infiltradas} - 0,31 \phi_{50} - 0,07\% \text{ intraclastos lamosos} - 0,08\% \text{ argilas autigênicas} - 0,08\% \text{ crescimento secundário de quartzo} \quad r^2 = 0,59$$

tivariada, onde a porosidade e a permeabilidade são as variáveis dependentes; as variáveis independentes incluem a profundidade de soterramento e um amplo conjunto de parâmetros quantificados em lâmina delgada, relacionados a textura, composição e cimentação dos arenitos. Os resultados obtidos por esses dois autores são apresentados nos quadros I e II. Tal metodologia de trabalho, introduzida por NETTO (1974), apresenta o resultado da interação simultânea de um amplo conjunto de variáveis, o que representa uma sensível vantagem em relação às comparações entre apenas duas ou três. Para o estabelecimento das equações de regressão multivariada, o programa estatístico (SAS e SPSS, disponíveis nos computadores da PETROBRÁS) seleciona as variáveis que apresentam os maiores coeficientes de correlação com a variável dependente escolhida, sejam positivos ou negativos, listando-as em ordem decrescente de importância. Assim, o exploracionista ou geólogo de reservatório identifica de imediato, de maneira hierarquizada, as variáveis essenciais ao controle da qualidade dos reservatórios com que está trabalhando, podendo dedicar-se a estudar a distribuição somente daquelas priori-

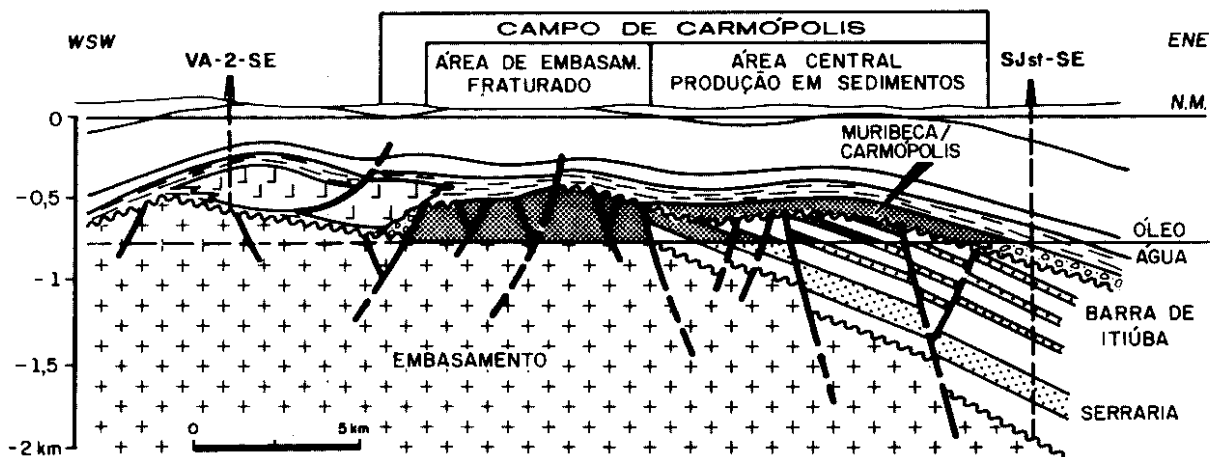


Fig. 34 - Seção estrutural-estratigráfica do Campo de Carmópolis, Bacia de Sergipe-Alagoas (adaptada de SCHALLER & CAMPOS, 1985, inédito).

tárias.

Por outro lado, os arenitos não se comportam como sistemas "fechados" em relação aos fluidos de subsuperfície, sendo sua diagênese profundamente influenciada por reações que ocorrem nos folhelhos e carbonatos associados (BRUHN, 1986), na medida em que a seção sedimentar como um todo vai sendo soterrada e submetida a temperaturas e pressões gradativamente mais elevadas. Nos folhelhos, em especial, desenvolve-se nos argilominerais uma transformação crescente das esmectitas em ilitas (HOWER *et alii*, 1976), processo capaz de liberar íons de cálcio, sódio, magnésio, ferro e sílica, os quais poderão precipitar-se nos arenitos sob a forma de cimentos (BOLES & FRANKS, 1979). A descarboxilação da matéria orgânica produz  $\text{CO}_2$  e ácidos carboxílicos de cadeia curta, os quais são essenciais para a dissolução de cimentos carbonáticos e grãos feldspáticos, com a conseqüente geração de porosidade secundária (SCHMIDT & MCDONALD, 1979; SURDAM *et alii*, 1984). Com relação a este particular, o(s) tipo(s) de matéria orgânica original contida nos folhelhos condiciona(m) os volumes e tipos de solventes orgânicos que geram a porosidade secundária nos arenitos, observando-se que o querogênio do tipo III é impróprio para a geração de hidrocarbonetos líquidos, porém apresenta o maior potencial em liberar  $\text{CO}_2$  e ácidos carboxílicos (veja BRUHN, 1986, para um balanço de materiais que demonstra a capacidade de geração de ácidos orgânicos da Formação Candeias). A figura 36 ilustra o complexo ambiente geoquímico onde estes processos ocorrem, mostrando que o pico máximo da liberação de solventes orgânicos precede imediatamente a maior intensidade de geração de hidrocarbonetos líquidos, ou seja, as formações geradoras produzem tanto os hidrocarbonetos de interesse econômico, como também os solventes orgânicos que incrementam a porosidade dos reservatórios para onde estes hidrocarbonetos migram e ficam acumulados.

Como vemos, a predição do comportamento da qualidade dos reservatórios em profundidade envolve análises multi-

disciplinares, integrando aspectos relacionados à petrologia dos arenitos, análises mineralógicas e químicas dos folhelhos, geoquímica orgânica, geologia estrutural, estratigrafia e evolução termomecânica de bacias.

Para os reservatórios da Formação Sergi, Formação Itaparica, Membro Gomo da Formação Candeias e Grupo Ilhas da Bacia do Recôncavo, das formações Serriária, Barra de Itiúba e Coqueiro Seco da Bacia de Sergipe-Alagoas, bem como da Formação Pendência da Bacia Potiguar, foram construídos gráficos relacionando porosidade e permeabilidade (medidas em *plugs* extraídos de testemunhos) com profundidade de soterramento (figs. 37 a 44). Nestes perfis regionais de variação da qualidade dos reservatórios, foram posicionadas, para cada formação, algumas de suas principais acumulações de hidrocarbonetos. Não foram construídos gráficos semelhantes para os reservatórios carbonáticos da Formação Lagoa Feia, uma vez que a grande maioria de seus testemunhos está concentrada nos campos de óleo situados no Alto de Badejo, onde as diferenças de profundidades não ultrapassam 500 m (fig. 13). A grande vantagem em

trabalhar com amostras de testemunhos é que, a partir de um mesmo *plug*, pode-se medir tanto a porosidade como a permeabilidade, como confeccionar lâminas delgadas, permitindo a correlação direta entre as propriedades petrofísicas e as características texturais, composicionais e diagenéticas das rochas.

As retas ou curvas ajustadas para cada unidade, que relacionam em termos médios a porosidade ou a permeabilidade em função da profundidade, apresentam, na maioria dos casos analisados, coeficientes de correlação baixos. Isto se deve às grandes variações, num mesmo intervalo de profundidade, nas características texturais e composicionais dos sedimentos de uma mesma unidade litestratigráfica, e, principalmente, na intensidade de atuação e/ou preservação de determinados eventos diagenéticos. Tal dispersão dos dados prejudicou o cálculo dos gradientes de variação da porosidade e permeabilidade em intervalos menores de profundidade, da ordem de 500-1 000 m. Outra limitação para o cálculo de gradientes parciais foi a total ausência de informações que algumas unidades apresentam em amplos intervalos de profundidades, em vários casos

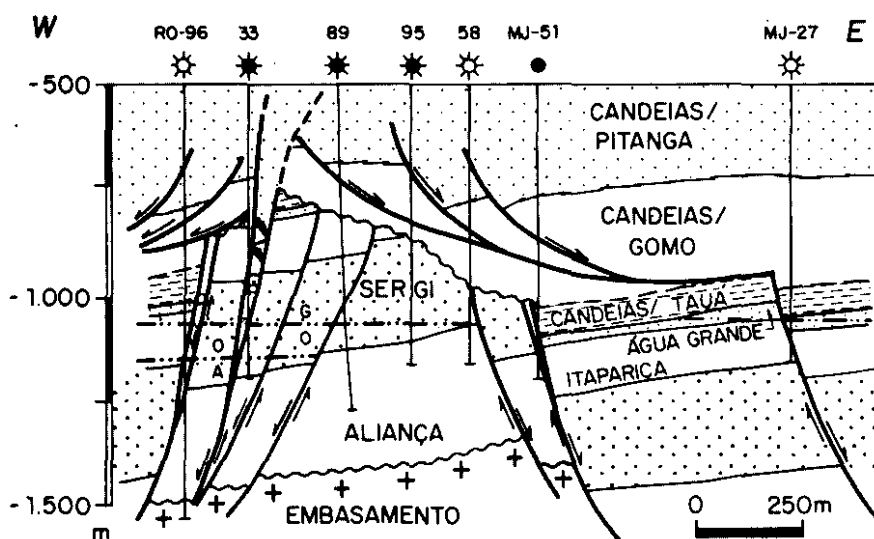


Fig. 35 - Seção estrutural-estratigráfica do Campo de Remanso, Bacia do Recôncavo (adaptada de RODRIGUES, 1987).

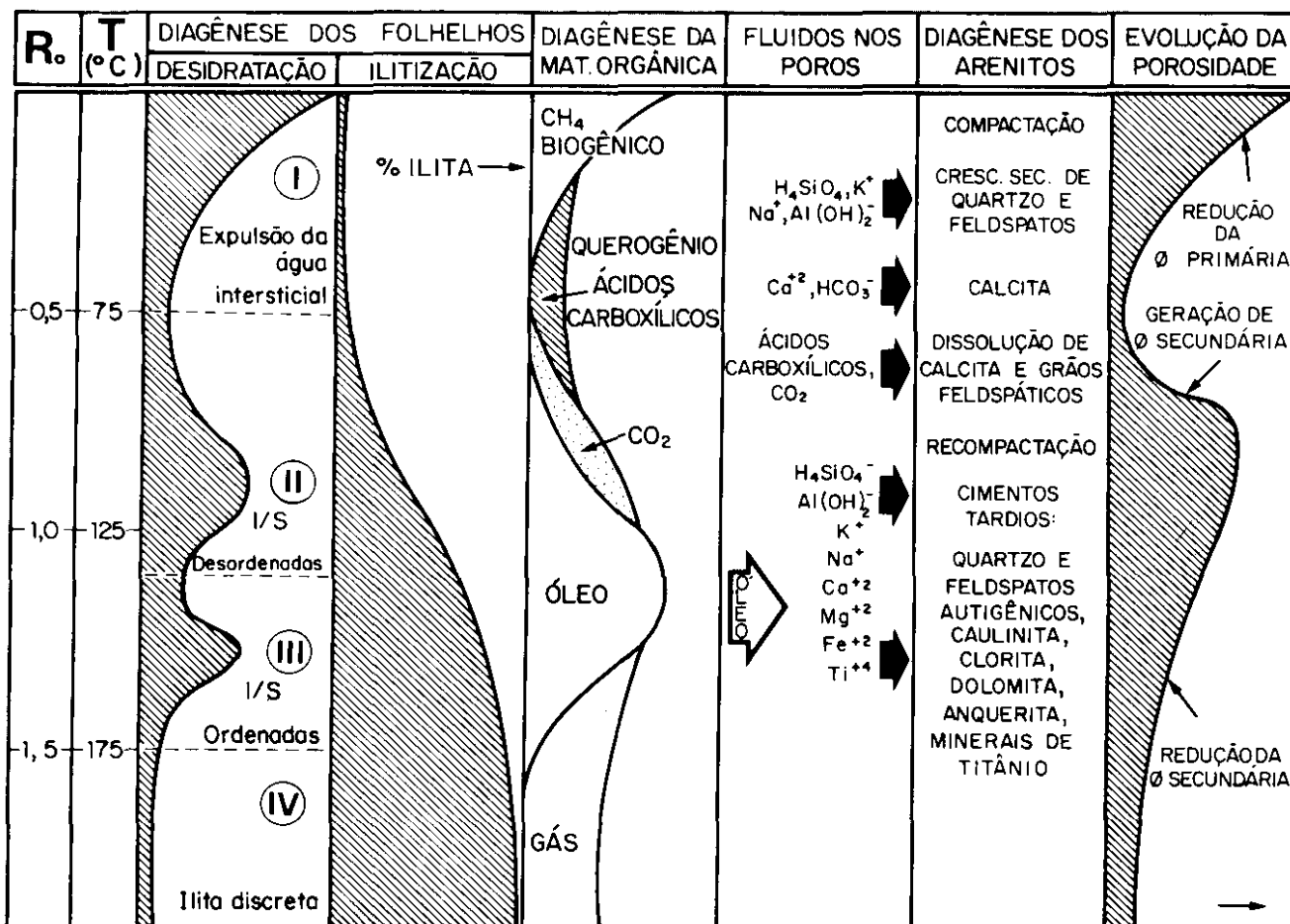


Fig. 36 - Relações entre a diagênese dos arenitos (e conseqüentes variações na porosidade destes reservatórios) e a diagênese dos argilominerais e da matéria orgânica contidos nos folhelhos associados. A temperatura (T) dos eventos diagenéticos é calibrada de acordo com a reflectância da vitrinita ( $R_v$ ) presente nos folhelhos. O diagrama é inspirado em CURTIS (1983) e combina concepções de PERRY & HOWER (1972) quanto à desidratação e ilitização dos folhelhos, de TISSOT & WELTE (1978) com relação às transformações termoinduzidas na matéria orgânica, de FOSCOLOS & POWELL (1979) sobre a associação entre fases de desidratação nos folhelhos com a cimentação dos arenitos, bem como descrições petrográficas de reservatórios das bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar.

superiores a 500 m, podendo atingir 1 500 m para a Formação Serraria (fig. 41). Um método eficiente de otimizar-se o ajuste das curvas que descrevem porosidade ou permeabilidade em função da profundidade é a utilização de um grupo de amostras que, embora submetidas a soterramento e diagênese diferenciados, tenham características texturais e composicionais similares. Tal procedimento, entretanto, só seria possível para os reservatórios das poucas unidades estratigráficas que dispõem de um acervo significativo de dados petrográficos quantificados, o que não permitiria uma ampla análise comparativa, conduziria segundo critérios uniformes, entre os principais *rifts* brasileiros.

Estimativas de fronteiras exploratórias

em termos de prospectos profundos são excessivamente pessimistas quando se trabalha apenas com porosidades e permeabilidades médias. Por outro lado, para que as acumulações sejam economicamente viáveis, existem exigências quanto à espessura de reservatórios porosos saturados de hidrocarbonetos. Logo, análises conduzidas apenas com os valores mais elevados de porosidade e permeabilidade para cada campo ou área testemunhada conduziriam a estimativas exageradamente otimistas. Portanto, também foi processado neste estudo o cálculo de equações suportadas apenas nos percentis 90 das distribuições de frequência acumulada destes parâmetros petrofísicos. Assim, foram traçadas curvas para as formações Sergi, Serraria e Pendência (representando, portanto, si-

tuções particulares de três bacias distintas; fig. 45), tendo-se o cuidado de utilizar o percentil 90 apenas daqueles campos bem amostrados. De fato, considerando-se a espessura total média das camadas arenosas destas unidades, 10% destas espessuras já correspondem a intervalos significativos. As equações obtidas, embora calculadas com um número menor de pontos de controle, apresentam um grau de ajuste muito maior, especialmente aquelas que relacionam as variações da porosidade com a profundidade (fig. 45).

### 3.2 - Variações da Porosidade e Permeabilidade com a Profundidade na Bacia do Recôncavo

Os quatro principais reservatórios da ba-

cia, representados nas figuras de 37 a 40, passaram por uma seqüência diagenética geral que inclui, essencialmente: introdução de constituintes eodiagenéticos, compactação mecânica e química, crescimentos secundários de quartzo e feldspatos, cimentação calcítica, geração de porosidade secundária por dissolução de calcita e grãos feldspáticos, reativação da compactação mecânica e química

e, finalmente, obliteração parcial da porosidade secundária por cimentos tardios, como dolomita, dolomita ferrosa, ankerita, clorita, caulinita e quartzo e feldspatos autigênicos. Em outras palavras, diríamos: todos os reservatórios da Bacia do Recôncavo, independentemente da profundidade em que hoje se encontram, já passaram por uma importante fase de geração de porosidade secundária

Um elemento diferenciador de sua evolução diagenética seria, entretanto, que os arenitos fluviais e eólicos das formações Sergi e Itaparica sofreram um importante processo de infiltração mecânica de argilas detriticas imediatamente após sua deposição, o qual foi insignificante no Grupo Ilhas e inexistente na Formação Candeias. Para uma análise detalhada da evolução diagenética destes

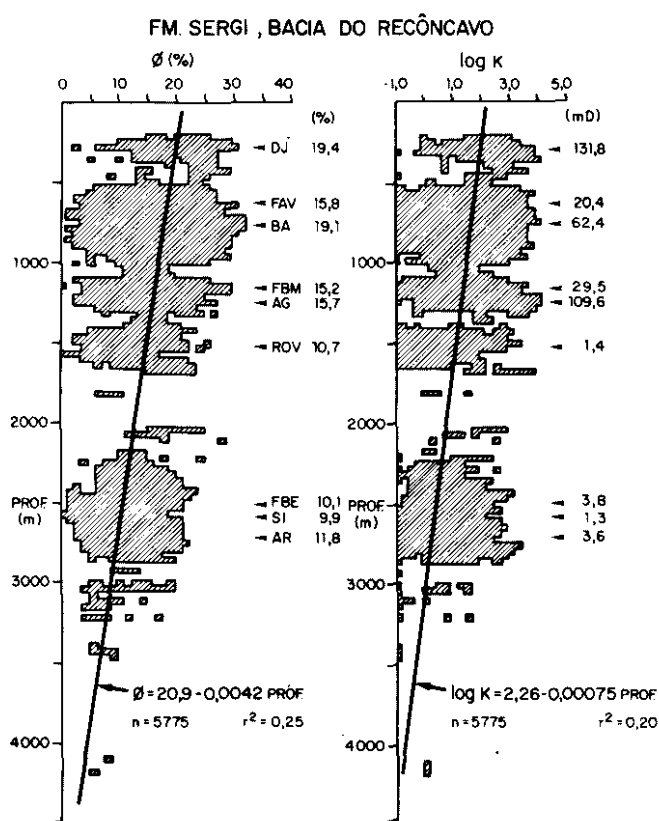


Fig. 37 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Sergi, Bacia do Recôncavo. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para a construção deste diagrama, bem como das figuras 38 a 44, foram utilizadas todas as medidas de porosidade e permeabilidade existentes no SDDP (Sistema Dinâmico de Dados de Produção) em julho de 1987. Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Água Grande-AG; Araçás-AR; Araçás Leste-ARL; Biriba-BB; Buracica-BA; Cassarongongo-CS; Dom João-DJ; Fazenda Alvorada-FAV; Fazenda Balsamo-FBM; Fazenda Boa Esperança-FBE; Rio dos Ovos-ROV; Sesmaria-SI.

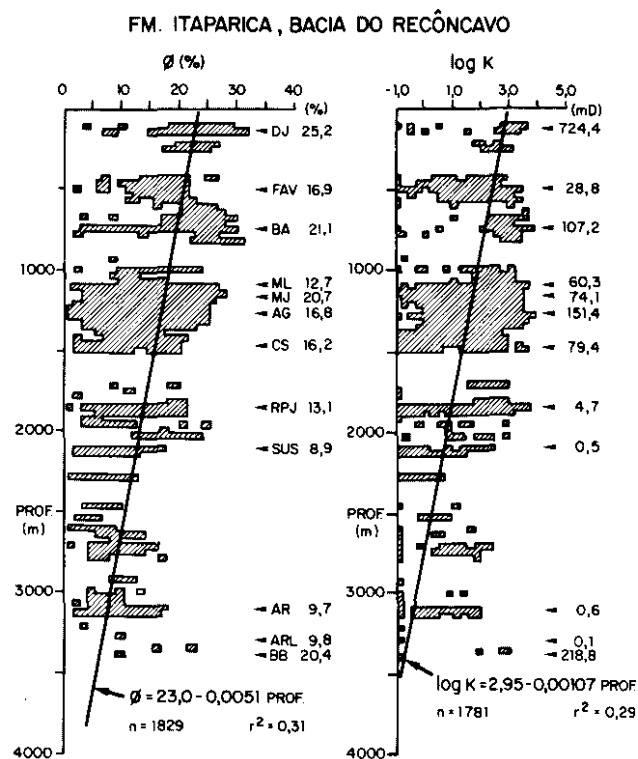


Fig. 38 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Itaparica, Bacia do Recôncavo. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade. Água Grande-AG; Araçás-AR; Araçás Leste-ARL; Biriba-BB; Buracica-BA; Cassarongongo-CS; Dom João-DJ; Fazenda Alvorada-FAV; Malombê-ML; Mata de São João-MJ; Rio Pojuca-RPJ; Sussuarana-SUS.

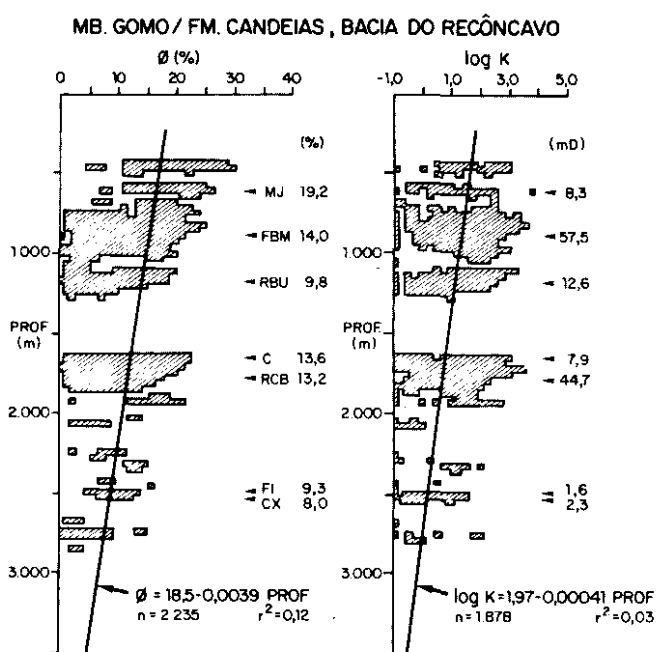


Fig. 39 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios do Membro Gomo/Formação Candeias, Bacia do Recôncavo. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Candeias-C; Cexis-CX; Fazenda Balsamo-FBM; Fazenda Imbé-FI; Mata de São João-MJ; Riacho da Barra (RCB); Rio do Bu-RBU.

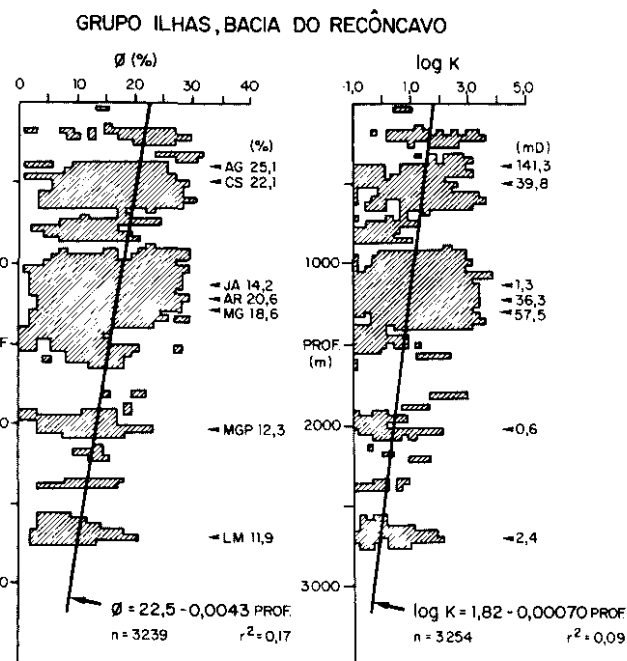


Fig. 40 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios do Grupo Ilhas, Bacia do Recôncavo. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Água Grande-AG; Araçás-AR; Cassarongongo-CS; Jacuípe-JA; Lamarão-LM; Miranga-MG; Miranga Profundo-MGP.

arenitos, recomendam-se ao leitor os textos de DE ROS (1985 - Formação Sergi), NEGREIROS (1987 - Formação Itaparica), BRUHN (1985 - Membro Gomo da Formação Candeias) e RODRIGUES (1985 - Grupo Ilhas).

Comparando as distribuições de porosidades e permeabilidades das figuras de 37 a 40 (áreas hachuradas), vemos que, em níveis mais superficiais, os reservatórios mais porosos e permeáveis são os da Formação Itaparica e do Grupo Ilhas, seguindo-se os da Formação Sergi, e, por fim, os do Membro Gomo. As porosidades e permeabilidades iniciais mais baixas da Formação Sergi estão relacionadas aos elevados volumes de argilas infiltradas, ainda num domínio eodiagenético. Já no caso do Membro Gomo, as porosidades e permeabilidades relativa-

mente reduzidas das amostras atualmente em pequenas profundidades estão relacionadas a uma diagênese em média mais intensa. Esta, por sua vez, foi condicionada pela baixa razão arenito/folhelho da unidade, uma vez que, como demonstrado por BRUHN (1985), a maior parte dos cátions para seus cimentos carbonáticos e argilosos provém dos folhelhos associados, e camadas de arenitos com espessuras inferiores a 3 m estão com seu espaço poroso totalmente obliterado (BRUHN, 1985, p. 176). Entretanto, nos níveis mais profundos, as propriedades petrofísicas de todos os reservatórios da Bacia do Recôncavo tendem a igualar-se: a 3 000 m, as porosidades médias oscilam entre 7 e 9%, e as permeabilidades, de 1 a 5 mD.

BRUHN & DE ROS (1987) demonstra-

ram para a Formação Sergi que a intensidade de geração de porosidade secundária aumenta com a profundidade (fig. 46), apesar de a porosidade como um todo destes reservatórios diminuir neste mesmo sentido (compare as figs. 37 e 46). Isto evidencia que os perfis de porosidade atualmente observados na Bacia do Recôncavo estão controlados predominantemente pela reativação da compactação pós-geração de porosidade secundária e pelos cimentos tardios. Associam-se a este fato: a) os reservatórios mais profundos atingiram soterramentos superiores a 3 000 m pelo menos desde o Andar Jiquiá (há mais de 115 milhões de anos); b) os membros Tauá e Gomo da Formação Candeias (fig. 4) constituem a única seção de importância na geração de hidrocarbonetos (GAGLIANONE *et alii*, 1985) e solventes orgâni-



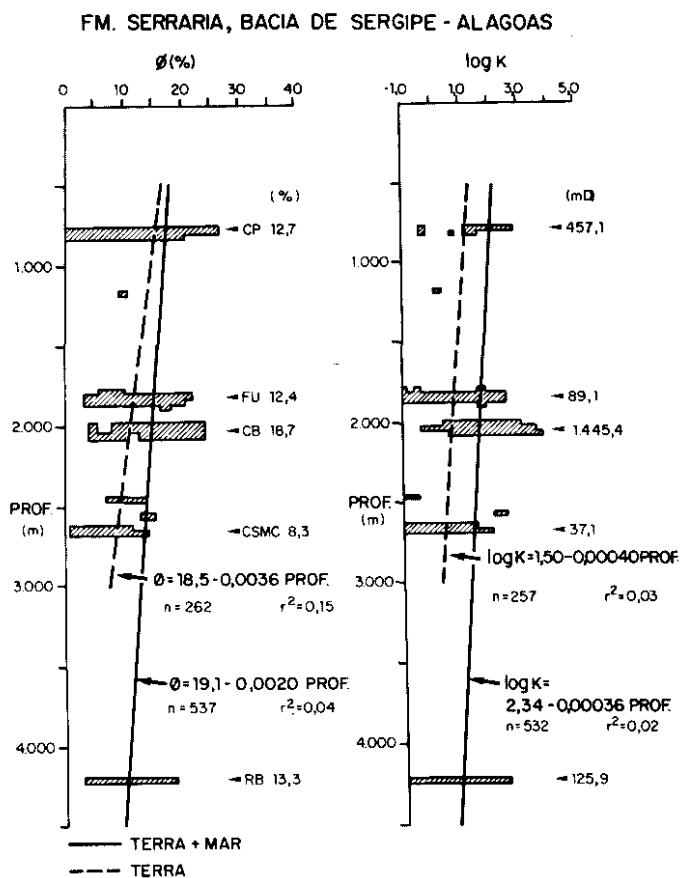


Fig. 41 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Serraria, Bacia de Sergipe-Alagoas. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para os principais campos testemunhados estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Caioba-CB; Carmópolis-CP; Cidade de São Miguel dos Campos-CSMC; Furado-FU; Robalo-RB.

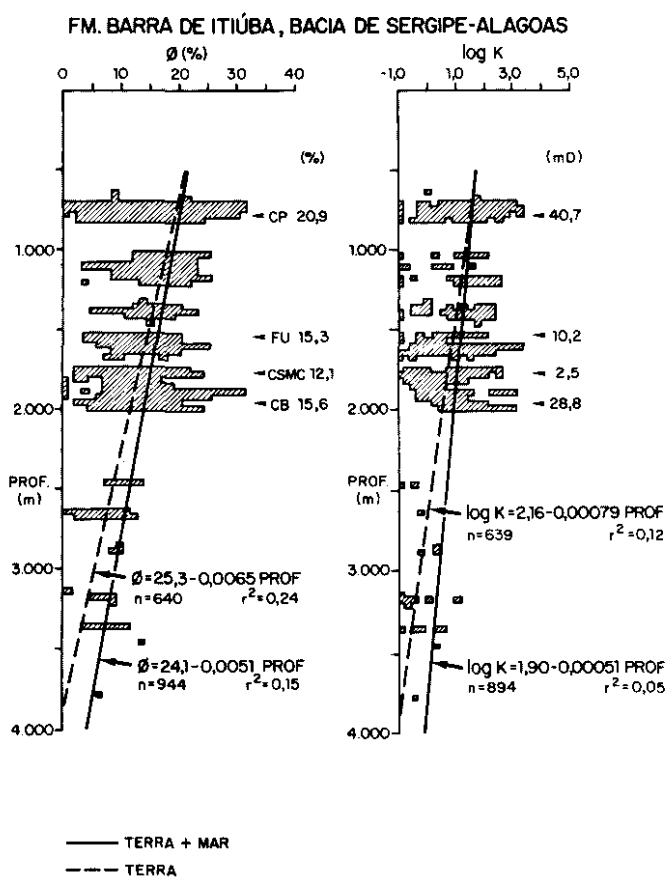


Fig. 42 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Barra de Itiúba, Bacia de Sergipe-Alagoas. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Caioba-CB; Carmópolis-CP; Cidade de São Miguel dos Campos-CSMC; Furado-FU.

cos para o desenvolvimento de porosidade secundária na bacia; c) tal pacote potencialmente gerador está maturo em quase todo o Recôncavo, tendo entrado na janela de geração praticamente na mesma época em toda a bacia (as diferenças de tempo detectadas pela aplicação do Método de Lopatin em vários poços são inferiores a 10 milhões de anos); d) a história da exploração na bacia tem mostrado que as porosidades e permeabilidades mínimas para produção de óleo são da ordem de, respectivamente, 9% e 1 mD; e) a probabilidade de se encontrarem porosidades superiores a 9% e permeabilidades superiores a 1 mD é inferior a 10% a partir dos 3 700 m de profundidade; podemos estimar uma fronteira exploratória para a Bacia do Recôncavo, em termos de produção de óleo, jamais superior a estes 3 700 m.

De fato, esta profundidade-limite registra ainda uma postura sobremaneira otimista, uma vez que é bastante pequena a probabilidade de todos ou de a maioria dos níveis dos reservatórios com melhor qualidade estarem amalgamados ou concentrados.

O efeito do tempo de residência dos sedimentos a grandes profundidades sobre sua compactação pós-geração de porosidade secundária é bem evidenciado nas figuras 37 e 38. As médias das porosidades e permeabilidades dos reservatórios pré-rift nos campos de Fazenda Alvorada, Fazenda Balsamo e Malombê são anormalmente baixas quando comparadas com a tendência geral de decréscimo, definida pelos demais campos. Tais acumulações situam-se numa área do Compartimento Nordeste do Recôncavo

(fig. 5) onde já afloram sedimentos do Membro Gomo da Formação Candeias, ou seja, foi removida por erosão toda a seção correspondente à porção superior da Formação Candeias, ao Grupo Ilhas e à Formação São Sebastião. Assim, estes campos situam-se hoje em horizontes significativamente mais rasos do que já estiveram. No poço 4-RS-25-BA, por exemplo, também situado no Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, o topo da zona madura para geração de hidrocarbonetos está hoje a apenas 160 m de profundidade (GAGLIANO *et alii*, 1985). Assim, para o cálculo da curva referente à Formação Sergi, na figura 45, teve-se o cuidado de não utilizar informações de campos desta região da Bacia do Recôncavo.

Por outro lado, também podem ocorrer anomalias positivas nos perfis de variação de porosidade e permeabilidade, embora raras. O melhor exemplo é propiciado pelo Campo de Biriba (fig. 38), onde são registradas porosidades de até 22,6% e permeabilidades de até 673 mD, a 3 357 m de profundidade. Tais valores podem ser justificados pela presença dominante de arenitos eólicos no Membro Água Grande da Formação Itaparica, justamente numa das poucas áreas até então identificadas na bacia, onde a Formação Pojuca poderia ter gerado hidro-

carbonetos (e solventes orgânicos): GAGLIANONE *et alii* (1985), analisando estes sedimentos no poço 1-BB-5-BA, encontraram um teor médio de carbono orgânico de 2,5%, um potencial gerador de 9,5 kgHC/tonelada de rocha e refletâncias da vitrinita da ordem de 0,50.

### 3.3 - Variações da Porosidade e Permeabilidade com a Profundidade na Bacia de Sergipe—Alagoas

Embora as formações Serraria, Barra de Itiúba e Coqueiro Seco não tenham uma

amostragem tão expressiva quanto os principais reservatórios da Bacia do Recôncavo, um conjunto igualmente importante de observações pode ser extraído a partir da análise da distribuição, com a profundidade, de seus valores de porosidade e permeabilidade (figs. 41 a 43). Considerando-se apenas os testemunhos coletados na porção emergida da bacia, as expectativas médias de porosidade e permeabilidade, para uma profundidade de 3 000 m, são sempre inferiores a, respectivamente, 8% e 2 mD, independentemente da formação considera-

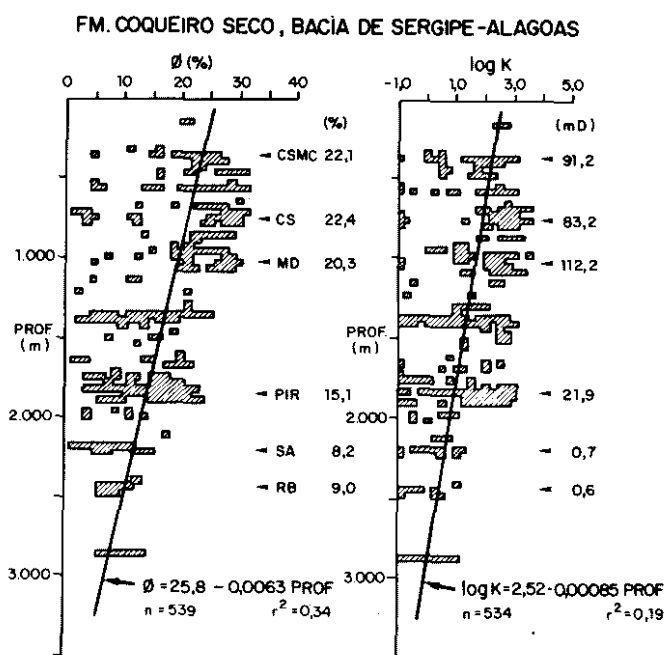


Fig. 43 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Coqueiro Seco, Bacia de Sergipe—Alagoas. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para os principais campos ou áreas testemunhadas, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Cidade de São Miguel dos Campos-CSMC; Coqueiro Seco-CS; Marechal Deodoro-MD; Pilar-PIR; Satuba-SA; Robalo-RB.

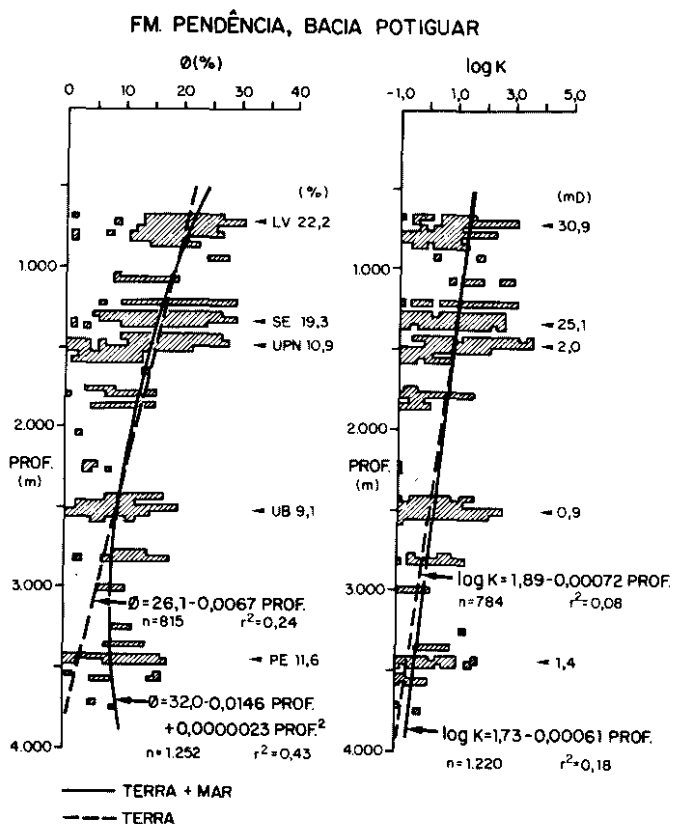
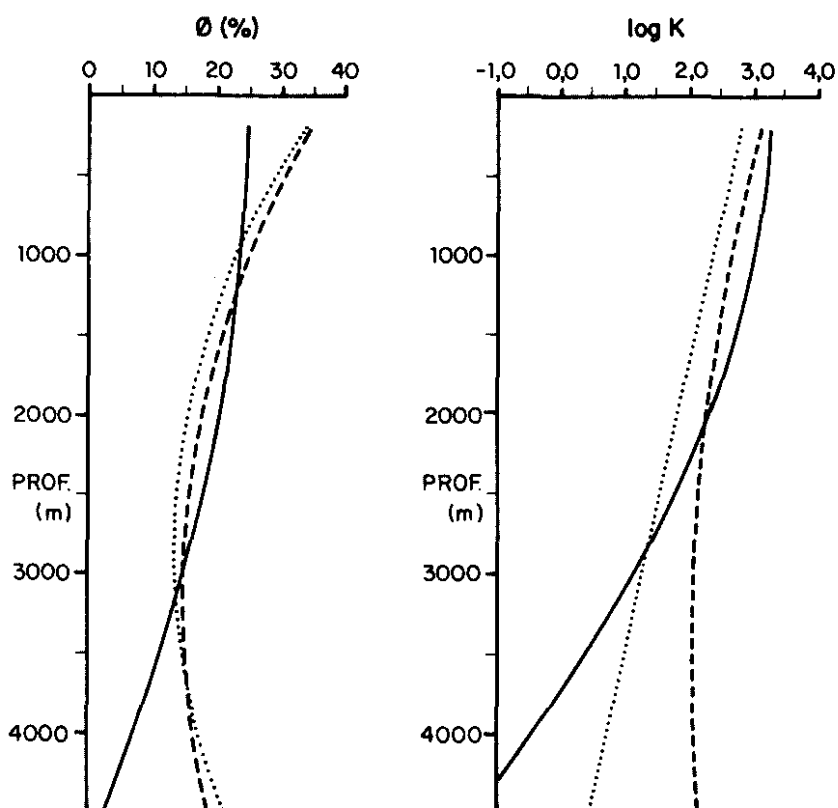


Fig. 44 - Variação da porosidade e permeabilidade em função da profundidade para os reservatórios da Formação Pendência, Bacia Potiguar. As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados. Para os principais campos testemunhados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: Livramento-LV; Pescada-PE; Serraria-SE; Ubarana-UB; Upanema-UPN.

da. Por outro lado, expectativas médias bem mais otimistas podem ser calculadas quando também são considerados os valores de porosidade e permeabilidade medidos em campos situados na porção marítima da bacia. No caso da Formação Barra de Itiúba (fig. 42), a simples adição à população de valores trabalhados, dos dados do Campo de Caioba (fig. 47), aumenta a porosidade média esperada para os 3 000 m de profundidade de 5,8 para 8,8%, bem como eleva a permeabilidade de 0,6 para 2,3 mD. Também para a Formação Serraria (fig. 41), calculam-se gradientes muito mais suaves de redução da porosidade e permeabilidade, quando são considerados, conjuntamente, dados de terra e mar: para uma profundidade de 3 000 m, a porosidade média esperada salta de 7,7 para 13,1%, e a permeabilidade, de 2,0 para 18,2 mD, desde que computadas as informações dos campos marítimos de Caioba e Robalo (fig. 47).

São escassos os estudos diagenéticos detalhados dos reservatórios pré-rift e rift da Bacia de Sergipe—Alagoas, destacando-se entre eles os de BECKER (1987) e SOUZA (1987). BECKER (1987) estudou os arenitos da Formação Barra de Itiúba no Campo de Furado, situado na porção emersa da bacia (fig. 47), identificando uma única fase importante de geração de porosidade secundária. Já SOUZA (1987), descrevendo os arenitos da Formação Serraria no Campo de Robalo (área marítima da bacia; fig. 47), reconhece um importante critério petrográfico indicativo de uma segunda fase de geração de porosidade secundária em Sergipe—Alagoas: a dissolução parcial de dolomita ferrosa, um tipo de cimento que, nitidamente, é posterior à primeira ou única fase principal de geração de porosidade secundária num grande número de reservatórios siliciclásticos brasileiros (veja, por exemplo: ALVES, 1985; BRUHN, 1985; RODRIGUES, 1985; BECKER, 1987) e norte-americanos (FRANKS & FORESTER, 1984, p. 64). A mesma observação de SOUZA (1987) já havia sido feita por DE ROS (inf. verbal), nos reservatórios da Formação Serraria no Campo de Caioba, outro campo de mar na Bacia de Sergipe—Alagoas (fig. 47). DE ROS não apenas



Fm. Sergi:	$\phi = 24,9 - 0,0000011 \text{ PROF.}^2$	$r^2 = 0,87$
	$\log K = 3,27 - 0,0000023 \text{ PROF.}^2$	$r^2 = 0,78$
Fm. Serraria:	$\phi = 36,9 - 0,0139 \text{ PROF.} + 0,0000022 \text{ PROF.}^2$	$r^2 = 0,72$
	$\log K = 3,20 - 0,00064 \text{ PROF.} + 0,0000009 \text{ PROF.}^2$	$r^2 = 0,20$
Fm. Pendência:	$\phi = 36,2 - 0,0159 \text{ PROF.} + 0,0000028 \text{ PROF.}^2$	$r^2 = 0,81$
	$\log K = 2,90 - 0,00054 \text{ PROF.}^2$	$r^2 = 0,46$

Fig. 45 - Curvas de variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade para os reservatórios das formações Sergi, Serraria e Pendência. Para a sua construção, foram utilizados os percentis 90 da distribuição de freqüência acumulada destes parâmetros petrofísicos, relativos apenas aos campos com significativa amostragem nestes reservatórios. Pontos de controle (um por campo ou área): Formação Sergi—Água Grande, Araçás, Araçás Leste, Buracica, Bom Lugar Oeste, Boipeba, Cassarongongo, Dom João, Fazenda Boa Esperança, Miranga Profundo e Remanso; Formação Serraria—Caioba, Carmópolis, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado e Robalo; Formação Pendência—Lorena, Livramento, Pescada, Serraria, Três Marias, Ubarana e Upanema.

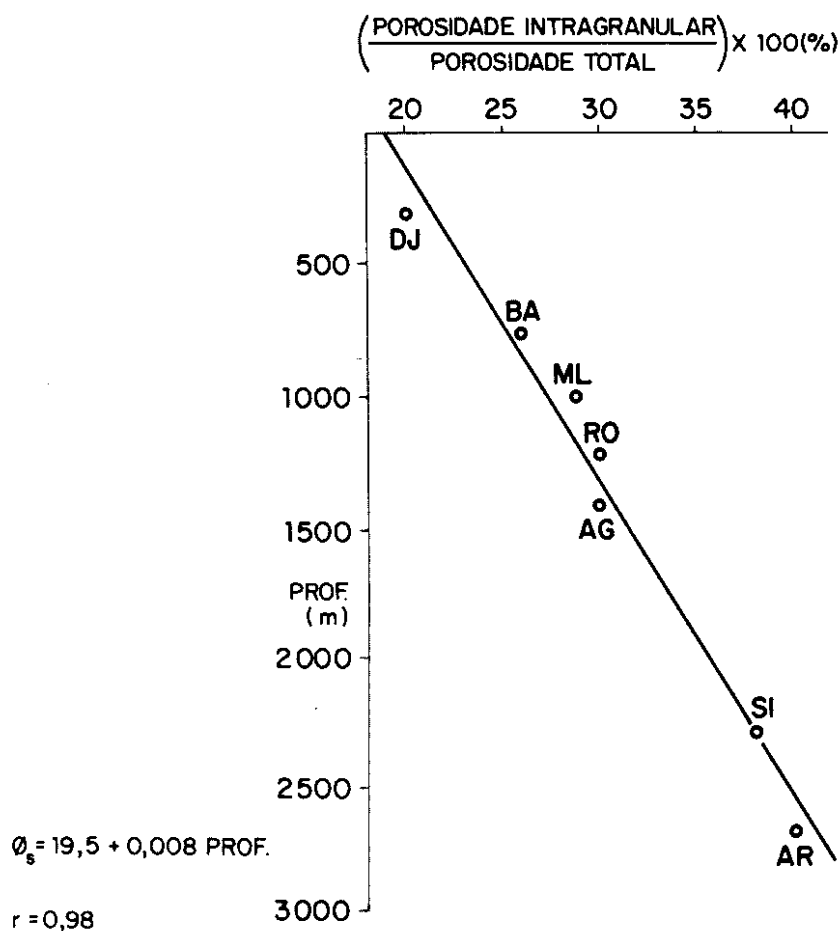


Fig. 46 - Gráfico indicando um acréscimo na porosidade secundária ( $\phi_s$ ) com a profundidade (PROF.), nos reservatórios da Formação Sergi (BRUHN & DE ROS, 1987). O parâmetro escolhido para indicar quantitativamente a porosidade secundária foi a percentagem de porosidade intragranular sobre a porosidade total dos reservatórios, ambas medidas em lâminas delgadas. Este parâmetro foi calculado apenas para amostras de arenitos médios, com composição  $Q_{81-87} F_{13-18} R_{0-1}$  e teores de argilas infiltradas inferiores a 5%, com objetivo de normalização. Campos representados: Água Grande-AG; Araçás-AR; Buracica-BA; Dom João-DJ; Malombê-ML; Remanso-RO; Sesmaria-SI.

detectou esta segunda fase de geração de porosidade secundária, como também identificou uma redução parcial desta por cimentos tardios de caulinita (preenchendo poros produzidos pela dissolução parcial de dolomita) e crescimentos secundários de quartzo (que localmente englobam restos desta dolomita).

Para justificarmos os valores relativamente elevados de porosidade e permeabilidade nos campos de Caioba e Robalo (figs. 41 e 42), podemos invocar dois aspectos importantes. O primeiro diz respeito ao tempo que os sedimentos estiveram submetidos a grandes profundida-

des, o qual é uma das variáveis importantes no controle do grau de compactação dos sedimentos (RIEKE *et alii*, 1978) e conseqüente redução de sua porosidade e permeabilidade. Os reservatórios das seções *pré-rift* e *rift* da Bacia Sergipe-Alagoas, em sua porção emersa, já atingiram profundidades superiores a 3 000 m desde pelo menos a época de deposição do Andar Buracica, enquanto no mar, somente a partir do Terciário. Citando como exemplo o Campo de Robalo, apenas no Paleoceno é que os sedimentos da Formação Serraria atingiram um soterramento da ordem de 3 000 m.

Uma segunda explicação, tão importante ou mais que a primeira, é propiciada pelo fato de que, no mar e em algumas porções terrestres da bacia, tanto folhelhos das formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco (seção *rift*) como folhelhos da Formação Muribeca (seção transicional para a fase *drift*; fig. 7) estão maduros e/ou senis (fig. 47). Portanto, nestas áreas, teríamos não apenas dois geradores de hidrocarbonetos, como também duas fontes em potencial de solventes orgânicos para desenvolvimento de porosidade secundária. Logo, nos campos de Caioba e Robalo, assim como se registra uma mistura de óleos de duas proveniências (fig. 47), também poderiam ter ocorrido duas fases de ingresso de ácidos orgânicos nos reservatórios das seções *pré-rift* e *rift*. De fato, a aplicação do Método de Lopatin mostra que as duas unidades geradoras de hidrocarbonetos da bacia entraram na janela de geração em algumas áreas de mar (área do poço 1-SES-13, por exemplo) defasadas de um período de tempo de pelo menos 50 milhões de anos (FALKENHEIN *et alii*, inédito).

Todo este conjunto de dados geoquímicos estaria de acordo com as observações petrográficas, suportando fortemente a hipótese de duas fases de geração de porosidade secundária na parte marítima da Bacia de Sergipe-Alagoas. Torna-se, assim, bastante compreensível que no poço 6-RB-18-SES se registrem porosidades de até 18,2% e permeabilidades de até 300,0 mD na Formação Serraria, a 4 200 m de profundidade, bem como também se justifica o padrão de distribuição de porosidades e permeabilidades que esta formação exhibe na figura 45. Assim, as fronteiras exploratórias na Bacia de Sergipe-Alagoas seriam, no mínimo, 500 m mais profundas que na Bacia do Recôncavo.

### 3.4 - Variações da Porosidade e Permeabilidade com a Profundidade na Bacia Potiguar

As porosidades da Formação Pendência podem mostrar dois padrões completamente distintos de variação com a profundidade (fig. 44), a exemplo do que é observado na Bacia de Sergipe-Alagoas.

Quando são consideradas apenas as informações de sua porção emersa, obtém-se uma diminuição linear, bastante acentuada, indicando uma expectativa de porosidade média de apenas 6,0% para uma profundidade de 3 000 m. Por outro lado, quando são tratados conjuntamente os dados de terra e mar, a curva que melhor descreve a distribuição de porosidades é uma parábola, indicando acréscimos na porosidade a partir destes mesmos 3 000 m, chegando-se a uma provável porosidade média de 10,4% a 4 000 m de profundidade. Esta expectativa otimista para a bacia é suportada em dados das áreas de Ubarana e Pescada, sendo que, neste último campo, ocorrem as jazidas mais profundas em reservatórios *rift* do Brasil: óleo até os 3 460 m (3-RNS-86) e gás até os 3 950 m (1-RNS-89A).

Já com relação à distribuição das permeabilidades, persistem os dois comportamentos diferenciados, porém as expectativas médias não são tão discrepantes, como ocorre com as porosida-

des. Para uma profundidade de 3 000 m, os dados de terra sugerem uma permeabilidade de 0,5 mD contra 0,9 mD indicados pela associação conjunta das informações de terra e mar.

Os estudos petrográficos mais detalhados feitos na Formação Pendência são os de ALVES (1985) e FARIAS (1987). ALVES (1985) descreveu os reservatórios do Campo de Serraria, situado na porção emersa da Bacia Potiguar (fig. 48), identificando apenas uma fase de geração de porosidade secundária, às expensas da dissolução do cimento calcífero e de grãos de feldspatos do arcabouço dos arenitos. Já FARIAS (1987) realizou uma investigação de caráter regional da diagênese da Formação Pendência, embora restrita à porção emersa da bacia, concluindo que o principal controle na geração de porosidade secundária foi a percolação de águas meteóricas em toda a unidade, especialmente ao longo da discordância pós-*rift* (pré-Formação Alagamar; fig. 16). Embora FARIAS apresente uma hipótese alternativa para

o principal processo gerador de porosidade secundária, em seu trabalho não identifica mais de uma fase importante de desenvolvimento de porosidade secundária na parte que estudou da bacia. Por outro lado, MORAES (inf. verbal), também analisando lâminas delgadas dos reservatórios do Campo de Serraria, encontrou a dissolução localizada de cimentos carbonáticos tardios, o que indica a existência de uma segunda fase de geração de porosidade secundária.

CASTRO & CARRASCO descreveram testemunhos de diversos poços perfurados na plataforma continental do Rio Grande do Norte, apresentando, em várias comunicações técnicas sucintas, alguns aspectos relacionados à diagênese das formações Alagamar e Pendência. Nos níveis da Formação Pendência amostrados nos poços 1-RNS-23 (CASTRO & CARRASCO, 1987b), 1-RNS-1 (CASTRO & CARRASCO, 1987f), 1-RNS-15 (CASTRO & CARRASCO, 1987g) e 1-RNS-72 (CASTRO & CARRASCO, 1987h), o cimento dominante

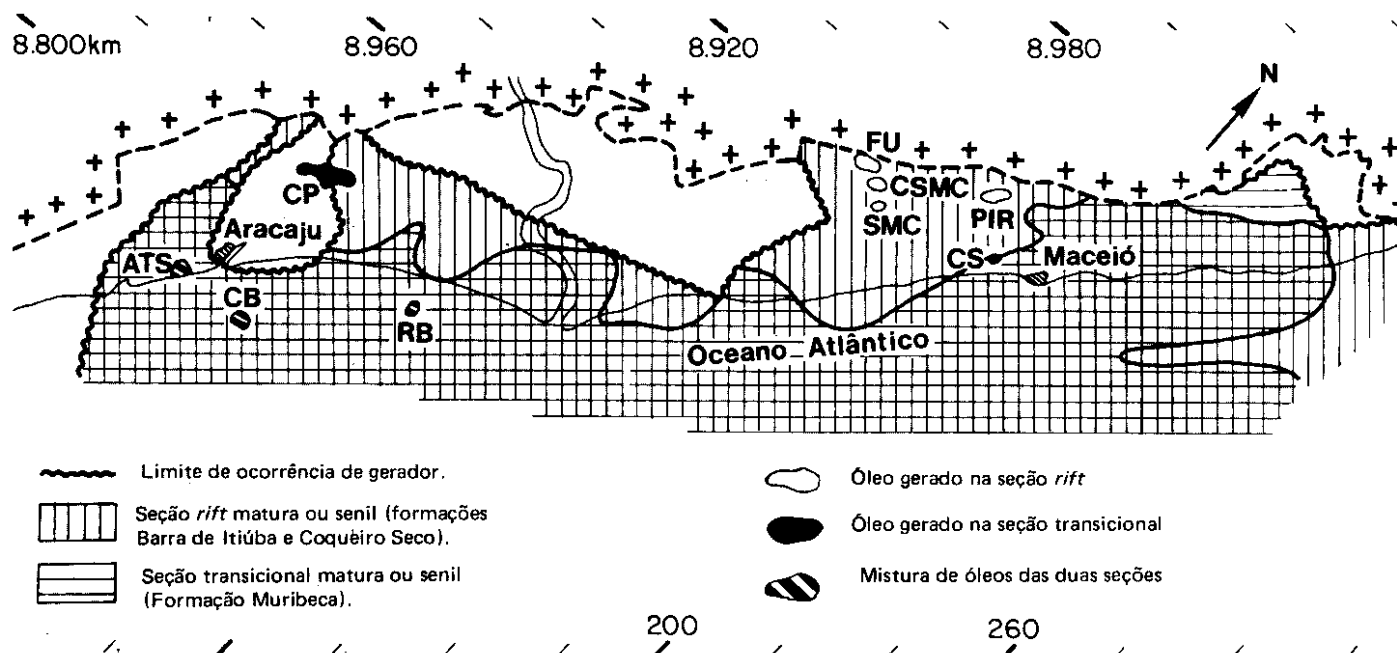


Fig. 47 - Áreas de geração de hidrocarbonetos na Bacia de Sergipe-Alagoas (mapa construído com dados de FALKENHEIN *et alii*, inédito). Campos de óleo e/ou gás representados: Atalaia Sul-ATS; Caioba-CB; Carmópolis-CP; Cidade de São Miguel dos Campos-CSMC; Coqueiro Seco-CS; Furado-FU; Pilar-PI; Robalo-RB; São Miguel dos Campos-SMC.

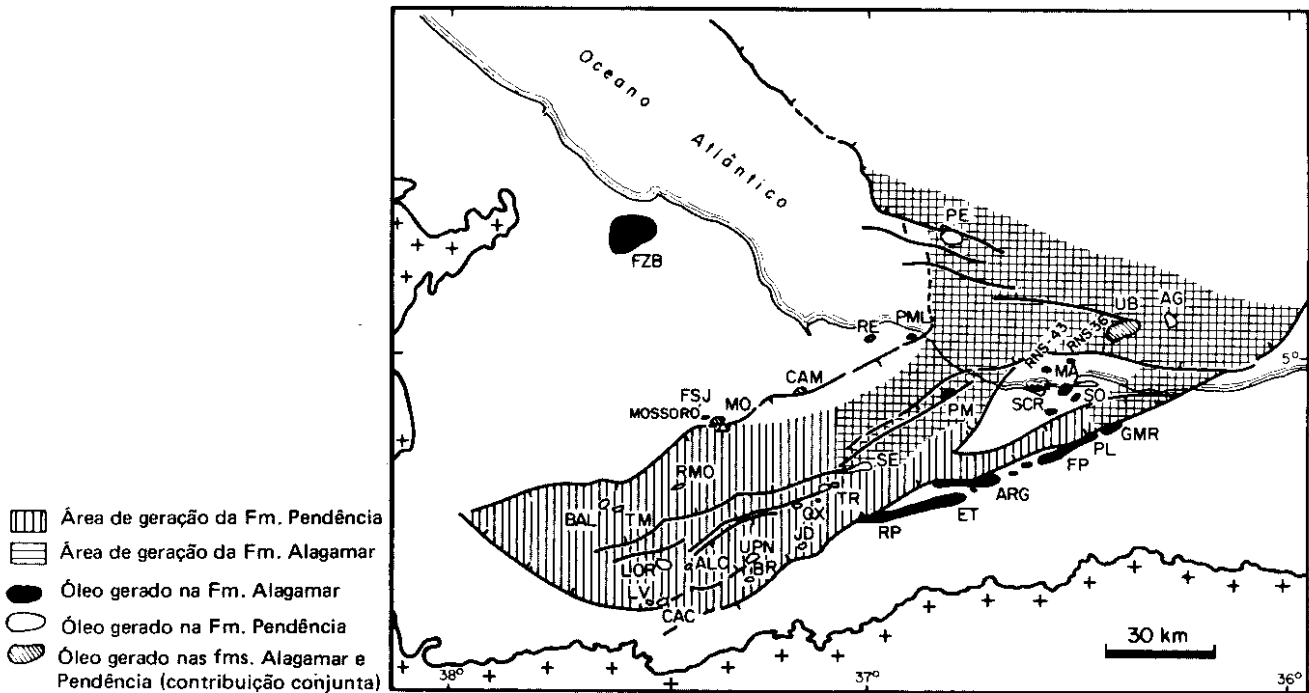


Fig. 48 - Áreas de geração de hid-ocarbonetos na Bacia Potiguar (adaptado de PETROBRÁS/DEBAR/DINTER, 1987, citado por MATOS *et alii*, 1987). Campos de óleo e/ou gás representados: Agulha-AG; Alecrim-ALC; Alto do Rodrigues-ARG; áreas dos poços 1-RNS-36(RNS-36), 1-RNS-43(RNS-43), 1-OX-1-RN(QX) e 1-SCR-2-RN(SCR), Baixa do Algodão-BAL; Brejinho-BR; Cachoeirinha-CAC; Canto do Amaro-CAM; Estreito/Rio Panon-ET/RP; Fazenda Belém-FZB; Fazenda Pocinho/Palmeira-FP/PL; Fazenda São João-FSJ; Guamaré-GMR; Janduí-JD; Livramento-LV; Lorena-LOR; Macau-MA; Mossoró-MO; Pescada-PE; Ponta do Mel-PML; Porto do Mangue-PM; Redonda-RE; Rio Mossoró-RMO; Serraria-SE; Soledade-SO; Trapiá-TR; Três Marias-TM; Ubarana-UB; Upanema-UPN.

dos reservatórios é a dolomita ferrosa, com escassas evidências de dissolução. Já nos poços 1-RNS-89A (CASTRO & CARRASCO, 1987a) e 3-RNS-84 (CASTRO & CARRASCO, 1987d), testemunhados tanto na Formação Alagamar como na Formação Pendência, registra-se uma diferenciação de cimentos: na unidade mais jovem, predomina dolomita ferrosa, e, na mais antiga, calcita e clorita. Por fim, nos poços 3-RNS-86 (CASTRO & CARRASCO, 1987c) e 3-RNS-85 (CASTRO & CARRASCO, 1987e), os cimentos carbonáticos estão praticamente ausentes, sendo a porosidade fortemente obliterada por crescimentos secundários de quartzo e franjas de clorita, ambos bastante desenvolvidos.

O padrão de distribuição das maiores porosidades nas formações Pendência e Serraria é bastante similar (fig. 45), bem como existem outros aspectos geológicos em comum entre as bacias Potiguar e Sergipe-Alagoas. A exemplo da situa-

ção constatada em Sergipe-Alagoas, os reservatórios da Formação Pendência atingiram suas maiores profundidades em tempos bastante distintos: em terra, desde pelo menos a base do Andar Buraica, e, no mar, apenas a partir do Turoniano. Outra importante similaridade é que, no mar e numa parte restrita da Bacia Potiguar emersa, tanto a Formação Pendência como a Formação Alagamar estão maduras (fig. 48). Portanto, também poderiam ter existido nestas áreas duas fontes em potencial de solventes orgânicos para a geração de porosidade secundária, com provável atuação em períodos bastante distintos, como indica a aplicação dos conceitos de subsidência térmica à definição da época de geração de hidrocarbonetos. MELLO (1987), aplicando o Método de Lopatin em diversos poços da Bacia Potiguar, definiu que a base da Formação Pendência começou a entrar na janela de geração no Barremiano, enquanto a Formação Alagamar, somente cerca de 40 milhões de anos depois, no Campaniano.

Assim, também na Bacia Potiguar Mar, a combinação de fatores como o menor tempo de residência a grandes profundidades e a existência de duas possíveis fases de geração de porosidade secundária teria propiciado o desenvolvimento e/ou preservação de uma porosidade média de 10,4% a 4 000 m de profundidade (fig. 44), bem como uma probabilidade de pelo menos 10% de serem encontradas porosidades superiores a 17,4% a esta mesma profundidade (fig. 45).

Por outro lado, as expectativas quanto à permeabilidade não são tão otimistas na Bacia Potiguar quanto na Bacia Sergipe-Alagoas (fig. 45), e, para justificar tal diferença, até o momento só podemos levantar algumas hipóteses. A primeira é que o processo de dissolução durante a segunda fase de geração de porosidade secundária não foi tão eficiente na Bacia Potiguar quanto em Sergipe-Alagoas, como pode indicar a escassez de feições de dissolução no cimento de

dolomita ferrosa registrado nos poços 1-RNS-23, 1-RNS-1, 1-RNS-15 e 1-RNS-72 (CASTRO & CARRASCO, 1987b; 1987f; 1987g; 1987h), sendo a porosidade incrementada basicamente às expensas da dissolução parcial de grãos feldspáticos, o que gera volumes significativos de porosidade intragranular, geralmente mal conectada e propiciando baixas permeabilidades aos reservatórios.

Uma segunda hipótese consideraria que, em diversos níveis da Formação Pendência, a porosidade secundária de segunda geração teria sido reduzida por cimentos tardios, como crescimentos secundários de quartzo e franjas de clorita, que foram registrados em altos teores nos poços 3-RNS-86 e 3-RNS-85 (CASTRO & CARRASCO, 1987c; 1987e). Tais cimentos são bastante eficientes, por seu modo de ocorrência, em obliterar as gargantas dos poros, reduzindo significativamente a permeabilidade dos reservatórios.

De qualquer modo, a comprovação de uma destas possibilidades, ou mesmo a proposta de novas hipóteses, depende de uma análise petrográfica sistemática e quantificada dos reservatórios da Formação Pendência amostrados na porção marítima da Bacia Potiguar, associada a um cuidadoso posicionamento estratigráfico destes níveis testemunhados.

### 3.5 – Discussão Final

A análise integrada de reservatórios siliciclásticos das bacias do Recôncavo, Sergipe–Alagoas e Potiguar permite esboçar uma seqüência diagenética geral para os arenitos e conglomerados dos *rifts* brasileiros (fig. 49). Esta serve de apoio para uma melhor compreensão da geração, preservação e destruição de porosidade nestas bacias, sem nos esquecermos da importância de determinados atributos sin-deposicionais das rochas no controle de sua porosidade e permeabilidade, conforme demonstrado nos exemplos dos quadros I e II. Por outro lado, a comparação das três bacias discrimina dois perfis básicos de variação da porosidade com a profundidade, suportados nos dados disponíveis até en-

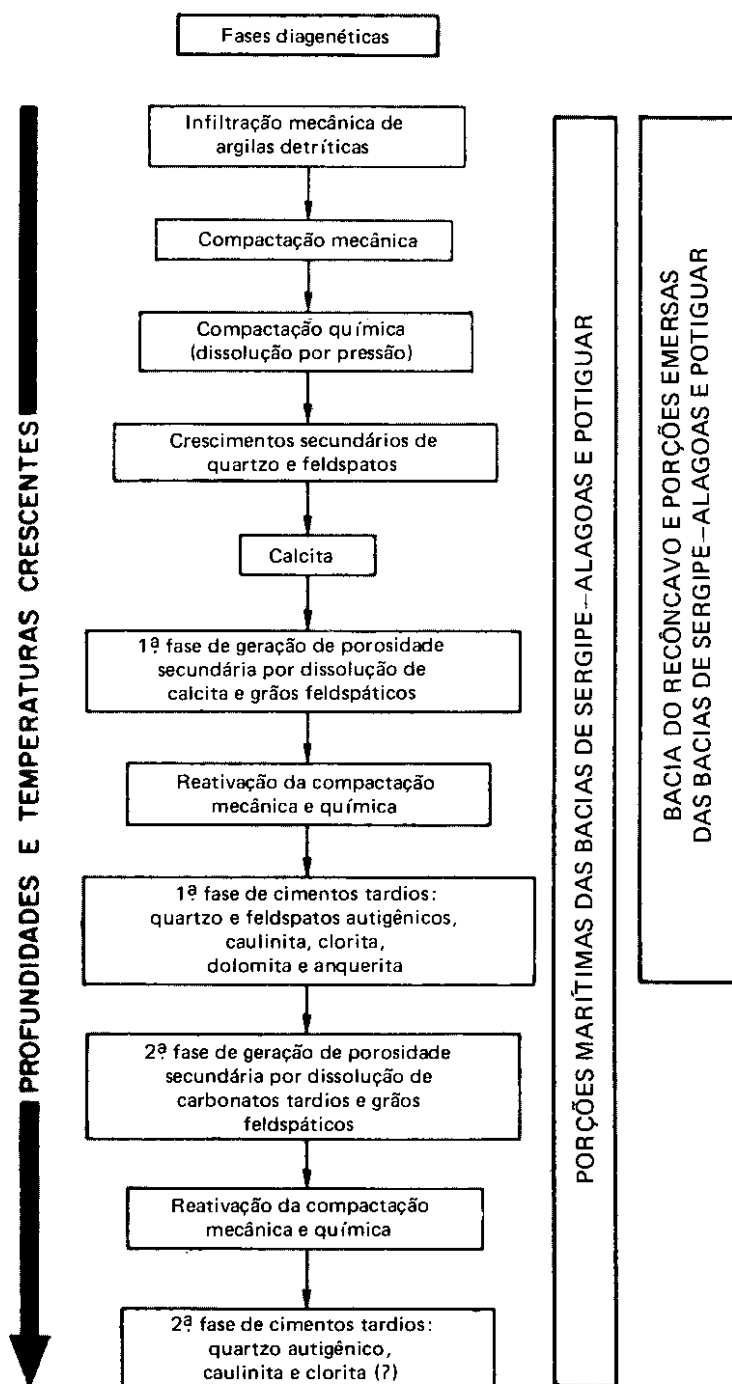


Fig. 49 - Seqüência diagenética geral para os reservatórios siliciclásticos das seções pré-*rift* e *rift* das bacias do Recôncavo, Sergipe–Alagoas e Potiguar. Estão representados apenas os eventos volumetricamente mais importantes e que exercem uma expressiva influência sobre a porosidade e permeabilidade destas rochas. A infiltração mecânica de argilas detríticas está restrita, praticamente, aos depósitos fluviais e eólicos da seção pré-*rift*. Os processos de compactação atuam durante toda a história de soterramento dos sedimentos, entretanto podem ser discriminadas fases em que são mais efetivos na redução da porosidade: logo nas primeiras centenas de metros de soterramento, devido à elevada porosidade sin-deposicional dos sedimentos; e imediatamente após os picos de geração de porosidade secundária, quando o arcabouço das rochas se torna bastante instável pela lixiviação parcial ou total de grãos e cimentos.

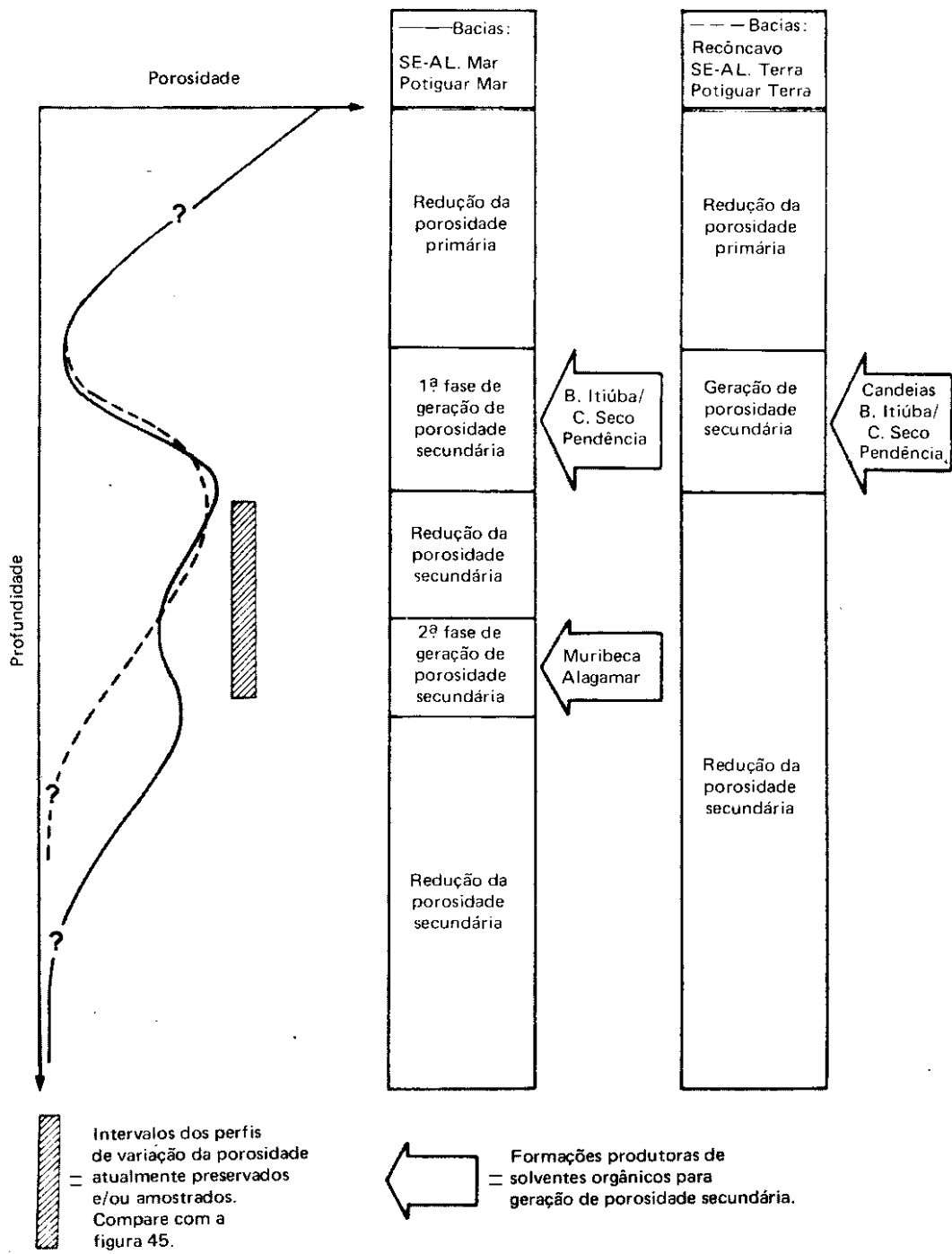


Fig. 50 - Perfis básicos de variação da porosidade com a profundidade para os reservatórios pré-rift e rift das bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar.



tão (fig. 50). O primeiro, menos promissor, é apresentado pelos reservatórios da Bacia do Recôncavo e por aqueles situados na maioria das porções emersas das bacias de Sergipe—Alagoas e Potiguar, que atingiram profundidades superiores a 3 000 m desde o Andar Buracica, e onde se reconhece apenas uma fase importante de geração de porosidade secundária, de modo que suas expectativas de porosidade média para profundidades maiores que 3 000 m são sempre inferiores a 9%. O segundo, mais otimista, é configurado nas porções marítimas das bacias de Sergipe—Alagoas e Potiguar, onde os reservatórios somente atingiram um soterramento da ordem de 3 000 m a partir do Turoniano (a partir do Terciário, em algumas áreas), bem como registram duas fases importantes de desenvolvimento de porosidade secundária, o que propicia expectativas de porosidade média sempre acima dos 10%, mesmo para uma profundidade de 4 000 m.

Hoje, as fronteiras exploratórias para os reservatórios *pré-rift* e *rift* da maioria das bacias brasileiras permanecem imprecisas, mas provavelmente deverão ultrapassar os 4 200 m nas bacias marítimas (os resultados do poço 6-RB-18-SES compõem uma prova contundente desta assertiva). Na verdade, a maior contribuição desta pesquisa não é fornecer números precisos, mas evidenciar comportamentos diferenciados entre bacias, quanto à distribuição, em função da profundidade, da porosidade e permeabilidade de seus reservatórios, além de apresentar algumas das principais variáveis que controlam estes gradientes.

Em parte, pouco sabemos sobre fronteiras exploratórias, devido à nossa pequena amostragem de reservatórios profundos: poços que atingiram reservatórios *rift* em profundidades superiores a 4 000 m são apenas 7 na Bacia Potiguar, 9 na Bacia de Sergipe—Alagoas, 14 na Bacia do Recôncavo e 32 na Bacia de Campos, a esmagadora maioria dos quais sem testemunhagens. Adicionalmente, apesar de terem sido feitas descrições petrográficas de nossos reservatórios pelo menos durante as duas últimas décadas, ainda estamos longe de possuir um banco de dados petrográficos quantifi-

cados, levantados segundo critérios puramente descritivos e uniformes. Também não dispomos de informações quanto a tipos e teores de ácidos orgânicos presentes nas águas de formação, bem como quanto ao potencial da matéria orgânica contida nos folhelhos em liberar tais compostos, essenciais ao incremento de porosidade nas rochas-reservatório. Uma importante tentativa de diminuir esta lacuna é proposta por ANJOS *et alii* (1987), que estão realizando um projeto visando à construção de modelos diagenéticos preditivos para a Formação Pendência, Bacia Potiguar. Nessa pesquisa, integrarão petrologia de arenitos, mineralogia e análise química (orgânica/inorgânica) de folhelhos, análise de águas de formação e estudos termomecânicos.

Concluindo, poderíamos reproduzir um pensamento de FRANKE & SILVA (1975), registrado num dos primeiros trabalhos em que é manifestada a preocupação com os fatores que controlam a porosidade dos arenitos a grandes profundidades: "A supervalorização, bastante comum ainda entre nós, de um ou de outro método (direto ou indireto) não tem apoio numa melhor concepção da estrutura científica. Na realidade, ambos são fontes de informações complementares, que não se excluem, mas, ao contrário, se autovalorizam na medida em que eficientemente se ajustam um ao outro. A adequada dosagem deste ajuste — e não o método em si — é que levará o geólogo a maiores sucessos exploratórios ou a entender melhor os insucessos".

#### AGRADECIMENTOS

Este artigo é uma versão ampliada e atualizada do trabalho apresentado pelos autores no Seminário de *Rifts* Intracontinentais, realizado em agosto de 1987, sob o patrocínio do Departamento de Exploração da PETROBRÁS. Expressamos nossos agradecimentos a Iran Garcia da Costa, pelo estímulo à realização desta pesquisa e sua publicação, e aos colegas Antônio Manuel Ferreira de Figueiredo, Antônio Sérgio Teixeira Netto, Ernani Porsche, Luiz Fernando De Ros, Milton José de Souza e Murilo

Marroquim de Souza, pelas críticas e sugestões.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, A. C. *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. Departamento de Geologia, 1985. 143 p. Tese de Mestrado.
- ANJOS, S. M. C.; MORAES, M. A. S.; DE ROS, L. F.; SANTOS, E. V.; MELLO, U. T.; WAICK, R. N.; SURDAM, R. C.; HEASLER, H. P. *Construção de modelos diagenéticos preditivos para a Formação Pendência, Bacia Potiguar, RN*; proposta de projeto conjunto. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DIGER/University of Wyoming, 1987. 31 p. (Comunicação Técnica DIGER, 88).
- ASMUS, H. E. & PORTO, R. Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas. *In*: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 26, Belém, 1972. *Anais* . . . Belém, Sociedade Brasileira de Geologia, 1972. v. 2, p. 67-90.
- AZEVEDO, R. P. Bacia de Barreirinhas; um *rift* não-convencional. *In*: SEMINÁRIO DE RIFTS INTRACONTINENTAIS, Rio de Janeiro, 1987. *Anais* . . . Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1987. p. 140-59.
- BABINSKI, N. A. & SANTOS, R. C. R. Origem e classificação dos hidrocarbonetos da Bacia Sergipe—Alagoas; caracterização geoquímica. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, 1 (1): 87-95, 1987.
- BAUER, E. J. *Efeito da compactação na Formação Sergi e sua relação com as possibilidades de óleo*. Salvador, PETROBRÁS. RPBA. DIVIGEO, 1964. Relatório interno.
- BAUMGARTEN, C. S.; DULTRA, A. J. C.; SCUTA, M. S.; FIGUEIREDO, M. V. L.; SEQUEIRA, M. F. P. B. Evolução geológica de desenvolvimento das coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos. *In*: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESER-

- VATÓRIO, 2, Rio de Janeiro, 1986. *Anais . . .* Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1986. p. 13-27.
- BECKER, A. P. *Estudo petrológico dos reservatórios da Formação Barra de Itiúba no Campo de Furado, Bacia de Sergipe—Alagoas*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Departamento de Geologia, 1987. 111 p. Tese de Mestrado.
- BECKER, M. R. *Petrologia e geologia de reservatório das unidades Catu 5, Grupo Ilhas, no Campo de Miranga, Bacia do Recôncavo (BA)*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Departamento de Geologia, 1984. 207 p. Tese de Mestrado.
- BETTINI, C. & SOUZA, S. M. *Estudo experimental do comportamento da porosidade nas bacias do Ceará e Potiguar*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DIVEX. SEGEL, 1978. 69 p. Relatório interno.
- BOLES, J. R. & FRANKS, S. G. Clay diagenesis in Willcox sandstones of southwest Texas; implications of smectite diagenesis on sandstone cementation. *Journal of Sedimentary Petrology*, 49: 55-70, 1979.
- BRUHN, C. H. L. *Sedimentação e evolução diagenética dos turbiditos eocretácicos do Membro Gomo, Formação Candeias, no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo, Bahia*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Departamento de Geologia, 1985. 203 p. Tese de Mestrado.
- BRUHN, C. H. L. Relações entre a diagênese dos arenitos e transformações nos folhelhos e carbonatos associados; um exemplo do Membro Gomo/Formação Candeias, Bacia do Recôncavo, BA. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34, Goiânia, 1986. *Anais . . .* Goiânia, Sociedade Brasileira de Geologia, 1986. v. 1, p. 80-94.
- BRUHN, C. H. L. *O complexo de canyons sublacustrinos do Andar Aratu no compartimento sul da Bacia do Recôncavo*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1988. Relatório interno, em edição.
- BRUHN, C. H. L.; CAIXETA, J. M.; SCARTON, J. C. Sublacustrine fan reservoirs of Riacho da Barra Field, Recôncavo Rift-basin, Brazil. AMERICAN ASSOCIATION OF PETROLEUM GEOLOGISTS ANNUAL CONVENTION, New Orleans, 1985. Poster session. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1985.
- BRUHN, C. H. L. & DE ROS, L. F. Formação Sergi; evolução de conceitos e tendências na geologia de reservatórios. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, 1 (1): 25-40, 1987.
- BUENO, G. V. *Considerações sobre a sedimentação e origem do paleocanyon de Taquipe, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Departamento de Geologia, 1987. 132 p. Tese de Mestrado.
- CAMÕES, A. M. & RIGUEIRA, R. C. *Campo de Cexis; relatório geológico*. Salvador, PETROBRÁS. DEXBA, 1987. 73 p. Relatório interno.
- CARVALHO, M. D.; MONTEIRO, M.; PIMENTEL, A. M. P.; REHIM, H. A. A.; DULTRA, A. J. *Microfácies, diagênese e petrofísica das coquinas da Formação Lagoa Feia em Badejo, Linguado e Pampo — Bacia de Campos*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIGER, 1984. 130 p. Relatório interno.
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise de testemunho do poço 1-RNS-89A*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987a. 6 p. (Comunicação Técnica DIGER, 12).
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise de testemunho do poço 1-RNS-23*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987b. 11 p. (Comunicação Técnica DIGER, 13).
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise de testemunho do poço 3-RNS-86*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987c. 5 p. (Comunicação Técnica DIGER, 14).
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise de testemunho do poço 3-RNS-84*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987d. 3 p. (Comunicação Técnica DIGER, 15).
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise de testemunho do poço 3-RNS-85*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987e. 9 p. (Comunicação Técnica DIGER, 16).
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise de testemunho do poço 1-RNS-1, Formação Pendência*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987f. 6 p. (Comunicação Técnica DIGER, 46).
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise do testemunho 2 do poço 1-RNS-15*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987g. 5 p. (Comunicação Técnica DIGER, 59).
- CASTRO, J. C. & CARRASCO, B. N. *Análise do testemunho 1 do poço 1-RNS-72*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987h. 4 p. (Comunicação Técnica DIGER, 59).
- CESERO, P.; LIMA, C. C.; PISCETTA, M. V. R.; TINOCO, D. L.; COSTA, N. R. *O embasamento fraturado de Carmópolis; Alto de Aracaju, Bacia de Sergipe*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1984. 85 p. Relatório interno.
- CHANG, H. K.; MENEZES, S. X.; TERRA, G. J. S. *Diagênese dos reservatórios terrígenos da faz do Amazonas até a Bacia Potiguar; Fase I*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1980. Relatório interno.
- CHANG, H. K. & KOWSMANN, R. O. *Aplicação dos conceitos de subsidência térmica na definição da época de geração na Bacia do Ceará (Sub-Bacia de Mundaú)*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEX. SEGEL, 1983. 5 p. Comunicação Técnica.
- CHANG, H. K. & KOWSMANN, R. O. *Aplicação dos conceitos de subsidência térmica na definição da época de geração na Bacia do Recôncavo*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEX. SEGEL, 1984. 12 p. Comunicação Técnica.
- CUPERTINO, J. A. & MAGNAVITA, L. P. Síntese do atual conhecimento tectono-sedimentar das bacias do Tucano e Jatobá. In: SEMINÁRIO DE RIFTS INTRACONTINENTAIS, Rio de Janeiro, 1987. *Anais . . .* Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1987. p. 219-35.
- CURTIS, C. D. Geochemistry of porosity enhancement and reduction in clastic sediments. In: BROOKS, J., ed. *Petroleum geochemistry and exploration of Europe*. Oxford, Blackwell Scientific, 1983. p. 113-25.

- DELLA FÁVERA, J. C.; MEDEIROS, R. A.; APPI, C. J.; BEURLIN, G.; VIVIERS, M. C.; HASHIMOTO, A.; BELTRAMI, C. V.; PIAZZA, I. A.; HORSCHUTZ, P. M. C. *Análise estratigráfica do Andar Alagoas na Bacia do Ceará*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DEPEX, 1984. 30 p. Relatório interno.
- DE ROS, L. F. *Petrologia e características de reservatório da Formação Sergi (Jurássico) no Campo de Sesmaria, Bacia do Recôncavo, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Departamento de Geologia, 1985. 194 p. Tese de Mestrado.
- DIAS, J. L.; VIEIRA, J. C.; CATTO, A. J. et alii. *Estudo regional da Formação Lagoa Feia; fase rift da Bacia de Campos*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX/CENPES, 1988. Relatório interno, em edição.
- ESTRELLA, G. O. O estágio rift nas bacias marginais do leste brasileiro. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 26, Belém, 1972. *Anais* . . . Belém, Sociedade Brasileira de Geologia, 1972. v. 3, p. 29-34.
- ESTRELLA, G. O.; MELLO, M. R.; GAGLIANONE, P. C. et alii. *Bacia do Espírito Santo; caracterização das rochas geradoras e habitat do petróleo*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES/DEPEX, 1984. 235 p. Relatório interno.
- FARIAS, P. R. C. *Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa; correlação entre a diagênese dos arenitos reservatórios e dos folhelhos associados*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Departamento de Geologia, 1987. 136 p. Tese de Mestrado.
- FALKENHEIN, F. U. H. et alii. *Análise da Bacia de Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX/CENPES, s. d. Relatório interno, em edição.
- FIGUEIREDO, A. M. F. *Depositional systems in the lower cretaceous Morro do Chaves and Coqueiro Seco Formations, and their relationship to petroleum accumulations, middle rift sequence, Sergipe-Alagoas Basin, Brazil*. Austin, University of Texas at Austin, 1981. 275 p. Tese de Doutorado.
- FIGUEIREDO, A. M. F.; BELTRAMI, C. V.; DELLA FÁVERA, J. C.; FERREIRA, J. C.; QUADROS, L. P.; RODRIGUES, R. *Sistema deposicional da Formação Barra de Itiúba e sua relação com acumulações de óleo e gás na Bacia de Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DIVEX, 1976. 86 p. Relatório interno.
- FIGUEIREDO, A. M. F.; TEIXEIRA, L.; AMORIM, J.; CARMINATTI, M. *Projeto Barreirinhas; reavaliação da Bacia Cretácea, área terrestre e marítima*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1982. 58 p. Relatório interno.
- FOSCOLOS, A. E. & POWELL, T. G. Catagenesis in shales and occurrence of authigenic clays in sandstones, North Sabine H-49 well, Canadian Arctic Islands. *Canadian Journal of Earth Sciences*, 16: 1309-14, 1979.
- FRANKE, M. R. & SILVA, V. J. L. *Fatores que condicionam a porosidade e permeabilidade dos arenitos; projeto especial*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DIVEX, 1975. 58 p. Relatório interno.
- FRANKS, S. G. & FORESTER, R. W. Relationships among secondary porosity, pore-fluid chemistry and carbon dioxide, Texas Gulf coast. In: MCDONALD, D. A. & SURDAM, R. C., eds. *Clastic diagenesis*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1984. p. 63-79. (AAPG. Memoir, 37).
- GAGLIANONE, P. C.; TRINDADE, L. A. F.; DANIEL, L. M. F.; MAGNAVITA, L. P. *Avaliação geoquímica da Bacia do Recôncavo*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES/DEPEX, 1984. 197 p. Relatório interno.
- GAGLIANONE, P. C.; TRINDADE, L. A. F.; DANIEL, L. M. F. *Avaliação geoquímica regional da Bacia do Recôncavo; Fase II*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES/DEPEX, 1985. 156 p. Relatório interno.
- GHIGNONE, J. I. *A sedimentação Ilhas Inferior*. Salvador, PETROBRÁS. RPBA. DIREX. SETRIN, 1970. 44 p. Relatório interno.
- HARDING, T. P. Graben hydrocarbon occurrences and structural style. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 68 (3): 333-62, 1984.
- HARDING, T. P. & LOWELL, J. D. Structural styles, their plate-tectonics habitats, and hydrocarbon traps in petroleum provinces. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 63 (7): 1016-58, 1979.
- HORSCHUTZ, P. M. C.; DELLA FÁVERA, J. C.; PASSOS, L. J. Sedimentação deltaica das seqüências Santiago e Cambuqui, Formação Pojuca, Bacia do Recôncavo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 27, Aracaju, 1973. *Anais* . . . Aracaju, Sociedade Brasileira de Geologia, 1973. p. 315-38.
- HOWER, J.; ESLINGER, E. V.; HOWER, M. E.; PERRY, E. A. Mechanism of burial metamorphism of argillaceous sediment; 1. Mineralogical and chemical evidence. *Geological Society of America Bulletin*, 87: 725-37, 1976.
- LIMA, H. P.; ROSSETTI, E. L.; PENNA FILHO, W. Modelo das acumulações de petróleo no Campo de São João; Bacia de Barreirinhas. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DA AMAZÔNIA, 2, Belém, 1985. *Anais* . . . Belém, Sociedade Brasileira de Geologia, 1985. v. 3, p. 239-53.
- MATOS, R. M. D.; LIMA NETO, F. F.; ALVES, A. C.; WAICK, R. N. O rift Potiguar; gênese, preenchimento e acumulações de hidrocarbonetos. In: SEMINÁRIO DE RIFTS INTERCONTINENTAIS, Rio de Janeiro, 1987. *Anais* . . . Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1987. p. 160-97.
- MELLO, M. R.; SOLDAN, A. L.; CERQUEIRA, J. R. *Avaliação geoquímica da Bacia do Ceará*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DEPEX, 1984. 87 p. Relatório interno.
- MELLO, M. R.; CERQUEIRA, J. R.; SOLDAN, A. L. *Avaliação geoquímica da plataforma continental da Bacia Potiguar*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DEPEX, 1982. 98 p. Relatório interno.
- MELLO, U. T. *Evolução termomecânica da Bacia Potiguar - RN, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto. Departamento de Geologia, 1987. 186 p. Tese de Mestrado.
- MIZUSAKI, A. M. P. *Rochas ígneo-básicas do Neocomiano da Bacia de Cam*

- pos; caracterização e comportamento como reservatório de hidrocarbonetos. Rio de Janeiro, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 1986. 104 p. Tese de Mestrado.
- NETTOS, J. H. C. *Arenitos da Formação Itaparica no extremo nordeste da Bacia do Recôncavo; sedimentação, evolução diagenética e características de reservatórios*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto, Departamento de Geologia, 1987. 225 p. Tese de Mestrado.
- NETTO, A. S. T. *Petroleum and reservoir potentialities of the Água Grande member (Cretaceous); Recôncavo Basin, Brazil*. Austin, University of Texas at Austin, 1974. 148 p. Tese de Mestrado.
- NETTO, A. S. T.; BARROSO, A. S.; BRUHN, C. H. L.; CAIXETA, J. M.; MORAES, M. A. S. *Projeto Andar Dom João*. Salvador, PETROBRÁS. DEPEX. DEXBA, 1982. 193 p. Relatório interno.
- NETTO, A. S. T.; BRAGA, J. A. E.; BRUHN, C. H. L.; MAGNAVITA, L. P.; OLIVEIRA, J. J.; AGLE, H. M.; RIBEIRO, J. C. L. *Prospectos estratigráficos do Recôncavo; arcabouço estrutural, análise estratigráfica e potencialidade exploratória dos andares Rio da Serra e Aratu*. Salvador, PETROBRÁS. DEPEX. DEXBA, 1984. 83 p. Relatório interno.
- PAULA, A. L. & SILVA, A. O. Zoneamento de reservatórios delgados da zona "A", Formação Pendência, Campo de Serraria, Bacia Potiguar - RN. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 2, Rio de Janeiro, 1986. *Anais*. . . Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1986. p. 163-72.
- PEREIRA, M. J. *Tempo e temperatura na formação de petróleo; aplicação do método de Lopatin à Bacia de Campos*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX, 1982. 29 p. Relatório interno.
- PERRY, E. A. & HOWER, J. Late stage dehydration in deeply buried pelitic sediments. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 56: 2013-21, 1972.
- PETROBRÁS. Relatório de reservas de 30 de junho de 1987, Rio de Janeiro.
- PIMENTEL, A. M. P. & GOMES, R. M. R. *Estudo dos reservatórios em rochas ígneas básicas do Campo de Bajejo*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES/DEPEX, 1981. 52 p. Relatório interno.
- RIEKE III, H. H.; CHILINGARIAN, G. V.; FERTL, W. H. A review of the importance of gravitational sediment compaction in oil producing areas. *Energy Sources*, 4 (2): 165-93, 1978.
- RODRIGUES, E. B. *Ambiente deposicional e evolução diagenética do arenito Araçás, Formação Pojuca, Cretáceo Inferior da Bacia do Recôncavo, Bahia, Brasil*. Ouro Preto, Universidade Federal de Ouro Preto, Departamento de Geologia, 1985. 119 p. Tese de Mestrado.
- RODRIGUES, R.; SANTOS, A. S.; COSTA, L. A. *Avaliação geoquímica da Bacia de Barreirinhas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES/DEPEX, 1982. Relatório interno.
- RODRIGUES, R.; FRANÇOLIN, J. B. L.; LIMA, H. P. *Avaliação geoquímica preliminar da Bacia Potiguar terrestre*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES/DEPEX, 1983. 67 p. Relatório interno.
- RODRIGUES, V. D. Interpretação estrutural do Campo de Remanso, Bacia do Recôncavo. In: SEMINÁRIO DE TECTÔNICA DA PETROBRÁS (TECTOS-II), 1, Rio de Janeiro, 1987. *Anais*. . . Rio de Janeiro, PETROBRÁS. DEPEX/CENPES, 1987. p. 280-9.
- SARZENSKI, D. J. & SOUZA CRUZ, C. E. Estudo geológico dos folhelhos fraturados produtores de óleo no Campo de Candeias e áreas adjacentes, na Bacia do Recôncavo, Bahia. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 34, Goiânia, 1986. *Anais*. . . Goiânia, Sociedade Brasileira de Geologia, 1986. v. 1, p. 95-109.
- SCHALLER, H.; DELLA FÁVERA, J. C.; TIBANA, P. *Roteiro geológico da Bacia Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1980. 6 v. Relatório interno.
- SCHMIDT, V. & MCDONALD, D. A. The role of secondary porosity in the course of sandstone diagenesis. In: SCHOLLE, P. A. & SCHLUGER, P. R., eds. *Aspects of diagenesis*. Tulsa, SEPM, 1979. p. 175-207. (SEPM. Special Publication, 26).
- SILVA, V. J. L. & DELLA FÁVERA, J. C. *Características de reservatório e gênese da Formação Serraria*. Salvador, PETROBRÁS. RPBA. DIREX, 1972. 66 p. Relatório interno.
- SOLDAN, A. L.; CERQUEIRA, J. R.; FREITAS, L. C. S.; CHAVES, E. A. F. *Modelo para o comportamento do potencial gerador em função da maturação e o tipo de matéria orgânica*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES. DIVEX. SEGEQ, 1985. 32 p. Relatório interno.
- SOUZA, R. S. *Análise sequencial dos testemunhos do poço 6-RB-18-SES; Bacia de Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES, 1987. 29 p. (Comunicação Técnica Diger, 83).
- SURDAM, R. C.; BOESE, S. W.; CROSEY, L. J. The chemistry of secondary porosity. In: MCDONALD, D. A. & SURDAM, R. C., eds. *Clastic diagenesis*. Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, 1984. p. 127-49. (AAPG. Memoir, 37).
- TISSOT, B. P. & WELTE, D. H. *Petroleum formation and occurrence*. New York, Springer-Verlag, 1978. 638 p.
- TRINDADE, L. A. F.; GAGLIANONE, P. C.; DANIEL, L. M. F. *Avaliação geoquímica da Bacia de Tucano*. Rio de Janeiro, PETROBRÁS. CENPES/DEPEX, 1985. 104 p. Relatório interno.
- VIANA, C. F.; GAMA JUNIOR, E.; SIMÕES, I. A.; MOURA, J. A.; FONSECA, J. R.; ALVES, R. J. Revisão estratigráfica da Bacia do Recôncavo/Tucano. *Boletim Técnico da PETROBRÁS*, Rio de Janeiro, 14: 157-92, 1971.
- ZABALAGA, H. M. C.; RIGUEIRA, R. C.; CAIXETA, J. M. *Reavaliação geológica do Campo de Jacuípe*. Salvador, PETROBRÁS. DEXBA. DINTER, 1984. 23 p. Relatório interno.

## ABSTRACT

*Continental rift sediments ranging in age from Neocomian to Albian (Early Cretaceous) occur in most Mesozoic-Cenozoic Brazilian basins. These sediments form the reservoirs for 144 oil and/or gas fields distributed through the basins of Campos, Recôncavo, Tucano Sul, Sergipe—Alagoas, Potiguar, Ceará and Barreirinhas. The rift reservoirs contain 17% and 64% of the original volumes in Brazil of, respectively, oil and non-associated gas. Some rift formations are located among the most prolific hydrocarbon source rocks. The oil originated in rift units migrated into rocks deposited during continental (pre-rift), transitional (post-rift) and open marine (post-rift) stages.*

*This paper presents an overview of the habitat of petroleum in the Brazilian rifts, integrating the stratigraphic, structural, sedimentological and diagenetic aspects that resulted in the hydrocarbon accumulations in rift reservoirs. Additionally, the main oil and/or gas fields of Brazilian rifts are considered in relation to their regional profiles of porosity and permeability variation with burial depth, to evaluate the concept of depth-controlled exploratory frontiers.*

*Two distinctive profiles of porosity and permeability variation with burial depth can be discriminated in the Brazilian rifts. The first is illustrated by the reservoirs of*

*the Recôncavo Basin and those localized in the onshore portions of the Sergipe—Alagoas and Potiguar basins, which were buried to depths greater than 3,000 meters since Neocomian time and whose diagenetic evolution shows only one important phase of secondary porosity development. The second profile is depicted in the offshore areas of the Sergipe—Alagoas and Potiguar basins, where the reservoirs reached depths greater than 3,000 meters since Turonian time, but their diagenetic evolution records two significant stages of secondary porosity generation.*