

POTENCIAL DE RESERVATÓRIOS PROFUNDOS DA FORMAÇÃO PENDÊNCIA, BACIA POTIGUAR EMERSA

DEEP-RESERVOIR POTENTIAL OF PENDÊNCIA FORMATION,
ONSHORE POTIGUAR BASIN

Sylvia Maria Couto Anjos¹, Cristiano Leite Sombra¹, Rogério Schiffer de Souza¹ e Ricardo Nunes Waick²

RESUMO — A avaliação do potencial de reservatórios profundos da Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa, foi baseada na análise do ambiente deposicional, textura, composição mineralógica (detritica e autigênica) e distribuição espacial dos diversos reservatórios. Especial atenção foi dada à variação dos valores de porosidade e permeabilidade em função da profundidade. A seqüência clástica da Formação Pendência (Cretáceo Inferior) na parte emersa da Bacia Potiguar é constituída por espesso pacote de conglomerados, arenitos feldspáticos e folhelhos depositados em sistemas de fandeltas, flúvio-deltaicos e turbidíticos, associados a um ambiente lacustre. Os reservatórios tendem a apresentar acentuada queda de porosidade e de permeabilidade com o aumento da profundidade. Este comportamento está diretamente relacionado à história de soterramento da bacia, aos aspectos relativos ao ambiente deposicional, à composição detritica imatura dos reservatórios (arenitos feldspáticos) e à diagênese. Os depósitos de canais fluviais apresentam taxas de redução da porosidade e da permeabilidade menores que aquelas encontradas em outros tipos genéticos de reservatórios (fandeltas, deltaicos e turbidíticos), e representam os melhores objetivos exploratórios para poços mais profundos na bacia. Os depósitos de fandeltas apresentam baixo potencial para reservatórios profundos devido a aspectos texturais (má seleção) e diagenéticos (forte compactação e cimentação por calcita e caulinita). A qualidade dos reservatórios turbidíticos/deltaicos apresenta uma tendência intermediária, sendo que aqueles situados a profundidades inferiores a 2 000 m apresentam as melhores porosidades e permeabilidades. Alguns depósitos turbidíticos tendem a apresentar valores de baixa permeabilidade, mesmo a profundidades rasas. Eles são, no geral, mal selecionados, micáceos e argilosos, o que favoreceu a compactação mecânica e destruiu a maior parte do espaço poroso. Estas características lhes conferem baixo potencial de reservatório a qualquer profundidade. Reservatórios com porosidades anormalmente elevadas ocorrem na base da Formação Pendência e representam uma anomalia em relação à tendência geral de redução de porosidade com a profundidade. Estes reservatórios têm composição quartzo-feldspática e estão situados no meio de uma seqüência vulcano-sedimentar característica da maior parte deste intervalo basal. Devido a ausência de testemunhagem nestes reservatórios, diversas possibilidades foram aventadas, mas não se obteve ainda o diagnóstico conclusivo das causas desta anomalia.

(Originais recebidos em 10.10.90.)

ABSTRACT — This evaluation of the deep-reservoir potential of the Pendência Formation, onshore Potiguar Basin, was based on an analysis of the depositional environment, texture, mineralogical composition (detrital and authigenic), and spatial distribution of the different reservoirs. Special attention was paid to variations in porosity and permeability values as a function of depth. The clastic sequence of the Pendência Formation (Lower Cretaceous) in the onshore part of the Potiguar Basin consists of a thick packet of conglomerates, feldspathic sandstones, and shales deposited in fan-deltaic, fluviodeltaic, and turbidite systems, associated to a lacustrine environment. These reservoirs tend to display sharp decrease in porosity and permeability as depth increases. This behavior is directly related to basin burial history, aspects of the depositional environment, the immature detrital composition of the reservoirs (feldspathic sandstones), and diagenesis. In the fluvial channel deposits, rates of porosity and permeability decrease less than in other genetic reservoir-types (i.e., fan-deltaic, deltaic, and turbidite). The former deposits constitute the best exploratory targets as far as deeper wells in the basin. The fan-deltaic deposits display little deep-reservoir potential, as reflected in their texture (poor sorting) and diagenesis (strong compaction and calcite and kaolinite cementation). The turbidite/deltaic reservoirs are of intermediate quality, with those located at depths of less than 2,000 m displaying the best porosity and permeability. Some of the turbidite deposits tend to present low permeability values, even at shallow depths. In general, they are poorly sorted, micaceous, and shaly, which favored mechanical compaction and destroyed most pore space. This characteristics point to low reservoir potential at any depth. Contradicting the general tendency for porosity to decrease as a function of depth, reservoir with abnormally high porosity are found at the base of the Pendência Formation. Their composition is quartz-feldspathic, and they are located in the middle of a volcano-sedimentary sequence characteristic of most of this basal interval. Various hypotheses have been raised as to the causes of the anomaly but since these reservoirs have not been cored, no conclusive diagnosis is possible.

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

1 - Setor de Geologia para
Exploração (SEGEX),
Divisão de Geologia e
Engenharia de
Reservatórios (DIGER),
Centro de Pesquisas
(CENPES), Cidade
Universitária, Quadra 7, Ilha
do Fundão, CEP 21910, Rio
de Janeiro, RJ, Brasil.

2 - Setor de Bacias Terrestres
(SEBAT), Divisão de
Interpretação (DINTER),
Distrito de Exploração da
Bacia Potiguar (DEBAR),
Av. Interventor Mário
Câmara, 2783, Nazaré,
CEP 59070, Natal, RN,
Brasil.

1 - INTRODUÇÃO

Reservatórios profundos, nas bacias sedimentares brasileiras, são caracterizados como tal de uma forma diferenciada entre as bacias emersas e marítimas. Reservatórios de mesma profundidade no mar e em terra podem apresentar histórias de soterramento diferenciadas e, portanto, terem sofrido diferentemente os efeitos do aumento de temperatura e compactação. Os reservatórios das bacias emersas, especialmente aqueles das seções pré-rift e rift, passaram mais tempo em condições de soterramento profundo (mais de 3 000 m). Portanto, foram mais afetados pelos processos diagenéticos e, por isso, apresentam valores de porosidade mais reduzidos (Bruhn

et al. 1988; Sombra, 1990, neste volume).

Na Bacia Potiguar emersa, os reservatórios da fase rift com cerca de 3 000 m de profundidade podem ser considerados profundos, o que não se aplica para estes mesmos reservatórios situados a profundidades equivalentes nas bacias marítimas.

A história da exploração de petróleo na Bacia Potiguar seguiu um caminho inverso ao que aconteceu com a maioria das outras bacias brasileiras, isto é, as primeiras perfurações foram feitas na plataforma continental, sendo o Campo de Ubarana descoberto em 1973. O início da exploração na parte terrestre da bacia (fig. 1) aconteceu

acidentalmente durante a perfuração de um poço de água para um hotel da cidade de Mossoró, no qual encontrou-se óleo em reservatórios rasos. Também em busca de água, encontrou-se óleo na área do Campo de Fazenda Belém.

A partir destas descobertas, iniciou-se a exploração sistemática da bacia, voltada exclusivamente para prospectos rasos na Formação Açú. Acreditava-se, então, que as unidades mais basais não apresentavam estruturas, capacidade de geração de petróleo e nem rochas-reservatório (Waick e Soares, 1989). Em 1982, a descoberta do Campo de Serraria em reservatórios mais profundos (por volta de 1 300 m), com óleos de origem continental, evidenciou a capacida-

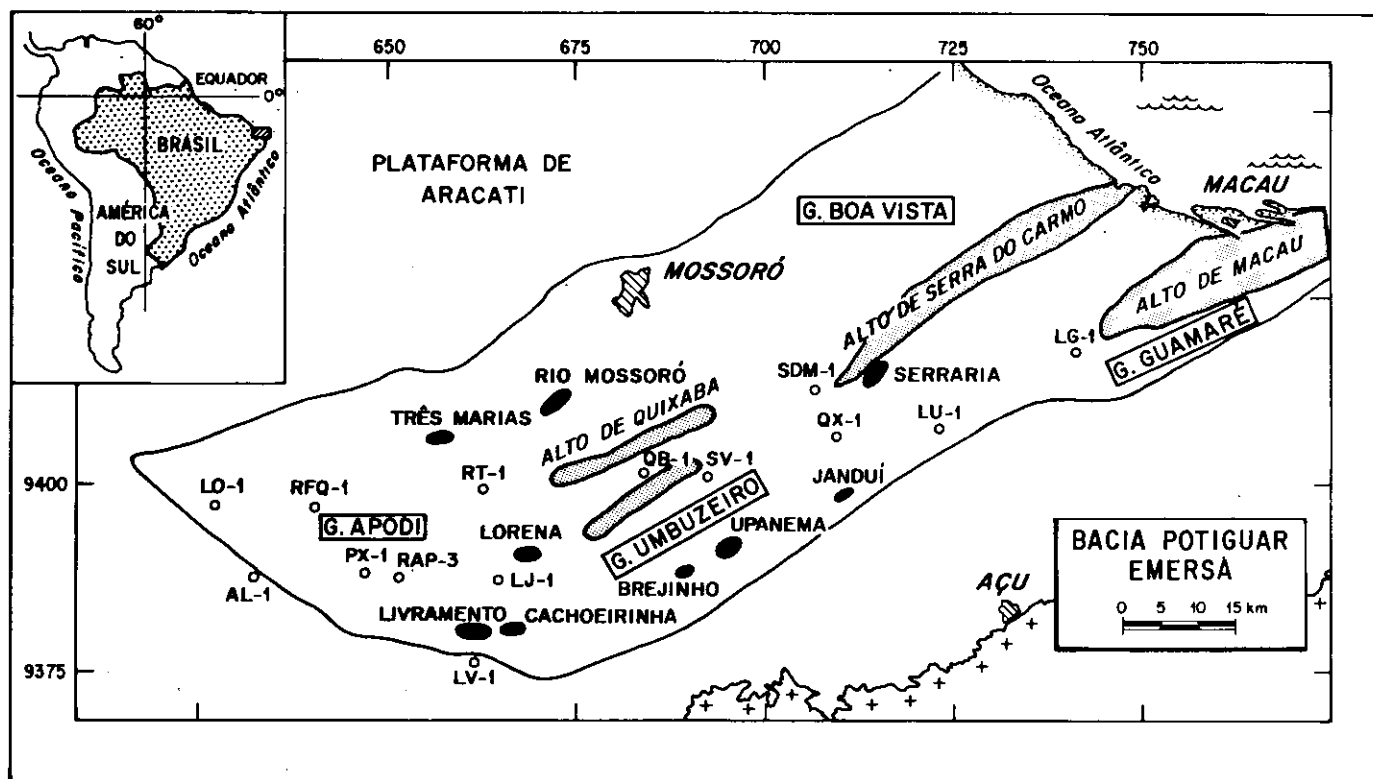


Fig. 1 Mapa de localização da Bacia Potiguar, parte emersa, mostrando os principais campos produtores e os poços cujos testemunhos foram estudados neste trabalho.
Fig. 1 Location map, onshore Potiguar Basin, showing main producing oil fields and wells studied.

de de geração de óleo dos folhelhos da Formação Pendência. As atividades exploratórias confirmaram o excelente potencial gerador de hidrocarbonetos da Formação Pendência, bem como a presença de reservatórios de boa qualidade nas suas unidades cronoestratigráficas superiores. Nas porções inferiores da Formação Pendência, na área então perfurada, os reservatórios eram bastante delgados e de baixa porosidade. A existência de bons reservatórios a maiores profundidades ainda precisava ser constatada.

A necessidade de se conhecer em maior detalhe o potencial da seção mais profunda da Formação Pendência levou à perfuração de poços mais profundos nas partes centrais dos *grabens*. Em geral, estes poços tinham como objetivo principal reservatórios mais rasos, e eram aprofundados a fim de se obter informações sobre a estratigrafia da bacia. Com isso, foram encontradas algumas acumulações de petróleo nos reservatórios mais profundos, verificando a existência de reservatórios de boa qualidade. Somente alguns poucos poços, recentemente perfurados, realmente objetivaram prospectos profundos, os quais apresentaram resultados encorajadores. Contudo, o número de poços pioneiros que atingiu profundidades superiores a 2 800 m na Formação Pendência é ainda reduzido (fig. 2), sendo ainda menor o número desses poços com reservatórios profundos testemunhados. Tal fato impede uma caracterização precisa desses reservatórios profundos, permitindo apenas uma inferência das suas potencialidades.

O presente trabalho visa avaliar o potencial de reservatórios da Formação Pendência na Bacia Poti-

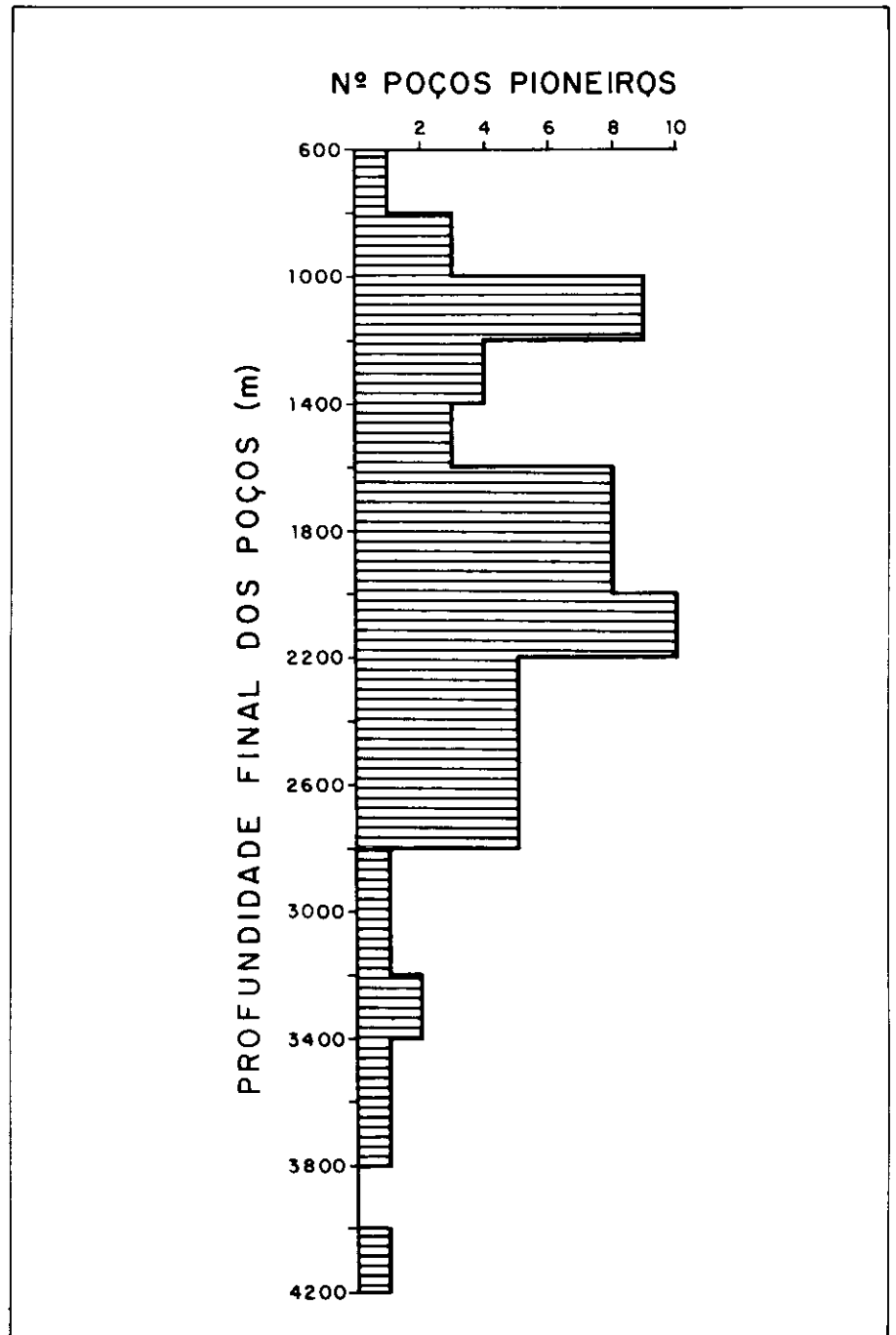


Fig. 2 - Gráfico mostrando o número de poços pioneiros por intervalo de profundidade final alcançada. O número de poços pioneiros que ultrapassaram profundidade superior a 2 800 m é bastante reduzido. (Fonte: DEPEX/DEBAR/SEBAT).

Fig. 2 - Graph showing number of wildcat wells by final depth interval reached. Note small number of wells at depths greater than 2,800 m.

guar emersa, baseando-se nas tendências de variação das características petrofísicas e petrográficas dos reservatórios com a profundidade. Apresenta, também, dados obtidos a partir da interpretação de perfis de porosidade anormalmente alta na base da Formação Pendência, a grandes profundidades.

2 - BACIA POTIGUAR EMERSA

A Bacia Potiguar situa-se no extremo nordeste do Brasil. Sua área é de cerca de 45 000 km², dos quais cerca de 22 000 km² situam-se na parte emersa e o restante na plataforma e talude continentais (Matos *et al.* 1987). A porção emersa da bacia ocupa as partes

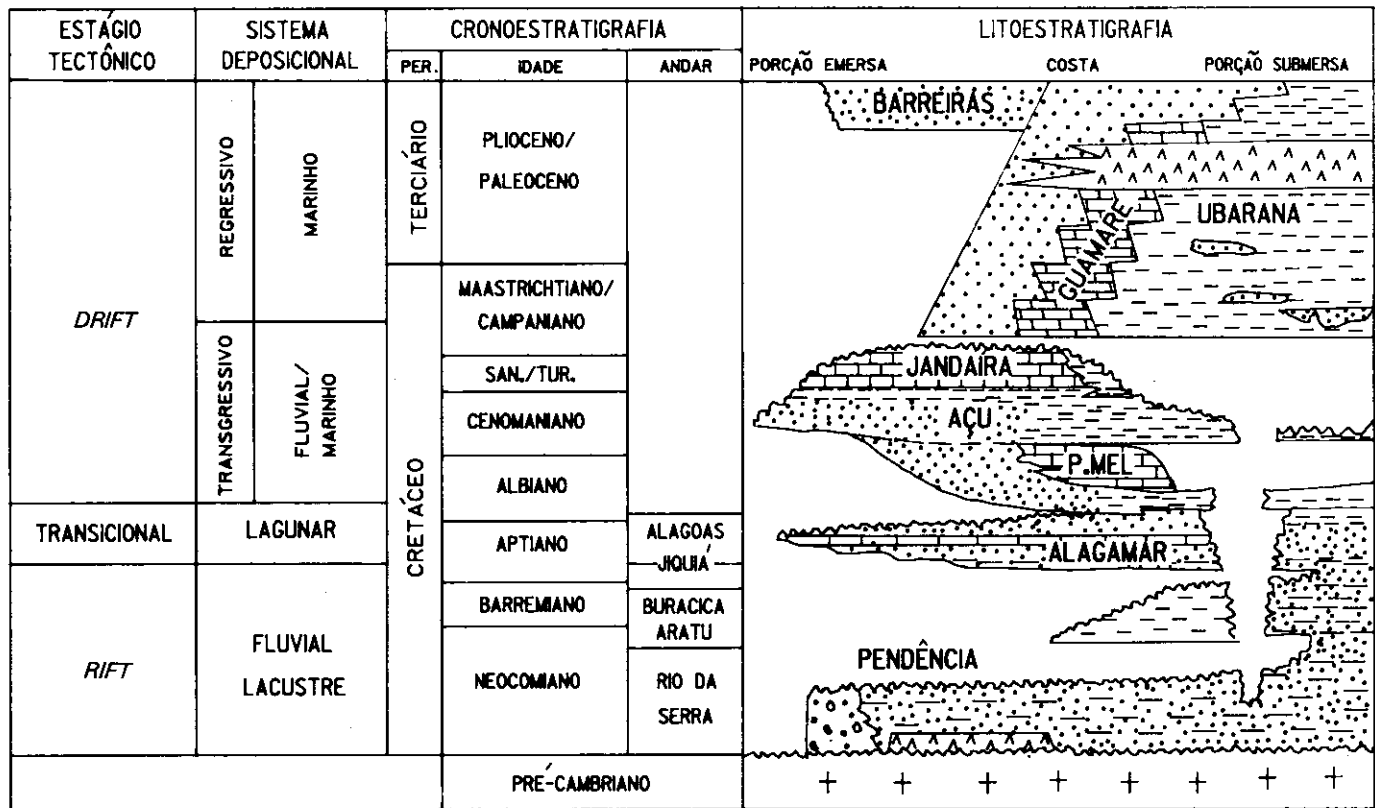


Fig. 3 Coluna estratigráfica da Bacia Potiguar, ilustrando os estágios tectônicos principais (*rift*, *transicional* e *drift*) da Bacia. Modificada de Souza (1982) e Bertani *et al.* (1989).

Fig. 3 Stratigraphic column of Potiguar Basin, showing major tectonic stages: *rift*, *transicional*, and *drift* (adapted from Souza, 1982 and Bertani *et al.* 1989).

norte do Estado do Rio Grande do Norte e nordeste do Estado do Ceará (fig. 1).

A coluna sedimentar da Bacia Potiguar (fig. 3) é representada por sedimentos depositados em três estágios tectônicos principais: *rift*, *transicional* e *drift* (Matos *et al.* 1987, Bertani *et al.* 1989). Na porção emersa da bacia, a maior parte da coluna é composta por arenitos e folhelhos lacustres da Formação Pendência depositados em *grabens* assimétricos durante o estágio *rift*. Este estágio foi seguido de um período de soerguimento e erosão que originou uma discordância regional no topo da Formação Pendência (Bertani *et al.* 1987). No estágio *transicional*, quando ocorreram as primeiras ingressões marinhas na bacia, foram depositados os sedimentos lagunares da Formação Alagamar. O estágio *drift* apresentou duas grandes seqüências deposicionais, uma

transgressiva e outra regressiva. Na porção emersa, os depósitos do estágio *transicional* foram recobertos pelos sedimentos fluviais da Formação Açu, seguidos de carbonatos de plataforma da Formação Jandaíra, ambos pertencentes à seqüência transgressiva. A seqüência regressiva é representada pelas formações Tibau, Guamaré e Ubarana, que ocorrem essencialmente na porção submersa da bacia.

A história da Bacia Potiguar emersa foi caracterizada por um soterramento rápido nos primeiros milhões de anos (relativos à fase *rift*), o que fez com que os sedimentos atingissem, ainda no Cretáceo, as profundidades próximas àquelas onde se encontram atualmente (fig. 4a), ao contrário da porção marítima, onde a fase de subsidência tectônica foi mais desenvolvida (fig. 4b).

Os reservatórios de petróleo da Bacia Potiguar emersa são: os arenitos fluviais/transicionais da Formação Açu, os quais são prospectos rasos da bacia, com acumulações a profundidades tipicamente inferiores a 700 m; os arenitos da Formação Alagamar e os arenitos e conglomerados da Formação Pendência, que representam os prospectos mais profundos da bacia.

Na Formação Pendência, na porção emersa da Bacia Potiguar, as acumulações ocorrem principalmente em trapas mistas (estruturais/estratigráficas) relacionadas à intensa atividade tectônica da fase *rift*, e associadas à discordância pós-*rift* (Bertani *et al.* 1987; Bruhn *et al.* 1988). Os folhelhos associados aos arenitos Pendência são ricos em matéria orgânica do tipo I/II e são as rochas geradoras dos hidrocarbonetos presentes nesses reservatórios (Neves, 1987).

3 – FORMAÇÃO PENDÊNCIA

A Formação Pendência, na porção terrestre da Bacia Potiguar, é constituída por depósitos siliciclásticos (conglomerados, arenitos e folhelhos) que preencheram um *graben* assimétrico orientado SW-NE, com eixo deposicional principal próximo às falhas de borda da porção sudeste do *graben*. Dois altos estruturais (altos de Quixaba e Serra do Carmo), de mesma orientação, subdividem a calha principal nos *grabens* de Boa Vista e Umbuzeiro. Estima-se que a espessura máxima de sedimentos na Formação Pendência é da ordem de 5 000 m, no *Graben* de Umbuzeiro. Nos altos internos do embasamento, a espessura da Formação Pendência atinge valores inferiores a 500 m (fig. 5). Na parte sul-sudoeste desta calha (*Graben* de Apodi), os altos estruturais não são expressivos, e a espessura de sedimentos pode ultrapassar 4 500 m. A Formação Pendência vem sendo informalmente subdividida em cinco unidades cronoestratigráficas (Matos, *et al.* 1987), denominadas unidades I, II, III, IV e V, da mais antiga para a mais nova. Esta subdivisão é baseada na bioestratigrafia de ostracodes e palinórfos, em dados sismoestratigráficos, litoestratigráficos e em características de perfis elétricos e representam, portanto, pseudo-unidades cronoestratigráficas.

As unidades basais I e II ocorrem aparentemente em toda a extensão do *rift*, de acordo com interpretação de dados sísmicos. Estas unidades só foram perfuradas em poucos poços, a maioria deles localizada em áreas onde a Formação Pendência é pouco espessa. O topo da unidade I é representado por uma quebra em perfis coincidente com o topo da biozona P-120, caracte-

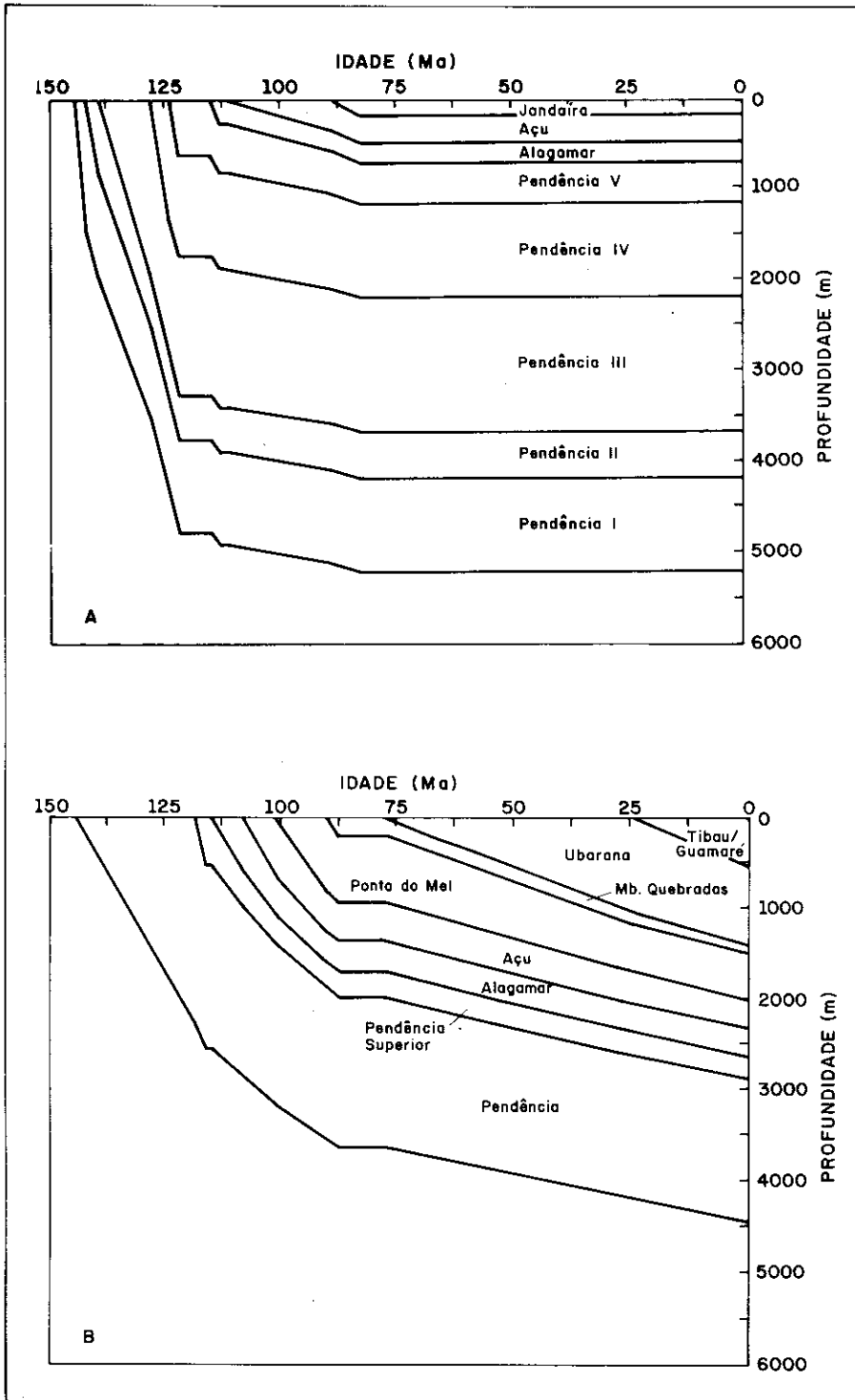


Fig. 4 - Histórias de soterramento dos sedimentos da parte emersa (A) e da porção imersa (B) da Bacia Potiguar. Observar o soterramento rápido nos primeiros milhões de anos da parte emersa, diferente da história de soterramento da porção imersa, onde a fase de subsidência termal foi mais desenvolvida.

Fig. 4 - Burial histories for onshore (A) and offshore (B) portions of Potiguar Basin. Notice rapid subsidence during first million years in onshore portion, while offshore portion presents gradual subsidence over time.

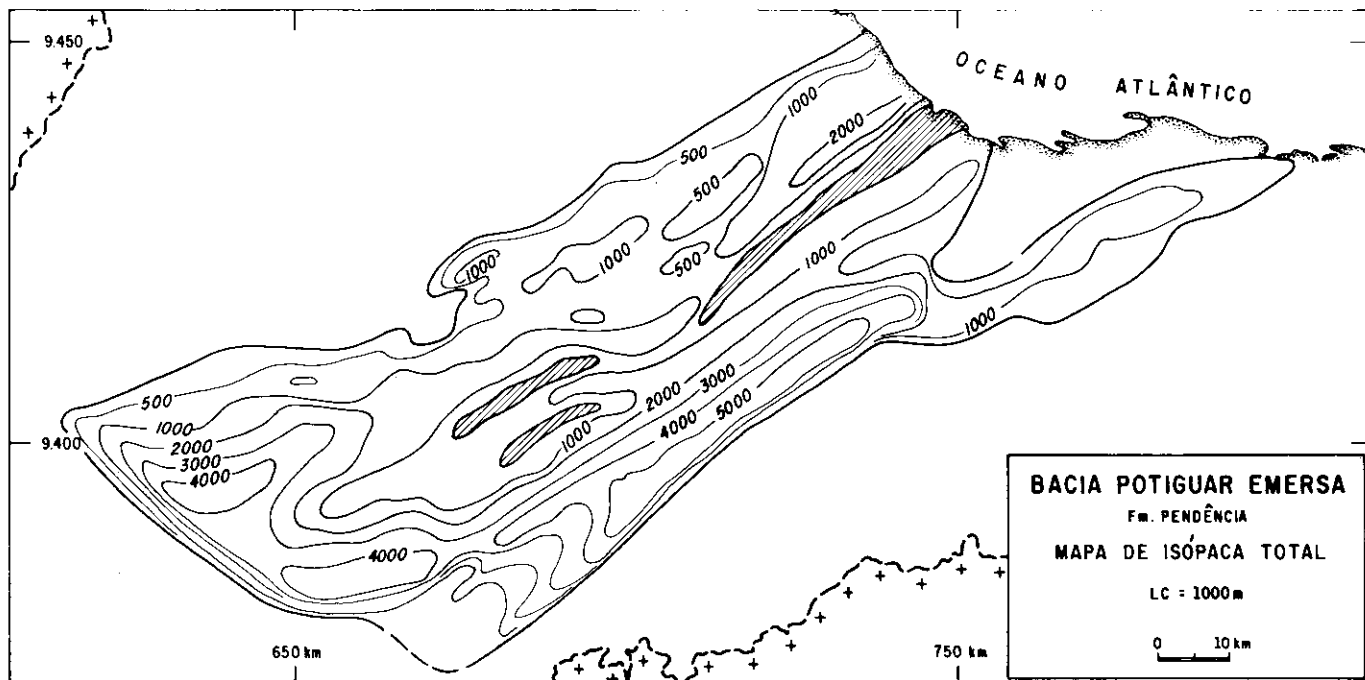


Fig. 5 - Mapa de isópacas total dos sedimentos da Formação Pendência. A Formação atinge mais de 5 000 m de espessura no Graben de Umbuzeiro, ao passo que sobre os altos estruturais internos pode atingir valores inferiores a 500 m.

Fig. 5 - Isopach map of Pendência Formation sediments, onshore Potiguar Basin. The formation reaches a thickness of over 5,000 m in the Umbuzeiro Graben, whereas it is less than 500 m thick at internal highs.

rística desta unidade (Matos *et al.* 1987). Esta quebra em perfis se caracteriza pela ocorrência de valores muito elevados de porosidade neutrônica da unidade I. A figura 6 exemplifica esta característica de perfil, mostrando a brusca mudança a partir de 3 955 m no poço 1-RFQ-1-RN, com uma nítida separação das curvas neutrão-densidade na unidade I. Análises petrográficas de amostras de calha e de testemunhos indicaram que tal característica da unidade I se deve à presença de rochas vulcanoclásticas associadas aos folhelhos e arenitos (Anjos *et al.* 1990a, neste volume).

As unidades III e IV também ocorrem na maior parte do Rift Pendência, exceto sobre os altos internos, e contêm os principais reservatórios e rochas geradoras de hidrocarbonetos da Formação Pendência. A unidade V tem ocorrência restrita ao Graben de Umbuzeiro.

A maior parte das perfurações obtendo prospectos da Formação Pendência foram realizadas em altos estruturais situados nos grabens de Umbuzeiro e Apodi, sendo

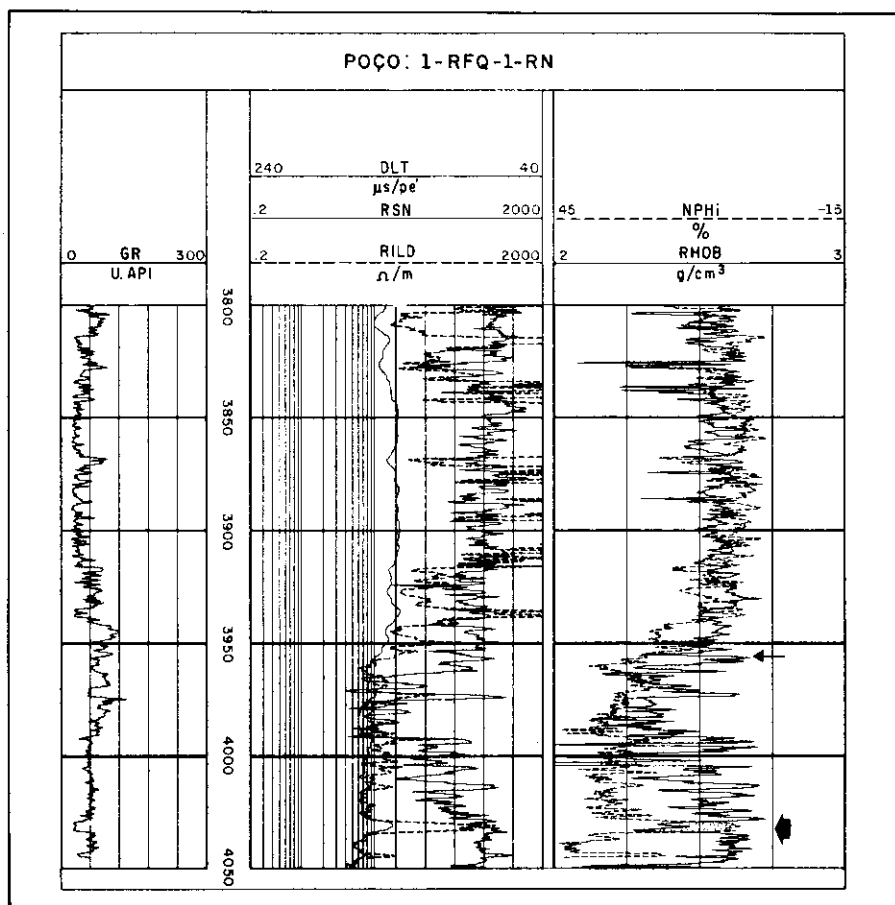


Fig. 6 - Perfil do poço 1-RFQ-1-RN mostrando a feição de perfil característica da unidade I, definida pela brusca mudança no padrão dos perfis neutrão (NPHI) e densidade (RHOB). Notar a nítida separação entre as curvas dos perfis neutrão e de densidade. A seta menor indica o topo da unidade I e a maior o intervalo com porosidade anômala (18%) a 4 030 m de profundidade.

Fig. 6 - Typical log for Unit I (well 1-RFQ-1-RN), which displays abrupt change in patterns of neutron (NPHI) and density (RHOB) logs. Note sharp separation between curves of neutron and density logs. Smaller arrow points to top of Unit I and larger arrow, to the interval displaying anomalously high porosity (18%) at a depth of 4,030 m.

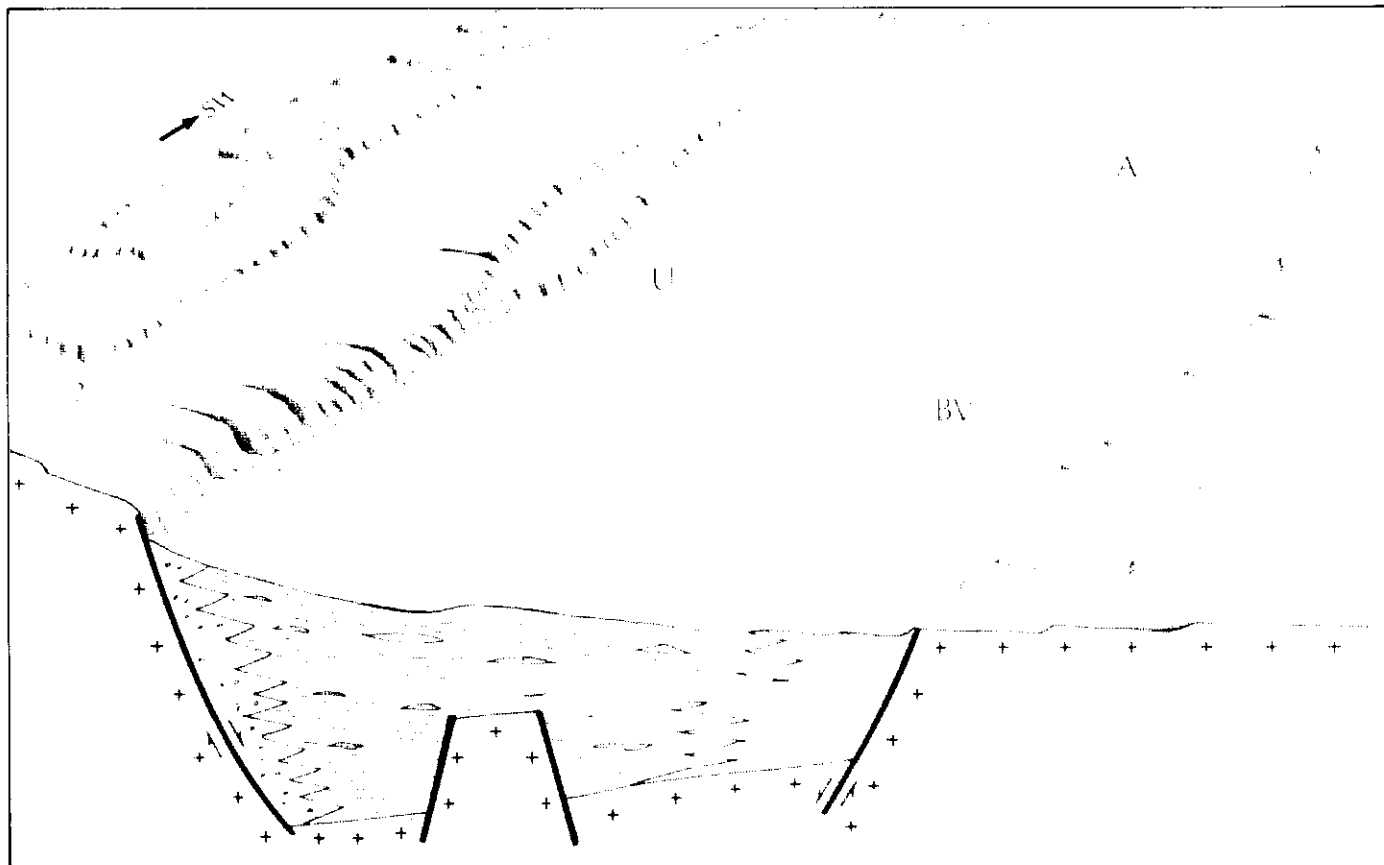


Fig. 7 - Bloco diagrama esquemático do Rift Pendência. O rift é dividido em grabens separados por altos internos. No Graben de Umbuzeiro (U) predominam os depósitos de fandeltas, deltaicos e turbidíticos; no Graben de Apodi (A) predominam os depósitos flúvio-deltaicos, enquanto que o Graben de Boa Vista (BV) é ainda muito pouco conhecido.

Fig. 7 - Schematic block diagram of Pendência rift, which is divided into grabens separated by internal highs. Fan-deltaic, deltaic, and turbidite deposits predominate in the Umbuzeiro Graben (U) while fluvio/deltaic deposits predominate in the Apodi Graben (A). Very little information is available on the Boa Vista Graben (BV).

o Graben de Boa Vista relativamente pouco conhecido devido à baixa qualidade dos dados sísmicos, causada pela espessa cobertura da Formação Barreiras.

4 - RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO PENDÊNCIA

Os reservatórios da Formação Pendência variam desde depósitos conglomeráticos de fandeltas, junto às escarpas de falhas de borda da bacia (especialmente no Graben de Umbuzeiro), a arenitos flúvio-deltaicos e turbidíticos circundados

por folhelhos geradores nos depocentros dos grabens (Matos et al. 1987). No Graben de Umbuzeiro predominam os depósitos de fandeltas, deltaicos e turbidíticos, no de Apodi os depósitos flúvio-deltaicos, enquanto que o Graben de Boa Vista ainda é muito pouco conhecido (fig. 7).

Em todos estes tipos genéticos de depósitos são encontradas acumulações de hidrocarbonetos, as quais ocorrem em profundidades variáveis de 700 a 4 030 m. As principais características encontradas nos diversos reservatórios (ta-

bela I) analisados em Anjos et al. (1990c) são:

- depósitos de fandeltas (campos de Janduí, Cachoeirinha e Brejinho) são constituídos por conglomerados e arenitos conglomeráticos maciços e arenitos médios a finos com laminação plano-paralela, em geral pobremente a muito pobremente selecionados;

- depósitos de canais flúvio (campos de Serraria-zona B, Poço Xavier, Riacho da Forquilha) são compostos por arenitos médios a muito grossos, em geral modera-

TABELA I / TABLE I
RELAÇÃO DOS INTERVALOS DOS POÇOS COM DADOS PETROFÍSICOS E
COM O RESPECTIVO AMBIENTE DEPOSICIONAL
INTERVALS OF CORED WELLS USED AS PETROPHYSICAL DATA-BASE
AND RESPECTIVE DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS

Poço	Prof.	Ambiente	Unidade	Nº Amostras
7-BR-14-RN	794.82	fandelta*	V	01
7-BR-17-RN	921.20	fandelta*	V ?	01
3-CAC-3-RN	1355-1373	fandelta	II	11
7-CAC-5-RN	1356-1404	fandelta	II	65
1-GO-1-RN	1355-1364	fandelta	II	16
7-JD-10-RN	700-836	fandelta	V	156
1-LG-1-RN	1202-1210	fluvial	IV	11
	2251-2259	turbidito •	II	04
1-LJ-1-RN	1791-1800	turbidito	III	04
	1837-1855	turbidito	III	31
1-LO-1-RN	1216-1225	fluvial	V	14
	2436-2447	fluvial	IV	10
	2807-2815	fluvial	III	15
	2997-3005	turb./delta ?	III	11
	3701-3703	turb./delta ?	II	02
1-LOR-1-RN	774-792	turbidito	IV	22
4-LOR-2-RN	675-748	turbidito	IV	23
1-LU-1-RN	1774-1792	fluvio-delta	IV	25
1-LV-1-RN	2597-2599	fandelta*	II	02
1-LV-2-RN	938-945	frente deltaica	IV	02
	2230-2237	fandelta	II	03
3-LV-5-RN	701-719	frente deltaica	IV	29
	2063-2066	fandelta	II	03
1-PX-1-RN	1638-1650	frente deltaica	IV	34
	1651-1666	fluvial	IV	43
	1785-1790	turbidito •	III	06
1-OB-2-RN	1544-1545	turbidito •	II	02
	1786-1887	turbidito •	II	02
1-QX-1-RN	1429-1437	frente deltaica	III	09
3-RAP-3-RN	1075-1093	frente deltaica	IV	30
	2910-2927	turbidito	III	13
1-RFQ-1-RN	2583-2593	fluvial	IV	22
	2893-2909	fluvial	IV	50
	3255-3262	turbidito •	III	18
	3829-3833	turb./delta ?	II	06
1-RT-1-RN	2375-2386	turbidito •	II	07
3-SE-3-RN	1320-1323	frente deltaica	III	06
7-SE-7-RN	1290-1308	frente deltaica	III	16
7-SE-19-RN	1300-1332	frente deltaica	III	21
7-SE-22-RN	1439-1454	fluvial	III	22
	1457-1464	frente deltaica	III	11
7-SE-24-RN	1418-1430	frente deltaica	III	19
	1433-1438	fluvial	III	08
7-SE-37-RN	1334-1362	frente deltaica	III	73
7-SE-42-RN	1497-1513	frente deltaica	III	22
7-SE-43-RN	1445-1461	fluvial	III	40
1-SV-1-RN	1053-1068	turbidito •	III	05
1-TM-1-RN	1060-1067	fluvial	III	07
1-UPN-1-RN	1480-1484	turbidito	IV	05
3-UPN-2-RN	1490-1500	turbidito	IV	15
7-UPN-6-RN	1492-1497	turbidito	IV	15
7-UPN-12-RN	1508-1516	turbidito	IV	16

(*) Whole Core

(?) Turbidito ou frente deltaica

A simbologia (•) refere-se aos turbiditos considerados de água profunda por Castro *et al.* (1985) e Castro (em edição).

damente selecionados, apresentando estratificação cruzada aca-nalada e base erosional;

– depósitos de frente deltaica (campos de Livramento e Serraria-zona A) são constituídos por arenitos finos a muito finos, moderadamente selecionados, com estratificações plano-paralelas e laminações cavalgantes, em grande parte associados a depósitos de canais fluviais;

– depósitos turbidíticos (campos de Upanema e Lorena) são constituídos por arenitos finos a muito finos, moderadamente selecionados, predominantemente maciços, com base erosional, estruturas de carga, localmente com estrutura em prato e intraclastos de folhelhos.

4.1 – Composição Detritica dos Arenitos da Formação Pendência

Os reservatórios da Formação Pendência são predominantemente arcósios, apresentando a composição média de Q49F40L11 para as unidades II, III, IV e V. A dispersão dos dados em direção ao pólo dos líticos nos arenitos de fandeltas e fluviais (fig. 8) deve-se à presença de litoclastos de composição quartzo-feldspática com granulometria mais grossa nestes depósitos.

A maior parte da unidade I é composta por arenitos com elevados teores de litoclastos de origem vulcânica (poços 1-RAP-3-RN, 1-TR-4-RN, 1-LG-1-RN), rochas vulcanoclásticas (hialoclastitos) e folhelhos. Os arenitos são predominantemente litarenitos feldspáticos com uma composição média Q45F12L43 (fig. 9) e são constituídos por fragmentos de vidro de

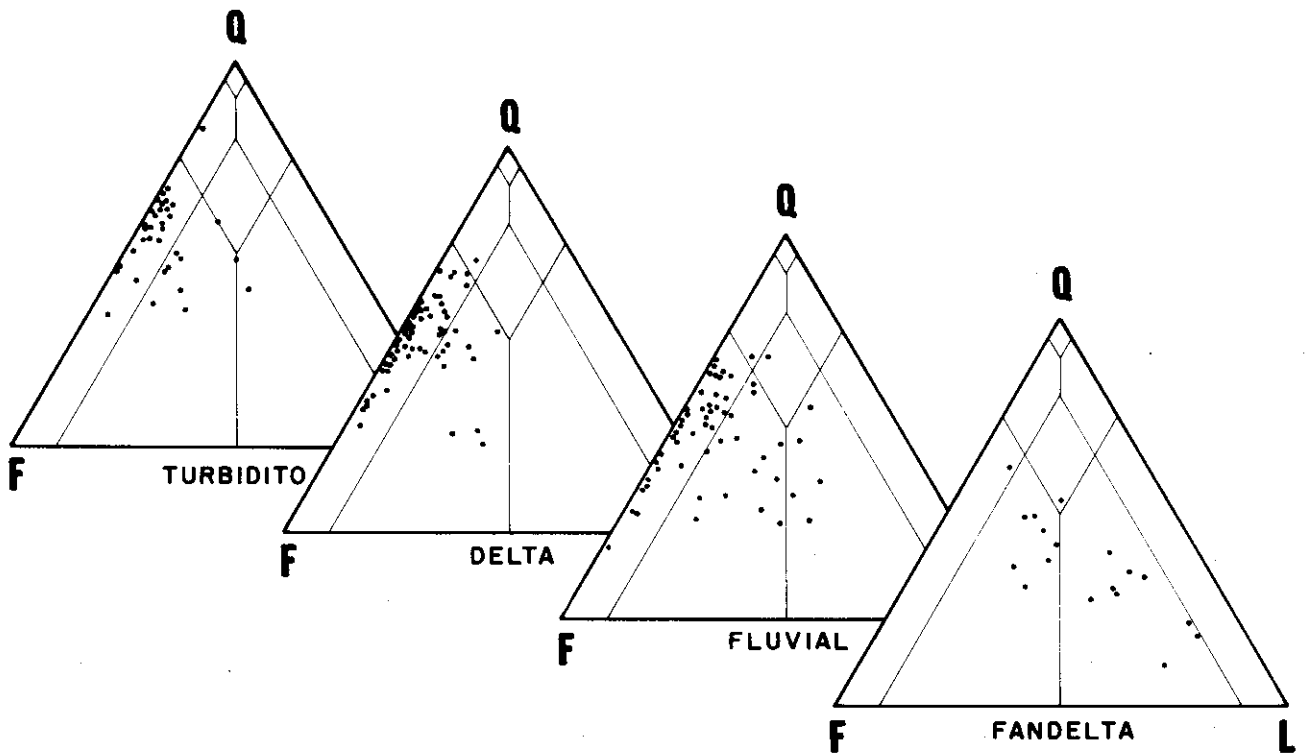


Fig. 8 - Composição detritica dos arenitos da Formação Pendência (unidades II, III, IV e V) plotada no diagrama triangular QFL de McBride (1963). Os arenitos são predominantemente arcósios e a dispersão dos dados nos arenitos de fandelatas em direção ao vértice dos líticos se deve à presença de litoclastos de composição quartzo-feldspática.

Fig. 8 - QFL triangular diagram of predominantly arkosic sandstones of units II, III, IV, and V of the Pendência Formation. In the case of fan-deltaic sandstones, scattering of data-points towards lithic vertex is due to abundance of quartz feldspathic lithoclasts.

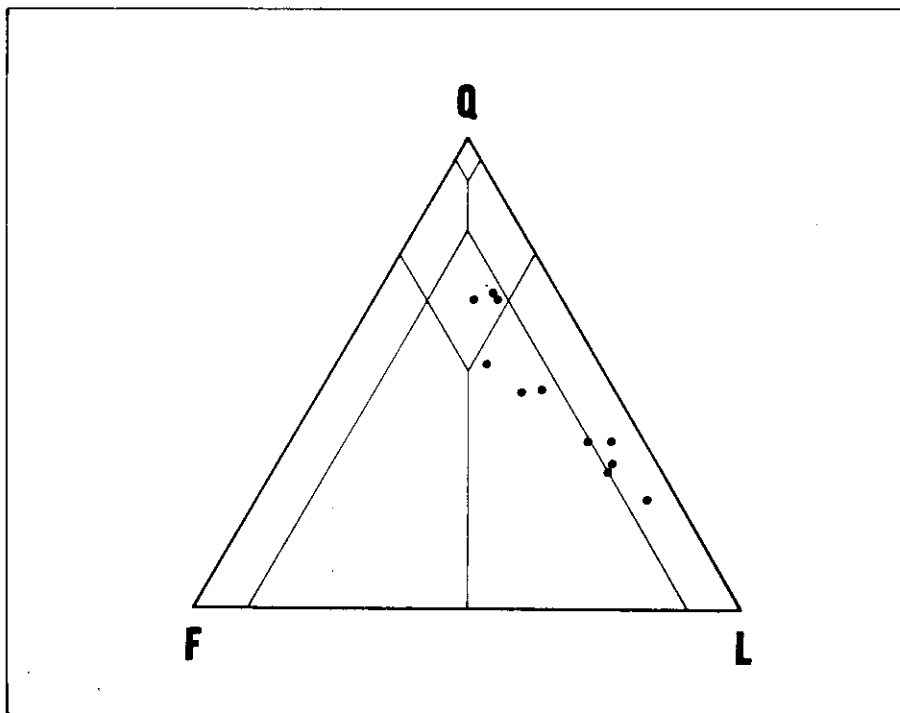


Fig. 9 - Composição detritica dos arenitos da unidade I da Formação Pendência plotada em diagrama triangular tipo QFL de McBride (1963). Os arenitos são predominantemente litarenitos feldspáticos ricos em litoclastos vulcânicos de origem básica.

Fig. 9 - QFL triangular diagram of Pendência Formation. Unit I sandstones, which are predominantly feldspathic litharenites rich in volcanic lithoclasts of basic rock.

composição básica, desvitrificados à clorita e, secundariamente, fragmentos de diabásio, quartzo, feldspatos e micas.

As camadas de hialoclastitos intercaladas aos arenitos líticos vulcânicos sugerem uma atividade vulcano-sedimentar contemporânea à deposição dos sedimentos localizados na base da Formação Pendência (Anjos *et al.* 1990a, neste volume).

A unidade I, contudo, contém um intervalo com reservatórios que apresentam porosidades anômalas (fig. 6) para esta profundidade. Este reservatório tem uma composição quartzo-feldspática semelhante à dos reservatórios das unidades superiores, conforme observado petrograficamente em amostras de testemunho do poço 7-RMO-4-RN e amostras de calha do poço 1-RFQ-1-RN.

4.2 – Diagenese

A diagenese das rochas-reservatório da Formação Pendência (unidades II, III, IV e V) nos diversos campos de petróleo vem sendo discutida em diversos trabalhos (Alves, 1985; Farias, 1987; Carrasco, 1989). Anjos *et al.* (inédito e 1990b), observaram que durante a sua evolução diagenética estes arenitos foram submetidos a uma série de modificações, principalmente durante as fases de eo e mesodiagenese, relacionadas à subsidência da bacia e, mais localmente, à ação da telodiagenese associada à discordância pós-rift (fig. 10).

Os principais eventos eomesodiagenéticos foram os seguintes:

– **infiltração mecânica de argilas.** Estas argilas apresentam-se na forma de envelopes descontínuos ao redor dos grãos, apresentam composição esmectítica (ilita-esmectita e/ou clorita-esmectita) e são restritas a alguns depósitos de faneltas e fluviais, onde ocorrem em pequenos teores. Localmente, apresentam feições de dissolução e caulinitização associadas ao influo de águas meteóricas:

– **compactação (mecânica e química).** Observada na forma de rearranjo de grãos e esmagamento de grãos dúcteis (intraclastos argilosos, micas e fragmentos de rochas vulcânicas), deformação dos planos de maclas dos feldspatos, fraturamento de grãos rígidos e interpenetração nos contatos entre os grãos;

– **precipitação de quartzo e feldspatos.** Crescimentos secundários de quartzo e feldspatos não são muito desenvolvidos nos reser-

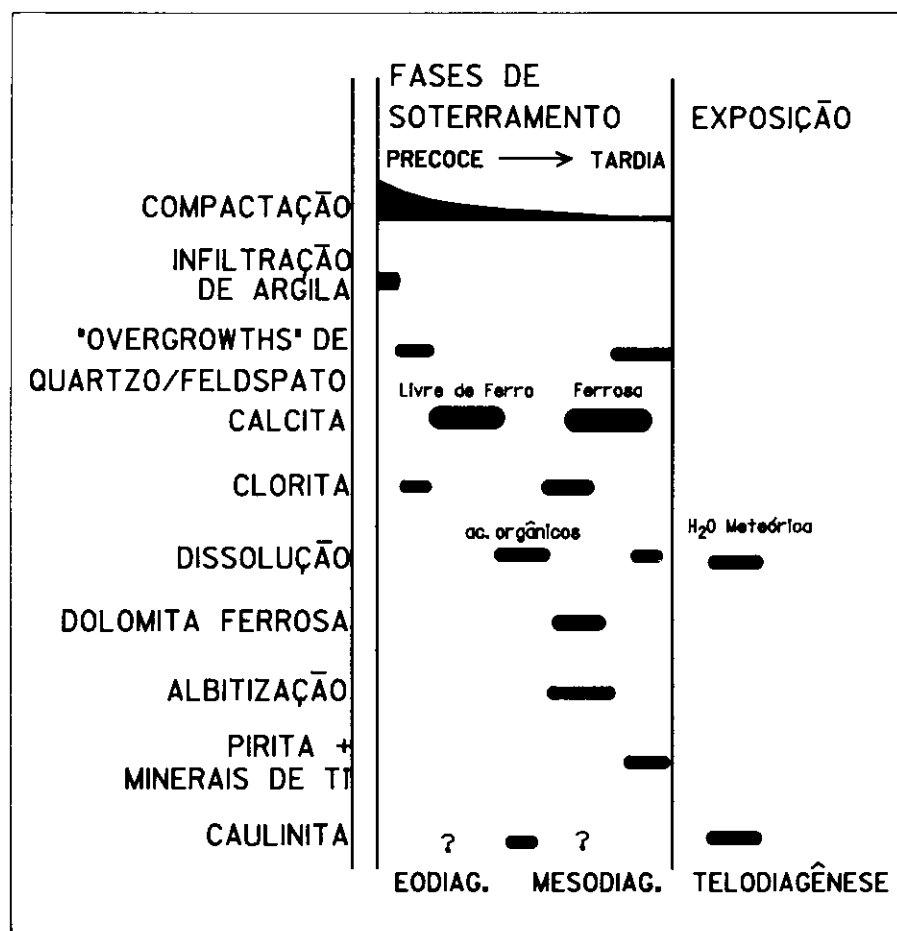


Fig. 10 Diagrama mostrando as principais fases diagenéticas a que foram submetidas as rochas-reservatório da Formação Pendência. As principais modificações eomesodiagenéticas foram adquiridas durante a compactação mecânica e a cimentação carbonática (calcita e dolomita). Os processos telodiagenéticos mais importantes foram a dissolução de grãos e cimentos por águas meteóricas e a precipitação de caulinita relacionados ao período de exposição e erosão.

Fig. 10 Diagram showing main diagenetic phases of Pendência Formation reservoir rock. Main eomesogenetic changes occurred during mechanical compaction and carbonate cementation (calcite and dolomite). Main telogenetic processes were grain and cement dissolution by the action of meteoric waters and precipitation of kaolinite, both related to the period of exposure and erosion.

vatórios da Formação Pendência, perfazendo geralmente teores médios de 1 a 2% do volume total da rocha;

– **precipitação de calcita não ferrosa poiquilotópica.** Esta calcita é mais abundante nos reservatórios mais rasos chegando a perfazer, em algumas amostras, mais de 30% do volume total da rocha;

– **dissolução** de constituintes do arcabouço (feldspatos, litoclastos de rochas vulcânicas, intraclastos e minerais pesados) e cimentos carbonáticos pela ação de ácidos orgânicos e CO₂ gerados durante a evolução térmica dos folhelhos associados;

– **precipitação de clorita.** A clorita é o argilomineral mais comum da Formação Pendência, e ocorre pra-

ticamente em todos os reservatórios, principalmente na forma de franjas descontínuas, ou originadas a partir da cloritização de intraclastos argilosos, micas e litoclastos vulcânicos;

- **precipitação de carbonatos tardios ferrosos.** A calcita e a dolomita ferrosas são cimentos carbonáticos tardios bastante comuns na Formação Pendência. A dolomita ocorre principalmente na forma de cristais euédricos precipitados no espaço poroso intergranular e substituindo grãos. A calcita tardia ocorre frequentemente substituindo grãos;

- **dissolução de cimentos carbonáticos ferrosos tardios.** Esta fase de dissolução foi muito pouco efetiva, sendo evidenciada principalmente em romboedros de dolomita ferrosa de algumas amostras do Campo de Serraria;

- **precipitação de cimentos tardios** de quartzo, feldspatos, anatásio e pirita.

A compactação e a cimentação por carbonatos foram os processos eomesodiagenéticos mais significativos no controle da qualidade dos reservatórios.

A compactação foi mais intensa durante a eodiagenese, mas foi atuante durante toda a evolução destes arenitos. Os valores de *minus cement porosity* (soma dos valores de porosidade intergranular e dos teores de cimento, e indica a porosidade anterior à cimentação) decaem com o aumento da profundidade (fig. 11), indicando o efeito contínuo da compactação na redução da porosidade com o aumento da profundidade. Nos arenitos líticos, ricos em litoclastos de rochas vulcânicas, a compactação mecânica

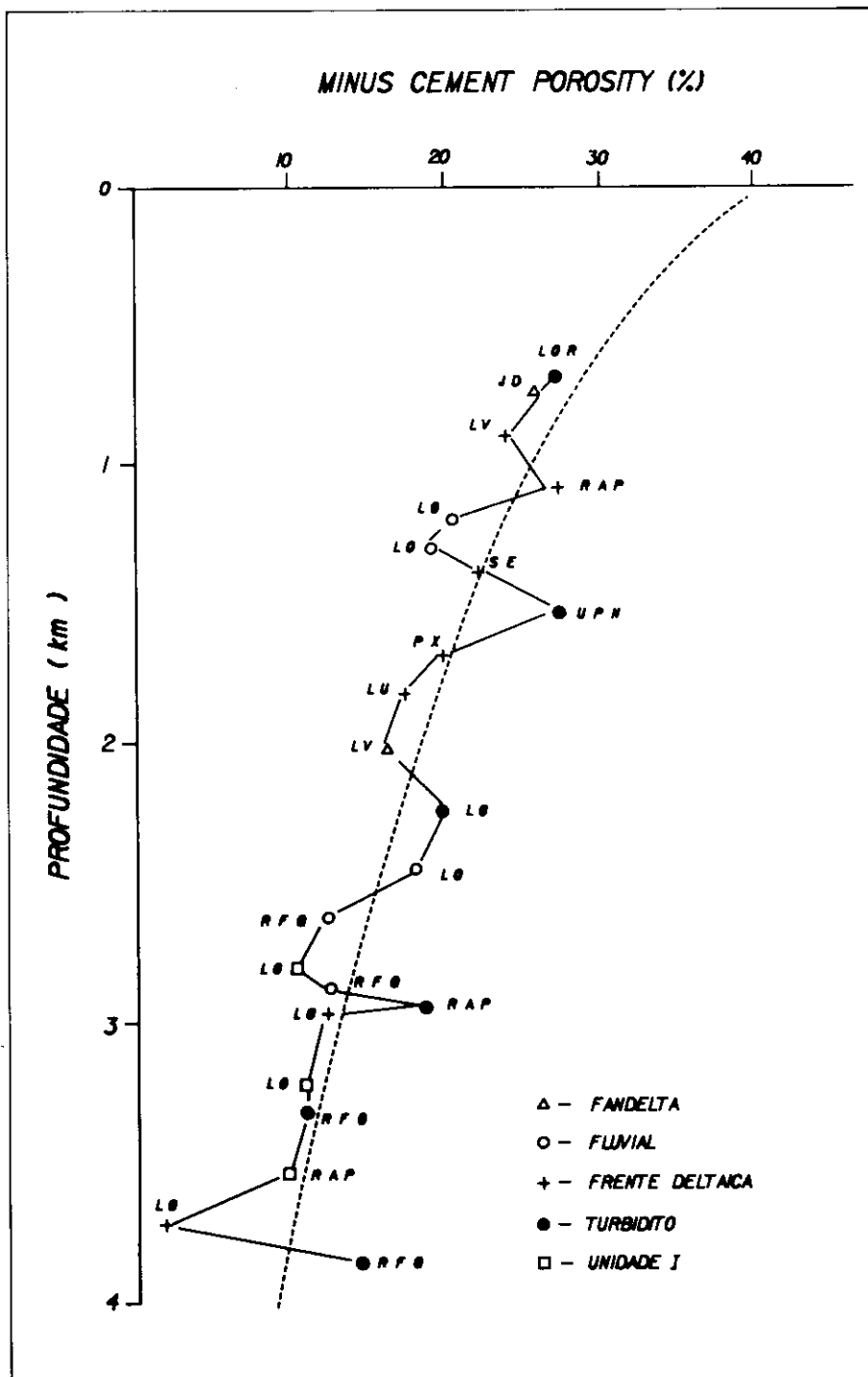


Fig. 11 - Gráfico de *minus cement porosity* versus profundidade de todos os intervalos analisados, separados por ambiente deposicional. As letras simbolizam o nome dos poços ou campos produtores de petróleo. A curva pontilhada representa uma regressão entre os pontos analisados. Os dados mostram o efeito contínuo da compactação na redução da porosidade com o aumento da profundidade.

Fig. 11 - *Minus cement porosity x depth* cross-plot for all intervals analyzed, by depositional environment. Letters are abbreviation of names of oil-producing wells or fields. Dotted curve indicates regression between analyzed points. Data reveal the continuous effect of compaction in reducing porosity as a function of increased depth.

nica foi responsável pela total redução do espaço poroso.

O teor de calcita (tanto a não ferrosa, mais precoce, quanto a ferrosa, mais tardia) apresenta variação em função da profundidade (temperatura) e do ambiente deposicional (fig. 12). Como regra geral, os arenitos fluviais apresentam teores bastante reduzidos de cimento carbonático. A calcita é mais abundante nos sedimentos turbidíticos e nos de faneltas. Nos depósitos de frente deltaica, o percentual de calcita apresenta valores intermediários. O elevado teor de calcita nos turbiditos parece estar relacionado à maior razão folhelho/arenito encontrada nos sedimentos distais, tendo sido os folhelhos uma fonte importante dos carbonatos para os arenitos.

O teor de cimento carbonático dos turbiditos é influenciado pela espessura das camadas de arenito. Dados de perfil dos poços dos campos de Upanema e Lorena mostraram que as camadas turbidíticas mais delgadas apresentam os menores valores de porosidade (tabela II). Estas camadas são as mais cimentadas por carbonatos, como observado petrograficamente. As análises mostraram que as camadas com menos de 20 cm de espessura apresentam-se mais cimentadas por calcita e, conseqüentemente, com menores porosidades.

A abundância de fragmentos de rochas carbonáticas nos depósitos de faneltas teria originado os elevados teores de cimento de calcita nesta fácies.

A telodiagênese ocorreu no final da fase *rift*, quando o topo da Formação Pendência foi erodido e a dia-

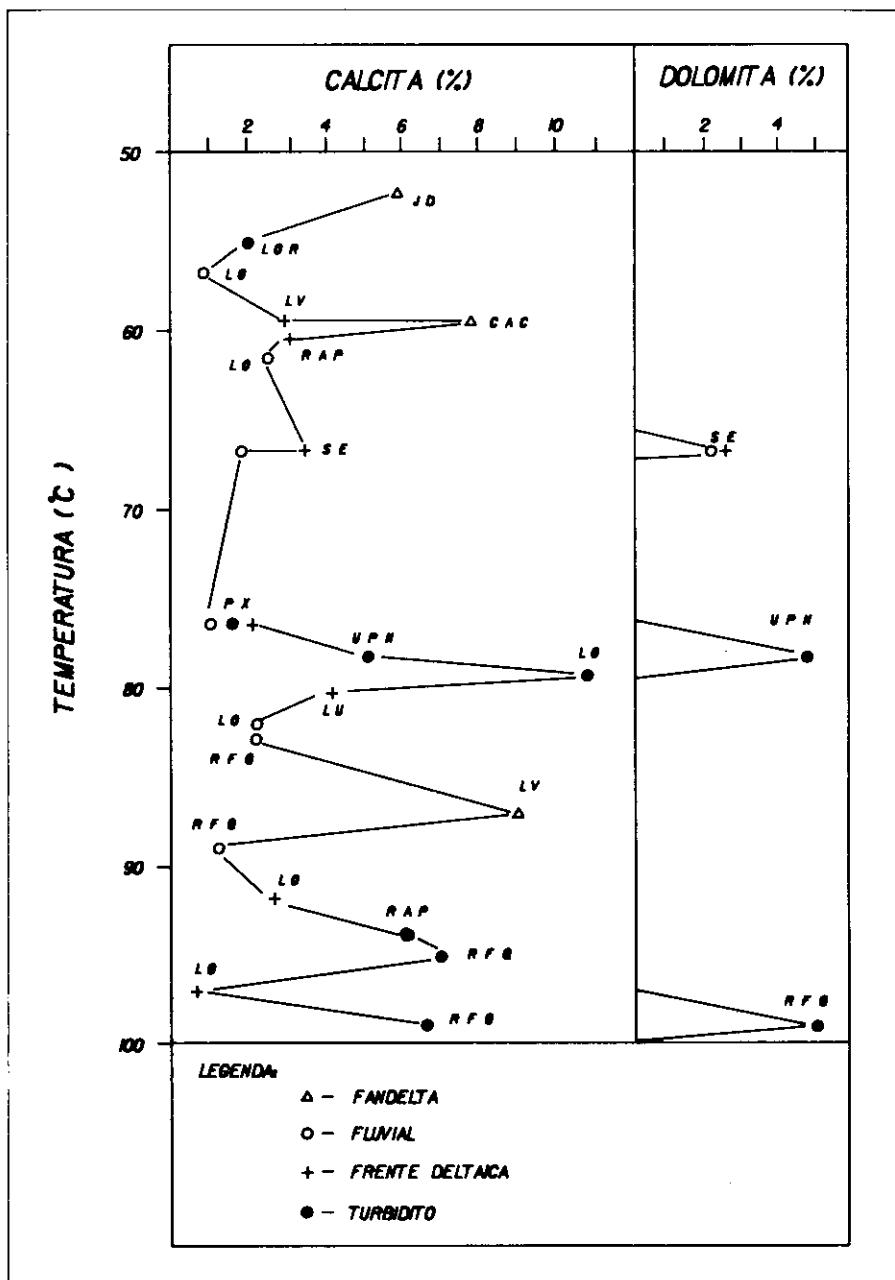


Fig. 12 Gráfico de teor de calcita e dolomita em função da temperatura atual dos poços (BHT) e do tipo genético de cada reservatório.

Fig. 12 Calcite and dolomite content as a function of temperature (BHT) and genetic reservoir-type.

TABELA II / TABLE II
RELAÇÃO ENTRE ESPESSURA DAS CAMADAS TURBIDÍTICAS E POROSIDADE MÉDIA NOS CAMPOS DE UPANEMA E LORENA, FORMAÇÃO PENDÊNCIA, BACIA POTIGUAR

RELATION BETWEEN THICKNESS OF TURBIDITE LAYERS AND AVERAGE POROSITY IN UPANEMA AND LORENA FIELDS, PENDÊNCIA FORMATION, POTIGUAR BASIN

Espessura	Porosidade Média (%)	
	Lorena	Upanema
< 20 cm	12 (n = 12)	14 (n = 12)
> 20 cm	21 (n = 36)	17 (n = 31)

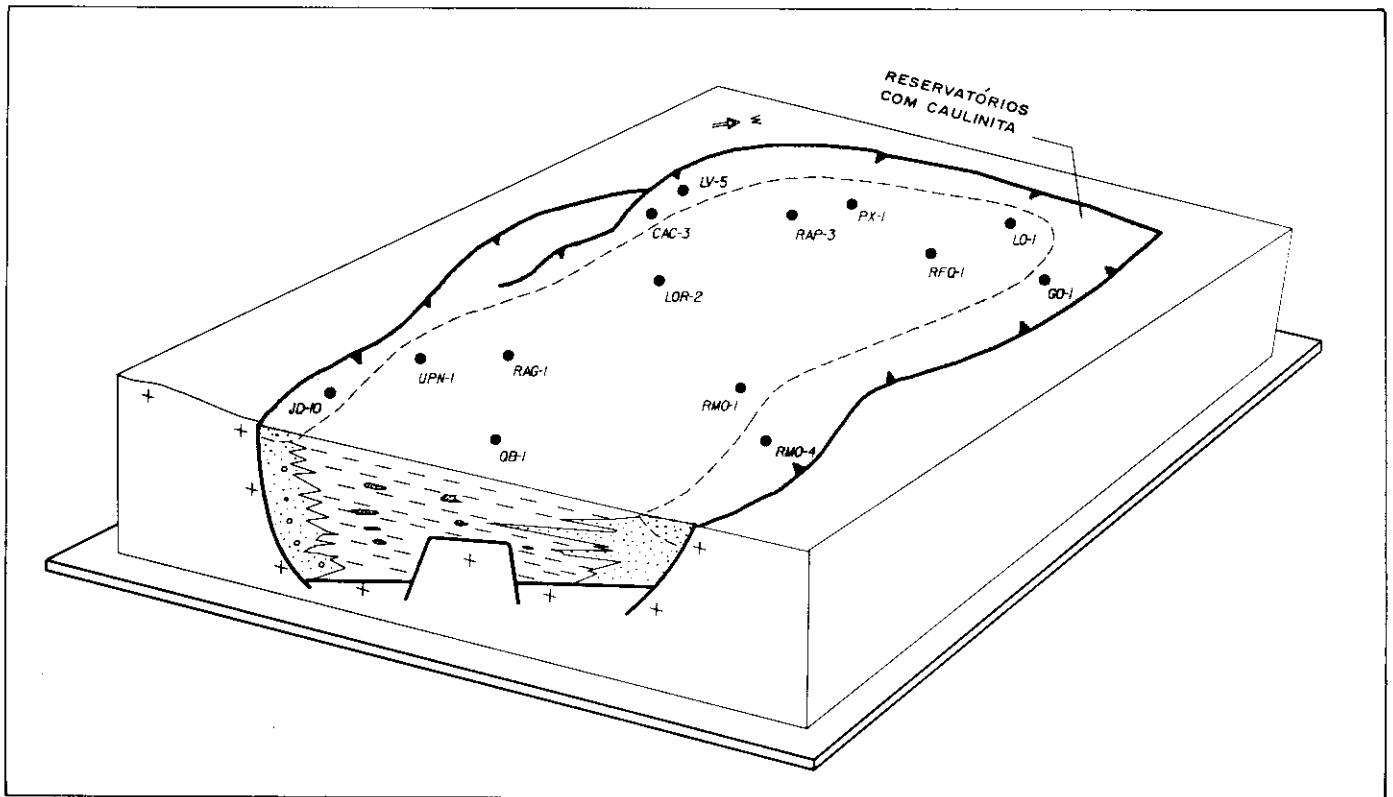


Fig. 13 - Bloco diagrama mostrando a área de ocorrência de caulinita nos reservatórios, a qual é controlada pela proximidade com as falhas de borda da bacia e com a discordância pós-rift.

Fig. 13 - Block diagram showing kaolinite occurrence in reservoirs, controlled by proximity to basin border faults and to post rift discordance.

gênese foi influenciada pelo influxo de águas meteóricas. A ação das águas meteóricas foi intensa próximo às falhas de borda do rift, devido às maiores permeabilidades verticais nestas regiões, condicionadas pelos falhamentos e pelas altas razões arenito/folhelho.

Os principais processos diagenéticos resultantes desta fase foram intensa dissolução de grãos e cimentos carbonáticos, caulinitização de grãos e precipitação de caulinita no espaço intergranular. A caulinita na Formação Pendência parece estar relacionada principalmente à telodiagênese, pois sua ocorrência restringe-se aos depósitos da borda da bacia situados próximo à discordância (fig. 13).

5 - QUALIDADE DOS RESERVATÓRIOS

A porosidade dos reservatórios da Formação Pendência é predominantemente do tipo intergranular, (fig. 14) ocorrendo também porosi-

FORMAÇÃO PENDÊNCIA

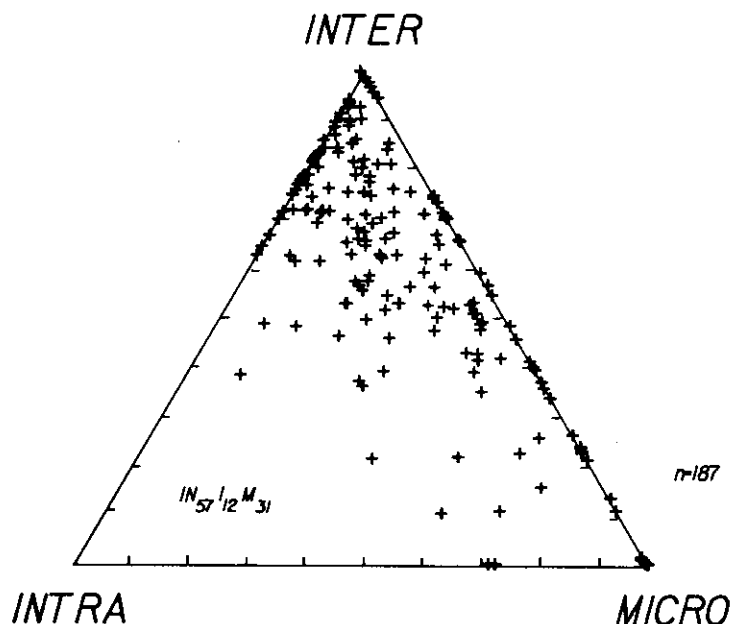


Fig. 14 - Diagrama triangular mostrando a relação entre os diferentes tipos de porosidade (intergranular, intragranular e microporosidade) dos reservatórios da Formação Pendência.

Fig. 14 - Triangular diagram showing relation between different types of porosity (intergranular, intragranular and microporosity) in Pendência Formation reservoirs.

idade intragranular e microporosidade. A microporosidade foi calculada diminuindo-se a porosidade obtida por ensaios petrofísicos da porosidade medida em lâmina delgada.

Com o aumento da profundidade, a porosidade intergranular e a intragranular decrescem (fig. 15), enquanto que a microporosidade tende a aumentar (figs. 16a, b e c). Este fato indica que o processo de geração de porosidade secundária por dissolução de grãos foi pouco efetivo, ao contrário do observado nos arenitos da seção *rift* (Formação Sergi) da Bacia do Recôncavo, onde o percentual de porosidade intragranular é crescente com o aumento de profundidade (Bruhn e De Ros, 1987).

A análise estatística de dados petrofísicos (porosidade e permeabilidade) de mais de 1 000 amostras de plugues e *whole cores* de arenitos e conglomerados das unidades II, III, IV e V da Formação Pendência, em profundidades variando desde 700 m até quase 4 000 m, mostrou que os reservatórios tendem a apresentar uma queda acentuada de porosidade e de permeabilidade com o aumento da profundidade (Anjos *et al.* inédito e 1990c). Este comportamento está diretamente relacionado com a história de soterramento da bacia, aspectos relativos ao ambiente deposicional, composição detrítica imatura dos reservatórios (arenitos feldspáticos) e a diagênese. Os reservatórios da parte emersa da bacia foram rapidamente soterrados no Eocretáceo (fig. 4a), permanecendo por um longo tempo de residência nas suas profundidades atuais, o que propiciou que a compactação atuasse com maior intensidade nestes arenitos.

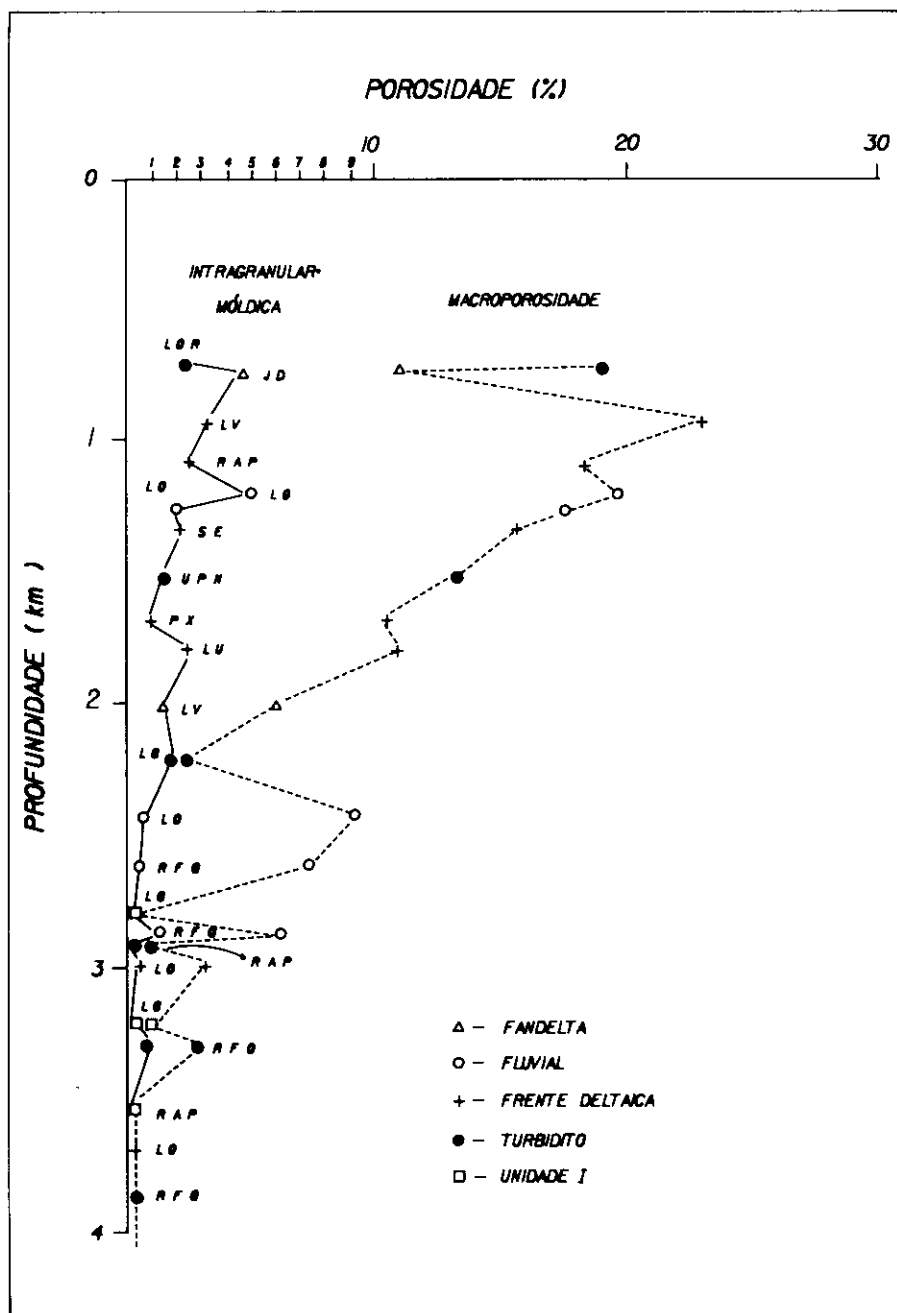


Fig. 15 - Gráfico de macroporosidade total e porosidade intragranular mais móldica (petrográfica) em função da profundidade de todos os arenitos analisados.

Fig. 15 - Total macroporosity and intragranular and moldic porosity (from petrography) as a function of depth for all sandstones analyzed.

O decréscimo de porosidade e de permeabilidade com o aumento da profundidade, contudo, não é uniforme para todos os reservatórios, como já havia sido sugerido por

Waick e Soares (1989) através de dados de porosidade obtidos de interpretação de perfis. Anjos *et al.* (inédito e 1990c), estudando os reservatórios da Formação Pen-

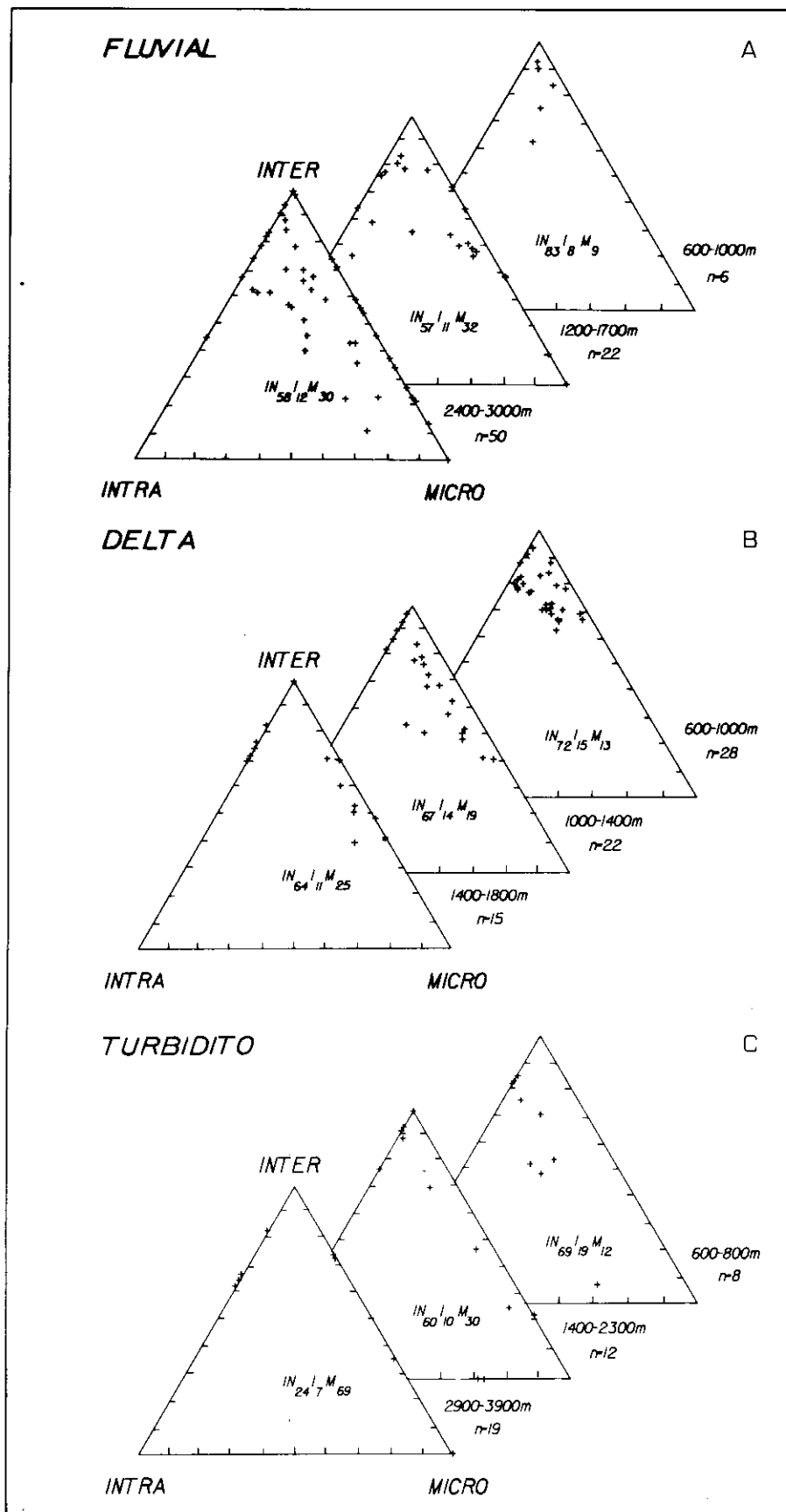


Fig. 16 - Diagramas triangulares de distribuição dos tipos de porosidade (porosidade intergranular, intragranular e microporosidade) com o aumento de profundidade dos reservatórios fluviais (A), de frente deltaica (B) e turbidíticos (C). Notar o aumento de microporosidade com o aumento de profundidade.

Fig. 16 - Triangular diagram showing distribution of intergranular and intragranular porosity and microporosity as a function of depth for fluvial (A), delta front (B) and turbidite (C) reservoirs. Note increase of microporosity with depth.

dência, observaram diferentes *trends* de variação de porosidade e permeabilidade para os diferentes tipos genéticos de reservatórios das unidades II, III, IV e V (figs. 17 e 18). Nestas figuras pode-se observar que:

- os reservatórios de faneltas (arenitos conglomeráticos e conglomerados) são os que apresentam a queda mais acentuada de porosidade e permeabilidade com a profundidade. Este comportamento está diretamente relacionado à sua maior imaturidade textural (má seleção granulométrica) e mineralógica (elevado teor de fragmentos de rochas), bem como aos elevados teores de cimento de calcita e caulinita que comumente apresentam;

- os reservatórios fluviais apresentam queda menos acentuada do que os demais tipos de reservatórios. Estes arenitos são grosseiros, moderadamente/pobremamente selecionados, e apresentam pequena percentagem de cimentos;

- os reservatórios de frente deltaica e turbidíticos apresentam taxa de redução de porosidade intermediária entre os de faneltas e os fluviais. Teores relativamente elevados de minerais micáceos e intraclastos argilosos, além de percentuais moderados a elevados de cimentos, contribuíram para uma maior redução da qualidade destes reservatórios com o aumento da profundidade.

Os dados dos depósitos turbidíticos/deltaicos (fig. 18c) mostram uma tendência geral de perda de permeabilidade com o aumento da profundidade. Contudo, pode-se observar um grupo de amostras que, independentemente da profundidade, apresenta valores sempre inferiores a 0.1 mD e pertencem às unidades II e base da III.

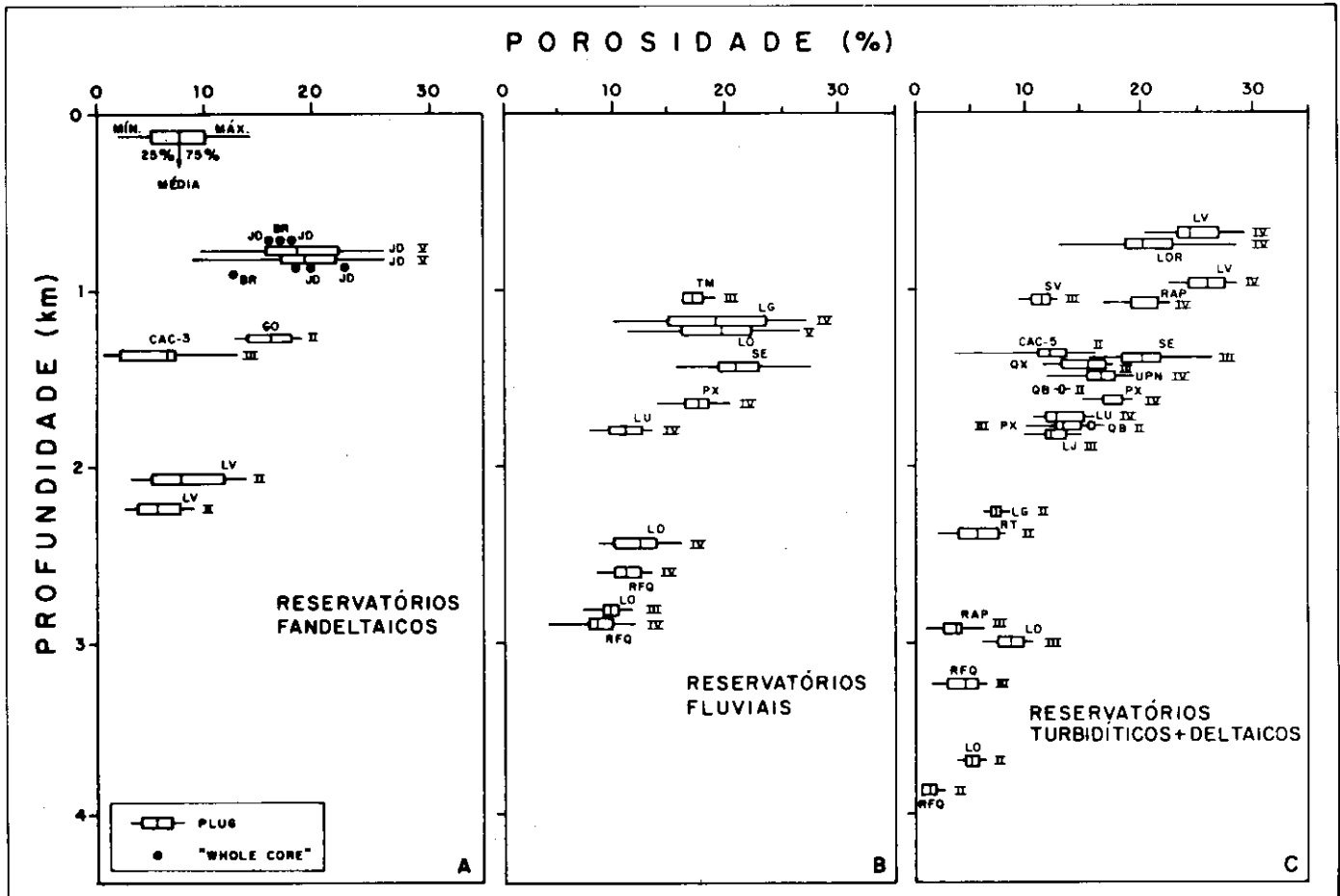


Fig. 17 - Gráficos de porosidade (petrofísica) versus profundidade dos diferentes tipos de reservatórios da Formação Pendência. As barras representam os valores mínimo, máximo, percentis de 25 e 75% e média aritmética para cada intervalo de profundidade. Poços e unidades (II a V) estão discriminados.
 Fig. 17 Porosity (petrophysical analysis) versus depth cross-plot for different types of Pendência Formation reservoirs. Bars indicate minimum value, maximum value, 25 and 75 percentiles, and arithmetic mean for each depth interval. Wells and units (II to V) are displayed.

Petrograficamente estas amostras apresentam elevada argilosidade, o que lhes confere elevado teor de microporosidade (fig. 17c). Este grupo de amostras pertence à fácies turbidito e correspondem àqueles depósitos caracterizados por Castro *et al.* (1985) e Castro (inédito) como sendo turbiditos de lago profundo. No presente trabalho, foi observado que os turbiditos, considerados por aqueles autores como sendo de água rasa (campos de Upanema e Lorena, por exemplo), são os que apresentam boas características de reservatório.

Convém ressaltar que existem opiniões divergentes quanto ao contexto deposicional dos turbiditos. Bruhn e Moraes (1990), por exemplo, consideraram os depósitos turbidíticos da Formação Pendência como sendo de água profunda (base de talude) e as características de reservatório como dependentes das fácies do sistema turbidítico e não da profundidade da lâmina d'água.
 Dentre todos os reservatórios analisados, aqueles que apresentam maiores valores de permeabilidade

(figs. 18a, b e c) encontram-se nas unidades mais novas (unidades V, IV e topo da III). Na unidade II, mais antiga, somente os reservatórios de fandeltas de borda de bacia (poços CAC-1 e GO-1) apresentam permeabilidades razoáveis.
 A Formação Pendência representa uma evolução gradual, da base para o topo, desde lago profundo até raso (Waick, 1990). Desta forma, considerando-se a classificação de Castro *et al.* (1985), as fácies de lago profundo predominariam nas seqüências cronoestratigraficamen-

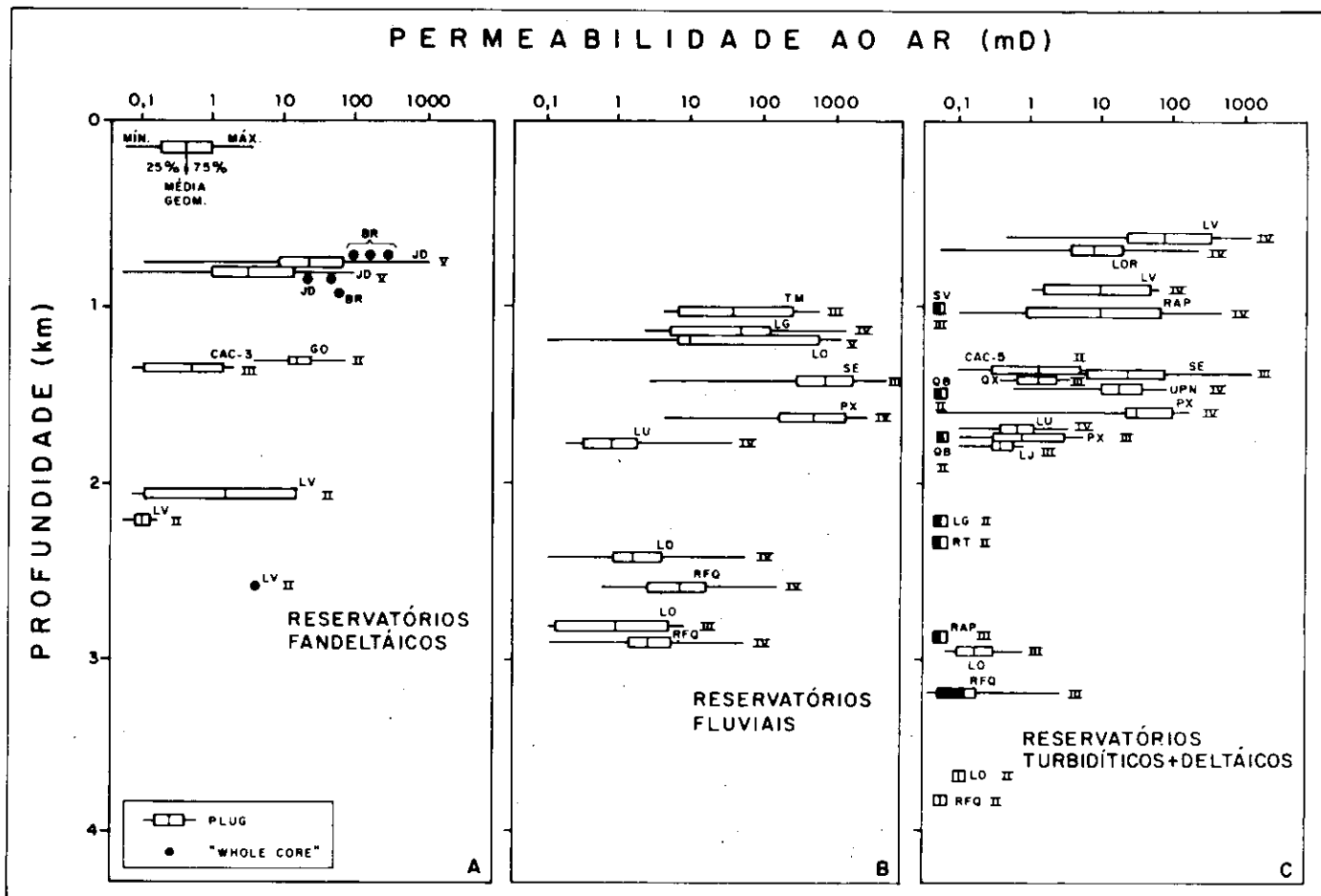


Fig. 18 Gráfico de permeabilidade versus profundidade dos diferentes tipos de reservatórios da Formação Pendência. As barras representam os valores mínimo, máximo, percentis de 25 e 75% e média geométrica para cada intervalo de profundidade. As barras pretas representam os turbiditos considerados de água profunda por Castro *et al.* (1985) e Castro (inédito).

Fig. 18 Permeability versus depth cross-plot for different types of Pendência Formation reservoirs. Bars indicate minimum value, maximum value, 25 and 75 percentiles, and geometric mean for each depth interval. Dark bars indicate the deep-water turbidites defined by Castro *et al.* (1985) and Castro (in press).

te mais antigas (I e II e base da III), enquanto nas unidades mais novas (unidades V, IV e topo da III) predominariam aquelas fácies de lago raso que apresentam as melhores características permoporosas.

6 - ANOMALIAS DE POROSIDADE NA BASE DA FORMAÇÃO PENDÊNCIA

A análise dos dados petrofísicos indica uma deterioração da qualidade dos reservatórios da Formação Pendência com o aumento

da profundidade, com gradientes diferenciados para cada tipo genético de reservatório. Contudo, análises de perfis de porosidade mostram que alguns reservatórios da unidade I apresentam porosidades anormalmente elevadas para as suas profundidades. Exemplos desta anomalia são os intervalos a 4 029/4 034 m no poço 1-RFQ-1-RN (fig. 6) e a 2 480 m no poço 1-RT-1-RN, que apresentam valores de porosidade muito acima da tendência geral observada com os dados petrofísicos (fig. 19). O reservatório a 4 030 m do

1-RFQ-1-RN produziu gás em teste de formação e apresenta-se com pressão anormalmente elevada. Apesar da elevada porosidade, a permeabilidade obtida da interpretação do teste de formação foi de apenas 0.03 mD.

O intervalo supracitado do poço 1-RT-1-RN produziu óleo e não foi detectada pressão anormalmente elevada.

A falta de testemunhos impediu que se fizesse uma análise mais detalhada destes reservatórios com

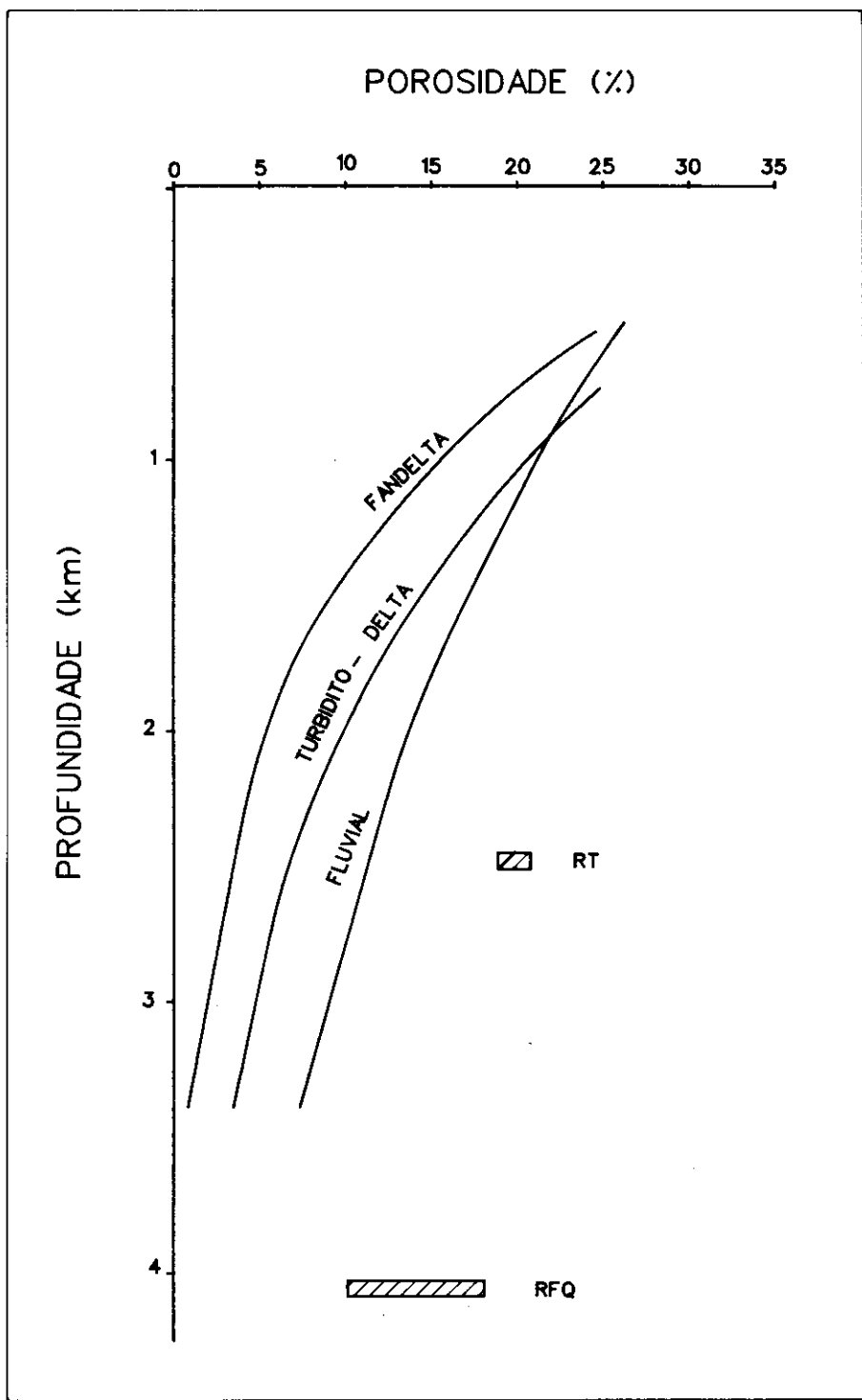


Fig. 19 Gráficos-mostrando a tendência geral de queda de porosidade com a profundidade apresentada pelos arenitos dos diferentes tipos de reservatório da Formação Pendência, obtidos a partir de regressão linear dos dados petrofísicos mostrados na figura 17. Observar os valores anômalos apresentados pelos poços 1-RFQ-1-RN e 1-RT-1-RN.

Fig. 19 Graph showing general tendency for porosity to decrease as a function of depth in sandstone of different types of Pendência Formation reservoirs they were. Obtained from linear regression of petrophysical data shown in figure 17. Note anomalous values for wells 1-RFQ-1-RN and 1-RT-1-RN.

porosidades anormalmente elevadas. Lâminas delgadas de amostras de calha a 4 030 m no poço 1-RFQ-1-RN apresentam pedaços de arenitos compostos principalmente por quartzo, feldspatos e fragmentos de rocha de composição granítica, estando os grãos geralmente recobertos por um filme de óleo morto. Estes arenitos são, portanto, composicionalmente diferentes das litologias vulcanoclásticas predominantes na unidade I.

Um ponto em comum nestes reservatórios com porosidades anômalas é a sua localização próximo à base da Formação Pendência, na unidade I, independentemente da sua profundidade, o que sugere um controle estratigráfico sobre a sua evolução diagenética. Neste sentido, estes arenitos poderiam representar um discreto período de sedimentação relacionada a um rebaixamento do nível do Lago Pendência. Assim, sedimentos mineralogicamente mais maduros (mais resistentes à compactação mecânica) teriam chegado à bacia, havendo uma forte contribuição de sedimentos vulcanoclásticos de origem intrabacia (Anjos *et al.* 1990a, neste volume). Vários fatores podem ser listados como controladores da porosidade em reservatórios como mencionada por Nagtegaal (1980) e De Ros (1990, neste volume). Na Bacia Potiguar, a presença de pressão anormalmente elevada constatada no poço 1-RFQ-1-RN pode ter contribuído para a preservação de porosidade. Os próprios filmes de óleo morto ao redor dos grãos podem ter contribuído para inibir a precipitação de cimentos tardios. Devido à grande profundidade do intervalo anômalo do poço 1-RFQ-1, a geração de porosidade secundária pela ação do H₂S pode ser um mecanismo (Siebert, 1985) que teria

atuado preferencialmente nesta unidade, diferentemente das unidades superiores Anjos *et al.* (inédito). De qualquer modo, a amostragem atualmente existente não permite uma interpretação conclusiva sobre as causas da preservação e/ou geração destas porosidades anômalas.

7 – POTENCIAL DOS RESERVATÓRIOS PROFUNDOS DA FORMAÇÃO PENDÊNCIA

A avaliação do potencial dos reservatórios profundos da Bacia Potiguar emersa deve levar em conta a reduzida amostragem dos reservatórios da Formação Pendência a grandes profundidades (fig. 2) dificulta uma melhor caracterização destes reservatórios. No entanto, a análise da qualidade dos reservatórios até o momento conhecidos, associada à análise dos *trends* de porosidade e permeabilidade em função do aumento de profundidade, permitem uma avaliação do potencial de reservatórios profundos da Formação Pendência.

Os reservatórios da Formação Pendência apresentam uma forte tendência de redução de porosidade e permeabilidade com o aumento da profundidade, que varia em função do ambiente deposicional e da diagênese:

a) os reservatórios com características de canal fluvial (englobando sistemas fluviais e canais distributários) apresentam o melhor potencial para reservatórios profundos, pois contêm a menor tendência de perda de porosidade e permeabilidade em função da profundidade, devido às suas características texturais (seleção), composicionais e

diagenéticas. Neste contexto, a área do *Graben* de Apodi é a que apresenta o melhor potencial para perfuração de poços profundos, pois representa a área onde os reservatórios de canais fluviais (poços 1-LO-1 e 1-RFQ-1) ocorrem a maiores profundidades (figs. 17 e 18). A área do *Graben* de Boa Vista, por representar as porções mais proximais do sistema flúvio-deltaico progradante, também apresenta alto potencial de se encontrar os melhores reservatórios. Nas demais áreas da bacia, até o momento conhecidas, em profundidades superiores a 3 000 m ocorrem principalmente fácies de frente deltaica e turbiditas. Deve-se ressaltar, contudo, que as fácies de canal apresentam boas características permoporosas, independentemente de representarem depósitos fluviais ou de canais distributários.

b) Os depósitos de fandeltas apresentam baixo potencial para reservatórios profundos devido a aspectos texturais (má seleção) e diagenéticos (forte compactação e cimentação por caulinita e calcita).

c) Os reservatórios turbidíticos/deltaicos apresentam uma tendência intermediária. As amostras com melhores porosidades e permeabilidades encontram-se até a 1 800 m e pertencem às unidades IV e III. Os depósitos turbidíticos argilosos (interpretados por Castro (inédito) como de “água profunda”) tendem a apresentar baixa permeabilidade mesmo a profundidades rasas e ocorrem nas unidades II e base da III.

Pode-se fazer também uma avaliação do potencial de reservatórios, levando-se em consideração o preenchimento do Lago Pendência e

as características até agora conhecidas dos reservatórios nas diferentes unidades cronoestratigráficas:

– os melhores reservatórios ocorrem nas unidades mais jovens (V, IV e topo da III);

– o potencial de reservatórios profundos da unidade II parece bastante reduzido. Esta unidade é representada por depósitos de fandeltas localizados na borda da bacia ou por depósitos turbidíticos. Os de fandeltas constituem reservatórios de qualidades razoáveis apenas em profundidades rasas, enquanto os turbidíticos tendem a se apresentar bastante argilosos e com baixas permeabilidades em qualquer profundidade;

– as rochas da unidade I e base da II, representadas por uma seqüência vulcano-sedimentar, composicionalmente mais instáveis, tendem a apresentar péssimas características de reservatório a qualquer profundidade. Apesar disto, ocorrem intervalos com porosidades elevadas na unidade basal da Formação Pendência, o que representa uma anomalia em relação à tendência geral de perda de porosidade com a profundidade.

A compreensão dos fatores (deposicionais ou diagenéticos) que produziram tais anomalias é importante como caráter preditivo para a exploração de prospectos semelhantes, objetivando principalmente reservatórios profundos para a prospecção de hidrocarbonetos gasosos, visto que apesar das porosidades elevadas eles apresentam baixas permeabilidades.

Convém ressaltar que a coluna sedimentar conhecida da Bacia Potiguar emersa não apresenta

a fase *pré-rift*, comum em outros *rifts* brasileiros mais conhecidos, onde se encontra a maioria dos reservatórios profundos. Os arenitos fluviais da Formação Serriaria da Bacia de Sergipe-Alagoas (Garcia *et al.* 1990, neste volume) e os arenitos flúvio-eólicos da Formação Sergi na Bacia do Recôncavo (Bruhn e De Ros 1987; Lanzarini e Terra, 1989) são exemplos destes reservatórios. O reconhecimento de uma seqüência com características vulcanoclásticas de amplitude regional na unidade I, na base da Formação Pendência (Anjos *et al.* 1990a, neste volume) e sotoposta ao embasamento, parece corroborar a inexistência de sedimentos da fase *pré-rift* pelo menos em grande parte da bacia. A ausência ou ocorrência restrita da fase *pré-rift* por si só já é um fator que reduz o potencial para reservatórios profundos na Bacia Potiguar emersa.

8 – CONCLUSÕES

A história de soterramento da bacia, caracterizada por um soterramento rápido nos primeiros milhões de anos, fez com que os reservatórios permanecessem por longo tempo de residência a profundidades próximas àquelas onde se encontram atualmente. Este fato, associado à composição feldspática dos reservatórios da Formação Pendência, fizeram com que a compactação e cimentação atuassem intensamente, deteriorando a qualidade dos reservatórios.

Os reservatórios da Formação Pendência apresentam uma tendência diferenciada de redução de porosidade e permeabilidade com o aumento da profundidade em função do ambiente deposicional.

Os reservatórios de fácies de canal fluvial apresentam a menor taxa de redução de porosidade e permeabilidade com o aumento da profundidade, e representam os melhores objetivos exploratórios para poços profundos na bacia. Nos reservatórios deltaicos/turbidíticos e de fاندeltas, as taxas de redução de porosidade são gradativamente maiores. Neste contexto, a área do *Graben* de Apodi é a que apresenta o melhor potencial para perfuração de poços profundos, pois representa a área onde os reservatórios fluviais podem ocorrer a maiores profundidades. Nas demais áreas da bacia até o momento conhecidas, em profundidades superiores a 3 000 m, só ocorrem fácies de frente deltaica e turbiditos. O *Graben* de Boa Vista, ainda pouco conhecido, por representar a área proximal da deposição dos sedimentos da Formação Pendência, é uma área com alto potencial para se encontrar os ambientes (fluvial/deltaico) favoráveis aos melhores reservatórios.

Em termos das unidades cronoestratigráficas, os melhores reservatórios encontram-se nas unidades V, IV e topo da III. A unidade II contém depósitos de fاندeltas e turbiditos argilosos e apresenta baixo potencial para reservatórios profundos.

As rochas da unidade I, representadas por uma seqüência vulcanosedimentar, composicionalmente mais instáveis, tendem a apresentar baixa qualidade de reservatório.

A ocorrência de porosidades anômalas em reservatórios da base da Formação Pendência (unidade I) representam uma anomalia e apon-

tam para um prospecto potencial para gás na bacia, pois estes reservatórios, apesar das boas porosidades, apresentam baixas permeabilidades. Somente com um programa de testemunhagem destes intervalos será possível diagnosticar os mecanismos controladores da qualidade destes reservatórios.

As evidências de inexistência, ou ocorrência restrita de sedimentos da fase *pré-rift* reduzem o potencial para reservatórios profundos na Bacia Potiguar emersa, quando comparada com outras bacias brasileiras.

Um melhor conhecimento de áreas ainda não perfuradas, principalmente no *Graben* de Boa Vista, certamente ampliará o universo para prospecção de reservatórios com boa qualidade.

AGRADECIMENTOS

Este artigo contém parte dos resultados do projeto "Modelagem Diagenética Preditiva da Bacia Potiguar" desenvolvido pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES) e Departamento de Exploração da PETROBRÁS (DEPEX/DEBAR). Os autores agradecem aos diversos colegas que contribuíram com sugestões e discussões, entre eles os geólogos Francisco Lima Neto, Aníbal Alves, Joel de Castro e Eugênio Santos Neto, assim como a Luiz F. De Ros, Carlos H. Bruhn e Aníbal C. Alves pela revisão criteriosa da versão original deste artigo. Agradecimentos ao colega Maximiano S. Scuta pelos dados de perfis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, A.C. *Petrografia e diagênese dos arenitos reservatórios da Formação Pendência (Cretáceo Inferior) no Campo de Serraia, Bacia Potiguar, Brasil*. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1985. 143p. (Tese de mestrado.)
- ANJOS, S.M.C., SOMBRA, C.L., SOUZA, R.S., WAICK, R.N. Potencial de Reservatórios Profundos da Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.509-530. 1990a.
- ANJOS, S.M.C., SOMBRA, C.L., DE ROS, L.F., SOUZA, R.S., SANTOS NETO, E.V., WAICK, R.N. Patterns and processes of diagenesis in Cretaceous rift sequence of Potiguar Basin, Northeastern Brazil. *AAPG Bulletin*, v.74, n.5, p.599, 1990b.
- ANJOS, S.M.C., SOUZA, R.S., SOMBRA, C.L., WAICK, R.N. Qualidade dos reservatórios da Formação Pendência, Bacia Potiguar, parte emersa. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4, 1990. *Anais...* Natal: PETROBRÁS/DEPEX/SEIDER, p.408-413. 1990c.
- ANJOS, S.M.C., SOMBRA, C.L., SOUZA, R.S., SANTOS NETO, E.V., WAICK, R.N., SOUTO FILHO, J.D., DE ROS, L.F., SURDAM, R.C., HEASLER, H.P. *Projeto Modelagem Diagenética preditiva da Formação Pendência, Bacia Potiguar emersa*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DIGER, (Relatório interno.) Inédito.
- BERTANI, R.T., APOLUCENO NETO, A.F., MATOS, R.M.D. O habitat do petróleo e as perspectivas exploratórias da Bacia Potiguar emersa. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.1, n.1, p.41-50, 1987.
- BERTANI, R.T., COSTA, I.G., MATOS, R.M.D. Evolução tectono-sedimentar, estilo estrutural e habitat do petróleo na Bacia Potiguar, Brasil. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA (SINTEX), 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1989. p.87-96.
- BRUHN, C.H.L., CAINELLI, C., MATOS, R.M.D. Habitat do petróleo e fronteiras exploratórias nos rifts brasileiros. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.2, n.2/4, p.217-254, 1988.
- BRUHN, C.H.L., DE ROS, L.F. Formação Sergi: evolução de conceitos e tendências na geologia de reservatórios. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.1, n.1, p.25-40, 1987.
- BRUHN, C.H.L., MORAES, M.A.S. *Análise geométrica de reservatórios e mapeamento de heterogeneidades: fase 1 turbiditos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1990. (Relatório interno.)
- CARRASCO, B.N. *Estudos sedimentológicos petrológicos e petrofísicos da Formação Pendência no Campo de Livramento, Bacia Potiguar, Brasil*. Ouro Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1989. 141p. (Tese de mestrado.)
- CASTRO, J.C. Turbiditos lacustres das bacias marginais brasileiras. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*.
- CASTRO, J.C., BARROCAS, S.L.S., CARRASCO, B.N. *Fácies e diagênese da Formação Pendência*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS / CENPES / DIGER / SEGEX, 1985. 11p. (Comunicação técnica, 29/85).
- DE ROS, L.F. Preservação e geração de porosidade em reservatórios clásticos profundos: Uma Revisão. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.387-404. 1990.
- 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, 1987. 136p. (Tese de mestrado.)
- GARCIA, A.J.V. DE ROS, L.F., SOUZA, R.S., BRUHN, C.H.L. Potencial de reservatórios profundos na Formação Serraria, Bacia de Sergipe-Alagoas. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.467-488. 1990.
- LANZARINI, W.L., TERRA, G.J.S. *Fácies sedimentares, evolução da porosidade e qualidade de reservatório da Formação Sergi, Campo de Fazenda Boa Esperança, Bacia do Recôncavo*. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.3, n.4, p.365-375, 1989.
- 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 INTRACONTINENTAIS, 1987, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS / DEPEX, 1987. p.160-197.

McBRIDE, E.F. A classification of common sandstones. *Journal of Sedimentary Petrology*, v.33, n.2, p.664-669, 1963.

NAGTEGAAL, P.J.C. Diagenetic models for predicting clastic reservoir quality. *Rev. del Inst. de Invest. Geol.*, v.34, p.5-19, 1980.

NEVES, C.H.O. *Análise regional do trinômio geração - migração - acumulação de hidrocarbonetos na seqüência continental eocretácica da Bacia Potiguar emersa, Nordeste do Brasil*. Ouro

Preto: Universidade Federal de Ouro Preto, 1987. 87p. (Tese de mestrado.)

SIEBERT, R.M. The origin of hydrogen sulfide, elemental sulphur, carbon dioxide, and nitrogen in reservoirs. *In: ANNUAL RESEARCH CONFERENCE OF GULF COAST SECTION*, 6, 1985. *Proceedings...* [s.l.: SEPM], 1985. p.30-31.

SOMBRA, C.L. O papel da história de soterramento na evolução da porosidade (arenitos das bacias marginais brasileiras). *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.413-428. 1990.

SOUZA, S.M. Atualização litoestratigráfica da Bacia Potiguar. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE*

GEOLOGIA, 23, 1982, Salvador. *Anais...* Salvador: Sociedade Brasileira de Geologia, 1982. p.2392-2406.

WAICK, R.N. Evolução tectono-sedimentar e acumulações de hidrocarbonetos na Bacia Potiguar emersa. *In: SIMPÓSIO SOBRE BACIAS CRETÁCIAS BRASILEIRAS*, 1, 1990, Rio Claro. *Anais...* São Paulo: UNESP, 1990.

WAICK, R.N., SOARES, U.M. Reservatórios profundos na Bacia Potiguar emersa. *In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA (SINTEX)*, 1, 1989 *Anais...* [s.l.]: PETROBRÁS/DEPEX, 1989. p.205-215.

EXPANDED ABSTRACT

This evaluation of the deep-reservoir potential of the Pendência Formation, onshore Potiguar Basin, was based on an analysis of the depositional environment, texture, mineralogical composition (detrital and authigenic), and spatial distribution of the different reservoirs. Special attention was focused on variations in porosity and permeability values as a function of depth.

Pendência Formation reservoirs vary from fan-deltaic conglomeratic deposits, near the border-fault scarps of the basin, to fluviodeltaic and turbidite sandstones, surrounded by hydrocarbon-producing shales. Fandeltaic, deltaic, and turbidite deposits predominate in the Umbuzeiro Graben while fluvial and deltaic deposits predominate in the Apodi Graben. Little is known as yet about the Boa Vista Graben. Oil deposits are found in all these genetic types of deposits, at depths of 700 m to 4 030 m.

The average composition of Pendência Formation sandstones is Q49F40L11; they are predominantly arkosic, according to McBride's classification (1963). During their diagenetic evolution (mainly during eo- and mesogenesis), these sandstones underwent a series of changes related to basin subsidence and, more locally, to the action of telogenesis associated with post-rift discordance. The major

eo-mesogenetic events were: 1) mechanical infiltration of clay; 2) mechanical and chemical compaction; precipitation of quartz and feldspar overgrowths; and precipitation of iron-free poikilotopic calcite; 3) dissolution of framework grains and carbonate cements; 4) precipitation of chlorite; 5) precipitation of dolomite and ferrous calcite; 6) incipient solution of late carbonates; and 7) precipitation of quartz, feldspar, anatase, and pyrite. The events related to telogenesis were dissolution through the action of meteoric waters and precipitation of kaolinite.

The porosity of Pendência Formation reservoirs is predominantly intergranular, followed by intragranular porosity and microporosity. As depth increases, intergranular and intragranular porosity decrease, whereas microporosity tends to increase.

Statistical analysis of petrophysical data on over 1000 samples revealed that the reservoirs tend to display sharp decreases in porosity and permeability values as depth increases. However, this trend varies as a function of depositional environment: 1) Porosity and permeability rates decrease less in fluvial channel deposits than in other genetic reservoir-types (i.e., fan-deltaic, deltaic, and turbidite). These fluvial deposits represent the

best deep-well exploratory targets in this basin. 2) The fan-deltaic deposits offer little deep-reservoir potential given their texture (poor sorting) and diagenesis (strong compaction and calcite and kaolinite cementation). 3) The turbidite/deltaic reservoirs are of intermediate quality, with those located at depths of less than 2 000 m displaying the best porosity and permeability values. Some of the turbidite deposits tend to display low permeability values, even at shallow depths. In general, they are poorly sorted, micaceous, and shaly, which favored mechanical compaction and destroyed most pore space. This behavior points to low reservoir potential at any depth. The poor quality of some turbidite deposits is also related to their slight thickness, with the thinnest being more cemented by calcite.

Reservoirs with abnormally high porosity are found at the base of the Pendência Formation, constituting an anomaly in relation to the general tendency for porosity to decrease as a function of depth. Their composition is quartz-feldspathic and they are located in the middle of a volcano-sedimentary sequence characteristic of most of this basal interval. Various hypotheses have been raised as to the causes of the anomaly but since these reservoirs have not been cored, no conclusive diagnosis is possible.