

RESERVATÓRIOS PROFUNDOS NO BRASIL: A PRÓXIMA FRONTEIRA EXPLORATÓRIA?

DEEP HYDROCARBON RESERVOIRS:
THE NEXT BRAZILIAN EXPLORATION FRONTIER?

Carlos Henrique Lima Bruhn¹

RESUMO – A descoberta, especialmente ao longo da década de 80, de várias ocorrências de significativas porosidades e permeabilidades em grandes profundidades tem caracterizado o que poderá ser a próxima fronteira na exploração de petróleo no Brasil: a exploração em reservatórios profundos. Estimativas conservadoras apontam um volume recuperável de gás a ser descoberto em jazidas profundas no Brasil da ordem de $400 \times 10^9 \text{ m}^3$, justificando uma prospeção mais sistemática e intensa destes objetivos. Dos 4 909 poços exploratórios perfurados até maio de 1989 nas bacias brasileiras, cerca de 1 158 (24%) estão a uma profundidade maior do que 3 000 m. Embora esta percentagem seja significativa, tal número de poços é insuficiente para uma avaliação mais precisa do potencial dos reservatórios profundos no Brasil, uma vez que existem mais de 30 bacias a serem exploradas, cobrindo uma área de cerca de $5 \times 10^6 \text{ km}^2$. Adicionalmente, os poços profundos estão mal distribuídos pelas diversas bacias: 53% dos poços com profundidade acima de 4 000 m foram perfurados em apenas três bacias (Campos, Santos e Sergipe-Alagoas), e 38% daqueles com profundidade superior a 5 000 m estão na Bacia de Santos. Apesar de relativa escassez de informações, os estudos detalhados dos reservatórios profundos já conhecidos permitem o reconhecimento de importantes processos e situações geológicas, responsáveis pela preservação e geração de porosidade em profundidade, que podem atuar de forma isolada ou combinada: 1) o soterramento tardio ou o menor tempo de residência dos reservatórios a grandes profundidades; 2) a entrada precoce de hidrocarbonetos nos reservatórios, quando estes encontram-se ainda pouco compactados e/ou cimentados; 3) a entrada precoce de solventes orgânicos nos reservatórios, otimizando os processos de geração de porosidade secundária; 4) a superimposição de mais de uma fase de geração de porosidade secundária; 5) uma composição do arcabouço mais resistente aos processos mecânicos (compactação) e químicos (cimentação) de redução de porosidade, particularmente aquelas ricas em quartzo e pobres em componentes dúcteis, como intraclastos lamosos e fragmentos de rochas com filossilicatos; 6) o recobrimento eodiagenético dos grãos por cutículas ou franjas de argilas e/ou óxidos que inibem a compactação química e a cimentação por crescimentos secundários de quartzo e feldspatos; e 7) a cimentação precoce por calcita, que preserva um empacotamento frouxo na rocha durante o soterramento, de maneira que a sua dissolução em subsuperfície produza um incremento bastante significativo na porosidade dos reservatórios.

(Originais recebidos em 10.10.90.)

ABSTRACT – During the last 10 years, recent discoveries of high porosities and permeabilities in deeply buried sedimentary rocks, have pointed out that deep hydrocarbon reservoirs probably will be the next Brazilian exploration frontier. According to conservative estimates, deep reservoirs contain reserves around $400 \times 10^9 \text{ m}^3$ of natural gas, which justifies an increasing search for deep accumulations. From 4,909 exploratory wells drilled in the Brazilian basins up to May, 1989, 1,158 or 24% are deeper than 3,000 m. Despite this significant percentage, the number of deep wells is still insufficient for a detailed evaluation of the hydrocarbon potential of deep reservoirs in Brazil, because there are more than 30 basins to be explored, covering an area over $5 \times 10^6 \text{ km}^2$. Also, Brazilian deep wells are poorly distributed: 53% of wells deeper than 4,000 m were drilled in 3 basins only (Campos, Santos, and Sergipe-Alagoas), and 38% of those deeper than 5,000 m are located at Santos Basin. Despite the relatively small amount of information available, detailed studies of the deep reservoirs already identified have pointed out some important processes and geological situations for the preservation and development of porosity at great depths in the Brazilian basins. These are: 1) late burial or little time of residence at great depths; 2) early migration of hydrocarbons, when the reservoirs are still poorly compacted and/or cemented; 3) early migration of organic solvents into the reservoirs, improving the development of secondary porosity; 4) succession of two phases of generation of secondary porosity; 5) framework composition resistant to the mechanical (compaction) and chemical (cementation) reduction of porosity, specifically those rich in quartz grains and poor in ductile components such as mud intraclasts and fragments of slate, phyllite and schist; 6) early coating of grains by clays and/or oxides, which inhibit pressure solution and cementation by quartz and feldspar overgrowths; and 7) early cementation by calcite, which preserves a relatively loose packing in the rock during burial, so that its dissolution in subsurface tends to increase significantly the reservoir porosity.

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

1 - Department of Geology,
McMaster University,
1280 Main Street West,
Hamilton, Ontario L8S 4M1,
Canada.

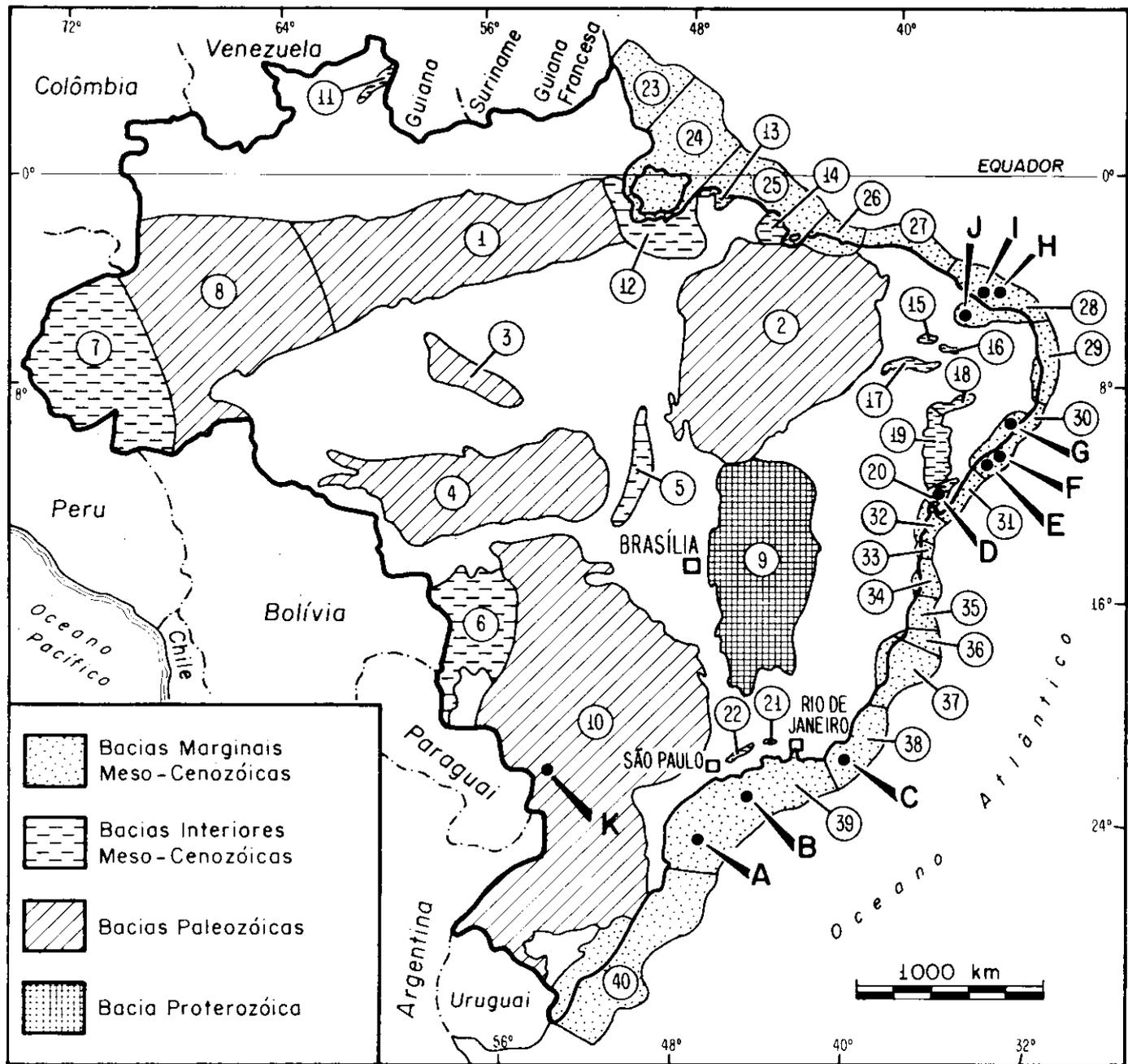


Fig. 1 - Localização das bacias sedimentares brasileiras (números de 1 a 40) e principais ocorrências de porosidades e permeabilidades elevadas em reservatórios profundos (letras de A a K, vide tabela I para maiores detalhes). Classificação das bacias segundo Klemme (1980): tipo I: 1 - Amazonas, 2 - Parnaíba, 3 - Alto Tapajós, 4 - Parecis, 5 - Bananal, 6 - Pantanal; tipo II: 7 - Acre, 8 - Solimões, 9 - São Francisco, 10 - Paraná; tipo III: 11 - Tacutu, 12 - Marajó, 13 - Bragança-Viseu, 14 - São Luís, 15 - Iguatu, 16 - Rio do Peixe, 17 - Araripe, 18 - Jatobá, 19 - Tucano, 20 - Recôncavo, 21 - Resende, 22 - Taubaté; tipo III-V: 23 - Cassiporé, 24 - Foz do Amazonas, 25 - Pará-Maranhão, 26 - Barreirinhas, 27 - Ceará, 28 - Potiguar, 29 - Paraíba-Pernambuco, 30 - Sergipe-Alagoas, 31 - Bahia Norte, 32 - Camamu, 33 - Almada, 34 - Jequitinhonha, 35 - Cumuruxatiba, 36 - Mucuri, 37 - Espírito Santo, 38 - Campos, 39 - Santos, 40 - Pelotas.

Fig. 1 - Location of Brazilian sedimentary basins (numbers 1 - 40) and major occurrences of high porosities and permeabilities in deep reservoirs (letters A - K, see table I for details). Classification of basins according to Klemme (1980): type I: 1 - Amazonas, 2 - Parnaíba, 3 - Alto Tapajós, 4 - Parecis, 5 - Bananal, 6 - Pantanal; type II: 7 - Acre, 8 - Solimões, 9 - São Francisco, 10 - Paraná; type III: 11 - Tacutu, 12 - Marajó, 13 - Bragança-Viseu, 14 - São Luís, 15 - Iguatu, 16 - Rio do Peixe, 17 - Araripe, 18 - Jatobá, 19 - Tucano, 20 - Recôncavo, 21 - Resende, 22 - Taubaté; type III-V: 23 - Cassiporé, 24 - Foz do Amazonas, 25 - Pará-Maranhão, 26 - Barreirinhas, 27 - Ceará, 28 - Potiguar, 29 - Paraíba-Pernambuco, 30 - Sergipe-Alagoas, 31 - Bahia Norte, 32 - Camamu, 33 - Almada, 34 - Jequitinhonha, 35 - Cumuruxatiba, 36 - Mucuri, 37 - Espírito Santo, 38 - Campos, 39 - Santos, 40 - Pelotas.

1 - INTRODUÇÃO: DEFININDO FRONTEIRAS EXPLORATÓRIAS

Em janeiro de 1989, celebrava-se o 50º aniversário da descoberta de petróleo no Brasil, ocorrida na lo-

calidade de Lobato, hoje um dos subúrbios da cidade de Salvador, Bahia. No mesmo ano, a PETROBRÁS contabilizava, como volumes originais de petróleo já descobertos cerca de 7 x 10⁹ m³ de óleo e 742 x 10⁹ m³ de gás natural (dos

quais, 196 x 10⁹ m³ de gás não-associado), acumulados em 320 áreas ou campos, distribuídos de forma bastante desigual por 15 bacias sedimentares (Solimões, Amazonas, Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará,

Potiguar, Sergipe-Alagoas, Tucano, Recôncavo, Jequitinhonha, Mucuri, Espírito Santo, Campos e Santos – fig. 1). Na verdade, 97% do óleo brasileiro já descoberto concentra-se em apenas quatro bacias (em ordem decrescente: Campos, Recôncavo, Potiguar e Sergipe-Alagoas), sendo que apenas a Bacia de Campos contém 67% deste total. O mesmo ocorre com relação aos volumes de gás não-associado: 90% estão concentrados em cinco bacias (Solimões, Recôncavo, Sergipe-Alagoas, Santos e Potiguar).

A história da exploração de petróleo no Brasil é marcada por fases bastante distintas, seja considerando-se o universo de bacias sedimentares (mais de 30 de interesse petrolífero, cobrindo uma área de aproximadamente 5×10^6 km² – fig. 1), seja restringindo-se às bacias individualmente. Cada fase exploratória, no dizer de Andrade (1989), é “caracterizada por um estágio tecnológico nas ferramentas de pesquisa e por concepções geológicas dominantes na época”.

1.1 – A Comprovação da Existência de Petróleo no Subsolo Brasileiro

A descoberta de petróleo em Lobato provou a existência de petróleo no subsolo brasileiro, encerrando o período da “Busca do Petróleo” (Almeida, 1989), que se subdividiu em duas fases. A primeira, uma “fase aventureira” (1858 – 1919), foi iniciada com a primeira concessão para a exploração de petróleo no Brasil (Moura e Carneiro, 1976) e conduzida exclusivamente por uma iniciativa privada “caracteristicamente aventureira, com pouco capital e quase nenhuma técnica, com esperança de uma fácil e espetacular descoberta, como vinha ocorrendo nos E.U.A.” (Almeida, 1989). Em seguida, veio uma “fase pioneira” (1920 – 1939), quando o governo brasileiro reconheceu a necessidade estratégica de participar ativamente do processo de exploração de petróleo. Esta responsabilidade foi delegada, sucessi-

vamente, ao Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (1920 – 1932), Departamento Nacional de Produção Mineral (1933 – 1938) e Conselho Nacional do Petróleo (1938 – 1953). Com o término da “fase pioneira” em 1939, ultrapassou-se a primeira fronteira na exploração de petróleo no Brasil: a comprovação da existência de petróleo no subsolo brasileiro.

Ainda com o Conselho Nacional do Petróleo, iniciou-se o segundo grande período da história do petróleo no Brasil, o da “Implantação Industrial”, caracterizado também por duas fases (Almeida, 1989): uma “pré-industrial” (1940 – 1953), quando o Conselho Nacional do Petróleo descobriu dez campos petrolíferos na Bacia do Recôncavo (representando 25% do óleo até hoje descoberto nesta bacia); e uma “industrial” (de 1954 ao presente), depois da criação da PETROBRÁS, “como uma sociedade de ações (capital aberto), de economia mista, para exercer o monopólio estatal do petróleo em exploração, produção, refino e transporte [e comercialização], bem como executar quaisquer outras atividades correlatas e afins de seu interesse” (Almeida, 1989).

Na primeira década de sua existência (1954 – 1963), a PETROBRÁS perfurou cerca de 800 poços exploratórios, a grande maioria nas bacias do Recôncavo (40%), Sergipe-Alagoas (16%), Amazonas (12%) e Paraná (6%). A concentração do esforço exploratório na Bacia do Recôncavo foi motivada pelas importantes descobertas feitas pelo Conselho Nacional do Petróleo, em especial os campos de Candeias (1941, primeira acumulação comercial do País), Dom João (1947) e Água Grande (1951). Seguiram-se então as descobertas de Taquipe (1958), Buracica e Cassarongongo (1959). Na Bacia de Sergipe-Alagoas, a primeira descoberta comercial de petróleo foi registrada em Tabuleiro dos Martins (1957); com a subsequente intensificação das perfurações, descobriu-se, em 1963, o Campo de Carmó-

polis – até hoje a maior acumulação na bacia. Apesar do esforço exploratório dispendido, apenas indícios de hidrocarbonetos e acumulações subcomerciais foram encontrados nas duas maiores bacias paleozóicas brasileiras (Amazonas e Paraná).

Na metade da década de 60, foram descobertos novos campos importantes, destacando-se Araçás e Miranga (1965) na Bacia do Recôncavo, e Riachuelo (1966) e Siririzinho (1967) na Bacia de Sergipe-Alagoas. Eram acumulações significativas mas as reservas brasileiras não acompanhavam o crescimento do consumo de energia no País.

1.2 – A Exploração no Mar

Desde o final da década de 50, a sísmica de reflexão havia se tornado a principal ferramenta exploratória, suplantando o mapeamento geológico de superfície, os métodos potenciais (gravimetria e magnetometria) e o reconhecimento de exsudações de petróleo (esta definiu a locação do poço DNPM-163, descobridor de Lobato). A partir de 1968, entretanto, a sísmica de reflexão tornou-se uma ferramenta ainda mais importante, com o início dos levantamentos sísmicos com registro digital, permitindo a sua utilização com bons resultados no mar (Baccar e Lengler, 1989). Assim, ainda em 1968, a PETROBRÁS lançou-se na direção de uma nova fronteira exploratória, talvez a mais importante de toda a história da exploração de petróleo no Brasil: a exploração no mar. O primeiro poço, perfurado na plataforma continental do Espírito Santo (1-ESS-1), não teve sucesso. Entretanto, com a perfuração do segundo, na plataforma continental de Sergipe (1-SES-1), foi descoberto Guaricema, o primeiro campo marítimo brasileiro. Imediatamente, vieram as descobertas de Caioba (1970), Camorim (1970) e Robalo (1973), também na Bacia de Sergipe-Alagoas. Com a expansão da exploração no mar para outras bacias, sucederam-se importantes e

históricas descobertas, destacando-se: Ubarana (1973), na Bacia Potiguar; Garoupa (1974) e Namorado (1975), na Bacia de Campos; Xaréu (1977), na Bacia do Ceará, e Cação (1977), na Bacia do Espírito Santo.

1.3 – A Exploração na Floresta Amazônica

A exploração de petróleo nas grandes bacias sedimentares situadas na região amazônica iniciou-se ainda na década de 50, através de levantamentos gravimétricos e sísmicos ao longo dos principais rios e levantamentos geológicos de superfície nas estreitas faixas de rochas paleozóicas aflorantes nas margens das bacias (Mosmann *et al.* 1986). No ano em que completava 20 anos de atividades (1973), a PETROBRÁS já havia perfurado, sem sucesso, um total de 150 poços exploratórios nas bacias do Acre, Solimões, Amazonas e Marajó (fig. 1), o que representava na época 9% do total de poços exploratórios já perfurados no País. As características litológicas das seções de preenchimento das bacias do Solimões e Amazonas, que contêm espessos *sills* de diabásio intercalados com evaporitos e carbonatos sobrepondo-se aos principais reservatórios (arenitos do Carbonífero Superior), constituíam um importante obstáculo para o reconhecimento de estruturas nas seções sísmicas. Adicionalmente, a densa floresta tropical trazia uma série de dificuldades para a perfuração de poços e o levantamento geofísico, especialmente em áreas afastadas dos grandes rios. A partir da metade da década de 70, entretanto, avanços tecnológicos na sísmica de reflexão, aliados à evolução dos meios de comunicação e transporte, estimularam uma profunda reavaliação da Bacia do Solimões (até então chamada Bacia do Alto Amazonas), culminando com o mapeamento do importante alinhamento estrutural do Juruá (Brazil, 1990). Nesta estrutura, perfurou-se em 1978, o 1-JR-1-AM – poço em que foi descoberta, na

selva amazônica, a primeira acumulação comercial de gás em uma bacia paleozóica. Esta descoberta estimulou a continuidade das atividades exploratórias da bacia, que levaram a novas descobertas de gás na área do Juruá, bem como, em 1986, à descoberta de óleo e gás na província estrutural do Rio Urucu. Assim, estava comprovada a importância de mais uma fronteira exploratória no Brasil: a exploração na Floresta Amazônica e em bacias sedimentares paleozóicas.

1.4 – A Exploração em Águas Profundas

Paralelamente, enquanto a exploração no mar expandia-se e consolidava-se em diversas bacias das margens leste e norte do Brasil, os excepcionais resultados obtidos na Bacia de Campos estimulavam a perfuração de poços exploratórios em lâminas d'água gradativamente mais profundas nesta bacia. Em 1977, iniciaram-se as perfurações exploratórias nas proximidades do talude continental, com os poços 1-RJS-32 (em cota batimétrica [CB] de 298 m) e 1-RJS-54 (CB = 264 m), através do qual se descobriu o Campo de Corvina. Sucederam-se, em 1980, os poços 1-RJS-116 (CB = 296 m), 1-RJS-135 (CB = 295 m) e 1-RJS-136 (CB = 379 m), e, em 1982, o poço 1-RJS-204 (CB = 458 m). Apesar do sucesso obtido com esses poços, foi somente a partir da descoberta do Campo de Marimbá, em 1984 (poço 1-RJS-284; CB = 383 m), que a exploração em águas profundas intensificou-se (Guardado e Lucchesi, 1988). Ainda em 1984, foi descoberto o campo gigante de Albacora, através dos poços 1-RJS-297 (CB = 293 m) e 1-RJS-305 (CB = 437 m): o primeiro encontra óleo em turbiditos albianos, e o segundo atravessa reservatórios turbidíticos oligocênicos. Imediatamente, com a perfuração do poço 1-RJS-219A (CB = 853 m), em 1985, foi descoberto o Campo de Marlim, em turbiditos oligocênicos.

O Campo de Marlim, o maior campo de petróleo do Brasil, consolidava definitivamente a mais nova fronteira exploratória do País: a exploração em águas profundas.

Guardado e Lucchesi (1988) fornecem dados que ressaltam bem a importância da exploração em águas profundas na Bacia de Campos: com o levantamento de cerca de 98 000 km de linhas sísmicas e com a perfuração, em quatro anos, de apenas 36 poços exploratórios, foi descoberto um volume recuperável de óleo de pelo menos 5 bilhões de barris, o que corresponde a um custo exploratório de apropriação de apenas US\$ 0.05/barril. Como referência, cita-se a média nacional, que é cerca de US\$ 2.00/barril (Bacoccoli *et al.* 1988). Um grupo de fatores contribuiu para este sucesso exploratório, incluindo: a excepcional qualidade dos dados sísmicos (as anomalias de amplitude constituem fator fundamental na decisão das locações a serem perfuradas), o grande porte das estruturas e a ampla distribuição geográfica e em tempo geológico de reservatórios turbidíticos de alta qualidade.

O sucesso da exploração em águas profundas levou a PETROBRÁS a perfurar poços em batimetrias cada vez mais elevadas, culminando com a perfuração do poço 4-RJS-367, em 1987, a uma cota batimétrica de 1 565 m (recorde brasileiro). E, ainda mais importante, a fronteira exploratória da exploração em águas profundas foi estendida para outras bacias brasileiras. Na Bacia de Sergipe-Alagoas perfurou-se, em 1987, o poço 1-SES-92, em uma cota batimétrica de 1 111 m, onde testes revelaram uma vazão diária de 445 m³ de óleo em turbiditos cretácicos do Membro Calumbi da Formação Piaçabuçu (Van der Ven *et al.* 1989; Aquino e Lana, 1990). Por outro lado, também têm sido mapeadas áreas favoráveis para locações em águas profundas nas bacias do Ceará (Beltrami *et al.* 1989) e Pará-Maranhão (Guimarães *et al.* 1989).

TABELA I / TABLE I
PRINCIPAIS OCORRÊNCIAS DE POROSIDADES E PERMEABILIDADES ELEVADAS EM RESERVATÓRIOS
PROFUNDOS NO BRASIL
MAJOR OCCURRENCES OF HIGH POROSITIES AND PERMEABILITIES IN DEEP BRAZILIAN RESERVOIRS

Localização*	Bacia	Formação	Idade	Principal Tipo de Reservatório	Campo ou Poço	Ano de Descoberta ou Perfuração	Porosidade (%) Média (Máxima)	Permeabilidade (mD) Média (Máxima)	Profundidade (m)
A	Santos	Formação Guarujá Inferior	Albiano	Calcarenitos (grainstones) oolíticos e/ou oncolíticos	Tubarão	1988	10 - 13 (24)	10 - 1000 (3600)	4600 - 4850
B	Santos	Formação Itajai, Membro Ilhabela	Turoniano	Arenitos turbidíticos	Merluza	1984	19 (22)	18 (31)	4690
C	Campos	Formação Lagoa Feia	Barremiano (Andar Jiquiá, Cretáceo Inferior)	Coquinas (calcarenitos e calciruditos a pelecípodes)	Badejo + Pampo + Linguado + Trilha +	1975 1978 1978 1982	13 - 15 (25)	20 - 500 (2142)	2500 - 3100
D	Recôncavo	Formação Itaparica, Membro Água Grande	Neocomiano (Andar Rio da Serra, Cretáceo Inferior)	Arenitos eólicos	Biriba	1965	19 (23)	285 (1510)	3360
E	Sergipe - Alagoas	Formação Serraria	Jurássico Superior (Andar Dom João)	Arenitos fluviais	Caioba +	1970	19 (24)	1445 (5012)	2050
F	Sergipe - Alagoas	Formação Serraria	Jurássico Superior (Andar Dom João)	Arenitos fluviais	6-RB-18-SES (Robalo) •	1987	13 (18)	126 (300)	4200
G	Sergipe - Alagoas	Formação Barra de Itiúba	Neocomiano (Andar Rio da Serra, Cretáceo inferior)	Arenitos eólicos	1-MAS-1-AL	1989	13 (16)	21 (62)	4360
H	Potiguar	Formação Pendência	Neocomiano (Cretáceo Inferior)	Arenitos fluviais e deltaicos	Área do poço 1-RNS-89A-RN	1986	11 (14)	2 (6)	3370
I	Potiguar	Formação Pendência	Neocomiano (Cretáceo Inferior)	Arenitos fluviais e deltaicos	Pescada	1980	12 (17)	2 (21)	3450
J	Potiguar	Formação Pendência	Neocomiano (Cretáceo Inferior)	Arenitos fluviais	1-RFQ-1-RN	1988	15	<0,1	4030
K	Paraná	Formação Rio Bonito	Permiano	Arenitos deltaicos	2-AN-1-PR	1982	20	—	4000

* Para localização, *vide* letras A - K na figura 1.

+ Não são reservatórios profundos, porém apresentam porosidades e permeabilidades significativamente mais elevadas do que outros reservatórios da mesma formação ou idade, em profundidades equivalentes.

• Poço perfurado no Campo de Robalo, porém a Formação Serraria não é produtora de hidrocarbonetos na área.

1.5 - A Exploração em Reservatórios Profundos

Desde a segunda metade da década de 60, embora mais notadamente na década de 80, a PETROBRÁS tem realizado importantes descobertas de petróleo em reservatórios profundos, ou em reserva-

tórios com características permoporosas significativamente melhores do que aquelas dos seus análogos (mesma unidade estratigráfica ou idade), situados em profundidades equivalentes (tabela I).

Em 1965, na Bacia do Recôncavo, foram testemunhados, no poço

1-BB-3-BA (Campo de Biriba), os arenitos portadores de gás do Membro Água Grande, Formação Itaparica (Neocomiano, seção *rift* - fig. 2). Medidas de porosidade e permeabilidade representativas do intervalo de profundidades entre 3 355 e 3 360 m apontaram valores médios de 19% e 285 mD, e má-

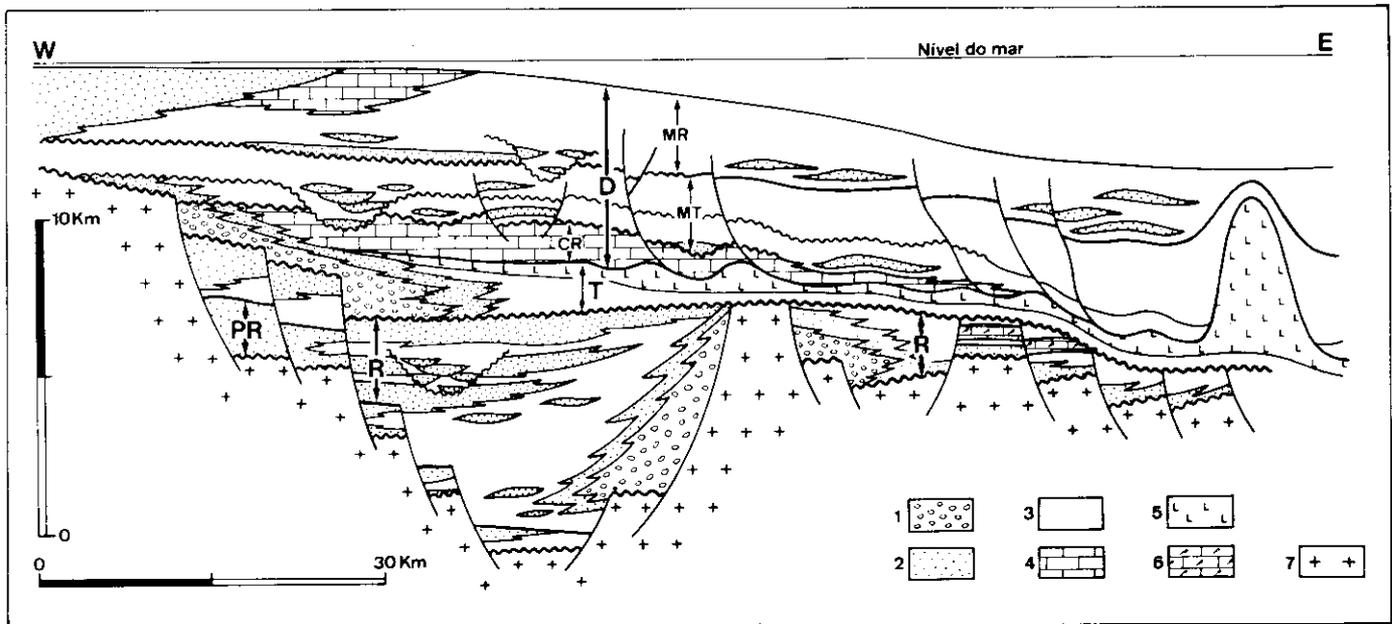


Fig. 2 Seção geológica generalizada para as bacias sedimentares da margem continental leste do Brasil. Principais seções de preenchimento: PR — seção pré-rift (Neojurássico a Neocomiano); R — seção rift (Neocomiano a Barremiano); T — seção transicional (Aptiano); e D — seção drift (Albiano ao Recente), incluindo as megasequências de plataforma carbonácea rasa (CR), marinha transgressiva (MT) e marinha regressiva (MR). Litologias: 1 — conglomerados, 2 — arenitos, 3 — folhosos, siltitos e margas, 4 — rochas carbonáticas, 5 — evaporitos, 6 — coquinas e 7 — embasamento (rochas ígneas e metamórficas).

Fig. 2 Generalized geological section for the sedimentary basins of the Eastern Brazilian continental margin. Main filling-sections: PR — pre-rift section (Late Jurassic to Neocomian); R — rift section (Neocomian to Barremian); T — transitional section (Aptian); and D — drift section (Albian to present), including the shallow carbonate platform megasequence (CR), the marine transgressive megasequence (MT), and the marine regressive megasequence (MR). Lithologies: 1 — conglomerates, 2 — sandstones, 3 — shales, siltstones, and marls, 4 — carbonate rocks, 5 — evaporites, 6 — coquinas, and 7 — basement (igneous and metamorphic rocks).

ximos de 23% e 1 510 mD, respectivamente. Alguns poucos trabalhos fazem menção à excelente qualidade desses reservatórios (por exemplo, Andrade, 1975), mas apenas recentemente foram compreendidas suas implicações no delineamento das fronteiras exploratórias da bacia (Bruhn *et al.* em edição). Os reservatórios de Biriba representam uma notável anomalia positiva em relação às tendências de variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade, registradas até então para os arenitos do Membro Água Grande (fig. 3), e a compreensão dos fatores que a produziram é essencial para a busca de prospectos semelhantes na bacia.

Até o final da década de 60, os reservatórios da Formação Serraria (Jurássico da Bacia de Sergipe-Alagoas, seção pré-rift — fig. 2) apresentavam características permporosas bastante pobres (Olivatti e Ribeiro, 1969). Com a descoberta do Campo de Caioba (1970), primeira acumulação da Formação

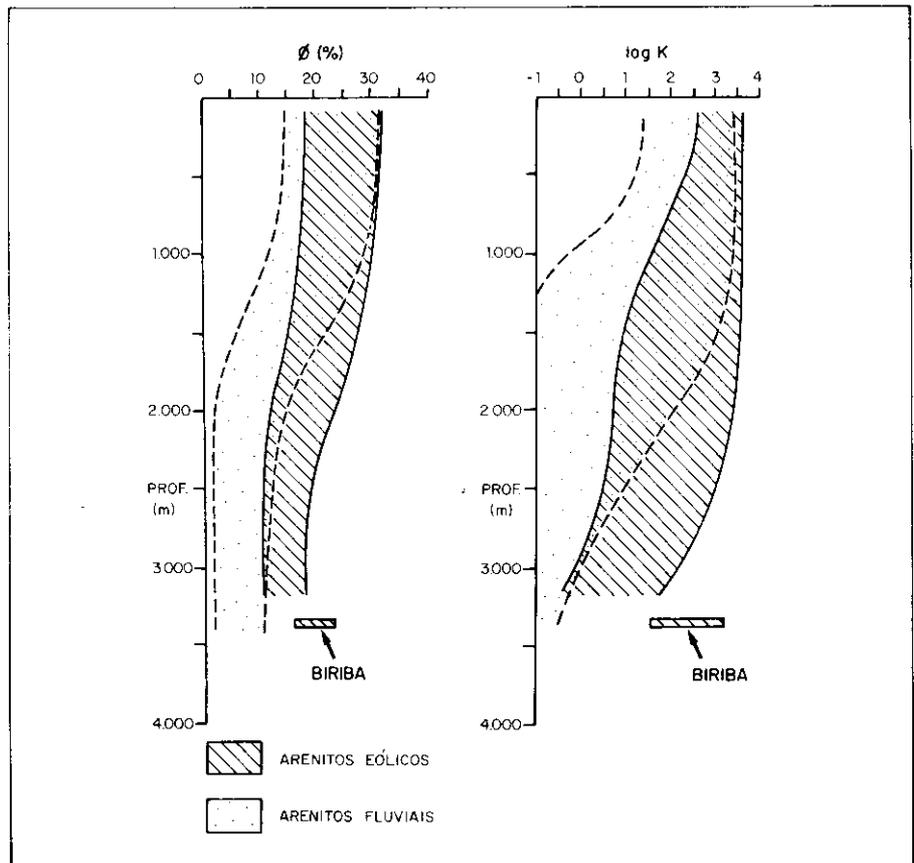


Fig. 3 — Distribuição da porosidade e permeabilidade com a profundidade para as duas principais associações faciológicas do Membro Água Grande, Formação Itaparica (seção pré-rift da Bacia do Recôncavo): arenitos eólicos e arenitos flúviis. As áreas hachuradas ou pontilhadas indicam a distribuição dos pontos amostrados para arenitos eólicos e flúviis, respectivamente, 554 e 641 (Bruhn *et al.* no prelo).

Fig. 3 — Distribution with depth of porosity and permeability for the two main facies associations in the Água Grande Member, Itaparica Formation (pre-rift section, Recôncavo Basin): eolian and fluvial sandstones. Hatched and dotted areas indicate the distribution of 554 and 641 measurements for eolian and fluvial sandstones, respectively (Bruhn *et al.* in press).

Serraria na porção marítima da bacia, registraram-se, no intervalo de 2 000 a 2 100 m de profundidade, valores médios de porosidade e permeabilidade de, respectivamente, 19% e 1 445 mD. As informações de Caioba levaram Franke e Silva (1975) a configurar as fronteiras exploratórias para a Formação Serraria para 3 500 m de profundidade. Mais recentemente, o poço 6-RB-18-SES (1987), também na porção marítima da Bacia de Sergipe-Alagoas, perfurou a 4 200 m de profundidade, arenitos da Formação Serraria com porosidades e permeabilidades de até 18% e 300 mD, respectivamente. Bruhn *et al.* (1988) e Garcia *et al.* (1990, neste volume) analisaram todos os dados disponíveis sobre a qualidade dos reservatórios Serraria, e definiram comportamentos diferenciados para os reservatórios de terra e de mar (fig. 4), com estes apresentando melhores perspectivas em profundidade. Por outro lado, embora o poço 6-RB-18-SES não tenha encontrado uma nova acumulação de petróleo na Formação Serraria, estende as fronteiras exploratórias desta unidade para além de 4 200 m de profundidade.

Em 1975, foi descoberto Badejo, a primeira jazida nas coquinas (calciruditos e calcarenitos a pelecípodas) da Formação Lagoa Feia (Andar Jiquiá, Barremiano da Bacia de Campos, seção rift - fig. 2), seguindo-se os campos de Pampo e Linguado (1978), e Trilha (1982). Tais reservatórios, situados entre 2 500 e 3 100 m de profundidade, apresentam porosidades e permeabilidades médias da ordem de, respectivamente, 13-15% e 20-500 mD, com as porosidades e permeabilidades máximas atingindo, respectivamente, 25% e 2 142 mD (Horschutz e Scuta, 1990). Mais do que por sua profun-

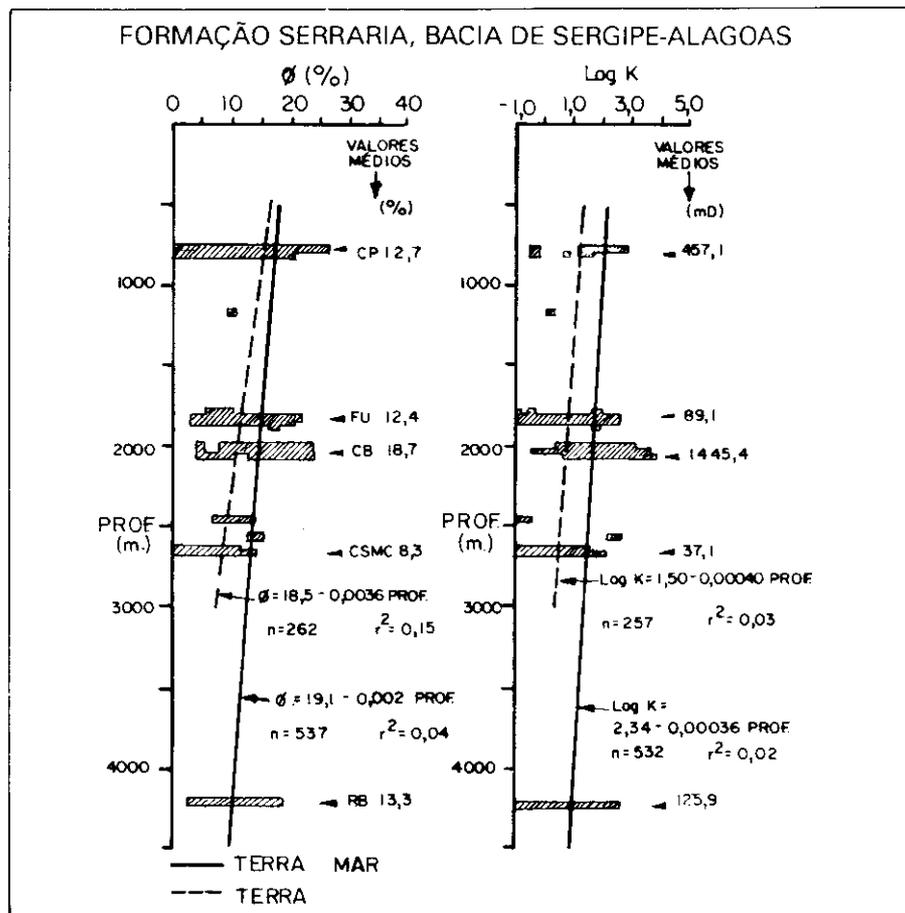


Fig. 4. Distribuição da porosidade e permeabilidade com a profundidade para os reservatórios da Formação Serraria (seção pré-rift da Bacia de Sergipe-Alagoas). As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados (n = número de medidas). Para os principais campos amostrados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: CP - Carmópolis, FU - Furado, CB - Caioba, CSMC - Cidade de São Miguel dos Campos, RB - Robalo. Observe como a inclusão dos dados dos campos marítimos de Caioba e Robalo define gradientes mais suaves de redução da porosidade e permeabilidade com a profundidade do que aqueles calculados apenas com as informações dos campos terrestres (Bruhn *et al.* 1988).

Fig. 4. Distribution with depth of porosity and permeability for the reservoirs of the Serraria Formation (pre-rift section, Sergipe-Alagoas Basin). Hatched areas indicate the distribution of samples (n = number of measurements). Average porosities and permeabilities for the fields with better sampling are shown: CP - Carmópolis, FU - Furado, CB - Caioba, CSMC - Cidade de São Miguel dos Campos, RB - Robalo. The gradient of decreasing porosity and permeability with depth, when calculated with data from the offshore fields of Caioba and Robalo (terra + mar), is gentler than that calculated with data from onshore fields only (terra) (Bruhn *et al.* 1988).

didade absoluta, as coquinas da Formação Lagoa Feia destacam-se por registrarem, no intervalo de profundidades entre 2 500 e 3 400 m, valores de porosidades e permeabilidades mais elevados do que qualquer outro tipo de reservatórios das seções rift (Neocomiano e Barremiano) e transicional (Aptiano) das bacias sedimentares brasileiras (fig. 5).

Em 1980, foi descoberto o Campo de Pescada, localizado na porção marítima da Bacia Potiguar (fig. 1), em reservatórios neocomianos da Formação Pendência (seção rift - fig. 2). Pescada é essencialmente um campo de gás, mas também contém óleo em três das suas oito zonas de produção. Seu contato óleo-água mais inferior situa-se à - 3 460 m de profundidade (Maia

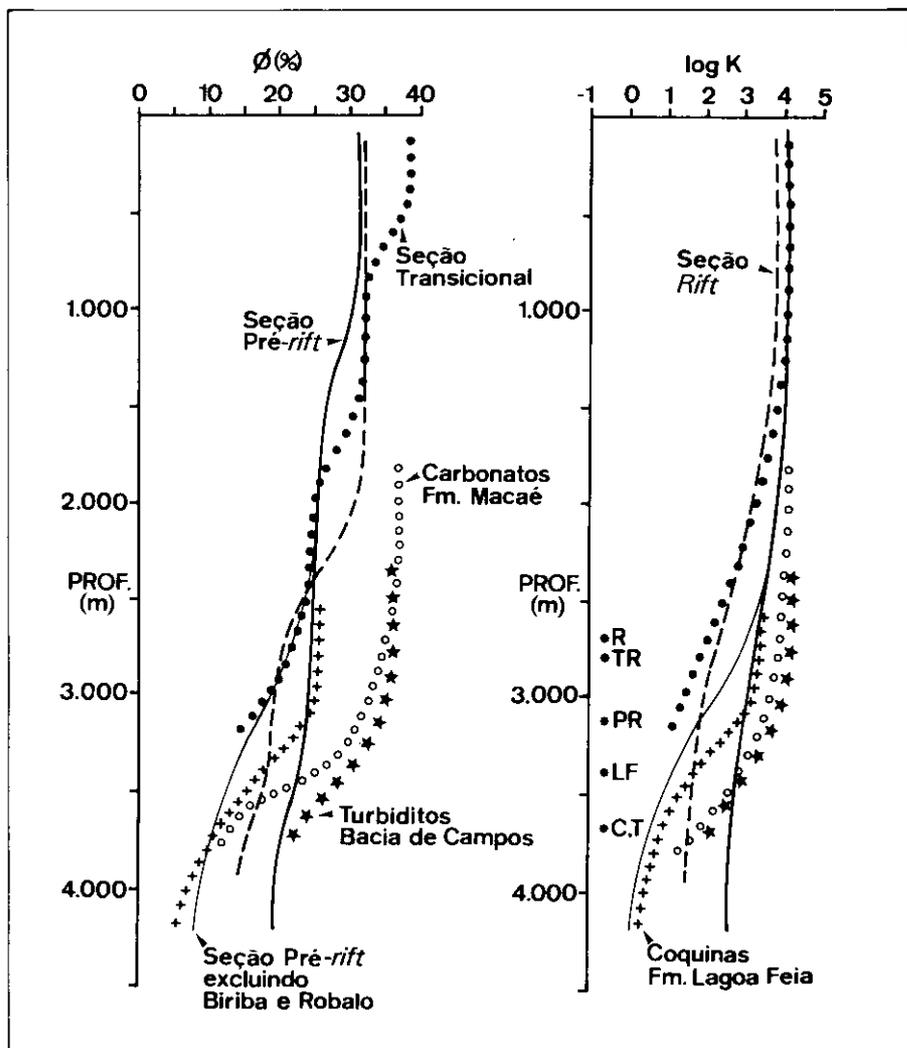


Fig. 5 - Distribuição das porosidades máximas com a profundidade, para os reservatórios brasileiros mais importantes. Seção pré rift (Andar Dom João — Jurássico Superior, e Andar Rio da Serra Inferior — Neocomiano): arenitos fluviais e eólicos das formações Aliança, Sergi e Itaparica (Bacia do Recôncavo); e Formação Serraria (Bacia de Sergipe-Alagoas) (número de amostras para construção da curva [n] = 4 883). É apresentada uma curva alternativa para a seção pré-rift, a partir dos 2 200 m de profundidade, que não inclui os valores anormalmente elevados de porosidade e permeabilidade de reservatórios dos campos da Biriba (Formação Itaparica) e Robalo (Formação Serraria; vide texto e figuras 3 e 4 para maiores detalhes). Seção rift (andares Rio da Serra Médio e Superior, Aratu e Buracica — Neocomiano, e Andar Jiquiá — Barremiano): arenitos fluviais, eólicos, deltaicos e turbidíticos das formações Candéias, Catu, Taquipe e Pojuca (Bacia do Recôncavo); formações Barra de Itiúba e Coqueiro Seco (Bacia de Sergipe-Alagoas); e Formação Pendência (Bacia Potiguar) (n = 6 881). Seção transicional (Andar Alagoas, Aptiano): conglomerados de leques aluviais, leques deltaicos e turbidíticos da Formação Muribeca (Bacia de Sergipe-Alagoas); e arenitos fluviais, costeiros e turbidíticos das formações Muribeca (Bacia de Sergipe-Alagoas), Mariricu (Bacia do Espírito Santo) e Alagamar (Bacia Potiguar) (n = 4 646). A Formação Açú (Albiano-Cenomaniano), que integra a seção rift transgressiva da Bacia Potiguar, foi agrupada juntamente com as unidades tipicamente transicionais, devido às semelhanças faciológicas com as formações Alagamar e Mariricu, bem como ao padrão semelhante na distribuição de porosidades e permeabilidades com a profundidade. Coquinas da Formação Lagoa Feia (Andar Jiquiá, Barremiano): calcarenitos e calciruditos a pelecípodes (n = 1 207). Carbonatos da Formação Macaé (Albiano): calcarenitos oolíticos/oncolíticos (n = 3 445). Turbiditos da Bacia de Campos (Albiano ao Mioceno): arenitos turbidíticos das formações Macaé e Campos (n = 2 912). O símbolo + indica as profundidades utilizadas na construção da tabela II (R = seção rift, TR = seção transicional, PR = seção pré-rift, LF = coquinas da Formação Lagoa Feia, C = carbonatos da Formação Macaé, T = turbiditos da Bacia de Campos).

Fig. 5 - Distribution with depth of maximum porosities and permeabilities for the most important Brazilian reservoirs. Pre-rift section (upper Jurassic and Neocomian): fluvial and eolian sandstones (number of porosity and permeability data [n] = 4,883). An alternative curve is presented for the pre rift reservoirs (for depths larger than 2,200 m), which does not include the anomalously high porosities and permeabilities of reservoirs of the Biriba (Itaparica Formation) and Robalo (Serraria Formation) fields. Rift section (Neocomian and Barremian): fluvial, eolian, deltaic and turbidite sandstones (n = 6,881). Transitional section (Aptian): conglomerates (alluvial fans, fan deltas and turbidites), and sandstones (fluvial, estuarine, strand-plain and turbidites) (n = 4,646). Coquinas of the Lagoa Feia Formation (Barremian): (pelecipod) bioaccumulated calcarenites and calcirudites (n = 1,207). Carbonates of the Macaé Formation (Albian): oolitic/oncolitic calcarenites (n = 3,445). Turbidites of Campos Basin (Albian to Miocene): turbidite sandstones (n = 2,912). The symbol + indicates the depth values used in the construction of table II (R = rift section, TR = transitional section, PR = pre-rift section, LF = coquinas of Lagoa Feia Formation, C = carbonates of Macaé Formation, T = turbidites of Campos Basin).

et al. 1990), tratando-se da mais profunda jazida de óleo em reservatórios da seção rift no Brasil. Também na porção marítima da Bacia Potiguar a perfuração do poço 1-RNS-89A, em 1986, levou à descoberta da mais profunda acumulação de gás em reservatórios rift do País, a 3 950 m. A descoberta dessas duas acumulações, além de estender as perspectivas exploratórias da bacia para horizontes mais profundos, permitiu diferenciar as tendências de variação de porosidade e permeabilidade com a profundidade, nos reservatórios em terra e no mar. A exemplo do que ocorre na Bacia de Sergipe-Alagoas com a Formação Serraria, os arenitos da Formação Pendência tendem a apresentar melhores características permoporosas em grandes profundidades na porção marítima da Bacia Potiguar (Bruhn et al. 1988 — fig. 6) por outro lado, embora os dados disponíveis indiquem uma situação menos otimista para a exploração de reservatórios profundos na porção emersa da Bacia Potiguar, o poço 1-RFQ-1-RN (1987) atravessou, a 4 030 m de profundidade, reservatórios da Formação Pendência com 15% de porosidade (medida em perfil) e saturados de hidrocarbonetos (Waick e Soares, 1989; Anjos et al. 1990, neste volume).

As primeiras descobertas de petróleo na Bacia de Santos (fig. 1) ocorreram apenas na década de 80. A Pecten descobriu, em 1984, o campo de gás de Merluzza, onde os reservatórios são turbiditos turonianos do Membro Ilhabela da Formação Itajaí (Jinno e Lamas, 1990; Sombra et al. 1990b, neste volume; seção drift — fig. 2); e a PETROBRÁS descobriu, em 1988, o Campo de Tubarão, que contém óleo volátil e gás de condensação retrógrada em calcarenitos (grains-

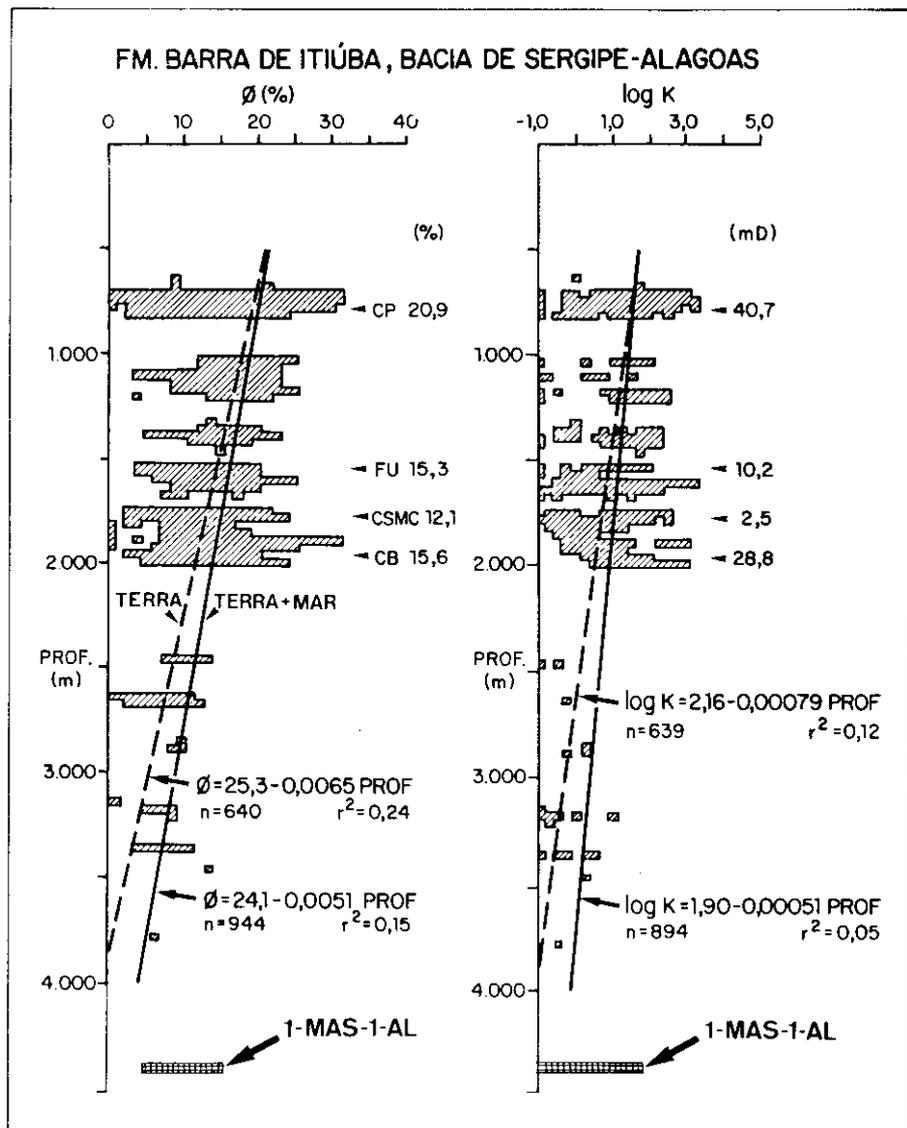


Fig. 7 - Distribuição da porosidade e permeabilidade com a profundidade para os reservatórios da Formação Barra de Itiúba (seção rift da Bacia de Sergipe-Alagoas). As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados (n = número de medidas). Para os principais campos amostrados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: CP - Carmópolis, FU - Furado, CSMC - Cidade de São Miguel dos Campos, CB - Caioba. Observe que a inclusão dos dados do campo marítimo da Caioba estabelece gradientes de redução da porosidade e permeabilidade com a profundidade mais suaves do que aqueles calculados apenas com as informações dos campos de terra. As porosidades e permeabilidades registradas no poço 1-MAS-1-AL constituem até então uma anomalia para a Formação Barra de Itiúba, e não foram incluídas no cálculo dos gradientes médios de redução de porosidade e permeabilidade com a profundidade (modificado de Bruhn *et al.* 1988).

Fig. 7 Distribution with depth of porosity and permeability for the reservoirs of the Barra de Itiúba Formation (rift section, Sergipe-Alagoas Basin). Hatched areas indicate the distribution of samples (n = number of measurements). Average porosities and permeabilities for the fields with better sampling are shown: CP - Carmópolis, FU - Furado, CSMC - Cidade de São Miguel dos Campos, CB - Caioba. The gradients of decreasing porosity and permeability with depth, when calculated with data from the offshore field of Caioba, are gentler than those calculated with data from onshore fields only. Porosities and permeabilities recorded in the well 1-MAS-1-AL are anomalous with respect to the presently known variations for the Barra de Itiúba Formation, and were not considered in the calculations of the gradients of decreasing porosity and permeability with depth (modified from Bruhn *et al.* 1988).

A superação de fronteiras exploratórias bem definidas, mesmo daquelas tipicamente regionais, tem contribuído significativamente para a produção brasileira de petróleo. Na década de 80, viveu-se na Bacia do Recôncavo (fig. 1) a sua chamada "terceira fase exploratória", quando concentraram-se os esforços na prospecção de acu-

mulações estruturais e/ou estratigráficas nos turbiditos do Membro Gomo, Formação Candeias (seção rift - fig. 2), especialmente no Compartimento Nordeste da bacia (Bruhn, 1985; Andrade, 1989). Nesta fase, foram descobertos os campos de Riacho da Barra (1982), Fazenda Bálsamo (1983) e Rio do Bu (1984), que, embora de menor

porte do que os campos mais importantes das fases anteriores, contribuíram significativamente para a manutenção da produção diária da bacia em torno de $13\,000\text{ m}^3/\text{dia}$, ao longo de toda a década. Outro exemplo importante ocorreu na Bacia Potiguar emersa (fig. 1), cuja exploração desenvolveu-se essencialmente na década de 80. Até 1982, quando se descobriu o Campo de Serraria a cerca de 1 300 m de profundidade, pouca atenção havia sido dada a prospectos mais profundos na bacia (Bertani *et al.* 1987; Waick e Soares, 1989). A partir de então, iniciou-se uma ativa campanha exploratória buscando acumulações mais profundas na Formação Pendência (seção rift - fig. 2), que levou à descoberta de um volume original de óleo *in-place* de cerca de $48 \times 10^6\text{ m}^3$, distribuído em 11 acumulações na porção emersa da bacia.

A definição e abordagem de novas fronteiras exploratórias não implica, necessariamente, o abandono das anteriores. Na verdade, a definição de novas fronteiras exploratórias permite a ampliação de um *portfólio* de opções de investimentos para a PETROBRÁS. A exploração de reservatórios profundos na Bacia de Santos, por exemplo, é uma oportunidade de investimento atual tanto quanto as águas profundas na Bacia de Campos ou na Bacia de Sergipe-Alagoas.

A superação de fronteiras exploratórias no mar, ou mais recentemente, em águas profundas, atingiu pleno sucesso. Hoje as acumulações de petróleo marítimas contêm 72% dos volumes originais de óleo do País, sendo que, isoladamente, os campos em águas profundas encerram 44% deste total. Com relação à exploração em reservató-

rios profundos, ainda é muito difícil avaliar com precisão o prêmio que está em jogo. Mesmo assim, considera-se de grande importância a compreensão dos fatores que controlam a preservação e/ou geração de porosidade em profundidade nos casos conhecidos, para se estabelecer em modelos preditivos que orientem a exploração futura.

O presente artigo tem como principais objetivos: apresentar as principais ocorrências de porosidades e/ou permeabilidades elevadas em reservatórios profundos no Brasil, estando elas relacionadas ou não a acumulações comerciais de hidrocarbonetos (fig. 1 e tabela I); enumerar alguns dos principais fatores de preservação e/ou geração de porosidade em altas profundidades, com atuação reconhecida nas bacias sedimentares brasileiras; sumarizar o esforço realizado pela PETROBRÁS na busca de jazidas profundas; e mostrar a importância futura da exploração sistemática e em bases científicas de horizontes profundos.

2 – O QUE SÃO RESERVATÓRIOS PROFUNDOS?

O campo de óleo supergigante de Tengiz, situado na União Soviética, contém cerca de $4 \times 10^9 \text{ m}^3$ de óleo e $1.300 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gás em carbonatos devonianos e carboníferos, que compõem uma coluna de hidrocarbonetos estendendo-se continuamente entre 4.000 e 5.500 m de profundidade (Shirley, 1990; Petzoukha, 1990). Por outro lado, os arenitos jurássicos da Formação Norphlet atuam como reservatórios de gás no sul dos estados de Mississippi e Alabama e no oeste da Flórida (EUA), apresentando porosidades maiores do que 20% e

permeabilidades de até 1.000 mD em profundidades que excedem 6.000 m (Dixon *et al.* 1989). Certamente estes dois exemplos estrangeiros, bem como os reservatórios dos campos de Merluza e Tubarão na Bacia de Santos, merecem a designação de "reservatórios profundos", independentemente de quão rigoroso seja o critério de profundidade para a definição de tal tipo de reservatório. De fato, o Campo de Tengiz é considerado o campo de óleo supergigante mais profundo do mundo.

A denominação "reservatório profundo" tem sido utilizada de forma crescente na literatura geológica internacional e brasileira, entretanto os critérios para a sua utilização não estão ainda perfeitamente definidos. Certamente um critério baseado em profundidade absoluta, desconsiderando idade ou características litológicas, seria aquele de aplicação mais simples e uniforme. Contudo, o planejamento exploratório para as diversas bacias sedimentares brasileiras requer definições mais precisas quanto ao que são reservatórios profundos, bem como, num passo adiante, definições de profundidades a partir das quais a porosidade e permeabilidade dos reservatórios decrescem a níveis que inviabilizam a exploração de óleo ou gás.

A definição mais rigorosa de profundidades-limite ou fronteiras exploratórias controladas por profundidade certamente varia de uma bacia para outra, ou até mesmo entre compartimentos tectono-sedimentares de uma mesma bacia. Isto é devido às variações de um amplo grupo de fatores que controlam o comportamento da porosidade e permeabilidade em profundidade, os quais serão discutidos

nas seções seguintes deste artigo, bem como, até mais exaustivamente, em outros trabalhos que compõem este número especial do "Boletim de Geociências." Apenas a título de introdução do leitor no assunto, podem-se enumerar entre os principais fatores: características texturais dos sedimentos (em especial, granulometria, seleção e teor de matriz sin-deposicional); composição mineralógica do arcabouço; história de soterramento, definida em termos de tempo e profundidade (a idade das rochas, por si só, seria um indicador preliminar da história de soterramento); história diagenética, descrita pela seqüência, duração e intensidade dos eventos de compactação (mecânica e química), cimentação e dissolução de cimentos e componentes do arcabouço dos reservatórios; história térmica da bacia; história das pressões na bacia; e história da geração, migração e acumulação de fluidos (incluindo também os hidrocarbonetos) na bacia, caracterizada em termos composicionais, temporais e espaciais. Reconhece-se aqui que esta lista poderia ser ampliada, bem como muitos dos fatores acima estão intimamente relacionados.

Para uma análise inicial das fronteiras exploratórias controladas por profundidade, os reservatórios brasileiros podem ser agrupados segundo as principais fases de preenchimento das bacias da margem continental do Brasil. Trabalhos clássicos como os de Asmus e Ponte (1973), Ponte e Asmus (1978) e Ponte *et al.* (1978) reconheceram quatro estágios na evolução destas bacias (fig. 2) pré-rift (continental), rift (continental), proto-oceânico (transicional evaporítico) e drift ou pós-rift (marinho). Tais estágios estão relacionados à

ruptura do paleocontinente do Gondwana, desencadeando a separação Brasil – África e a abertura do Atlântico Sul.

A fase pré-rift (ou seqüência sin-rift I, como preferem Chang *et al.* 1988) é representada por um complexo de leques aluviais de clima árido e depósitos fluviais, eólicos e lacustrinos rasos (com localizados níveis de evaporitos) associados (fig. 2). Durante parte do Jurássico Superior (Andar Dom João) e do Neocomiano (Andar Rio da Serra Inferior), esses sedimentos preencheram uma ampla sinéclise situada ao norte da atual Bacia do Espírito Santo, chamada Depressão Afro-Brasileira (Ponte *et al.* 1971). Os reservatórios da seção pré-rift contêm, respectivamente, 8,9 e 5,2% dos volumes originais de óleo e gás não-associado do País (fig. 8), a maior parte concentrada nas formações Sergi e Itaparica, Bacia do Recôncavo, e na Formação Serraria, Bacia de Sergipe-Alagoas.

A seção rift representa o registro da sedimentação em uma série de meio-grabens, rapidamente subsidentes, estabelecidos no Cretáceo Inferior. Durante o início do Neocomiano (andares Rio da Serra – médio e superior – e Aratu), desenvolveram-se uma série de lagos profundos, preenchidos por folhelhos escuros ricos em matéria orgânica, arenitos e conglomerados turbidíticos e arenitos flúvio-deltaicos associados e, muito subordinadamente, calcarenitos oncolíticos e/ou ostracoidais (fig. 2). No final do Neocomiano (Andar Buracica) e durante o Barremiano (Andar Jiquiá), os lagos tornaram-se progressivamente mais rasos, com a sedimentação sendo predominantemente fluvial e deltaica, eventualmente mista clástica-carbonática.

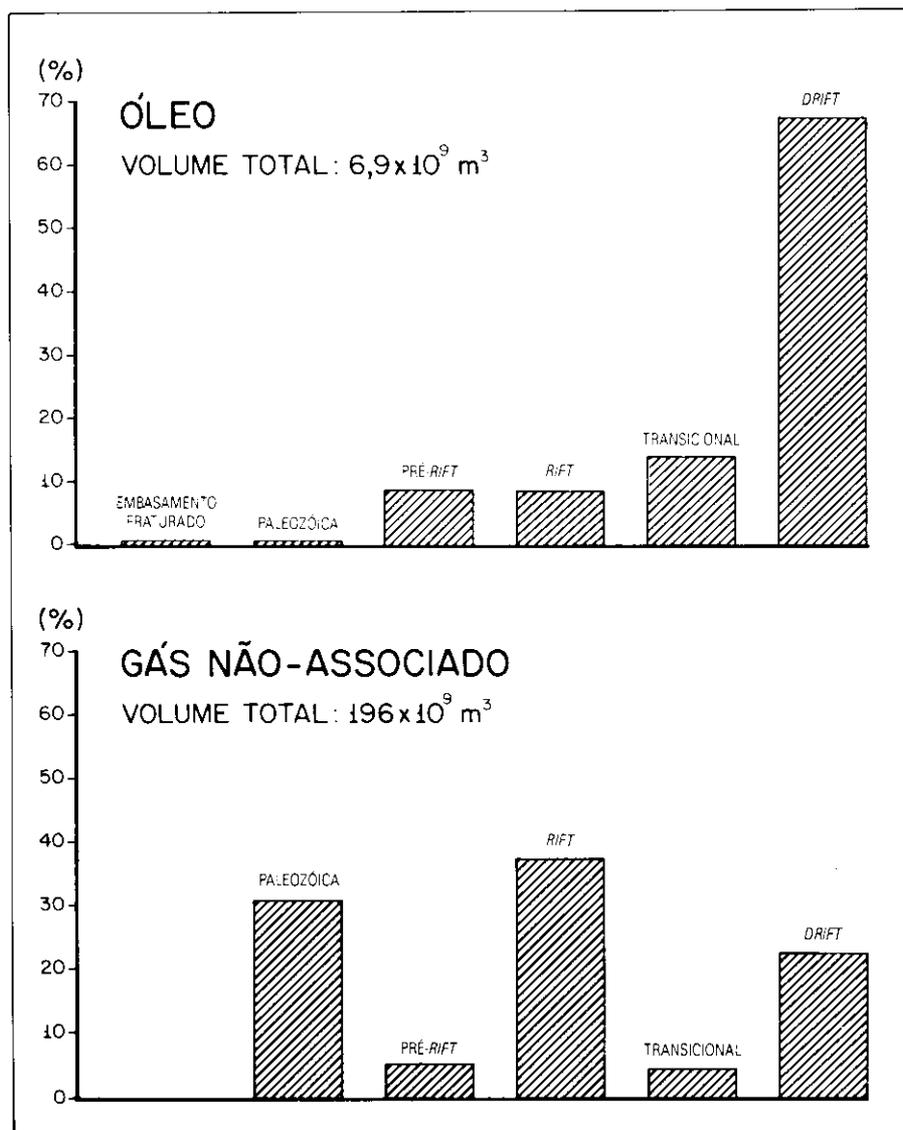


Fig. 8 - Distribuição dos volumes originais totais de óleo e gás não-associado pelas diversas seções de preenchimento das bacias sedimentares brasileiras (situação em dezembro de 1988). Os volumes de óleo e gás não-associado da Formação Açú (seção marinha transgressiva da Bacia Potiguar) integram os volumes indicados para a seção transicional.

Fig. 8 - Distribution of the total original volumes of oil and non-associated gas through the different filling sections of the Brazilian sedimentary basins (situation as of December, 1988). Volumes of oil and non-associated gas in the Açú Formation (transgressive marine section in the Potiguar Basin) are included in the volumes compared to the transitional phase.

Na Bacia de Campos, em especial, depositaram-se camadas de coquinas (calcarenitos e calciruditos compostos por pelecípodes, ostracodes e alguns gastrópodes) (fig. 2). Os principais reservatórios rift são representados pelas formações Candeias, Marfim, Taquipe e Pojuca na Bacia do Recôncavo; Lagoa Feia na Bacia de Campos; Pendência na Bacia Potiguar; e Barra de Itiúba e Coqueiro Seco na Bacia de Sergipe-Alagoas. Os reservatórios da seção rift contêm 8,9% dos volumes originais de óleo do País,

sendo ainda mais importantes com relação aos volumes originais de gás não-associado: concentram 37,4% do total brasileiro (fig. 8).

Durante o Andar Alagoas (Aptiano), depositou-se uma seção sedimentar de transição entre a fase rift (continental) e a fase drift (marinha). É caracterizada, em especial, por espessas camadas de evaporitos, mas também contém cunhas de conglomerados e arenitos grossos, gradualmente recobertas por arenitos finos e folhelhos ricos

em matéria orgânica de origem eu-xínica e salina (fig. 2). Os mais importantes reservatórios da seção transicional situam-se nas formações Muribeca da Bacia de Sergipe-Alagoas, Alagamar da Bacia Potiguar, e Mariricu da Bacia do Espírito Santo. Juntamente com a Formação Açú da Bacia Potiguar – integrante da seção *drift*, mais especificamente da seção marinha transgressiva, mas com importantes semelhanças faciológicas com as formações da seção transicional –, contêm 13,7 e 4,4%, respectivamente, dos volumes originais de óleo e gás não-associado do País (fig. 8).

A sedimentação da fase *drift* iniciou-se no Albiano, com o desenvolvimento de uma extensa plataforma carbonática de alta energia, onde se acumularam predominantemente calcarenitos de águas rasas ("megasseqüência de plataforma carbonática rasa", segundo Chang *et al.* 1988 – fig. 2). Os principais reservatórios produzidos neste primeiro estágio são representados pelas formações Macaé na Bacia de Campos, Guarujá na Bacia de Santos e Barra Nova na Bacia do Espírito Santo. No final do Albiano, iniciou-se uma sedimentação de baixa energia composta de calcilitos, margas e folhelhos, bem como de turbiditos arenosos e conglomeráticos associados, que compõem, segundo Chang *et al.* (1988), a "megasseqüência marinha transgressiva" (fig. 2). Esta é sucedida por uma "megasseqüência marinha regressiva", que varia em idade dependendo da bacia considerada (Chang *et al.* 1988); por exemplo, a partir do Coniaciano na Bacia de Santos, do Paleoceno na Bacia de Campos, e do Eoceno na Bacia de Sergipe-Alagoas. A "megasseqüência marinha regressiva" registra a sedimentação sín-

crona em um sistema de leques deltaicos, plataforma carbonática e talude/bacia (fig. 2). Os principais reservatórios das duas megasseqüências marinhas são turbiditos arenosos variando em idade do Albiano ao Mioceno, que estão incluídos nas formações Macaé e Campos na Bacia de Campos, Piaçabuçu na Bacia de Sergipe-Alagoas, Urucutuca na Bacia do Espírito Santo, Ubarana na Bacia Potiguar, e Itajaí na Bacia de Santos. A seção *drift* é a mais importante em termos de volumes de hidrocarbonetos: contém, como um todo, 67,6 e 22,6%, respectivamente, dos volumes originais de óleo e gás não-associado do Brasil (fig. 8).

As formações descritas acima compõem parte ou a totalidade da coluna sedimentar atualmente conhecida das bacias identificadas na figura 1 pelos números de 11 a 40. Tais bacias poderiam ser classificadas, de acordo com Klemme (1980), como bacias do tipo III (*rift*) ou bacias do tipo III que evoluem para bacias do tipo V (margem continental passiva/divergente). Outras rochas-reservatório não citadas, mas que merecem ser destacadas, são: os arenitos portadores de gás e óleo das formações Juruá e Caruaru, Meso-neodevo-niano a Neo-carbonífero da Bacia do Solimões (número 8 na fig. 1); e os reservatórios em potencial (ainda não contêm acumulações comerciais de petróleo) da Formação Rio Bonito (Permiano) e o Grupo Itararé (Permo-Carbonífero) da Bacia do Paraná (número 10 na fig. 1). Todos estes reservatórios paleozóicos foram depositados em uma bacia do tipo II (intracontinental composta), de Klemme (1980). As acumulações de gás da Bacia do Solimões já representam 30,4% do total dos volumes originais de

gás não-associado das bacias brasileiras (fig. 8).

A figura 5 fornece a distribuição em profundidade das porosidades e permeabilidades *máximas* para a maioria dos principais reservatórios brasileiros. Estes estão agrupados em "famílias", cuja definição baseia-se apenas em parte nos estágios evolutivos das bacias da margem continental, uma vez que: as coquinas da Formação Lagoa Feia são consideradas separadamente dos reservatórios siliciclásticos da fase *rift*; os reservatórios da Formação Açú (fase *drift*), dadas as semelhanças de fácies e na distribuição de porosidades e permeabilidades com a profundidade, foram considerados conjuntamente com os reservatórios da fase transicional; e, os carbonatos da Formação Macaé e os turbiditos siliciclásticos das formações Macaé e Campos compõem dois grupos separados de reservatórios, embora todos façam parte da seção *drift*. Os reservatórios *drift* de outras bacias brasileiras não foram incluídos nesta análise por apresentarem um número relativamente escasso de análises petrofísicas, o mesmo acontecendo com os reservatórios das grandes bacias paleozóicas.

A partir da figura 5, podem-se estabelecer critérios para a definição do que são reservatórios profundos para cada um dos tipos de reservatórios representados. A indicação mais evidente é proporcionada pela porção das curvas onde as porosidades e permeabilidades *máximas* decrescem rapidamente de um patamar mais elevado para um nível com valores significativamente mais baixos. Patamares mais baixos são melhor definidos nas curvas dos reservatórios com melhor amostragem (seções *pré-rift* e *rift*),

as quais tendem a assumir um caráter assintótico.

Na tabela II, são sugeridos valores de profundidade para a definição de reservatórios profundos, os quais correspondem aos pontos de inflexão das curvas da figura 5. Para a seção *pré-rift*, foi utilizado o segmento de curva que não considera as porosidades e permeabilidades anormalmente elevadas dos reservatórios dos campos de Biriba (Formação Itaparica, Bacia do Recôncavo) e Robalo (Formação Serriaria, Bacia de Sergipe-Alagoas). No caso das pequenas discrepâncias que ocorrem entre as profundidades de inflexão das curvas de porosidade e permeabilidade, deu-se preferência à inflexão das curvas de distribuição de permeabilidades. As inflexões das curvas para a seção transicional, carbonatos da Formação Macaé e turbiditos da Bacia de Campos estão probermente definidas com os dados disponíveis, de maneira que os valores estimados são *mínimos*.

As curvas correspondentes às seções *pré-rift* e transicional foram construídas com dados de várias unidades estratigráficas, incluindo, portanto, significativas variações faciológicas e diagenéticas, ou até mesmo de idade. As distribuições em profundidade das porosidades e permeabilidades dos arenitos do Membro Água Grande da Formação Itaparica (Bacia do Recôncavo) ilustram bem a influência dos tipos faciológicos neste tipo de análise. Estes reservatórios são compostos de duas associações faciológicas principais (fluvial e eólica), que apresentam uma defasagem nas inflexões das curvas de distribuição de porosidades e permeabilidades máximas de, pelo menos, 600 e 1 000 m, respectivamente (fig. 3). Assim, as fronteiras exploratórias

TABELA II / TABLE II
PROFUNDIDADES PARA DEFINIÇÃO DE RESERVATÓRIOS PROFUNDOS
NAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS
DEPTH DEFINITION FOR DEEP RESERVOIRS IN BRAZILIAN
SEDIMENTARY BASINS

Tipo de Reservatório	Idade	Profundidade (m)
Seção <i>pré-rift</i>	Jurássico Superior a Neocomiano	> 3100
Seção <i>rift</i>	Neocomiano a Barremiano	> 2800
Coquinas da Formação Lagoa Feia	Barremiano	> 3400
Seção transicional	Aptiano	> 3000
Carbonatos da Formação Macaé	Albiano	> 3700
Turbiditos da Bacia de Campos	Albiano a Mioceno	> 3700

para os arenitos eólicos do Membro Água Grande são significativamente mais profundas do que para os seus arenitos fluviais (Bruhn *et al.* em edição). As profundidades apresentadas na tabela II representam, portanto, valores de referência gerais e aproximados. É bastante recomendável que se procure fazer uma análise em particular dos reservatórios que apresentam características sin-depositacionais semelhantes. Neste caso, as profundidades que os caracterizam como profundos poderiam até variar de algumas poucas centenas de metros em relação aos valores da tabela II.

A definição de um reservatório como profundo não traz, por si só, uma aplicação prática imediata. Entretanto, permite uma análise comparativa entre os principais tipos de reservatórios e as fronteiras exploratórias de diferentes bacias brasileiras. Por exemplo, uma jazi-

da em reservatórios *rift* a 3 000 m de profundidade representa, de acordo com os dados disponíveis até então, uma situação muito mais incomum do que um campo em reservatórios turbidíticos na Bacia de Campos à profundidade de 3 500 m.

É interessante observar que algumas acumulações consideradas "profundas", seja em bacias brasileiras ou em outros países, não seriam classificadas como tal seguindo-se os critérios de profundidade sugeridos na tabela II. As principais zonas do maior campo de gás não-associado do País, o Campo de Miranga na Bacia do Recôncavo, compõem o que é chamado "Campo de Miranga Profundo", uma vez que são mais profundas do que as importantes zonas de óleo sobrepostas. Entretanto, estes reservatórios, integrantes da seção *rift* da bacia, situam-se, na maior parte, a menos de 2 800 m de profundi-

de. Da mesma forma, o Campo de Serraria (porção emersa da Bacia Potiguar) foi considerado "jazida profunda", embora a sua principal zona produtora (Zona I, seção *rift*) situa-se a uma profundidade de apenas 1 300 m. Neste caso, tratou-se da primeira descoberta na Formação Pendência, sendo mais profunda do que as demais descobertas realizadas, até então, nas formações Alagamar e Açú. As acumulações de gás do campo supergigante de Elsworth, oeste canadense, compõem o que classicamente é denominado "campo de gás em bacia profunda" ("deep basin gas field"). Os principais reservatórios deste campo, arenitos do Cretáceo Inferior (Neocomiano a Albiano), distribuem-se entre 900 e 3 000 m de profundidade (Masters, 1984), mas a maior parte da produção provém de horizontes situados entre 1 800 e 2 700 m de profundidade (Myers, 1984). Assim, comparando com os reservatórios brasileiros de mesma idade, os equivalentes canadenses não seriam considerados reservatórios profundos. Estas comparações têm o objetivo de enfatizar dois importantes aspectos relacionados com os critérios sugeridos na tabela II: eles são baseados em uma ampla amostragem, na maioria dos casos incluindo bacias diferentes, de forma a ter uma aplicação mais geral (embora a definição de critérios regionais também possa ser bastante útil); e eles não devem ser aplicados em bacias com evoluções bastante distintas das brasileiras, como é o caso, exemplificado, da bacia tipo *foreland* de Alberta, Canadá.

Os comportamentos diferenciados das variações de porosidades e permeabilidades com a profundidade têm forte influência no tipo de fluido (óleo ou gás) que as diferen-

tes famílias de reservatórios contêm (fig. 8), bem como na distribuição em profundidade das suas jazidas (fig. 9). Assim, as jazidas de gás não-associado tendem a se concentrar nas seções mais anti-

gas (fig. 8) e em horizontes mais profundos (fig. 9), em função das porosidades e permeabilidades mais baixas. Entretanto, ressalva-se que esta não é a única razão para tal distribuição, uma vez que o

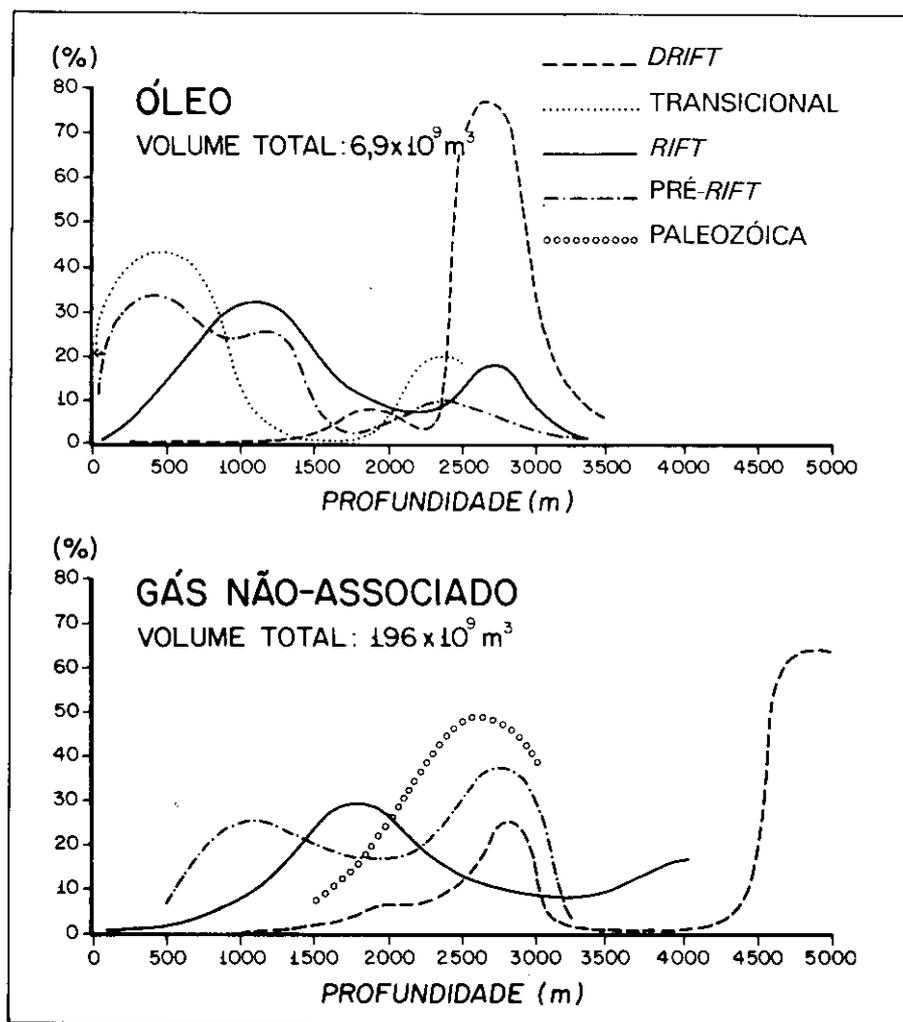


Fig. 9 - Distribuição em profundidade dos volumes originais de óleo e gás não-associado contidos nas diferentes seções de preenchimento das bacias sedimentares brasileiras (situação em dezembro de 1988). A seção *drift* apresenta uma moda bastante destacada na distribuição dos volumes de óleo, entre 2 500 e 3 000 m, que é produzida pelos campos gigantes de Albacora e Marlim, Bacia de Campos. A seção *drift* também apresenta uma moda prominente na distribuição dos volumes de gás não-associado, entre 4 500 e 5 000 m, condicionada pelos campos de Merluza e Tubarão na Bacia de Santos, e Pirapema na Bacia da Foz do Amazonas. Os volumes de óleo da seção paleozóica e de gás não-associado da seção transicional não foram incluídos nos diagramas por serem bastante subordinados.

Fig. 9 - Distribution with depth of the original volumes of oil and non-associated gas for each one of the filling-sections of the Brazilian sedimentary basins (situation as of December, 1988). The drift section presents an important mode (between 2,500 and 3,000 m) in the distribution of oil, which is produced by the giant oil-fields of Albacora and Marlim (Campos Basin). The drift section shows another important mode (between 4,500 and 5,000 m) in the distribution of non-associated gas, which is derived from study of the volume of gas in Tubarão and Merluza (Santos Basin), and Pirapema (Foz do Amazonas Basin) fields only. Subordinate volumes of oil in the Paleozoic section, and non-associated gas in the transitional section were not included in the diagrams.

tipo de matéria orgânica disponível nas rochas geradoras e a evolução térmica das diferentes bacias também exercem um importante controle (Tissot e Welte, 1984).

3 – O ESFORÇO DA PETROBRÁS NA BUSCA DE ACUMULAÇÕES PROFUNDAS

Até maio de 1989, haviam sido perfurados 4 909 poços exploratórios em 32 das 40 bacias sedimentares brasileiras apresentadas na figura 1. A exemplo de quase todas as companhias de petróleo do mundo, a maioria dos poços exploratórios perfurados pela PETROBRÁS são rasos. Entretanto, os poços com profundidades maiores do que 3 000, 4 000 e 5 000 m compõem uma significativa parcela do total: respectivamente, 24%, 5% e 1% (fig. 10).

O primeiro poço com profundidade final superior a 4 000 m foi perfurado em 1952 na Ilha do Marajó. Trata-se do poço 1-CR-1-PA (Cururu), que, completado a 4 040 m de profundidade, era até então o poço mais profundo do Hemisfério Sul. Entretanto, profundidades superiores a 5 000 m só foram atingidas em 1967, com o término do poço 1-DA-1-BA (Dias D'Ávila, Bacia do Recôncavo) na profundidade de 5 033 m.

Nas décadas de 50, 60 e 70, a proporção de poços profundos em relação ao número total de poços exploratórios manteve-se sempre crescente, atingindo o apogeu no final da década de 70 (fig. 11). Entre 1975 e 1979, o número de poços com profundidade final maior do que 3 000, 4 000 e 5 000 m representava, respectivamente, 44, 12 e 3% do número total de poços ex-

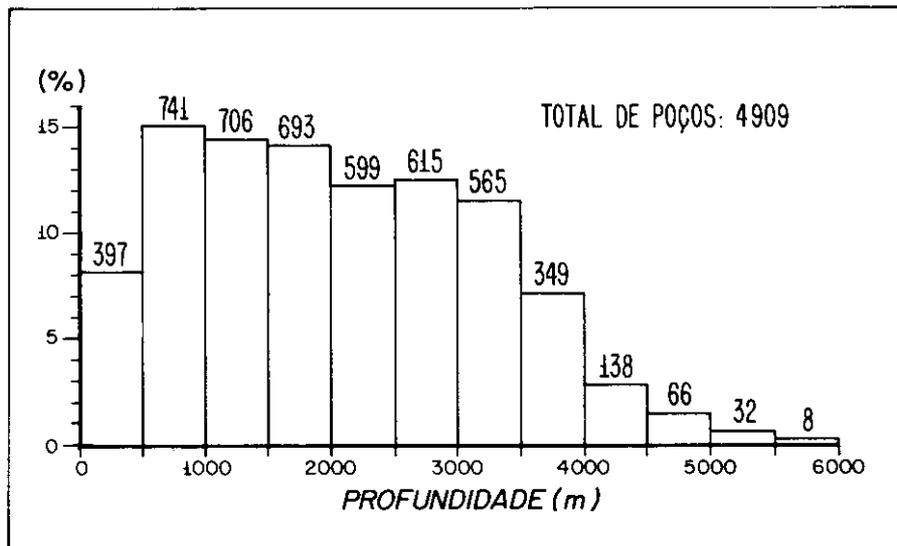


Fig. 10 - Distribuição de acordo com a profundidade final dos poços exploratórios perfurados nas bacias sedimentares brasileiras (situação em maio de 1989).

Fig. 10 - Distribution by total depth of the exploratory wells drilled in the Brazilian sedimentary basins (situation as of May, 1989).

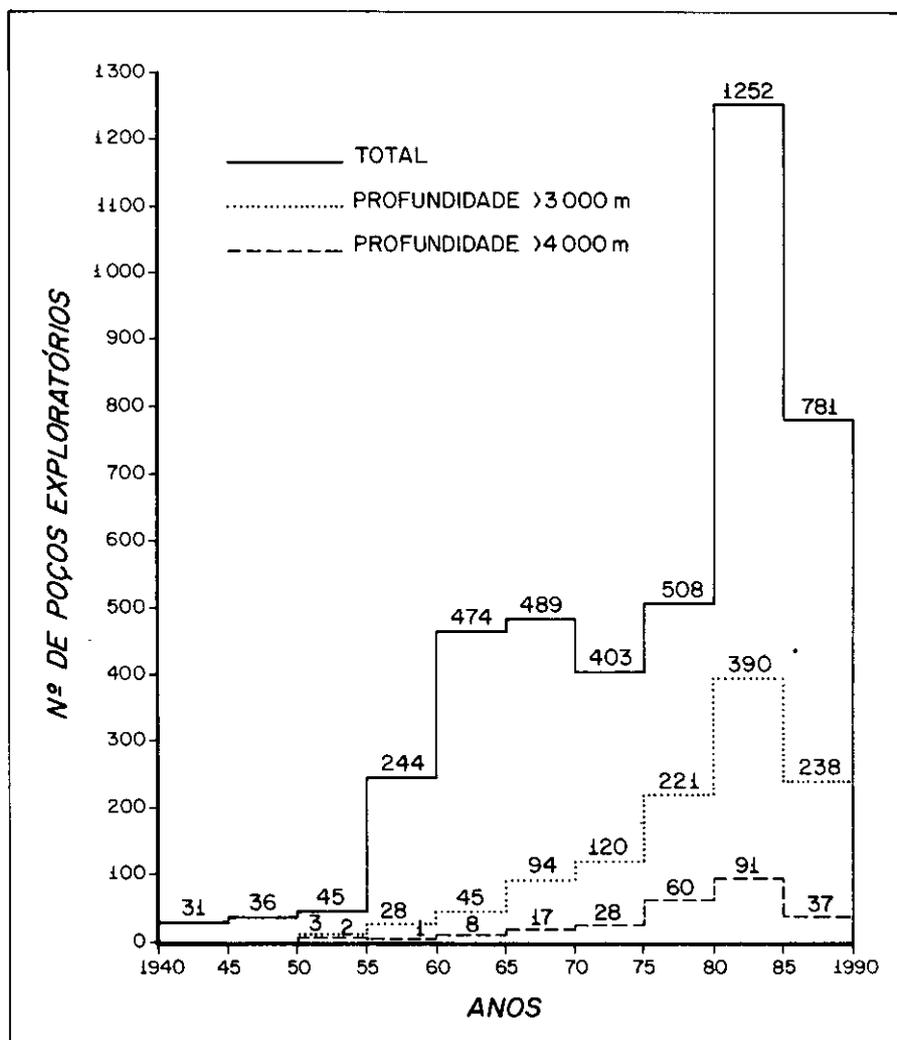


Fig. 11 - Número de poços exploratórios perfurados nas bacias sedimentares brasileiras entre janeiro de 1940 e maio de 1989. Estão indicados o número total de poços e o número de poços com profundidades superiores a 3 000 e 4 000 m.

Fig. 11 - Number of exploratory wells drilled in the Brazilian sedimentary basins from January, 1940, to May, 1989. The total number of exploratory wells, and the number of wells deeper than 3,000 m and 4,000 m, are presented.

ploratórios. Era o reflexo principalmente de uma intensa atividade exploratória no mar, iniciada em 1968 e que resultou em importantes descobertas ao longo da década de 70, em especial na Bacia de Campos. Os principais alvos exploratórios das bacias marítimas, os reservatórios da fase *drift*, estimulavam a perfuração de poços mais profundos com a sua distribuição mais favorável de porosidades e permeabilidades (fig. 5). Nos anos 70, a profundidade final média dos poços exploratórios perfurados no Brasil saltou de um patamar entre 1 600 e 2 000 m (típico do período 1955 – 1969) para valores máximos de 3 135 e 3 022 m, atingidos em 1978 e 1979, respectivamente (fig. 12). As companhias estrangeiras que operaram no Brasil sob contratos com cláusula de risco contribuíram para a elevação da profundidade média dos poços exploratórios perfurados no País, especialmente no período 1979 – 1982. Nestes quatro anos, as companhias estrangeiras perfuraram 77 poços com profundidade média de 3 763 m, enquanto a PETROBRÁS completou 802 poços com profundidade média de 2 294 m.

Em 1979, o número de poços exploratórios perfurados no Brasil saltou de um patamar em torno de 80 a 110 poços/ano, típico de um período de 20 anos (1959 – 1978), para uma média de 213 poços/ano para o período 1979 – 1988 (fig. 12). Esta foi uma das consequências da implantação, com sucesso, de um plano quinquenal (1981 – 1985) de elevação da produção nacional de petróleo, de 180 000 para 500 000 barris diários. Uma significativa parcela dos poços perfurados neste período concentrou-se na porção emersa da Bacia Potiguar, onde os poços exploratórios apresentavam profundidades tipicamente

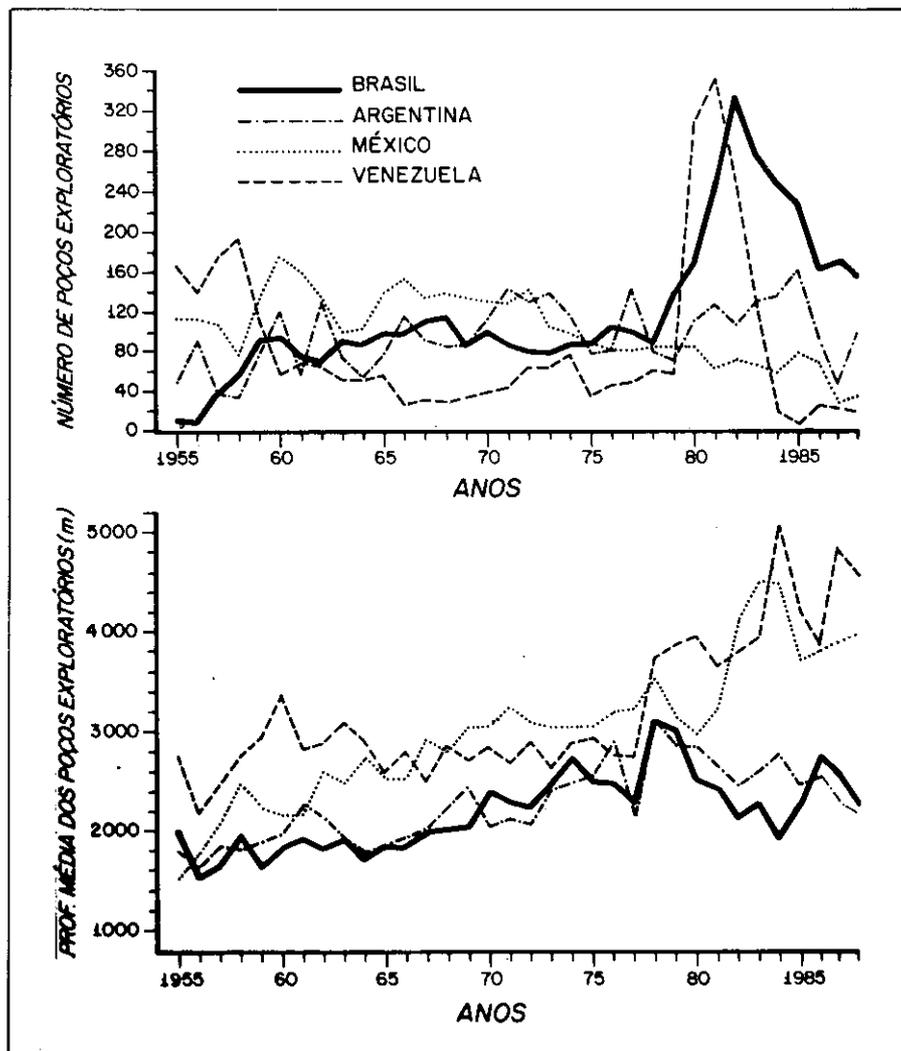


Fig. 12 - Comparação do número de poços exploratórios (e respectivas profundidades médias), perfurados no Brasil, Argentina, México e Venezuela, no período 1955 – 1988. Fonte de dados: Amato (1977, 1978, 1979), Blanpied (1958, 1959, 1960), Carsey (1961), Carsey e Roberts (1962, 1963), Clark (1957, 1958, 1959, 1960, 1961), Deal (1981, 1982, 1983), Dillon e Newfarmer (1965), Dillon e Van Dyke (1967), Dix (1970), Dix e Van Dyke (1969), Effinger (1956), Hadley e Neff (1967, 1968), Hatfield et al. (1975), Hatfield e Neff (1976), Iglehart (1972, 1973), Iglehart e Dix (1971), Jacobsen e Neff (1972, 1973, 1974), Johnston (1976, 1980), Lahee (1956), Moody (1957), Neff (1969, 1970, 1971), Sass e Neff (1962, 1963, 1964, 1965, 1966), Tappmeyer (1984, 1985), Van Dyke (1968), Wagner (1975), Wagner e Iglehart (1974), Wiman (1986, 1987, 1988, 1989).

Fig. 12 - Comparison among the number of exploratory wells (and corresponding average final depth), drilled in Brazil, Argentina, Mexico e Venezuela during the period 1955 – 1988. Data source: Amato (1977, 1978, 1979), Blanpied (1958, 1959, 1960), Carsey (1961), Carsey and Roberts (1962, 1963), Clark (1957, 1958, 1959, 1960, 1961), Deal (1981, 1982, 1983), Dillon and Newfarmer (1965), Dillon and Van Dyke (1967), Dix (1970), Dix and Van Dyke (1969), Effinger (1956), Hadley and Neff (1967, 1968), Hatfield et al. (1975), Hatfield and Neff (1976), Iglehart (1972, 1973), Iglehart and Dix (1971), Jacobsen and Neff (1972, 1973, 1974), Johnston (1976, 1980), Lahee (1956), Moody (1957), Neff (1969, 1970, 1971), Sass and Neff (1962, 1963, 1964, 1965, 1966), Tappmeyer (1984, 1985), Van Dyke (1968), Wagner (1975), Wagner and Iglehart (1974), Wiman (1986, 1987, 1988, 1989).

te inferiores a 1 000 m. Por exemplo, no ano de 1982, quando foi atingido o recorde histórico de 333 poços/ano, 80 poços foram perfurados na Bacia Potiguar emersa. Como resultado, a profundidade média dos poços exploratórios perfurados no País caiu continuamente de 1978 até 1984 (fig. 12).

Na segunda metade da década de 80, as profundidades médias não foram tão baixas quanto às do pe-

ríodo 1982 – 1984 (fig. 12), com resultado, principalmente, da diminuição da exploração rasa na Bacia Potiguar emersa, onde os prospectos mais profundos da Formação Pendência cresceram em atenção; da intensificação da exploração na Bacia de Santos (onde os alvos exploratórios situam-se tipicamente a mais de 4 500 m de profundidade) e na porção marítima da Bacia Potiguar; da perfuração de alguns poços nas bacias de Barreiri-

TABELA III/TABLE III
POÇOS EXPLORATÓRIOS COM PROFUNDIDADE FINAL \geq 5000 m
 (situação em maio de 1989)
EXPLORATORY WELLS WITH FINAL DEPTH \geq 5000 m
(situation as of May, 1989)

Poço	Bacia	Profundidade (m)	Data de Término
1. 3-TB-1-PRS	Santos	5748	1988
2. 1-RJS-350-RJ	Campos	5608	1987
3. 1-SPS-6-SP	Santos	5595	1979
4. 2-AN-1-PR	Paraná	5554	1982
5. 3-CB-3-SP	Paraná	5529	1982
6. 1-SPS-28-SP	Santos	5512	1987
7. 1-PI-1-PA	Marajó	5508	1988
8. 1-BV-1-PA	Marajó	5500	1988
9. 1-SPS-17-SP	Santos	5469	1980
10. 2-BH-1-BA	Tucano	5423	1988
11. 1-ESS-49-ES	Espírito Santo	5407	1981
12. 2-RI-1-PR	Paraná	5336	1982
13. 1-SCS-6-SC	Santos	5331	1980
14. 3-CB-2-SP	Paraná	5299	1982
15. 1-SPS-27-SP	Santos	5286	1987
16. 1-ESS-37C-ES	Espírito Santo	5250	1981
17. 3-TB-2-PRS	Santos	5237	1989
18. 1-RJS-117-RJ	Campos	5217	1980
19. 1-RSS-2-RS	Pelotas	5205	1978
20. 1-RJS-97C-RJ	Campos	5193	1982
21. 1-SCS-4A-SC	Santos	5171	1979
22. 1-RJS-67-RJ	Santos	5165	1978
23. 1-SPS-11-SP	Santos	5151	1979
24. 2-CB-1-SP	Paraná	5146	1982
25. 1-SPS-25B-SP	Santos	5127	1985
26. 1-SPS-19-SP	Santos	5110	1985
27. 1-APS-17-AP	Foz do Amazonas	5092	1975
28. 1-RJS-102A-RJ	Campos	5052	1980
29. 2-LOG-1-BA	Tucano	5051	1987
30. 1-PRS-3-PR	Santos	5048	1987
31. 1-RN-1-AL	Sergipe — Alagoas	5036	1980
32. 1-DA-1-BA	Recôncavo	5033	1967
33. 2-MIL-1-AL	Sergipe — Alagoas	5027	1988
34. 1-PAS-9-PA	Pará — Maranhão	5016	1980
35. 1-RJS-199B-RJ	Santos	5015	1982
36. 1-SPS-9-SP	Santos	5009	1978
37. 1-ESS-51-ES	Espírito Santo	5007	1981
38. 1-APS-14-AP	Foz do Amazonas	5003	1975
39. 1-RJS-56-RJ	Campos	5000	1978
40. 1-MAS-10-MA	Pará — Maranhão	5000	1979

nhas (porção marítima) e Pará-Maranhão, onde os prospectos também são tipicamente profundos; da busca de acumulações mais profundas na Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos; e, em menor grau, da busca deliberada de jazidas mais profundas em bacias em estágio maturo de exploração, como as bacias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas.

A figura 12 apresenta, para o período entre 1955 (primeiro ano integral de atividades da PETROBRÁS) e 1988, uma comparação quanto aos números de poços exploratórios perfurados e respectivas profundidades médias, entre Brasil, Argentina, México e Venezuela. Estes países foram escolhidos por sediarem indústrias de petróleo entre as mais desenvolvidas da América Latina e apresentarem similaridades políticas, econômicas e culturais com o Brasil, embora as suas bacias sedimentares tenham importantes diferenças com relação às brasileiras. A comparação evidencia que, independentemente do número de poços exploratórios perfurados ano a ano, as profundidades médias dos poços mexicanos e venezuelanos sempre foram significativamente maiores do que as dos poços brasileiros (fig. 12). As profundidades médias dos poços perfurados na Argentina são bastante próximas das brasileiras, porém mais elevadas na maior parte do intervalo de tempo analisado. As profundidades médias gerais para os 34 anos considerados são 3 212, 2 988, 2 269 e 2 191 m, respectivamente, para Venezuela, México, Argentina e Brasil.

Do exposto acima pode-se concluir que, desde a sua criação, a PETROBRÁS tem aprofundado os seus horizontes exploratórios. Esta tendência é bem definida na figura

12, desde que ressalvada a influência sobre as profundidades médias anuais do grande número de poços rasos perfurados na Bacia Potiguar emersa, na primeira metade da década de 80. Outra indicação da preocupação crescente em explorar horizontes profundos é fornecida pela tabela III: 29 dos 40 poços exploratórios mais profundos do Brasil foram perfurados na dé-

cada de 80, sendo 11 deles nos últimos três anos. Também pode-se considerar que os poços visando a reservatórios profundos (definidos de acordo com a tabela II) representam uma significativa proporção do número total de poços exploratórios (em média, pelo menos 1:4).

Entretanto, considerando-se o amplo universo de bacias e unidades

estratigráficas a serem exploradas no País, o número de poços com profundidades superiores a 3 000, 4 000 e 5 000 m, respectivamente, 1 158, 244 e 40 (fig. 10 e tabela III), é ainda muito pequeno para uma adequada avaliação do potencial dos reservatórios profundos. Adicionalmente, os poços mais profundos estão distribuídos muito desigualmente pelas diferentes bacias: 53% dos poços com profundidades superiores a 4 000 m foram perfurados em apenas três bacias – Campos, Santos e Sergipe-Alagoas (sendo 21% apenas na Bacia de Campos) – e 38% dos poços com profundidade acima de 5 000 m concentram-se na Bacia de Santos (tabela III).

4 – O PRÊMIO DAS ACUMULAÇÕES PROFUNDAS

Até 1984, já haviam sido descobertos 509 campos gigantes*¹ de petróleo no mundo, que representavam uma reserva de aproximadamente 1,4 trilhão de barris de petróleo equivalente (Carmalt e St. John, 1986). A distribuição em profundidade destas reservas (fig. 13) mostra que as probabilidades de se encontrar um campo gigante em reservatórios siliciclásticos tornam-

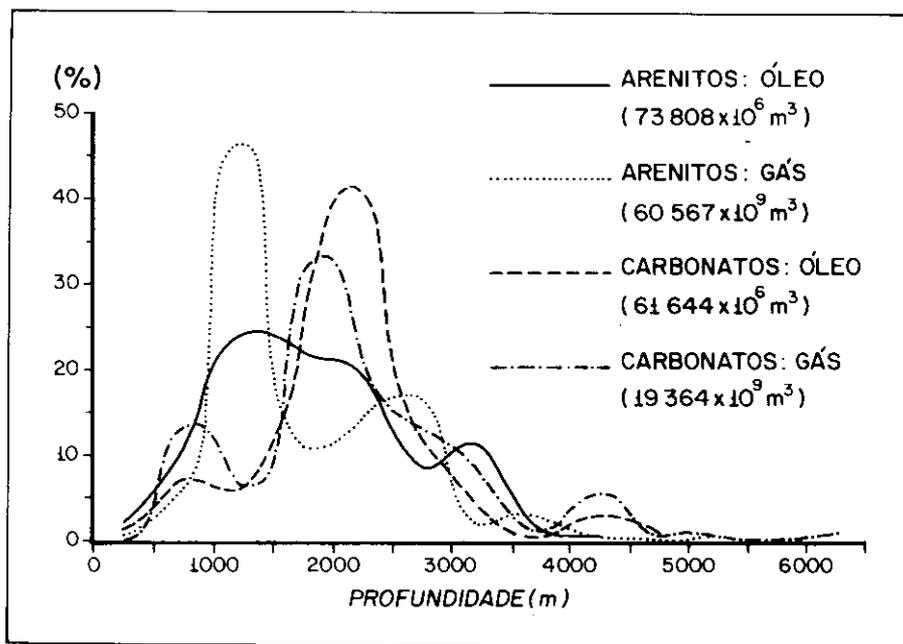


Fig. 13 - Distribuição em profundidade dos volumes de óleo e gás acumulados nos reservatórios siliciclásticos ou carbonáticos dos campos gigantes (fonte de dados: Carmalt e St. John, 1986).

Fig. 13 - Distribution with depth of oil and gas volumes accumulated in the siliciclastic or carbonate reservoirs of the giant fields (data source: Carmalt and St. John, 1986).

se muito pequenas acima de 3 500 m de profundidade. A partir desta profundidade, os volumes de óleo e gás das acumulações gigantes em arenitos representam, respectivamente, apenas 1,4 e 3,1% do total neste tipo de reservatório. Com relação às acumulações gigantes em carbonatos, as expectativas são mais otimistas: em profundidades superiores a 3 500 m, os volumes de óleo e gás representam, respectivamente, 3,9 e 7,6% do total (fig. 13).

Esta análise ressalta o maior potencial para gás dos reservatórios profundos, o que também é evidente quando se comparam as distribuições em profundidade dos volumes de óleo e gás não-associado das diversas seções de preenchimento das bacias sedimentares brasileiras (fig. 9). Outro aspecto importante é que as rochas carbonáticas têm um maior potencial

como reservatórios profundos do que os arenitos (fig. 13). Nos Estados Unidos, uma significativa parcela (cerca de 11%) do número total de acumulações de hidrocarbonetos em calcários (excluindo-se, portanto, aquelas cujos reservatórios são dolomitos) situa-se em profundidades superiores a 3 000 m (Schmoker *et al.* 1985). O maior potencial das rochas carbonáticas como reservatórios profundos é resultado, provavelmente, da sua maior heterogeneidade de arranjo e de tamanho dos poros, o que favorece a preservação de porosidades e permeabilidades significativas, mesmo após uma prolongada história de compactação e cimentação (*vide* discussão em Spadini, 1990, neste volume).

A comparação com bacias que apresentam uma evolução tectono-sedimentar semelhante à das principais bacias brasileiras produtoras

*¹ Carmalt e St. John (1986) consideram campo gigante todos aqueles campos que contêm uma reserva de pelo menos 500×10^6 barris de óleo ou equivalente. Existe uma classificação mais recente, proposta por Halbouty (1990), que considera critérios diferenciados para óleo e gás, bem como para dois grupos de áreas geográficas: os campos gigantes da porção asiática da União Soviética, norte da África e Oriente Médio possuem reservas de pelo menos 500×10^6 barris de óleo ou $85 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gás, enquanto os campos gigantes do restante do mundo são definidos por reservas de apenas 100×10^6 barris de óleo ou $28 \times 10^9 \text{ m}^3$ de gás.

de petróleo pode ser útil para se avaliar a magnitude das acumulações em reservatórios profundos. Nas bacias do Mar do Norte (*rift*) e do Delta do Niger (margem continental passiva/divergente), a produção acumulada de óleo de reservatórios mais profundos do que 3 000 m representava (em 31 de dezembro de 1987), respectivamente, 35,6% (3,0 bilhões de barris) e 28,4% (2,8 bilhões de barris) dos seus totais ("International Petroleum Encyclopedia", 1989). No Brasil, o óleo que havia sido produzido de reservatórios com profundidade maior do que 3 000 m (até a mesma data), representava apenas 14,1% (0,3 bilhão de barris) do total.

Certamente é muito difícil aplicar distribuições internacionais (baseadas na experiência exploratória em muitos países e bacias diferentes) para tentar se avaliar o volume de hidrocarbonetos em reservatórios profundos no Brasil. Esta avaliação é também bastante imprecisa, mesmo quando se utiliza apenas a experiência nacional, uma vez que a amostragem brasileira ainda é bastante limitada. Uma prova contundente desta limitação é o fato de que, muito freqüentemente, a perfuração de um único poço ou a descoberta de uma nova acumulação podem redimensionar as fronteiras exploratórias controladas por profundidade ou modificar substancialmente a distribuição em profundidade das reservas brasileiras de petróleo. Por exemplo, a perfuração do poço 6-RB-18-SES aprofundou em pelo menos 700 m as fronteiras exploratórias da Formação Serraria na Bacia de Sergipe-Alagoas (Bruhn *et al.* 1988 – fig. 4), enquanto que a perfuração do poço 1-BB-3-BA expandiu as fronteiras exploratórias da Bacia do Recôncavo (Bruhn *et al.* em edição –

fig. 3). Por outro lado, um total de apenas três acumulações de gás (de porte médio) nas bacias de Santos (Tubarão e Merluza) e Foz do Amazonas (Pirapema) contêm 63% do volume total de gás não-associado da seção *drift* (13% do total brasileiro), sendo responsáveis pela moda mais importante na distribuição em profundidade dos volumes de gás não-associado da seção *drift* (entre 4 500 e 5 000 m – fig. 9). Situação semelhante ocorre com a distribuição em profundidade dos volumes de gás não-associado da seção *rift*: a descoberta de duas acumulações na porção marítima da Bacia Potiguar (Pescada e a área do poço 1-RNS-89A) produziu uma importante moda entre 3 500 e 4 000 m (fig. 9).

A amostragem relativamente limitada dos reservatórios profundos brasileiros pode induzir a estimativas pessimistas quando são aplicados métodos estatísticos na avaliação do seu potencial petrolífero, uma vez que estes "extrapolam séries históricas de descobertas e não levam em consideração futuras mudanças na tecnologia de pesquisa e/ou abordagens exploratórias mais avançadas que venham a ser adotadas" (Andrade, 1989).

Souza *et al.* (1982)*² estimaram o potencial (volume recuperável a descobrir) médio de gás natural das bacias sedimentares brasileiras

*² Desde 1963, existe a preocupação, na PETROBRÁS, de estimar o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras. Souza *et al.* (1989) apresentam os resultados da avaliação mais recente deste potencial. A metodologia utilizada resulta da combinação de métodos de *play analysis*, análise de tamanho de campos e modelagem exploratória e probabilística. Detalhes do método e parâmetros de entrada constituem dados confidenciais, mas um excelente painel dos métodos de avaliação de potencial petrolífero utilizados na PETROBRÁS foi publicado por Bettini *et al.* (1987).

em cerca de $940 \times 10^9 \text{ m}^3$, o que representa cerca de 2,7 vezes o volume recuperável de gás já descoberto no País. Deste total, em torno de $138 \times 10^9 \text{ m}^3$ situam-se na Bacia do Paraná (fig. 1), onde os reservatórios com maior potencial para conter acumulações de gás são arenitos profundos (3 000 a 4 600 m de profundidade) do Grupo Itararé (Zalán *et al.* 1990). Testes de formação realizados no poço 2-CB-1-SP, a mais de 4 500 m de profundidade, registraram uma vazão de 85 000 m^3 de gás/dia em arenitos lenticulares do Grupo Itararé (França e Potter, 1989). Os arenitos da Formação Rio Bonito também representam reservatórios em potencial para acumulações profundas de gás na Bacia do Paraná: o poço 2-AN-1-PR, perfurado na calha central da bacia (fig. 1), registrou porosidades médias de 20% para esta formação, a 4 000 m de profundidade (Milani *et al.* 1990).

A avaliação de Souza *et al.* (1989) também ressalta possíveis ocorrências importantes de gás, até lâminas d'água de 400 m, nas bacias da Foz do Amazonas ($81 \times 10^9 \text{ m}^3$), Santos ($62 \times 10^9 \text{ m}^3$) e Potiguar ($24 \times 10^9 \text{ m}^3$). Os principais reservatórios das bacias da Foz do Amazonas e Santos são, tipicamente, reservatórios profundos ($> 4 000 \text{ m}$) da seção *drift*, enquanto que, na porção marítima da Bacia Potiguar, destacam-se os reservatórios profundos ($> 3 500 \text{ m}$) das seções *rift* e transicional. Também em terra, Souza *et al.* (1989) relevam o potencial das bacias do Marajó ($47 \times 10^9 \text{ m}^3$) e do Recôncavo ($16 \times 10^9 \text{ m}^3$), onde a maioria das futuras descobertas deverá ocorrer em reservatórios *rift* e *pré-rift* (no caso do Recôncavo, em profundidades superiores a 2 500 – 3 000 m).

Mesmo considerando-se as incertezas das estimativas de Souza *et al.* (1989), o potencial de gás dos reservatórios profundos é bastante significativo. Adicionando-se o potencial de outras bacias não discutidas acima, como as bacias de Sergipe-Alagoas e Campos e outras tantas não tão bem conhecidas (fig. 1), o potencial de gás dos reservatórios profundos do Brasil: (definidos de acordo com a tabela II) deverá ultrapassar os $400 \times 10^9 \text{ m}^3$. Certamente este volume de gás, acrescido do potencial para óleo (subordinado, mas importante), justifica a exploração sistemática e mais intensa de acumulações profundas no Brasil.

5 – A EXPLORAÇÃO DE RESERVATÓRIOS PROFUNDOS EM BASES CIENTÍFICAS

A PETROBRÁS ainda não possui um banco de dados que permita uma avaliação precisa do potencial dos reservatórios profundos brasileiros. Entretanto, dispõe de estudos detalhados das principais ocorrências já descobertas no País de significativas porosidades e permeabilidades em reservatórios profundos (fig. 1 e tabela I). Esta experiência, sumarizada nos diversos artigos que compõem este número especial do “Boletim de Geociências”, já permitiu o reconhecimento de um amplo conjunto de processos e situações geológicas responsáveis pela preservação e geração de porosidade em altas profundidades nas bacias brasileiras. Assim, embora os dados “brutos” disponíveis para a abordagem desta nova fronteira exploratória ainda possam ser considerados escassos (especialmente quando se considera o universo de bacias a serem exploradas), a exploração em re-

servatórios profundos no Brasil já pode ser conduzida em sólidas bases científicas.

5.1 – Os Diagramas Porosidade (ou Permeabilidade) Versus Profundidade

Desde a década de 60, já existia a preocupação em se definir fronteiras exploratórias controladas por profundidade. A metodologia empregada constava essencialmente da construção de gráficos relacionando valores de porosidade (medidos em *plugs* extraídos de testemunhos ou em perfis) com as respectivas profundidades de soterramento. Assim, a partir de um determinado *cut-off* de porosidade (o qual supostamente corresponderia a uma permeabilidade-limite para a produção de óleo ou gás), chegava-se a uma profundidade-limite. Seguindo esta metodologia, Bauer (1964) estimou uma profundidade-limite de 2 400 m para os reservatórios da Formação Sergi, a partir de um *cut-off* de porosidade de 12%. Franke e Silva (1975), utilizando um *cut-off* menos rigoroso (11%), estimaram fronteiras exploratórias de 2 700 m para a Formação Sergi e de 3 500 m para a Formação Serraria.

Essa metodologia empírico-estatística foi aplicada não apenas para formações isoladas, mas também para conjuntos amplos de unidades estratigráficas. Bettini e Souza (1978) elaboraram vários gráficos relacionando a porosidade de arenitos e carbonatos das bacias Potiguar (marítima) e do Ceará (fig. 1) com a profundidade (independentemente das formações às quais pertencem), procurando ajustar equações que relacionassem essas duas variáveis. Uma vez que na-

quela 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 e Souza (1978) utilizaram apenas funções decrescentes e, usando um *cut-off* de 10% para os arenitos, 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 entre os geólogos brasileiros, graças especialmente aos artigos de Schmidt *et al.* (1977) e Schmidt e McDonald (1979a,b). Por outro lado, o estudo da diagênese dos arenitos já constituía uma rotina na PETROBRÁS. Assim, a análise dos diagramas porosidade versus profundidade passou a ser acompanhada de estudos petrográficos dos reservatórios, de maneira que as variações da porosidade com a profundidade apresentadas pelos reservatórios (decréscimo ou incremento) foram comparadas com as suas transformações diagenéticas (por exemplo, Chang *et al.* 1980; Bruhn e De Ros, 1987; Bruhn *et al.* 1988). Adicionalmente, a maioria dos diagramas porosidade versus profundidade passaram a ser feitos com valores de porosidade medidos em *plugs* de testemunhos, uma vez que, a partir de uma mesma amostra, podia-se medir tanto a porosidade como a permeabilidade, bem como confeccionar lâminas delgadas dos reservatórios. Tal procedimento permitiu a correlação direta entre as propriedades petrofísicas e as características texturais, composicionais e diagenéticas das rochas (Bruhn *et al.* 1988; Anjos *et al.* 1990, neste volume).

O reconhecimento da distribuição dos valores de porosidade e/ou permeabilidade com a profundidade ainda representa um procedimento fundamental para a exploração de reservatórios profundos. Entretanto, a maior aplicação destes diagramas não é a definição de profundidades-limite para a exploração de determinado reservatório, mas sim o reconhecimento de anomalias positivas em relação aos gradientes regionais de decréscimo de porosidade ou permeabilidade com a profundidade. Estudos multidisciplinares, em especial aqueles que integram análises petrográficas e petrológicas dos reservatórios com a investigação da história térmica e de soterramento da seção sedimentar como um todo, permitem o reconhecimento dos processos e situações geológicas que produziram estas anomalias, bem como a busca de ocorrências semelhantes na bacia. Alguns exemplos importantes destas anomalias são apresentados pelos reservatórios da Formação Itaparica (Membro Água Grande) no Campo de Biriba, Bacia do Recôncavo (Bruhn *et al.* em edição – fig. 3); pelas rochas da Formação Serraria nos campos de Caioba e Robalo, Bacia de Sergipe-Alagoas (Bruhn *et al.* 1988; Garcia *et al.* 1990, neste volume – fig. 4); pelas rochas da Formação Barra de Itiúba atravessadas pelo poço 1-MAS-1-AL (Pinho e Costa, 1990, neste volume – fig. 7); e pelos reservatórios da Formação Pendência no Campo de Pescada, Bacia Potiguar (Bruhn *et al.* 1988; Souza, 1990a, neste volume – fig. 6). Deve-se ressaltar, entretanto, que certamente existem casos onde a ocorrência de altas porosidades (ou permeabilidades) em grandes profundidades não constitui uma anomalia, mas sim uma regra geral para a bacia.

Nas bacias em avançado estágio de exploração, a maior parte das variações de porosidade (e permeabilidade) com a profundidade (e dos fatores que as produzem) já são conhecidas, de maneira que as estimativas de fronteiras exploratórias a partir de diagramas porosidade (ou permeabilidade) *versus* profundidade tornam-se mais precisas. Mesmo nestes casos, alguns cuidados especiais devem ser considerados, como os que se seguem.

1 – As estimativas de profundidades-limite são excessivamente pessimistas quando se trabalha apenas com porosidades ou permeabilidades médias. Por outro lado, para que as acumulações sejam economicamente viáveis, existem exigências quanto à espessura de reservatórios porosos saturados de hidrocarbonetos. Logo, as análises realizadas apenas com os valores máximos de porosidade ou permeabilidade conduzem a estimativas exageradamente otimistas. Um critério alternativo seria o cálculo de equações relacionando porosidade (ou permeabilidade) com profundidade, em que fossem empregados determinados percentis (entre 50 e 100) das distribuições de frequência acumulada destes parâmetros petrofísicos. Por exemplo, Bruhn *et al.* (1988) traçaram curvas de variação de porosidade e permeabilidade com a profundidade para reservatórios das bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar, utilizando o percentil 90 das distribuições correspondentes às áreas bem amostradas (fig. 14). Estes autores consideram que, dada a espessura média das camadas arenosas das unidades representadas, 10% destas espessuras já corresponderiam a intervalos economicamente significativos.

2 – Determinadas formações apresentam elevadas porosidades em grandes profundidades, porém, mesmo assim, permeabilidades relativamente baixas. Por outro lado, reservatórios que demonstram o mesmo comportamento da porosidade em profundidade nem sempre apresentarão distribuições similares de permeabilidade (compare os exemplos das formações Serraria, Bacia de Sergipe-Alagoas, e Pendência, Bacia Potiguar, na figura 14; e os campos de Merluza e Tubarão, ambos na Bacia de Santos, na tabela I). Deve-se, portanto, dar preferência às distribuições de permeabilidade, a fim de se estimarem fronteiras exploratórias controladas por profundidade.

3 – Embora se saiba que uma mesma fácies deposicional pode ser submetida a intensidades distintas de atuação e/ou preservação de determinados eventos diagenéticos, as estimativas de fronteiras exploratórias têm maior valor preditivo quando são feitas para reservatórios mais homogêneos em termos de características texturais e composicionais. Assim, deve-se evitar, sempre quando possível, o tratamento conjunto de várias formações ou mesmo de conjuntos faciológicos distintos de uma mesma formação. Exemplos deste procedimento são dados na figura 3 e por Anjos *et al.* (1990, neste volume).

5.2 – A Importância das Características Sin-Deposicionais e da Diagenese Precoce dos Sedimentos

A porosidade e a permeabilidade das rochas sedimentares são fortemente influenciadas por suas características sin-deposicionais. Di-

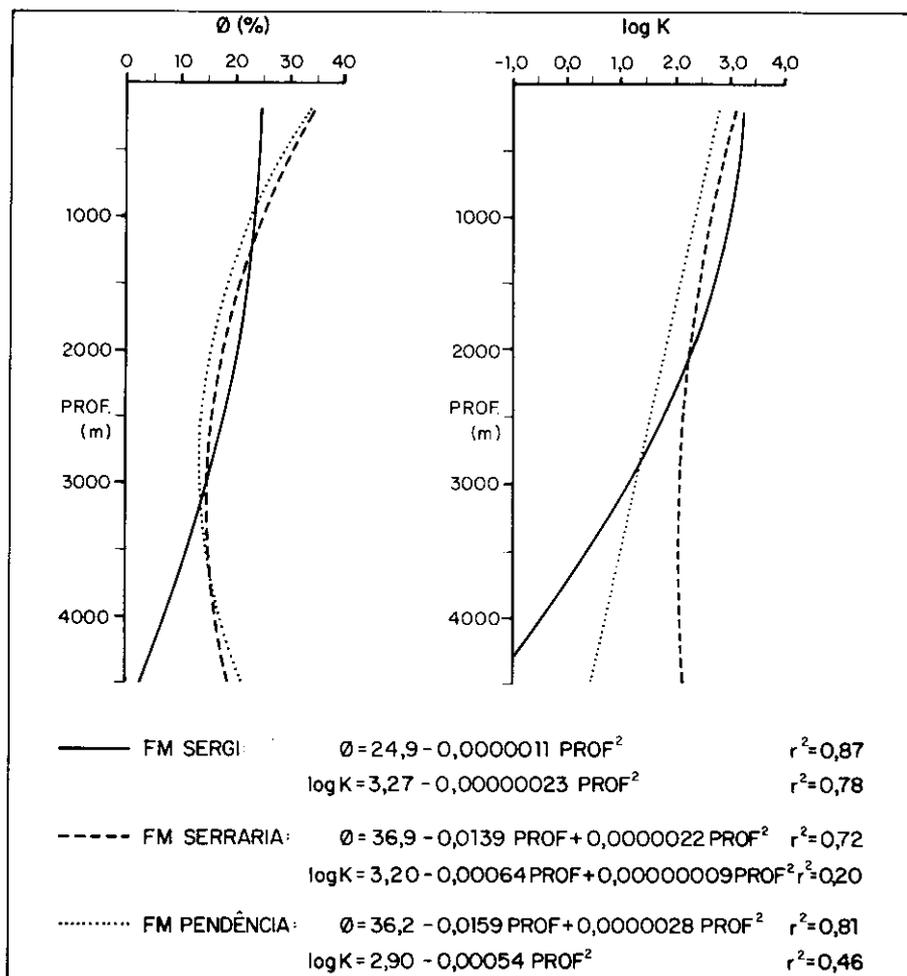


Fig. 14 - Curvas de variação da porosidade e permeabilidade com a profundidade para os reservatórios das formações Sergi (Bacia do Recôncavo), Serraria (Bacia de Sergipe-Alagoas) e Pendência (Bacia Potiguar). Para a sua construção, foram utilizados os percentis 90 da distribuição de frequência acumulada destes parâmetros petrofísicos, relativos apenas aos campos com significativa amostragem. 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 (Bruhn *et al.*, 1988).

Fig. 14 - Distribution with depth of porosity and permeability for the Sergi Formation (Recôncavo Basin), Serraria Formation (Sergipe-Alagoas Basin), and Pendência Formation (Potiguar Basin). Curves were built with the 90th percentile of the cumulative frequency distribution of porosity and permeability, calculated for each oil and/or gas field with good sampling. Control data (one for each field): Sergi Formation - fields of Água Grande, Araçás, Araçás Leste, Buracica, Bom Lugar Oeste, Boipeba, Cassarongongo, Dom João, Fazenda Boa Esperança, Miranga Profundo e Remanso; Serraria Formation - Caioba, Carmópolis, Cidade de São Miguel dos Campos, Furado e Robalo; Pendência Formation - Lorena, Livramento, Pescada, Serraria, Três Marias, Ubarana e Upanema (Bruhn *et al.*, 1988).

Também, desde há muito tempo (por exemplo, Füchtbauer, 1967), é reconhecido que os quartzarenitos apresentam maior resistência aos processos mecânicos (compactação) e químicos (cimentação) de destruição de porosidade (*vide* discussão em De Ros, 1990, neste volume). Os reservatórios da seção pré-rift apresentam, em média, maturidade composicional e textural mais elevada do que os reservatórios das seções rift e transicional. Esta pode ser uma das razões pelas quais, entre estas três famílias de reservatórios, aqueles da seção pré-rift são os que apresentam uma distribuição de porosidades e permeabilidades mais favorável em grandes profundidades (fig. 5).

A introdução, durante a eodiagênese (diagênese precoce, rasa), de componentes pouco solúveis no espaço intersticial dos sedimentos também pode diminuir o seu potencial como reservatórios profundos. A expressiva infiltração de argilas detriticas em depósitos fluviiais e eólicos de clima árido/semi-árido constitui um importante exemplo desta influência danosa na qualidade das rochas-reservatório, sendo comumente reconhecida nos arenitos e conglomerados da seção pré-rift da Bacia do Recôncavo (Netto *et al.* 1982; Bruhn e De Ros, 1987; Moraes e De Ros, 1988). Por outro lado, existem ainda casos quando eventos diagenéticos precoces contribuem para diminuir a redução de porosidade por compactação química (dissolução por pressão) e precipitação de cimentos. Como importante exemplo desta situação, tem-se o desenvolvimento precoce de espessas franjas de clorita em torno dos grãos do arcabouço dos reservatórios turbidíticos do Campo de Merluza (Sombra *et al.* 1990b, neste

versas relações entre propriedades texturais e a porosidade e permeabilidade dos sedimentos são amplamente reconhecidas, por exemplo: a porosidade dos arenitos/calcarenitos independe do tamanho dos seus grãos, mas aumenta com a melhoria da seleção; a permeabilidade decresce com a diminuição do tamanho de grãos e do grau de seleção; e a porosidade e a permeabilidade decrescem com o aumento do teor de matriz lamosa (para dados experimentais, *vide* Beard e Weyl, 1973).

As características composicionais também podem ser igualmente importantes no controle das propriedades petrofísicas dos reservatórios, especialmente se os sedimentos contêm elevados teores de componentes dúcteis, como intraclastos lamosos e fragmentos de ardósias, filitos e xistos. Tais fragmentos tendem a ser intensamente deformados e compactados com o soterramento, reduzindo significativamente a porosidade e a permeabilidade dos reservatórios (*vide* os experimentos de Souza, 1990b).

volume – tabela I). Também a cimentação parcial por calcita, próximo à superfície, pode preservar um empacotamento frouxo na rocha (diminuir os efeitos da compactação), de maneira que a dissolução parcial deste cimento em sub-superfície tende a aumentar significativamente a porosidade. Este último processo parece ter contribuído para as significativas porosidades e permeabilidades observadas nas coquinas da Formação Lagoa Feia, Bacia de Campos (Carvalho *et al.* 1984; Dias *et al.* 1987).

Assim, aqueles sedimentos que originalmente apresentavam granulometria fina, seleção pobre, e elevados teores de matriz, componentes dúcteis e produtos eodiagenéticos pouco solúveis, raramente constituirão bons reservatórios, mesmo em profundidades rasas (*vide* as relações quantificadas entre estes fatores e a porosidade e permeabilidade em Bruhn, 1985, e Bruhn e De Ros, 1987).

A figura 3 apresenta as distribuições de porosidade e permeabilidade com a profundidade para os dois principais conjuntos faciológicos do Membro Água Grande (Formação Itaparica, Bacia do Recôncavo), respectivamente, arenitos eólicos e arenitos fluviais. Os comportamentos bastante distintos demonstrados pelas duas associações de fácies são produzidos, essencialmente, por diferenças nas características sin-deposicionais (Bruhn *et al.* em edição). Anjos *et al.* (1990, neste volume) também reportam tendências diferenciadas de decréscimo de porosidade e permeabilidade com a profundidade, as quais correspondem, respectivamente, aos três grupos principais de reservatórios da Formação Pendência na Bacia Potiguar

emersa (fluviais, deltaicos/turbidíticos e de leques deltaicos).

Entre os exemplos de altas porosidades e/ou permeabilidades em grandes profundidades (listados na tabela I), a maioria corresponde a rochas com características sin-deposicionais bastante favoráveis para tal. Por exemplo, no Campo de Tubarão, os melhores reservatórios são calcarenitos de alta energia (*grainstones* depositados em cristas de barras), bem selecionados e com baixos teores de lama carbonática (Carvalho *et al.* 1990, neste volume). Já no Campo de Biriba, os melhores reservatórios são quartzarenitos eólicos, desprovidos de matriz (Bruhn *et al.* em edição). Entretanto, resta ainda a pergunta feita tão comumente pelos geólogos de exploração de petróleo: por que arenitos (ou carbonatos) com características texturais e composicionais similares podem apresentar porosidades (ou permeabilidades) tão diferentes em profundidades? Nas duas próximas seções deste artigo, são apresentados alguns fatos e idéias que contribuem para a resposta dessa importante questão.

5.3 – Porosidade Primária Versus Porosidade Secundária

No início da década de 80, passou-se a reconhecer o desenvolvimento de porosidade secundária em diversos reservatórios brasileiros. Entre os trabalhos pioneiros neste sentido, situam-se os de Chang *et al.* (1980), Netto *et al.* (1982) e Terra *et al.* (1982). Os critérios utilizados eram essencialmente aqueles publicados por Schmidt *et al.* (1977) e Schmidt e McDonald (1979b), incluindo, em especial: dissolução parcial de cimento; moldes de grãos de silicatos, com

seus contornos originais demarcados graças à preservação de cutículas/franjas de argilas e/ou óxidos e de crescimentos secundários de quartzo e feldspatos; grãos corroídos; porosidade intragranular produzida pela dissolução parcial de grãos do arcabouço ou do cimento que previamente os havia substituído; heterogeneidades de empacotamento; poros alargados, ou seja, muito maiores do que os grãos adjacentes; poros alongados; grãos fraturados; e porosidade de encolhimento, gerada pela desidratação e conseqüente redução de volume de intraclastos lamosos e argilas detríticas de infiltração mecânica. Assim, na descrição da evolução diagenética dos principais reservatórios brasileiros, passou a estar presente pelo menos uma fase de geração de porosidade secundária, o que também era comum em bacias de outros países (Franks e Forester, 1984, p.64, por exemplo).

São reconhecidos diversos mecanismos de produção de soluções solventes e a conseqüente geração de porosidade secundária em sub-superfície (*vide* discussão detalhada em De Ros, 1990, neste volume). Aqueles mais eficientes, entretanto, são representados pela: liberação de CO₂ pela maturação térmica da matéria orgânica (Schmidt *et al.* 1977; Bruhn, 1986 – fig. 15); geração de ácidos carboxílicos de cadeia curta a partir da matéria orgânica antes da produção de hidrocarbonetos líquidos (Surdam *et al.* 1984 – fig. 15); e infiltração profunda de águas meteóricas (Bjørlykke, 1984; Garcia *et al.* 1990, neste volume).

A necessidade de se compreender os processos de geração de porosidade secundária, juntamente com o estudo da diagênese em geral

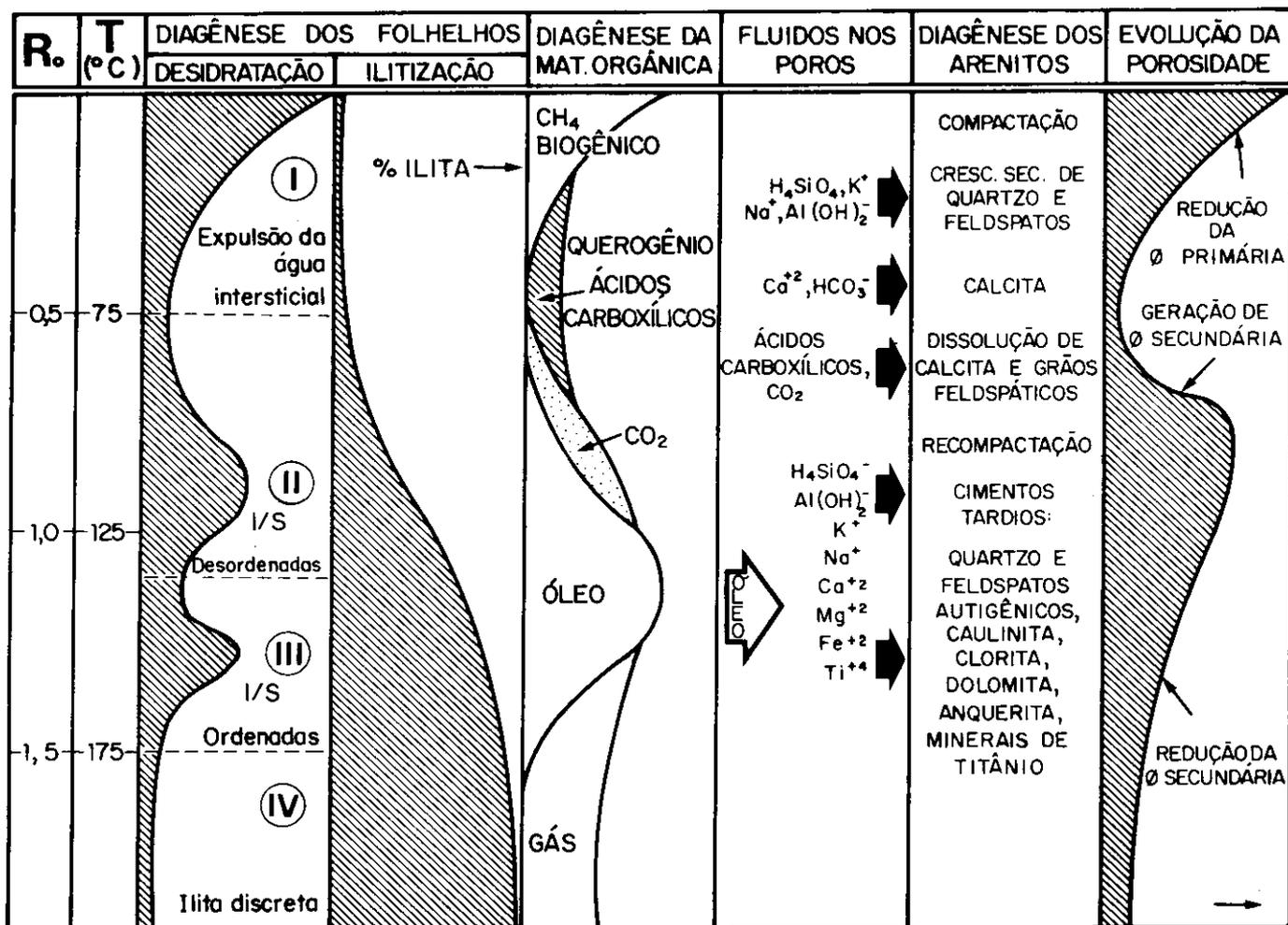


Fig. 15 Relações entre a diagênese dos arenitos (e conseqüentes variações na porosidade destes reservatórios) e a diagênese dos argilominerais e da matéria orgânica contidos nos folhelhos associados. A temperatura (T) dos eventos diagenéticos é calibrada de acordo com a reflectância da vitrinite (R_v) presente nos folhelhos. O diagrama é inspirado em Curtis (1983) e combina concepções de: (a) Perry e Hower (1972), quanto à desidratação e ilitização dos folhelhos; (b) Tissot e Welte (1984), com relação às transformações termoinduzidas na matéria orgânica; (c) Foscolos e Powell (1979), sobre a associação entre fases de desidratação nos folhelhos com a cimentação dos arenitos, bem como (d) descrições petrográficas e mineralógicas de arenitos e folhelhos das bacias do Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar (Bruhn et al. 1988).

Fig. 15 Relationships between sandstone diagenesis (and consequent variations in the porosity of these reservoirs) and diagenesis of clay minerals and organic matter present in associated shales. Temperature (T) of diagenetic phases is determined according to the vitrinite reflectance (R_v). A Diagram following original idea by Curtis (1983), and combining data from: (a) Perry and Hower (1972) - dehydration and illitization of shales; (b) Tissot and Welte (1984) - thermally-induced transformations of organic matter; (c) Foscolos and Powell (1979) - links between phases of dehydration in the shales and cementation in the sandstones; and (d) petrographic and mineralogical descriptions of sandstones and shales from Recôncavo, Sergipe-Alagoas, and Potiguar basins (Bruhn et al. 1988).

dos reservatórios, contribuiu para a consolidação da idéia de que os reservatórios (siliciclásticos ou carbonáticos) não se comportam como "sistemas fechados" em relação aos fluidos produzidos na diagênese dos folhelhos associados. O soterramento dos folhelhos não produz apenas solventes orgânicos para a geração de porosidade secundária: nos argilo-minerais, desenvolve-se uma transformação crescente das esmectitas em ilitas

(Hower et al. 1976), processo capaz de liberar íons de cálcio, sódio, magnésio, ferro e sílica, que podem se precipitar nos arenitos em forma de cimentos (Boles e Franks, 1979). A figura 15 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 gerado-

ras 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.

Ainda não se dispõe de uma avaliação da concentração de solventes orgânicos nas águas de formação das bacias brasileiras (Sombra et al. 1990a, constitui uma das ra-

ras tentativas neste sentido). Entretanto, o arcabouço teórico e experimental disponível na literatura sugere que, uma vez comprovada a geração de hidrocarbonetos através de métodos geoquímicos convencionais, muito provavelmente também teria ocorrido a geração de solventes orgânicos.

Existem critérios petrográficos para a identificação de duas fases de geração de porosidade secundária nas bacias de Sergipe-Alagoas (Souza, 1987; Bruhn *et al.* 1988; Garcia *et al.* 1990, neste volume; Pinho e Costa, 1990, neste volume) e Potiguar (Bruhn *et al.* 1988). Bruhn *et al.* (1988) associam estas duas fases de geração de porosidade secundária com a liberação de solventes orgânicos a partir dos dois geradores de hidrocarbonetos reconhecidos em cada uma das bacias: formações Barra de Itiú-

ba/Coqueiro Seco e Muribeca na Bacia de Sergipe-Alagoas (fig. 16), e formações Pendência e Alagamar na Bacia Potiguar. Em ambos os casos, as duas fases de geração de hidrocarbonetos teriam iniciado bastante defasadas em tempo geológico: pelo menos 50 milhões de anos na Bacia de Sergipe-Alagoas, e 40 milhões de anos na Bacia Potiguar. Alternativamente, Garcia *et al.* (1990, neste volume) consideram que a segunda fase de geração de porosidade secundária observada no Campo de Caioba, porção marítima da Bacia de Sergipe-Alagoas, está associada à dissolução de cimento carbonático e grãos de feldspatos por águas meteóricas infiltradas pela discordância pré-aptiana. Bruhn *et al.* (1988) consideram que o desenvolvimento de duas fases de geração de porosidade secundária seria um dos principais fatores respon-

sáveis pela presença de distribuições mais favoráveis de porosidades e permeabilidades em profundidade, nas porções marítimas das bacias de Sergipe-Alagoas e Potiguar (figs. 4 e 6).

O reconhecimento do desenvolvimento de porosidade secundária nas bacias brasileiras certamente estimulou a busca de acumulações de petróleo mais profundas. Entretanto, é prudente que se procure dimensionar a intensidade com que esses processos ocorreram e qual é a proporção desta nova porosidade gerada, que foi preservada até o momento da entrada de hidrocarbonetos nos reservatórios. O caso da Formação Sergi, seção pré-rift da Bacia do Recôncavo, ilustra bem este problema (fig. 17). Estudos regionais (por exemplo, Netto *et al.* 1982; Bruhn e De Ros, 1987) têm mostrado que a unidade

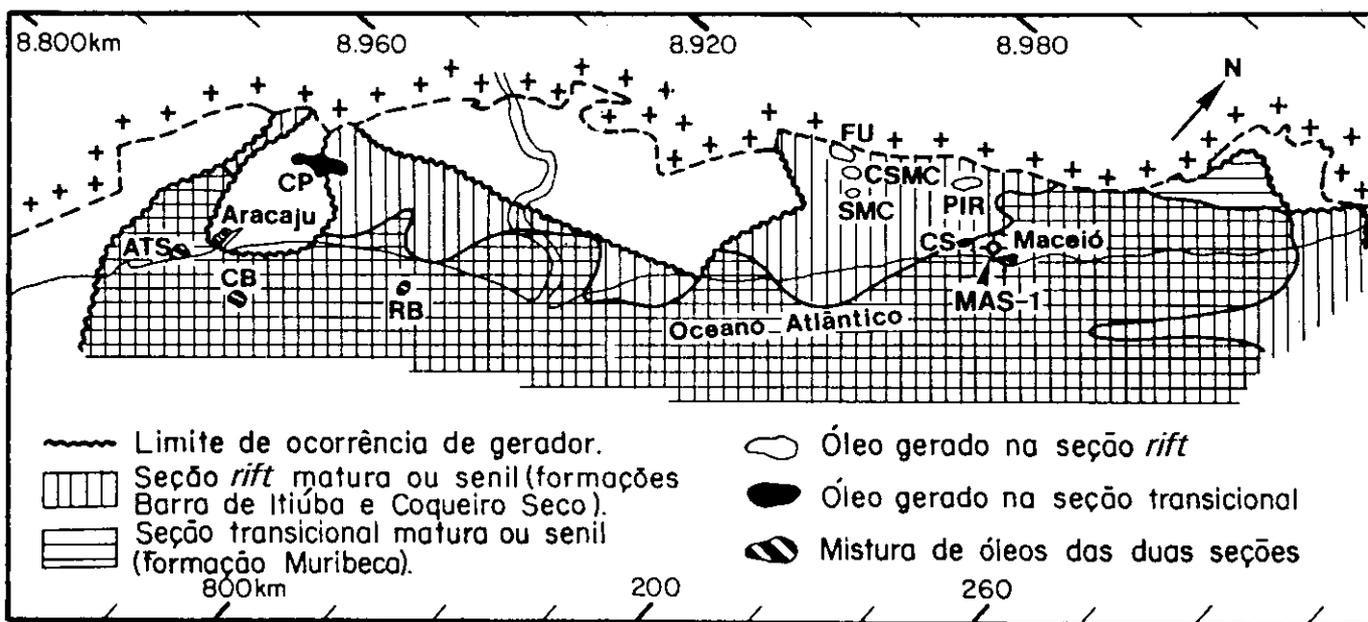


Fig. 16 - Áreas de geração de hidrocarbonetos na Bacia de Sergipe-Alagoas (mapa construído com dados de Falkenhein *et al.* inédito, por Bruhn *et al.* 1988). Campos de óleo e/ou gás: ATS - Atalaia Sul, CB - Caioba, CP - Carmópolis, CS - Coqueiro Seco, CSMC - Cidade de São Miguel dos Campos, FU - Furado, PI - Pilar, RB - Robalo, SMC - São Miguel dos Campos. Os campos de Caioba e Robalo e o poço 1-MAS-1-AL, situam-se em áreas onde ambas as seções geradoras de hidrocarbonetos na bacia (rift e transicional) estão maduras.

Fig. 16 - Areas with hydrocarbon generation in the Sergipe-Alagoas Basin (map by Bruhn *et al.* 1988, using unpublished data from Falkenhein *et al.*). Oil and/or gas fields: ATS - Atalaia Sul, CB - Caioba, CP - Carmópolis, CS - Coqueiro Seco, CSMC - Cidade de São Miguel dos Campos, FU - Furado, PI - Pilar, RB - Robalo, SMC - São Miguel dos Campos. Fields of Caioba and Robalo and the well 1-MAS-1-AL are located on areas where both source rocks of the basin (rift and transitional sections) are mature.

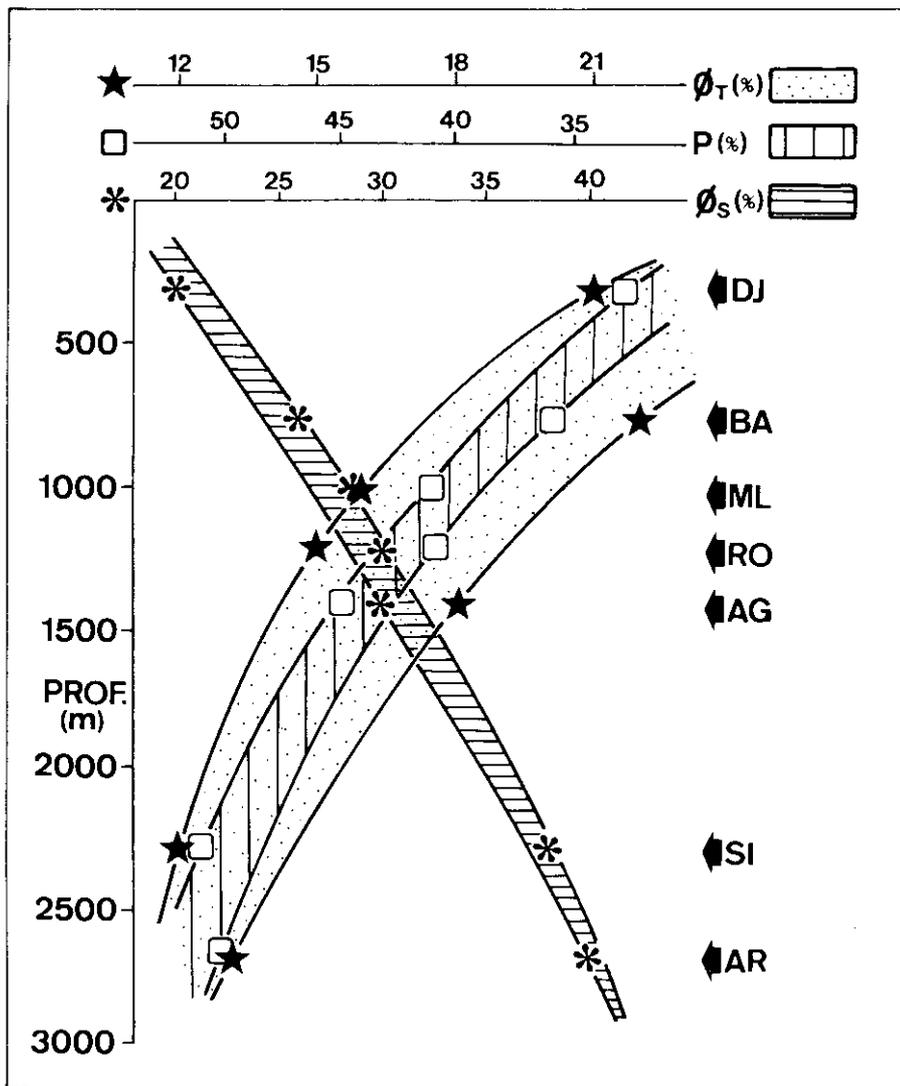


Fig. 17 - Distribuição em profundidade da porosidade total (ϕ_T), índice de empacotamento (P, packing proximity^{*3}) e porosidade secundária (ϕ_S) dos reservatórios da Formação Sergi (seção pré-rift da Bacia do Recôncavo). Gráfico construído com os valores médios destas propriedades, calculados para os campos de Dom João (DJ), Buracica (BA), Malombê (ML), Remanso (RO), Água Grande (AG), Sesmaria (SI) e Araçás (AR). O parâmetro escolhido para indicar quantitativamente a porosidade secundária foi a porcentagem 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 $Q_{81.87}F_{13.18}L_{0.1}$ e teores de argilas infiltradas inferiores a 5%, com o objetivo de normalização (gráfico construído com dados de Bruhn e De Ros, 1987).

Fig. 17 Distribution with depth of total porosity (ϕ_T), packing proximity (P), and secondary porosity (ϕ_S) for the reservoirs of the Sergi Formation (pre rift section, Recôncavo Basin). Diagram constructed with the average values of ϕ_T , P, and ϕ_S in the oil fields of Dom João (DJ), Buracica (BA), Malombê (ML), Remanso (RO), Água Grande (AG), Sesmaria (SI), and Araçás (AR). ϕ_S is indicated by the percentage of intragranular porosity in the total porosity, quantified in samples of medium-grained sandstones, with composition $Q_{81.87}F_{13.18}L_{0.1}$ and clay content <5%. Data source: Bruhn and De Ros (1987).

apresenta apenas uma fase de geração de porosidade secundária, e que este processo foi mais efetivo em maiores profundidades, conforme indica a crescente participação da porosidade intragranular (um tipo de porosidade, sem dúvida, de origem secundária) sobre a porosidade total (fig. 17). Entretanto, a porosidade intergranular e a porosidade total desses reservatórios

decrecem continuamente com a profundidade, o que resulta principalmente da retomada da compactação química e mecânica após a fase de geração de porosidade secundária. Esta intensificação da compactação, com conseqüente diminuição na preservação de porosidade, é indicada na figura 17 pelo aumento em profundidade do índice de empacotamento (packing

proximity de Kahn, 1956^{*3}) dos reservatórios.

A presença de significativa parcela de porosidade primária, favorecendo a percolação de solventes, constitui uma condição importante para uma maior atuação dos processos de geração de porosidade secundária (Giles e Marshall, 1986). Nas bacias brasileiras, esta situação seria mais provável nos reservatórios da seção drift, os quais ainda relativamente rasos e pouco compactados (e possivelmente ainda pouco cimentados), poderiam receber solventes orgânicos provenientes das seções transicional e rift, mais profundas e termicamente maduras. Nos turbiditos da Bacia de Campos, por exemplo, existem estudos quantificados sugerindo que 80% da porosidade total é de origem secundária (Moraes, 1989). Também, embora não tão freqüentemente, casos semelhantes poderiam ser registrados nos reservatórios das seções pré-rift e rift. Os reservatórios da Formação Serraria no Campo de Robalo (Bacia de Sergipe-Alagoas) não haviam atingido profundidades superiores a 2700 m até 80 milhões de anos atrás, embora já pudessem ter sido ocupados por hidrocarbonetos (ou solventes orgânicos) há cerca de 120 milhões de anos (Garcia *et al.* 1990, neste volume). O fato de estes reservatórios estarem situados em um bloco estrutural relativamente pouco subsidente, mas próximo a outros blocos bastante subsidentes durante a

*3 Este índice expressa quantitativamente o quão próximo entre si estão os grãos do arcabouço de uma rocha sedimentar, sendo calculado pela relação percentual entre o número de contatos grão-a-grão e o número total de contatos observados em lâmina delgada. O valor máximo é 100%, quando todos os grãos estão em contato entre si.

fase *rift*, é que teria propiciado a sua saturação precoce por hidrocarbonetos e/ou solventes orgânicos. Os processos de geração de porosidade secundária foram tão eficientes em Robalo que os grãos de feldspatos do arcabouço dos arenitos foram quase totalmente dissolvidos.

Certamente os processos de geração de porosidade secundária contribuíram para o registro de altas porosidades e permeabilidades a grandes profundidades nas bacias brasileiras. Entretanto, entre aqueles casos mais notáveis, observa-se a preservação de uma significativa parcela do sistema poroso primário. É o caso, por exemplo, dos reservatórios dos campos de Tubarão (Carvalho *et al.* 1990, neste volume), Merluza (Sombra *et al.* 1990b, neste volume) e Biriba (Bruhn *et al.* em edição). Assim, a exploração de reservatórios profundos no Brasil também está obrigatoriamente condicionada ao reconhecimento dos principais processos e situações geológicas responsáveis pela preservação de porosidade em profundidade.

5.4 – Principais Processos e Situações Geológicas para Preservação de Porosidade em Profundidade

Existem diversos fatores de preservação de porosidade reconhecidos na literatura internacional. De Ros (1990, neste volume) apresenta uma extensa e didática revisão destes fatores, citando: "o soterramento tardio e/ou relativamente recente da unidade-reservatório; as pressões anormais de fluidos nos poros; a estabilidade composicional dos grãos do arcabouço; o recobrimento dos grãos por cutí-

culas e/ou franjas de argilas e/ou óxidos; a cimentação precoce do arcabouço por cimentos capazes de sustentar sua compactação; a saturação precoce dos reservatórios por hidrocarbonetos, interrompendo a diagênese". Alguns já foram apresentados quando se enfatizou a importância das características sin-deposicionais e eodiagênicas dos sedimentos. Entre os restantes, dois ainda merecem ser abordados, por representarem, provavelmente, os principais fatores responsáveis pela ocorrência de altas porosidades e permeabilidades nas bacias brasileiras: 1)- o soterramento tardio ou o menor tempo de residência dos reservatórios a grandes profundidades; e 2)- a entrada precoce dos hidrocarbonetos nos reservatórios, quando estes se encontravam ainda pouco compactados e/ou cimentados.

Bruhn *et al.* (1988) já reconheciam que a atuação combinada de duas fases de geração de porosidade secundária com um menor tempo de residência a grandes profundidades de soterramento representa um importante fator para a existência de significativas porosidades em elevadas profundidades nos reservatórios das seções pré-*rift* e *rift*: "... a comparação das três bacias (Recôncavo, Sergipe-Alagoas e Potiguar) discrimina dois perfis básicos de variação da porosidade com a profundidade, suportados nos dados disponíveis até então. 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 (há mais de 120 milhões de anos atrás), e onde se reconhece apenas uma fase importante de geração de poro-

sidade 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" (Bruhn *et al.* 1988; figs. 4, 6 e 14).

Souza (1990a, neste volume) apresenta, em sua figura 12, diagramas ilustrando a história de soterramento de dois reservatórios fluviais da Formação Pendência, situados, respectivamente, nas porções submersa e emersa da Bacia Potiguar. Nesta comparação, o reservatório da parte marítima da bacia mostra um menor tempo de residência a grandes profundidades do que aquele situado na porção emersa, e, embora o primeiro esteja hoje a uma profundidade mais elevada, apresenta maiores porosidades (compare a figura 12 de Souza, 1990b, neste volume, com a figura 6 deste artigo).

O efeito do maior tempo de residência dos sedimentos a grandes profundidades é bem evidenciado na figura 18, que mostra a distribuição em profundidades da porosidade e permeabilidade dos arenitos eólicos do Membro Água Grande (Formação Itaparica, seção *rift* da Bacia do Recôncavo). As médias das porosidades e permeabilidades do reservatório Água Grande nos campos de Fazenda Alvorada, Malombê e Fazenda Bálsamo são

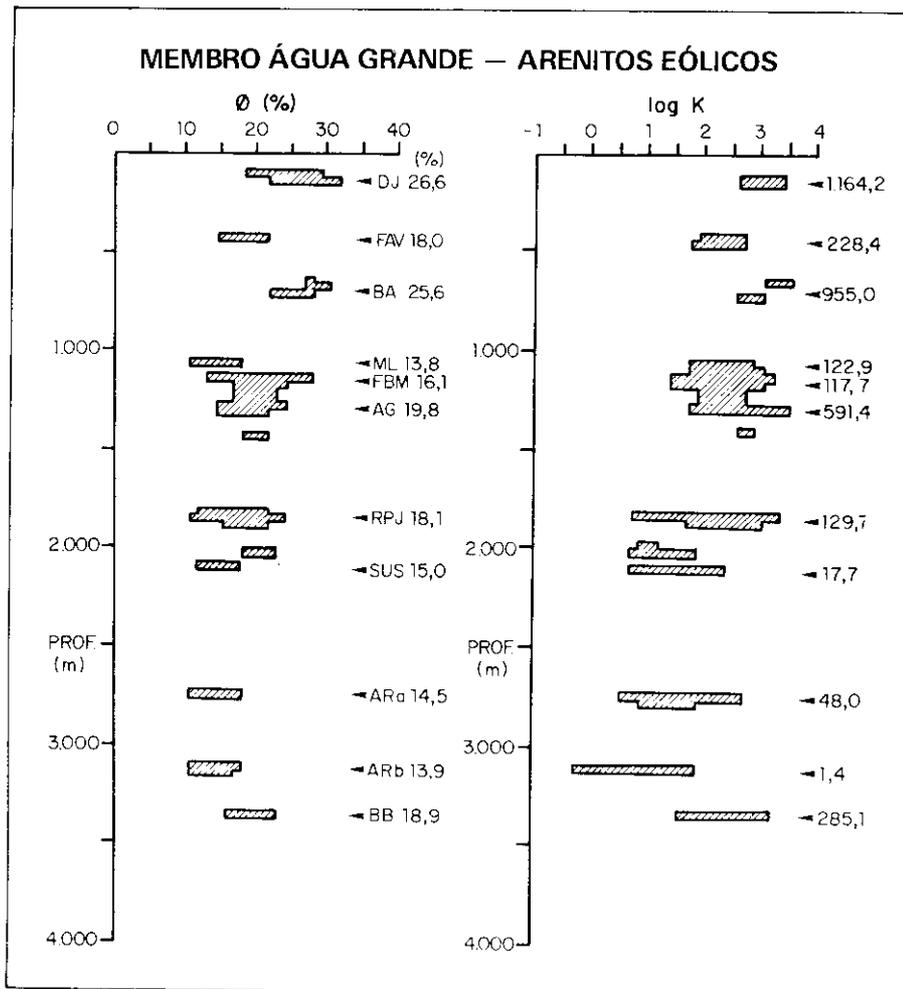


Fig. 18 - Distribuição da porosidade e permeabilidade com a profundidade para os reservatórios eólicos do Membro Água Grande, Formação Itaparica (seção pré-rift da Bacia do Recôncavo). As áreas hachuradas indicam a distribuição dos pontos amostrados (554 medidas). Para os principais campos amostrados, estão indicados os valores médios de porosidade e permeabilidade: DJ - Dom João, FAV - Fazenda Alvorada, BA - Buracica, ML - Malombê, FBM - Fazenda Bálamo, AG - Água Grande, RPJ - Rio Pojuca, SUS - Sussuarana, ARA - Araçás Bloco Alto, ARB - Araçás Bloco Baixo, BB - Biriba (Bruhn *et al.* no prelo).

Fig. 18 - Distribution with depth of porosity and permeability for the eolian reservoirs of the Água Grande Member, Itaparica Formation (pre-rift section, Recôncavo Basin). Hatched areas indicate the distribution of samples (554 measurements). Average porosities and permeabilities for the fields with better sampling are shown: DJ - Dom João, FAV - Fazenda Alvorada, BA - Buracica, ML - Malombê, FBM - Fazenda Bálamo, AG - Água Grande, RPJ - Rio Pojuca, SUS - Sussuarana, ARA - Araçás (higher structural block), ARB - Araçás (lower structural block), BB - Biriba (Bruhn *et al.* in press).

anomalamente baixas quando comparadas com a tendência geral de decréscimo com a profundidade, definida pelos demais campos amostrados (fig. 18). Tais acumulações situam-se numa área do Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo, onde estão ausentes por erosão as rochas das formações Marizal, São Sebastião, Pojuca e Marfim, e parte da For-

mação Candeias (seção rift). Daniel *et al.* (1989) calculam que esta erosão tenha removido uma espessura de sedimentos de até 1 750 m, no Campo de Rio do Bu, também situado no Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo. No poço 4-RS-25-BA, também perfurado nesta área da bacia, o topo da zona madura para geração de hidrocarbonetos está atualmente a

apenas 160 m de profundidade (Gaglianone *et al.* 1985). Assim, os campos de Fazenda Alvorada, Malombê e Fazenda Bálamo situam-se hoje em horizontes significativamente mais rasos dos que já estiveram (os seus valores médios de porosidade e permeabilidade se ajustariam ao gradiente geral de redução com a profundidade, se fossem posicionados em uma profundidade entre 1 000 e 1 500 m maior do que a atual - fig. 18).

O pequeno tempo de residência a grandes profundidades parece ser um dos principais fatores responsáveis pelas altas porosidades e permeabilidades das coquinas da Formação Lagoa Feia nos campos de Badejo, Pampo, Linguado e Trilha (tabela I), que são mais elevadas do que as de todos os outros reservatórios da seção rift situados em profundidades equivalentes (fig. 5). Estes quatro campos situam-se no Alto de Badejo, uma feição estrutural relativamente pouco subsidente da Bacia de Campos (fig. 42 de Guardado *et al.* 1990), onde profundidades superiores a 2 000 m provavelmente só foram atingidas durante o Terciário. Também os reservatórios turonianos do Campo de Merluza, Bacia de Santos, embora apresentem hoje um soterramento superior a 4 500 m, somente no Maestrichtiano é que atingiram profundidades da ordem de 3 000 m (fig. 4 de Sombra *et al.* 1990b, neste volume).

Sombra (1990, neste volume) sugere a aplicação de um novo parâmetro para a investigação quantitativa e empírica da influência da história de soterramento na evolução da porosidade dos arenitos. Trata-se do índice tempo-profundidade, definido como sendo "a área compreendida no diagrama de história

de soterramento do reservatório e os eixos do diagrama (profundidade zero e idade zero), o que significa a integração do tempo de residência do reservatório em cada profundidade durante toda a sua história de soterramento" (fig. 4 de Sombra, 1990, neste volume). Assim, elevados índices tempo-profundidade indicam reservatórios com baixa porosidade. O parâmetro definido por Sombra não pode ser aplicado em bacias com pressões e/ou gradientes geotérmicos anômalos, pois pressupõe que a pressão e temperatura variam uniformemente com a profundidade, bem como pode ser influenciado pelas incertezas e aproximações envolvidas na construção dos diagramas de história de soterramento, como, por exemplo, imprecisões na datação dos estratos (baseada essencialmente em paleontologia) e no reconhecimento de períodos de exposição e erosão de sedimentos (discordâncias) durante a evolução da bacia. Entretanto, representa uma importante contribuição para a exploração de reservatórios profundos no Brasil, sendo um critério quantitativo, de fácil aplicação. A sua utilização sistemática é recomendável, inclusive já na elaboração dos prospectos exploratórios para perfurações profundas.

A entrada precoce de hidrocarbonetos nos reservatórios constitui um importante fator de preservação da porosidade primária, uma vez que a sua presença inibe fortemente o desenvolvimento de reações diagênicas com transferência de fases em solução, incluindo a compactação química (dissolução por pressão) e a cimentação (De Ros, 1990, neste volume). A experiência brasileira tem mostrado que os fatores soterramento tardio e entrada precoce de hidrocarbonetos nos reservatórios podem ocorrer de forma

combinada, como nos dois exemplos que se seguem.

1 – No Campo de Tubarão, Bacia de Santos, a provável seção geradora da Formação Guaratiba (seção *rift*) permaneceu na janela de geração do óleo até o Mesoturoniano (90 milhões de anos atrás), quando os reservatórios da Formação Guarujá (seção *drift*) estavam a uma profundidade de apenas 1 500 m (fig. 12 de Carvalho *et al.* 1990, neste volume). Assim, o sistema poroso destes reservatórios foi preservado em grande parte durante a fase importante de subsidência que ocorreu na bacia durante o Senoniano (Pereira e Macedo, 1990), a qual é responsável pela elevada profundidade atual (> 4 500 m) dos principais alvos exploratórios em lâminas d'água inferiores a 400 m.

2 – A Formação Serraria na área de Robalo (porção marítima da Bacia de Sergipe-Alagoas) não constitui uma acumulação comercial de óleo, mas apresenta níveis com quantidades variáveis de óleo pesado residual, o qual foi gerado na seção *rift*. Este óleo deve ter ingressado no reservatório Serraria já no Andar Jiquiá (cerca de 120 milhões de anos atrás), quando a formação se encontrava a uma profundidade menor do que 2 700 m (Garcia *et al.* 1990, neste volume).

Os gráficos tempo-temperatura-profundidade dos poços 2-AN-1-PR (Milani *et al.* 1989) e 2-RI-1-PR (Milani *et al.* 1990), ambos perfurados na Calha Central da Bacia do Paraná, mostram que os folhelhos ricos em matéria orgânica das formações Vila Maria (Siluriano) e Ponta Grossa (Devoniano) entraram na janela de geração de hidrocarbonetos há pelo menos 230

milhões de anos atrás, quando a base da Formação Rio Bonito (Permiano) encontrava-se apenas entre 1 500 e 2 300 m de profundidade. Assim, deve-se avaliar as hipóteses de que os valores excepcionais de porosidade registrados no poço 2-AN-1-PR (20% a 4 000 m de profundidade – tabela I) podem estar relacionados: à entrada precoce de solventes orgânicos nos reservatórios Rio Bonito, otimizando sobremaneira o desenvolvimento de porosidade secundária; e/ou a migração precoce de hidrocarbonetos para esta formação, que abortaram ou minimizaram a influência da diagênese na redução da porosidade, embora não tenham permanecido no reservatório até os dias de hoje.

6 – CONCLUSÕES

A descoberta, especialmente na década de 80, de várias ocorrências de significativas porosidades e permeabilidades em grandes profundidades, tem definido o que poderá ser a próxima fronteira na exploração de petróleo no Brasil: a exploração em reservatórios profundos.

A denominação "reservatório profundo", embora amplamente utilizada na literatura geológica, ainda é empregada sem critérios bem definidos e uniformes. Os principais reservatórios brasileiros apresentam uma distribuição de porosidades e permeabilidades com a profundidade caracterizada por uma passagem relativamente abrupta, de um patamar com valores mais elevados para outro com valores significativamente mais reduzidos. Sugere-se aqui que as profundidades onde ocorrem estas modificações abruptas sejam utilizadas

como critério para a definição de reservatórios profundos nas bacias brasileiras: 3 100 m para a seção pré-rift (Neojurássico a Neocomiano); 2 800 m para a seção rift (Neocomiano a Barremiano), excluindo as coquinas da Formação Lagoa Feia; 3 400 m para as coquinas da Formação Lagoa Feia (Barremiano); 3 000 m para a seção transicional (Aptiano); e 3 700 m para os carbonatos da Formação Macaé (Albiano) e turbiditos da Bacia de Campos (Albiano a Mioceno).

As diferenças nas distribuições de porosidade e permeabilidade com a profundidade influenciam o tipo de hidrocarboneto que é encontrado preferencialmente, bem como a profundidade das acumulações nas diversas seções de preenchimento das bacias sedimentares brasileiras. Os reservatórios da seção *drift* contêm 68% dos volumes originais de óleo do País, enquanto os das seções paleozóica, pré-rift e rift concentram 73% dos volumes originais de gás não-associado.

Os reservatórios profundos são particularmente importantes pelo seu potencial de gás. Estimativas conservadoras apontam um volume recuperável de gás a ser descoberto em jazidas profundas no Brasil da ordem de $400 \times 10^9 \text{ m}^3$, o que justifica uma prospecção mais sistemática e intensa destes reservatórios.

Dos 4 909 poços exploratórios perfurados até maio de 1989 nas bacias brasileiras, cerca de 1 158 ou 24% são mais profundos do que 3 000 m. Embora esta percentagem seja significativa, tal número de poços é insuficiente para uma avaliação mais precisa do potencial dos reservatórios profundos no

Brasil, uma vez que existem mais de 30 bacias a serem exploradas, cobrindo uma área de cerca de $5 \times 10^6 \text{ km}^2$. Adicionalmente, os poços profundos estão mal distribuídos pelas diversas bacias: 53% dos poços mais profundos do que 4 000 m foram perfurados em apenas três bacias (Campos, Santos e Sergipe-Alagoas), e 38% daqueles com profundidade superior a 5 000 m estão na Bacia de Santos.

Apesar da relativa escassez de informações, os estudos detalhados dos reservatórios profundos já conhecidos permitem o reconhecimento de importantes processos e situações geológicas responsáveis pela geração e preservação de porosidade em profundidade nas bacias brasileiras (os quais podem atuar de forma isolada ou combinada): – o soterramento tardio ou o menor tempo de residência dos reservatórios a grandes profundidades; – a entrada precoce dos hidrocarbonetos nos reservatórios, quando estes se encontram ainda pouco compactados e/ou cimentados; – a entrada precoce de solventes orgânicos nos reservatórios, otimizando os processos de geração de porosidade secundária; – a superimposição de mais de uma fase de geração de porosidade secundária; – uma composição do arcabouço mais resistente aos processos mecânicos (compactação) e químicos (cimentação) de redução de porosidade, particularmente aquelas ricas em quartzo e pobres em componentes dúcteis, como intraclastos lamosos e fragmentos de rochas com filossilicatos; – o recobrimento eodiagenético dos grãos por cutículas ou franjas de argilas e/ou óxidos que inibem a compactação química (dissolução por pressão), e a cimentação por crescimentos secundários de quartzo e feldspatos; – a cimentação pre-

coce por calcita, que preserva um empacotamento frouxo na rocha durante o soterramento, de maneira que a sua dissolução em subsuperfície produz um incremento bastante significativo na porosidade dos reservatórios. Esta lista de critérios, provavelmente ainda incompleta, permite que a exploração de reservatórios profundos no Brasil já possa ser conduzida em sólidas bases científicas.

AGRADECIMENTOS

Este artigo foi escrito quando o autor encontrava-se fazendo curso de doutoramento na McMaster University, em Hamilton, Ontário, Canadá. A troca de informações com diversos colegas da PETROBRÁS impediu que a distância de importantes fontes de dados constituíssem um obstáculo para a sua realização. Neste sentido, o autor gostaria de expressar os seus agradecimentos aos geólogos Almiro Wilbert, Cristiano Leite Sombra, Darci José Sarzenski, Elza Santa Oliveira Silva, José Maurício Caixeta, Sylvia Maria Couto dos Anjos e Valério de Queiroz Lima. Ainda no Brasil, ele recebeu a colaboração dos geólogos Jeferson Luiz Dias – para seleção de análises petrofísicas da Formação Lagoa Feia – e Ida Motoki Pereira – para posicionamento em profundidade das acumulações de petróleo da Bacia de Sergipe-Alagoas. Giuseppe Bacocoli realizou uma minuciosa revisão do artigo, que em muito aperfeiçoou a versão original.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALMEIDA, A.C.F. O aprendizado tecnológico brasileiro nas áreas de exploração e exploração de

- petróleo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.3, n.4, p.283-297, 1989.
- AMATO, F.L. Petroleum developments in South America, Central America, Mexico, and Caribbean area in 1976. *AAPG Bulletin*, v.61, n.10, p.1578-1635, 1977.
- _____. Petroleum developments in South America, Mexico, and Caribbean area in 1977. *AAPG Bulletin*, v.62, n.10, p.2044-2110, 1978.
- _____. Petroleum developments in South America, Central America, Mexico, and Caribbean area in 1978. *AAPG Bulletin*, v.63, n.10, p.1745-1803, 1979.
- ANDRADE, G. *O que ainda se pode esperar do Recôncavo?* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1975.
- _____. Qual é a próxima fronteira exploratória do Recôncavo? In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1989. p.55-63.
- 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, 1990.
- AQUINO, G.S., LANA, M.C. Exploração na Bacia de Sergipe-Alagoas: o "estado da arte". *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*. v.4, n.1, p.75-84, 1990.
- ASMUS, H.E., PONTE, F.C. The Brazilian marginal basins. In: NAIRN, A.E.M., STEHLI, F.G. *The ocean basins and margins: The South Atlantic*. New York: Plenum Press, 1973. v.1, p.87-133.
- BACCAR, M.A., LENGLER, R.L. Vinte anos de operações geofísicas na plataforma continental brasileira. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.3, n.1/2, p.117-121, 1989.
- BACOCOLI, G., COSTA, I.G., BRANDÃO, J.A.S.L. O processo da descoberta de bacias petrolíferas no Brasil. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE HIDROCARBONETOS, 2, 1988, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: ARPEL, 1988. TT-242, 19p.
- BAUER, E.J. *Efeito da compactação na Formação Sergi e sua relação com as possibilidades de óleo*. Salvador: PETROBRÁS, 1964. (Relatório interno.)
- BEARD, D.D., WEYL, P.K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand. *AAPG Bulletin*, v.57, n.2, p.349-369, 1973.
- BELTRAMI, C.V., CALDEIRA, J.L. FREITAS, R.W. Análise sismoestratigráfica dos sedimentos oligo/miocênicos da Bacia do Ceará águas profundas. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1989. p.185-194.
- 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.
- BETTINI, C., SILVA, R.R., SOUZA, S.M. Evolução dos métodos de avaliação de potencial petrolífero na PETROBRÁS. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 4, 1987, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: [s.n.], 1987. v.3/3, p.1359-1368.
- BETTINI, C., SOUZA, S.M. *Estudo experimental do comportamento da porosidade nas Bacias do Ceará e Potiguar*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1978. 69p. (Relatório interno.)
- BJØRLYKKE, K. Formation of secondary porosity: how important is it? In: McDONALD, D.A., SURDAM, R.C. *Clastic diagenesis*. [s.l.]: AAPG, 1984. p.277-286. (AAPG Memoir, 37.)
- BLANPIED, B.W. Exploratory drilling in 1957. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, v.42, n.6, p.1125-1142, 1958.
- _____. Exploratory drilling in 1958. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, v.43, n.6, p.1117-1138, 1959.
- _____. Exploratory drilling em 1959. *Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists*, v.44, n.6, p.657-682, 1960.
- BOLES, J.R., FRANKS, S.G. Clay diagenesis in Wilcox sandstones of southwest Texas: implications of smectite diagenesis on sandstone cementation. *Journal of Sedimentary Petrology*, v.49, p.55-70, 1979.

- BRAZIL, I.R. O potencial petrolífero e as perspectivas exploratórias da Bacia do Solimões: Norte do Brasil. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.1, p.85-93, 1990.
- 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, 1985. 203p. (Tese de mestrado.)
- _____. 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, 1986, Goiânia. *Anais...* Goiânia: SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOLOGIA, 1986. v.1, p.80-94.
- BRUHN, C.H.L., BARROSO, A.S., CAMPOS, J.A. Controle faciológico na qualidade dos reservatórios Água Grande: implicações nas fronteiras exploratórias da Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, (em edição.)
- 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.217-253, 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.
- CARMALT, S.W., ST. JOHN, W. Giant oil and gas fields. In: HALBOUTY, M.T. *Future petroleum provinces of the World*. Tulsa: AAPG, 1986. p.11-53. (AAPG Memoir, 40).
- CARSEY, J.B. Exploratory drilling in 1960. *AAPG Bulletin*, v.45, n.6, p.701-727, 1961.
- CARSEY, J.B., ROBERTS, M.S. Exploratory drilling in 1961. *AAPG Bulletin*, v.46, n.6, p.725-771, 1962.
- _____. Exploratory drilling in 1962. *AAPG Bulletin*, v.47, n.6, p.889-934, 1963.
- CARVALHO, M.D., MONTEIRO, M., PIMENTEL, A.M., REHIM, H.A.A.A., DULTRA, A.J. Microfacies, diagênese e petrofísica das coquinas da Formação Lagoa Feia em Badejo, Linguado e Pampo – Bacia de Campos. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1984, 130p. (Relatório interno.)
- CARVALHO, M.D., PRAÇA, U.M., MORAES JUNIOR, J.J., SPADINI, A.R. Reservatórios carbonáticos profundos do Eo/Mesoalbio da Bacia de Santos. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.429-450, 1990.
- CHANG, H.K., KOWSMANN, R.O., FIGUEIREDO, A.M.F. New concepts on the development of East Brazilian marginal basins. *Episodes*, v.11, n.3, p.194-202, 1988.
- CHANG, H.K., MENEZES, S.X., TERRA, G.J.S. *Diagênese dos reservatórios terrígenos da Foz do Amazonas até a Bacia Potiguar: fase 1*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1980. (Relatório interno.)
- CLARK, E.W. Petroleum developments in South America and Caribbean area in 1956. *AAPG Bulletin*, v.41, n.7, p.1454-1501, 1957.
- _____. Petroleum developments in South America and Caribbean area in 1957. *AAPG Bulletin*, v.42, n.7, p.1537-1588, 1958.
- _____. Petroleum developments in South America and Caribbean area in 1958. *AAPG Bulletin*, v.43, n.7, p.1518-1580, 1959.
- _____. Petroleum developments in South America and Caribbean area in 1959. *AAPG Bulletin*, v.44, n.7, p.1014-1057, 1960.
- _____. Petroleum developments in South America and Caribbean area in 1960. *AAPG Bulletin*, v.45, n.7, p.1045-1089, 1961.
- CRUZ, W.M., MORAES JUNIOR, J.J. Campo de Tubarão, primeiro campo de óleo da Bacia de Santos. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4, 1990, Natal. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990. p.73-81.
- CURTIS, C.D. Geochemistry of porosity enhancement and reduction in clastic sediments. In: BROOKS, J. *Petroleum geochemistry and exploration of Europe*. Oxford: Blackwell Scientific, 1983. p.113-125.

- DANIEL, L.M.F., SOUZA, E.M., MATO, L.F. Geoquímica e modelos de migração de hidrocarbonetos no Campo de Rio do Bu: integração com o Compartimento Nordeste da Bacia do Recôncavo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.3, n.3, p.201-214, 1989.
- 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.
- DEAL, C.S. South America, Central America, the Caribbean, and Mexico. *AAPG Bulletin*, v.65, n.10, p.1940-1995, 1981.
- _____. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1981. *AAPG Bulletin*, v.66, n.11, p.2113-2162, 1982.
- _____. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1982. *AAPG Bulletin*, v.67, n.10, p.1849-1883, 1983.
- DIAS, J.L., VIEIRA, J.C., CATTO, A.J., OLIVEIRA, A.Q., GUAZELLI, W., TRINDADE, L.A.F., KOWSMANN, R.O., CHANG, H.K., MELLO, U.T., MIZUSAKI, A.M.P., MOURA, J.A. *Estudo regional da Formação Lagoa Feia*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1987. 143p. (Relatório interno.)
- DILLON, E.L. NEWFARMER, L.R. Exploratory drilling in 1964. *AAPG Bulletin*, v.49, n.6, p.634-660, 1965.
- DILLON, E.L., VAN DYKE, L.H. North American drilling activity in 1966. *AAPG Bulletin*, v.51, n.6, p.973-1003, 1967.
- DIX JUNIOR, F.A. North American drilling activity in 1969. *AAPG Bulletin*, v.54, n.6, p.889-921, 1970.
- DIX JUNIOR, F.A., VAN DYKE, L.H. North American drilling activity in 1968. *AAPG Bulletin*, v.53, n.6, p.1151-1180, 1969.
- DIXON, S.A., SUMMERS, D.M., SURDAM, R.C. Diagenesis and preservation of porosity in Norphlet Formation (Upper Jurassic), Southern Alabama. *AAPG Bulletin*, v.73, n.6, p.707-728, 1989.
- EFFINGER, W.L. Petroleum developments in South America and Caribbean area in 1955. *AAPG Bulletin*, v.40, n.7, p. 1498-1542, 1956.
- 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*, v.16, p.1309-1314, 1979.
- FRANÇA, A.B., POTTER, P.E. Estratigrafia e Ambiente deposicional do Grupo Itararé (Permo-carbonífero). Bacia do Paraná (parte 2). *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.3, n.1/2, p.17-28, 1989.
- FRANKE, M.R., SILVA, V.J.L. *Fatores que condicionam a porosidade e permeabilidade dos arenitos: projeto especial*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1975. 58p. (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. *Clastic diagenesis*. Tulsa: AAPG, 1984. p.63-79. (AAPG Memoir, 37.)
- FÜCHTBAUER, H. Influence of different types of diagenesis on sandstone porosity. In: WORLD PETROLEUM CONGRESS, 7, 1967, Londres. *Proceedings...* Londres: Elsevier, 1967. v.2, p.353-369.
- GAGLIANONE, P.C., TRINDADE, L.A.F., DANIEL, L.M.F. *Avaliação geoquímica regional da Bacia do Recôncavo: fase 2*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1985. 156p. (Relatório interno.)
- 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.
- GILES, M.R., MARSHALL, J.D. Constraints on the development of secondary porosity in the subsurface: re-evaluation of processes. *Marine and Petroleum Geology*, v.3, p.243-255, 1986.
- GUARDADO, L.R., GAMBOA, L.A.P., LUCCHESI, C.F. Petroleum geology of the Campos Basin, Brazil, a model for a producing Atlantic type basin. In: EDWARDS, J.D., SANTOGROSSI, P.A. *Divergent/passive margin basins*. [s.l.]: AAPG, 1990. p.3-79. (AAPG Memoir, 48.)
- GUARDADO, L.R., LUCCHESI, C.F. Exploração em águas profundas na Bacia de Campos: histórico, resultados e perspectivas. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE HIDROCAR-

- BONETOS, 2, 1988, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: ARPEL, 1988. TT-245, 14p.
- GUIMARÃES, P.T.M., MACHADO, E.R., SILVA, S.R.P. Interpretação sismoestratigráfica em águas profundas na Bacia do Pará-Maranhão. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1989. p.171-183.
- HADLEY, W.H., NEFF, C.H. Review of 1966 petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.51, n.8, p.1445-1511, 1967.
- . Review of 1967 petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.52, n.8, p.1366-1438, 1968.
- HALBOUTY, M.T. An overview of giant oil and gas fields of the decade: 1978-1988. *AAPG Bulletin*, v.74, n.9, p.1516-1517, 1990.
- HATFIELD, L.E., NEFF, C.H. Petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area in 1975. *AAPG Bulletin*, v.60, n.10, p.1640-1703, 1976.
- HATFIELD, L.E., TATOR, B.A., NEFF, C.H. Petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area in 1974. *AAPG Bulletin*, v.59, n.10, p.1756-1813, 1975.
- HORSCHUTZ, P.M.C., SCUTA, M.S. Fácies-perfis e mapeamento de qualidade das coquinas da Formação Lagoa Feia do Campo de Pampo. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4, 1990, Natal. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990. p.173-190.
- 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*, v.87, p.725-737, 1976.
- IGLEHART, C.F. North American drilling activity in 1971. *AAPG Bulletin*, v.56, n.7, p.1145-1174, 1972.
- . North American drilling activity in 1972. *AAPG Bulletin*, v.57, n.8, p.1375-1405, 1973.
- IGLEHART, C.F., DIX JUNIOR, F.A. North American drilling activity in 1970. *AAPG Bulletin*, v.55, n.7, p.918-942, 1971.
- INTERNATIONAL PETROLEUM ENCYCLOPEDIA. Tulsa: PennWell Publishing Co., 1989. 388p.
- JACOBSEN JUNIOR, P., NEFF, C.H. Petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area in 1971. *AAPG Bulletin*, v.56, n.9, p.1602-1660, 1972.
- . Petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area in 1972. *AAPG Bulletin*, v.57, n.10, p.1868-1933, 1973.
- . Petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area in 1973. *AAPG Bulletin*, v.58, n.10, p.1910-1973, 1974.
- JINNO, K., LAMAS, V. Campo de Merluza, Bacia de Campos, São Paulo. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4, 1990, Natal. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990. p.548-560.
- JOHNSTON, R.R. North American drilling activity in 1975. *AAPG Bulletin*, v.60, n.8, p.1153-1188, 1976.
- . North American drilling activity in 1979. *AAPG Bulletin*, v.64, n.9, p.1295-1330, 1980.
- KAHN, J.S. The analysis and distribution of the properties of packing in sand-size sediments, 1. On the measurement of packing in sandstones. *Journal of Geology*, v.64, p.385-395, 1956.
- KLEMME, H.D. Petroleum basins: classification and characteristics. *Journal of Petroleum Geology*, v.3, n.2, p.187-207, 1980.
- LAHEE, F.H. Exploratory drilling in 1955. *AAPG Bulletin*, v.40, n.6, p.1057-1075, 1956.
- MAIA, F.J., PEDA, W.N., MACEDO, R.A.V. Campo de Pescada: exemplo de desenvolvimento de um campo de gás. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4, 1990, Natal. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990. p.163-172.
- MASTERS, J.A. Lower Cretaceous oil and gas in Western Canada. In: ————. *Elmworth: case study of a deep basin gas field*. Tulsa: AAPG, 1984. p.1-33. (AAPG Memoir, 38.)

- MILANI, E.J. KINOSHITA, E.M., ARAÚJO, L.M., CUNHA, P.R.C. Bacia do Paraná: possibilidades petrolíferas da calha central. *In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA*, 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1989. p.35-44.
- _____. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.1, p.21-34, 1990.
- MOODY, G.B. Exploratory drilling in 1956. *AAPG Bulletin*, v.41, n.6, p.989-1005, 1957.
- MORAES JUNIOR, J.J. SPADINI, A.R., SAITO, M., LUCCHESI, C.F. Campo de Tubarão, Bacia de Campos: uma nova fronteira em reservatórios carbonáticos profundos. *In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA*, 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1989. p.223-232.
- MORAES, M.A.S. Diagenetic evolution of Cretaceous-Tertiary turbidite reservoirs, Campos Basin, Brazil. *AAPG Bulletin*, v.73, n.5, p.598-612, 1989.
- MORAES, M.A.S., DE ROS, L.F. Caracterização e influência das argilas de infiltração mecânica em reservatórios fluviais da Bacia do Recôncavo, Nordeste do Brasil. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.2, n.1, p.13-26, 1988.
- MOSMANN, R. FALKENHEIN, F.U.H., GONÇALVES, A., NEPOMUCENO FILHO, F. Oil and gas potential of the Amazon Paleozoic Basins. *In: HALBOUTY, M.T. Future petroleum provinces of the World*. Tulsa: AAPG, 1986. p.207-241. (AAPG Memoir, 40.)
- MOURA, P., CARNEIRO, F. *Em busca do petróleo brasileiro*. Ouro Preto: Fundação Gorceix, 1976. 360p.
- MYERS, D.L. Drilling in the Deep Basin. *In: MASTERS, J.A. Elmworth: case study of a deep basin gas field*. Tulsa: AAPG, 1984. p.283-289. (AAPG Memoir, 38.)
- NEFF, C.H. Review of 1968 petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.53, n.8, p.1578-1648, 1969.
- _____. Review of 1969 petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.54, n.8, p.1342-1406, 1970.
- _____. Review of 1970 petroleum developments in South America, Central America, and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.55, n.9, p.1418-1482, 1971.
- NETTO, A.S.T. BARROSO, A.S., BRUHN, C.H.L., CAIXETA, J.M., MORAES, M.A.S. Projeto Andar Dom João. Salvador. PETROBRÁS, 1982. 193p. (Relatório interno.)
- OLIVATTI, O., RIBEIRO, E.M. *Projeto Serraria*. Maceió: PETROBRÁS, 1969. (Relatório interno.)
- PEREIRA, M.J., MACEDO, J.M. A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.1, p.3-11, 1990.
- PERRY, E.A., HOWER, J. Late stage dehydration in deeply buried pelitic sediments. *AAPG Bulletin*, v.56, n.10, p.2013-2021, 1972.
- PETZOUKHA, Y.A. The Tengiz oil field, Pri-Caspian Basin, USSR – A Super giant of the 1980s. *AAPG Bulletin*, v.74, n.9, p.1520, 1990.
- PINHO, G.C., COSTA, M.N.C. Fácies eólica na Formação Barra de Itiúba: exemplo de potencial reservatório profundo. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.489-507, 1990.
- PONTE, F.C. *et al.* Evolução paleogeológica do Brasil Oriental e da África Ocidental. Salvador: PETROBRÁS, 1971. 71p. (Relatório interno.)
- PONTE, F.C., ASMUS, H.E. Geological framework of the Brazilian continental margin. *Geologische Rundschau*, v.67, n.1, p.201-235, 1978.
- PONTE, F.C., DAUZACKER, M.V., PORTO, R. Origem e acumulação de petróleo nas bacias sedimentares brasileiras. *In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO*, 1, 1978, Rio de Janeiro. *Anais...* Rio de Janeiro: CNP, 1978. v.2, p.121-147.
- SASS, L.C., NEFF, C.H. Petroleum developments in South America and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.46, n.7, p.1077-1140, 1962.
- _____. Review of 1962 petroleum developments in South America and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.47, n.7, p.1237-1294, 1963.
- _____. Review of 1963 petroleum developments in South

- America and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.48, n.8, p.1242-1298, 1964.
- _____. Review of 1964 petroleum developments in South America and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.49, n.8, p.1112-1175, 1965.
- _____. Review of 1965 petroleum developments in South America and Caribbean area. *AAPG Bulletin*, v.50, n.8, p.1564-1624, 1966.
- SCHMIDT, V., McDONALD, D.A. The role of secondary in the course of sandstone diagenesis. In: SCHOLLE, P.A., SCHLUGER, P.R. *Aspects of diagenesis*. [s.l.]: SEPM, 1979. p.175-207. (SEPM Special Publication, 26.)
- _____. Texture and recognition of secondary porosity in sandstones. In: SCHOLLE, P.A., SCHLUGER, P.R. *Aspects of diagenesis*. [s.l.]: SEPM, 1979. p.209-225. (SEPM Special Publication, 26.)
- SCHMIDT, V., McDONALD, D.A., PLATT, R.L. Pore geometry and reservoir aspects of secondary porosity in sandstones. *Canadian Society of Petroleum Bulletin*, v.25, n.2, p.271-290, 1977.
- SCHMOKER, J.W., KRYSTINIK, K.B., HALLEY, R.B. Selected characteristics of limestone and dolomite reservoirs in the United States. *AAPG Bulletin*, v.69, n.5, p.733-741, 1985.
- SHIRLEY, K. Spotlight finally turns on Tengiz field. *AAPG Explorer*, p.10-16, May, 1990.
- SOMBRA, C.L. O papel da história de soterramento na evolução da porosidade de arenitos (bacias marginais brasileiras). *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.413-428, 1990.
- SOMBRA, C.L., TAKAKI, T., HEINZ, G.I., BARROSO, A.S. CO₂ in natural gases of Brazilian sedimentary basins. *AAPG Bulletin*, v.74, n.5, p.768, 1990a.
- SOMBRA, C.L., ARIENTI, L.M., PEREIRA, M.J., MACEDO, J.M. Parâmetros controladores da porosidade e da permeabilidade nos reservatórios clásticos profundos do Campo de Merluza, Bacia de Santos, Brasil. *Boletim de Geociências de PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.451-466, 1990b.
- SOUZA, R.S. *Análise seqüencial dos testemunhos do poço 6-RB-18-SES, Bacia de Sergipe-Alagoas*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1987. 29p. (Relatório interno.)
- _____. Reservatórios profundos da Formação Pendência no Campo de Pescada, Bacia Potiguar. Potencial e Fatores controladores da porosidade. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.531-553, 1990a.
- _____. Qualidade dos reservatórios líticos do Membro Carmópolis, Bacia de Sergipe-Alagoas: a influência da composição detrítica e da diagênese. In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO E RESERVATÓRIO, 4, 1990, Natal. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1990b. p.212-224.
- SOUZA, S.M., BETTINI, C., GUEIROS, E.A.C., SILVA, R.R. Estimativas do potencial petrolífero das bacias brasileiras. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1989. p.399-409.
- SPADINI, A.R. Ocorrência de reservatórios carbonáticos a grandes profundidades: algumas considerações *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.4, n.4, p.405-412, 1990.
- SURDAM, R. C., BOESE, S.W., CROSSEY, L.J. The chemistry of secondary porosity. In: McDONALD, D.A., SURDAM, R.C. *Clastic diagenesis*. [s.l.]: AAPG, 1984. p. 127-149. (AAPG Memoir, 37.)
- TAPPMEYER, D.M. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1983. *AAPG Bulletin*, v.68, n.10, p.1467-1492, 1984.
- _____. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1984. *AAPG Bulletin*, v.69, n.10, p.1632-1653, 1985.
- TERRA, G.J.S., DE ROS, L.F., MORAES, M.A.S. Porosidade secundária nos arenitos jurássicos da Bacia do Recôncavo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 32, 1982, Salvador. *Anais...* Salvador: SOCIEDADE BRASILEIRA DE GEOLOGIA, 1982. v.5. p.2286-2299.
- TISSOT, B.P., WELTE, D.H. *Petroleum formation and occurrence*. New York: Springer-Verlag, 1984. 699p.
- VAN DER VEN, P.H., CAINELLI, C., FERNANDES, G.J.F. Bacia de Sergipe-Alagoas: geologia e exploração. *Boletim de Geociências da PETROBRÁS*, v.3, n.4, p.307-319, 1989.

- VAN DYKE, L.H. North American drilling activity in 1967. *AAPG Bulletin*, v.52, n.6, p.895-926, 1968.
- WAGNER, F.J. North American drilling activity in 1974: *AAPG Bulletin*, v.59, n.8, p.1273-1310, 1975.
- WAGNER, F.J., IGLEHART, C.F. North American drilling activity in 1973. *AAPG Bulletin*, v.58, n.8, p.1475-1505, 1974.
- WAICK, R.N., SOARES, U.M. Reservatórios profundos na Bacia Potiguar emersa. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EX-PLORATÓRIA, 1, 1989, Angra dos Reis. *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS, 1989. p.205-212.
- WIMAN, W.D. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1985. *AAPG Bulletin*, v.70, n.10, p.1371-1393, 1986.
- _____. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1986. *AAPG Bulletin*, v.71, n.10B, p.337-363, 1987.
- _____. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1987. *AAPG Bulletin*, v.72, n.10B, p.343-366, 1988.
- _____. Oil and gas developments in South America, Central America, Caribbean area, and Mexico in 1988. *AAPG Bulletin*, v.73, n.10B, p.328-352, 1989.
- ZALÁN, P.V. WOLFF, S., CONCEIÇÃO, J.C.J., MARQUES, A., ASTOLFI, M.A.M., VIEIRA, I.S., APPI, V.T. ZANOTTO, O.A. Bacia do Paraná. In: RAJA GABAGLIA, G.P., MILANI, E.J. *Origem e evolução de bacias sedimentares*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS, p.135-168. 1990.

EXPANDED ABSTRACT

During the last 10 years, recent discoveries of high porosities and permeabilities in deeply buried sedimentary rocks, have pointed out that deep hydrocarbon reservoirs probably will be the next Brazilian exploration frontier. Among the most impressive deep reservoirs in Brazil are the gas and condensate fields of Merluza (Turonian turbidite reservoirs) and Tubarão (Albian calcarenite reservoirs) at Santos Basin, which are deeper than 4,500 m. Other important occurrences of sedimentary rocks with high porosities and permeabilities at great depths, but not related to commercial hydrocarbon accumulations, are the following: 1) Late Jurassic fluvial sandstones (porosity [ϕ] of 18% and permeability [K] of 300 mD at the depth [D] of 4,200 m) in the offshore Sergipe-Alagoas Basin (well 6-RB-18-SES); 2) Neocomian eolian sandstones ($\phi = 16\%$, K = 62 mD, D = 4,360 m) in the onshore Sergipe-Alagoas Basin (well 1-MAS-1-AL); 3) Neocomian fluvial sandstones ($\phi = 15\%$, K < 0.1 mD, D = 4,030 m) in the onshore Potiguar Basin (well 1-RFQ-1-RN); and 4) Permian deltaic sandstones ($\phi = 20\%$, D = 4,000 m) in the Paraná Basin (well 2-AN-1-PR).

The nomenclature "deep reservoir" has been extensively applied in the geological literature, but without uniform and well-defined criteria. The main types of Brazilian reservoirs present well-defined and abrupt changes in their gradients of decreasing maximum porosity and maximum permeability with depth. It is

suggested in this paper that the depth where such change occurs be used as a criterion to classify deep reservoirs in Brazilian basins: 3,100 m for the pre-rift-phase reservoirs (Late Jurassic to Neocomian); 2,800 m for the rift-phase reservoirs (Neocomian to Barremian), excluding the coquinas of the Lagoa Feia Formation; 3,400 m for the coquinas of the Lagoa Feia Formation (Barremian); 3,000 m for the transitional-phase reservoirs (Aptian); and 3,700 m for the drift-phase reservoirs (Albian to Miocene).

The differences in the distribution in depth of porosities and permeabilities influence the type of hydrocarbon that is found preferentially in the different sedimentary sections of the Brazilian basins. The shallowest (drift) reservoirs contain 68% of the total Brazilian oil in-place, and the deepest (Paleozoic, pre-rift, and rift) reservoirs contain 73% of the non-associated gas in-place. According to conservative estimates, deep reservoirs contain reserves around $400 \times 10^9 \text{ m}^3$ of natural gas, which justifies an increasing search for deep accumulations.

From 4,909 exploratory wells drilled in the Brazilian basins up to May, 1989, 1,158 or 24% are deeper than 3,000 m. Despite this significant percentage, the number of deep wells is still insufficient for a detailed evaluation of the hydrocarbon potential of deep reservoirs in Brazil, because there are more than 30 basins to be explored, which cover an area

over $5 \times 10^6 \text{ km}^2$. Also, Brazilian deep wells are poorly distributed: 53% of wells deeper than 4,000 m were drilled in 3 basins only (Campos, Santos, and Sergipe-Alagoas), and 38% of those deeper than 5,000 m are located at Santos Basin.

Despite the relatively small amount of information available, detailed studies of the deep reservoirs already identified have pointed out some important processes and geological situations for the preservation and development of porosity at great depths in the Brazilian basins. These are: 1) late burial or little time of residence at great depths; 2) early migration of hydrocarbons, when the reservoirs are still poorly compacted and/or cemented; 3) early migration of organic solvents into the reservoirs, improving the development of secondary porosity; 4) succession of two phases of generation of secondary porosity; 5) framework composition resistant to the mechanical (compaction) and chemical (cementation) reduction of porosity, specifically those rich in quartz grains and poor in ductile components such as mud intraclasts and fragments of slate, phyllite and schist; 6) early coating of grains by clays and/or oxides, which inhibits pressure solution and cementation by quartz and feldspar overgrowths; and 7) early cementation by calcite, which preserves a relatively loose packing in the rock during burial, so that its dissolution in subsurface tends to increase significantly the reservoir porosity.