

Petróleo

CELSO FERNANDO LUCCHESI

NO MOMENTO EM QUE uma nova ordenação jurídica para o setor petróleo se instala no país, é oportuna uma reflexão sobre esse recurso mineral tão disputado e de grande impacto na economia mundial. Pretende-se aqui, de forma sumarizada, registrar o esforço realizado na pesquisa do petróleo no Brasil e especular-se sobre o futuro.

Embora conhecido há milhares de anos, a pesquisa sistemática do petróleo para utilização em bases industriais e comerciais foi iniciada na metade do século passado. O marco inicial foi a perfuração em 1859, pelo *coronel* Edwin L. Drake, de um poço no estado da Pensilvânia, Estados Unidos, do qual fluiu petróleo de boa qualidade, de fácil destilação. O poço, próximo a *Oil Creek*, tornou-se o símbolo e a base para o explosivo crescimento da moderna indústria mundial do petróleo.

No Brasil, em meados do século passado, consumiam-se produtos combustíveis animais como o óleo de baleia, mas a demanda não era grande devido à baixa e irregular distribuição da população. Os primeiros registros de que se tem notícia sobre a procura de petróleo no Brasil relacionaram-se às concessões dadas pelo imperador em 1858, para a pesquisa e lavra de carvão e folhelhos betuminosos na região de Ilhéus, Bahia e, em 1864, para pesquisa e lavra de turfa e petróleo na mesma região. Assim, nestes 140 anos, a exploração de petróleo no Brasil evoluiu sustentada por crescimento do conhecimento geológico, aumento expressivo da demanda por derivados do petróleo, disponibilidade de recursos financeiros, choques dos preços internacionais e marcos regulatórios implantados. O evento mais importante no período foi a criação da Petrobras, com a responsabilidade de atuação exclusiva neste segmento da indústria.

Com uma população de quase 160 milhões de habitantes e constituindo uma das maiores economias do mundo, o Brasil apresenta-se hoje como um dos maiores mercados consumidores de recursos energéticos e em franca fase de crescimento. Cerca de 35% da energia primária consumida no país provém do petróleo. Atualmente, mais de um milhão de barris de óleo equivalente (óleo mais gás natural) são produzidos em média diariamente, atendendo a cerca de 60% do consumo. Já estão em implantação projetos que elevarão a produção em níveis superiores a 1,5 milhão de barris por dia a partir do início do século que se avizinha. Para suportar tal crescimento, o expressivo e confortável nível de reservas de 16,9 bilhões de barris de óleo equivalente foi atingido ao final de 1997.

A promulgação da lei 9478/97 em 6 agosto de 1997 – a nova lei do petróleo no Brasil – encontrou a atividade de exploração de petróleo em estágio crescente e maduro do conhecimento geológico de grande parte das diversas e complexas bacias sedimentares brasileiras.

Onde explorar

O Brasil, com suas dimensões continentais, conta com uma área sedimentar de 6.436.000 km² (figura 1). Em sua porção terrestre – cerca de 4.880.000 km² – mais de 20 bacias são conhecidas. São bacias de diferentes histórias e idades de formação, compondo um complexo terreno sedimentar de múltiplos desafios para os exploracionistas. Bacias proterozóicas, paleozóicas, cretáceas e terciárias distribuem-se desde o Sul-Sudeste até o Nordeste e Amazônia.

O restante da área sedimentar brasileira está distribuído ao longo da plataforma continental. Destaque para a Bacia de Campos, a principal portadora de recursos petrolíferos (figura 1 A). Mais de 1.500. km², até a cota batimétrica de três mil metros, abrigam mais de 15 bacias sedimentares cretácico-terciárias, várias delas sendo extensão de bacias terrestres costeiras.



Figura 1 – Bacias sedimentares brasileiras

A história da exploração

De maneira simplificada, pode-se dividir a história da exploração no Brasil em fases diretamente ligadas à legislação do petróleo. Assim, temos os períodos 1858-1953, 1954-1997 e o recém-iniciado com o novo estatuto do setor petróleo.

Período pré-Petrobras (1858-1953)

O período pré-Petrobras engloba duas etapas principais, a primeira (1858/1938), a da livre iniciativa doméstica, do Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB) e do Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM); a segunda, iniciada a partir da descoberta da primeira acumulação de petróleo em 1939 (campo de Lobato, BA), e da criação do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), encerrando-se em 1953. Durante todo esse período, as áreas sedimentares brasileiras estiveram abertas à iniciativa privada.

No início da *primeira etapa*, tinha-se conhecimento, de maneira esparsa, não-científica, da existência de emanações de óleo e gás em algumas regiões do Brasil. Em 1858 foram registradas as duas primeiras concessões para a exploração de carvão, turfa e *betuminous shale* nos arredores do rio Maraú e em Ilhéus, no estado da Bahia, região hoje denominada Bacia de Camamú, onde algumas emanações de óleo e a ocorrência de folhelho betuminoso eram conhecidas. Em 1859 foram registradas emanações de óleo em cortes da estrada de ferro em construção no Recôncavo Baiano, arredores de Salvador. Em 1864 Thomas Dennys Sargent requereu e recebeu concessão do imperador para pesquisa e lavra de turfa e *petróleo* na mesma região de Ilhéus e Camamú. Em 1867 foram concedidos direitos de exploração de *betume* na região das bacias costeiras de São Luís e Barreirinhas. Entre 1872 e 1874 várias concessões foram registradas no interior do estado de São Paulo, nos arredores de Rio Claro, região da Bacia do Paraná conhecida pela ocorrência de emanações de óleo e gás. Em 1876, com a fundação da Escola de Minas de Ouro Preto, em Minas Gerais, resolveu-se parcialmente o problema de mão-de-obra mais especializada para suprir, por profissionais com algum conhecimento científico, a busca pelo petróleo. Em 1881, a lavra e retortagem do folhelho pirobetuminoso da Bacia de Taubaté proporcionou combustível para a iluminação da cidade por aproximadamente dois anos. Entre 1892 e 1897, o fazendeiro Eugênio Ferreira de Camargo perfurou em Bofete (SP) o que foi considerado o primeiro poço petrolífero do Brasil, tendo sido reportada a recuperação de dois barris de petróleo.

Em 1907 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro (SGMB), ocasionando o aumento substancial da atividade de perfuração de poços em bases mais profissionais. Sondagens foram compradas, geólogos e engenheiros de minas brasileiros fizeram parte da estrutura de pesquisa e perfuração para petróleo no SGMB. Em 1933 foi criado o Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM).

A *segunda etapa* iniciou-se com a atividade de exploração de petróleo mais organizada, graças ao SGMB e ao DNPM, porém ainda carente de recursos e de

um órgão a ela dedicado. Assim, criou-se o CNP, instalado em abril de 1939. Na época, o consumo brasileiro já causava uma dependência incômoda dos produtos estrangeiros. O CNP melhorou a estrutura da atividade de exploração de petróleo no Brasil e, aproveitando a descoberta de Lobato, preferiu inicialmente concentrar-se no Recôncavo Baiano.

Do entusiasmo causado por essa primeira descoberta, em pouco tempo os resultados começaram a aparecer. A partir de 1941, até 1953, foram descobertos os campos de Candeias, Aratú, Dom João e Água Grande, até hoje os maiores campos terrestres já encontrados no Recôncavo.

O primeiro período de exploração de petróleo no Brasil teve como participantes alguns empreendedores privados, embora em grande parte financiados por recursos públicos e utilizando equipamentos do governo federal, de governos estaduais, SGMB, DNPM e, posteriormente, do CNP. Caracterizou-se, principalmente no início, pelo amadorismo e pela falta de equipamentos e recursos, situação que melhorou sensivelmente com a entrada em cena do SGMB, do DNPM e, em especial, do CNP.

A pesquisa de petróleo, nessa fase, utilizou como ferramenta principal a geologia de superfície, no início praticada por curiosos e sempre nas proximidades de emanações de óleo e gás. Com a criação do SGMB e do DNPM, alguns geólogos e engenheiros de minas entraram em cena e, no final, a geofísica começou a ser utilizada, principalmente nos arredores de São Pedro (SP), para a detecção de estruturas em subsuperfície. A partir da criação do CNP, a exploração passou a contar com o auxílio já importante da sísmica e sondas com maior capacidade de perfuração (até 2.500 m).

Foram perfurados 162 poços exploratórios terrestres rasos, principalmente nas bacias do Recôncavo, Paraná, Amazonas e Sergipe-Alagoas. Não existem registros confiáveis dos investimentos realizados neste período, eminentemente terrestre.

Nenhum resultado positivo foi reportado nessa *primeira etapa*, além dos registros das emanações de óleo e gás, e das ocorrências subcomerciais de óleo e gás da região de São Pedro, bacia do Paraná (SP), Riacho Doce (AL) e Bom Jardim/Itaituba (AM). Ao final desse período, existiam cerca de 30 geólogos/geofísicos de petróleo no Brasil, e como resultados mais importantes: a descoberta de 10 campos de petróleo no Recôncavo Baiano pelo CNP; as reservas alcançadas de 297,9 x 10⁶ barris; a produção diária atingindo 2.720 barris de petróleo. Prevaleceram as condições inóspitas e sem infra-estrutura do interior brasileiro, valorizando ainda mais o trabalho e os resultados alcançados pelos exploracionistas.

Período de exclusividade da Petrobras (1954-1997)

A Petrobras foi criada, após longa campanha popular, para servir de base à indústria do petróleo no Brasil e para exercer, em nome da União, o monopólio de exploração, produção, refino, transporte e comercialização do petróleo e seus de-

rivados. Fazia parte de um ciclo histórico no qual se tentou montar as bases industriais brasileiras por meio da criação de estatais nas áreas de siderurgia, metalurgia e petróleo. A empresa tinha como missão suprir o mercado interno com petróleo e seus derivados, fosse pela produção nacional, fosse pela importação. Criada pela lei 2004 (3/10/1953) e instalada em 10/5/1954, o período em que a Petrobras exerceu com exclusividade o monopólio do Petróleo em nome da União pode ser dividido em várias fases distintas, descritas a seguir.

A *primeira fase (1954/1968)* desse período caracterizou-se inicialmente (até 1961) pela instalação da Petrobras, presença maciça de técnicos estrangeiros e concentração de esforços no Recôncavo e na Amazônia; na sua segunda metade (até 1968), por presença cada vez significativa de técnicos brasileiros e concentração de esforços ainda no Recôncavo, mas também nas demais bacias cretáceas costeiras.

Com o contínuo aumento do consumo, a dependência externa agravou-se apesar do preço baixo do barril de petróleo. Com a instalação da Petrobras, o geólogo norte-americano Walter Link foi contratado para implantar uma estrutura organizacional nos moldes da indústria norte-americana, fortemente centralizadora. Técnicos estrangeiros foram contratados em grande número e os geólogos/geofísicos brasileiros enviados para estudarem e serem treinados no exterior.

A sede da empresa foi instalada no Rio de Janeiro e sedes de distritos em Belém (PA), Maceió (AL), Salvador (BA) e Ponta Grossa (PR). Inicialmente foi feita uma revisão meticulosa das bacias conhecidas, com atividades concentradas nas do Recôncavo (exploração e produção) e da Amazônia (exploração), com esforço mais modesto nas demais.

Em 1955, num dos primeiros poços perfurados na Bacia do Médio Amazonas, na região de Nova Olinda, houve produção de algum óleo gerando grandes esperanças e intensificando a campanha amazônica. Em 1957 foi descoberta a acumulação de Jequiá, a primeira na Bacia de Sergipe-Alagoas e a primeira fora do Recôncavo baiano.

No início dos anos 60 as universidades brasileiras começaram a formar regularmente turmas de geólogos. Em 1961 os resultados negativos na Amazônia já começavam a causar algum desânimo e, no mesmo ano, foi divulgado o *Relatório Link*, que concluiu pela inexistência de acumulações de grande porte nas bacias sedimentares terrestres brasileiras.

Apesar do significativo incremento na produção, as reservas, nesse período, não aumentaram na mesma proporção. Com a Petrobras já estabelecida e estruturada, a grande maioria dos técnicos já eram brasileiros. A atividade de perfuração de poços exploratórios aumentou significativamente mas a atividade geofísica continuou nos mesmos níveis. Trabalhos de reconhecimento gravimétrico localizaram novas bacias cretáceas costeiras no Norte (Bragança-Vizeu, São Luís, Barreirinhas e Pará-Maranhão) e no Leste brasileiro (Jequitinhonha, Nativo, no Sul da Bahia, e Espírito Santo).

Diminuíram as atividades nas bacias amazônicas e em outras bacias paleozóicas, transferindo-se os esforços para as bacias cretáceas costeiras, especialmente Recôncavo, Tucano, Sergipe-Alagoas e Barreirinhas. A Petrobras estava na dependência total da produção dos campos de petróleo baianos.

Em 1963 foi descoberto Carmópolis, em Sergipe-Alagoas, que se tornaria o maior campo terrestre brasileiro, um gigante, contrariando parcialmente o *Relatório Link* divulgado dois anos antes. No final de 1967, com a idéia já amadurecida de explorar a plataforma continental, foi realizado extenso levantamento gravimétrico marítimo entre Cabo Frio e Recife. Entre 1967 e 1968 realizou-se o reconhecimento de várias bacias da plataforma continental com sísmica de reflexão de cobertura múltipla e registro digital.

Em 1968 duas equipes sísmicas terrestres da Petrobras foram implantadas, e criado e instalado o primeiro Centro de Processamento de Dados Sísmicos da empresa. Decorrentes dos levantamentos sísmicos anteriores, as primeiras sondas marítimas (*jack-ups*) foram contratadas e perfurados os dois primeiros poços no mar – no Espírito Santo e em Sergipe.

No segundo deles, o I-SES-1A, foi descoberto Guaricema, o primeiro campo de petróleo na plataforma continental brasileira. Ao final da fase, a maioria dos técnicos eram brasileiros e iniciou-se a contratação regular de geólogos formados nos recém-criados cursos nas universidades brasileiras.

Nesta primeira fase de monopólio da Petrobras foram conhecidas praticamente todas as bacias terrestres brasileiras, inclusive a do Pantanal e as porções terrestres das bacias ao sul da Bahia, Pelotas e Campos. Foram perfurados 1.120 poços em terra e dois no mar.

Os investimentos nesse período totalizaram US\$ 3,8 bilhões* em atividades exploratórias e US\$ 1,6 bilhão em desenvolvimento da produção (figura 2). Ao final de 1968 trabalhavam na Petrobras 316 geólogos e geofísicos de petróleo.

Como resultados de tais investimentos foram descobertas 58 acumulações de óleo e gás, inclusive a primeira na plataforma continental (Guaricema, em Sergipe-Alagoas). Ao final de 1968 as reservas eram de $1.247,0 \times 10^6$ barris (figura 3) e a produção brasileira de petróleo ultrapassava 160 mil barris por dia (figura 4).

Mesmo assim, os resultados alcançados até então reforçavam a idéia de que as bacias terrestres brasileiras não conteriam acumulações significativas de petróleo. A dependência externa continuava. Com a descoberta de Guaricema, na plataforma continental de Sergipe-Alagoas, renovaram-se as perspectivas de auto-suficiência, deslocadas agora para o mar.

* os investimentos citados neste artigo estão referenciados em dólares de abril de 1996, salvo quando especificado

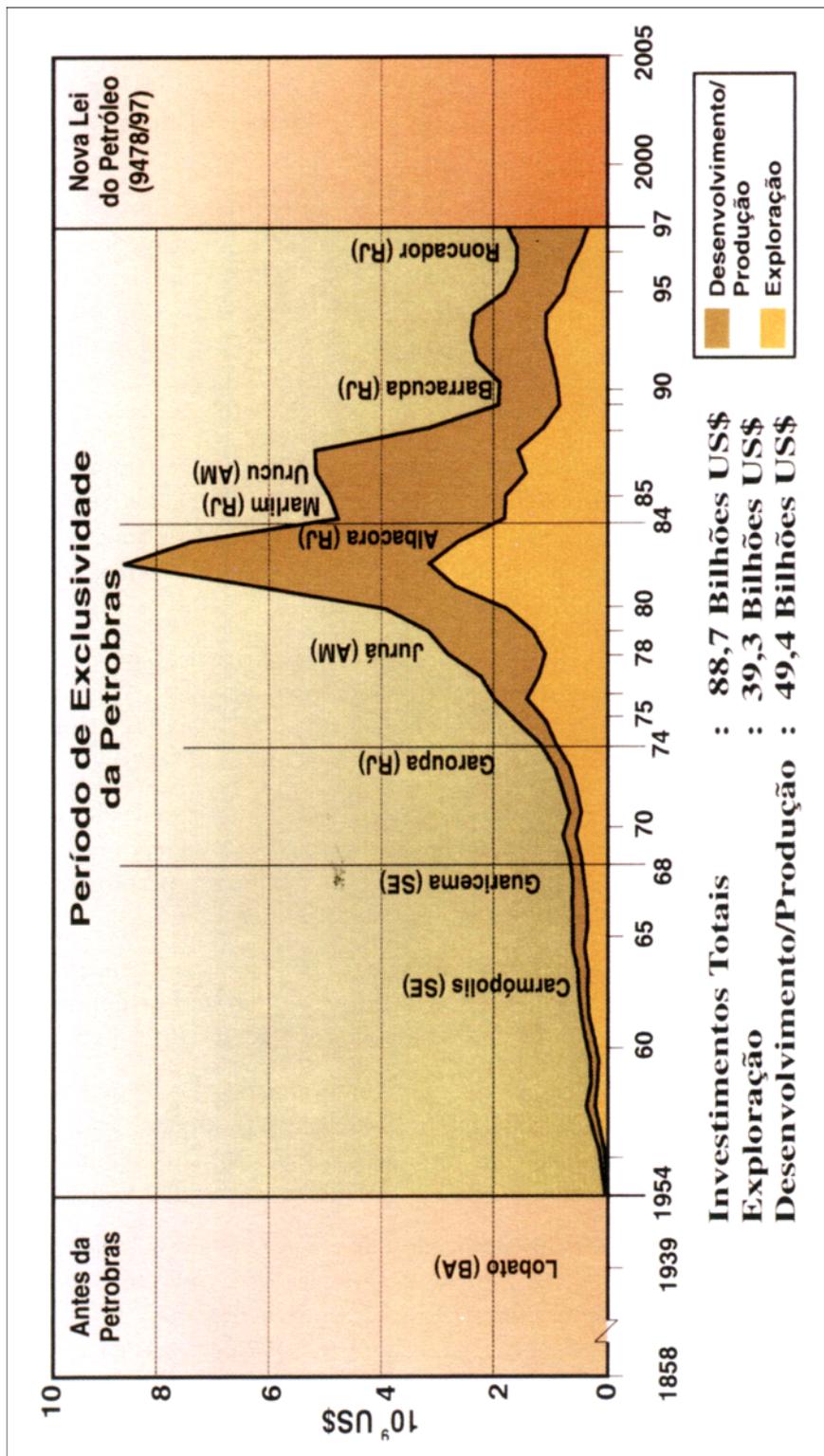


Figura 2 – Períodos exploratórios – 1858-2000
 Investimentos (US\$ de abril/96)

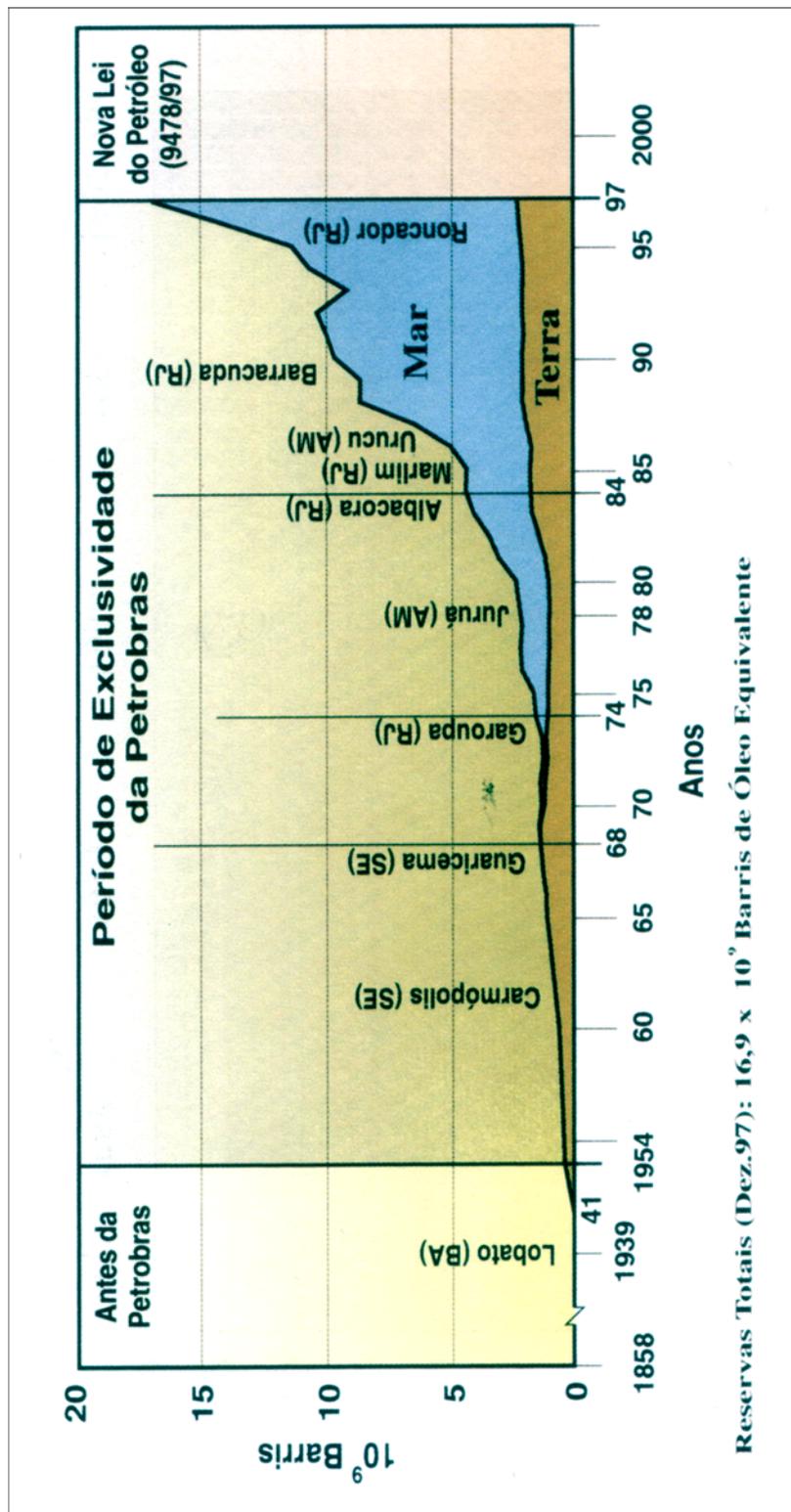


Figura 3 – Períodos exploratórios – 1858-2000
Evolução das reservas

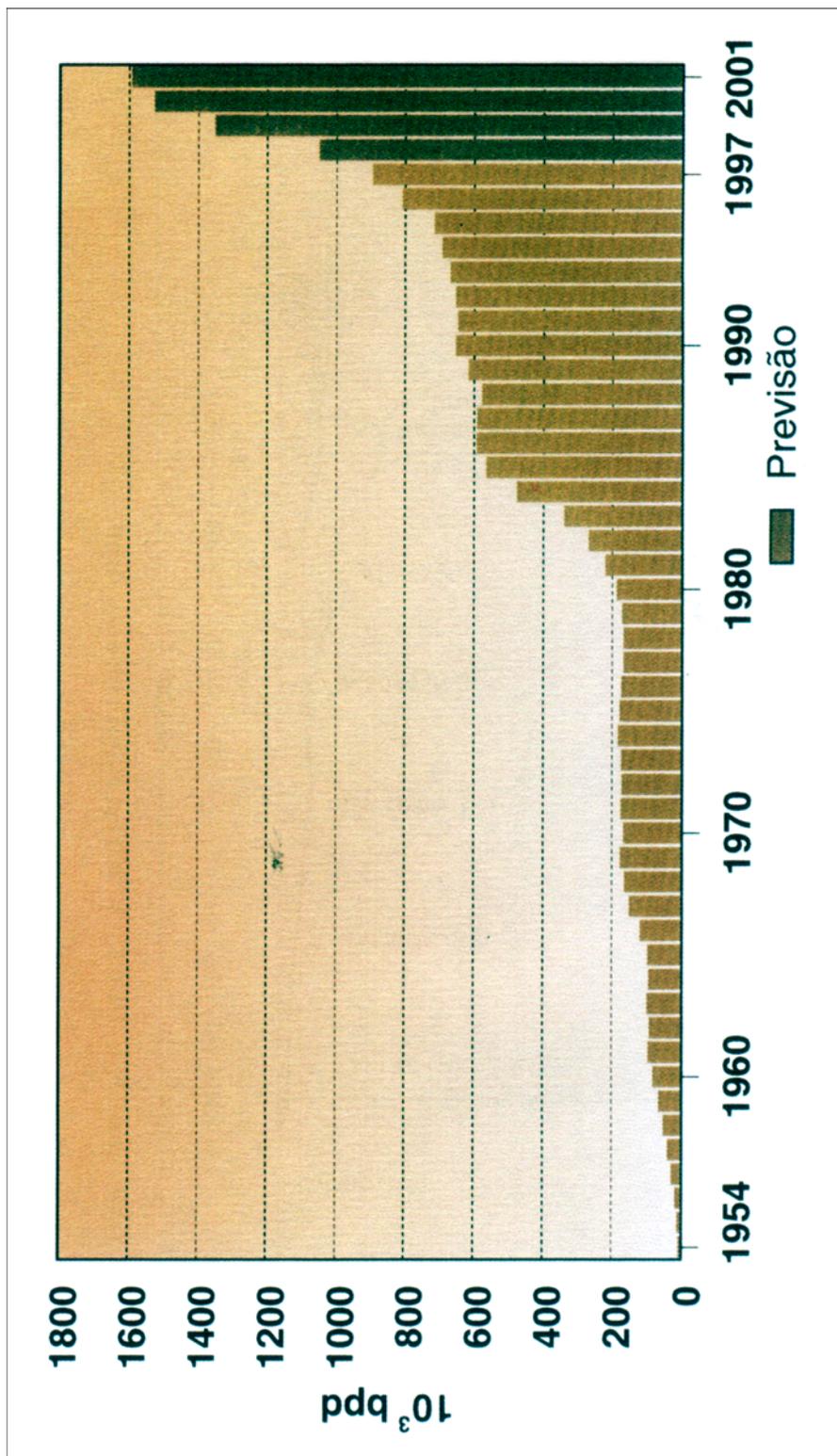


Figura 4 – Óleo e Condensado (Produção média diária por ano)

A *segunda fase* (1969/1974) caracterizou-se pelas primeiras descobertas na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo, pelo decisivo avanço para o mar, pela ocorrência do primeiro choque do petróleo, pela criação de um braço internacional da Petrobras e, finalmente, pela primeira descoberta realmente importante no mar, a Bacia de Campos. É conferida ênfase especial ao treinamento dos técnicos brasileiros e à contratação sistemática de consultores estrangeiros alinhados com as mais recentes metodologias e tecnologias de exploração e produção.

A exploração da plataforma continental baseava-se em critérios de continuidade das bacias costeiras terrestres e analogia com seus resultados ou indícios. Nessa época, estimavam-se em 20 bilhões de barris as reservas de petróleo da plataforma. Os grandes deltas da margem continental brasileira – foz do Amazonas, São Francisco, rio Doce, Paraíba do Sul e rio Grande – geraram grandes expectativas, principalmente pela analogia com o *Delta do Níger* e o *Delta do Mississipi*. O Delta do Níger, no outro lado do Atlântico, já contava então com mais de 20 bilhões de barris de petróleo de reservas. O critério da continuidade respondeu discretamente, porém o da analogia fracassou e os poços secos se sucederam na Foz do Amazonas, no Espírito Santo e em Santos.

A descoberta, em 1969, do Campo de São Mateus revelou o potencial da província terrestre do Espírito Santo. Em 1972, as atividades em terra e o número de técnicos foram reduzidos. Os resultados modestos na plataforma marítima, aliados às reservas em declínio, levaram a Petrobras a duas importantes decisões:

- criação da Braspetro em 1972, na tentativa de buscar no exterior o petróleo não-encontrado internamente;
- incremento dos investimentos para o *down-stream* (refino, transporte e petroquímica).

Com o primeiro choque do petróleo em 1973 e a descoberta do Campo de Ubarana na porção marítima da Bacia Potiguar, os investimentos no mar se elevaram novamente, e, no final de 1974, finalmente a primeira descoberta importante aconteceu: o Campo de Garoupa na Bacia de Campos. A descoberta marcou o início de um novo ciclo no Brasil, renovando as esperanças sempre frustradas de auto-suficiência. Foram perfurados, nesta fase, 316 poços exploratórios em terra e 165 na plataforma continental.

Os investimentos somaram US\$ 3,7 bilhões em exploração e US\$ 1,2 bilhão em desenvolvimento da produção (figura 2). Ao final desta fase trabalhavam na Petrobras cerca de 272 geólogos e geofísicos de petróleo.

Foram descobertas 30 acumulações de óleo e gás, 20 em terra e 10 no mar, das quais as mais importantes foram, em terra, São Mateus e fazenda Cedro, no Espírito Santo, e Remanso, no Recôncavo; no mar, Ubarana na bacia Potiguar e, destacadamente, Garoupa na bacia de Campos. No final de 1974, as reservas haviam aumentado para 1.445×10^6 barris e a produção de óleo estava em 182 mil barris por dia.

A *terceira fase* (1975/1984) iniciou-se com as bacias terrestres em declínio e a Bacia de Campos como nova esperança. Teve como características principais a confirmação do potencial da Bacia de Campos; a ocorrência do segundo choque do petróleo; a aplicação dos contratos de risco; a descoberta de petróleo, na porção terrestre da Bacia Potiguar, e de gás, na Amazônia; a meta dos 500 mil barris por dia e, mais importante, a decisão de avançar a exploração para águas profundas. Os primeiros levantamentos de sísmica tridimensional (3D) revolucionaram e aceleraram a exploração no mar.

As importações de petróleo a US\$ 15/barril pesavam cada vez mais na balança comercial brasileira, daí a necessidade de maior produção interna. Teve início, então, o desafio da engenharia com os sistemas antecipados de produção de petróleo. A pressão da balança comercial resultou também na criação dos contratos de risco e o segundo choque do petróleo agravou ainda mais a situação de dependência do petróleo estrangeiro. O treinamento dos técnicos da Petrobras acelerou-se, tanto no Brasil quanto no exterior. Foi criado o Consórcio IPT/Cesp (Paulipetro), estatal do governo de São Paulo, para atuar na área de exploração de petróleo sob o regime de contrato de risco.

A Bacia de Campos se afirmou com novas descobertas e o desafio da engenharia foi vencido com os sistemas antecipados de produção. A qualidade dos dados sísmicos melhorou consideravelmente e já se antecipavam soluções para produção em lâminas d'água maiores que 120 m. O segundo choque do petróleo fez com que jazidas em águas mais profundas e as marginais, em terra, se tornassem viáveis, favorecendo os grandes investimentos, que resultaram em mais descobertas e acréscimo geométrico das reservas e de produção. O pólo nordeste da Bacia de Campos e a faixa de 400 m de lâmina d'água contribuíram com importantes descobertas. A bacia Potiguar terrestre afirmou-se com o *trend* Estreito-Guamaré e o Recôncavo revitalizou-se a partir da descoberta de Riacho da Barra. Navios com posicionamento dinâmico permitiram a perfuração em cotas batimétricas cada vez maiores e, entre os primeiros poços perfurados, foi descoberto o campo gigante de Albacora (400 a 1000 m), com os turbiditos se afirmando como os principais reservatórios das bacias da plataforma continental brasileira.

Em 1975 foi descoberto o Campo de Namorado na Bacia de Campos, o primeiro gigante da plataforma continental brasileira. Assinados os primeiros contratos de risco em 1976, as empresas estrangeiras Shell, Exxon, Texaco, BP, ELF, Total, Marathon, Conoco, Hispanoil, Pecten, Pennzoil, além de companhias brasileiras como a Paulipetro, Azevedo Travassos, Camargo Corrêa, entre outras, e mais a Petrobras, participaram do cenário exploratório. Descobertos, em 1978, o campo de gás do Juruá, na Bacia do Solimões, e, em 1979, a primeira acumulação terrestre da Bacia Potiguar. No mar aconteceu a primeira descoberta por uma empresa sob contrato de risco, a Pecten, o campo de gás de Merluza, na Bacia de Santos. Em terra, a Azevedo Travassos encontrou modestas acumulações no Rio Grande do Norte. Em 1984 foram descobertos, na Bacia de Campos, o Campo de Marimbá e o gigante Albacora, ambos já indicando o irreversível caminho das

águas profundas. A meta dos 500 mil barris por dia foi atingida ao final de 1984, com a antecipação de quase um ano.

Nessa fase foram perfurados pela Petrobras 885 poços em terra e 750 no mar. As empresas sob contrato de risco perfuraram 51 poços em terra e 64 no mar.

A Petrobras investiu US\$ 18,5 bilhões em exploração e US\$ 24,1 bilhões em desenvolvimento da produção. Em 1984 trabalhavam na empresa 589 geólogos e geofísicos de petróleo.

Como resultado dos investimentos foram descobertas 148 acumulações de óleo e gás, 98 em terra e 50 no mar. As mais importantes em terra foram as de Juruá, no Solimões, Fazenda Belém e Alto do Rodrigues, na Bacia Potiguar, Riacho da Barra no Recôncavo e Pilar em Sergipe-Alagoas. No mar foram Namorado, Enchova, Carapeba, Marimbá e Albacora na Bacia de Campos. Ao final de 1984, as reservas totais brasileiras alcançavam $4,29 \times 10^9$ barris.

A *quarta fase (1985/1997)* do período teve como características a confirmação do potencial das águas profundas da Bacia de Campos; a afirmação da sísmica 3D como ferramenta exploratória das mais importantes; a descoberta de óleo e condensado na bacia do Solimões; a ida para águas ultra-profundas; as descobertas de Barracuda e Roncador, em Campos, e do gás de Barra Bonita no Paraná; a promulgação da lei 9478/97; e o cumprimento da meta dos um milhão de barris diários de produção.

Confirmada a vocação da Bacia de Campos, outras descobertas importantes foram realizadas em águas profundas. Com a utilização da sísmica 3D passou-se a otimizar tempo e custos, desde a descoberta até o desenvolvimento dos campos. A Petrobras começou a se preparar para o desenvolvimento de sistemas de produção em águas profundas. Levantamentos de sísmica 3D terrestre tornaram-se rotineiros e importantes descobertas de gás, óleo e condensado ocorreram na região do rio Urucu, na Bacia do Solimões; de óleo em carbonatos albianos na Bacia de Santos (Tubarão, Coral e Estrela do Mar).

Com a promulgação da nova Constituição em 5/10/1988, não foram mais permitidos contratos de risco, persistindo apenas os contratos pelos quais foram feitas descobertas consideradas comerciais. Os levantamentos de sísmica 3D terrestres começaram a mostrar resultados, principalmente no Espírito Santo, Bacia Potiguar e no Recôncavo. Em Campos, aumentou substancialmente a utilização de sísmica 3D para guiar a exploração em áreas virgens. Tais campanhas abriram novas frentes exploratórias e reduziram ainda mais os custos de descoberta. Foi encontrada a primeira acumulação de gás na Bacia do Paraná, em Barra Bonita, e, na Bacia de Campos, a última grande descoberta em águas profundas – o Campo de Roncador – revelou-se um gigante com óleo de boa qualidade, com possibilidade de se tornar o maior campo brasileiro.

A Petrobras perfurou nessa fase 930 poços em terra e 549 no mar, enquanto as companhias sob contrato de risco 71 poços em terra e 10 no mar. Os resultados alcançados pelos contratos de risco foram assim bastante modestos. As áreas contratadas e os indicadores de atividades estão apresentados na figura 5.

A empresa investiu US\$ 13,3 bilhões em exploração e US\$ 22,4 bilhões em desenvolvimento da produção no período, obtendo como resultados a descoberta de 211 acumulações de óleo e gás, das quais 123 em terra e 88 no mar. As mais importantes em terra foram as de Canto do Amaro na Bacia Potiguar, rio Urucu e São Mateus no Solimões, e Barra Bonita no Paraná. No mar, Marlim, Marlim Sul, Marlim Leste, Barracuda e Roncador em Campos, e Caravela em Santos. No final de 1997 as reservas totais brasileiras alcançavam 16,9 x 10⁹ barris de óleo equivalente e a produção diária de 1.069.000 barris de óleo equivalente.

Período pós-lei 9478/97 – A transição (1997-2000)

Uma nova era para o setor do petróleo no Brasil foi iniciada em 6/8/97, com o início da vigência da Lei 9478/97. A nova legislação prevê para a Petrobras uma fase de transição para a conclusão de projetos exploratórios já em andamento. Também para as recentes descobertas, que ainda não estejam produzindo efetivamente, a lei dá um prazo de três anos para o início da produção comercial.

Assim, em atendimento aos novos requisitos legais, em outubro de 1997 a Petrobras requereu as áreas exploratórias que estavam com investimentos em andamento. Foram solicitadas 133 delas, que correspondem a menos de 12% da área sedimentar brasileira. Dessa solicitação deverão ser formalizados contratos de concessão, para cada área/projeto. Ao final de três anos serão devolvidas aquelas áreas onde não forem realizadas descobertas.

A redução significativa da área de atividade exploratória da Petrobras deverá ser compensada com a entrada de novas empresas mediante processos licitatórios que a Agência Nacional de Petróleo (ANP), órgão regulador criado pela nova lei, promoverá a partir de 1998.

Outra mudança importante no período recém-iniciado refere-se ao desenvolvimento, pela Petrobras, de um processo de formação de parcerias com empresas interessadas em participar do processo de abertura do setor de petróleo. Mais de cem empresas candidataram-se, em 1997, a discutir oportunidades de atuação em exploração e produção. Essas parcerias certamente irão acelerar a entrada de novos investimentos no país.

Dentro do período de transição está previsto um substancial aumento da oferta de óleo e gás natural como decorrência da atividade exploratória realizada no Brasil. Nas figuras 4 e 6 é demonstrada a previsão de produção de óleo e gás natural nos próximos anos, com a expectativa de ser atingida a expressiva produção de mais de 1,5 milhão de barris por dia de óleo e cerca de 57 milhões de m³ de gás.

A matriz energética brasileira deverá ter seu perfil fortemente alterado com o aumento da oferta de gás natural. Além da produção doméstica deverão ser adicionados 8 milhões de m³ por dia de gás natural importados da Bolívia, já em 1999. O gasoduto Bolívia-Brasil, cuja operação deve ser iniciada ao final de 1998, poderá transportar 18 milhões de m³/dia em 2010.

Com a importação de gás da Argentina e da Bolívia a oferta interna de gás natural deverá atingir 12% da matriz energética brasileira em 2010, contra os 2,7% de 1997.

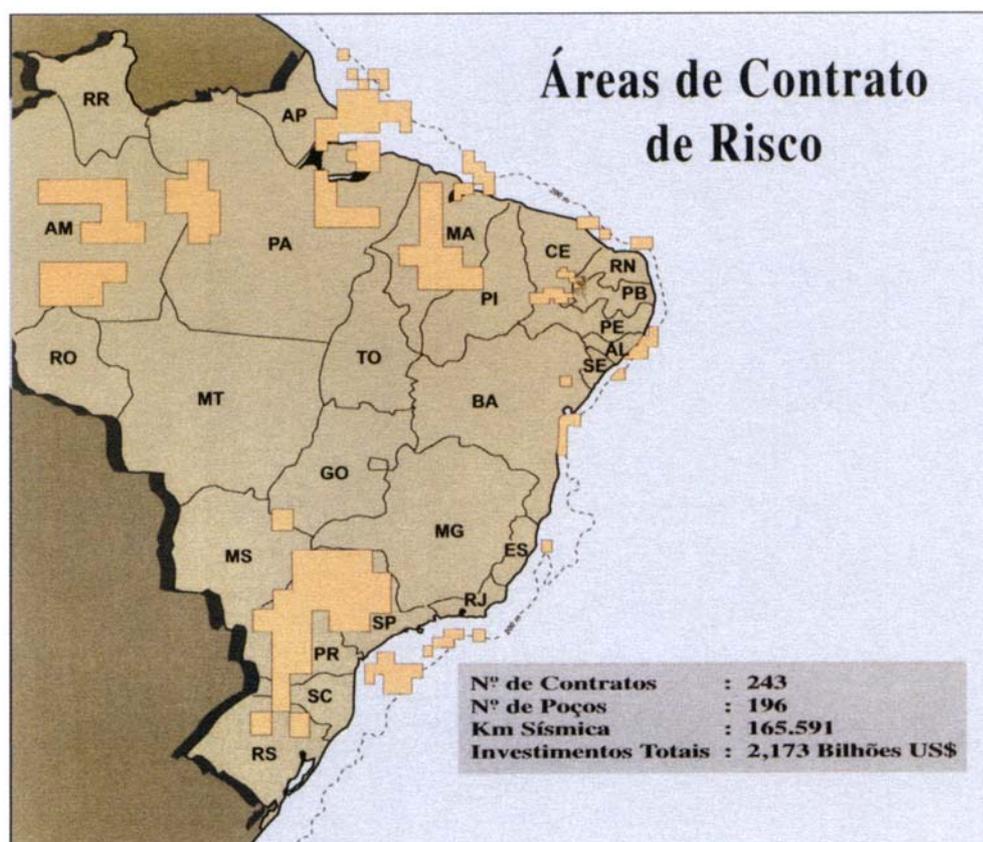


Figura 5 – Áreas de contrato de risco

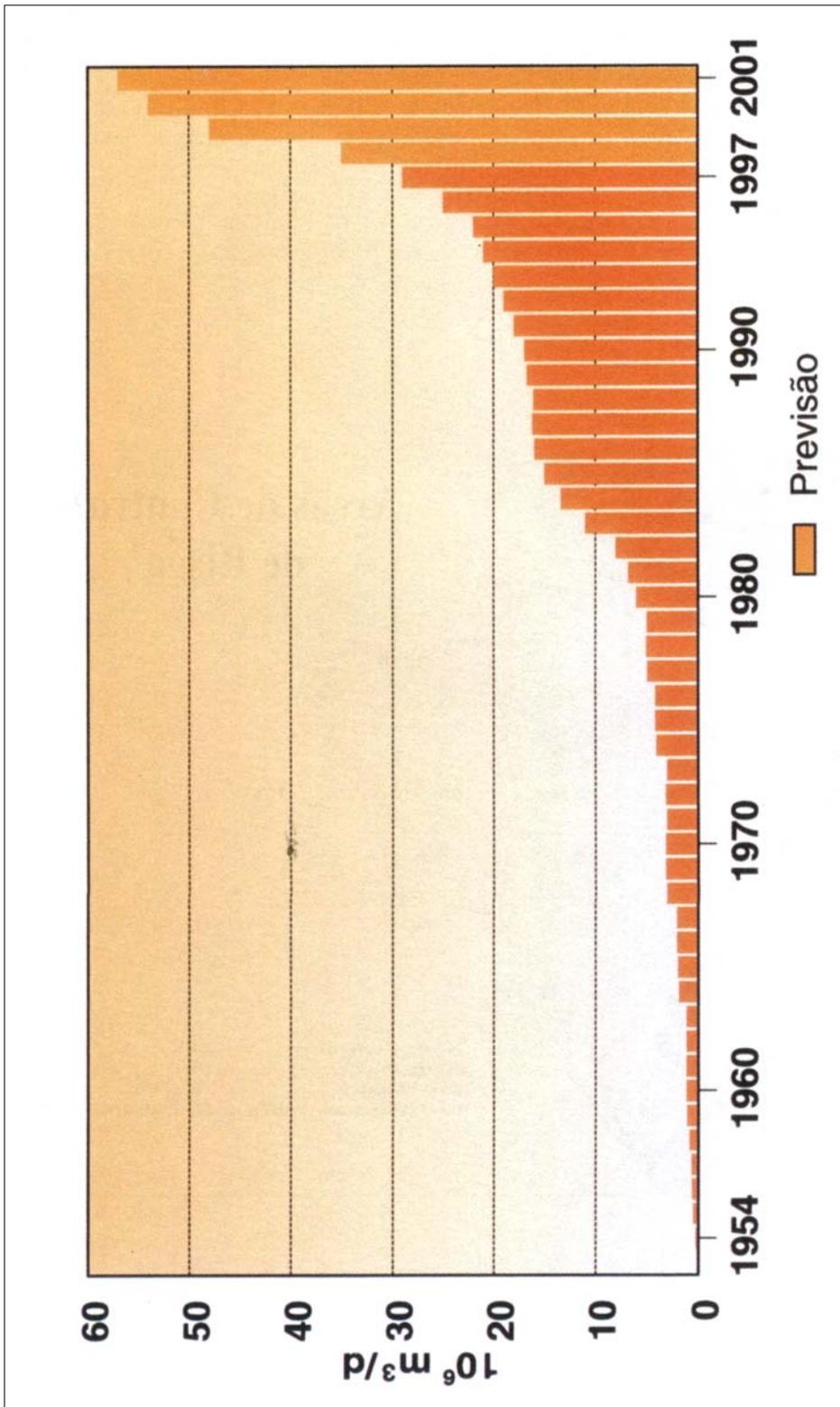


Figura 6 – Gás natural (Produção média diária por ano)

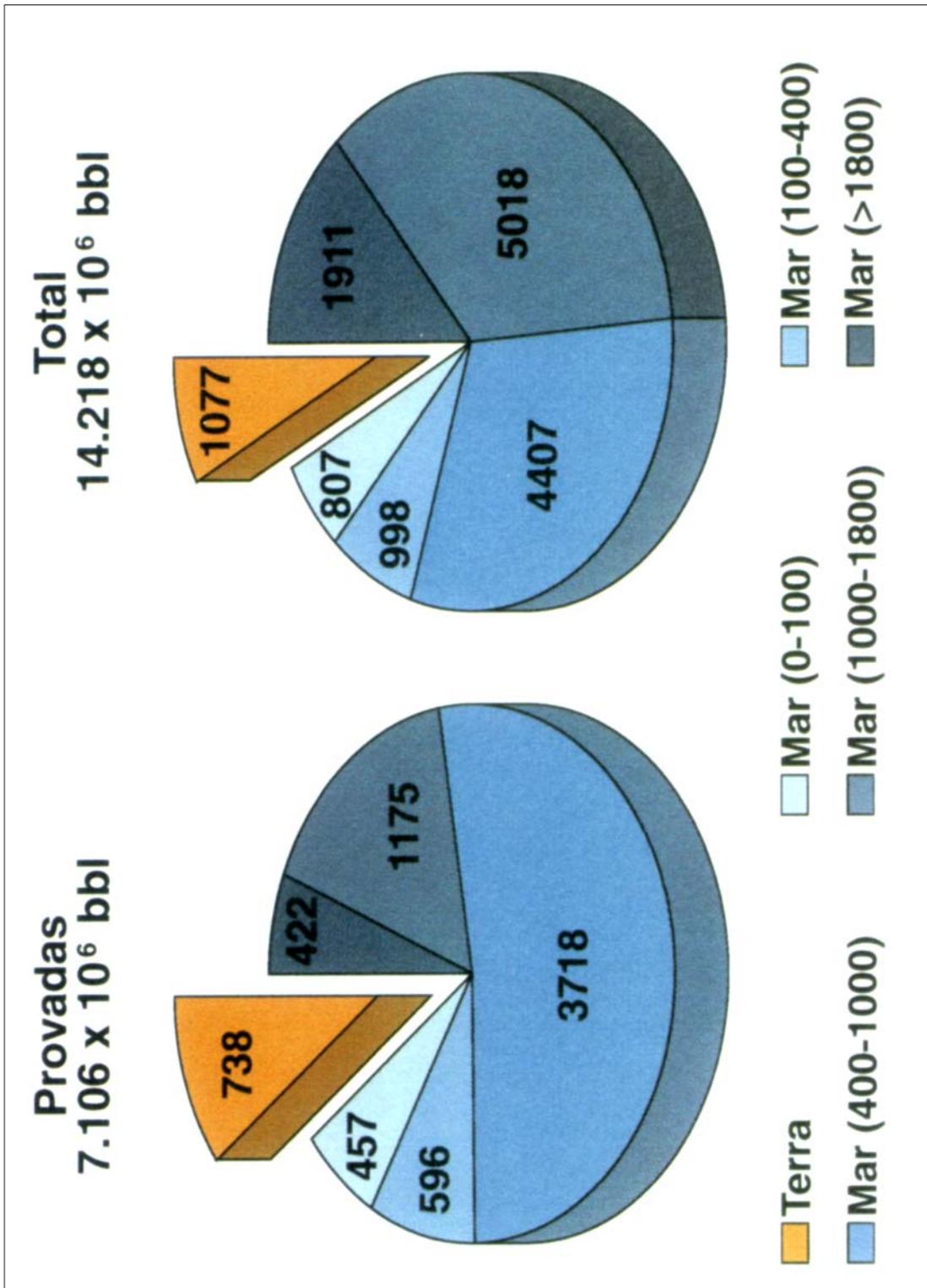


Figura 7 – Reservas brasileiras – Dez./97 – Óleo e Condensado

Sumário de esforços e resultados

Como resultado das atividades exploratórias anteriormente descritas tínhamos ao final de 1997:

Levantamentos Sísmicos

- Em terra: 337.000 km 2D
45.800 km 3D
totalizando 382.800 km.
- No mar: 645.000 km 2D
722.400 km 3D
totalizando 1.367.400 km.
- Sísmica dos contratos de risco: 165.000 km
- Sísmica total: 1.915.800 km.

Poços Exploratórios

- Até 1953: 162 poços terrestres rasos
- 1954/1997: 3.250 poços terrestres
1.465 poços marítimos
196 poços dos contratos de risco (122 em terra e 196 no mar)
- Total Brasil: 5.073 poços.

Descobertas

- Até 1953: 10
- 1954/1997: 447.

Reservas

- Provadas: óleo 7,1 bilhões de barris (figura 7)
gás 228 bilhões de m³ (figura 8)
- Totais: 16,9 bilhões de barris de óleo equivalente,
incluindo provadas, prováveis e possíveis (figura 9).

Ao final de 1997 já haviam sido produzidos no Brasil cerca de 5,5 bilhões de barris de óleo equivalente, os quais, somados às reservas remanescentes, atingiram o total de 22,4 bilhões de barris de óleo equivalente como recursos descobertos pela atividade exploratória.

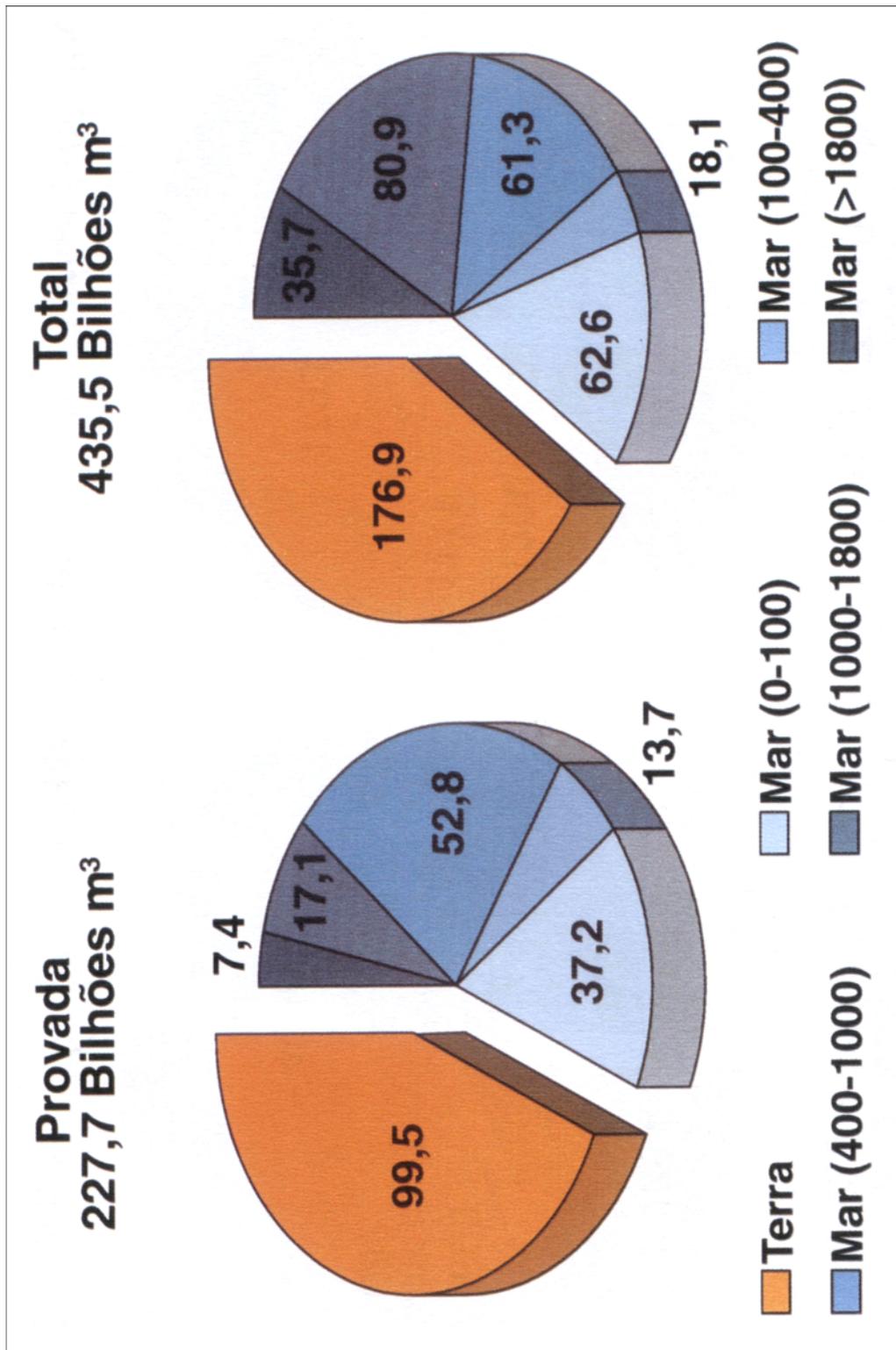


Figura 8 – Reservas brasileiras – Dez./97 – Gás natural

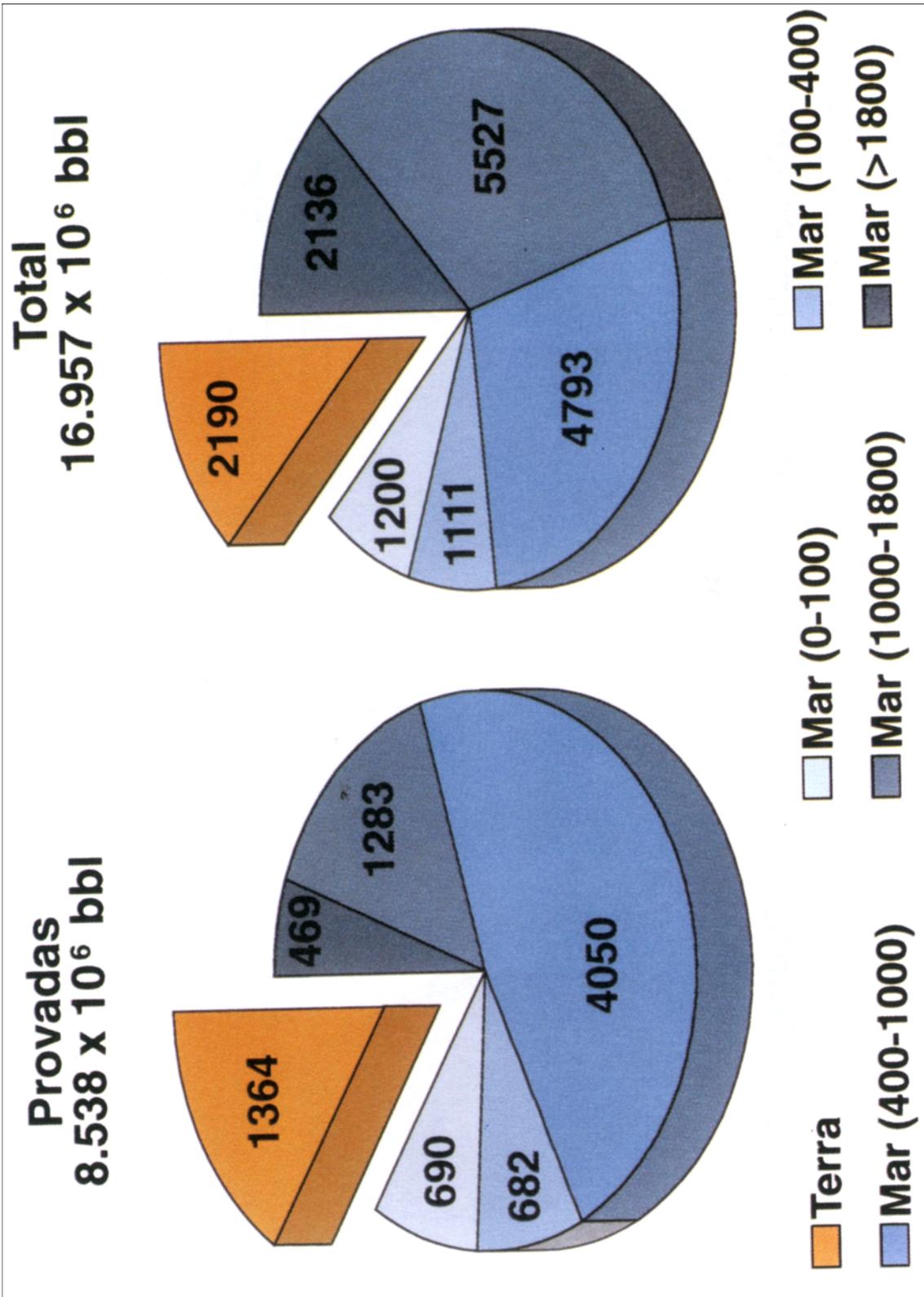


Figura 9 – Reservas brasileiras – Dez./97 – Óleo equivalente

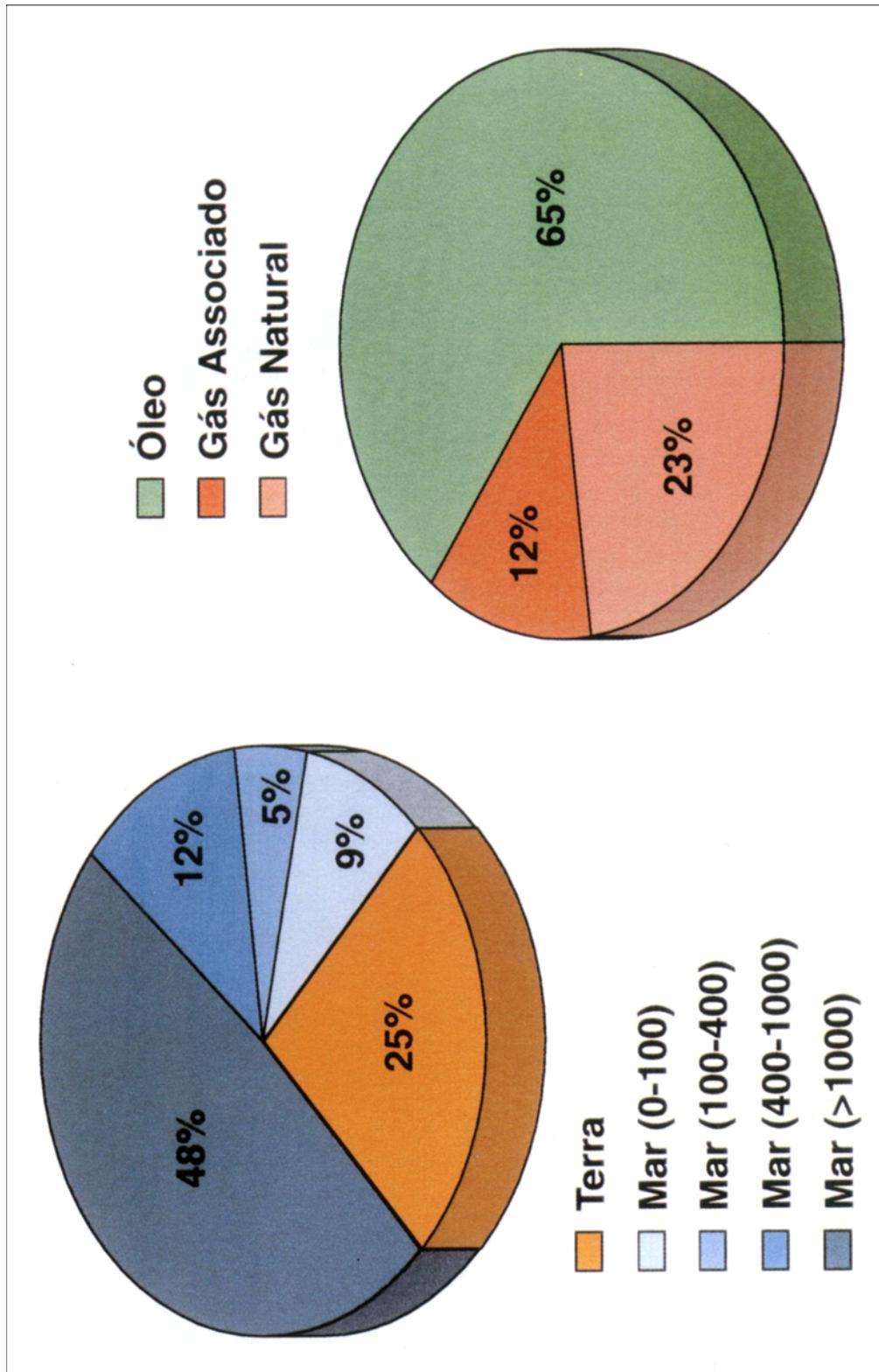


Figura 10 – Potencial brasileiro (Terra e Mar)

Desafios e perspectivas

As bacias sedimentares brasileiras possuem grande diversidade geológica e, como conseqüência, riscos diferenciados.

Analisando-se a história da exploração de petróleo no Brasil, e os resultados por ela alcançados, pode-se elencar inúmeros desafios para os atores envolvidos nesta importante atividade econômica.

Para a Petrobras, o grande desafio está na otimização de seus recursos para fazer frente à redução significativa da área disponível para a sua atividade exploratória. Esta mudança contempla também a adequação dos riscos exploratórios por intermédio de associações/parcerias com outras empresas de petróleo.

Para a ANP, promover e incentivar a ocupação com atividades de exploração em todas as bacias sedimentares brasileiras torna-se o desafio maior. A atividade, que envolve grande risco e substantiva exposição financeira, é fortemente impactada pela oferta e demanda internacional de óleo. Com a recente abertura à exploração pela maioria dos países onde existe potencial petrolífero, a competição para a atração de investimentos de risco é extremamente elevada.

O enorme conhecimento adquirido nas últimas quatro décadas pela Petrobras, os contratos de risco, contar com as comunidades acadêmico-científicas do país, permitirão ao órgão regulador promover a adequada gestão de exploração de petróleo no Brasil.

A base de conhecimento até hoje acumulado permite estimar que o potencial petrolífero brasileiro (o que resta a ser descoberto) é equivalente aos recursos já descobertos. Ainda, de acordo com os resultados obtidos, o provável perfil das novas descobertas, como apresentado na figura 10, denota expressivo potencial para as bacias terrestres e grande perspectiva para as águas profundas. Estima-se que dois terços dos novos recursos petrolíferos serão de óleo e um terço de gás natural.

Com este potencial e com a nova legislação vigente, poderão ser criadas as condições necessárias para atrair investimentos tanto interna quanto externamente. Um regime fiscal adequado ao risco das bacias brasileiras e às condições contratuais das concessões são condições básicas para o crescimento dos recursos petrolíferos brasileiros.

O porte do mercado consumidor brasileiro, em expansão, constitui também grande atrativo a investimentos em exploração e produção no país.

Assim, pode-se prever que em poucos anos dezenas de companhias estarão operando nas bacias do Brasil, aumentando a disponibilidade de óleo e gás para a sociedade brasileira.

Referências bibliográficas

- BACOCOLI, G. *A exploração de petróleo no Brasil*. 3º CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, Rio de Janeiro, ed. Petrobras/Depex, 1986.
- BACOCOLI, G.; COSTA, I.G. & BRANDÃO, J.A.S.L. *O processo da descoberta de bacias petrolíferas no Brasil*, I SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA, Rio de Janeiro, ed. Petrobras/Depex, 1989, p.383-390.
- CAMPOS, C.W. Petrobras – A geoestratégia das águas profundas. *Revista Brasileira de Management*, fev. 1998.
- DIAS, J.L.M. & QUAGLINO, M.A. *A questão do petróleo no Brasil, uma história da Petrobras*. CPDOC/SERINST, Fundação Getúlio Vargas-Petrobras, 1993. 213 p.
- MOURA, P. de & CARNEIRO, F.O. *Em busca do petróleo brasileiro*, Rio de Janeiro/Ouro Preto-MG, Ed. Fundação Gorceix, 1976. 360 p.
- SANTOS, J.E.M.; SETI, C.J. & RODRIGUES, M.V.G. *Panorama geral dos contratos de risco*. Rio de Janeiro, Petrobras/Depex/Dicex, Relatório Interno, 1994.137 p.
- SOUZA, R.G. de. *Petróleo, histórias das descobertas e o potencial brasileiro*. Niterói-RJ, Ed. Muiraquitã, 1997. 272 p.

RESUMO – COM MENOS DE 50 anos de atividade empresarialmente organizada a exploração de petróleo no Brasil encontra-se em fase de mudança com a aprovação, em 1997, da nova legislação do setor de petróleo. Descreve-se neste trabalho o período pré-Petrobras (1858 a 1953) e a exclusividade da Petrobras (1954 a 1997) que resultou no expressivo volume de reservas de petróleo no país, da ordem de 17 bilhões de barris de óleo equivalente no final de 1997. Projetos de produção já iniciados elevarão a produção a mais de 1,5 milhão de barris de óleo por dia no início do novo século. O gás natural crescerá rapidamente sua participação na matriz energética a partir de 1999.

Com a instalação da Agência Nacional de Petróleo (ANP) inicia-se uma nova fase, sendo esta responsável pela atração de novos investimentos na busca de novas reservas nas bacias sedimentares brasileiras, cujo potencial é ainda significativo.

Diversas empresas internacionais deverão estar operando no país no curto prazo, inicialmente associadas à Petrobras.

O modelo adotado para as atividades de exploração e produção no país é o de concessão. A atividade no Brasil nesta área dependerá do regime fiscal que vier a ser implantado.

ABSTRACT – THE APPROVAL OF the new Petroleum Law in 1997 proposed a dramatic change in the activities of petroleum exploration in Brazil after almost fifty years of its initial entrepreneurial organization, represented by the creation of Petrobras, in 1953. In this work two important periods are described: the pre-Petrobras period (1858 to 1953) and the period when Petrobras acted alone in the oil business (1954 to 1997).

During the last one, significant results were achieved. The amount of reserves reached 17 billion barrels of oil equivalent and were made available to the country at the end of 1997. Production projects already in place or under development will raise Brazilian daily production to levels of 1.5 million barrels of oil per day at the beginning of the next century. Natural gas will have its participation in the Brazilian energy matrix rapidly growing after 1999.

The creation of the Agência Nacional de Petróleo (ANP) represents a new stage in the oil exploration in Brazil. the ANP will be responsible for the attraction of additional investments in the oil business aiming to discover new reserves in the Brazilian sedimentary basins, which have been recognized as bearing still significant remaining potential.

Many international oil companies will be operating in the country in the short term, initially in partnerships with Petrobras. According to the new regulation, the concession contract system was adopted for the exploration and production activities. Nevertheless, the level of activities expected is still heavily dependant on the final form that will be adopted for the sical regimes involving future exploration and prodction activities in Brazil.

Celso Fernando Lucchesi é superintendente executivo de Exploração e Produção da Petrobras.