

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO  
DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

DETERMINANTES DA POLÍTICA DE INVESTIMENTO DA PETROBRÁS

---

Livia Xavier de Mello  
N.o de Matrícula 9714162

“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor.”

Orientador: Rogério Furquim Werneck

Dezembro de 2000

*“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor”*

Aos meus pais pelo sabor da vida.

Aos meus irmãos pela convivência enriquecedora.

Aos irmãos que a vida me deu, meus grandes amigos.

## INDICE

<b><u>I. INTRODUÇÃO.....</u></b>	<b><u>6</u></b>
I.1 APRESENTAÇÃO DA COMPANHIA .....	6
I.2 A POLÍTICA DE INVESTIMENTOS DA PETROBRÁS.....	6
<b><u>II. DA CRIAÇÃO AOS ANOS NOVENTA: A POLITIZAÇÃO DA AUTO SUFICIÊNCIA EM PETRÓLEO .....</u></b>	<b><u>9</u></b>
II.1 OS DEZ PRIMEIROS ANOS .....	9
II.2 A TECNOCRACIA DA AUTO-SUFICIÊNCIA DO PETRÓLEO BRASILEIRO.....	19
II.3 DESREGULAMENTAÇÃO E CRESCIMENTO: OS ANOS 90 .....	36
<b><u>III. FATORES DETERMINANTES E LIMITANTES DO INVESTIMENTO ...</u></b>	<b><u>40</u></b>
III.1 ORÇAMENTO DO GOVERNO .....	40
III.2 LIMITES PARA ENDIVIDAMENTO E FINANCIAMENTOS.....	42
III.3 GERAÇÃO DE CAIXA.....	46
III.4 <i>PROJECT FINANCE</i> .....	48
<b><u>IV. A EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS.....</u></b>	<b><u>51</u></b>
<b><u>V. MUDANÇAS NAS DIRETRIZES DOS INVESTIMENTOS: OS ANOS RECENTES.....</u></b>	<b><u>58</u></b>
V.1 O PLANO ESTRATÉGICO .....	58
V.2 LICITAÇÕES ANP E <i>JOINT VENTURES</i> COM EMPRESAS ESTRANGEIRAS.....	60
V.3 INVESTIMENTO EM UPSTREAM.....	63
V.4 PROGRAMAS DE FINANCIAMENTO ESTRUTURADO .....	63
V.5 INVESTIMENTO EM GÁS NATURAL: .....	67
V.6 INVESTIMENTO EM TERMOELÉTRICAS .....	69
V.7 INVESTIMENTO EM REFINO .....	69
V.8 INVESTIMENTOS EM 2000.....	70
<b><u>VI. BIBLIOGRAFIA.....</u></b>	<b><u>72</u></b>
<b><u>VII. ANEXOS .....</u></b>	<b><u>74</u></b>

## INDICE DE TABELAS

<b>Tabela 1: Produção nas refinarias da Petrobrás e consumo dos principais derivados de petróleo (Fonte: Petrobrás).....</b>	<b>15</b>
<b>Tabela 2: Produção e consumo de petróleo e Gas liquefeito de petróleo (Fonte: Petrobrás) .....</b>	<b>17</b>
<b>Tabela 3: Investimentos em Exploração e Produção da Petrobras (Fonte: Petrobrás) .....</b>	<b>20</b>
<b>Tabela 4: Consumo de combustíveis acompanhando o " milagre brasileiro" (Fonte: DNC e IBGE) .....</b>	<b>23</b>
<b>Tabela 5: Investimentos no período 1970-1990 (Fonte: Petrobrás) .....</b>	<b>29</b>
<b>Tabela 6: Produção de petróleo e LGN (1971-90) (Fonte: Petrobrás) .....</b>	<b>32</b>
<b>Tabela 7: Endividamento da Petrobrás nos últimos dezoito meses .....</b>	<b>43</b>
<b>Tabela 8: Saques referentes ao financiamento com o Banco Mundial (Fonte: Relatórios de Atividades Petrobrás).....</b>	<b>46</b>
<b>Tabela 9: Investimentos próprios da Petrobrás e <i>Project Finance</i> .....</b>	<b>50</b>
<b>Tabela 10: Resultados da primeira rodada de licitações da ANP (Fonte: ANP).....</b>	<b>62</b>
<b>Tabela 11: Resultados da segunda rodada de licitações da ANP (Fonte: ANP).....</b>	<b>62</b>
<b>Tabela 12: Cronograma de Investimentos da Companhia Petrolífera Marlim .....</b>	<b>65</b>
<b>Tabela 13: Estrutura de Capital do Projeto Albacora-Fase II (Fonte: Petrobrás) .....</b>	<b>66</b>

## **I. INTRODUÇÃO**

### **I.1 Apresentação da Companhia**

A Petrobrás é hoje uma das maiores empresas integradas de petróleo e gás do mundo, atuando em uma ampla gama de atividades, incluindo exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural; refino, transporte e comercialização no atacado de petróleo bruto, gás natural e produtos derivados de petróleo; distribuição de produtos derivados, álcool e gás natural a usuários finais; e produção, comercialização e distribuição de produtos petroquímicos e fertilizantes. Iniciou suas operações em 1954. Até 1995 detinha o monopólio das operações de petróleo e gás no Brasil concedido pela União Federal. Tomando-se por base as receitas consolidadas do ano de 1999, é a maior companhia do Brasil e a terceira maior da América Latina.

### **I.2 A política de investimentos da Petrobrás**

O objetivo do presente trabalho é verificar e analisar os fatores que determinaram a política de investimentos desta empresa ao longo dos seus quase 50 anos de existência.

No Capítulo II, é contada um pouco da história da empresa. Uma empresa estatal, de grande porte, e atuando em um setor estratégico como é o de petróleo, é esperado que a interferência política realmente não tenha sido pequena. Principalmente durante os dez

primeiros anos (1954-64) as metas da empresa foram fixadas com objetivos meramente políticos. Durante a ditadura militar e com os choques do petróleo, vários fatores passaram a influenciar a decisão de investimento. O refino e a distribuição foram priorizados em detrimento da exploração e produção, como fonte geradora de recursos para que se pudesse reinvestir no objetivo primacial da empresa. Com os preços de petróleo muito altos no mercado internacional e o grande comprometimento de divisas, a auto-suficiência parecia ser a solução para aliviar a balança comercial. Como consequência da perda de rentabilidade no final da década de 80 e da situação apertada das contas fiscais do governo, a empresa sofreu sucessivos cortes orçamentários que teve que adotar nos seus investimentos.

No Capítulo III são analisados os principais fatores que limitam os investimentos nos dias de hoje. O montante total a ser investido é controlado pelo governo através do orçamento da União. Além disso, a empresa tem limites estipulados para seus endividamentos (controlados pelo Governo Federal). A estratégia atual da empresa é de alongar o prazo dos financiamentos, e investir sob a forma de financiamentos estruturados, que não são considerados como dívida, nem integram o orçamento do governo. Como a empresa não recebe recursos do governo (todos os recursos são oriundos da comercialização de seus produtos ou de captação no mercado) a geração de caixa também é um fator determinante (porém não limitante) dos investimentos totais da empresa.

No Capítulo IV é acompanhado a maneira como, na prática, o nível e a alocação dos investimentos variaram ao longo do tempo, e a que fatores essas variações podem ser atribuídas.

Os investimentos mais recentes da empresa são analisados no Capítulo V, desde o último plano estratégico, divulgado em outubro de 1999, passando pelas licitações da ANP, os investimentos no Plano Emergencial de Termelétricidade até os últimos acordos de *project finance*, para exploração e desenvolvimento de campos gigantes na Bacia de Campos, como Marlim e Albacora.



## **II. DA CRIAÇÃO AOS ANOS NOVENTA: A POLITIZAÇÃO DA AUTO SUFICIÊNCIA EM PETRÓLEO**

### **II.1 Os dez primeiros anos**

A Petrobrás foi criada juntamente com o monopólio estatal do petróleo, pela lei 2006 de 1953. Porém só em 1954 começou a operar oficialmente o acervo recebido da CNP (Conselho Nacional do Petróleo), que incluía dez campos de petróleo e um de gás natural (Aratú) do Recôncavo Baiano (que já produziam em média 2700 barris/dia), a refinaria de Mataripe e a de Cubatão (ainda em fase de montagem), os bens da comissão de Industrialização do Xisto Betuminoso, a Frota Nacional de Petroleiros (com vinte navios) além de muitos outros bens utilizados em trabalhos de sondagem, produção e outras atividades do CNP e que se encontravam espalhados por todo o território nacional. Na época, seu patrimônio líquido era avaliado em US\$ 165 milhões, soma bem modesta se comparada com outras estatais de petróleo. A Pemex (Petróleos Mexicanos), por exemplo, iniciara suas atividades com um patrimônio avaliado em cerca de US\$ 500 milhões.

Juracy Magalhães, primeiro presidente da estatal, já vinha de uma consagrada gestão na Cia Vale do Rio Doce (1951-52). Extremamente nacionalista, defendia a solução estatal para o petróleo brasileiro e enfrentava todos os obstáculos no sentido de demonstrar aos céticos e aos negativistas de toda espécie que havia petróleo no Brasil. Preocupou-se

em manter- imprimindo-lhes o ritmo mais acelerado permitido pela sua organização flexível - os empreendimentos já em andamento. Durante os poucos meses que esteve à frente da Petrobrás, o perfil administrativo permaneceu sobre o político. Perseguir a auto-suficiência financeira se tornou uma obsessão. “em princípio, a nossa empresa só se meterá em projetos para ganhar dinheiro. Para perder nunca. [...] a Petrobrás só deve empreender iniciativa em que tenha segurança de lucro [...] todos os nossos empreendimentos deverão ser colocados em bases comerciais”<sup>1</sup>. Os índices de produção prosseguiram em constante elevação, possibilitando o suprimento regular da refinaria de Mataripe, a única unidade estatal em funcionamento.

Na época, foi introduzido um mecanismo automático de alocação de câmbio para a companhia, baseado nas economias por ela produzidas. Quando o Brasil não fabricava equipamentos para a indústria petrolífera, foi possível encomendar novas sondas, sem que sofressem interrupções os trabalhos de exploração em andamento. O resultado foi que, já no final de 1954, as atividades de produção, industrialização e transporte já concorriam para aliviar em mais de US\$ 50 milhões a balança comercial brasileira. Ainda na gestão de Juracy Magalhães, tivemos a formação do Departamento de Exploração nos moldes que operavam as companhias internacionais, e a contratação de Walter K. Link, geólogo de renome internacional (antigo geólogo chefe da Standart Oil), para superintender o Departamento de Exploração.

Com o suicídio de Vargas e com a pretensão de concorrer a senatória na Bahia, para a qual foi depois eleito, Juracy Magalhães se exonerava da presidência da Petrobrás sendo

---

<sup>1</sup> Marinho, Ilmar Pena Jr: *Petróleo: Política e Poder*, 1989, p.280-1

nomeado pelo Presidente Café Filho o Coronel Arthur Levy para substituí-lo. Este logo se comprometeu a seguir a linha de trabalho já iniciada. A meta da auto-suficiência na produção de petróleo continuava sendo perseguida através da estratégia traçada por Link (explorar as áreas que tivessem as melhores perspectivas e que fossem de mais fácil acesso), centralizada em dois pontos cardeais: desenvolver a exploração da Bahia e sondar as maiores bacias sedimentares brasileiras.

Se os tradicionais adversários da solução nacionalista revigoravam os ataques à política monopolista animados pelo ministro da Fazenda do governo provisório de Café Filho, Eugenio Gudín, intransigente liberal e defensor do capital estrangeiro na economia nacional, por outro lado, o presidente da Petrobrás recorria aos militares, que se uniam para apoiar a solução estatal.

Seguindo as pegadas de Juracy Magalhães e procurando criar os recursos com que viver, fez da auto-suficiência na produção de derivados a meta obrigatória. Além de não oferecer riscos, considerava o parque de refino um gerador poderoso de recursos financeiros imediatos, defendendo assim sua ampliação. E passou a defender tal política de investimentos como “linha de conduta que visa fazer progredir rapidamente a empresa estatal, para futuramente, amparada por maiores recursos próprios, lançar-se aos riscos da pesquisa com maior intensidade”<sup>2</sup>. O investimento em pesquisa e exploração imbuía um risco muito maior do que o investimento em refino, embora o primeiro, quando bem sucedido traga retornos maiores.

---

<sup>2</sup> Levy, Arthur: *Produção de Energia e Política Nacional de Petróleo*; vol II, 22 p.4

Indubitavelmente o grande momento de sua gestão foi a redescoberta da Nova Olinda (região central da Bacia Amazônica), como se tivesse sido confirmada a existência de petróleo nesta região. A partir desse evento a Petrobrás, dispendo de uma linha de crédito de US\$ 200 milhões dos Estados Unidos, elaborou e passou a executar um vasto programa de ação com ênfase no Médio Amazonas.

No discurso de posse do então Tenente-Coronel Janary Nunes, em 1956, um dos objetivos explicitados foi intensificar a pesquisa e a perfuração de novos poços nos campos da Bahia e da Nova Olinda e concentrar nesse objetivo o esforço principal definido pela maior aplicação de recursos e pela prioridade na solução dos problemas. Prenunciava os anos dourados da Petrobrás, em que confiava na politização do petróleo brasileiro para ter acesso a fontes seguras de receitas e em sua capacidade gerencial para gerar lucros, ajustando-se como uma luva ao figurino modelado pelo presidente Juscelino Kubistcheck de que “o verdadeiro nacionalista era aquele que procurava apressar o desenvolvimento econômico para reduzir a pobreza da nação”<sup>3</sup>. Com o apoio do presidente pode se concentrar no esforço principal.

As investidas contra a solução estatal, porém não cessavam. O senado rejeitara um projeto que permitia a participação estrangeira no desenvolvimento do petróleo brasileiro. No ano seguinte um novo projeto, que além de permitir o capital estrangeiro ainda queria limitar as atividades da Petrobrás. No outro extremo, surgia na Câmara um outro projeto para incluir a distribuição no âmbito do monopólio. Todos esses projetos foram rejeitados

---

<sup>3</sup> Carvalho, Getúlio: *Petrobrás: Do Monopólio aos Contratos de Risco*; p.103

sob a crença de que com a Nova Olinda não valia a pena mudar a política nacionalista de petróleo, uma vez que o Brasil se encontrava prestes a alcançar a auto-suficiência.

Alguns anos conturbados se passaram, com denúncias contra o então presidente Janary Nunes, pondo em dúvida realizações da empresa, e várias acusações de gastos excessivos com publicidade e redução de preços sem respaldo econômico.

Apesar da politização a que foi levada a Petrobrás, símbolo do “nacionalismo desenvolvimentista” apregoado por Kubitschek, pela via inovadora da publicidade e das relações públicas, inclusive recorrendo ao perigoso precedente do empreguismo e do clientelismo político, em nome da sobrevivência da empresa, não se pode negar que os objetivos de 1956 do presidente Janary Nunes foram atingidos, quando em não muito superados nos 34 meses de sua gestão.

O crescente processo de politização da Petrobrás prosseguia como parte integrante do momento político. Tanto que os acontecimentos internacionais relacionados com a indústria petrolífera que ocuparam as manchetes no final dos anos 60 não afetaram as atividades da Petrobrás. Foi o caso do acordo de Roboré em que a Petrobrás tida como símbolo do “imperialismo brasileiro” foi excluída pelos bolivianos da zona de lavra do tratado. Porém, a inércia da iniciativa privada não inibiu a iniciativa estatal de prosperar em seus domínios territoriais. Outros acontecimentos, como ameaças ao abastecimento nacional devido às sucessivas crises no Oriente Médio ou às pressões para mudar a política nacional de petróleo não afetaram a gestão da empresa. As maiores ameaças ao monopólio estatal localizavam-se dentro e não fora das fronteiras nacionais, quando contumazes críticos continuavam investindo e insistindo na liberalização, como Roberto Campos (então

presidente do BNDE- Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico). A coligação em defesa do monopólio se recomporia congregando militares e estudantes do Rio de Janeiro, cujo novo presidente da UNE se comprometera em sua campanha a defender a solução estatal. Revitalizava-se com novos parceiros e novos ingredientes a campanha “O Petróleo é Nosso” para enfrentar os tumultuosos anos 60.

Nesse clima de polarização da política desenvolvimentista brasileira, com a Petrobrás servindo de foco para o debate ideológico da participação do capital estrangeiro, surgia o Relatório Link. O relatório se revelou um desastre para as aspirações nacionais depois de gastos cerca de US\$ 300 milhões em pesquisa e exploração. O Médio Amazonas fora considerado marginal, as únicas perspectivas para exploração se limitaram ao Recôncavo e Tucano, sem referência à Plataforma Continental. A mensagem principal do relatório era mostrar que não existia petróleo em grandes quantidades no Brasil, nada acrescentando ao panorama geológico a não ser desesperança. A revolta foi tanta que Link fora acusado de sabotagem, sempre interrompendo as perfurações ao primeiro sinal positivo. Um outro relatório do setor petróleo vazava para a opinião pública: a denuncia do CNP ter permitido que as refinarias particulares brasileiras aumentassem a capacidade de processamento além dos limites autorizados e se endividassem com a Petrobrás. Um acordo de exportação de óleo baiano tornou publica a deficiência técnica congênita da empresa em refinação.

Em 1960, último ano da gestão de Sardenberg (1958-60), a empresa se vangloriava de ter feito um volume maciço de investimentos. Porém o único progresso significativo fora o aumento da capacidade de duas refinarias (a RLAM, por exemplo, passara de 5000 para

10000 barris/dia), chegando a Petrobrás a atender cerca de 50% da demanda nacional de derivados (tabela 1), além da perfuração do poço pioneiro de Socorro (Recôncavo), na Bahia. O resultado da empresa, porém caminhava para o vermelho. Geonísio Barroso, o novo Presidente (que era antes um dos técnicos do quadro da empresa) proclamava em seu discurso de posse que assumia a empresa ciente de suas dificuldades técnicas, financeiras e administrativas.

<b>PRODUÇÃO E CONSUMO DE DERIVADOS (Mil Barris/Dia)</b>			
<b>ANO</b>	<b>PRODUÇÃO</b>	<b>CONSUMO</b>	<b>PRODUÇÃO/ CONSUMO</b>
1954	2	160	1%
1955	38	180	21%
1956	65	202	32%
1957	72	190	38%
1958	84	220	38%
1959	95	231	41%
1960	122	263	46%
1961	162	275	59%
1962	223	312	71%
1963	244	327	75%
1964	252	346	73%
1965	249	331	75%
1966	289	356	81%
1967	303	386	78%
1968	356	443	80%
1969	412	478	86%
1970	454	509	89%

Tabela 1: Produção nas refinarias da Petrobrás e consumo dos principais derivados de petróleo (Fonte: Petrobrás)

O Presidente Barroso instituiu diversas comissões para descentralizar os trabalhos da diretoria. O total de débitos vencidos e não pagos foi reprogramado, os financiamentos não utilizados foram acionados. Um empréstimo com o Banco do Brasil foi concluído para remediar o mal estar financeiro da empresa. A Petrobrás, beneficiada pelos efeitos das Instruções 204 e 208 da Sumoc, que permitiram os necessários reajustamentos dos preços dos derivados de petróleo (28% na gasolina, 33% no diesel e 34% no óleo combustível -

Tabela 6), ficou em dia com seus compromissos financeiros. Porém nem o Brasil nem a empresa estavam preparados para a renúncia do presidente da República, com suas sinistras conseqüências. Após inúmeros conflitos com o novo ministro Gabriel Passos, o presidente Barroso foi afastado e em seu lugar assumiu Fernando Mangabeira, um civil sem nenhuma vinculação com a indústria de petróleo.

Foi o presidente Mangabeira, no entanto, que assinou o relatório de atividades de 1961, onde constava que a empresa alcançara um de seus objetivos essenciais, que era a auto-suficiência na produção dos principais derivados de petróleo. O balanço consignava uma recuperação geral na situação econômico-financeira da empresa, sem comprometimento do nível elevado de investimentos.

A sobrevivência do presidente chegou ao fim quando se confirmou, em início de 63, o declínio em 4% da produção (referente ao ano de 1962 – tabela 2). Foi estendido o Monopólio Estatal à importação e Exportação de petróleo e derivados, conforme decreto n.o 53.337. A estrutura de preços vigente obrigava a empresa a importar petróleo a um dólar muito mais alto do que vendia seus derivados. O “fundo” sindicalista que dependia dos recursos disponíveis para financiar suas atividades político-partidárias e era quem sustentava o presidente, ressentia-se cada vez mais da descapitalização da empresa.



### Produção Nacional de Petróleo e LGN - Média Anual (1954-1964)

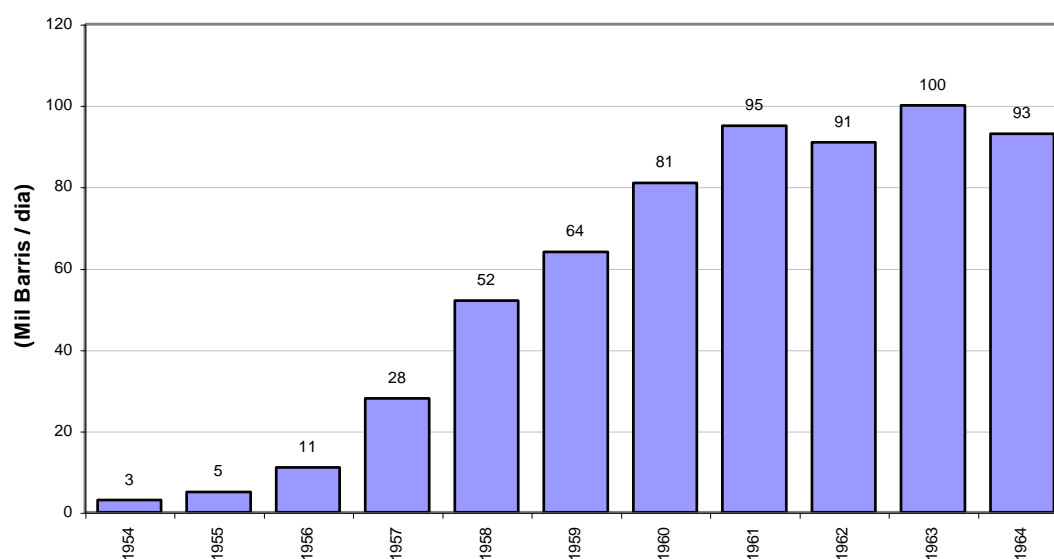


Gráfico 1: Média anual de produção de petróleo e LGN

<b>Produção de Petróleo e LGN</b>				
<b>ANO</b>	<b>Produção óleo</b>	<b>Cresc. da Prod.</b>	<b>Cons. de derivados</b>	<b>Prod. Petr./ Cons. Der.</b>
1954	3		160	2%
1955	5	67%	180	3%
1956	11	120%	202	5%
1957	28	155%	190	15%
1958	52	86%	220	24%
1959	64	23%	231	28%
1960	81	27%	263	31%
1961	95	17%	275	35%
1962	91	-4%	312	29%
1963	100	10%	327	30%
1964	93	-7%	346	26%
1965	97	4%	331	28%
1966	118	22%	356	33%
1967	149	26%	386	38%
1968	164	10%	443	36%
1969	176	7%	478	36%
1970	167	-5%	509	32%

Tabela 2: Produção e consumo de petróleo e Gas liquefeito de petróleo (Fonte: Petrobrás)

O General Albino Silva, era quem geria a empresa na última crise da Petrobrás antes de 1964. A direção da empresa, sem se preocupar em resolver os problemas

técnicos e preservar aqueles chefes que ajudaram a construir a empresa, passou a demiti-los de suas funções, ao mesmo tempo em que se ampliava a infiltração comunista na empresa, instigando o desequilíbrio da remuneração para provocar a agitação. Um novo conflito atingiria repercussão nacional quando Presidente Albino Silva, comprometido a acabar com a corrupção sindical, vinha pelos jornais denunciar cinco altos funcionários por irregularidades envolvendo importações clandestinas.

No auge do domínio sindicalista da Petrobrás, na gestão do presidente Osvino Alves, o Marechal do povo, o governo aproveitara para assinar o decreto de nacionalização das refinarias de propriedade particular (que depois fora anulado) e o da nacionalização da distribuição de derivados de petróleo (jamais fora publicado).

É lícito supor que enquanto a Petrobrás se manteve alheia a interferências políticas de 1954 a 1961, a relação entre a produção e o consumo de derivados cresceu de maneira contínua (tabela 1). Num segundo período de 1962 em diante, quando se caracterizou a ingerência indébita na administração e nos problemas técnicos da empresa, houve uma regressão na desejada e necessária meta da auto-suficiência. Em suma, a redução no crescimento da produção nacional de petróleo (Gráfico 1) corresponde à fase de maior politização da auto-suficiência, quando interferências ideológicas e interesses outros que não os da Petrobrás passaram a perturbar-lhe o funcionamento normal. Porém, apesar do "linkismo"<sup>4</sup>, do canibalismo sindical, dos avanços e recuos a perturbar o ritmo de expansão da companhia, o monopólio conseguiu criar os próprios recursos com que viver. E multiplicara, em dez anos, por muitas vezes o patrimônio herdado da CNP.

---

<sup>4</sup> linkismo era o nome pelo qual era referido o pessimismo em relação à existência de petróleo em grandes quantidades no Brasil, referenciando o Relatório Link, publicado em 1959.

## **II.2 A Tecocracia da auto-suficiência do petróleo brasileiro**

O primeiro presidente da empresa após o golpe militar teve sua nomeação como um prêmio à lealdade conspiratória e a amizade que desfrutava junto ao presidente Castelo Branco. Porém graças às qualidades pessoais do escolhido que as ameaças ao monopólio estatal em nível ministerial foram afastadas. Restaurada a normalidade das atividades da Petrobrás, o Presidente Ademar de Queiroz elaborou um plano de ação, com três objetivos básicos: a reorganização da empresa, com a despolitização gerencial e a departamentalização da empresa, a retomada da produção nacional com o incentivo da redescoberta de Carmópolis e a manutenção da auto-suficiência de refino, com novas unidades e ampliação da capacidade do parque existente. A Petrobrás buscava cumprir a política petrolífera do governo de procurar obter todo o suprimento de petróleo que o desenvolvimento nacional exigisse, através de forte apoio a expansão da indústria nacional do petróleo. A Petrobrás se tornara a 88.<sup>a</sup> maior empresa do mundo.

Paradoxalmente foi o arquiinimigo do monopólio estatal, Roberto Campos (então Ministro do Planejamento Econômico) que comandou a transferência de uma soma impressionante de recursos financeiros para a Petrobrás, que permitiu ampliar as atividades nos setores de pesquisa e lavra e empreender num amplo programa de investimentos. Com a eliminação do subsídio ao consumo de derivados de petróleo, a reformulação da Lei do Imposto Único sobre combustíveis, à vinculação das importações de petróleo às exportações de manufaturados brasileiros, a elevação da taxa de câmbio para petróleo e outras decisões do Ministério do Planejamento, aumentou significativamente o nível de recursos da empresa. Com investimentos na exploração e desenvolvimento dos campos de produção da ordem de 47%, retroativamente um dos maiores índices percentuais (tabela 3) a produção média atingiu 116 mil b/d em 1966,

superando em 23.6% a do ano anterior e passando a representar 32.5% da demanda do país. (tabela 2). Também no ano de 1966 foi criado o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (Cenpes), atualmente o maior centro de pesquisas da América Latina, incorporando o antigo Centro de Pesquisas de Petróleo (CENAP). Foi ainda neste ano inaugurado o oleoduto Rio-Belo Horizonte (ORBEL), com extensão de 365 Km para transferir cerca de 11 mil m<sup>3</sup> diários de gasolina e óleo diesel.

<i>Investimentos (US\$ Milhões correntes)</i>			
<i>ANO</i>	<i>E&amp;P</i>	<i>TOTAL</i>	<i>E&amp;P (% do total)</i>
1954	2	14	14%
1955	7	17	41%
1956	15	28	54%
1957	34	48	71%
1958	33	53	62%
1959	29	72	40%
1960	32	119	27%
1961	41	112	37%
1962	53	123	43%
1963	68	147	46%
1964	61	133	46%
1965	76	157	48%
1966	89	189	47%
1967	97	184	53%
1968	93	183	51%
1969	102	203	50%
1970	128	323	40%

Tabela 3: Investimentos em Exploração e Produção da Petrobras  
(Fonte: Petrobrás)

Quando Irnack de Amaral entregou o cargo em 1967, após meros oito meses de gestão (por conta da alternância presidencial do país), a produção ultrapassara 150 mil barris/dia, o que significara uma arrancada de 50% sobre a média dos cinco anos anteriores. Mas os aumentos de produção foram fruto da recuperação da empresa, e não propriamente de novas descobertas. O presidente não se predispôs, portanto a prever quando o Brasil seria auto-suficiente. Qualquer previsão parecia-lhe temerária.

O novo presidente Arthur Candal, que sustentara a candidatura presidencial do General Costa e Silva, pensava diferente ao assumir a empresa. Já no discurso de posse, asseverava que o “objetivo primacial” da Petrobrás estava na obtenção da auto-suficiência e que esta poderia ser alcançada em cinco ou seis anos, desde que a União juntasse aos recursos gerados pela empresa uma substancial contribuição. Embora tenha reconhecido 20 anos depois que escolhera aleatoriamente o prazo, a intenção fora pregar o nacionalismo de antigamente para motivar a opinião pública e sensibilizar o governo a desviar recursos para a Petrobrás, de modo a vencer o desafio do aumento do consumo e de gastos de divisas. A Petrobrás voltava as suas origens de crenças na capacidade do subsolo brasileiro em sozinho atender ao encargo do abastecimento nacional, por mais que nossas reservas mostrassem o contrário e nossos geólogos duvidassem da proximidade desse horizonte.

Para o presidente Candal, que se defrontou em 1967 com os efeitos dos conflitos no Oriente Médio e o fechamento do canal de Suez, o ponto nevrálgico das atividades da empresa continuava sendo o campo da exploração e produção. Perseguir a obtenção da auto-suficiência era o corolário e a razão de ser do monopólio. Isto apesar de um quadro alternativo mais amplo de opções empresariais, com o declínio do preço internacional e a restauração do balanço de pagamentos do país a recomendarem não concentrar excessivamente os recursos no “ponto nevrálgico” para desviá-los para setores estratégicos e de alta rentabilidade, comprovadamente assegurada. Inclusive além das fronteiras do monopólio, de modo a gerar substanciais recursos próprios para reinvestir no objetivo primacial da Petrobrás. Nesse desvio de rumos merece destaque a entrada em operação de duas novas refinarias e a constituição da Petroquisa como fórmula governamental de permitir a participação de capitais nacionais e estrangeiros no

desenvolvimento do setor petroquímico. Mas em termos de opções empresariais foram para as atividades exploratórias que se concentraram as atenções e 53% dos recursos da empresa, ao tempo em que ia sendo tomada a decisão de perfurar a plataforma continental de Sergipe. A meta de 200 mil barris era atingida (em um dia) e os resultados eram promissores nas perfurações na plataforma continental

Entretanto, mais cedo do que se esperava, a relação produção doméstica-consumo retomava uma perspectiva desfavorável (Gráfico 2). O Presidente Levy Cardoso, nos sete meses que permaneceu no comando da empresa, testemunharia a vigorosa expansão das atividades de refino e petroquímicas, mas também os primeiros sinais de exaustão das jazidas terrestres, apesar de todos os recursos tecnológicos ao alcance da empresa para reverter essa tendência. A exploração submarina prometia ser a direção certa para acompanhar a disparada do crescimento do consumo, como reflexo da acelerada expansão econômica que o país atravessava, com o “milagre brasileiro” (Tabela 4). Em 1968 deu-se o início dos levantamentos geofísicos na Bacia de Campos, sendo perfurado o primeiro poço submarino. A Petrobrás se defrontava com um grande dilema, de como aumentar as atividades de exploração na plataforma continental, de altos custos, para nivelar a produção e consumo de petróleo do país sem afetar a rentabilidade das atividades de refinação, comerciais e petroquímicas, que por estarem bem administradas e em crise de expansão já contribuía nas margens toleráveis com importantes inversões para as atividades de risco da empresa? O próximo presidente da empresa, General Ernesto Geisel, passou a valorizar e até privilegiar a função abastecimento no exercício do monopólio, criando, em 1971, a Petrobrás Distribuidora S.A. – BR, incorporando a distribuição realizada pelo Departamento Comercial.

<b>PRODUTO INTERNO BRUTO E CONSUMO DE DERIVADOS</b>		
<b>A N O</b>	<b>VARIAÇÃO REAL do PIB</b>	<b>CRESCIMENTO DO CONSUMO DE DERIVADOS</b>
1970	8,71%	6,48%
1971	11,34%	11,80%
1972	11,94%	11,60%
1973	13,97%	20,90%
1974	8,15%	7,90%
1975	5,17%	5,90%
1976	10,26%	9,30%
1977	4,93%	2,20%
1978	4,97%	8,80%
1979	6,76%	6,20%
1980	10,18%	-4,10%

Tabela 4: Consumo de combustíveis acompanhando o "milagre brasileiro" (Fonte: DNC e IBGE)

#### Produção de Petróleo / Consumo de Derivados

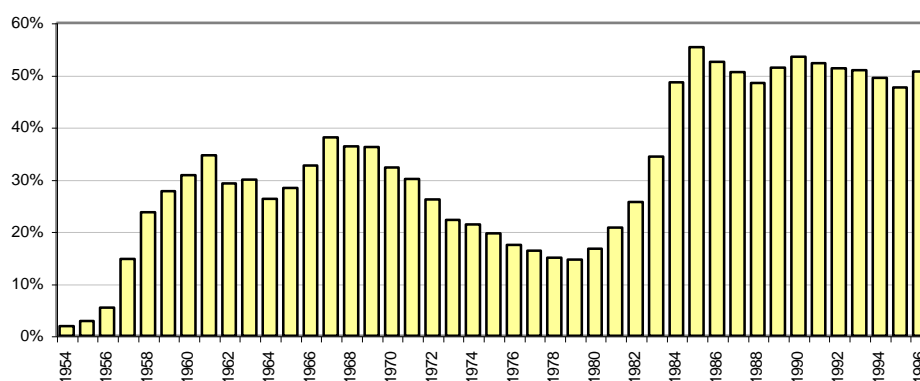


Gráfico 2: Produção de Petróleo/Consumo de derivados (Para produzir um barril de derivado utiliza-se aproximadamente um barril de petróleo (Fonte: Petrobrás)

A essência do pensamento geiseliano estava contida na nova “razão de ser da Petrobrás” : “O monopólio, em si, como a própria legislação que lhe é pertinente, é meio para assegurar o abastecimento nacional de petróleo.”<sup>5</sup> A Petrobrás cresceria não apenas para achar petróleo, como no passado, mas sobretudo para garantir o abastecimento nacional. Buscava uma integração multinacional, com suprimentos regulares e seguros, a preços suportáveis para abastecer o mercado e enfrentar a incipiente crise energética mundial. O presidente Geisel dessacralizava a meta da auto-

<sup>5</sup> Marinho, Ilmar Pena Jr: *Petróleo: Política e Poder*, 1989, p.358

suficiência para tecnocratizá-la como apenas um dos objetivos do monopólio estatal. E, coerentemente diante do volume e balanço de recursos utilizáveis, as alternativas de investimentos abririam o leque e apenas viriam a favorecer uma concentração de recursos em prospecção e produção ao nível suficiente para reduzir moderadamente os gastos de importação. O Brasil pagaria um preço de dependência excessivamente alto pela estagnação da produção nacional em torno de 175 mil barris/dia em favor do reordenamento industrial da empresa.

Quando eclodiu o primeiro choque do petróleo era nesse patamar de 15.<sup>a</sup> maior empresa do mundo que se encontrava a Petrobrás, servindo o monopólio para atender às necessidades vitais da nação, sem ter descoberto nenhuma jazida em 1972. Com essa política, Geisel conseguiu ao mesmo tempo desagradar os nacionalistas ortodoxos e os inimigos da iniciativa estatal. Para os nacionalistas radicais, o atendimento adequado do abastecimento nacional só era exequível com o Brasil se auto-suprindo integralmente. Já os tradicionais inimigos da empresa consideravam o presidente um autocrata que se valendo da vitalidade financeira e do prestígio político da empresa, desvirtuara o monopólio para criar uma escalada tanto empresarial como pessoal em direção ao planalto, sem permitir a entrada do capital estrangeiro, tido como imprescindível para desenvolver a produção nacional. Quando Geisel deixava a empresa para assumir a presidência da República, o novo presidente, Almirante Floriano Peixoto estava totalmente afinado com o pensamento geiseliano. E ressaltava que a economia do petróleo continha fatores de ordem externa, imprevisíveis e fora do nosso controle, com repercussões na programação da Petrobrás. Considerou como essencial na execução da política brasileira de petróleo a segurança do abastecimento, não fosse para justificar a aquisição de petróleo líbio e iraquiano. Afinal, vivia-se as vésperas do embargo coletivo



da OPEP, antes, portanto de a desordem e perplexidade se abater sobre o mercado internacional. A nova conjuntura internacional ressaltara a missão da empresa de abastecer o mercado internacional em circunstâncias adversas.

Com a Guerra do Yon Kippur e o embargo do petróleo árabe, diante da escalada dos preços internacionais a níveis nunca previstos, com o preço do petróleo subindo de US\$ 2.90/barril em setembro para US\$ 11.65 em dezembro, o presidente buscou adotar diretrizes empresariais que viessem aumentar a oferta interna de petróleo, reduzindo o tempo entre a descoberta de novos campos e a entrada destes em produção; viessem elevar a capacidade de estoques de petróleo e de derivados ampliando a capacidade de armazenamento das refinarias e terminais; e que viessem agilizar uma política comercial de compras, preferindo os acordos diretos com empresas estatais dos países produtores aos contratos com as multinacionais. Ao renunciar à presidência da Petrobrás para aceitar uma missão política irrecusável (governar o recém nascido Estado da Guanabara), vangloriava-se do programa maciço de prospecção e dos vários empreendimentos de grande porte em ritmo acelerado de andamento na área industrial, da progressão da participação de navios de bandeira nacional nos transportes de petróleo e derivados, da modernização dos terminais próprios, da expansão dos oleodutos, e do amplo programa de construção de tanques de petróleo cru para 27 milhões de barris aumentando substancialmente o nível de segurança do abastecimento do país. Sem dúvida, a empresa se fortalecera nos tempos de crise para oferecer o máximo de segurança as operações de suprimento do mercado nacional, enquanto Garoupa se preparava para tornar-se a grande esperança brasileira.

O presidente sucessor, General Arakén seria o responsável por cumprir a missão histórica de operacionalizar os contratos de risco [Contrato através do qual uma

empresa, seja nacional ou estrangeira, interessada na exploração do petróleo, assume os riscos de pesquisar e explorar determinada área fixada pela Petrobrás, mediante uma remuneração no caso de positivados os resultados] da Petrobrás, com seus técnicos doutrinados e treinados para assegurar a intocabilidade do monopólio. “Sempre cumprimos a ordem do presidente da República: não ferir o monopólio estatal. Esta era a preocupação. Em sua essência, os contratos de risco permitiriam maiores investimentos em exploração em menor tempo”, comentava tempos depois o General Arakén. “Temos hoje conhecimento de nossa geologia em muito maior extensão do que teríamos sem a cooperação das companhias estrangeiras”<sup>6</sup>, complementou. O fim do ano de 1974 era considerado a data-limite para uma definição brasileira sobre a participação ou não de capital estrangeiro na exploração de petróleo. Cerca de 78% do petróleo consumido no país era de origem estrangeira e se previam dificuldades ampliadas caso os preços internacionais subissem, agravando a posição das reservas monetárias brasileiras, em contínuo decréscimo, com repercussões indesejáveis na rolagem da dívida externa. Era porém, clara a posição do General Arakén em favor da intocabilidade do monopólio.

Com a descoberta da Bacia de Campos, em 1974, a história do petróleo no Brasil poderia ser redefinida. Como o Brasil precisava produzir mais petróleo e com a maior brevidade, por que não utilizar a tecnologia e os recursos externos disponíveis para acelerar a produção? A produção em Campos, tinha um custo muito superior ao de outros campos em produção e, além de cara e complexa, era de alto risco. Se por um lado a situação do país em fins de 1975 não era das melhores: A dívida externa tinha aumentado, inflação subido, a balança comercial se tornara deficitária, o consumo de

---

<sup>6</sup> Arakén de Oliveira, entrevista ao *Jornal da Petrobrás*, ano III, 24/03/1982, p.9

derivados crescia cerca de 5.9% em 75 para 9.3% em 76 (tabela 2); a Petrobrás, por outro, não podia incorrer em riscos maiores na exploração para não comprometer seus recursos financeiros, cada vez mais limitados, ou reformular sua programação global de investimento. A empresa não podia deixar de lado seu programa de investimentos no parque de refino, armazenamento, transporte, distribuição para concentrar-se apenas na perfuração do litoral. Como também era reconhecido que, diante da necessidade de acelerar a produção da Bacia de Campos sem agravar o nível de endividamento interno e externo, a única solução era admitir os contratos de risco. Em outubro de 1985, por fim, o Presidente Geisel autorizava, em rede televisiva nacional, os contratos de risco. Abria-se a porta da exploração do petróleo na plataforma continental ao capital estrangeiro, quando o Brasil se rendia ao processo de internacionalização de sua economia e do crescente endividamento externo decorrente disso, tornando-se a nação refém da comunidade bancária internacional. A Petrobrás deixava de ser monopolista, para celebrar contratos com empresas estrangeiras para a exploração e, em caso de sucesso, para o desenvolvimento de campos de petróleo na plataforma continental.

Ao fim da gestão do General Arakén, depois de permanecer 53 meses à testa dos destinos da “empresa exemplar” pode-se concluir que a empresa se ajustou as novas necessidades nacionais, conseguiu superar as dificuldades cambiais, utilizando financiamentos para cobertura de compras no exterior e até fazendo “caixa” para o governo, como maior compradora individual do mundo, sobressaiu-se em sua missão de garantir o abastecimento nacional por ocasião do agravamento das condições de mercado internacional do produto, embora não tenha colhido muitos frutos do grande esforço exploratório na plataforma continental. E não foi por falta de investimentos no setor, já que eles correspondiam em termos reais em 1978, ao triplo do que se investia

nessa atividade no ano de 1973. O nível de produção ainda estava aquém do desejado, mas a expectativa de crescimento era grande com a entrada em produção dos reservatórios gigantes da Bacia de Campos.

Foi em meio a ameaças de greve e de paralisações das refinarias, quando se duvidava de sua posse e mais ainda de sua permanência, que assumia a presidência da Petrobrás em 20 de março de 1979, o seu ex-diretor comercial e ex-Ministro das Minas e Energia, Shigeaki Ueki. Presidira a Petrobrás com autoridade absoluta, superando todas as intempéries e crises no mais longo mandato e comando da empresa. Foram cinco anos e cinco meses.

Ao analisar os efeitos do segundo choque do petróleo no mundo e no Brasil, quando o pânico no mercado de petróleo mundial elevou o preço do barril de US\$ 13.00 para US\$ 34.00 (esta crise durou até 1981), o Presidente Ueki, diagnosticando a situação do Brasil, considerava que as chances do país se recuperar eram grandes, desde que se ampliasse continuamente a produção interna e aperfeiçoasse outras fontes de energia, para reduzir as importações de petróleo. Iniciou-se a comercialização de álcool hidratado como combustível para automóvel. O programa posto em execução foi definir o mais rápido possível o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras, diretamente ou através de contratantes estrangeiros, e colocar logo em produção os campos já descobertos. Foram alocados 70.5% (Tabela 5) dos investimentos diretos no exercício de 1980 para as atividades exploratórias de desenvolvimento da produção de petróleo. Foram introduzidas modificações nos contratos e procedimentos das licitações internacionais, para despertar interesse das companhias estrangeiras e estimular a participação das empresas nacionais. A Petrobrás eliminou a exigência maior que impedia as empresas nacionais se qualificarem nas licitações: a experiência e a tradição

nas atividades de exploração petrolífera. Apesar dos investimentos estrangeiros, foi o esforço exploratório direto da empresa que resultou pela primeira vez desde 1969, na ultrapassagem da barreira dos 200 mil barris/dia (tabela 4) A meta dos 500 mil barris/dia fora atingida em 1984. A partir de 1982, mantendo-se um fluxo constante de 70% dos investimentos diretos da empresa na exploração e produção de petróleo, foi batendo todos os recordes de produção da história da Petrobrás, apenas com a atuação direta da empresa, uma vez que os contratos de serviços se revelaram improdutivos. A dependência externa de petróleo passou de 80% para 60% (Gráfico 2), com conseqüente decréscimo do dispêndio total de divisas (ANEXO E). Os investimentos realizados pela Petrobrás, em 1982, atingiram o recorde histórico de US\$ 4 bilhões, quase 50% do que se investira em 1983.

<i>Investimentos (US\$ Milhões correntes)</i>			
<i>ANO</i>	<i>E&amp;P</i>	<i>TOTAL</i>	<i>E&amp;P (% do total)</i>
1971	114	471	24%
1972	142	475	30%
1973	186	631	29%
1974	279	1036	27%
1975	406	1458	28%
1976	544	1496	36%
1977	656	1645	40%
1978	899	1812	50%
1979	1043	1916	54%
1980	1326	1871	71%
1981	2480	2980	83%
1982	3494	4296	81%
1983	2380	3123	76%
1984	1540	1985	78%
1985	1539	1846	83%
1986	1786	2241	80%
1987	2009	2743	73%
1988	1430	2262	63%
1989	1146	1942	59%
1990	1306	1861	70%

Tabela 5: Investimentos no período 1970-1990 (Fonte: Petrobrás)

A despeito do desvirtuamento da concepção original dos contratos de risco, com uma série de modificações para facilitar a ação e atrair as empresas estrangeiras,

reduzindo os investimentos iniciais e os riscos envolvidos, só houve, entre 1975 e 1984, um ingresso efetivo de divisas de cerca de US\$ 350 milhões nas áreas selecionadas (foram assinados 208 contratos) e não os US\$ 1558 milhões apregoados oficialmente pelos contratantes estrangeiros. A diferença decorre de duas parcelas dedutíveis: os US\$ 441 milhões gastos pela Paulipetro e os US\$ 750 milhões gastos no exterior na contratação de sondas, aquisição de material de consumo e remuneração de pessoal estrangeiro, valores que não podem ser computados como investimento real para aliviar a dívida externa. Mesmo se admitindo os alegados US\$ 1558 milhões investidos ao longo de dez anos eles são ínfimos se comparados com os US\$ 1453 milhões que a Petrobrás investiu em pesquisa e exploração no Brasil unicamente em 1984.

Obedecer à política do governo de contenção de preços de derivados do petróleo significou colocar em jogo a reputação do presidente Helio Beltrão, escolhido por Tancredo Neves, além de colocar a empresa à beira do abismo. A Petrobrás comprava o petróleo no exterior a preços flutuantes do mercado internacional e, tinha de vender seus derivados a preços controlados; tinha de comprar álcool a preços superiores da venda e estocá-los a prazos mais longos que o necessário a sua comercialização (por ocasião do Proálcool); e ainda tinha que continuar fornecendo derivados especialmente a empresas e entidades públicas que não sabiam quando e nem se quitariam seus débitos anteriores. A dívida líquida do CNP junto à Petrobrás crescera 365% de 1984 para 1985. Com a deterioração da situação financeira da empresa (em contraste com o lucro na importação de petróleo) a saída encontrada pelo presidente Beltrão foi recorrer de forma crescente ao endividamento externo de curto prazo e amargar um prejuízo de Cz\$ 840 milhões no primeiro trimestre de 1986.

Em maio de 1986, assumia o Coronel Ozires Silva, até às vésperas da posse presidente da Embraer. No discurso de posse, se mostrara um tanto quanto otimista com o futuro da empresa no universo energético, mas logo se deu conta que a Petrobrás não estava vivendo um de seus melhores momentos. Os investimentos totais da empresa decresceram de US\$ 3.123 bilhões em 1983, para US\$ 1.85 bilhões em 1985 em razão do crescente comprometimento de recursos. Consequentemente os percentuais de incremento anual da produção nacional baixaram de 39.8% em 1984 para 19% em 1985 (tabela 6), estabilizando-se a produção média em torno de 520 mil barris/dia no período, enquanto o consumo tendia a aquecer acentuando o grau de dependência externa e dispêndio líquido com importação. A empresa caminhava aceleradamente para o prejuízo bancando o Proálcool, fornecendo derivados à entidades públicas devedoras crônicas e financiando o programa governamental de controle da inflação com a defasagem dos preços domésticos, pois no período de fevereiro de 1986 (Plano Cruzado) a julho de 1987, os preços de derivados de petróleo foram reajustados em apenas 566% contra variações de 1060%, 1163.5% e 1232.2% respectivamente, na taxa cambial, no IGP e no valor da ORTN/OTN.

<b>Produção de Petróleo e LGN</b>				
<b>ANO</b>	<b>Produção óleo</b>	<b>Cresc. da Prod.</b>	<b>Cons. de derivados</b>	<b>Prod. Petr./ Cons. Der.</b>
1971	175	5%	569	30%
1972	170	-3%	635	26%
1973	175	3%	768	22%
1974	182	4%	829	21%
1975	177	-3%	878	20%
1976	172	-3%	960	17%
1977	166	-3%	981	16%
1978	166	0%	1067	15%
1979	172	4%	1133	15%
1980	188	9%	1087	17%
1981	220	17%	1027	21%
1982	268	22%	1015	26%
1983	339	26%	962	34%
1984	475	40%	950	49%
1985	565	19%	991	55%
1986	594	5%	1092	52%
1987	591	-1%	1122	51%
1988	577	-2%	1144	49%
1989	617	7%	1160	51%
1990	654	6%	1182	53%

Tabela 6: Produção de petróleo e LGN (1971-90) (Fonte: Petrobrás)

A Petrobrás estava sendo tratada não como uma empresa, mas como uma repartição governamental, sujeita a todo tipo de limitação ao seu desempenho. Na opinião do presidente Ozires, em longa entrevista concedida à *Folha de São Paulo*, a União deveria continuar aprovando o orçamento, fixando a política da empresa, determinando quais projetos deveriam ser executados, mas deixando a cargo da Petrobrás a decisão do que fazer para chegar ao resultado fixado pelo governo. Deixando assim à Estatal a liberdade de agir dentro da administração pública federal como empresa eficiente e lucrativa. Ao questionar publicamente o papel protetor do Estado na economia do petróleo (na verdade, protegendo a todos menos à empresa), foi desnudada a perversa situação financeira a que o governo levou o monopólio do petróleo, ao permitir que parcela significativa do setor público, que consumia combustíveis, continuasse comprando fiado à BR, impondo que os preços domésticos não se alinhassem aos preços internacionais e ao obrigar que a Petrobrás subsidiasse o



álcool carburante recebido dos produtores. A Petrobrás fora compulsoriamente empurrada para o déficit pelo governo e a alternativa contábil era reduzir investimentos ou recusar o repasse de recursos para o caixa da União, ou ainda deixar de receber álcool para uma estocagem subsidiada. A empresa “carregava” o governo em suas contas com o sacrifício de investimentos futuros e de sua capacidade de realização e com efeitos danosos também para a iniciativa privada que floresceu à sombra do monopólio estatal. A partir de 1984, a empresa sofreu sucessivos cortes orçamentários da ordem de US\$ 500 milhões anuais que teve que adotar nos seus investimentos.

Com a exposição da opinião do presidente Ozires, o governo reagiu favoravelmente, concedendo aumento de preços (embora não na dimensão nem na composição desejada – Aumento em média de 40% - Tabela 6) e o reexame da paridade do preço do álcool. O presidente deixou claro à opinião pública brasileira que sem investimentos (que seriam gerados a partir da remuneração adequada de seus produtos e supressão dos subsídios) a Petrobrás estaria condenada a alongar perigosamente a distância da auto-suficiência e atrelar o destino do Brasil à dependência externa. Criticou bastante ainda, a relação íntima porém descabida da empresa com o déficit público do governo.

Com grande esforço na economia de despesas, o presidente conseguiu fechar o ano de 1988 com um pequeno lucro e entregá-la ao seu sucessor uma empresa saneada sem turbulências salariais e em melhores condições de se reerguer. Já no discurso de posse, Armando Guedes diria: “Estamos há 30 anos buscando uma solução energética para o país e a sensação que temos é nadar e morrer na praia. Antevemos a possibilidade

de atingir a auto-suficiência em petróleo, mas não podemos alcançá-la por falta de recursos”<sup>7</sup>.

A perda de rentabilidade da Petrobrás nos anos de 1985 a 1988 teve consequências diretas nos planos de investimentos como a suspensão por 14 meses dos trabalhos de sete plataformas de exploração de petróleo no mar. Os problemas que a Petrobrás enfrentava com os cortes orçamentários passavam também pela modernização do sistema de produção de derivados, pela ampliação da estrutura de transporte, escoamento e tancagem de petróleo, derivados e álcool, com reflexos na desejada integração e na eficiência do Sistema Petrobrás.

A política exploratória e de produção de petróleo entra novamente na berlinda no fim dos anos 80, tal como ocorreu, no período 1974-8, quando a Petrobrás financeiramente sólida, teria subdimensionado seus investimentos exploratórios em favor da expansão de outras atividades da empresa, ressentida pela falta de respostas geológicas animadoras. A motivação desta vez era outra: a retração exploratória decorreu essencialmente dos cortes de investimentos em projetos de desenvolvimento de promissoras descobertas, por razões de contenções orçamentária e financeira. Não se tratou de preferir outras opções empresariais em detrimento das atividades de risco nem seguir a linha de ação das elites controladoras internacionais, que tendem a preservar suas reservas e diversificar suas atividades, uma vez que suas ações não são ditadas por uma missão institucional de descobrir petróleo e de assegurar o abastecimento nacional. Uma vez que, no Brasil, os interesses nacionais sempre se sobrepuseram ao interesses societários, o ritmo de exploração e desenvolvimento da produção do petróleo no Brasil não esteve atrelado ao preço momentâneo do produto no mercado internacional. A

---

<sup>7</sup> Marinho, Ilmar Pena Jr: *Petróleo: Política e Poder*, 1989, p.440-1

estratégia adotada aqui foi a considerada mais conveniente para o desenvolvimento econômico e social do país, com base nos recursos orçamentários de que pode dispor para explorar e produzir o petróleo brasileiro, sem ameaçar o equilíbrio dos objetivos empresariais do seu complexo petrolífero e sem sacrificar seu sistema de troca mundial, como poderoso agenciador de exportação de bens e serviços.

O debate da desestatização da economia brasileira não se esgota sem passar pelo tema explosivo do capital estrangeiro, em época de conversão da dívida externa. E sua perspectiva de participação no programa exploratório trouxe à pauta os contratos de 1975, quando diante de uma perspectiva pessimista quanto à redução ou estabilização dos preços do petróleo, não se podia perder tempo em autorizar a Petrobrás, sem quebra do regime de monopólio, a realizar contratos de serviços com cláusula de risco por conta da empresa executora, em áreas previamente selecionadas (segundo a empresa, áreas em maioria objetos de prospecção com resultados desencorajadores). Considerava-se um contra-senso tirar a opção de utilizar recursos de terceiros (empresas multinacionais e brasileiras) para complementar seus programas de exploração nas áreas de maior risco geológico, quando o país estava novamente em problemas econômicos e cambiais, e importando ainda 50% do consumo de petróleo. Estaria com isso, na realidade, desestatizando os riscos. O grupo que se posicionava contra tais contratos (a Aepet – Associação de Engenheiros da Petrobrás) contestava que na medida que se admitia o concurso de empresas estrangeiras na exploração e produção do petróleo brasileiro, sob qualquer tipo de participação ou valor, se estaria diante de um contrato de entrega atentatório a soberania nacional. Juntavam-se a Aepet vários outros segmentos que vinham com argumentos jurídicos (de inconstitucionalidade dos contratos), econômicos (que a Petrobrás fora a única responsável pelo aumento de

produção no período 1980-6, utilizando seus próprios recursos, no montante de US\$19.68 milhões) e geológicos (credenciando e valorizando a capacidade técnica da Petrobrás). “São controversos argumentos financeiros de que os contratos de risco contribuem para o aumento da dívida externa. São ponderáveis argumentos políticos de que somente a nós brasileiros interessa a ampliação de nossas reservas de petróleo, a auto-suficiência, a ampliação da capacidade tecnológica da Petrobrás, contrastando com empresas estrangeiras interessadas apenas no conhecimento do potencial das bacias brasileiras para explorá-las quando melhor lhes convier”.<sup>8</sup>

Diante do estreitamento da rentabilidade da Petrobrás, e de seus subseqüentes cortes de investimentos, foi assinado um aditivo com a Pecten do Brasil (subsidiária da Royal Shell Oil) para desenvolver o campo de gás de Merluza na Bacia de Santos.

### **II.3 Desregulamentação e Crescimento: Os anos 90**

Em inícios da década de noventa, em diálogo soberano da Assembléia Nacional Constituinte resultou a expressa vedação constitucional dos contratos de risco no Brasil, sem efeito retroativo, cabendo ao monopólio estatal arcar sozinho dali em diante com a responsabilidade de explorar e produzir o petróleo de que necessitasse a nação. Passou sem alarde e sem discussão prévia, pela Comissão de Sistematização, uma emenda que nacionalizava a distribuição de petróleo (estavam envolvidos à época, cerca de US\$ 2 bilhões de investimentos no sistema de distribuição, dos quais grande parte pertencente a brasileiros). A Petrobrás distribuidora-BR (criada em 1971), detinha cerca de 38% do mercado nacional de combustíveis; não era sensata a proposta de desviar recursos para indenizar as distribuidoras privadas existentes quando a Petrobrás precisava ampliar

---

<sup>8</sup> Marinho, Ilmar Pena Jr: *Petróleo: Política e Poder*, 1989, p.451

seus investimentos nas prioritárias atividades de risco. A Constituinte voltou atrás, sacudida sobretudo pela opinião pública.

De acordo com a *Off Shore Technology Conference – OTC 1992*, a Petrobrás foi escolhida como a empresa que mais contribuiu para o desenvolvimento tecnológico de toda a indústria *Off Shore* mundial, em 1990-1991, por suas “expressivas realizações em tecnologia avançada de produção em águas profundas”. A empresa batera no ano anterior o recorde de profundidade na completação de poços submarinos e operação de monobóias no Campo de Marlim (Bacia de Campos). A Petrobrás inicia o PROCAP 2000, programa que visa à capacitação tecnológica para exploração e desenvolvimento de reservas de petróleo situadas entre 1000 e 2000 metros de lâmina d’água no mar.

Em 1993 chegou ao Brasil a plataforma PETROBRAS XVIII, utilizada no Campo de Marlim, e então equipada com a maior planta de produção do mundo instalada numa unidade semi-submersível, com capacidade de processamento diária de 100 mil barris e 2.1 milhões de metros cúbicos de gás. Entre 1954 e 1994, a Petrobrás investiu cerca de US\$ 85 bilhões no país, dos quais US\$ 74 bilhões com recursos próprios e o restante através da aplicação de dividendos, isenções tributárias e impostos autorizados pela União. A inversão direta do governo foi de cerca de US\$ 600 milhões<sup>9</sup>.

Foi aprovada pelo congresso Nacional, a Emenda Constitucional n.o 9, em 9/11/95, confirmando a União como detentora do monopólio de exploração, produção, transporte, refino e comercialização, incluindo importação e exportação, de hidrocarbonetos líquidos e gás natural. A regulamentação dessas mudanças entra em discussão no Congresso Nacional. Neste ano ainda a empresa bate o recorde de

---

<sup>9</sup> Website da Petrobrás, [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

produção de 824.058 barris/dia, sendo 71% da produção proveniente do mar. Somente a Bacia de Campos respondeu por 66% da produção nacional.

Dando continuidade às ações para ampliar a participação do gás natural no balanço energético do País, a empresa iniciou efetiva implantação do gasoduto Bolívia-Brasil; assinou contratos para compra e venda do gás boliviano com companhias estaduais distribuidoras de gás; firmou acordos com a Eletrobrás e a Eletronorte, estabelecendo as bases para a utilização do gás natural na geração de energia elétrica na Amazônia Legal (Projeto Urucu) e celebrou contrato no estado do Ceará para fornecimento de gás por vinte anos ao Complexo Siderúrgico do Pacém.

Em agosto de 1997 o governo regulamentou a Emenda constitucional n.º 9. A nova Lei do Petróleo abriu as atividades da indústria Petrolífera à iniciativa privada. Foi criada a Agência Nacional do Petróleo (ANP), encarregada de regular, contratar e fiscalizar as atividades do setor, e o Conselho Nacional de Política Energética, órgão formulador da política de energia.

Em 25/01/1999, a Petrobrás bateu novo recorde de produção de petróleo em águas profundas: O campo de Roncador, localizado na Bacia de Campos (RJ), atingiu a profundidade de 1853 metros. Em fevereiro deste ano foi inaugurada a primeira etapa do Gasoduto Bolívia-Brasil, trecho que vai de Santa Cruz de la Sierra até Campinas, São Paulo. O projeto do Gasoduto Bolívia-Brasil alavancou a demanda de gás Natural no País, abrindo a perspectiva de novos projetos que possibilitem a integração energética e o desenvolvimento econômico do Mercosul. Esta iniciativa fora, porém, um pouco precipitada. O gasoduto foi construído sem existir demanda para esse gás no país. A Petrobrás produzia (e ainda produz) muito mais gás do que o mercado demanda, e acaba por queimar grande parte de sua produção. A participação nos projetos de

termelétricas tem como objetivo a criação de demanda para esse gás que ela produz e importa da Bolívia, mais do que a própria atratividade do negócio. Em março tomou posse o novo presidente da Petrobrás, Henri Philippe Reichtul (substituindo Joel Rennó) e é aprovado o novo estatuto da Companhia.

### **III. FATORES DETERMINANTES E LIMITANTES DO INVESTIMENTO**

As decisões quanto aos investimentos da Petrobrás, ao longo de sua história, sempre estiveram muito relacionadas com fatores políticos. As próprias metas da empresa sempre foram fixadas de acordo com objetivos políticos, ou econômicos do país (como a redução do déficit na balança comercial, do déficit do governo ou ainda o controle da inflação), mais do que com a preocupação com a própria rentabilidade da empresa. Ao se estudar os investimentos da Petrobrás, deve-se atentar para o submetimento ao Orçamento do Governo Federal, aos limites para Endividamento e a Geração de Caixa da empresa, além dos novos mecanismos que têm sido utilizados para driblar toda esta regulamentação, como os investimentos sob a forma de financiamentos estruturados.

#### **III.1 Orçamento do governo**

A União Federal mantém o controle sobre o orçamento, estabelecendo limites para os investimentos e dívidas de longo prazo da Petrobrás. Como empresa estatal, deve submeter a cada exercício o orçamento anual para o exercício seguinte, ao Ministério do Planejamento, Orçamento e Administração, ao Ministério de Minas e Energia e ao Congresso Nacional para aprovação. Como consequência desse processo, o



total do financiamento e investimento é regulado durante cada exercício social, embora a destinação específica dos recursos seja deixada ao critério da empresa.

O conceito de déficit público utilizado pelo governo Brasileiro trata os investimentos feitos por empresas estatais como despesas. Por esse conceito, um investimento de uma estatal é equivalente a uma despesa da União com o pagamento de pessoal. Não é levado em consideração, por exemplo, que o investimento produz uma receita futura ou que ele pode ser feito com recursos próprios sem qualquer repercussão no nível de endividamento da empresa.

As estatais estão hoje obrigadas a fazer superávit primário. Como o resultado primário é a diferença entre as receitas e as despesas não-financeiras, essas empresas são obrigadas a limitar seus investimentos, que são definidos pelo governo na PDG (programação de dispêndios globais), submetida todo ano à aprovação do Congresso. Todo esse esquema de controle das estatais foi montado no começo dos anos 80, quando era essencial limitar os gastos dessas empresas, pois eles acabavam recaindo sobre o Tesouro Nacional.

O desenvolvimento da empresa e as metas estipuladas no último plano estratégico divulgado em outubro de 1999, dependem muito da manutenção do cronograma de investimentos. O desenvolvimento da produção em campos gigantes demanda investimentos que não podem ser postergados ou atrasados sem grandes prejuízos, como ocorreu em 1998, quando o governo cortou R\$ 800 milhões da verba da empresa por conta da crise internacional.

O montante de investimento que a empresa pode inverter em cada ano, afeta, portanto as contas fiscais do governo. É determinado levando-se em conta a capacidade deste de acertar suas contas fiscais por outros meios; porém em situações adversas,

como crises internas ou externas, a empresa pode ter parte de seu orçamento cortado. Atualmente, o orçamento para investimentos da Petrobrás está restrito aos limites das metas de superávit fiscal fixadas entre o governo brasileiro e o Fundo Monetário Internacional (FMI).

### **III.2 Limites para Endividamento e Financiamentos**

A estrutura e o montante de financiamentos da Petrobrás são controlados pelo Governo Federal, através do processo de aprovação do orçamento anual da União Federal, além da análise dos contratos realizada caso a caso. O volume de empréstimos de longo prazo também está sujeito a um limite máximo permitido. O montante da dívida de longo prazo vencida em um determinado ano é assumido como montante máximo da nova dívida de longo prazo contratada, permitido durante aquele ano. Dívidas de médio e curto prazo requerem aprovação prévia dos diretores da Petrobrás e do Tesouro Nacional, além de registro junto ao Banco Central. A emissão de notas e debêntures de médio e longo prazo também requer aprovação prévia dos diretores da Petrobrás e do Tesouro Nacional, além de registro junto ao Banco Central e aprovação dos acionistas da Petrobrás.

A estratégia atual de financiamento da Petrobrás consiste em ampliar sua posição de financiamento de médio e longo prazo para refinarçar a sua dívida de curto prazo, além de aumentar os financiamentos de fornecedores e financiamentos estruturados de projetos (*Project Finance*). Desde o ano de 1999, esta maior ênfase na captação de recursos de terceiros já resultou em um aumento relevante no total a ser investido. A Petrobrás planeja implementar esta estratégia principalmente por meio de financiamentos internacionais, em função da inviabilidade de financiamentos de médio e longo prazo no mercado nacional, e visando aproveitar a existência de uma grande

liquidez para créditos brasileiros de empresas como a Petrobrás nos mercados de capital internacionais. Além de levantar mais recursos para financiar os investimentos, com essa mudança de perfil da dívida, a empresa vem procurando reduzir os custos financeiros, fazendo as operações de longo prazo com custos menores. Segundo essa estratégia, não haveria aumento do endividamento global da empresa, mas apenas um alongamento dos débitos existentes.

A dívida da empresa é hoje muito maior do que ela reporta. Na concepção do governo, não são levados em conta os *Project Finance* e nem as dívidas com os planos de pensão. Essas considerações não são feitas pela empresa, para não esbarrar nos limites de endividamento que vão determinar seu investimento. Na tabela abaixo pode-se perceber que a partir do terceiro trimestre de 1999, estas dívidas têm assumido proporções consideráveis no endividamento da empresa. Embora não tenham o objetivo de financiar investimentos nem mesmo as operações da companhia, estas dívidas devem ser computadas por impactarem significativamente nas despesas financeiras e nas variações monetárias passivas. As dívidas com os *Project Finance* serão explicadas mais adiante.

<b>Endividamento (dados das Demonstrações Financeiras)</b>						
(R\$ mil)	<b>2T99</b>	<b>3T99</b>	<b>4T99</b>	<b>1T00</b>	<b>2T00</b>	<b>3T00</b>
Endividamento total	15.959	18.216	17.167	16.852	16.863	15.296
Endividamento Líquido	15.149	14.686	12.985	11.245	10.449	6.689
Patrimônio Líquido	20.763	16.285	17.658	19.959	22.168	24.387
Dívida Líquida/ Patrimônio Líquido	73%	90%	74%	56%	47%	27%
<b>Endividamento (dados Ajustados*)</b>						
(R\$ mil)	<b>2T99</b>	<b>3T99</b>	<b>4T99</b>	<b>1T00</b>	<b>2T00</b>	<b>3T00</b>
Endividamento Total	15.959	26.181	24.620	24.529	24.539	23.111
Endividamento Líquido	15.149	22.651	20.438	18.922	18.125	14.504
Patrimônio Líquido	20.763	16.285	17.658	19.959	22.168	24.387
Dívida Líquida/ Patrimônio Líquido	73%	139%	116%	95%	82%	59%

\* Considerando Dívidas com Plano de Pensão e Plano de Saúde

Tabela 7: Endividamento da Petrobrás nos últimos dezoito meses

A companhia financia seus investimentos e também seu capital de giro com os recursos não só gerados por suas atividades, mas também oriundos de empréstimos e financiamentos, dívidas de curto e longo prazo (capital de terceiros). As dívidas de curto prazo são contratadas junto a bancos estrangeiros, financiando principalmente a atividade de importação de petróleo bruto e exportação da empresa, além de “*commercial papers*” que a Petrobrás emitiu nos Estados Unidos e na Europa, e empréstimos efetuados junto a bancos nacionais (cerca de 95% da dívida da empresa em 1999 era em moeda estrangeira). Da dívida de longo prazo, a maior parte é referente a créditos oferecidos por investidores estrangeiros, financiamentos junto ao BNDES para a construção de navios, financiamentos de projetos (*Project Finance*) e operações de arrendamento mercantil, além de investimento em bens de capital, tais como sondas e equipamentos para a maioria das plataformas destinadas a produção de óleo e gás. As instituições financeiras no exterior não requerem garantias a Petrobrás, os financiamentos concedidos pelo BNDES estão garantidos pelos bens financiados, no caso, as embarcações e os tubos de aço carbono para a construção do gasoduto Brasil-Bolívia.

Contudo, desde junho de 98, de acordo com a resolução 2,515 do Banco Central, a capacidade de obter recursos por meio de endividamento externo sem garantia da União Federal foi reduzida. Nos termos desta resolução, os recursos das operações de crédito externo deviam ser direcionados para o refinanciamento de obrigações financeiras próprias já contratadas internamente, com preferência para as de maior custo e de menor prazo e, enquanto não utilizadas na liquidação de tais compromissos, deviam permanecer em conta vinculada na forma a ser estabelecida pelo Banco Central.

Em 30/11/2000 o Conselho Monetário Nacional (CMN) liberou a Petrobrás das amarras para captação de recursos no exterior, que dificultavam o acesso da empresa ao mercado internacional para financiar seus investimentos. Desde 1998, quando o governo fechou as portas para as estatais se endividarem fora do país, a Petrobrás só podia tomar recursos no exterior para pagar dívidas já contratadas. Com o processo de ajustamento aos padrões internacionais que a empresa passou em 1999, fez-se necessário garantir a ela condições de competitividade, passando a ser identificada como empresa privada para captação de recursos externos. A autorização do CMN abriu o caminho para a operação de captação de cerca de US\$ 1,8 bilhão autorizado recentemente pelo Senado. O pedido inicial foi feito para alongar a dívida de curto prazo. Agora não será preciso se comprometer a usar o recurso para pagamento da dívida. As captações externas da Petrobrás continuarão sendo aprovadas pelo Senado, que fixa um valor anual para esse tipo de operação. A empresa também continua incluída no limite de endividamento do setor público como um todo. Não dependerá mais apenas dos recursos do orçamento para realizar os investimentos necessários. A Petrobrás poderá substituir as operações de *Project Finance* realizadas nos últimos anos para viabilizar investimentos na produção na Bacia de Campos, por emissões de títulos no mercado internacional. O custo das captações é inferior ao dos *Project Finance*. O orçamento para investimentos permanecerá o mesmo e qualquer mudança nesse sentido deverá ser aprovada pelo congresso nacional, como ocorre atualmente. A diferença é que agora a Petrobrás não precisará mais da anuência do Banco Central para ir ao mercado internacional.<sup>10</sup>

A Petrobrás tem, desde outubro de 1992 um financiamento com o Banco Mundial para investimentos em oleodutos e a elaboração de um estudo acerca da

---

<sup>10</sup> *Gazeta Mercantil*, 01/12/2000, p. B-2

estrutura de preços dos setores de eletricidade e distribuição de gás. Esse contrato previa saques de até US\$ 260 milhões. Até 31/12/93, haviam sido realizados saques no montante de US\$ 13 milhões.

<b>Ano</b>	<b>1993</b>	<b>1994</b>	<b>1995</b>	<b>1996</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>
Valor do Saque (US\$ milhões)	13	56	39	79	59	14

Tabela 8: Saques referentes ao financiamento com o Banco Mundial (Fonte: Relatórios de Atividades Petrobrás)

A empresa emitiu debêntures com o objetivo de financiar através do BNDES a aquisição antecipada do direito de transportar no gasoduto Bolívia-Brasil. Estas debêntures totalizavam R\$ 430 mil em 31/12/99, com vencimento em 15/02/2015 e possuem garantias concedidas pela Gaspetro.

A Petrobrás se utiliza também de recursos financeiros de subsidiárias através de contratos de mútuo, bem com de recursos captados por subsidiárias no exterior obtidos com a finalidade de ampliação de unidades industriais.

Outro tipo de negócio que está sendo feito pela estatal é vender plataformas em uso para investidores institucionais (operações de *Sale-Leaseback*). A primeira operação deste tipo foi fechada em julho de 1999, levantando US\$ 132 milhões para a Petrobrás, com a venda de uma plataforma do campo de Marlim (P-34), no Estado do Rio. A venda foi fechada com um grupo de investidores institucionais, liderados pela GE Capital, que pagará pelo equipamento e imediatamente o alugará para a estatal por 15 anos com opção de compra ao final. Existe a intenção de vender mais seis outras plataformas da empresa.

### **III.3 Geração de Caixa**

Todos os investimentos da Petrobrás são custeados por recursos próprios oriundos da comercialização de seus produtos ou por captação no mercado. A Petrobrás

não recebe qualquer recurso do governo. Tendo o seu endividamento devidamente limitado, a empresa precisa gerar caixa para poder investir. A geração de caixa esta relacionada ao preço de venda de seus produtos, porém não tão diretamente quanto esta relação é esperada.

Atualmente, os preços utilizados para o cálculo da receita operacional líquida da empresa são determinados com base em uma fórmula de fixação de preço estabelecida pela União Federal, elaborada para refletir as variações da taxa de câmbio do real em relação ao dólar norte-americano e preços de mercados internacionais dos produtos de referência, tais como petróleo bruto e produtos derivados de petróleo. Na prática, os preços são ajustados no Brasil com cerca de pouco mais de um mês de defasagem em relação ao mercado internacional.

Historicamente os preços do petróleo e de seus derivados no mercado internacional flutuaram bastante em consequência de vários fatores, os quais nem a Petrobrás nem o Brasil têm ou terão controle, como: conflitos políticos no Oriente Médio, capacidade da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) em fixar níveis de produção e preços de petróleo bruto, oferta e demanda global e regional, concorrência de outras fontes de energia, condições climáticas (principalmente no hemisfério norte) e conjuntura econômica global.

Porém, o preço de venda dos produtos da Petrobrás (derivados básicos de petróleo) não é o mesmo preço que a empresa utiliza para calcular sua receita líquida. Os preços de venda, determinados preços de faturamento, são fixados e modificados apenas por portarias governamentais. Estes acompanham objetivos políticos e econômicos, como o déficit fiscal do governo, ou o controle da inflação.

A diferença entre o preço de faturamento e o de realização (que é o utilizado no cálculo da receita líquida), líquidos de ICMS, PASEP e COFINS, constitui a PPE (Parcela de Preços Específica), que ajusta a Conta Petróleo e Álcool<sup>11</sup>, no Balanço Patrimonial da Empresa. Se o valor faturado na refinaria for menor do que a receita operacional líquida, a PPE será deficitária e a Conta Petróleo e Álcool (que é dívida do governo com a empresa) aumentará. Ao contrário, se o valor faturado na refinaria exceder a receita operacional líquida, a PPE será superavitária e a Conta Petróleo e Álcool diminuirá.

Deste modo, quando os preços dos derivados aumentam no mercado internacional, a receita líquida e o lucro da empresa aumentam, assim como a dívida do governo com a Petrobrás; enquanto seu caixa só irá aumentar se o governo aumentar os preços de faturamento dos derivados, pressionado pela PPE deficitária. Em suma, a geração de caixa com a operação da empresa esta determinada basicamente pelos preços no mercado internacional e pela capacidade do governo de acomodar seu resultado fiscal a essas variações mudando ou não os preços de faturamento do mercado interno.

### **III.4     *Project Finance***

A fim de conseguir realizar todos os investimentos que planeja para expandir e desenvolver seus campos de petróleo e gás natural, e para manter sua posição competitiva no mercado brasileiro, a Petrobrás vem recentemente (desde 1997-8) procurando obter financiamentos que não exijam a aprovação do governo Federal, tais como financiamentos estruturados (*Project Finance*), ou através de entendimentos com

---

<sup>11</sup> A Conta Petróleo e Álcool e usada para acumular o impacto da política de regulamentação de preços do Governo Federal para a indústria de óleo e gás, e para o programa do álcool carburante. Até 1988 esta conta registrava a diferença entre os custos efetivamente incorridos na importação do petróleo bruto e seus derivados, assim como os efeitos líquidos da administração do frete de uniformização de preços e os resultados do Proálcool.



empresas do setor petrolífero para o estabelecimento de consórcio (*Joint Ventures*). No primeiro semestre de 2000, foram firmados nove consórcios que irão gerar investimentos de US\$ 865 milhões. Essas iniciativas objetivam viabilizar os investimentos necessários nas áreas em que a Petrobrás realizou descobertas comerciais, e promover investimentos em exploração e desenvolvimento (as negociações compreendem os gastos incorridos com os projetos até sua entrada em produção)

Estão sendo costurados em sociedade com a Petrobrás os *Project Finance* para desenvolvimento da produção dos campos de Marlim, Barracuda-Caratinga, Espardarte-Voador-Marimbá (EVM), Bijupirá-Salema e Albacora, todos na Bacia de Campos<sup>12</sup>.

As dívidas de *Project Finance* também não são consideradas no endividamento da empresa reportado pela mesma. Considerando-se o valor investido, os pagamentos e os adiantamentos recebidos nos anos de 1998 a 2000, a dívida com os *Project Finance* é estimada em aproximadamente R\$ 4 bilhões.<sup>13</sup>

Sob esta forma de investimento, os projetos têm sido iniciados e desenvolvidos com capital da própria Petrobrás, ate que se encontre parceiros e se estabeleçam os contratos de cada *Project Finance*. Ate que se definam esses parceiros, esses projetos são contabilizados como empreendimentos em negociação. A Petrobrás começa a desenvolvê-los com seu próprio capital pois além de não estar atrasando seu cronograma (suas metas tem prazos fixados) considera mais atrativo para as empresas estrangeiras (potenciais parceiras) um projeto já em andamento, do que um ainda por iniciar. Após o fechamento do projeto, é formada uma Companhia de Propósito Específico (CPE), formando um consórcio para o desenvolvimento do campo. A idéia é

---

<sup>12</sup> Estes projetos estão explicados com mais detalhes no capítulo 5.

<sup>13</sup> A empresa não disponibilizou o valor exato. Mais detalhes sobre os valores investidos nos *Project Finance* no capítulo V

que o projeto se financie com a sua própria receita, ou seja, que a receita gerada pelo próprio campo seja suficiente para cobrir os encargos financeiros do projeto, e pagar as dívidas. No quadro abaixo podemos perceber que os empreendimentos em negociação, somados ao *Project Finance* de Marlim, representam uma parcela significativa dos investimentos da empresa<sup>14</sup>.

<b>Investimentos e desempenho operacional (R\$ Milhões)</b>									
	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1T99</b>	<b>2T99</b>	<b>3T99</b>	<b>4T99</b>	<b>1T00</b>	<b>2T00</b>	<b>3T00</b>
<b>Investimentos próprios</b>	<b>3432</b>	<b>3778</b>	<b>712</b>	<b>589</b>	<b>793</b>	<b>864</b>	<b>715</b>	<b>1275</b>	<b>1414</b>
Exploração	1996	1508	154	153	173	592	186	339	202
Desenvolvimento da Produção			341	320	347		373	664	966
Refino	810	515	144	75	133	174	85	89	159
Transporte	363	1462	24	11	106	45	14	117	16
Outros	263	293	49	30	34	53	57	66	71
<b>Empreendimentos em negociação</b>		<b>1034</b>	<b>335</b>	<b>295</b>	<b>300</b>	<b>392</b>	<b>294</b>	<b>265</b>	<b>62</b>
Albacora		300	76	49	56	62	47	63	23
EMV		376	80	42	90	100	98	94	117
Barracuda / Caratinga		100	89	53	45	49	64	56	-120
Cabiúnas		75	20	20	-40	129	57	23	14
Outros		183	70	131	149	52	28	29	28
<b>Comp. Petr. Marlim</b>		<b>661</b>	<b>152</b>	<b>87</b>	<b>327</b>	<b>215</b>	<b>139</b>	<b>137</b>	<b>155</b>
<b>Total Project Finance</b>		<b>1695</b>	<b>487</b>	<b>382</b>	<b>627</b>	<b>607</b>	<b>433</b>	<b>402</b>	<b>217</b>

Tabela 9: Investimentos próprios da Petrobrás e *Project Finance*

<sup>14</sup> Os US\$ 120 milhões negativos no projeto de Barracuda-Caratinga significam a parte do investimento do projeto que foi considerada de responsabilidade da própria Petrobrás quando do fechamento do contrato

#### **IV. A Evolução dos Investimentos**

Uma vez analisados os principais fatores determinantes do montante total a ser investido, pode-se analisar como esse valor variou, e de que maneira foi alocado (ANEXO C) ao longo dos quase 50 anos de existência da Petrobrás, assim como analisar os principais resultados desses investimentos

Analisando quantitativamente a evolução dos investimentos no período em questão, podemos perceber que, excetuando-se o período 1980-3<sup>15</sup> o montante total investido pela empresa acompanhou o Produto Interno Bruto, o que já era esperado, por ser uma empresa estatal de grande porte, e com os objetivos intimamente relacionados com o governo. Também com o Faturamento Bruto da empresa, podemos perceber uma relação muito grande entre as duas variáveis.

Em decorrência do segundo choque do petróleo e o conseqüente comprometimento de recursos, pode-se perceber uma redução nos investimentos no período imediatamente após a crise.

O papel do Estado na economia do petróleo acabou por empurrar a empresa para o déficit e a alternativa contábil era reduzir investimentos ou recusar o repasse de caixa

---

<sup>15</sup> época do segundo choque do petróleo e da entrada em produção dos campos de Garoupa, Namorado, Enchova, Pampo e Badejo além da delimitação do Campo de Corvina (todos eles situados na Bacia de Campos)

à União<sup>16</sup>. A partir de 1984, a empresa sofreu sucessivos cortes orçamentários que teve que adotar nos seus investimentos, conforme pode-se observar nos gráficos a seguir.

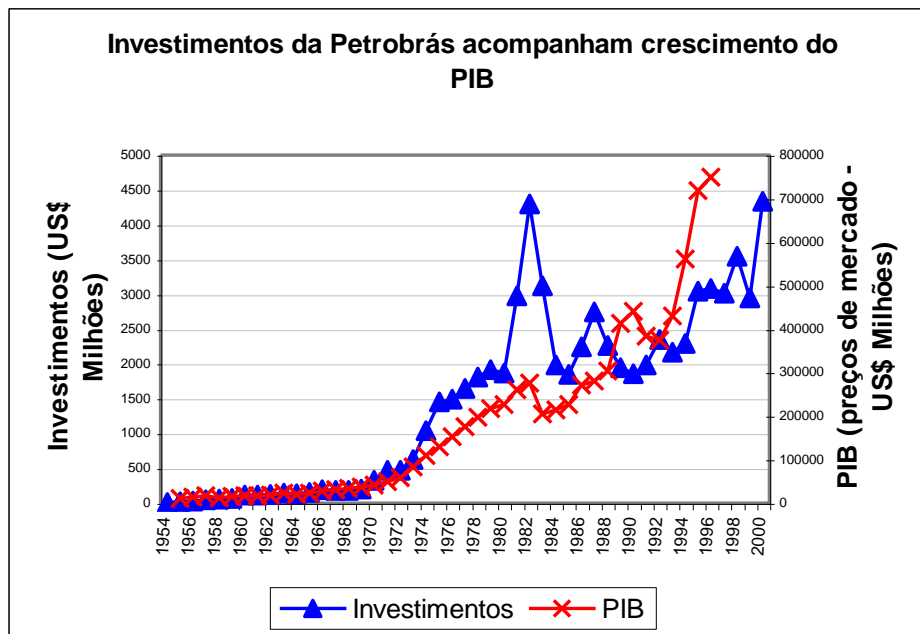


Gráfico 3: Os investimentos e o PIB (Fonte: Petrobras e IBGE)

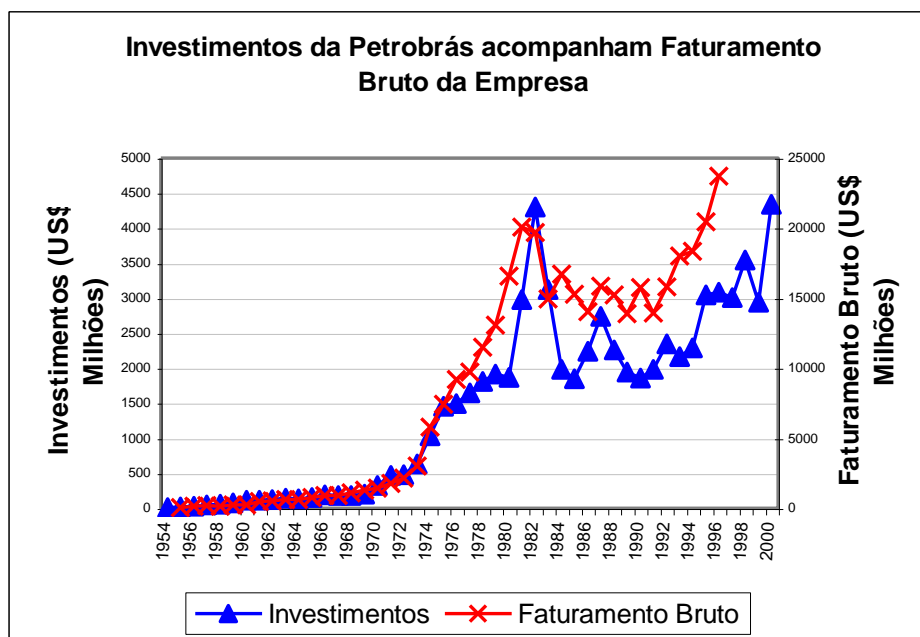


Gráfico 4: Os investimentos e o Faturamento Bruto da empresa (Fonte: Petrobrás)

<sup>16</sup> Mais detalhes no Capítulo II

Ao final dos anos 80 a política exploratória entrou novamente em discussão, conforme ocorrera no período 1974-8. Desta vez, a retração exploratória decorreu essencialmente dos cortes de investimentos em projetos de desenvolvimento de promissoras descobertas, por razões de restrição orçamentária e financeira. Em contraste, no período anterior, a empresa teria subdimensionado os investimentos exploratórios em favor da expansão de outras atividades da empresa.

Constatadamente a prioridade da empresa sempre foi a área de exploração e produção, onde se concentraram em média cerca de 70% dos investimentos totais da empresa, e, a partir de 1978, em nenhum ano concentrando menos da metade dos investimentos totais. O investimento em Refino, que até o final da década de 80 representava grande parte dos investimentos (em média 25% no período 1954-80), dá em diante passou a representar apenas cerca de 10% do total.

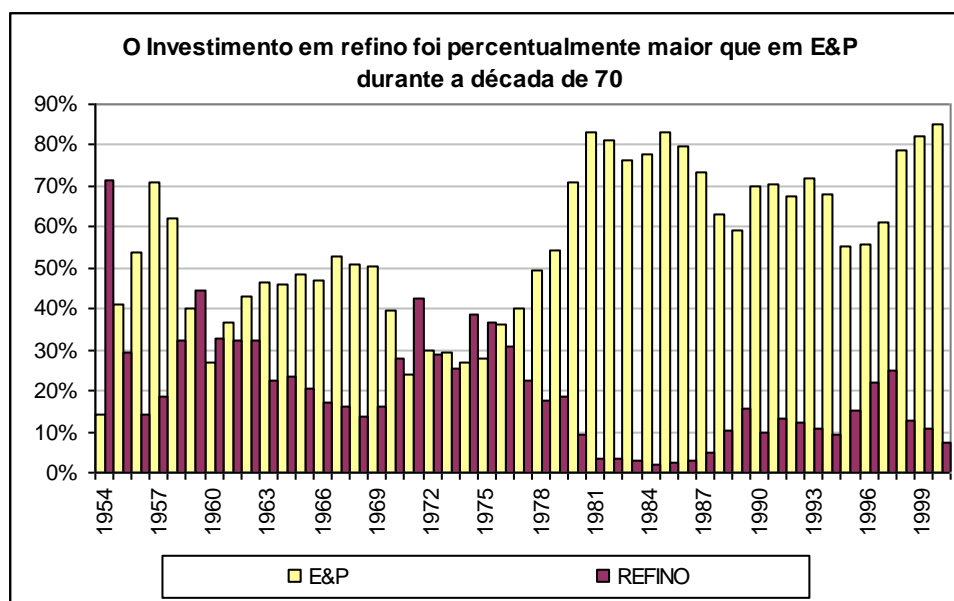


Gráfico 5: Distribuição percentual dos investimentos (Fonte: Petrobrás)

O investimento em refino e no transporte-distribuição (que basicamente acompanhou a tendência dos investimentos em refino) atingiu níveis particularmente altos durante a década de 70, quando a política era de não concentrar os investimentos

da empresa no ponto principal (que era exploração e produção) e desviá-los para setores estratégicos, de baixo risco e alta rentabilidade, de modo a gerar recursos próprios para reinvestir no objetivo primacial da empresa. Ainda nessa época, o crescimento do consumo de derivados (mais que dobrou), impulsionado pelo “milagre brasileiro” justificava uma inversão cada vez maior de investimentos nesse setor. Segundo a essência do pensamento geiseliano, a empresa não cresceria apenas para achar petróleo, mas para garantir o abastecimento nacional. Merece destaque, nesta década, a criação da BR Distribuidora, a entrada em operação das refinarias de Paulínia e Henrique Lage (ambas em SP), a expansão dos oleodutos e o programa de construção de tanques de armazenamento.

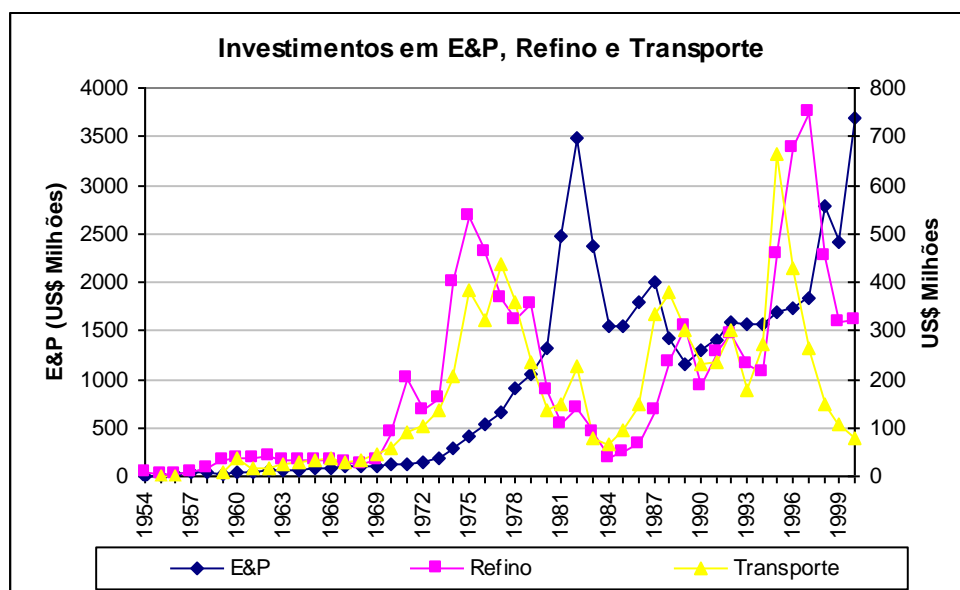


Gráfico 6: Valores totais investidos nos setores de Upstream e Downstream

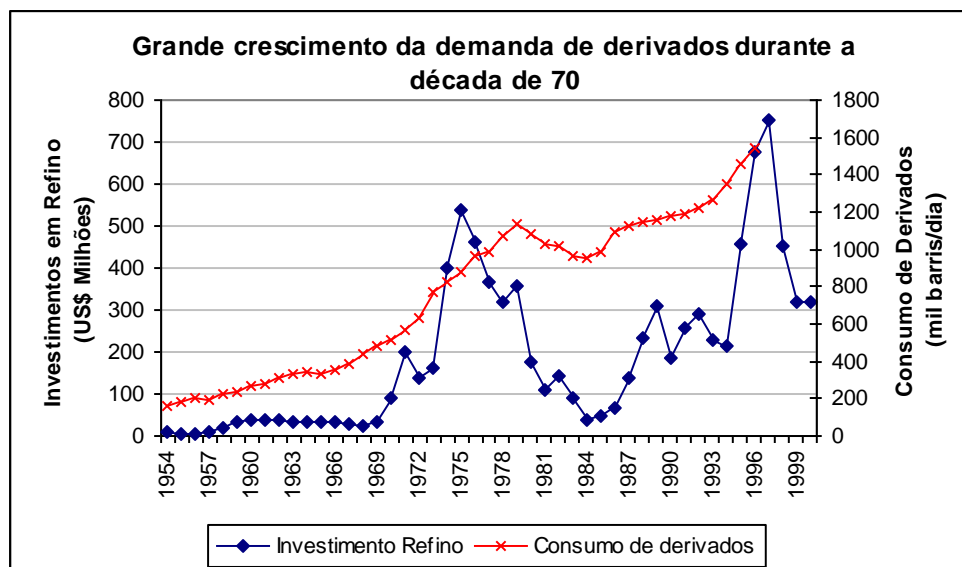


Gráfico 7: O investimento em refino e o crescimento da demanda por derivados

O investimento em Upstream (Exploração e Produção) sempre foi prioritário para a empresa. Mesmo na década de 70, quando teve-se montantes expressivos sendo investidos em refino e distribuição, o investimento em exploração em produção não foi reduzido em valor, mas cresceu muito, principalmente após a descoberta da Bacia de Campos, em 1974. Entre 1974 e 1980, o investimento nesse setor cresceu em média 30% ao ano. Com o segundo choque do petróleo (1979-81) a política adotada pelo então presidente Shigeaki Ueki foi de definir o mais rápido possível o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras e colocar em produção os campos já descobertos. Em função disso, passou a alocar mais de 70% dos investimentos nas atividades de E&P. Teve como resultado disso não apenas o crescimento quase que contínuo das reservas provadas como um aumento de 200% na produção entre 1980 e 1985 (passando de 188 para 565 mil b/d).

Nos últimos três anos houve também um grande crescimento no investimento em exploração e produção, não apenas em valor, mas também percentualmente em

relação ao total investido. Isso em grande parte se deveu aos novos investimentos na forma de *Project Finance*, que possibilitaram a empresa maior flexibilidade no tangente a sua decisão de investimentos. De 1997 a 2000<sup>17</sup> tivemos um aumento de 113% em valor, passando a representar 85% do total investido (contra 61 em 1997). Em função disso pode-se acompanhar o forte crescimento da produção de petróleo, tendo rompido a barreira de 1400 mil barris/dia no mês de setembro de 2000.

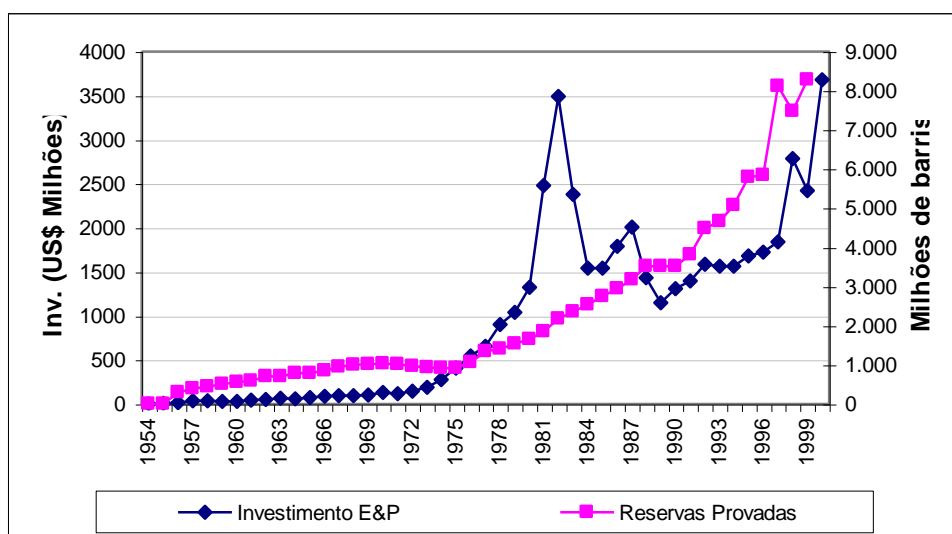


Gráfico 8: Aumento das reservas provadas em função do aumento dos investimentos em exploração e produção

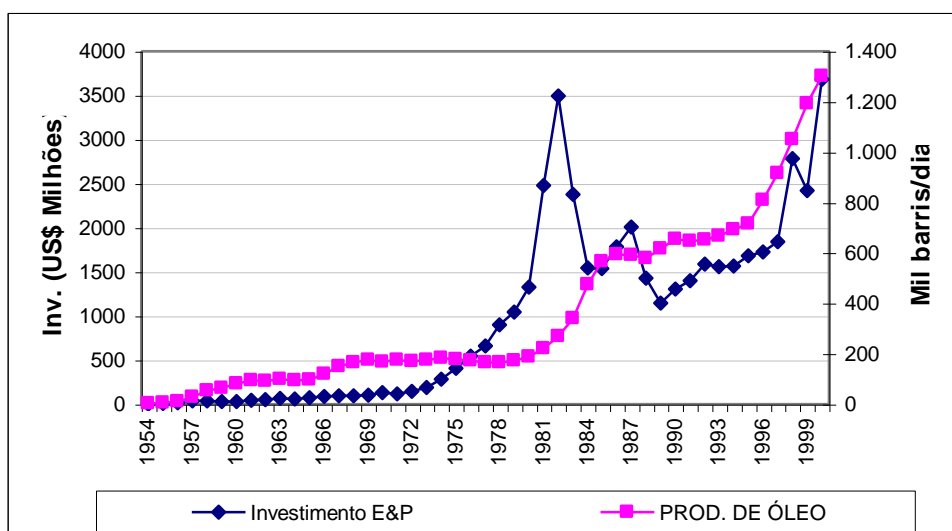


Gráfico 9: Crescimento na produção de óleo como função do aumento nos investimentos em Upstream

<sup>17</sup> Estimado



Em consequência da queda dos investimentos no período pós-segundo choque do petróleo (em função do grande comprometimento de recursos), o incremento anual da produção de petróleo caiu muito, com a produção crescendo muito pouco no período entre 1984 e 1994.

## **V. MUDANÇAS NAS DIRETRIZES DOS INVESTIMENTOS: OS ANOS RECENTES**

### **V.1 O Plano Estratégico**

Em outubro de 1999 a Petrobrás divulgou seu Plano Estratégico, com as metas da empresa até o ano de 2005. O direcionamento da empresa é bem semelhante ao do mercado internacional, onde a linha divisória entre empresas de petróleo e energia são cada vez mais tênues: a Petrobrás se prepara para ser uma empresa de energia. A estratégia é consolidar a liderança no mercado brasileiro de petróleo e expandir a atuação internacional. Este direcionamento está baseado no aumento das reservas, na elevação da capacidade de produção de óleo e expansão da comercialização de derivados, a criação de mercados para assegurar a colocação da produção de gás natural, e na expansão das atividades internacionais para diversificar riscos, reduzir custo de capital e assegurar o crescimento. Estão previstos US\$ 32,9 bilhões de investimentos, sendo cerca de 68% na área de exploração e produção, 17% em refino, transporte e comercialização, 10% em petroquímicas e gás natural e 5% em distribuição. Desse total de investimentos, cerca de 70% serão efetuados por recursos próprios da companhia ou por financiamentos convencionais. Os 30% restantes serão feitos por *Project Finance* (financiamentos pagos com a receita futura do próprio projeto).

O objetivo da empresa para 2005 é atingir US\$ 35 bilhões de receitas brutas, com uma rentabilidade de pelo menos 12% sobre o patrimônio líquido. Porém este aumento nas receitas terá um valor agregado ainda maior, pois hoje cerca de um terço do petróleo comercializado é importado, com um custo muito maior do que o produzido internamente. A empresa fixou a meta de crescimento anual médio de 4,9% até 2005, a ser obtida com o crescimento das reservas, da produção de óleo e gás, do refino e da comercialização de petróleo e derivados.

Os cenários de crescimento de mercado com os quais a Petrobrás desenvolveu seu planejamento estimam um avanço de 4% na demanda nacional por derivados de óleo entre 2000 e 2005, chegando a 2,2 bilhões de barris/dia. A demanda de gás natural terá um crescimento médio anual de 35% atingindo cerca de 73 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2005. Esse crescimento será atendido pela produção doméstica e pelas importações, principalmente da Bolívia e da Argentina. Até 2005, a Petrobrás espera estar produzindo 60 milhões de m<sup>3</sup> de gás/dia. Destes, 40% serão destinados ao próprio sistema Petrobrás para reinjeção em poços de petróleo e aproveitamento como combustível nas refinarias e plataformas. Prevendo a mudança da principal fonte de energia industrial que hoje é o óleo combustível, passando a gás natural, que é mais barato e menos poluente, a Petrobrás já começou a atuar neste sentido, através de participações minoritárias em termoelétricas, para induzir sua cadeia de valor, que é o gás. O planejamento também prevê que a empresa vai investir em petroquímica, para rentabilizar suas refinarias, fornecedoras de matéria prima (principalmente nafta) das centrais petroquímicas do país.

A produção doméstica de petróleo, que no ano de 1999 foi em média 1131 mil barris/dia, deve alcançar 1850 mil barris/dia em 2005, tendo como prioridade o

atendimento do mercado nacional e o restante destinado à exportação e ao processamento por terceiros. Há uma previsão de aumento de reservas provadas para 13 bilhões de barris. A empresa pretende adquirir capacidade de refino no exterior, atuando de forma integrada com a distribuição. Essa capacidade extra de refino será para a colocação de 300 mil barris diários (de petróleo produzido no Brasil mas destinado à exportação). Com isso a empresa estará se preparando para um ambiente cada vez mais competitivo, principalmente na área de refino transporte e distribuição, onde a competição se intensificará pela entrada de novos participantes e uma atividade mais intensa das companhias importadoras, além da competição pelo surgimento de novas categorias de participantes com a competição fortemente baseada em preços.

## **V.2 Licitações ANP e *Joint Ventures* com Empresas Estrangeiras**

Em 1995, o Governo Federal empreendeu uma reforma abrangente no sistema regulatório de Petróleo e Gás do país. Em 9 de novembro de 1995, a Constituição Federal foi emendada de forma a autorizar a exploração das atividades relacionadas aos segmentos de Produção e Exploração, e Refino e Distribuição do setor de Petróleo e Gás brasileiro por qualquer empresa sediada no país, eliminando o monopólio da União Federal exercido pela Petrobrás sobre essas atividades. A emenda da Constituição Federal foi implantada por meio da aprovação da Lei do Petróleo, em 6 de agosto de 1997. A Lei do Petróleo, ao eliminar o monopólio, possibilitou a concorrência em todos os aspectos no setor de Petróleo e Gás no Brasil. Criou também uma agência regulatória independente, a Agência Nacional do Petróleo, ANP, cuja função consiste em regulamentar, contratar e fiscalizar as atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo no Brasil, incluindo a realização de licitações para concessões de exploração, desenvolvimento e produção. Em consequência dessa emenda constitucional, e da

subsequente e continua implementação das mudanças nos termos da Lei do Petróleo e normas posteriores, a Petrobrás tem operado em um ambiente de desregulamentação gradual e concorrência crescente.

Conforme previsto na Lei, a Petrobrás teve os direitos ratificados sobre cada um dos campos que já se encontrassem em efetiva produção na data da Lei. Além disso, a Lei do Petróleo possibilitou, observada a capacidade de investir da empresa, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de exploração nos blocos que, à época tinha realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos de exploração.

Em agosto de 1998, a Petrobrás celebrou contratos de concessão com a ANP relativos a 397 blocos, por um período de 27 anos (dos quais 231 blocos de produção, 115 de exploração e 51 de desenvolvimento, representando cerca de 7.1% das bacias sedimentares brasileiras). Esse evento é conhecido como round zero. Em maio de 1999 a Petrobrás devolveu 26 das áreas que havia recebido e prorrogou o período de exploração para outras áreas.

A primeira rodada de licitações para outorga de concessão de áreas de exploração de petróleo (round um) foi realizada em junho de 1999. Foram oferecidos 27 blocos, apenas 15 foram adquiridos. A Petrobrás adquiriu o direito a concessão de cinco blocos (atuando em três deles como operadora), efetuando um investimento total de cerca de R\$ 15 milhões.

<b>Brazil Round 1 - Primeira Rodada de Licitações - Resultados</b>							
<b>Bacia</b>	<b>Bloco</b>	<b>Consórcio</b>	<b>Part. %</b>	<b>Bônus de Assinatura</b>	<b>Forn. Locais</b>		<b>Período Exploração</b>
					<b>Expl. %</b>	<b>Des. %</b>	
Santos	BM-S-3	Amerada Hess Kerr McGee Petrobrás	45% 30% 25%	18.165.365	5	20	8 anos
Campos	BM-C-3	Petrobrás Agip Oil YPF	40% 40% 20%	6.121.123	25	20	8 anos
Campos	BM-C-6	Petrobras	100%	5.032.437	50	60	6 anos
Camamu / Almada	BM-CAL-1	Petrobras YPF	50% 50%	824,327	5	20	8 anos
Foz do Amazonas	BM-FZA-1	BP Amoco Esso Petrobras Shell British Borneo	30% 25% 20% 13% 13%	13.060.490	20	20	9 anos

Tabela 10: Resultados da primeira rodada de licitações da ANP (Fonte: ANP)

Na segunda rodada foram oferecidos 23 blocos, tendo sido 22 adquiridos. A Petrobrás adquiriu o direito a exploração de oito blocos, atuando em 7 deles como operadora e perfazendo um investimento total de cerca de R\$ 165 milhões.

<b>Brazil Round 2 - Segunda Rodada de Licitações - Resultados</b>							
<b>Bacia</b>	<b>Bloco</b>	<b>Consórcio</b>	<b>Part. %</b>	<b>Bônus de Assinatura</b>	<b>Forn. Locais</b>		<b>Período Exploração</b>
					<b>Expl. %</b>	<b>Des. %</b>	
Santos	BM-S-10	*Petrobras Chevron BG	50% 25% 25%	R\$101.995.032	35	30	8 anos
Sergipe	BT-SEAL-2	*Petrobras	100%	R\$432.235	50	70	7 anos
Santos	BM-S-8	*Petrobras Shell Petrogal	50% 40% 10%	R\$51.450.054	35	30	8 anos
Potiguar	BT-POT-4	*Petrobras	100%	R\$658.789	50	70	7 anos
Santos	BM-S-7	*Chevron Petrobras	65% 35%	R\$67.635.032	35	35	7 anos
Santos	BM-S-9	*Petrobras BG YPF	45% 30% 25%	R\$116.278.032	35	30	8 anos
Sergipe	BM-SEAL-4	*Petrobras Amerada Hess	60% 40%	R\$2.364.032	35	30	8 anos
Santos	BM-S-11	*Petrobras BG Petrogal	65% 25% 10%	R\$15.164.232	35	30	8 anos

Tabela 11: Resultados da segunda rodada de licitações da ANP (Fonte: ANP)

### **V.3 Investimento em Upstream**

Dentre todas as empresas de petrolíferas do mundo, a Petrobrás é líder em produção em águas profundas. Devido ao fato dos maiores campos de petróleo do Brasil estarem localizados *Off Shore* em águas profundas, a Petrobrás pretende continuar focando no desenvolvimento de tecnologia específica para esse tipo de exploração. Apesar da produção *Off Shore* ter um custo por barril mais alto, a Petrobrás tem tido uma maior taxa de sucesso na exploração desses campos, e relativamente uma maior produção, o que tem sido compensatório. Tem ainda um considerável ganho de escala por ter a maior parte de suas reservas concentradas na mesma região geográfica, na região Sudeste, que é o maior mercado consumidor.

Devido ao alto risco inerente a atividade de Upstream, a Petrobrás tem negociado *Joint Ventures* para projetos de exploração e produção com empresas estrangeiras entrantes no Brasil. Tende assim, a expandir a sua área total de exploração e reduzir os custos e os riscos.

Incluindo a contribuição para os financiamentos estruturados, a Petrobrás planeja gastar aproximadamente US\$ 3,937 milhões em atividades de E&P em 2000.

### **V.4 Programas de Financiamento Estruturado**

Desde 1997, devido a restrições orçamentárias, a Petrobrás tem utilizado programas de financiamento estruturado para alguns de seus projetos, principalmente o segmento de exploração, desenvolvimento e produção. Os investimentos da Petrobrás integram o orçamento do Governo Federal, afetando por conseguinte a capacidade deste de controlar o déficit público do país. Em consequência, o Governo Federal, por

intermédio do Ministério de Orçamento e Administração, controla os investimentos, da mesma forma com que controla os de outras empresas estatais.

A Petrobrás estabeleceu metas agressivas visando aumentar a produção nacional de óleo e gás. Para atingir essas metas, tem buscado parceiros dispostos a participar em programas de financiamento estruturado e outras formas de investimentos de capital. O Governo Federal não considera os programas de financiamento estruturado como parte de seu orçamento, portanto a participação em tais operações não será limitada pelo governo e permite efetuar os investimentos adicionais necessários para atingir as metas de aumento de produção de petróleo e gás.

Os principais projetos que em desenvolvimento atualmente por meio de financiamento estruturado são os seguintes:

**Marlim:** Espera-se que este projeto, destinado à expansão e desenvolvimento do campo de petróleo Marlim na Bacia de Campos, exigirá investimento adicional de aproximadamente US\$2.3 bilhões, entre 1998 e 2002.

A obtenção permanente de recursos para o projeto de pelo menos US\$ 1.5 bilhão está sendo feita por meio do financiamento do projeto (*Project Finance*). Em dezembro de 1999, foram obtidos US\$ 200 milhões em financiamento permanente por meio da colocação de notas de médio prazo pela Companhia Petrolífera Marlim, ou CPM, Companhia de Propósito Pspecífico formada com um grupo de instituições financeiras internacionais com o fim exclusivo de formar um consórcio para desenvolver o projeto. A Cia Marlim é responsável por levantar o capital necessário para o desenvolvimento do campo enquanto a Petrobrás é responsável por completar o desenvolvimento do campo, fazer a operação e pagar todas as despesas operacionais, remetendo a Cia Marlim uma parte do lucro do campo para as despesas financeiras. A Petrobrás vendeu



alguns ativos para a CPM, que por meio de contratos de leasing, retornaram para a Petrobrás. Foram colocados mais US\$ milhões de notas de médio prazo, com os mesmos termos e condições, em fevereiro de 2000.

<b>Investimentos Cia. Petrolífera Marlim - Cronograma Anual (US\$ Milhões)</b>						
<b>Origem</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>Total</b>
<i>Petrobrás</i>	162	52	180	384	57	835
<i>Cia. Marlim</i>	500	738	262	0	0	1500
<b>Total</b>	<b>662</b>	<b>790</b>	<b>442</b>	<b>384</b>	<b>57</b>	<b>2335</b>

Tabela 12: Cronograma de Investimentos da Companhia Petrolífera Marlim

**Barracuda-Caratinga:** Espera-se que o projeto exija investimento de US\$ 3.1 bilhões. O financiamento permanente para este projeto foi obtido com duas instituições governamentais (Japan's Bank for International Cooperation – JBIC e BNDES) e um sindicato de bancos comerciais. O empréstimo ponte deste projeto, no valor de US\$ 279 milhões, foi pago antecipadamente em fevereiro de 2000. A Petrobrás planeja contribuir com o equivalente a US\$ 600 milhões em atividade de perfuração para este projeto.

**Espardarte, Voador e Marimbá (EVM):** É esperado que este projeto (destinado ao desenvolvimento dos campos homônimos na bacia de Campos) exija investimento de aproximadamente US\$ 1.2 bilhão. O contrato para financiamento permanente foi celebrado com um consórcio de empresas de trading japonesas, o JBIC e o BNDES.

**Cabiúnas:** O projeto Cabiúnas destina-se ao aprimoramento da infra-estrutura de processamento e transporte do gás natural associado da Bacia de Campos. Espera-se que exija investimento de aproximadamente US\$ 850 milhões. A construção dos ativos (com previsão de conclusão para 2003) aumentará a capacidade do Complexo Cabiúnas, que passará de seus atuais 8.2 milhões de m<sup>3</sup> diários para 14 milhões de m<sup>3</sup> diários. O financiamento permanente deste projeto será efetuado pelo JBIC, por um consórcio de bancos comerciais liderado pelo banco de Toquio-Mitsubishi e uma parcela de capital

pelos bancos Mitsui e Sumitomo. O primeiro desembolso ocorreu em 31 de maio de 2000.

**Albacora:** O projeto é destinado ao desenvolvimento de um campo em alto mar na Bacia de Campos (investimento esperado: US\$1.6 bilhão). A Petrobrás já investiu aproximadamente US\$ 1.1 bilhão neste campo. Em dezembro de 1999, este campo produzia aproximadamente 160 mil barris diários. Em fato relevante de 29/11/2000, a Petrobrás anunciou que assinou a documentação do *Project Finance* para a fase II de Albacora. O consórcio que executará o projeto conta com a participação das empresas Nissho Iway Corporation e INPEX (Indonésia Petroleum Ltd.), além da Própria Petrobrás e terá duração de oito anos e meio. O projeto representa um investimento total estimado de US\$ 470 milhões

<b>.Projeto Albacora - Estrutura de Capital</b>			
<b>Participantes</b>	<b>Valor</b>	<b>%</b>	<b>Fonte</b>
<i>Nissho Iway e INPEX</i>	63,5	14%	<i>Capital Próprio</i>
<i>JBIC</i>	74,5	16%	<i>Financiamento</i>
<i>Sindicato liderado por IBJ e Tokyo-Mitsubishi</i>	32,0	7%	<i>Financiamento</i>
<b>Total já financiado</b>	<b>170,0</b>	<b>36%</b>	
<i>Montante a ser financiado</i>	300,0	64%	<i>Em negociação</i>
<b>Total do projeto</b>	<b>470,0</b>	<b>100%</b>	

Tabela 13: Estrutura de Capital do Projeto Albacora-Fase II (Fonte: Petrobrás)

**Albacora Leste:** O campo Albacora Leste foi descoberto em março de 1986. O campo, situado na Bacia de Campos, tem produzido desde junho de 1996, 3500 barris diários de petróleo com API de 20o (petróleo muito leve, considerado de alta qualidade), com um único poço piloto. As reservas provadas de petróleo são 517 milhões de barris. O plano de desenvolvimento global para esse campo implica na perfuração de 34 poços marítimos adicionais, a instalação de uma unidade de produção e linhas de coleta de petróleo, e conjunto de válvulas submarinas. O financiamento deste projeto ainda se encontra em fase de estruturação.

### **V.5 Investimento em Gás Natural:**

A demanda nacional de gás natural vem aumentando principalmente em consequência do crescimento contínuo do consumo doméstico de energia e das políticas ambientais do Governo Federal de incentivo à substituição dos combustíveis tradicionais pelo gás natural, mais limpo. Em consequência, a Petrobrás aumentou seu foco neste setor. Em 1998, o consumo de gás natural representou 2,8% do consumo de energia primária no Brasil. Segundo estimativas do Governo Federal, este percentual aumentará para 12% até 2010, proporcionando oportunidades de crescimento significativo nesta área. Grande parcela do crescimento terá origem no desenvolvimento de usinas termelétricas no Brasil.

O principal projeto de transporte de gás natural doméstico, Cabiúnas, inclui melhorias na infra-estrutura utilizada para processamento e transporte de gás natural associado dos campos de petróleo em alto mar da Bacia de Campos, para entrega final ao mercado nos estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. O projeto deve aumentar a capacidade do complexo para 14 milhões de m<sup>3</sup> diários de gás associado, reduzindo os volumes atuais de gás natural queimado em plataformas em alto mar, ao passo que diminui também as dificuldades existentes na produção de petróleo nessas plataformas.

O principal projeto internacional de gás natural é o desenvolvimento do Gasoduto Bolívia-Brasil, que tem 3,150 Km de comprimento, representando cerca de 30% dos gasodutos brasileiros existentes, que vai do Rio Grande, na Bolívia, até Porto Alegre. O Gasoduto Bolívia-Brasil é ligado ao sistema brasileiro de gasodutos que transporta gás natural entre as Bacias de Campos e de Santos. A construção do gasoduto foi dividida em duas partes. A primeira foi concluída em fevereiro de 1999 (ligando a Bolívia e São Paulo) e a segunda em março de 2000 (ligando São Paulo e Porto Alegre).

A Petrobrás é o investidor majoritário no gasoduto Bolívia-Brasil, possuindo aproximadamente 45% do empreendimento.

O investimento no gasoduto Bolívia-Brasil decorreu de um contrato comercial datado de 1993 para compra de gás natural, celebrado entre a Petrobrás e a companhia de petróleo estatal boliviana, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. Tal contrato exige que a Petrobrás compre volumes especificados de gás natural a serem transportado pelo gasoduto no decorrer de um prazo de 20 anos, incluindo também uma opção que aumenta os volumes que a Petrobrás pode comprar de tempos em tempos. Essa opção foi concedida a Petrobrás em troca de um investimento de aproximadamente US\$ 383 milhões efetuado pela Petrobrás na parte boliviana do Gasoduto Bolívia-Brasil. Até 1995, a Petrobrás era o agente exclusivo do Governo Federal para importação de Gás Natural, razão pela qual assinou vários contratos de longo prazo para a importação de Gás Natural da Bolívia para ser vendido a distribuidoras no Brasil. A Petrobrás possui participação em 13 empresas de distribuição de gás, 11 destas em operação. Acredita-se que os clientes do gás natural em potencial são os atuais clientes de óleo combustível, no curto prazo, e as novas usinas termoeletricas, no médio prazo.

Por intermédio da Gaspetro, a Petrobrás possui participação de 20% em uma usina termoeletrica no estado do Paraná, com capacidade de 480 megawatts. Espera-se que o investimento total seja de US\$ 312 milhões e que a construção comece ao final de 2000.

Com relação à expansão planejada do papel da Petrobrás de fornecedora de gás natural no Brasil, ela faz parte de vários projetos que visam construir e operar usinas termoeletricas. São atualmente investidores minoritários em 29 projetos com mais quatro sendo ainda avaliados. Alguns desses projetos também são vinculados a outros

projetos de gás natural que implicam na construção de gasodutos. Grande parte desses investimentos têm como objetivo a expansão do mercado consumidor de gás, uma vez que, atualmente, a Petrobrás sozinha já produz mais gás do que o mercado demanda. Somando-se o gás que é importado da Bolívia, torna-se um objetivo de grande importância a criação desta demanda.

### **V.6 Investimento em Termoeletricas**

As dificuldades para a obtenção de financiamento externo, somada a urgência do governo em garantir o abastecimento de energia elétrica no país no próximo ano, acrescentando pelo menos dois mil megawatts ao sistema e a criação da demanda para o seu gás natural levaram a Petrobrás a financiar alguns projetos na modalidade “corporate equity”, ou seja, com caixa próprio.

As dez térmicas consideradas prioritárias pela estatal deverão ficar prontas em 2001 em ciclo aberto (sem aproveitamento do vapor para geração, o que só vai acontecer em 2003) e estão orçadas em U\$S 1,745 bilhão. A participação da estatal varia de 17% a 49% do capital. “A decisão é financiar na frente, com o dinheiro do caixa, e depois buscar financiamento”<sup>18</sup> afirmou o diretor de participações e desmobilizações da Petrobrás Delcídio do Amaral Gomes.

### **V.7 Investimento em Refino**

Em razão de o petróleo bruto de muitas bacias brasileiras caracterizar-se por ser mais pesado, a Petrobrás investe muito em equipamentos e máquinas que permitam converter petróleo bruto pesado em produtos mais leves. As quatro maiores refinarias, Landulpho Alves, Duque de Caxias, Paulínia e Henrique Lage, todas situadas próximas

---

<sup>18</sup> *Jornal Valor*, 27/06/2000

à Bacia de Campos, concentram mais de 55% da capacidade de conversão de petróleo bruto pesado.

Nos últimos anos, a Petrobrás realizou investimentos significativos em ativos de refinaria para melhorar os destilados mais leves, que normalmente geram vendas com margem mais elevada e reduzir a fabricação de produtos relativamente menos lucrativos, tais como o óleo combustível. O investimento na ampliação e no aperfeiçoamento de instalações nos últimos três anos superou R\$ 1.8 bilhão.

### **V.8 Investimentos em 2000**

Quanto aos investimentos da Petrobrás neste ano, continua investindo prioritariamente no incremento da capacidade de produção de petróleo. Nesse sentido foi importante a participação no 2º leilão da ANP (round dois), bem como a descoberta feita na Colômbia, onde se comprovou a existência de 200 milhões de barris de óleo. Em suma, foram investidos 2,8 bilhões de Reais no primeiro semestre de 2000. 78% dos investimentos próprios de janeiro a junho de 2000 destinaram-se as atividades de Exploração e Produção.

Neste período destacam-se os fechamentos de duas grandes operações de *Project Finance* (em separado). O *Project Finance* de Barracuda e Caratinga, no valor total de 2,5 bilhões de dólares, e também o *Project Finance* de Espadarte, Voador e Marimbás, no valor de um bilhão e 100 milhões de dólares foram fechados durante o mês de junho.

A Petrobrás continua com a política de alongamento do perfil de financiamentos e sua redução de custos. Essa política já começou a ficar perceptível no trimestre de abril a junho, principalmente quando comparado com o período de janeiro a março, quando os financiamentos de curto prazo sofreram uma redução de 1,2 bilhão de Reais,

enquanto que os financiamentos de longo prazo tiveram um aumento de 631 milhões de Reais.

Como resultado desta estratégia financeira, a empresa obteve, já no segundo trimestre de 2000 uma redução no endividamento líquido de 7%, se comparado com o encerramento do primeiro trimestre, o que somou quase 800 milhões de Reais. Portanto o esforço tem se concentrado na redução do nível total de endividamento financeiro, no alongamento dos prazos de financiamento e na procura constante da redução dos custos de captação.

## VI. BIBLIOGRAFIA

CASTRO, Cláudio Moura. *Estrutura e Apresentação de Publicações Científicas*. São Paulo. McGraw Hill, 1976.

MARINHO JR, Ilmar Penna, *Petróleo: Política e Poder (um novo choque do petróleo?)*, Rio de Janeiro, José Olympio, 1989

LEVY, Arthur, *Produção de Energia e Política Nacional de Petróleo*, Petróleo

PETROBRÁS, *Jornal da Petrobrás*, Vários números

PETROBRAS: Relatórios de Atividades

PETROBRAS: Demonstrações Financeiras Padrão

PETROBRAS (2000): Prospecto Preliminar de Distribuição Pública Secundária de Ações Ordinárias de Emissão da Petróleo Brasileiro S.A.



Agência Nacional do Petróleo (1999): *Anuário Estatístico da Indústria Brasileira do Petróleo 1990-1998*

Páginas na Internet:

Petrobras – [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br) ,

IPEA – [www.ipea.gov.br](http://www.ipea.gov.br) ,

ANP– [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) ,

## **VII. ANEXOS**

<b>ANEXO A: Demanda Nacional de Derivados.....</b>	<b>75</b>
<b>ANEXO B: Produção Nacional de Derivados e Relação com o Consumo .....</b>	<b>76</b>
<b>ANEXO C: Investimentos da Petrobrás.....</b>	<b>77</b>
<b>ANEXO D: Consumo de Petróleo nacional e importado.....</b>	<b>78</b>
<b>ANEXO E: Economia de Divisas .....</b>	<b>79</b>
<b>ANEXO F: Preços de derivados de petróleo ao consumidor .....</b>	<b>80</b>
<b>ANEXO G: Importação e Exportação de petróleo e derivados .....</b>	<b>81</b>
<b>ANEXO H: Produção de petróleo e gás natural.....</b>	<b>82</b>
<b>ANEXO I: Reservas Provadas .....</b>	<b>83</b>
<b>ANEXO J: Tabela-Resumo dos principais números da Petrobrás.....</b>	<b>84</b>

## ANEXO A: Demanda Nacional de Derivados

<b>CONSUMO NACIONAL DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (Mil Barris/Dia)</b>										
<b>ANO</b>	<b>GLP</b>	<b>GASOL.</b>	<b>QUERO- SENE</b>	<b>DIESEL</b>	<b>ÓLEO COMBUST.</b>	<b>NAFTA</b>	<b>OUTROS</b>	<b>TOTAL</b>	<b>ALCOOL ANIDRO</b>	<b>ALCOOL HIDR.</b>
1954	1	58	11	25	55		10	<b>160</b>		
1955	3	60	12	28	67		10	<b>180</b>		
1956	4	62	13	33	75		15	<b>202</b>		
1957	6	62	11	32	68		11	<b>190</b>		
1958	7	68	12	41	75		17	<b>220</b>		
1959	9	68	11	47	79		17	<b>231</b>		
1960	11	76	13	53	91		19	<b>263</b>		
1961	13	79	15	54	98		16	<b>275</b>		
1962	17	90	17	62	108		18	<b>312</b>		
1963	20	96	16	67	112		16	<b>327</b>		
1964	23	104	17	75	111		16	<b>346</b>		
1965	23	104	16	72	100		16	<b>331</b>		
1966	26	114	16	78	104		18	<b>356</b>		
1967	29	125	19	84	108		21	<b>386</b>		
1968	33	141	21	95	132		21	<b>443</b>		
1969	35	151	23	102	145		22	<b>478</b>		
1970	38	164	24	112	142		29	<b>509</b>	3	
1971	41	179	26	123	170		30	<b>569</b>	4	
1972	46	200	28	141	176	13	31	<b>635</b>	7	
1973	51	235	33	167	218	24	40	<b>768</b>	5	
1974	54	244	35	185	240	27	44	<b>829</b>	3	
1975	57	249	37	207	255	28	45	<b>878</b>	3	
1976	62	250	41	237	283	33	54	<b>960</b>	3	
1977	65	232	42	255	290	36	61	<b>981</b>	11	
1978	72	237	44	279	315	47	73	<b>1.067</b>	26	0
1979	79	232	49	303	327	57	86	<b>1.133</b>	38	0
1980	84	197	46	322	313	62	63	<b>1.087</b>	39	7
1981	90	189	50	318	254	69	57	<b>1.027</b>	20	24
1982	100	179	51	324	218	79	64	<b>1.015</b>	35	30
1983	105	150	49	318	191	103	46	<b>962</b>	38	51
1984	104	134	43	325	182	110	52	<b>950</b>	36	80
1985	113	131	44	348	170	125	60	<b>991</b>	37	101
1986	122	148	48	386	198	125	65	<b>1.092</b>	42	148
1987	132	130	49	409	206	134	62	<b>1.122</b>	37	152
1988	143	126	47	425	198	139	66	<b>1.144</b>	34	166
1989	151	138	56	420	191	140	64	<b>1.160</b>	30	187
1990	156	153	59	424	185	140	65	<b>1.182</b>	21	173
1991	156	160	58	445	177	132	66	<b>1.194</b>	28	178
1992	161	165	55	456	185	137	66	<b>1.225</b>	33	166
1993	168	182	57	467	203	126	60	<b>1.263</b>	44	163
1994	172	201	58	492	194	169	65	<b>1.351</b>	49	167
1995	181	242	66	518	211	170	66	<b>1.454</b>	58	167
1996	191	283	70	535	222	168	78	<b>1.546</b>	65	157

Fonte: Petrobras, DNC - Departamento Nacional de Combustíveis e Mercado competitivo da BR.

Obs.: Dados preliminares nos últimos cinco anos.

(1) A partir de 1980 o querosene de aviação representa mais de 90% do total de querosenes.

(2) Inclui asfaltos, lubrificantes, solventes, parafinas e outros derivados.

## ANEXO B: Produção Nacional de Derivados e Relação com o Consumo

PRODUÇÃO DE DERIVADOS NAS REFINARIAS DA PETROBRAS (Mil Barris/Dia)										
ANO	GLP	GASOL.	QUERO- SENE	DIESEL	ÓLEO COMBUST.	NAFTA	OUTROS	TOTAL	CONSUMO	PRODUÇÃO/ CONSUMO
1954		1			1			2	160	1%
1955		15		5	18			38	180	21%
1956	2	27		7	28		1	65	202	32%
1957	3	22	3	11	31		2	72	190	38%
1958	3	23	4	15	35		4	84	220	38%
1959	4	25	5	16	40		5	95	231	41%
1960	5	31	9	23	48		6	122	263	46%
1961	6	39	10	37	64		6	162	275	59%
1962	7	57	11	51	91		6	223	312	71%
1963	9	62	10	59	97		7	244	327	75%
1964	12	70	12	60	92		6	252	346	73%
1965	15	73	10	65	79		7	249	331	75%
1966	16	87	12	74	90		10	289	356	81%
1967	18	88	16	77	93		11	303	386	78%
1968	18	102	20	92	109		15	356	443	80%
1969	21	121	25	98	130		17	412	478	86%
1970	26	139	26	109	138		16	454	509	89%
1971	28	150	27	116	154		27	502	569	88%
1972	32	179	29	149	186	22	16	613	635	97%
1973	43	219	35	176	237	27	47	784	768	102%
1974	44	227	37	192	246	28	56	830	829	100%
1975	53	244	40	212	262	33	62	906	878	103%
1976	54	247	42	240	270	35	66	954	960	99%
1977	54	227	43	265	279	47	66	981	981	100%
1978	64	246	50	292	308	58	79	1.097	1067	103%
1979	67	232	55	304	310	61	116	1.145	1133	101%
1980	73	187	57	334	294	68	97	1.110	1087	102%
1981	74	195	64	314	276	74	93	1.090	1027	106%
1982	69	197	66	331	242	97	81	1.083	1015	107%
1983	78	169	60	330	217	98	106	1.058	962	110%
1984	84	192	72	347	222	117	96	1.130	950	119%
1985	87	187	67	348	210	125	111	1.135	991	115%
1986	89	194	62	386	224	129	124	1.208	1092	111%
1987	95	202	64	411	214	132	130	1.248	1122	111%
1988	93	200	62	422	210	138	120	1.245	1144	109%
1989	97	195	62	420	218	138	126	1.256	1160	108%
1990	103	190	57	415	214	122	147	1.248	1182	106%
1991	101	205	56	407	201	119	116	1.205	1194	101%
1992	103	210	53	413	212	119	125	1.235	1225	101%
1993	108	238	53	399	206	111	138	1.253	1263	99%
1994	125	243	52	448	210	120	141	1.339	1351	99%
1995	120	241	56	442	207	114	67	1.247	1454	86%
1996	112	267	62	463	216	111	74	1.307	1546	85%

Fonte: Petrobras

Obs.: (1) A partir de 1980 o querosene de aviação representa mais de 90% do total de querosenes.

(2) Inclui asfaltos, lubrificantes, solventes, parafinas e outros derivados.

## ANEXO C: Investimentos da Petrobrás

INVESTIMENTOS DA PETROBRAS (US\$ MILHÕES CORRENTES)												
ANO	EXPLOR. (2)	PROD.	REFINO	TRANSP.	AP. SUBSID.	OUTROS (1)	SUB- TOTAL	PROJ. FINANCE	TOTAL	E&P	E&P + PR. FIN.	E&P + P.F. (% do total)
1954	2		10			2	14		14	2	2	14%
1955	7		5	1		4	17		17	7	7	41%
1956	15		4	1		8	28		28	15	15	54%
1957	34		9			5	48		48	34	34	71%
1958	33		17			3	53		53	33	33	62%
1959	29		32	7		4	72		72	29	29	40%
1960	32		39	39		9	119		119	32	32	27%
1961	41		36	18		17	112		112	41	41	37%
1962	53		40	18		12	123		123	53	53	43%
1963	68		33	26		20	147		147	68	68	46%
1964	61		31	27		14	133		133	61	61	46%
1965	76		32	31		18	157		157	76	76	48%
1966	89		32	37		31	189		189	89	89	47%
1967	97		30	30		27	184		184	97	97	53%
1968	93		25	34	6	25	183		183	93	93	51%
1969	102		33	47		21	203		203	102	102	50%
1970	128		90	56	7	42	323		323	128	128	40%
1971	114		201	91	29	36	471		471	114	114	24%
1972	142		138	103	30	62	475		475	142	142	30%
1973	186		160	138	87	60	631		631	186	186	29%
1974	279		398	205	116	38	1036		1036	279	279	27%
1975	406		536	382	80	54	1458		1458	406	406	28%
1976	544		462	322	76	92	1496		1496	544	544	36%
1977	656		367	438	118	66	1645		1645	656	656	40%
1978	899		320	358	127	108	1812		1812	899	899	50%
1979	1043		355	233	187	98	1916		1916	1043	1043	54%
1980	1326		177	137	158	73	1871		1871	1326	1326	71%
1981	2480		109	147	198	46	2980		2980	2480	2480	83%
1982	3494		141	225	382	54	4296		4296	3494	3494	81%
1983	2380		90	79	558	16	3123		3123	2380	2380	76%
1984	1540		39	66	321	19	1985		1985	1540	1540	78%
1985	1539		49	95	137	26	1846		1846	1539	1539	83%
1986	1786		66	149	205	35	2241		2241	1786	1786	80%
1987	2009		136	332	230	36	2743		2743	2009	2009	73%
1988	1430		234	378	167	53	2262		2262	1430	1430	63%
1989	1146		308	302	152	34	1942		1942	1146	1146	59%
1990	1306		184	231	117	23	1861		1861	1306	1306	70%
1991	1399		257	237	54	34	1981		1981	1399	1399	71%
1992	1585		291	302	148	24	2350		2350	1585	1585	67%
1993	1560		229	177	48	150	2164		2164	1560	1560	72%
1994	1562		214	273	55	186	2290		2290	1562	1562	68%
1995	1681		459	663	0	243	3046		3046	1681	1681	55%
1996	550	1176	675	430	5	251	3082		3082	1726	1726	56%
1997	447	1391	751	262		161	3012		3012	1838	1838	61%
1998	531	783	452	147		158	2071	1472	3543	1314	2786	79%
1999	382	831	319	107		96	1735	1209	2944	1213	2422	82%
2000E	601	797	320	79		256	2053	2284	4337	1398	3682	85%

Fonte : Petrobras

(1) Industrialização do xisto, alternativas energéticas, participação em outras empresas e investimentos financeiros.

(2) Até 1996, os investimentos em produção eram reportados juntamente com os de Exploração

(3) Os investimentos em *Project Finance* são basicamente nas áreas de exploração e desenvolvimento da produção.

## ANEXO D: Consumo de Petróleo nacional e importado

<b>REFINARIAS DA PETROBRAS (MIL BARRIS/ DIA)</b>				
<b>ANO</b>	<b>CAP.DE PROCESSAMENTO</b>	<b>ÓLEO NACIONAL</b>	<b>ÓLEO IMPORTADO</b>	<b>TOTAL</b>
1954	41	2	...	<b>2</b>
1955	86	5	36	<b>41</b>
1956	146	8	58	<b>66</b>
1957	154	24	49	<b>73</b>
1958	159	25	60	<b>85</b>
1959	181	35	61	<b>96</b>
1960	201	65	59	<b>124</b>
1961	304	91	75	<b>166</b>
1962	309	83	149	<b>232</b>
1963	329	95	155	<b>250</b>
1964	332	95	165	<b>260</b>
1965	372	95	157	<b>252</b>
1966	379	120	158	<b>278</b>
1967	381	147	153	<b>300</b>
1968	475	163	191	<b>354</b>
1969	525	176	241	<b>417</b>
1970	553	167	292	<b>459</b>
1971	633	157	332	<b>489</b>
1972	675	154	441	<b>595</b>
1973	687	155	571	<b>726</b>
1974	823	169	618	<b>787</b>
1975	834	155	712	<b>867</b>
1976	825	163	759	<b>922</b>
1977	961	165	783	<b>948</b>
1978	1.060	166	891	<b>1.057</b>
1979	1.060	163	938	<b>1.101</b>
1980	1.206	181	891	<b>1.072</b>
1981	1.206	193	843	<b>1.036</b>
1982	1.274	233	793	<b>1.026</b>
1983	1.278	320	681	<b>1.001</b>
1984	1.278	451	618	<b>1.069</b>
1985	1.278	549	534	<b>1.083</b>
1986	1.278	579	569	<b>1.148</b>
1987	1.284	572	605	<b>1.177</b>
1988	1.352	555	621	<b>1.176</b>
1989	1.352	595	587	<b>1.182</b>
1990	1.504	637	528	<b>1.165</b>
1991	1.501	626	503	<b>1.129</b>
1992	1.501	633	533	<b>1.166</b>
1993	1.484	636	534	<b>1.170</b>
1994	1.531	673	581	<b>1.254</b>
1995	1.538	710	510	<b>1.220</b>
1996	1.540	778	539	<b>1.317</b>
1997				
1998				
1999				
2000				

## ANEXO E: Economia de Divisas

<b>ECONOMIA DE DIVISAS PROPORCIONADA PELA PETROBRAS (US\$ Milhões)</b>						
<b>ANO</b>	<b>PRODUÇÃO</b>	<b>REFINO</b>	<b>TRANSPORTE</b>	<b>TOTAL (Valor Corrente)</b>	<b>IPC EUA (1996=100)</b>	<b>VALOR CONSTANTE</b>
1954				4	17,2	23
1955				19	17,1	111
1956				52	17,4	299
1957				76	18,1	421
1958				105	18,6	566
1959				118	18,6	633
1960				146	19	769
1961				168	19,1	877
1962				176	19,3	911
1963				180	19,6	916
1964				167	19,8	843
1965				162	20,2	804
1966				195	20,8	937
1967				235	21,3	1.102
1968	129	168	6	303	22,2	1.362
1969	129	180	9	318	23,5	1.353
1970	124	183	25	332	24,8	1.337
1971	162	212	30	404	25,9	1.559
1972	180	223	35	438	26,8	1.637
1973	227	866	25	1.118	28,4	3.933
1974	793	586	100	1.479	31,6	4.680
1975	796	538	93	1.427	34,4	4.142
1976	844	768	126	1.738	36,5	4.768
1977	849	724	58	1.631	38,8	4.204
1978	876	1056	102	2.034	41,8	4.865
1979	1196	6065	155	7.416	46,5	15.952
1980	2281	2532	156	4.969	52,8	9.418
1981	3.186	791	477	4.454	58,5	7.610
1982	3.769	2479	526	6.774	61,4	11.038
1983	4.364	2147	524	7.035	63,8	11.027
1984	5.845	2815	451	9.111	66,6	13.689
1985	6.678	2481	466	9.625	68,8	13.987
1986	3.616	3720	489	7.825	70,2	11.155
1987	4.115	3958	496	8.569	72,8	11.766
1988	3.726	3961	413	8.100	75,7	10.705
1989	4.546	4090	340	8.976	79,3	11.312
1990	6.177	4850	334	11.361	83,6	13.588
1991	5.666	3382	255	9.303	87,1	10.678
1992	5.365	3380	428	9.173	89,8	10.215
1993	4.878	2744	294	7.916	92,5	8.560
1994	4.626	2761	266	7.653	94,8	8.071
1995	5.285	1960	287	7.532	97,5	7.726
(*) 1996	7.087	1766	349	9.202	100	9.202
<b>TOTAL</b>					-	<b>238.752</b>

FONTES: RELATÓRIOS ANUAIS DA PETROBRAS.

IPC EUA: INTERNATIONAL FINANCIAL STATISTICS - FMI.

(\*) Preliminar.

OBS.: A PARTIR DE 1994 HOUVE UMA MUDANÇA METODOLÓGICA NO CÁLCULO DA SÉRIE.

OBS: Apenas a partir de 1968 a empresa passou a reportar a economia de divisas por área de atividade

## ANEXO F: Preços de derivados de petróleo ao consumidor

<b>PREÇO AO CONSUMIDOR DE DERIVADOS E ÁLCOOL (US\$ CORRENTE/BARRIL)</b>				
<b>ANO</b>	<b>GASOLINA</b>	<b>ÓLEO DIESEL</b>	<b>GLP</b>	<b>ÓLEO COMB. (S / ICMS)</b>
1955	9,3	3,06	11,74	1,62
1956	10,48	3,37	11,85	1,85
1957	12,37	7,42	20,69	4,56
1958	7,34	4,38	10,33	2,75
1959	9,36	6,6	12,58	3,73
1960	7,9	5,53	10,96	3,25
<b>1961</b>	<b>10,09</b>	<b>7,35</b>	<b>10,56</b>	<b>4,35</b>
1962	9,3	7,18	8,73	4,19
1963	10,77	8,35	10,25	5,13
1964	9,7	7,74	8,29	4,23
1965	12,38	9,72	9,17	4,67
1966	13,13	10,32	10,38	4,97
1967	12,86	10,56	11,46	3,81
1968	13,14	10,86	12,32	3,04
1969	14,6	12,03	12,71	2,83
1970	15,21	12,63	13,18	2,81
1971	16,41	13,65	14,39	3,1
1972	18,21	15,47	16,24	3,64
1973	20,61	17	17,94	4,07
1974	36,35	21,15	25,51	5,31
1975	47,01	25,1	28,71	6,1
1976	59,45	28,43	28,56	7,22
1977	65,37	34,73	30,77	8,08
1978	66,74	36,62	31,98	8,56
1979	68,91	41,24	28,66	10,66
1980	100,1	43,8	22,93	19,09
1981	120,87	61,51	26,96	31,5
1982	108,21	63,62	25,56	28,49
1983	80,44	51,12	22	24,52
1984	74,35	51,2	23,55	25,48
1985	65,45	45,6	20,47	22,92
1986	66,1	35,78	15,34	18,18
<b>1987</b>	<b>91,08</b>	<b>34,85</b>	<b>18,33</b>	<b>19,06</b>
1988	83,8	40,12	16,86	19,14
1989	72,15	36,12	14,84	15,5
1990	101,13	49,38	26,37	20,6
1991	78,91	40,5	23,44	16,17
1992	78,87	48,39	29,25	14,33
1993	82,74	54,51	30,54	17,16
1994	87,62	60,43	35,52	19,23
1995	89,84	61,92	40,45	19,79
1996	97,71	57,5	46,22	19,75

Fonte: Petrobras

Gasolina, Diesel, Álcool e GLP incluem ICMS e não incluem IVVC, Querosene e Óleo Combustível não incluem ICMS nem IVVC. ICMS = Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços; IVVC = Imposto sobre Vendas a Varejo de Combustíveis.



## ANEXO G: Importação e Exportação de petróleo e derivados

IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO								
ANO	ÓLEO				DERIVADOS			
	Unidade: Mil barris		US\$ Milhões corre. - FOB		Unidade: Mil barris		US\$ Milhões corre. - FOB	
	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.	Imp.	Exp.
1954	1.044	-	2,7		57.535	-	213,3	
1955	25.927	-	55,4		38.375	-	147	
1956	36.249	-	76,3		33.633	-	137,6	
1957	35.947	113	85,9	0,3	27.777	2.334	118,2	4,9
1958	41.954	8.246	98,2	26,4	31.915	1.208	118,4	1,7
1959	42.596	10.844	92	31,1	27.645	302	104,9	0,6
1960	42.168	4.623	85,2	13,2	32.079	415	112,9	0,9
1961	56.000	8.341	108,7	23,6	23.877	522	91,4	1
1962	75.392	2.183	141	6,1	11.114	541	52,7	1,1
1963	76.103	2.522	142,1	8,3	11.517	1.390	53,6	3,8
1964	78.436	-	116,9		8.290	195	34,9	0,2
1965	76.310	-	114,5		7.208	-	34,1	
1966	83.015	-	125,3		8.561	-	45,9	
1967	78.625	-	111,7		9.234	573	48,3	0,8
1968	95.633	-	143,8		14.322	63	58,2	0,2
1969	110.201	-	168,8		9.315	1.510	40,2	4,9
1970	131.134	478	198,5	0,6	8.039	6.410	40,8	15,5
1971	149.274	5.598	280,2	10,8	12.737	3.522	51,4	11,8
1972	188.901	7.724	376	17,1	10.014	11.234	48,5	32,7
1973	257.198	6.277	718,3	17,4	12.756	18.656	119	80
1974	253.242	4.868	2.812,40	50,4	12.700	19.876	210,4	233
1975	262.186	7.907	2.747,70	88,8	4.321	13.020	86,9	164,5
1976	300.838	20.983	3.460,00	251,7	11.404	6.548	165,5	82,5
1977	297.706	9.894	3.663,20	130,5	9.794	10.215	148,7	154,3
1978	328.810	1.767	4.089,40	23	7.133	16.429	127,8	259
1979	366.059	-	6.263,50		8.561	10.731	216,4	322,8
1980	318.048	440	9.370,10	17,4	16.184	13.668	530,9	509,3
1981	308.374	5.384	10.598,70	189,6	10.077	29.727	385	1.125
1982	291.170	8.057	9.565,90	269,8	25.217	39.413	648,2	1.332
1983	266.199	371	7.823,90	12,8	11.171	43.621	322,1	1.342
1984	237.705	-	6.749,20		5.277	67.020	142,1	2.053
1985	198.146	-	5.423,10		13.039	61.636	326,2	1.833
1986	219.348	-	2.784,50		15.914	47.917	219,7	797
1987	227.874	-	3.858,90		18.845	54.371	270,6	1.066
1988	233.768	1.359	3.194,00	15,2	31.362	56.799	351,8	986
1989	215.973	-	3.389,70		29.343	47.156	389,5	923
1990	208.337	-			25.556	32.186	475,3	759,3
1991	191.908	-			36.256	26.789	663,3	520,8
1992	193.405	-			45.477	31.934	1.068,00	618,6
1993	146.048	-			139.062	47.974	2.229,80	862,5
1994	173.162	-			111.503	45.382	1.660,40	798,6
1995	160.365	1.837			115.660	26.110	2.065,10	473,9
1996	180.857	753			128.184	23.670	2.652,80	494,8

Fonte : Petrobras

## ANEXO H: Produção de petróleo e gás natural

	PRODUÇÃO NACIONAL DE ÓLEO, CONDENSADO E LGN (MIL BARRIS/ DIA)							PROD. DE GÁS NATURAL (MIL M3/ DIA)				
ANO	ÓLEO E CONDENSADO			TOTAL C/LGN	BACIA CAMP.	Cresc. da Prod.	Cons. de derivados	Prod. Petr./ Cons. Der.	TERRA	MAR	TOTAL	BACIA CAMPOS
	TERRA	MAR	LGN									
1954	3			3			160	2%	174	0	174	
1955	5			5		67%	180	3%	170	0	170	
1956	11			11		120%	202	5%	229	0	229	
1957	27	1		28		155%	190	15%	434	0	434	
1958	51	1		52		86%	220	24%	823	0	823	
1959	63	1		64		23%	231	28%	1.174	0	1.174	
1960	78	3		81		27%	263	31%	1.461	0	1.461	
1961	90	5		95		17%	275	35%	1.443	0	1.443	
1962	84	7	0	91		-4%	312	29%	1.396	5	1.401	
1963	90	8	2	100		10%	327	30%	1.355	25	1.380	
1964	84	7	2	93		-7%	346	26%	1.416	38	1.454	
1965	87	7	3	97		4%	331	28%	1.825	52	1.877	
1966	107	9	2	118		22%	356	33%	2.107	58	2.165	
1967	134	13	2	149		26%	386	38%	2.374	56	2.430	
1968	151	10	3	164		10%	443	36%	2.620	66	2.687	
1969	164	9	3	176		7%	478	36%	3.343	75	3.418	
1970	156	8	3	167		-5%	509	32%	3.395	67	3.462	
1971	160	11	4	175		5%	569	30%	3.158	66	3.224	
1972	157	9	4	170		-3%	635	26%	3.335	58	3.393	
1973	157	14	4	175	1	3%	768	22%	3.110	122	3.233	
1974	153	24	5	182	4	4%	829	21%	3.614	463	4.077	
1975	144	28	5	177	5	-3%	878	20%	3.806	644	4.451	
1976	134	33	5	172	4	-3%	960	17%	3.499	987	4.486	
1977	122	38	6	166	5	-3%	981	16%	3.315	1.640	4.955	28
1978	117	43	6	166	14	0%	1.067	15%	3.338	1.958	5.297	123
1979	109	57	6	172	22	4%	1.133	15%	3.165	2.036	5.201	258
1980	107	75	6	188	36	9%	1.087	17%	3.329	2.696	6.025	483
1981	113	100	7	220	70	17%	1.027	21%	3.532	3.290	6.823	878
1982	119	141	8	268	110	22%	1.015	26%	4.323	4.079	8.402	1.521
1983	133	197	9	339	145	26%	962	34%	5.545	5.478	11.023	2.516
1984	149	313	13	475	252	40%	950	49%	5.733	7.661	13.394	4.024
1985	156	392	17	565	337	19%	991	55%	5.839	9.159	14.998	5.293
1986	167	406	21	594	355	5%	1.092	52%	5.755	9.898	15.653	5.806
1987	170	397	24	591	352	-1%	1.122	51%	5.305	10.962	16.267	6.389
1988	180	375	22	577	331	-2%	1.144	49%	5.634	10.366	16.001	6.366
1989	195	401	21	617	356	7%	1.160	51%	5.997	10.725	16.722	6.546
1990	189	443	22	654	406	6%	1.182	53%	6.231	11.004	17.235	7.081
1991	179	445	23	647	412	-1%	1.194	52%	6.766	11.342	18.108	7.554
1992	186	442	25	653	407	1%	1.225	51%	7.538	11.607	19.145	7.577
1993	182	461	25	668	426	2%	1.263	51%	7.774	12.494	20.268	7.786
1994	180	488	25	693	449	4%	1.351	49%	7.831	13.420	21.250	7.927
1995	180	512	23	715	475	3%	1.454	48%	8.074	14.136	22.210	8.670
1996	198	586	25	809	546	13%	1.546	51%	9.113	16.061	25.175	9.773

Fonte: Petrobras

Obs.: Inclui óleo de xisto na coluna Terra, a partir de 1984.

## ANEXO I: Reservas Provadas

<b>RESERVAS PROVADAS NACIONAIS DE ÓLEO, CONDENSADO E GÁS NATURAL E METRAGEM PERFURADA</b>				
<b>ANO</b>	<b>RESERVAS PROVADAS ÓLEO E COND. (Milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>RESERVAS PROVADAS GÁS NAT. (Bilhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>TOTAL (Milhões de BOE)</b>	<b>METROS PERFURADOS (Mil)</b>
1954	-	-	-	47
1955	-	-	-	53
1956	47,9	-	<b>300,98</b>	71
1957	63,3	-	<b>398,09</b>	125
1958	70,4	-	<b>442,82</b>	209
1959	80,5	-	<b>506,53</b>	288
1960	89,5	-	<b>563,08</b>	321
1961	92,6	-	<b>582,33</b>	343
1962	99,3	13,4	<b>708,61</b>	238
1963	98,3	13,4	<b>702,5</b>	254
1964	107,1	16,5	<b>777,88</b>	266
1965	106,8	19,0	<b>791,26</b>	294
1966	110,8	25,0	<b>853,89</b>	394
1967	126,5	24,5	<b>949,7</b>	349
1968	130,7	26,8	<b>990,51</b>	353
1969	135,5	25,6	<b>1012,97</b>	288
1970	136,3	26,6	<b>1024,59</b>	345
1971	136,1	26,2	<b>1020,81</b>	294
1972	126,8	26,1	<b>961,97</b>	288
1973	123,1	25,9	<b>936,73</b>	238
1974	119,8	26,3	<b>918,6</b>	365
1975	120,7	25,9	<b>922,53</b>	399
1976	135,9	34,0	<b>1068,58</b>	463
1977	173,9	39,5	<b>1342,26</b>	455
1978	179,0	44,4	<b>1404,96</b>	527
1979	198,4	45,1	<b>1531,62</b>	704
1980	209,5	52,5	<b>1648,5</b>	813
1981	234,6	60,3	<b>1855,12</b>	1063
1982	273,2	72,3	<b>2173,52</b>	1524
1983	294,1	81,6	<b>2363,19</b>	1617
1984	320,5	83,9	<b>2543,75</b>	1345
1985	344,7	92,7	<b>2751,41</b>	1599
1986	372,1	95,8	<b>2943,2</b>	1774
1987	400,5	105,3	<b>3181,41</b>	1399
1988	450,4	108,9	<b>3518,03</b>	1091
1989	444,3	116,0	<b>3524,24</b>	808
1990	445,2	114,6	<b>3520,95</b>	593
1991	481,7	123,8	<b>3808,44</b>	560
1992	576,1	136,7	<b>4483,26</b>	560
1993	603,7	137,4	<b>4661,72</b>	554
1994	658,9	146,5	<b>5065,53</b>	171
1995	766,9	154,3	<b>5794,06</b>	391
1996	769,9	157,7	<b>5834,5</b>	458

Fonte: Petrobrás

Conversões: 1 Barril = 158.9873 litros de óleo

1000 m3 de gás = 6.3 barris de óleo

## ANEXO J: Tabela-Resumo dos principais números da Petrobrás

PETROBRAS EM GRANDES NÚMEROS											
	FAT. BRUTO	INVES T.	LUCRO LIQ.	RES.PROV. (ÓLEO)	RES.PROV. (GÁS NAT)	PROD. DE GÁS NAT.	PROD. DE ÓLEO	IMPORT. DE ÓLEO	CAP. DE REFINO	PROD. DER.	CONS. DER.
	( US\$ Milhões correntes )			(Milhões de barris/BOE)		( Mil barris-BOE / dia )					
1954		14				1,1	3	2,86	41	2	160
1955	62	17				1,1	5	71,03	86	38	180
1956	121	28		301,0		1,4	11	99,31	146	65	202
1957	190	48		398,1		2,7	28	98,48	154	72	190
1958	167	53		442,8		5,2	52	114,94	159	84	220
1959	234	72		506,5		7,4	64	116,70	181	95	231
1960	254	119		563,1		9,2	81	115,53	201	122	263
1961	456	112		582,3		9,1	95	153,42	304	162	275
1962	517	123		624,6	84,1	8,8	91	206,55	309	223	312
1963	615	147		618,0	84,6	8,7	100	208,50	329	244	327
1964	624	133		673,8	104,2	9,2	93	214,89	332	252	346
1965	780	157		671,5	119,9	11,8	97	209,07	372	249	331
1966	889	189		696,8	157,3	13,6	118	227,44	379	289	356
1967	916	184		795,7	154,2	15,3	149	215,41	381	303	386
1968	1.098	183		821,9	168,9	16,9	164	262,01	475	356	443
1969	1.270	203		852,1	161,1	21,5	176	301,92	525	412	478
1970	1.441	323		857,2	167,7	21,8	167	359,27	553	454	509
1971	1.770	471		855,9	165,1	20,3	175	408,97	633	502	569
1972	2.170	475		797,7	164,5	21,4	170	517,54	675	613	635
1973	3.003	631	336	774,0	162,9	20,4	175	704,65	687	784	768
1974	5.778	1036		753,4	165,4	25,7	182	693,81	823	830	829
1975	7.416	1458		759,4	163,4	28,0	177	718,32	834	906	878
1976	9.212	1496		854,8	214,1	28,3	172	824,21	825	954	960
1977	9.708	1645	852	1094,0	248,6	31,2	166	815,63	961	981	981
1978	11.508	1812		1125,8	279,7	33,4	166	900,85	1060	1097	1067
1979	13.059	1916	507	1248,0	284,0	32,8	172	1002,90	1060	1145	1133
1980	16.553	1871		1318,0	331,0	38,0	188	871,36	1206	1110	1087
1981	20.060	2980		1475,8	379,8	43,0	220	844,86	1206	1090	1027
1982	19.670	4296		1718,5	455,7	52,9	268	797,73	1274	1083	1015
1983	14.930	3123		1849,8	514,1	69,4	339	729,31	1278	1058	962
1984	16.702	1985		2016,0	528,5	84,4	475	651,25	1278	1130	950
1985	15.293	1846		2168,0	584,2	94,5	565	542,87	1278	1135	991
1986	14.033	2241		2340,3	603,8	98,6	594	600,95	1278	1208	1092
1987	15.871	2743		2518,8	663,7	102,5	591	624,31	1284	1248	1122
1988	15.253	2262		2833,0	686,1	100,8	577	640,46	1352	1245	1144
1989	13.873	1942	160	2794,4	730,9	105,3	617	591,71	1352	1256	1160
1990	15.777	1861		2800,2	721,8	108,6	654	570,79	1504	1248	1182
1991	13.924	1981		3029,8	779,8	114,1	647	525,78	1501	1205	1194
1992	15.818	2350	56	3623,3	861,2	120,6	653	529,88	1501	1235	1225
1993	18.029	2164	673	3797,4	865,6	127,7	668	400,13	1484	1253	1263
1994	18.361	2290	1743	4144,0	922,8	133,9	693	474,42	1531	1339	1351
1995	20.447	3046	586	4823,3	972,1	139,9	715	439,36	1538	1247	1454
1996	23.701	3082	639	4842,4	993,5	158,6	809	495,50	1540	1307	1546
1997		3012									
1998		3543									
1999		2944									
2000		4337									

Fonte: Petrobrás e DNC

