

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE POLÍTICA CIENTÍFICA E
TECNOLÓGICA (DPCT)**

**A trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil: 1970-
1990**

Gonzalo Enrique Vásquez Enríquez

Orientador: Prof. Dr. Renato Peixoto Dagnino.

Brasil, Campinas, 1992.

Este exemplar corresponde à edição
final da tese defendida por Gonzalo
Enrique Vásquez Enríquez e aprovada
pela comissão julgadora em 15/01/92
Renato Aguiar

V445t

18576/BC

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
DEPARTAMENTO DE POLÍTICA CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA
(DPCT)

TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO
BRASIL: 1970-1990

Gonzalo E. Vásquez Enríquez

Orientador: Prof. Dr. Renato Peixoto Dagnino

Dissertação de mestrado para a obtenção
do título de mestre em Política
Científica e Tecnológica.
Brasil, Campinas, 1992

Sumario

Agradecimentos	i
Lista de tabelas	ii
Lista de gráficos	iii
Lista de quadros	iv
Lista de siglas e abreviaturas	v
Resumo	vi
Abstract	vii
Introdução	1
CAPÍTULO I. A evolução da indústria do petróleo no Brasil	4
1. Do contexto internacional	4
2. As três fases da indústria do petróleo no Brasil	13
2.1. Fase 1: "Petrobrás: importadora de petróleo" 1970-1980	15
2.2. Fase 2: "Petrobrás: produtora de petróleo" 1980-1985	22
2.3. Fase 3: "Petrobrás: produtora de petróleo no mar" 1985-1990	25
CAPÍTULO II. A evolução tecnológica da indústria do petróleo internacional	33
1. Considerações sobre a exploração e produção	33
2. Uma visão da evolução tecnológica internacional	38
2.1. Os gastos em P&D e o esforço tecnológico da indústria do petróleo	40
2.1.1. A microeletrônica, informática e automação	48
2.2. A sísmica em três dimensões (3D)	52
2.3. Produção em águas profundas e as perfurações horizontais	52
CAPÍTULO III. A trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil (1970-1990)	57
1. Indicadores de Desempenho Tecnológico	57
1.1. Levantamentos e interpretações sísmicas	57
1.2. Poços perfurados	61
1.3. Equipamentos de perfuração	66
2. Indicadores de produtividade técnico-econômica	70
2.1. Produção e metros perfurados	71
2.2. Investimentos e metros perfurados	72
2.3. Reservas e metros explorados	74
2.4. Reservas e investimento	75
3. Indicadores institucionais de desempenho tecnológico	76
3.1. A política de Pesquisa e Desenvolvimento e o Centro de Pesquisas da Petrobrás	77
3.1.1. O programa de capacitação em águas profundas	81
3.2. Informática e automação	83
CAPÍTULO IV. Resumo e perspectivas	86
Bibliografia	94

Agradecimentos

Agradeço a Renato Dagnino, orientador deste trabalho, por seus valiosos comentários, e precisas orientações.

A Chang Kung Kiang, membro da banca de qualificação, por seus interessantes comentários. A Lobão, pela ajuda nas correções do português.

Agradeço também, em forma especial, a Celso Pinto Ferráz, pelos importantes comentários e correções realizadas a este trabalho.

Agradeço a Tamás, a quem tive a oportunidade de conhecer primeiro como amigo e depois como professor da UNICAMP, pelo estímulo para concluir esta dissertação.

Finalmente, agradeço a Amelinha, pelas correções realizadas ao trabalho e principalmente, pelo inestimável carinho e apoio do dia dia, sem o qual este trabalho não teria sido possível.

Como sempre, o conteúdo do trabalho é responsabilidade do autor, inclusive os erros.

Lista de Tabelas

- I.1. Custos médios de produção
 - I.2. Consumo, produção e importação de petróleo
 - I.3. Evolução dos investimentos em capital fixo e custos capitalizados
 - II.1. Investimentos em P&D na indústria norte-americana (1987)
 - II.2. Faturamento e gastos em P&D de 9 empresas petrolíferas internacionais
-
- III.1. CENPES, Nível do pessoal técnico
 - III.2. CENPES, Distribuição por áreas do pessoal técnico
 - III.3. CENPES, Investimentos em P&D

Lista de Gráficos

- Gráfico 1. Reservas Mundiais
- Gráfico 2. Preço Internacional
- Gráfico 3. Oferta Interna e PIB
- Gráfico 4. Oferta Interna
- Gráfico 5. Preço Internacional e Importações
- Gráfico 6. Reservas provadas
- Gráfico 7. Capacidade de Refino e Consumo
- Gráfico 8. Produção
- Gráfico 9. Lâmina d'água
- Gráfico 10. Investimentos, Exploração e Produção
- Gráfico 11. Investimentos em P&D: Empresas norte-americanas

- Gráfico 12. Gastos em P&D EXXON
- Gráfico 13. Gastos em P&D Elf Aquitaine
- Gráfico 14. Levantamentos Sísmicos
- Gráfico 15. Interpretações Sísmicas
- Gráfico 16. Poços Perfurados
- Gráfico 17. Sondas em Operação
- Gráfico 18. Eficiência de Perfuração
- Gráfico 19. Indicador de Produtividade Técnico-Econômica(produção/metro perfurado)
- Gráfico 20. Indicador de Produtividade Técnico-Econômica (invest./metro Perfurado)
- Gráfico 21. Indicador de Produtividade Técnico-Econômica (reservas/metro explorado)
- Gráfico 22. Indicador de Produtividade Técnico-Econômica (reservas/investimentos)

Lista de Quadros

- II.1. Etapas técnicas da indústria do petróleo
 - II.2. Tecnologias de informação aplicadas à indústria do petróleo
 - II.3. Redução de custos, métodos técnicos e objetivos
 - III.1. Etapas do esforço tecnológico
 - III.2. CENPES: Projetos e patentes registrados e número de países
-

Lista de Siglas e Abreviaturas

2D	Segunda Dimensão
3D	Terceira Dimensão
ABG	Associação Brasileira de Gas
BBL/D	Barris de Petróleo por Dia
BPE	Barris de Petróleo Equivalentes
CENAP	Centro de Aperfeiçoamento do Petróleo
CENPES	Centro nacional de Pesquisas da Petrobrás
DEPER	Departamento de Perfuração
DEPEX	Departamento de Exploração
DEPRO	Departamento de Produção, ou Divisão de Exploração e Produção
DIRTEL	Divisão de Informática
DPCT	Departamento de Política Científica e-Tecnológica
IDT	Indicadores de Desempenho Tecnológico
IFP	Institut Français du Pétrole
IPB	Indústria do Petróleo no Brasil
IPTE	Indicador de Produtividade Técnico-econômica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PETROBRÁS	Petroleos Brasileiros, S.A.
SERINF	Setor de Informática e Telecomunicações
SPA	Sistemas de Produção Antecipadas
SFP	Sistemas Flutuantes de Produção
SUSEP	Superintência de Pesquisa de Exploração e Produção
VCR	Veículo de Control Remoto

Resumo

Este trabalho analisa a trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil 1970-1990, a partir de indicadores de desempenho tecnológico, de maneira a explicitar seu impacto na evolução macro-econômica do setor.

Em quatro capítulos o trabalho analisa a evolução dos principais indicadores da indústria do petróleo internacional e nacional (produção, consumo, reservas, investimentos e preço); a evolução tecnológica da indústria do petróleo internacional (gastos em P&D, impacto da informática na indústria); e a trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil entre 1970 e 1990, ressaltando os indicadores de desempenho tecnológico e abordagem institucional.

Abstract

This study analyses the technological trajectory of Brazil's oil industry in the 1970-1990 period, on the basis indicators. Such indicators performance macroeconomic reflect the impact of the macroeconomic evolution of the sector, with emphasis on the exploration and production areas.

In four chapters this work analyses the evolution of the main indicators of the international and national oil industry (production, consumption, resources, investments and price); the international technology of oil industry (expenditures in R&D, impact of informatization in the industry) and the technology trajectory of the oil industry in Brazil between 1970-1990, with emphasis on indicators technology performance and institutional approach.

Introdução

A maior parte dos estudos acerca da evolução tecnológica da indústria do petróleo no Brasil, costumam privilegiar uma abordagem institucional¹. Seu foco são as várias iniciativas que a Petrobrás desenvolveu no sentido de aumentar sua capacitação tecnológica e gerar condições no contexto externo ao setor que permitiriam sua consecução. No entanto, esta dissertação procura uma orientação fundamentalmente diferente. Ao invés de privilegiar uma abordagem institucional, que se concentre na descrição das ações implementadas - como os programas de formação de recursos humanos, de P&D, a criação ou crescimento de centros de pesquisa, etc - optou-se por outro caminho. A intenção é, a partir da consideração da evolução de indicadores macroeconômicos de produção, importação, investimentos, preço internacional, etc., procurar explicar essa evolução a partir dos resultados das decisões tomadas e das ações implementadas na área tecnológica, mais do que na descrição das mesmas.

Esse tipo de abordagem permitirá contrastar a evolução da indústria do petróleo no Brasil, avaliada pelos indicadores citados, com a trajetória tecnológica adotada e, desta forma, investigar até que ponto esta última foi importante para as mudanças observadas.

Como se pode observar em função dos aspectos acima referidos o conceito de trajetória tecnológica que se formula está mais associado à análise dos resultados obtidos no campo tecnológico do que das decisões e ações implementadas. Dele se depreende uma análise que não pretende limitar-se, portanto, as abordagens institucionais frequentemente adotadas.

É evidente que a evolução tecnológica da Petrobrás não ocorreu de forma aleatória. Ao contrário, ela foi planejada de forma mais ou menos rigorosa e detalhada, como o é em organizações desse porte e, em geral, das que atuam no setor de petróleo. A motivação que

¹ A bibliografia utilizada, permite constatar que a maioria dos trabalhos sobre a Petrobrás e a indústria do petróleo no Brasil consistem em informes institucionais da própria empresa ou se constituem em estudos de seus pesquisadores. Embora publicados em revistas especializadas, eles tendem a respeitar claramente as políticas da empresa

levou à adoção de abordagem diferente da usual é a constatação que, muitas vezes, tende-se a explicar de maneira inadequada a trajetória tecnológica, a partir das decisões e ações implementadas; como se elas fossem em si mesmas as responsáveis pelos resultados globais avaliados em termos dos indicadores mais globais de produção e importação. A intenção é, assim, estabelecer uma instância de mediação entre esses dois planos, o das decisões e ações no campo da capacitação tecnológica e o desses indicadores macroeconômicos.

A operacionalização dessa abordagem envolve uma tarefa preliminar razoavelmente complexa. É necessário precisar os indicadores de resultado das decisões e ações implementadas na área tecnológica, o que se constitui, em si mesmo um esforço no sentido de formular uma metodologia de avaliação setorial.

Em relação à metodologia empregada esta se baseou na análise da informação secundária contida na bibliografia relativa ao setor, e nas publicações da Petrobrás. A realização de coleta de dados primários, através de entrevistas, visitas à Petrobrás, etc, embora certamente pudessem vir a enriquecer a qualidade do resultado final, foi descartada.

Não obstante, a falta de dados primários que tal opção determinou, considera-se que a análise desenvolvida atende o objetivo da dissertação no sentido de realizar uma análise da indústria do petróleo no Brasil, no contexto da Política Científica e Tecnológica, explorando informações secundárias, de natureza multidisciplinar, com a finalidade de abordar um tema ainda inadequadamente tratado.

A dissertação está organizada em quatro capítulos. O CAPÍTULO I, apresenta uma análise da evolução da indústria do petróleo no Brasil 1970-1990. Divide-se em duas partes. Na primeira parte se aborda a visão internacional de indústria do petróleo, mostrando as principais tendências do mercado petrolífero, tendo como marco de referência os dois choques do petróleo e a queda dos preços em 1986. A segunda parte consiste em análise da evolução dos principais indicadores macroeconômicos globais da indústria no Brasil. Nesta segunda parte, se toma como marco de referência três fases caracterizadas no período 1970-1990.

O CAPÍTULO II consiste na análise da trajetória tecnológica da indústria do petróleo

internacional. A primeira parte do capítulo, abordam-se questões básicas sobre as etapas de exploração e produção de petróleo, e, a segunda parte, se orienta, por uma análise sobre a evolução tecnológica internacional, mostrando os avanços tecnológicos alcançados pela indústria.

O CAPÍTULO III, da mesma forma que o primeiro, está dividido em duas partes, a primeira está voltada a análise da trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil. Consiste na caracterização dos indicadores de desempenho tecnológico e indicadores de produtividade técnico-econômica. Nele se conceitua cada um desses aspectos e se fundamenta a razão de sua escolha, mostrando sua evolução nas três fases, identificadas no primeiro capítulo.

O CAPÍTULO IV, aborda um resumo do estudo realizado e as perspectivas da Petrobrás no que respeita ao desenvolvimento tecnológico da Petrobrás.

I. A evolução da indústria do petróleo no Brasil: 1970-1990.

O primeiro capítulo da dissertação consiste no exame do desempenho da Indústria do Petróleo no Brasil (IPB) a partir da consideração de indicadores macro-econômicos globais, tais como: produção em terra e no mar, importação, oferta interna, investimentos, capacidade de refino e reservas provadas, etc.

Este exame toma como referência a evolução da empresa Petróleos Brasileiros, S.A., (Petrobrás), que praticamente se confunde como o próprio setor do petróleo na medida em que, por lei, a Petrobrás, possui o monopólio da exploração e produção do petróleo no país.

Como não poderia deixar de ser, o trabalho aborda, alguns aspectos da indústria do petróleo internacional, avaliados a partir de indicadores de produção, consumo, reservas, preço e, nível de atualização tecnológica. Todos eles também são analisados visando contextualizar a evolução da IPB e explicitar seus elementos condicionantes. Por tanto, capítulo está dividido em duas partes. A primeira, aborda o contexto internacional e, a segunda, a evolução nacional da indústria.

1. Do contexto internacional.

A análise da evolução da situação internacional dos principais indicadores do mercado petrolífero, (produção, consumo, reservas e preço), indica que o primeiro e último, são determinantes para contextualizar os diferentes momentos do período 1970-1990. De fato, o comportamento do preço e da produção marcaram as diferentes estratégias adotadas pelas empresas petrolíferas ao longo do período.²

Embora o período da análise se dê a partir de 1970, não resta dúvida que o petróleo, desde antes do primeiro choque, tinha-se transformado em fonte energética de consumo

² Embora a produção tenha sido o mecanismo utilizado para aumentar e/ou diminuir os preços, o primeiro aumento de preço esteve marcado por decisões de natureza política dos países produtores.

predominante na economia. De fato, entre 1950 e 1974, a participação do petróleo e gás natural, no balanço energético mundial passou de 36 para 63%³. Este aumento deveu-se:

- ao crescente processo de monopolização da oferta do petróleo a partir de 1960, com a criação da Organização de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que passou a dominar o mercado petrolífero;

- aos grandes descobrimentos de jazidas nos países produtores;

- aos baixos custos de produção, que até 1974 se estimavam em um dólar por barril,

e;

- às novas condições tecnológicas alcançadas no setor petrolífero, aumentando a eficiência da exploração e exploração.⁴

A análise da evolução das principais tendências da produção, consumo, reservas e o preço internacional do petróleo, se desenvolve considerando os dois choques petrolíferos (1973-74 e 1979-80) e a queda dos preços em 1986. Eles se constituem, de fato, no marco da evolução dessas tendências. Assim, o primeiro período de análise abarca desde o primeiro choque do petróleo 1973-74, até o segundo choque, 1979-80. O segundo período se iniciou em 1979-80 com novo aumento dos preços e encerrou-se em 1986 com a brusca queda dos preços. Finalmente, um terceiro período que se iniciou em 1986, representado por um relativo equilíbrio dos preços, que vai até 1990, quando ocorre a guerra do Golfo Pérsico.

A produção mundial de petróleo experimentou sua maior expansão entre 1970 e 1980, quando cresceu cerca de 30% passando de 48 para 62 milhões de bbl/d, permanecendo, na década de 80, praticamente estagnada na faixa dos 62-64 milhões de bbl/d.

Por sua vez, na década de 70 os países não pertencentes à OPEP, experimentaram um crescimento significativo, sua participação na produção mundial, passou de 11%, em 1970, para 16%, em 1989, Esses 5% de incremento na produção tem contribuído, junto a outros

³ J.R. Frisch, "L'Equilibre Mondial entre Besoins et Ressources d'Energie à l'Horizon 2000", em Revue de l'Energie, outubro-novembro, 1977.

⁴ Ibidem.

fatores, para a queda dos preços nos últimos anos (1986)⁵. Diferentemente, os países da OPEP desenvolveram um processo inverso: em 1970 representavam 49 % do mercado e passaram para 44%, em 1980 e 38 %, em 1990.

O consumo mundial de petróleo cresceu 32%, na década de 70, passou de 47 milhões de bbl/d, em 1970, para 62 milhões de bbl/d, em 1980. Na década de 80 o crescimento foi bem menor, apenas 4%, passando de 62, em 1980, para 65, milhões de bbl/d, em 1990. Esse crescimento esteve marcado, principalmente pelo aumento do consumo dos países em desenvolvimento, que passaram de 11 milhões de bbl/d, em 1980, para 15 milhões de bbl/d, em 1990.

Em contraste a essa tendência mundial, os países desenvolvidos experimentaram pequena queda no consumo: de 39 milhões de bbl/d, em 1980, para 38 milhões de bbl/d, em 1990.

Entre as causas determinantes para que as economias desenvolvidas não expandissem o seu consumo no mesmo ritmo que os países em desenvolvimento encontra-se a aplicação de uma política de economia e diversificação de fontes energéticas. A retomada, ainda tímida, da demanda do petróleo deveu-se em grande parte à queda do preço do petróleo no mercado internacional, que tornou menos atraente a adoção de substitutos e de tecnologias poupadoras de energia.

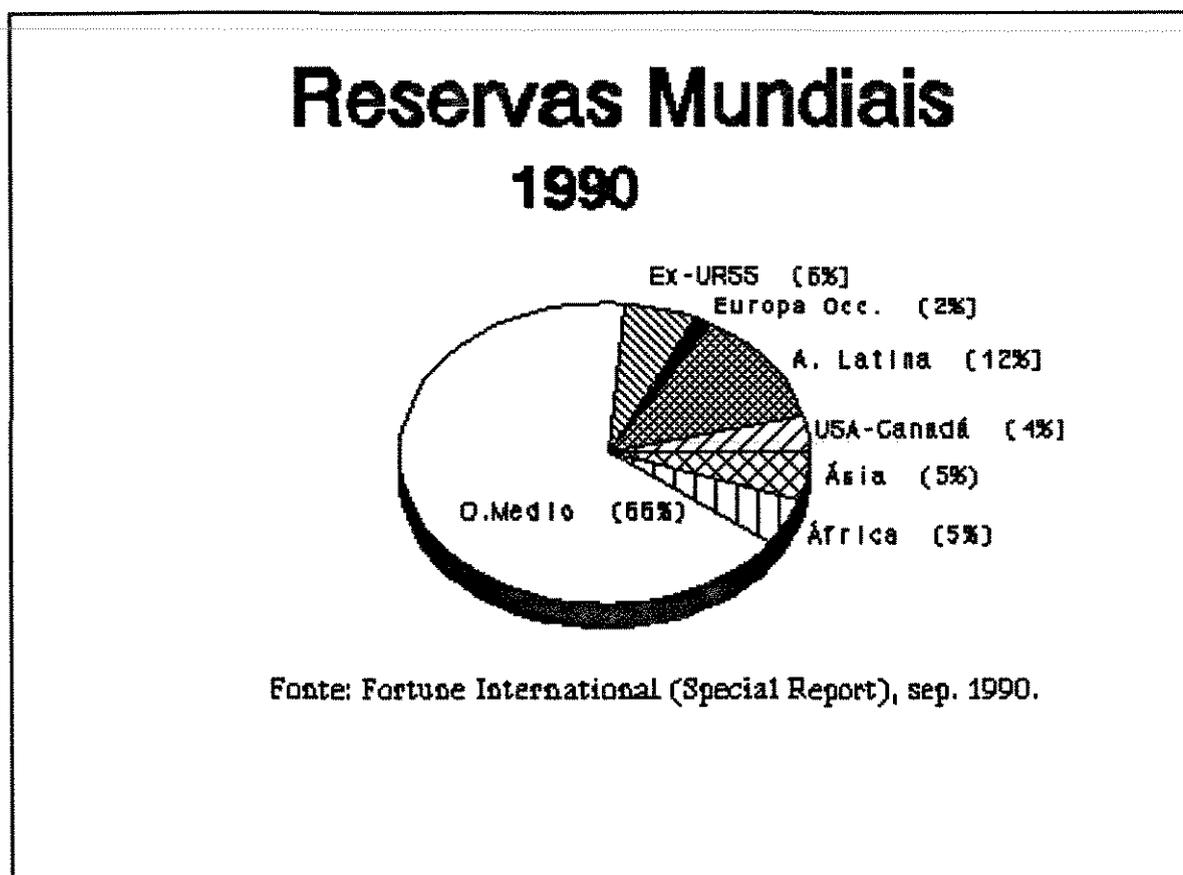
O gráfico 1 mostra a distribuição geográfica das reservas de petróleo no mundo, como se observa, ela não é homogênea, adicionalmente elas se concentram em regiões distantes dos grandes centros consumidores, o que tem provocado diversos problemas, econômicos e tecnológicos, para sua exploração e exploração.

Os países em desenvolvimento (PED) possuem, atualmente, a maior parte das reservas

⁵ A explicação para aumento da produção dos países NÃO-OPEP origina-se nos diversos esforços realizados pelos países em desenvolvimento para diminuir sua dependência externa de petróleo, assim como, a melhora das tecnologias de exploração que tem levado ao aumento da produção em alguns países NÃO-OPEP, (Síria, Colômbia, Iemen, etc.).

provadas, mais de 86 % do total de reservas mundiais, em contraste com os países desenvolvidos (PD) que contam apenas com pouco mais do 6% do total de reservas mundiais. Dentre os países em desenvolvimento os afiliados à OPEP são, de longe, aqueles que detêm as maiores reservas, com 76% do total mundial, em especial os países do Oriente Médio com 65% das reservas mundiais. Os países do Leste Europeu e os que constituíam a URSS, somam 6% das reservas (gráfico 1).⁶

Gráfico 1



Uma das grandes mudanças ocorridas na década de 80 foi o crescimento das reservas de petróleo e gás natural. Estas cresceram em 56%, entre 1979 e 1989, passando de 640 bilhões para um trilhão de bbl, a uma taxa média anual de 4,5 %; ritmo este bem superior ao do consumo.

Isto se deveu ao fato de que, em resposta aos choques do petróleo, as empresas petrolíferas aumentaram consideravelmente seus investimentos na busca de novas reservas,

⁶ Fortune International (Special Report), setembro, 1990.

aproveitando as mudanças tecnológicas⁷, que permitiram maior eficiência na exploração.

Espera-se que nos próximos anos, vários países que não contam com abundantes reservas possam aproveitar-se dos recentes avanços tecnológicos⁸ para tornar mais eficientes os esforços na reavaliação de seus recursos e na procura dos chamados petróleos difíceis e novos petróleos⁹.

O preço internacional do petróleo é um dos fatores determinantes na definição das políticas de desenvolvimento adotadas pelas empresas petrolíferas. Como foi assinalado, sua evolução constitui referência fundamental para a caracterização dos três períodos desta primeira parte: primeiro e segundo choque e a queda dos preços, em 1986.

O Gráfico 2 mostra a evolução dos preços internacionais do petróleo. Desde o início da década de 70, a evolução dos preços esteve sujeita aos conflitos de interesse entre as companhias internacionais e os países produtores. As primeiras pressionavam por baixar ou manter o preço, e os países produtores por aumentá-lo. No começo de 1972, a OPEP logrou aumento de pouco mais do 8%¹⁰, que situou o preço na faixa dos 3 dólares por barril. Em 1974, por ocasião do primeiro choque do petróleo, os preços se situaram na faixa de 12 e, finalmente, em 1979 em 20-25 dólares por barril.

Os sucessivos aumentos dos preços, ocorridos até 1979, foram tolerados sem grandes problemas pelos países consumidores. Embora alguns tenham constatado a necessidade de buscar fontes alternativas, não se preocuparam por impulsionar uma política de substituição.

⁷ LÉVI, Jean-Daniel. "La politique Énergétique Française en question?", Annales des Mines, França, jan., 1990.

⁸ BOY X. de la Tour, et all. Op. Cit.

⁹ São aqueles que requerem maior avanço tecnológico para sua exploração e produção. Diferentemente ao petróleo convencional, provém de campos situados em águas profundas, da Região Antártica, ou são obtidos por recuperação suplementar ou assistida. São considerados também petróleos difíceis, os petróleos pesados, as areias asfálticas, xistos betuminosos e, o álcool, que embora não seja petróleo, é carburante e concorrente do petróleo.

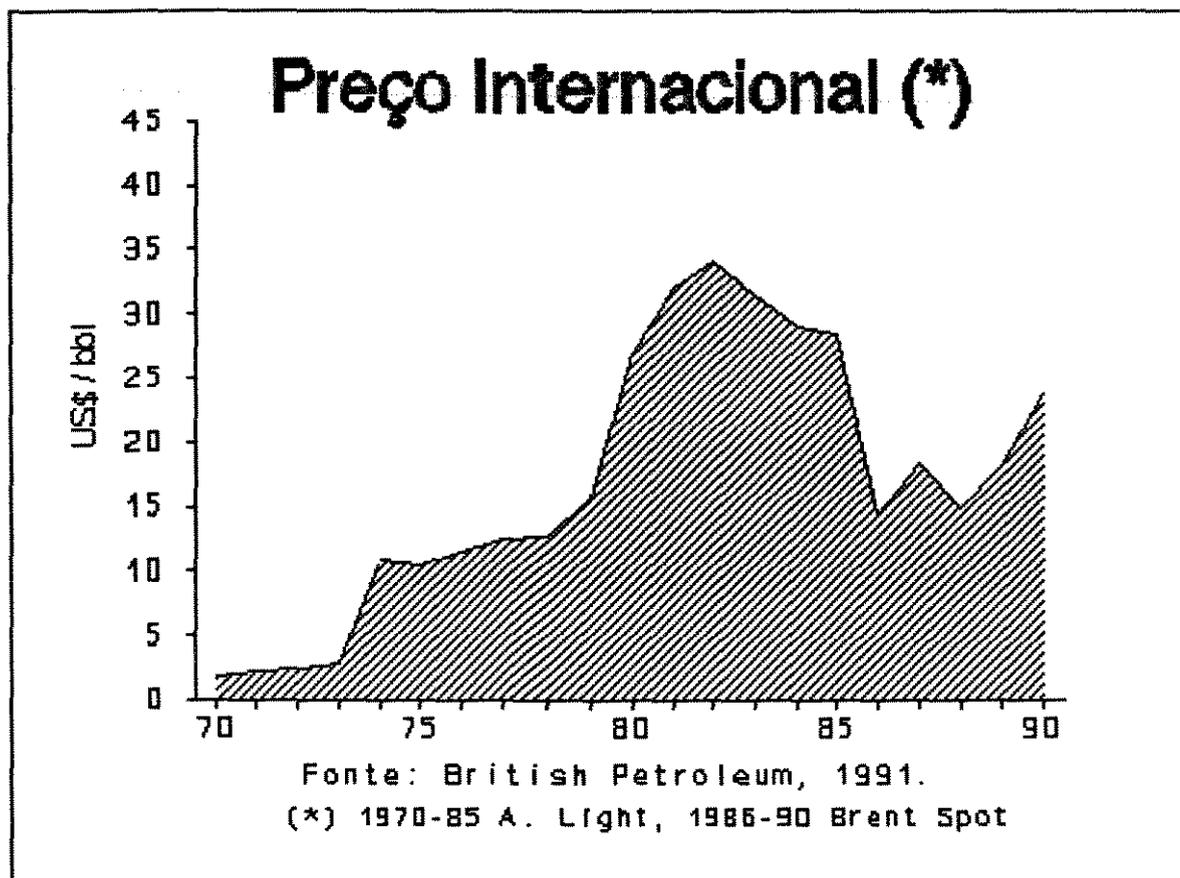
¹⁰ Grossling, F. Bernardo, "Algo sobre abastecimiento y precio del petróleo", Cuadernos Sobre Prospectiva Energética, N°126, El Colegio de México, D.F., 1980, 24 pp.

Adicionalmente, a estrutura energética não poderia, no curto prazo, ser adaptada a outras fontes.

Após o primeiro choque, os preços haviam chegado a níveis não previsíveis em anos anteriores. O preço oficial do petróleo árabe leve alcançou, em 1982, 34 dólares por barril, para não citar os 40 dólares em que se comercializou o barril do petróleo no mercado spot (Gráfico 2).

A partir do segundo choque, em 1979, a situação foi diferente. A economia mundial já estava passando por uma recessão econômica que era identificada com a crise do padrão de desenvolvimento vigente até a década de 80.

Gráfico 2



Os preços do petróleo tinham alcançado, entre 1980 e 1982 a faixa de 27-34 US\$/bbl (gráfico 2). A maioria dos países importadores de petróleo não estava conseguindo pagar a fatura das importações. Isso provocou uma diminuição do ritmo de crescimento dos preços,

e posteriormente, a queda dos mesmos, até chegar, em 1986, a cerca de 14 US\$/bbl¹¹, nível bem inferior ao vigente depois do segundo choque do petróleo. Aconteceu o que se chamou "o contrachoque energético" que, em contraste aos choques anteriores, foi caracterizado por uma significativa queda dos preços. Depois de 1986 os preços se recuperaram, situando-se na faixa dos 14-18 US\$/bbl.

Entre as causas da queda do preço, em 1986, cabe destacar o fato de que os países industrializados reagiram de maneira diferente ao primeiro e segundo choque, aplicando com sucesso programas de economia e conservação de energia e diversificação de fontes energéticas. Por outro lado, um outro fator que pressionou no sentido da queda, foi a perda de hegemonia do mercado por parte da OPEP. Convém lembrar que entre 1960 (ano em que foi criada) e 1973, a OPEP dominava amplamente o mercado e detinha significativo poder para fixação dos preços. No entanto, entre 1973 e 1985, a OPEP perdeu mercados de valores próximos aos 13 milhões de bbl/d. Em 1974 a OPEP produzia 31 milhões de bbl/d (53% da produção mundial), em 1985 sua produção diminuiu para 17 milhões de bbl/d (30% da produção mundial). O restante da produção passou a ser fornecido pelos novos países produtores, não pertencentes à OPEP.¹²

Após 1986, a estratégia adotada pela OPEP se caracterizou por manter os preços através da redução dos volumes de produção, fixando quotas a seus membros. Esta prática associada a leve retomada da economia mundial, em meados da década, permitiu que, entre 1987 e 1989, o preço do petróleo se mantivesse em nível razoavelmente estável, embora com tendência altista, na faixa de 15-18 dólares por barril (gráfico 1).

Houve, no entanto, outros fatores que inverteram essa tendência altista dos preços ameaçando aprofundar a crise do mercado. O primeiro deles consistiu num modesto aumento das reservas em alguns países, em especial membros da OPEP e o aumento já mencionado

¹¹ Embora o preço oficial fosse de 14 dólares, na realidade o mercado spot flutuava em torno dos 10 dólares.

¹² British Petroleum (BP), 1991.

das reservas provadas¹³. Em segundo lugar, verificou-se considerável aumento dos investimentos em exploração, o que deixou o mercado menos sensível a essas expectativas de aumento. Em terceiro lugar, o reconhecimento, por parte das empresas petrolíferas, de que os custos de produção eram menores que os que haviam sido divulgados durante o segundo choque, em especial pelas empresas que operavam no Mar do Norte, onde os custos de produção eram mais elevados.

Em 1989, o quadro do mercado petrolífero outra vez mudou, e os preços subiram (gráfico 1). Nos países da América do Norte, embora a demanda tivesse permanecido estável, a produção tinha registrado uma importante queda de mais de 1.3 milhões de bbl/d entre 1985 e 1990¹⁴, que levou a uma diminuição global da oferta do petróleo. Adicionalmente, em 1989 ocorreram acidentes nas costas do Mar do Norte e na União Soviética, que afetaram levemente o nível da produção mundial. Em contraste, a demanda continuava crescendo nas economias desenvolvidas e em alguns países em desenvolvimento, de forma tal que os preços, até 1989, prometiam recuperar o nível de 19-21 dólares por barril.

O momento culminante desse processo foi sem dúvida o conflito do Golfo Pérsico, em 1990, que provocou, por um curto período, uma nova alta nos preços. Entretanto, com a normalização da situação política nessa região, o preço estabilizou-se novamente.

O movimento ascendente dos preços do petróleo tende a estar cada vez mais limitado pela participação de outras fontes energéticas, principalmente o gás, o carvão e a energia nuclear. O gás natural se move em patamar de 18 a 20 US\$/bep, o preço do carvão entregue na Europa Ocidental está perto dos 13 US\$/bep e, o combustível nuclear se situa entre 10 e 11 US\$/bep.

Do anteriormente exposto se depreende que a médio prazo o petróleo terá, no mercado internacional, três fortes concorrentes: o gás natural, o carvão, e a energia nuclear. Cada uma delas com seu próprio ritmo de participação no balanço energético em função das

¹³ "New Data lift Oil Reserves", in Oil and Gas Journal, Tulsa, Oklahoma, vol. 85, núm. 52, Dez, 1987. Os avanços tecnológicos tem contribuído significativamente, na reavaliação das reservas.

¹⁴ World Economic and Financial Survey, "Currente, Trends and Policies in the World Economy" 1990.

caraterísticas das matrizes energéticas nacionais e da evolução tecnológica.¹⁵

Os custos de produção. Após do segundo choque do petróleo, com o aumento dos preços, tem-se estado colocando, no mercado petrolífero, uma ampla variedade de novos tipos petróleo, que na época do petróleo barato não eram explorados, são os chamados petróleos difíceis¹⁶. Para sua exploração e produção tem requerido de significativos avanços tecnológicos.

Esses petróleos representam ainda uma fração relativamente modesta da oferta petrolífera mundial, no entanto seu impacto, com respeito ao equilíbrio do mercado, será decisivo, na medida em que constituirão um fator fundamental para à estabilização dos preços a longo prazo.

A tabela I.1, a seguir, mostra os custos médios de produção de petróleo¹⁷. Ela revela a significativa diferença entre os custos da década de 70 e de meados da década de 80. As regiões onde se constatou um maior aumento foi nos Estados Unidos, Canadá e Europa Ocidental.

Existem basicamente três tipos de custos: a) das descobertas que abarcam os estudos geológicos, geofísicos e perfuração exploratória; b) de produção que abarcam perfuração de produção e equipamentos de produção e; c) os custos de processamento que contemplam refino e distribuição.

No mar, a etapa de perfuração representa 80% do custo de investimento e, na terra, alcança entre 65% e 75%, em contraste aos 5% a 10% dos estudos geológicos e 20% a 25

¹⁵ VÁSQUEZ, E. Gonzalo. El gas natural em Brasil: Una fuente alternativa viable, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Facultad de Economía, 1989, 220 pp.

¹⁶ Ver nota 9.

¹⁷ Existem três tipos de custos: a) das descobertas (estudos geológicos, geofísicos e perfuração exploratória), b) de produção (perfuração de produção e equipamentos de produção e, c) os custos de processamento. (refino e distribuição).

% dos estudos geofísicos¹⁸.

No mar, os investimentos em perfuração dependem se é uma área considerada *difícil* ou *fácil*. No mar do Norte, por exemplo, em águas profundas, os custos chegam a 80% contra 20% dos estudos geofísicos, adicionalmente, no mar, os custos aumentam pelos serviços submarinos diversos, não incluídos nos custos diretos.¹⁹

Regiões	1970	1975	1984	
EUA		1,16	4,08	14,88
Canadá		1,53	3,07	11,30
A.Latina		0,79	1,67	4,08
E.Ocidental		12,44	13,62	10,51
Oriente Médio		0,06	0,18	0,83
Ext. Oriente e África		0,24	0,55	2,53
Mundo (**)		0,55	1,22	6,42

Fonte: Percebois, Jacques, "Economie de L'Energie", Económica, França, 1989.
(**) exclui países da URSS e Leste Europeu.

2. As três fases da indústria do petróleo no Brasil.

O exame da evolução da indústria do petróleo no Brasil durante o período estudado, permite a constatação da existência de três fases bem diferenciadas, sendo que em todas elas se verifica, como não poderia deixar de ser, um comportamento do setor que buscava dar resposta ao contexto internacional e à evolução da economia brasileira. A identidade demanda

¹⁸ Cálculos feitos sobre a base de Oriente Médio e os Estados Unidos, respectivamente. Nas condições geológicas do Brasil, os custos e Departamentos da Petrobrás que os executam são os seguintes: **Geologia**, análise de terreno e fotografia aérea, (Depex), **Geoquímica** (Cenpes) 7%, **Geofísica**, perfis gravimétricos, magnetométricos, levantamento sísmicos, interpretação (Depex) 13,7%. Perfuração exploratória (Deper) 80% do custo.

¹⁹ Giraud, André e Boy de la Tour, Xavier, Geopolitique du pétrole et du gaz naturel, Ed. Technip, 418 pp. Paris, França, 1987.

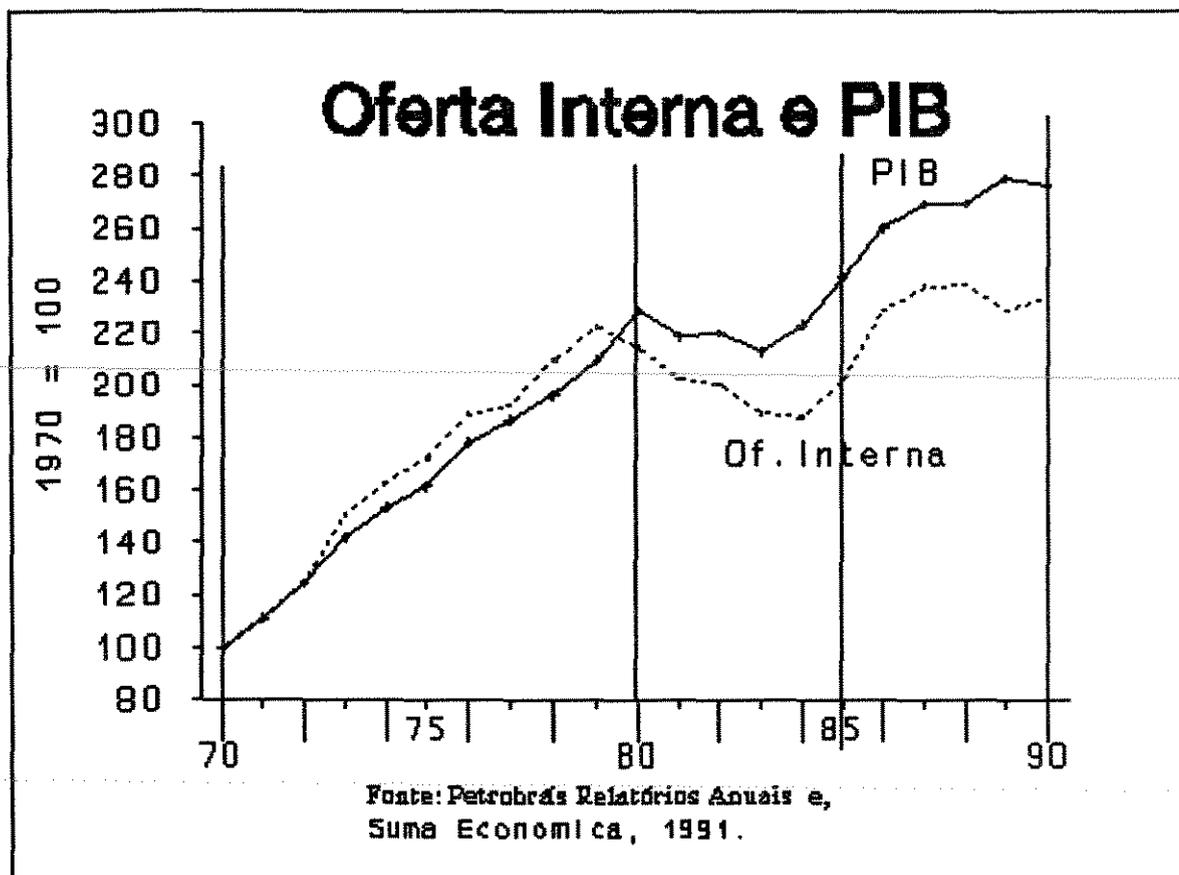
interna = oferta interna, intrínseca à condição de país não-exportador de petróleo, permite que esta última seja usada como o principal indicador da evolução do setor.

O gráfico 3 indica a evolução da oferta interna de petróleo, avaliada em barris por dia, do PIB brasileiro, avaliado em bilhões de dólares de 1988. Ele mostra a relação mencionada, adotando como base 100 o ano de 1970.

Como se observa, até 1979, a oferta interna de petróleo acompanhou o crescimento do PIB brasileiro aumentando mais do que proporcionalmente a ele. A partir daí sua evolução se dá de forma inversa. Isto é, a oferta interna, ainda que concordante com a evolução do PIB, o faz de forma proporcionalmente menor até 1988 quando a evolução do PIB e da oferta interna são opostas. De forma geral o gráfico indica que a partir de 1979 a evolução da economia brasileira tornou-se crescentemente inelástica em relação ao consumo de petróleo, toma forma um padrão de crescimento menos intensivo no consumo de petróleo.

O gráfico 4, que indica a evolução da oferta interna e de seus componentes produção e importação de petróleo em barris, é um elemento central para a identificação das fases descritas a seguir. Cabe destacar que essas fases não correspondem aos três períodos entre os choques do petróleo identificados na evolução da indústria do petróleo internacional, embora, na análise de algumas tendências globais, se observe certa similaridade, as fases que caracterizam à indústria no Brasil obedecem mais a fatores internos da indústria nacional e menos aos fatores internacionais.

Gráfico 3

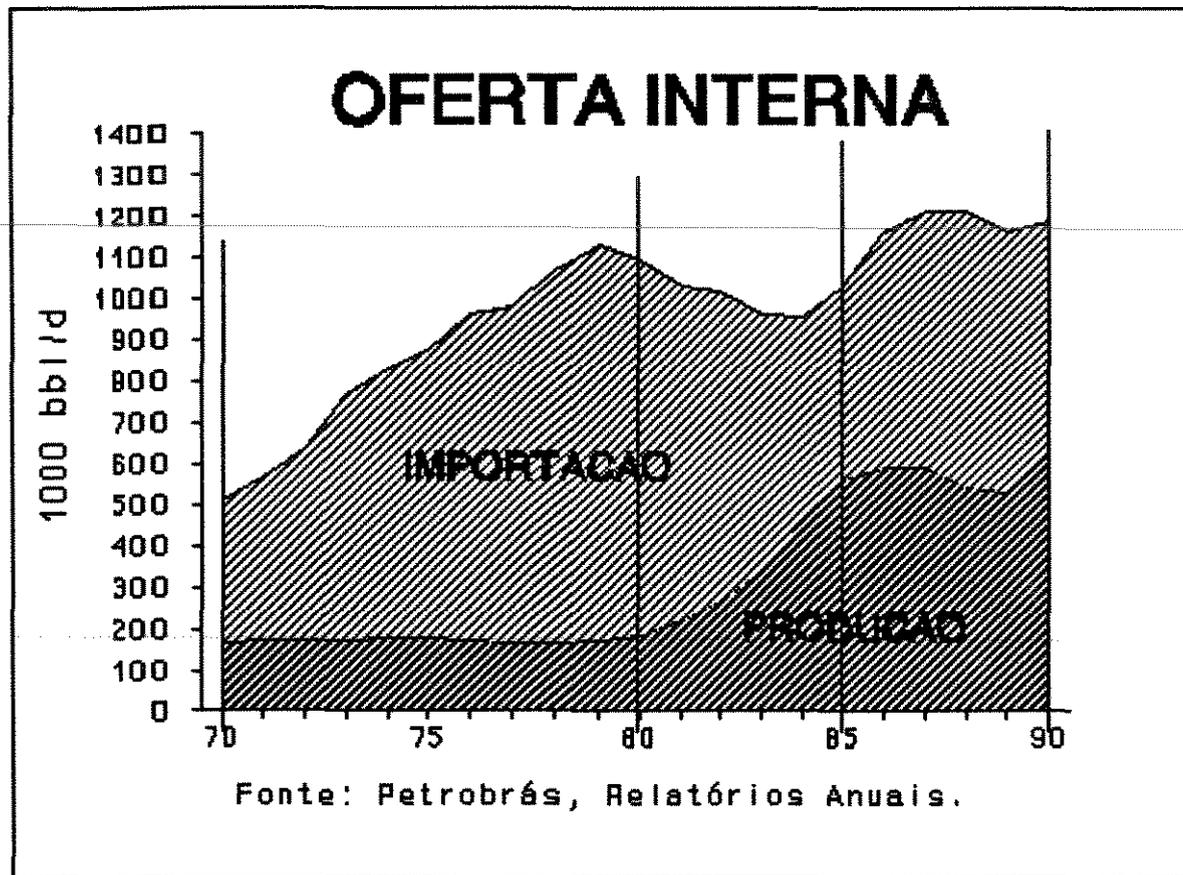


2.1. Fase 1: "Petrobrás: Importadora de petróleo" (1970-1980).

A primeira fase, que vai de 1970 a 1980, mostra aumento constante da oferta interna, determinada pelo crescimento da economia, que na primeira fase manteve uma taxa média de crescimento do PIB de 8,6%. O aumento da frota de veículos e outros fatores relacionados ao desenvolvimento dos demais setores importantes da economia, é a causa básica deste comportamento. O exame do gráfico 4 constata que esse aumento da oferta interna foi possível pelo contínuo aumento da importação, tendência que já se verificava em anos anteriores, uma vez que a produção se manteve praticamente constante. Entre outros aspectos, ressalta o fato de, apesar do aumento verificado no preço internacional do petróleo, no final de 1973, e do seu impacto em termos da balança comercial do País, não houve uma

alteração daquela tendência. De modo a caracterizar o comportamento observado, se denominou essa fase de "Petrobrás: importadora de petróleo"²⁰.

Gráfico 4



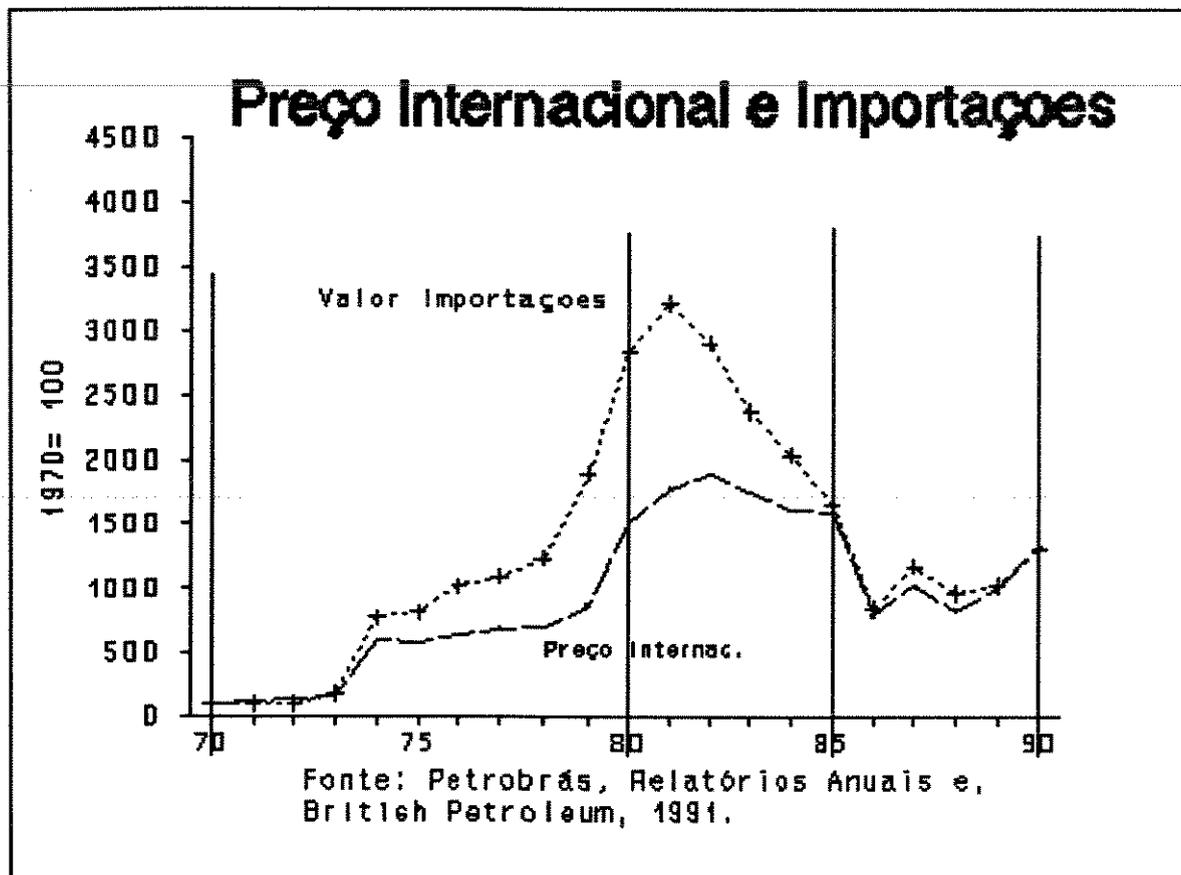
O gráfico 5, adotando como base 100 o ano de 1970, indica a evolução do preço internacional do petróleo dólares por barril, e a evolução do valor das importações (bilhões de dólares correntes/FOB)²¹. A comparação do gráfico 4 com o anterior permite verificar como, apesar de importar quantidades cada vez menores de petróleo, de 1979 e até 1984, o valor destas importações só volta a alcançar o montante gasto de 1979 no ano de 1984.

²⁰ No Brasil se constatava, na primeira fase, um crescimento da economia a uma taxa média anual de 8.7 por cento do PIB e só em 1977 o crescimento foi inferior a 5 (4.9 por cento). O País continuou aumentando as importações do petróleo, impulsionado pelo crescimento econômico.

²¹ No sucessivo será dólares correntes caso contrário se indicará.

A **produção**, na primeira fase, praticamente se manteve estável, aumentou 20 mil bbl/dia, passando de 167 mil em 1970 a 187 mil bbl/d em 1980. Cresceu a uma taxa média de 1 %. Em 1970 a produção representava 33% do consumo e, em 1980, apenas 17% do mesmo (Tabela I.2).

Gráfico 5



As **importações** experimentaram importante expansão. Em 1970 haviam chegado a 342 mil bbl/d, que representavam quase 70 % do consumo. Em 1980 foram de 906 mil bbl/d, 83% do consumo (tabela I. 2).

O **Consumo**, manteve-se em constante crescimento no período. Em 1970 foi de 509 mil bbl/d, e em 1979, quando alcançou o ponto mais alto, chegou a 1134 mil bbl/d. Até esse

ano, consumo e capacidade de refino mantiveram tendência similar de crescimento, embora esta última tenha-se mantido sempre acima do consumo (gráfico 7).

As reservas, durante a primeira fase experimentaram um crescimento de 56 %, a uma taxa média anual de 4 %. Passaram de 857 milhões bbl, em 1970, para 1,3 bilhões bbl, em 1980. Estes níveis de reservas, ao ritmo de produção de 1970 e 1980, garantiam uma duração de reservas de 14 e 20 anos, respetivamente (gráfico 5). Nos primeiros cinco anos dessa fase não houve crescimento importante da produção que levasse a um decréscimo das reservas.

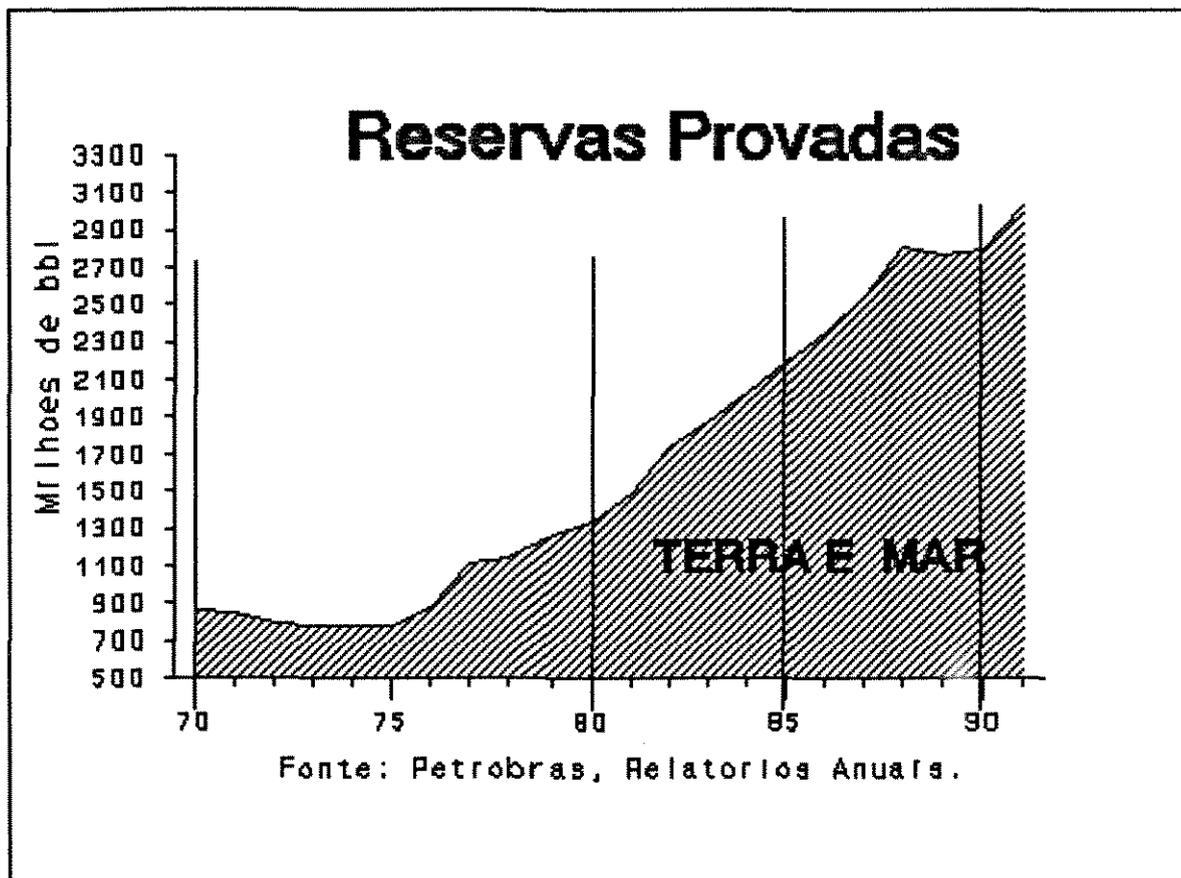
Durante praticamente toda a década os investimentos em exploração e produção se mantiveram em torno de 46% dos investimentos totais da Petrobrás, os outros 54% foram destinados a refino e outras áreas.

Tabela I.2
Consumo, Produção e Importação de Petróleo
(1000 bbl/d)

Anos	Consumo	Produção	Importação
1970	509	167	342
1971	569	174	395
1973	768	174	594
1975	878	177	701
1976	962	172	790
1978	1 067	166	901
1979	1 134	171	963
1980	1 093	187	906
1981	1 030	220	810
1982	1 021	268	753
1983	964	339	625
1984	957	474	483
1985	1 030	563	467
1986	1 166	593	573
1987	1 214	590	624
1988	1 216	545	671
1989	1 167	529	638
1990	1 192	631	561

Fonte: Petrobrás, "BRASIL", Rio de Janeiro, 1988, Balanço Energético Nacional, 1990.

Gráfico 6



Os investimentos em capital fixo e custos capitalizados, avaliados em dólares (tabela II. 3), representam um dos fatores mais importantes no desenvolvimento da indústria do petróleo no Brasil. Entre 1973 e 1980 os investimentos globais da empresa cresceram expressivamente (94 %), a uma taxa média anual de 10 %, passando de 809 para 1 572 milhões de dólares (1980). A partir de 1975, alcançaram seu nível mais alto (1731 milhões de dólares), começaram a descer, no entanto nunca estiveram abaixo dos 1 500 milhões de dólares (tabela I.3).

Os investimentos em exploração e produção mostraram crescimento considerável em comparação aos outros investimentos da Petrobrás (refino, terminais e oelodutos e transporte) ganhando espaço desde o começo do período, até chegar a representar, em 1980, 78 % dos investimentos totais. É interessante notar que apesar do investimento total da empresa ter experimentado pequena queda (9 %) entre 1975 e 1980, o investimento em exploração e produção aumentou durante todo o período (tabela I.3).²²

²² SILVA, Ozires, in "Gas natural opção energética", seminário realizado em São Paulo, Agosto de 1986. Federação das Industrias do Estado de São Paulo (FIESP), 1986.

Tabela I.3
Evolução dos investimentos em capital fixo
e custos capitalizados
(milhões de dólares)

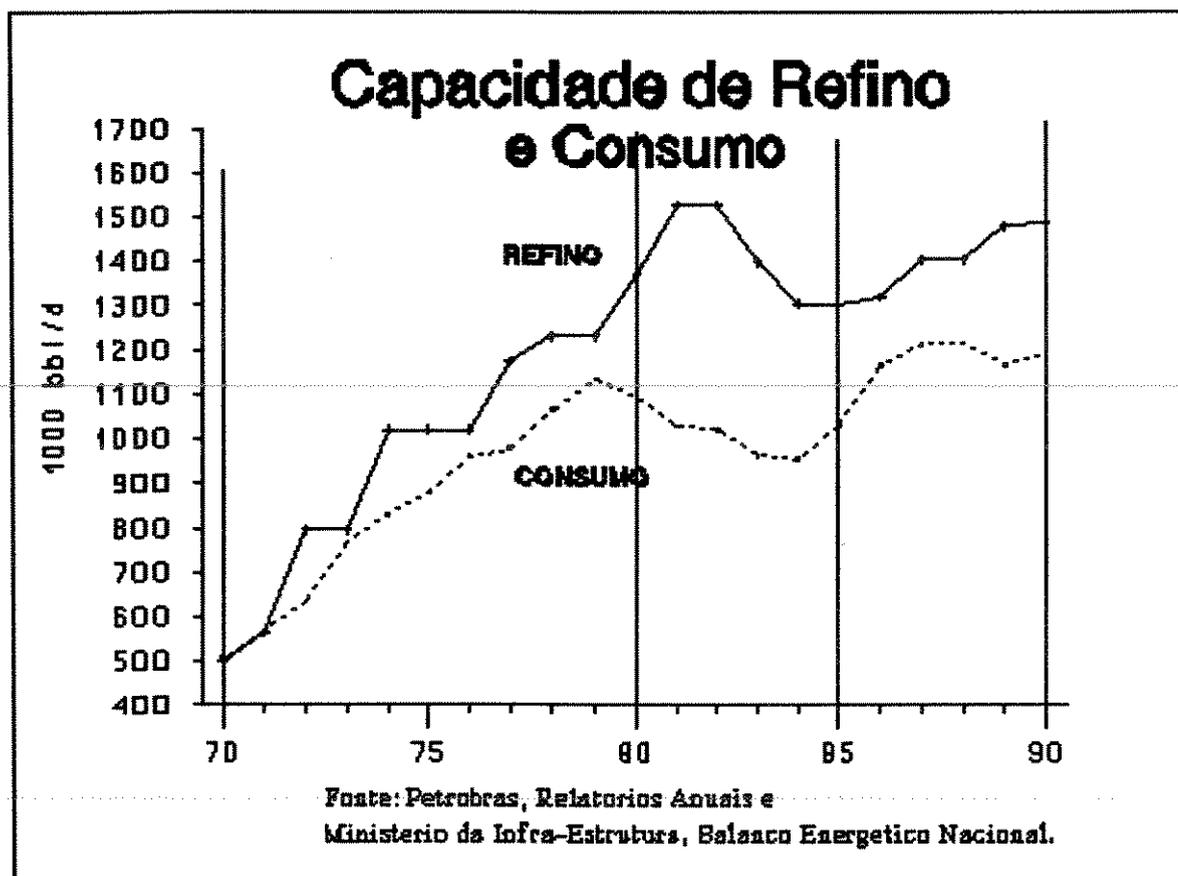
Anos	Exploração e produção	Investimento. Total	% do Total
1973	283	809	35
1974	366	1 181	31
1975	502	1 731	29
1976	621	1 678	37
1977	696	1 657	42
1978	878	1 626	54
1979	984	1 613	61
1980	1 226	1 572	78
1981	1 928	2 142	90
1982	2 681	3 012	89
1983	2 304	2 451	94
1984	1 400	1 505	93
1985	1 680	2 111	80
1986	2 095	2 602	81
1987	2 163	3 059	71
1988	1 626	2 561	64
1989	1 407	2 373	59
1990	1 407	2 375	59

Fonte: Petrobrás, Serviço de Planejamento e relatórios anuais, 1986-1990.

A **capacidade de refino** aumentou, entre 1970 e 1980, de 500 mil bbl/d, para 1 375 mil bbl/d, um crescimento de 175%, a uma taxa média anual de 9,6 %. Na mesma fase, o consumo aumentou 115%, passou de 509 mil bbl/d, em 1970, para 1 093 mil bbl/d em 1980.

O gráfico 7, a seguir, mostra a evolução da capacidade de refino e consumo. Até 1979, a capacidade de refino e consumo cresceram, embora o crescimento da capacidade de refino tenha apresentado anos de estagnação, cresceu, entre 1970 e 1980, a uma taxa média anual de 9,6%. Essa tendência revela a política da Petrobrás durante a primeira fase, caracterizada como importadora de petróleo. Em contraste, a taxa de crescimento média anual do consumo, até 1979, foi de 7%. A partir de 1979 a tendência de ambos divergem. O refino experimentou um aumento significativo, até 1981, enquanto que o consumo caiu até 1984.

Gráfico 7



2.2. A fase 2: "A Petrobrás: produtora de petróleo" (1980-1985).

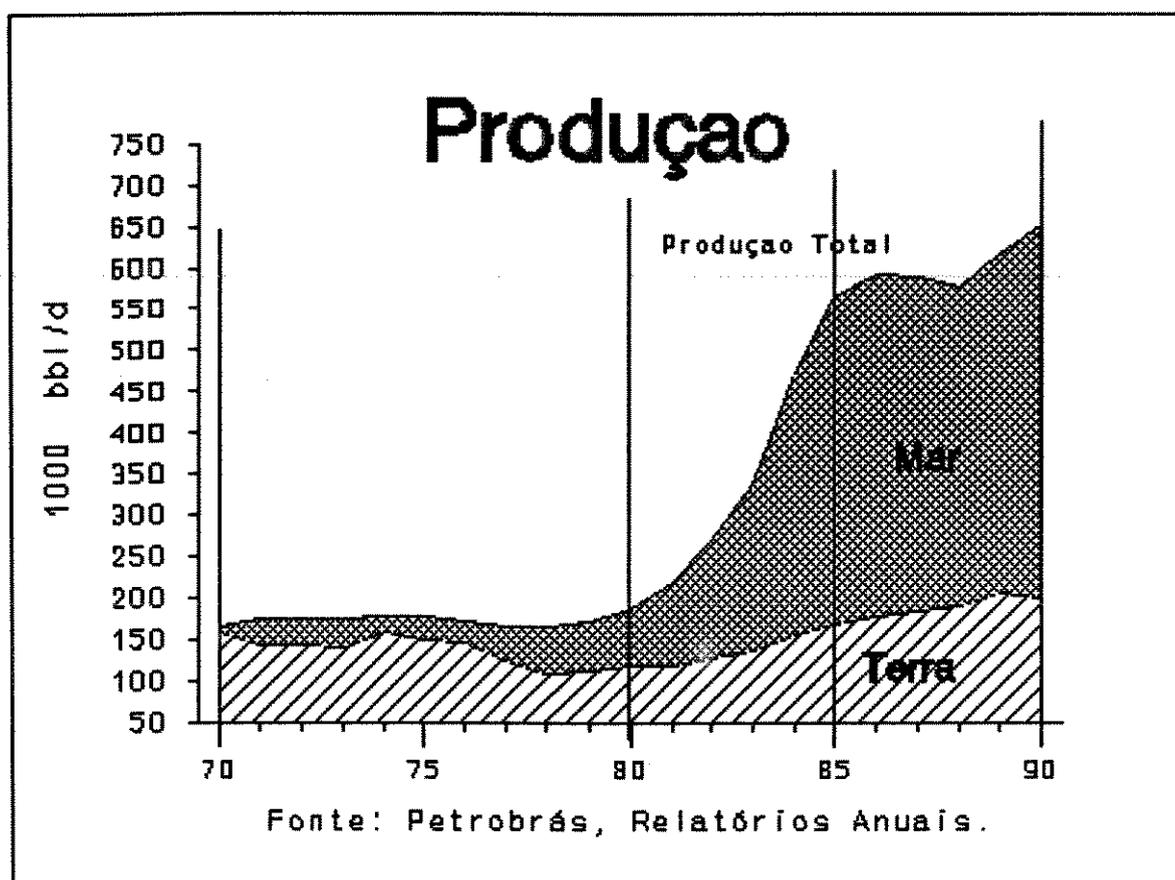
A segunda fase, que vai de 1980 a 1985, mostra uma queda da oferta interna. Como se observa no gráfico 2, ela ocorre desde antes do início da segunda fase, em 1979, e se prolongou até 1984. Embora ela tenha voltado a aumentar posteriormente, o valor que alcançou ao início da fase (1980), só foi atingido em 1986. Essa queda foi determinada por uma diminuição do ritmo de crescimento da economia brasileira e, também, pelo impacto das políticas de substituição e conservação de energia implementadas em função do crescente esforço que implicava o pagamento da conta-petróleo.

A característica mais marcante dessa fase, entretanto, é a contínua diminuição da proporção do componente importado na oferta interna, obtido pela redução do consumo e aumento da produção. Como se pode observar, mesmo que a demanda interna tivesse mantido sua taxa de crescimento teria sido possível manter constante a relação importação/oferta interna.

O gráfico 8 mostra a evolução da produção do petróleo, em terra e mar. Como se observa esse aumento de produção, verificado a partir de 1980, se deve a uma mudança no perfil de produção da empresa, que eleva a produção em função do aumento mais que proporcional da produção no mar. Como resultado a produção, que em 1980 representava 17% da oferta interna, se eleva para 54% em 1985. Em 1980 a produção era de 187 mil bbl/d; em 1985 tinha chegado a 563 mil bbl/d, registrando 200% de incremento.

Não obstante o fato de que o consumo tenha mostrado uma queda de 6% , entre 1980 e 1985, se denominou esta fase de "Petrobrás: produtora de petróleo".

Gráfico 8



Como observado, a partir de 1980, a produção cresceu, bem mais expressivamente do que na primeira fase, crescendo, entre 1980 e 1985, 156%, a uma taxa média anual de 21 % (Tabela II. 2).

As importações, em contraste com a produção, e com o próprio comportamento delas no comportamento do primeiro período, experimentaram, nesta segunda fase, uma queda significativa. Em 1981, as importações foram de 810 mil bbl/d, e começaram a descer

fortemente até 1985, quando foram de 467 mil bbl/d. A queda das importações no período foi de 42%, a uma taxa média anual de -10% (Tabela I.1).

O consumo, experimentou significativa queda. De fato, essa foi uma das características a ressaltar da segunda fase. A partir de 1981 o consumo iniciou uma queda que se prolongou até 1984. Em 1985, foi recuperado o nível de 1981, com 1030 mil bbl/d. Ao início da fase (1981) o consumo estava composto por 21 % da produção interna e 79% de importações. Ao final da fase o quadro tinha mudado radicalmente. Praticamente a metade do petróleo consumido já era produzido no país, o demais era importado (tabela I.2).

As reservas experimentaram um crescimento de 63%, a uma taxa média anual de 8.5%. Passaram de 1,3 para 2,1 bilhões bbl, garantindo uma duração de reservas de 20 e 11 anos, respectivamente.

Os investimentos refletem algumas características globais desta fase: verifica-se um nítido crescimento dos investimentos em exploração e produção e aumento da sua participação no investimento total da Petrobrás, principalmente entre 1981-83. Entre 1981-85 o investimento total foi de 11,2 bilhões de US\$ significativamente maior do que o realizados entre 1973 e 1980, que foi de 10,3 bilhões de dólares, em 8 anos. (tabela I. 3).

Durante essa fase a Petrobrás logrou realizar os maiores investimentos nas áreas de exploração e produção. Com exceção de dois anos de queda, 1980 e 1984, eles se mantiveram durante todo o período acima dos 2 bilhões de dólares.

Embora entre 1981 e 1985 os investimentos da Petrobrás tenham experimentado uma queda de 13%, desde o início da segunda fase a Petrobrás destinou a maior parte do seu investimento às áreas de exploração e produção. Houve anos, 1983-84, em que apesar da queda total de investimentos, os relativos as áreas mencionadas cresceram significativamente, representando mais de 90 % do total (tabela I. 3)

A capacidade de refino, em 1980 foi de 1 375 mil bbl/d, em 1985, diminuiu 5 %, passou para 1 305 mil bbl/d, a uma taxa média anual de -0,8 %. Na mesma fase, o consumo

experimentou uma queda de 6 %, passou de 1 093 mil bbl/d, em 1970, para 1 030 mil bbl/d em 1985.

Durante a segunda fase a capacidade de refino e consumo mantiveram comportamentos divergentes (gráfico 7). De fato, a partir de 1979, e até 1982, a capacidade de refino cresceu e o consumo caiu. Entre 1982 e 1985, a capacidade de refino volta a crescer, embora não recupere o nível alcançado em 1982, de 1 500 mil bbl/d. Por sua vez o consumo, desde 1979 iniciou uma queda até 1984. O aumento da capacidade de refino além da primeira fase foi, sem dúvida, baseado nas expectativas de crescimento da economia e, pelo fato de que a própria dinâmica de crescimento da década de 70, manteve em constante crescimento, a demanda de derivados encabeçados pela gasolina. No entanto, foi precisamente nesses anos (1979-1984) que a petrobrás aumentou significativamente os investimentos em exploração e produção, diminuindo os investimentos em refino, pelo que se conclui que o que aconteceu foi um aumento no planejado, da capacidade instalada das refinarias já construídas.

2.3. A fase 3: "A Petrobrás: produtora de petróleo no mar" (1985-1990).

A terceira fase, que vai de 1985 a 1990, mostra uma recuperação do consumo e, portanto, da oferta interna. A partir de 1986 a oferta interna mantém uma tendência crescente.

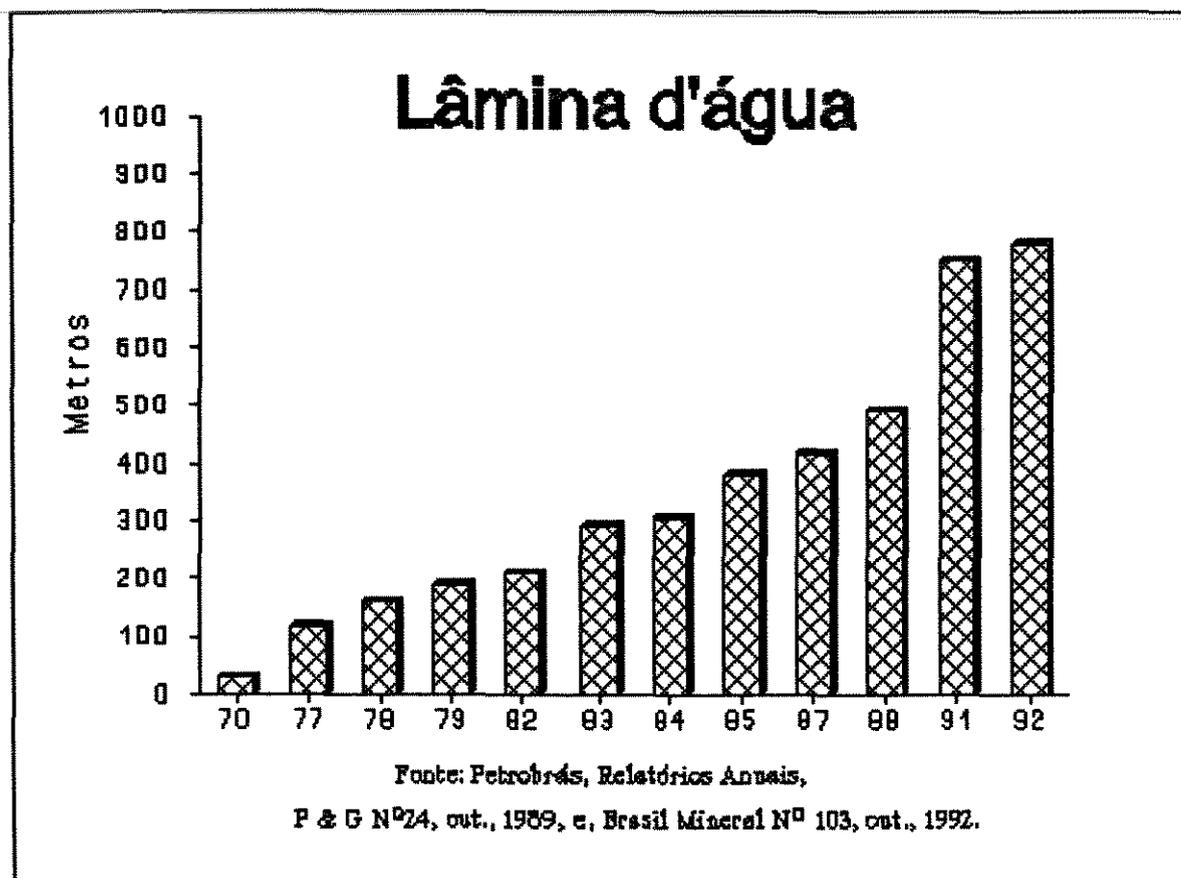
A observação do gráfico 8 permite afirmar que nesta fase se consolida o perfil de produção marítima. De fato, hoje 70 % da produção de petróleo é resultado de poços perfurados no mar, enquanto que, em 1970 a produção marítima representava apenas 8%. Por essa razão, essa fase foi denominada de "Petrobrás: produtora de petróleo no mar".

De maneira a caracterizar a tendência observada, de exploração e exploração de petróleo em lâminas d'água crescentes, se apresenta no gráfico 9, a profundidade alcançada em poços de produção, em que a empresa logrou produzir petróleo em 1987, de 419 metros de lâmina d'água, representa o ponto de transição entre produção "offshore" e produção em águas profundas. Na área de exploração, a evolução tecnológica ocorrida na atividade da

pesquisa sísmica e da perfuração submarina, permite trabalhos em lâminas d'água a maiores profundidades. No Brasil, já se realizam explorações na faixa de 2500-3000 metros.

Esses fatos permitem prever que uma nova modificação no perfil de produção da empresa, no sentido da produção em lâminas d'água cada vez maiores tenderá a ocorrer no futuro.

Gráfico 9



A produção atingiu, em 1986, 593 mil bbl/d. Em 1990 tinha alcançado 631 mil bbl/d, indicando um crescimento de 10.3%, a uma taxa média anual de 2.4% (Tabela I.2). Entretanto, apesar desse pequeno aumento, o período apresentou uma queda considerável da produção, entre 1987 e 89, retomando o crescimento apenas em 1990.

As importações mostraram um comportamento similar ao consumo, até 1989, ambos cresceram, embora, depois de 1989, tenham experimentado uma queda. Em 1986 as importações foram de 573 mil bbl/d, representando 49% do consumo. Em 1990 foram de

561 mil bbl/d, ou seja, 47% do consumo (Tabela I. 2).

O consumo se manteve durante a terceira fase, praticamente estável, passou de 1 166 (1986) para 1 192 bbl/d (1990). No começo da fase (1986) o consumo estava composto de 51% da produção interna e 49% de importações. Para fim da fase, 54% correspondia à produção nacional e 46% às importações (Tabela I. 1).

As reservas experimentaram um crescimento de 27%, a uma taxa média anual de 4%. Passaram de 2,1 para 2,8 bilhões de bbl, garantindo uma duração de reservas de 11 e 12 anos, respectivamente (gráfico 6).

Os investimentos continuam com a tendência crescente da fase anterior. No entanto, a partir de 1988, experimentaram uma queda de 9 %, que se prolongou até 1990. O que pode ser destacado no período é também a queda que experimentaram os recursos destinados à exploração e produção. No mesmo período a queda experimentada foi de 33%. Durante esta fase os investimentos em exploração se mantiveram no patamar dos 1,6 bilhões de dólares (tabela I.2).

A capacidade de refino aumentou em 14% entre 1985 e 1990, passando de 1 305 mil bbl/d, em 1985, para 1 490 mil bbl/d, em 1990, a uma taxa média anual de 2%. Por sua vez o consumo experimentou um aumento de 15 %, passou de 1 030 mil bbl/d, em 1985, para 1 192 mil bbl/d em 1990, a uma taxa média anual de 2,5%. Como se observa, a tendência foi similar tanto na capacidade de refino quanto o consumo.

Finalmente, da a análise dos resultados da evolução global da indústria do petróleo, se permite observar dois fatores que sempre estiveram presentes na política adotada pela Petrobrás, e, em grande medida, definiram os dois grandes momentos da empresa, no transcurso destes últimos vinte anos: a política de refino, que até 1980, caracterizou a Petrobrás como *importadora de petróleo*, e os investimentos que, a partir de 1980, identificaram a empresa como *produtora de petróleo*. Daí que esses dois aspectos, não suficientemente tratados, são analisados em forma mais detalhada à guisa de conclusões do primeiro capítulo.

Em relação à capacidade de refino, se constata que foi o processo de industrialização um dos fatores mais importantes, que gerou o aumento do consumo de petróleo e derivados. Na primeira fase (1970-1980) o crescimento médio da economia foi de 8.6 %, por sua vez o PIB industrial cresceu 9.4% e o PIB transporte 8.6 %. Na década seguinte a situação foi bem diferente, o PIB experimentou uma queda e cresceu apenas 3% (1980-89) o PIB industrial cresceu 2.2% (1980-88) e o de transporte 3.6 (1980-88).

No entanto, entre os setores mais dinâmicos e, que mais cresceram, esteve a indústria automobilística. Se instala no país em meados da década de 60 e evolui rapidamente. Foi ela que deu um grande impulso ao processo de industrialização brasileira, gerando altas taxas de consumo de petróleo e derivados.

O maior crescimento se deu na primeira fase, acompanhando o crescimento da economia no Brasil. Entre 1970 e 1980, a produção de automóveis cresceu 184% quando passou de 343 para 977 mil unidades, os outros tipos de transportes (camionhetes, ônibus e caminhões) cresceram 60.9%. Em 1990 a produção era do ordem de 1 milhão de unidades.

Em função desses fatores, a Petrobrás, a partir de 1970, incrementou a capacidade de refino de 500 mil bbl/d, para 1 375 mil bbl/d, em 1980, um crescimento de 175%, a uma taxa média anual de 9,6 %. Na mesma fase, o consumo aumentou 115%, passou de 509 mil bbl/d, em 1970, para 1 093 mil bbl/d em 1980, similar à capacidade de refino. Na segunda fase apesar do refino ter continuado crescendo o consumo iniciou uma queda até meados da segunda fase.

O ritmo acelerado de construção das refinarias, durante a década 60 e a primeira fase²³, se deveu, principalmente, ao constante crescimento da demanda de derivados encabeçados pela gasolina, no entanto o perfil da demanda, e por tanto a estrutura de produção de derivados permaneceram sem grandes mudanças. Por isso, durante vinte anos

²³ Durante as décadas de 60 e 70 a Petrobrás construiu mais seis refinarias. Resultando em uma média de uma refinaria cada três anos. Sem considerar a ampliação na capacidade. Na década de 60 a capacidade de refino era de 150 mil e no início da primeira fase foi 1.5 bilhões de bbl/d crescimento de 1.000% entre 1960 e 1980.

uma das preocupações, na área de refinação, foi a construção das refinarias e a formação de pessoal para administrá-las e operá-las²⁴.

No entanto, a capacidade de refino do País não esteve, como se poderia pensar, sempre diretamente relacionada ao consumo do petróleo, de fato, houve um período de fim da década de 70 e começo da de 80 em que, apesar de que a capacidade de refino crescia intensamente, o consumo experimentava uma queda significativa. Entre 1979 e 1982 a capacidade de refino cresceu 19.6 %, no entanto, o consumo decresceu 10%. Depois de 1982 o consumo continuou decrescendo, até 1984, caiu 15% entre 1979 e 1984. As razões parecem estar colocadas nas expectativas do consumo e do crescimento da economia do Brasil naquele período.

Os aspectos acima analisados, revelam que a Petrobrás incrementou, a partir de meados da primeira fase, os esforços nas atividades de exploração e produção, enfrentando dificuldades significativas, e sem condições de dar uma rápida resposta aos requerimentos energéticos que o país estava precisando no processo de industrialização, ainda em marcha.

Em virtude dessa situação, a Petrobrás converteu-se, até o final da primeira fase, em uma grande empresa de refino de petróleo, em sua maioria importado. Com a instalação e posta em operação de numerosas refinarias (uma cada 3 anos) chegou a refinar, em 1974, mais de 1 milhão bbl/d, no entanto produzia menos de 200 mil bbl/d.

Em relação aos investimentos se constatou que apesar que, entre 1970 e 1990, o investimento da Petrobrás cresceu em mais de 194 %, a uma taxa média anual de 6.5%, sua evolução não foi linear, houve períodos em que estes experimentaram uma significativa queda. O destino dos investimentos, teve um comportamento que buscava dar resposta a dois fatores externos: os choques do petróleo e o comportamento da economia brasileira.

Desde meados da primeira fase (1975) se revelaram duas tendências na evolução do investimento da Petrobrás.

²⁴ MOURA LEITÃO, Dorodame, Op. Cit.

A primeira na qual, os investimentos em exploração e produção revelaram um aumento significativo de 144%, a uma taxa média anual de 16%. Na segunda, nesse mesmo período (1975-1980), o investimento total experimentou uma queda de 9%, a uma taxa média anual de -1.5% entre 1975 e 1980.

Em 1975, os investimentos em exploração e produção foram de 502 milhões de dólares, apenas 29 % dos investimentos totais da Petrobrás, cifra muito inferior à média que a maioria das empresas petrolíferas internacionais destinam a essas áreas²⁵. No entanto, os investimentos nessas áreas, já estavam crescendo significativamente, a partir de 1975, e continuaram essa tendência até chegar, em 1981-82, a representar mais de 90 % dos investimentos totais da empresa. Em 1989 e 1990, estes representaram 59 % dos investimentos totais (tabela I. 3 e gráfico 10).

A partir de 1980 o investimento total da Petrobrás recuperou seu dinamismo crescendo a taxas bem acima das que tinha experimentado na primeira fase. De fato, com exceção de 1980 e 1984, nunca estiveram abaixo dos 2 bilhões de dólares.

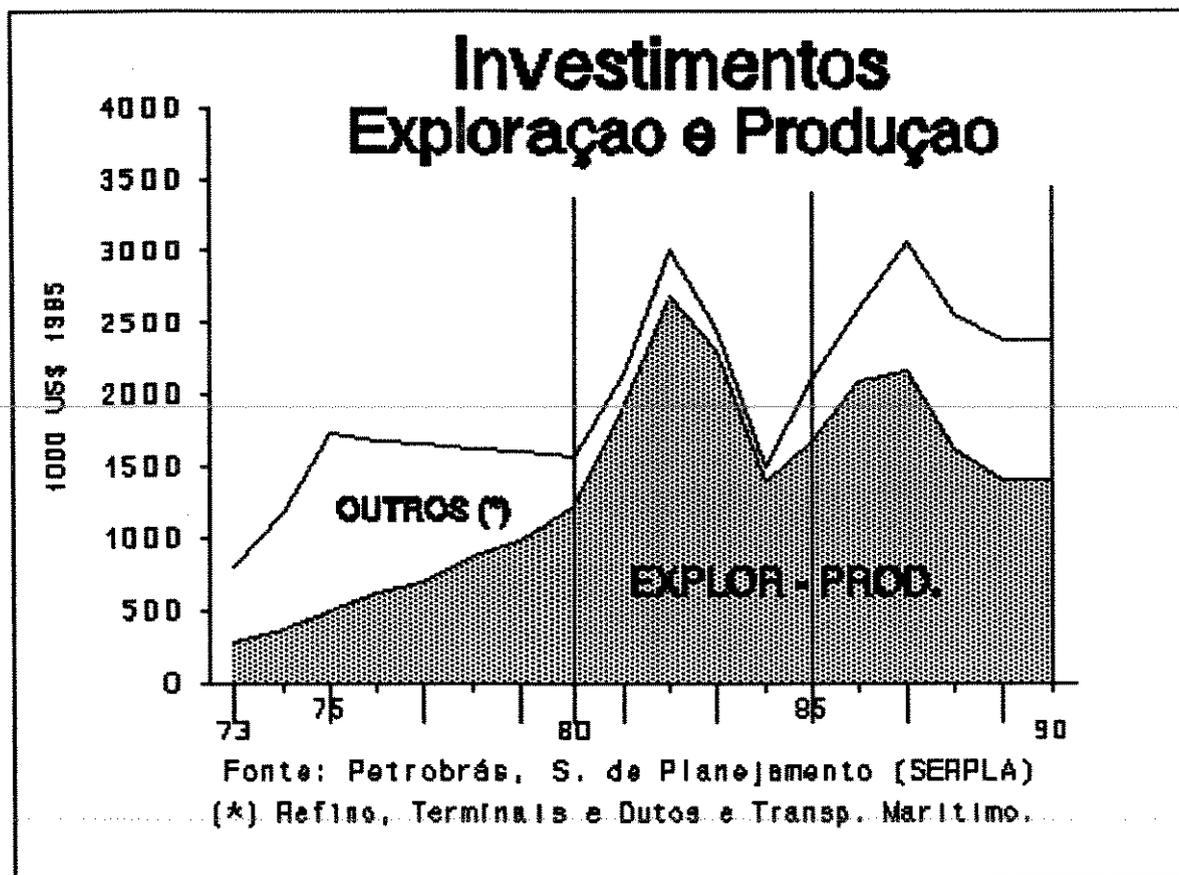
A partir da segunda fase, que se iniciou em 1980, a Petrobrás reagiu com maior vigor, iniciando-se uma nova tendência de crescimento mais expressiva nas áreas de exploração e produção (tabela I.3 e gráfico 10).

No entanto, como foi mostrado, a Petrobrás não reagiu durante a primeira fase, quando os preços do petróleo começaram a golpear à economia. Sua reação mais enérgica veio em 1981, no início da segunda fase. Isso devido ao fato que, embora o preço do petróleo tenha experimentado um aumento significativo com o primeiro choque, ainda continuava em patamar aceitável para ser pago pela economia brasileira que, até 1980 cresceu a uma taxa nunca inferior a 5%.

O gráfico 10 a seguir mostra a evolução dos investimentos realizados pela Petrobrás entre 1973 e 1990. Observam-se quatro questões que revelam a política adotada pela

²⁵ Uma referência válida em relação aos investimentos nas áreas de exploração e produção da maioria das empresas petrolíferas internacionais é o cálculo que faz Percebois (1989) que destina à exploração e produção, cerca do 80 % dos custos da exploração do petróleo.

Gráfico 10



Petrobrás entre 1970 e 1990.

Em *primeiro lugar*, no longo prazo, embora os investimentos tenham experimentado uma queda, os referentes à exploração e produção, cresceram proporcionalmente de forma significativa, especialmente a partir da segunda fase.

Entre 1973 e 1990 os investimentos cresceram a uma taxa média anual de 10.5 %. Se comparadas às três fases da análise, pode-se observar que a fase mais intensa em relação a investimentos foi a segunda, que vai de 1980 a 1985 (tabela I. 3 e gráfico 10).²⁶

Em *segundo lugar*, os maiores investimentos foram efetuados no começo dos programas de desenvolvimento, feitos no início da segunda fase, e corresponde, de certa

²⁶ Embora o investimento tenha diminuído na última fase, seu aumento foi bem superior ao investimento em exploração e produção realizados por outros países. Estados Unidos investiu 16 709 milhões de dólares, em 1975 e 52 304, em 1982, um crescimento de 15%. Para os mesmos anos, o crescimento do investimento no Brasil foi de 24% e Na América Latina foi de 19%.

forma, a equipamentos e estruturação das atividades que mais adiante viriam a ser utilizadas para exploração e produção no mar.

Em *terceiro lugar*, os investimentos na área de exploração, e produção foram os mais favorecidos, especialmente aqueles destinados ao descobrimento de novas jazidas no mar e, especificamente, em águas profundas. Isso se deve atribuir, por um lado, ao agravamento do desequilíbrio no balanço de pagamento, a partir de segunda fase, e, por outro, às perspectivas das explorações no mar, que acarretaram um esforço mais concentrado da Petrobrás no sentido de aumentar a exploração e produção de petróleo no País.

Finalmente, no futuro, muitos dos programas empreendidos para garantir as metas de produção e, a médio prazo, da auto-suficiência, dependeram, fortemente, do investimento. Em meados de 1991, foi aprovado pelo Congresso o Programa Plurianual de Investimento da Petrobrás para 1991/1995. Segundo o Programa, seriam necessários US\$ 21,4 bilhões, para tornar viável a meta de aumentar a oferta interna de hidrocarbonetos para 1 milhão de bbl/d e 40 milhões de metros cúbicos de gás natural.²⁷

²⁷ As áreas de maior investimento, segundo o Programa Plurianual, serão as de exploração e produção (143% de incremento). Moêma Coelho, "Petrobrás: cortes de de investimentos ameaçam auto-suficiência", Brasil Mineral, setembro, 1991.

II. Evolução tecnológica da indústria do petróleo internacional.

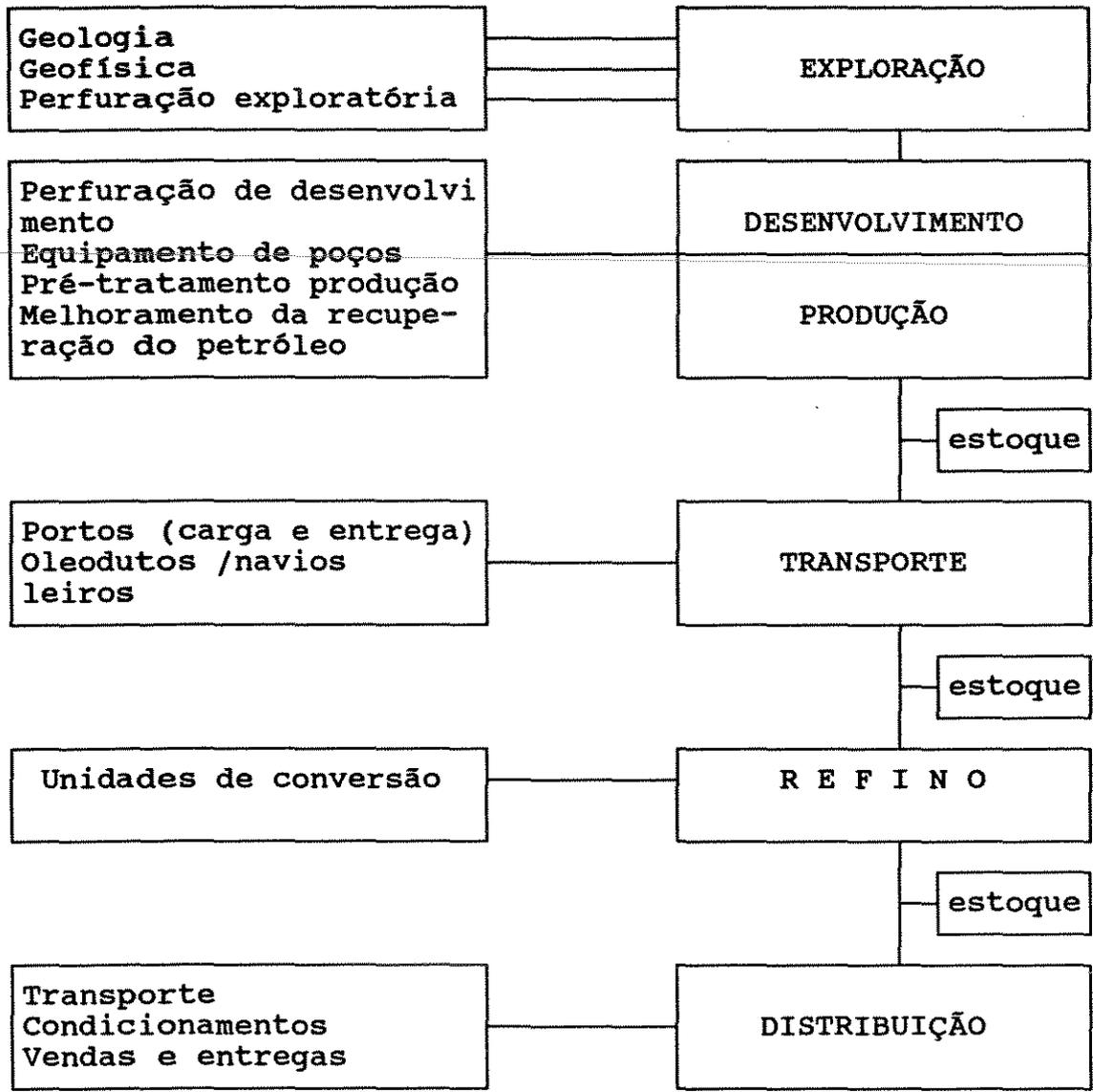
O capítulo analisa a evolução tecnológica internacional da indústria, mostrando aspectos tais como, as despesas em P&D, a utilização da informática e da automação, os avanços obtidos na sísmica, a produção em águas profundas e, as perfurações horizontais.

Inicialmente este capítulo se orienta à caracterizar as etapas de exploração e produção. Devido à importância que elas têm adquirido, no contexto do desenvolvimento tecnológico em curso, são o objeto fundamental deste estudo.

1. Considerações sobre aspectos técnicos da indústria do petróleo.

O quadro II.1 ilustra as diferentes etapas técnicas da indústria do petróleo, desde a exploração, que se inicia com os estudos geológicos e geofísicos, até a distribuição do petróleo. Como se observa no quadro a seguir, embora se identifique, entre a exploração e produção, uma etapa de desenvolvimento, ela é parte produção.

Quadro II.1.
Etapas técnicas da indústria do petróleo



PERCEBOIS, Jacques. "Economie de L'Energie",
ECONÔMICA, Paris, França, 1989, pp 401.

A exploração petrolífera objetiva aumentar as reservas provadas de petróleo. Seu campo de atuação é uma bacia sedimentar, ou parte da mesma. Nela se faz a reconstituição geológica para localizar uma jazida (acumulação com valor econômico) verifica-se sua viabilidade econômica para a sua posterior exploração. Esta é uma das etapas críticas da produção de petróleo, quase sempre com inúmeros problemas e riscos. Praticamente toda a indústria do petróleo depende inteiramente da exploração, se não houvessem novas descobertas as reservas seriam consumidas em poucos anos.

No passado, as descobertas de petróleo foram realizadas através de explorações sem fundamentos científicos²⁸. Muitas acumulações de óleo e gás, pela própria natureza da ocorrência do petróleo, foram descobertas sem o auxílio da tecnologia de exploração. No entanto a indústria do petróleo, há muito tempo ultrapassou a fase do empirismo e da improvisação. É hoje uma indústria com importantes conteúdos tecnológicos e desempenha um rol de primeira importância no desenvolvimento da economia.

As pesquisas para descobertas de petróleo iniciam-se, por tanto, com o projeto de exploração, composto das fases de aquisição de dados, processamento e interpretação. Culmina com o prospecto, analisado do ponto de vista técnico e econômico, que ao ser aprovado leva à realização de teste que consiste em perfurar no poço pioneiro.

As etapas de aquisição de dados, processamento e interpretação, assim como, a avaliação e os testes até a perfuração exploratória, se enquadram dentro da etapa de exploração. Os primeiros, usualmente, são chamados também de estudos geológicos e geofísicos.

O primeiro passo desses estudos consiste em analisar a geologia de superfície, juntamente com levantamentos aerofotogramétricos e por satélites, que medem as variações do campo magnético e da gravidade. Seu resultado é a localização de rochas sedimentares mais promissoras. Verifica-se posteriormente a composição sedimentar da bacia o que, de fato, é um minucioso estudo geológico.

²⁸ FERREIRA de ALMEIDA, Alberto Carlos. "O aprendizado tecnológico brasileiro nas áreas de exploração e exploração de petróleo", em *Petro & Gás*, junho, 1990.

Realizando os levantamentos sísmicos, esboçam-se perfis do subsolo. Existem dois métodos de levantamentos sísmicos: de duas dimensões ou normal (2D) e três dimensões (3D). Este último é mais preciso e de uso mais recente. São realizados através explosões de cargas de dinamite colocadas quase na superfície, cujas ondas de impacto são medidas por sensores colocados em linha (2D) ou em malha (3D). A reflexão das ondas permite desenhar a configuração geológica do subsolo e identificar a presença de estruturas contendo, eventualmente, petróleo.

No mar, o princípio é o mesmo, embora a dinamite seja substituída por canhões de ar disparados de barcos e os efeitos são medidos por sensores rebocados. Assim, já do navio se dispara e se fazem as leituras sucessivamente.

Em seguida o poço é perfurado visando reservatório com possível acumulação. O que faz um prospecto ser perfurado, ou não, é a combinação da avaliação de fatores geológicos, geofísicos, geoquímicos e econômicos, juntamente com o conhecimento pessoal dos técnicos. O resultado são inúmeras combinações e variações.²⁹

Assim, a exploração é guiada pelo constante conhecimento, da geologia do país, e das condições de formação do petróleo. Cada prospecto exploratório é único. Aqui é fundamental o bom conhecimento da região e a criatividade dos técnicos. Na tecnologia de exploração prevalece o conteúdo de ciência aplicada, sendo o desenvolvimento científico primordial para a sua evolução. A pesquisa em exploração visa obter novos conhecimentos científicos, além do desenvolvimento de métodos e técnicas para atividades de exploração.³⁰

A existência de petróleo em escala comercial depende das características e do comportamento das rochas sedimentares que compõem as bacias. Para que se forme petróleo é preciso que quatro requisitos sejam satisfeitos. devem existir: 1) rochas geradoras, que contenham matéria-prima que se transforma em petróleo; 2) rochas reservatórios, ou seja, aquelas que possuem espaços vazios, capazes de armazenar o petróleo; 3) *traps* (ou

²⁹ FERREIRA de ALMEIDA, Alberto Carlos. Op. Cit.

³⁰ FERREIRA de ALMEIDA, Alberto Carlos, Op. Cit.

armadilhas), espécies de compartimentos onde o petróleo acumula-se e não tem condições de escapar e 4) fator tempo, que define a qualidade dos recursos. A falta de qualquer um desses elementos impossibilita a acumulação e seu aproveitamento subsequentes.

O grande desafio consiste, por tanto, no uso de toda a ferramenta tecnológica disponível para identificar a presença desses quatro fatores. Muitas bacias, na atualidade, estão exigindo a utilização de técnicas cada vez mais sofisticadas para melhor compreender o comportamento das rochas envolvidas nos diferentes processos de geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos³¹.

Os avanços da sísmica, através da simulação, especialmente a de terceira dimensão (3D), tem contribuído tanto uma melhor localização de jazidas, quanto a reavaliação das reservas dos poços existentes e já explorados. A grande virada tecnológica da indústria do petróleo, junto a sísmica de 3D, está sendo a integração e interpretação de dados obtidos da geologia, geofísica e geoquímica, aproveitando os avanços da simulação. Nessas duas etapas se apresentam as principais oportunidades tecnológicas da indústria. Em função dos avanços tecnológicos, os maiores problemas estão ocorrendo na integração e interpretação de dados e não nos levantamentos ou processamentos, como ocorria em décadas passadas.

Desde o surgimento da indústria do petróleo as etapas de exploração e produção petrolíferas são basicamente as mesmas, não têm experimentado grandes mudanças, embora tenham evoluído a níveis mais sofisticados. Ao serem influenciadas por mudanças de outros setores. Por tanto têm sofrido recentemente um significativo processo de rejuvenescimento.

A etapa de perfuração, equipamento de poços, pré-tratamento da produção e recuperação suplementar, como mostra o quadro II.1, são partes da produção do petróleo. Nessa etapa, tem-se verificado esforços tecnológicos importantes, principalmente no que diz

³¹ O que se pretende com o aprimoramento da tecnologia é chegar aos chamados "petróleos difíceis" aqueles que ficam no subsolo quando são extraídos os petróleos convencionais.

respeito à recuperação de petróleo³².

Na hora de começar a perfurar, não existe certeza de que será encontrado petróleo comercialmente explotável. As novas tecnologias exploratórias de superfície aumentaram as possibilidades, mas não eliminaram os riscos de encontrar um poço sub-comercial ou simplesmente não encontrar petróleo.

Somente depois de aplicar todos os métodos geológicos e geofísicos de investigação e interpretar os dados obtidos, é que seleciona-se uma estrutura com possível presença de petróleo e aí perfura-se o primeiro poço exploratório, o chamado *poço pioneiro*.

A perfuração deve ser precedida de análises rigorosas de todas as informações geológicas e geofísicas. No entanto, apesar dos progressos alcançados nos métodos de investigação, mais de 80% dos poços pioneiros não levam a descobrimentos aproveitáveis, embora ofereçam importantes informações adicionais sobre possibilidades de obtenção de petróleo na mesma área.

No caso de se lograr sucesso em um poço pioneiro, são perfurados outros para estabelecer os limites da jazida. Esses são chamados poços exploratórios de *delimitação ou extensão*. No caso em que se confirme, na área, volumes recuperáveis de petróleo, perfuram-se os poços de *desenvolvimento* com os quais a jazida entra em produção. Entre um poço e outro guarda-se distância média de 400 metros e, muitas vezes, o poço *pioneiro* e os de *delimitação* são utilizados também como poços de produção.

2. Evolução tecnológica internacional.

A tecnologia utilizada na indústria do petróleo é considerada uma tecnologia "madura" visto que, praticamente desde a criação da indústria, sua base técnica não foi afetada por inovações radicais que significassem novidade tecnológica internacional e que dependessem

³² Os esforços por inovações tecnológicas na produção do petróleo têm permitido aumentar o fator de recuperação suplementar dos poços existentes. Nos países desenvolvidos fator de recuperação é entre 20 e 30%.

de novos conhecimentos científicos. Ao longo do tempo, embora tenha sofrido uma sucessão de inovações incrementais (produto de adaptações de tecnologias já existentes), que melhoraram técnicas e métodos nas áreas de exploração e produção. No fundamental porem, manteve perfil tecnológico "tradicional".³³

Segundo a classificação de Pavitt, a indústria do petróleo é incluída na categoria das indústrias intensivas em escala, o que significa que suas unidades de produção (fábricas o plantas) movimentam grandes volumes de capital.³⁴

Grande parte das inovações introduzidas na indústria do petróleo está relacionada ao uso de métodos e equipamentos produzidos pela indústria de bens de capital, por tanto, não desenvolvidos no âmbito da própria indústria do petróleo. Da mesma forma, e tal como será explicado no adiante, foi em outros setores, principalmente no da informática, onde aconteceram as mudanças tecnológicas da microeletrônica, que, utilizados na indústria do petróleo, permitiram um aumento na eficiência das atividades petrolíferas a partir de década de 80. Devido a fatos como estes que se considera a indústria do petróleo como uma indústria madura e mera absorvedora de tecnologia.

Embora seja poucas vezes considerado, a indústria do petróleo também absorve progresso tecnológico de demais setores, tais como, universidades e centros de pesquisa não ligados á indústria, impactando, principalmente, com avanços da geoquímica e geologia, principalmente, a área de exploração.³⁵

³³ FREEMAN (1987), define as inovações radicais e absolutas. As primeiras, ocorrem nos países desenvolvidos, representam uma novidade tecnológica internacional e dependem fortemente de novos conhecimentos científicos. As segundas, ocorrem nos países em desenvolvimento e são produto de adaptações de tecnologias já existentes. Freeman, C. "Technology Policy and Economic Performance: Lesson from Japan", (1987).

³⁴ PAVITT, Keith. "Technical Innovation and British Economic Performance", (1981).

³⁵ Em tal sentido aponta a realização dos múltiplos convênios das empresas petrolíferas com universidades onde se realiza pesquisa básica, entre os que destacam cursos de geo-engenharia de reservatórios, de geoquímicas, etc..

2.1 Os gastos em P&D e o esforço tecnológico da indústria do petróleo.

Entre os indicadores habitualmente utilizados para medir o esforço tecnológico nas empresas, o correspondente ao gasto em P&D sobre o faturamento não aponta a indústria petrolífera como sendo de alta intensidade tecnológica.

Em 1987 esse indicador para 14 principais setores industriais norte-americanos, era em média de 0,6% (tabela II.1). A pequena proporção dos gastos em P&D em relação ao faturamento, pode ser explicado devido ao caráter pouco dinâmico da indústria do petróleo. Embora essa percentagem seja considerada pequena, se comparada com outros setores industriais, o alto faturamento do setor petrolífero em relação a outros setores industriais torna o volume aplicado significativo. De fato, em 1987, o faturamento do setor do petróleo foi 22% do total das principais 508 empresas norte-americanas, que representavam 14 setores industriais (tabela II.1).

Tabela II. 1
Investimentos em P&D na indústria norte-americana
como porcentagem do faturamento (1987)

Setores	Nº ¹	Faturamento ²	Gasto P&D ³	% P&D s/Fat.
Produtos farmacêuticos e médicos	68	70,2	5 550	7,9
Materiais de informática ⁴	192	151,9	11 545	7,6
Telecomunicações	21	52,5	2 890	5,5
Espacial	21	88,4	3 891	4,4
Electrónica	25	38,2	1 683	4,4
Automotriz	8	208,2	7 705	3,7
Química	49	112,0	4 146	3,7
Higiene e produtos de entretenimento	21	35,8	969	2,7
Material eléctrico	27	27,3	658	2,4
SERV PETROLÍFEROS	12	12,3	210	1,7
Mfnero-metalúrgico	13	26,0	312	1,2
Papel e celulose	12	42,0	421	1,0
Alimentos	25	88,6	620	0,7
PETRÓLEO	14	272,8	1 637	0,6
Total	508	1 227	41 714	3,4

(1) Número de empresas da amostra, (2) Bilhões de dólares, (3) Bilhões de dólares, (4) Inclui serviços de informática.
Fonte: Elaborada com base em dados de: Revue de l'Institut Français du Pétrole. Vol.44, N° 1, janeiro-fevereiro, 1989

Embora o gasto em P&D sobre o faturamento seja válido e utilizado na maioria das comparações sobre esforços em P&D dos diferentes setores industriais, no caso da indústria do petróleo ele apresenta uma dificuldade prática de não especificar o destino dos gastos de P&D dentro da empresa, já que nem sempre estão voltados para o setor petrolífero. Por este motivo se associa com outros indicadores, tais como: investimento global em P&D das empresas e investimentos por áreas.

A tabela II.1 permite apreciar o lugar que ocupa o setor do petróleo no conjunto dos grandes setores industriais norte-americanos. Embora o setor petrolífero seja o de maior faturamento seus gastos em P&D sobre o faturamento representam apenas 0,6 %. Em contraste, produtos farmacêuticos e médicos e, informática, alocam cerca de 8% do faturamento em P&D.

Nos últimos 15 anos tem-se consolidado outro setor associado ao petrolífero, dedicado a prestar serviços ao setor petrolífero. Como se observa na tabela II. 1, embora seu faturamento seja ainda pouco expressivo, os gastos em P&D sobre o faturamento foram, em 1987, de 1,7 %.

A tabela II.2 abaixo indica como tem evoluído, entre 1987 e 1989, os gastos em P&D, como porcentagem do faturamento, das 9 principais empresas petrolíferas internacionais (7 norte-americanas e duas inglesas).

Tabela II. 2						
Faturamento e gastos em P&D das principais empresas petrolíferas internacionais.						
Empresa	Faturamento ¹		Gasto P&D ²		% P&D	
	1987	1989	1987	1989	1987	1989
EXXON		76.4 86.6	524.0	606.2	0.7	0.7
MOBIL	51.2	51.5 231.0	257.5	0.4	0.5	
TEXACO		34.4 32.4	170.0	162.0	0.5	0.5
CHEVRON (Socal+Gulf)	26.0	29.5 249.0	295.0	0.6	1.0	
AMOCO (Indiana)		20.2 24.2	251.0	290.4	1.2	1.2
ATLANTIC R.	16.2	15.9 75.0	73.1	0.5	0.5	
PHILIPS		10.7 12.5	94.0	112.5	0.9	0.9
R. D. SHELL		nd 85.5	nd	684.0	0.8	0.8
B. PETROLEUM		46.5 49.5	465.0	495.0	1.0	1.0

(1) Bilhões de dólares, (2) Milhões de dólares.
 Fonte: Elaborada com base em dados de: Fortune International, (Special Report), setembro 10, 1990, pag. 43-46, e, Revue de IFP, Vol. 44, N° 1, janeiro-fevereiro, 1989, pag. 12.

Com exceção da norte-americana Chevron, que aumenta seus gastos sobre o faturamento, de 0,6 para 1 %, entre 1987 e 1989, e a Mobil que aumenta de 0,4 para 0,5%, a maior parte das principais empresas conservam a porcentagem do seu gasto em P&D.

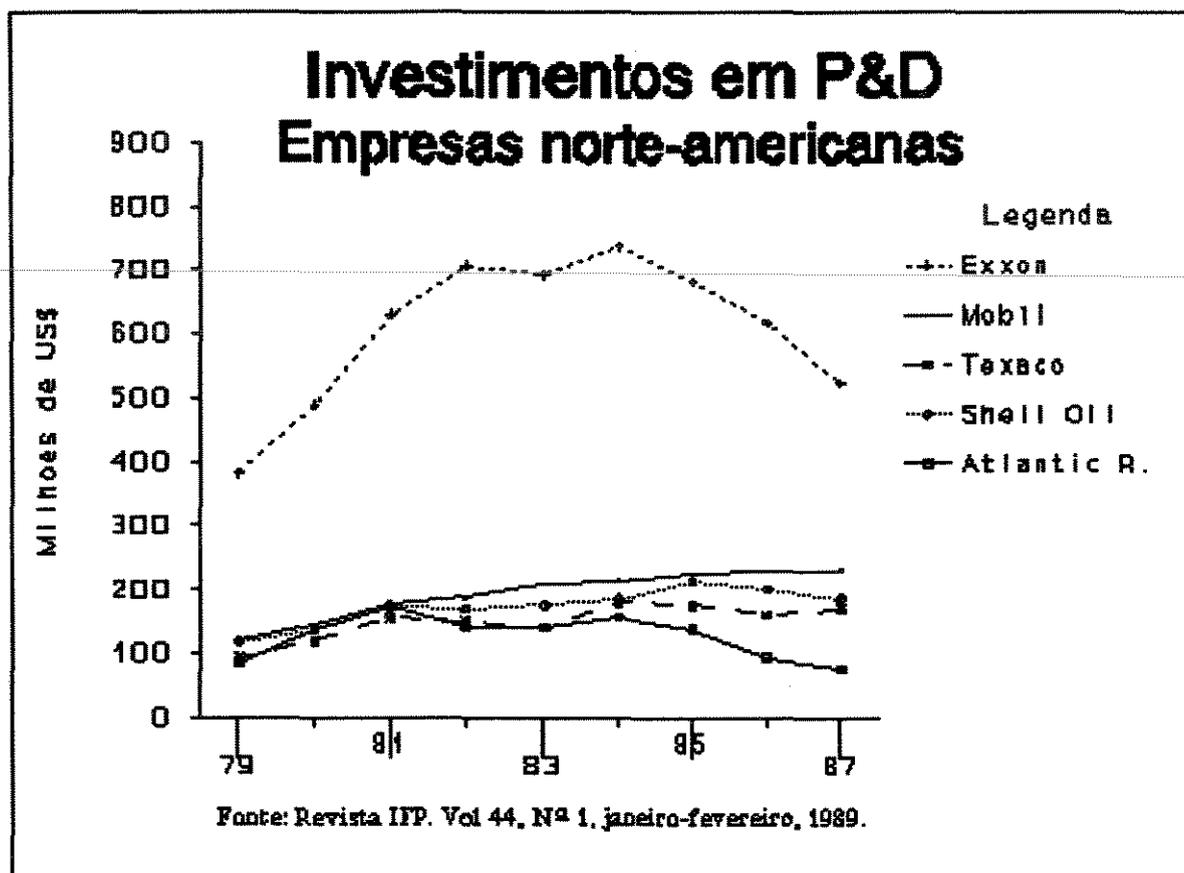
Destaca-se que aquelas que aumentaram seu faturamento entre 1987 e 1989, aumentaram também seus gastos em P&D (tabela II. 2). A análise da tabela revela, também, uma grande diferença entre as empresas no que respeita ao gasto em P&D sobre o faturamento bruto. Eles variam de 0,5 a 1,2 %.

O gráfico a 11 seguir mostra a evolução dos gastos globais em P&D, entre 1979 e 1987, das 5 principais empresas petrolíferas norte-americanas que representam 55 % do investimento em P&D efetuado no setor naquele país.

Destaca-se a Exxon, que representa 24 % do investimento total em P&D do conjunto das empresas petrolíferas norte-americanas. O investimento da Exxon cresceu até 1984; a partir de então experimentou uma significativa queda que se prolongou até 1987. As outras 4 empresas (Mobil, Atlantic, Shell Oil e Texaco) elevaram seu investimento até 1981. A

partir daí, a empresa Atlantic, apresentou maior queda de investimento em P&D, até 1987.

Gráfico 11



O gastos em P & D por áreas revela uma nova tendência nos investimentos da indústria petrolífera internacional. Até o início da década de 80, as empresas petrolíferas não se preocupavam em orientar seus gastos de P&D para áreas que não fossem as de procesamento e distribuição do petróleo. Isso não era necessário, visto que o preço do petróleo e, o fácil acesso à exploração das reservas dos países produtores, fazia com que as áreas de exploração e produção não atraíssem atenção das empresas petrolíferas internacionais para investir em avanços tecnológicos. Extrair petróleo era um processo relativamente simples e barato (principalmente no Oriente Médio, onde estão localizados os maiores volumes de reservas). Apesar das companhias internacionais controlarem apenas 20% das reservas, o acesso às regiões onde estavam localizadas a maior parte delas era relativamente fácil.

Entretanto, um conjunto de fatores e dificuldades, inclusive de natureza geopolítica,

fizeram com que as empresas internacionais passassem a considerar outras regiões que não as de Oriente Médio, onde existiam também reservas de petróleo. Embora o ingresso das mesmas no mercado representasse aumento modesto da produção, o impacto na estabilização dos preços poderia vir a ser significativo.

Por esta razão as empresas líderes no desenvolvimento de tecnologia, voltaram seu interesse, depois de um período relativamente curto de diversificação, de investimentos em P&D, para áreas especificamente relacionadas ao petróleo.

O processo de reestruturação que afetou a indústria do petróleo, durante o auge dos preços ao final da década de 70 e início dos 80, fez com que as empresas decidissem diversificar suas atividades de pesquisa para outras áreas que não as de exploração e produção. Destacam-se, neste sentido o montante de recursos dedicados às áreas de produtos químicos e farmacêuticos.

Dentro das empresas, a distribuição de recursos humanos acompanharam esse processo. A Elf Aquitaine, uma das maiores empresas petrolíferas da Europa, apresentava em 1988, no seu quadro de pessoal técnico, uma reduzida percentagem voltada à pesquisa no setor petrolífero, em contraste com o destinado à indústria química e farmacêutica. Nesse ano, do total dos 73 mil funcionários da empresa, 3 600 trabalhavam em atividades de pesquisa (5 %) e, destes, apenas 8,7 % encontravam-se trabalhando em atividades ligadas à exploração-produção, refino e distribuição de petróleo. 51.5 % estavam dedicados à área química e 40.5 % à área farmacêutica.³⁶

A maior parte das empresas petrolíferas internacionais diversificaram significativamente suas atividades de pesquisa. Seu campo de ação é vasto e os temas que englobam são diversos: indústria química, medicamentos, saúde, alimentos, entre outros.

Apesar dos resultados não terem sido muito satisfatórios, a experiência serviu para melhor compreensão sobre as características de outras atividades de P&D relacionadas ao

³⁶ Revue L'Recherche Industrie, suplemento N. 208, Paris, França, Março, 1989, pp 4-10.

petróleo. De fato, as grandes empresa do petróleo se diversificaram dentro do setor energético, entrando maciçamente na indústria do carvão e na produção de minério de urânio, principalmente nos Estados Unidos. Elas investiram também em pesquisa de novas fontes de energia como o xisto betuminoso, as areias asfálticas e a energia solar.

O gráfico 12, a seguir, mostra a evolução dos investimentos em P&D da Exxon nas diferentes áreas a que se tem dedicado a empresa. Em 1970, a Exxon gastou 100 milhões de dólares em P&D; em 1987, os gastos tinham quintuplicado, passando para 524 milhões de dólares. Neste mesmo período, os gastos em exploração e produção, em 1979, representavam 49 % verificado em, elevando-se em 1987, para 57 %.

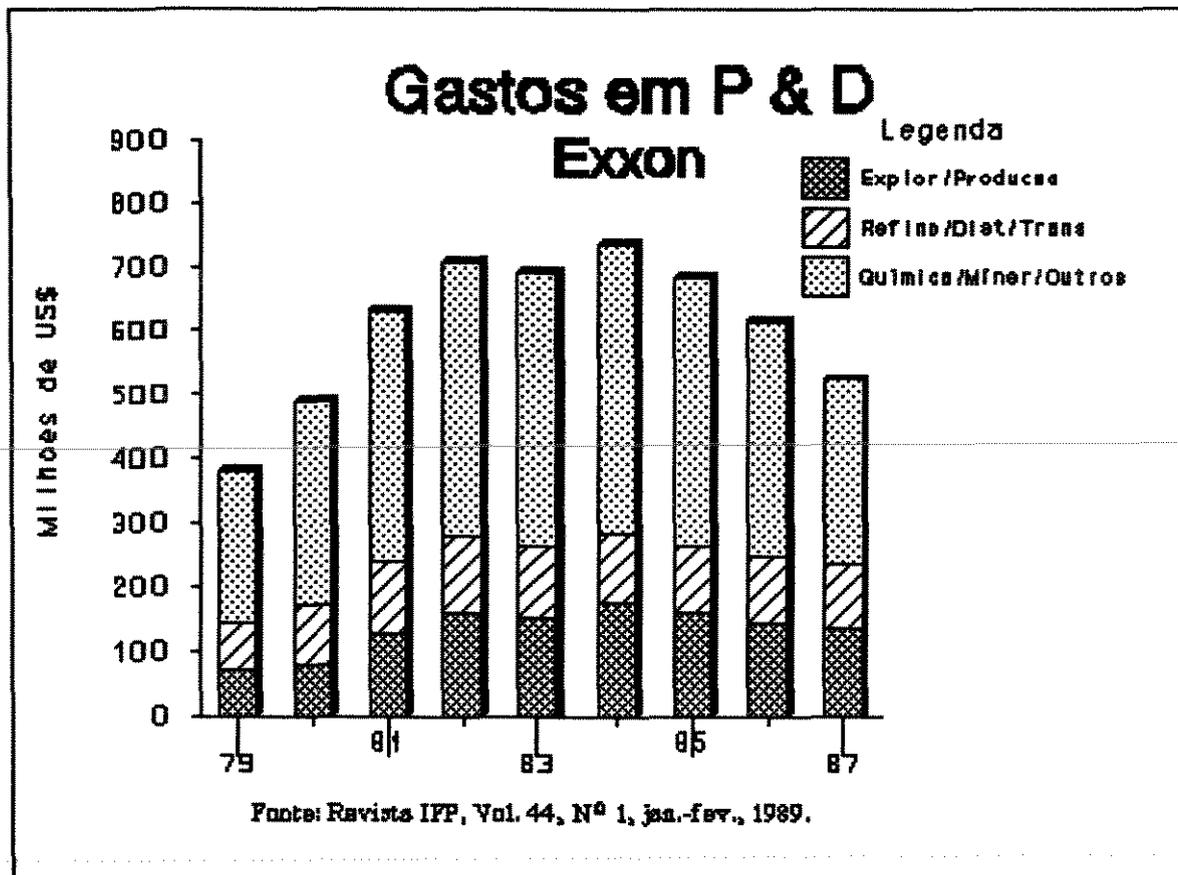
O gráfico mostra um aumento significativo do investimento em P&D, entre 1979 e 1984, tanto nas áreas relacionadas ao petróleo quanto na áreas química, mineral e outras. A partir de 1984 os gastos em P&D da Exxon diminuíram. No entanto, as áreas não ligadas ao petróleo foram as que sofreram maior queda. Até 1984, o investimento em exploração e produção de petróleo manteve uma tendência crescente, como ocorreu nas demais áreas, para cair, a partir de 1985, embora não da mesma forma que caíram os investimentos em áreas não petrolíferas.

O gráfico 13, a seguir, mostra a evolução dos investimentos em P&D, por áreas, entre 1979 e 1987, de outra empresa petrolífera importante em nível internacional, a francesa Elf Aquitaine. Ela representa 65 % dos gastos em P&D do setor petrolífero na França.

Semelhantemente à Exxon, a Elf Aquitaine incrementou significativamente seus investimentos na área química mantendo quase inalterados os investimentos nas áreas de exploração e produção. Ao contrário da Exxon, entretanto, não ocorreu decréscimo do investimento na área química.

A política de diversificação em áreas de atividade adotada, a partir de meados da década de 70, por numerosas empresas petrolíferas, principalmente norte-americanas, encontra-se atualmente em questão. Estudos recentes indicam uma redefinição do destino dos gastos de P&D. A nova tendência que se observa é o retorno dos investimentos ao setor

Gráfico 12

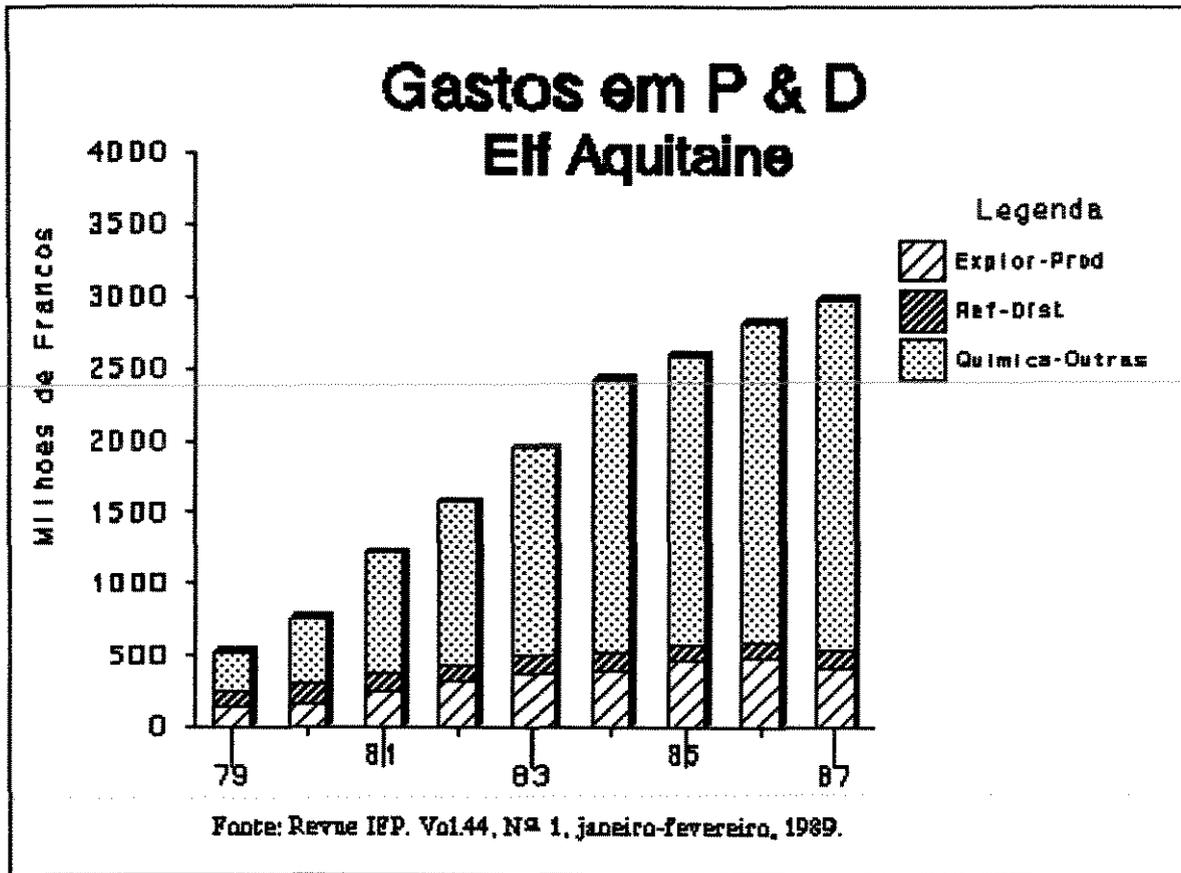


petrolífero, especificamente à área de exploração e produção.

Por seu relativo fracasso, e, em certa medida, também por uma mudança de estratégia de investimento, a diversificação das empresas, no período de bonança dos preços altos, e depois em função das dificuldades financeiras, quando o preço experimentou uma queda significativa, em 1986, as grandes empresas de petróleo voltaram-se predominantemente para a base tecnológica sobre a que tem maior domínio e da qual dependia sua atividade produtiva mais importante.

De fato, elas obtiveram vantagem de seu conhecimento sobre a tecnologia de exploração, produção, transporte, refino e distribuição; souberam atuar vantajosamente tanto frente a um petróleo "barato" quanto "caro". Quando foi necessário investiram na área de processamento ou refino de petróleo, procurando diminuição dos custos dos derivados, ou

Gráfico 13



de distribuição ou nas áreas de processamento³⁷, para transporte aos centros de consumo.

A Exxon ilustra a situação pela qual passou a indústria do petróleo após a queda do preço internacional, em 1986. Houve uma queda dos investimentos, variando entre 25 e 40% e, em consequência, uma retração dos gastos em P&D.

Por outro lado, a análise do caso da Elf mostra que as estratégias de diversificação que foram bem sucedidas estão ligadas à exploração de oportunidades associadas à base técnica da química, orientadas para produtos de maior conteúdo tecnológico (química básica, de intermediários e, principalmente, química fina).

Como se vê, o quadro de investimentos em P & D apresenta uma nova orientação em

³⁷ Destacam os projetos para a construção de dois gasodutos. O primeiro sairia de Katar e o segundo do Iram, com destino a Europa, com capacidade de 30×10^9 m³ e 10×10^9 m³/ano. Petroleum Economist, novembro, 1987.

direção à área do petróleo em função dos avanços tecnológicos obtidos nos últimos anos, Principalmente, em exploração e produção.

Assim, o quadro atual caracteriza-se por uma concentração, como em décadas anteriores, no desenvolvimento de tecnologias mais eficientes nas áreas de exploração e produção de petróleo. Embora o investimento nessas áreas não tenha aumentado expressivamente, ele se mantém sem grandes alterações e não sofreu impacto tão grande como a diminuição do investimento em outras áreas que até 1985 tinham sido privilegiadas pelos gastos em P&D.

Atualmente, a preocupação fundamental volta a ser assegurar o fornecimento de petróleo. Porém, o objetivo das empresas, não é a realização de grandes inovações tecnológicas, mas sim aperfeiçoar os métodos com que contam para a realização das diferentes etapas da produção petrolífera. Os grandes investimentos programados pela maioria das empresas petrolíferas visando recuperar a redução em perfurações ocorrida nos últimos, anos têm orientado nessa direção os recursos em P & D.³⁸

2.2. A microeletrônica, informática e automação na indústria do petróleo.

Ao final da década de 70 e começos dos 80 se inicia uma grande mudança tecnológica apoiada no desenvolvimento da microeletrônica. Sua aplicação se deu primeiramente e, principalmente, em setores onde existia uma fonte de redução do custo da mão-de-obra. Isto é, em setores onde a participação desse fator na estrutura dos custos de produção era significativa. A penetração da microeletrônica no setor industrial se deu através da automação que afetou, principalmente, setores de produção seriada onde a diferenciação do produto é um elemento importante das estratégias de mercado e de crescimento das empresas.

Nos países desenvolvidos começou primeiro nas grandes empresas, exercendo seu controle nos setores altamente monopolizados como a indústria automobilística, a construção

³⁸ Business Week, International, Maio 1, 1989.

aeroespacial, a eletrônica, etc.

Em meados da década de 70 começou uma incursão significativa em outras indústrias menos importantes. No entanto experimentou um rápido desenvolvimento, a partir de década de 80, após do segundo choque do petróleo. É a partir de então se produz uma ampla e variada difusão de todos os equipamentos baseados na informática em vários setores industriais. A informática constituiu o "coração" de muitas mudanças no processo produtivo, nos últimos 15 anos³⁹. De fato ela serviu tanto à automação de equipamentos industriais, quanto ao tratamento da informação em áreas de serviços e industriais, revolucionando esses setores.⁴⁰

Muitas vezes o grau de aplicação da informática aos processos de produção é considerado como um indicador do seu esforço de modernização e da sua competitividade potencial, na medida em que constitui, em princípio, uma ferramenta de trabalho bem adaptada à solução de problemas atuais de competitividade econômica.⁴¹

Na indústria do petróleo a informática cobre atualmente quase todas as áreas. No entanto, as grandes mudanças acontecidas na última década estão ligadas principalmente à área de exploração, com inovações que têm permitido maior eficiência nos levantamentos e especialmente na interpretações de dados sísmicos em terceira dimensão (3D).

A indústria do petróleo, que se caracteriza por um produto homogêneo e pela pouca importância do custo da mão de obra na estrutura de custos de produção, não era um setor especialmente atraente para as modificações possibilitadas pela introdução da microeletrônica no processo de produção. Houve, no entanto, significativos avanços da automação que apoiaram o desenvolvimento do setor petróleo. Entre os quais está a robotização, que embora, não se encontre ainda amplamente desenvolvida na exploração do petróleo tenderá

³⁹ D'IRIBARNE, Alain, "PMD, Innovations Technologiques et Competitivité Économique", in Revue d'économie industrielle N° 38, 1986.

⁴⁰ KATZ, J. e colaboradores. "Desarrollo y crisis de la capacidad tecnológica latinoamericana", Bs. Aires, 1986.

⁴¹ D'IRIBARNE, Alain, Op. Cit.

a ter no futuro, no futuro participação significativa (quadro II.2).

Por outro lado, a introdução da microeletrônica na indústria do petróleo, se deu através da informática, introduzida, genericamente, para o tratamento da informação, reduzindo significativamente os custos e eficiência de coleta, processamento e análise da informação.

A informática, vem-se caracterizando pelo caráter "pervasivo" que permite sua aplicação em quase todas as áreas da indústria. No entanto, sua aplicação na indústria do petróleo deu-se em um momento que esta se encontrava relativamente estagnada em investimentos em P&D, pelo menos, como foi constatado em atividades diretamente relacionadas ao petróleo. A informática foi aplicada sob a forma de "softwares" para tratamento da informação, integração de dados, etc., provocando um impacto significativo na área de exploração.

Entre os equipamentos mais importantes que se encontram nas diferentes áreas da indústria petrolífera, vale mencionar a robotização, que se utiliza para instalação e manutenção de equipamentos no mar, detecção de falhas nos oleodutos, em equipamentos de perfuração (sondas); engenharia de desenho apoiada por computador (CAD), que participa nas atividades de projetos, programação de cadeias integradas de oleodutos; os sistemas de automação e controle, utilizados na operação de plataformas, e refinarias, administração de redes, etc.; a comunicação de dados, utilizada na comunicação com as equipes que trabalham nas plataformas para o monitoramento e operação por controle remoto, navegação e integração de redes; processamento de dados, utilizado nos levantamentos e interpretações sísmicas, modelos de simulação de poços e refinarias, programas de produção, etc.; banco de dados, base de dados geofísicos e geológicos, traçado de poços, fluxos e registros de estoques e base de dados para desenho; sensores instrumentais, geofones e hidrofones em estudos sísmicos, medição do tempo de perfuração e monitoramento remoto no mar.⁴²

A maior parte desses equipamentos encontram-se plenamente em uso na indústria

⁴² Energy Policy, "Information technology and energy supply", dezembro, 1986.

petrolífera internacional. No entanto boa parcela são serviços contratados a empresas para-petroleiras dedicadas à execução de programas (software) para a indústria petroleira. Embora, as próprias empresas petrolíferas também investem no desenvolvimento de certos "softwares" e equipamentos para atividades específicas da indústria, destacam-se, entre elas, as que possuem equipamento CAD para acompanhar as atividades de perfuração submarina em águas profundas ou perfurações horizontais. A meados da década de 80 a Elf Aquitaine desenvolveu um sistema para operação de plataformas marinhas, não habitadas, similar às plataformas tradicionais, utilizando satélites para a transmissão de dados e com programas de visitas periódicas.⁴³ O quadro II.2, abaixo, apresenta as principais tecnologias de informação utilizadas na indústria do petróleo internacional.

Quadro II.2 Tecnologias de Informação aplicadas à indústria do Petróleo	
	Indústria do Petróleo
SENSORES/INSTRUMENTAIS	Geofones e hidrofones para estudos sísmicos; medição do tempo de perfuração, monitoramento remoto offshore
BANCO DE DADOS	Base de dados geofísicos e geológicos; traço de poços fluxos e registros de estoques, base de dados para desenho.
PROCESSAMENTO DE DADOS	Processamento e interpretação sísmica; modelos de simulação de refinaria; programa de produção.
COMUNICAÇÃO DE DADOS	Comunicação com plataformas; monitoramento e operação por controle remoto; navegação; integração de redes.
SISTEMAS DE CONTROLE/AUTOMAÇÃO	Operação de plataformas; otimização de refinaria; administração de cadeias de distribuição; execução geral de sistemas tecnológicos.
ENGENHARIA E DESENHO APOIADO POR COMPUTADOR	Desenho geral; manufatura, construção e manutenção de bens de capital; programação cadeias integradas de oleodutos.
ROBOTIZAÇÃO	Instalação e manutenção em baixo do mar; detecção de falhas nos oleodutos.
Fonte: Energy Policy, Dezembro, 1986	

⁴³ Le Recherche Industrie, março, 1989, pp 24-28.

2.2. A sísmica em três dimensões (3D).

A indústria dos equipamentos geofísicos deu um grande salto a partir da última queda dos preços do petróleo, no início de 1986, quando o preço passou de 25 para 10 dólares por barril. Para a exploração geofísica, a queda dos preços se traduziu em uma significativa contração de atividades, principalmente no mar, onde se observou uma diminuição de 40% da sísmica marinha.⁴⁴

De modo a compensar este fato, as empresas ligadas às atividades geofísicas⁴⁵ desenvolveram importantes programas de inovações tecnológicas, obtendo redução de custos de operação de 50% e aumento significativo na eficiência dos seus serviços.

Como assinalado, a política de investimentos das grandes empresas petrolíferas se apoia sobre resultados de trabalhos de exploração, onde a geofísica desempenha um papel determinante. Embora, os estudos geofísicos não representem a parcela mais importante nos custos de produção, eles tem sido reduzidos consideravelmente. Parte dessa redução de deveu a um maior índice de sucesso das perfurações exploratórias e nas descrições mais precisa das jazidas.

O desenvolvimento da sísmica de três dimensões é um importante progresso tecnológico obtido pela indústria geofísica. Significativamente superior à técnica de duas dimensões, facilita a interpretação das estruturas tectônicas mais difíceis em zonas geologicamente complexas. Uma melhor integração desta técnica aos procedimentos tradicionais para medir e avaliar as jazidas deverá aumentar ainda mais a eficiência e a rentabilidade da indústria do petróleo.⁴⁶

2.3. A produção em águas profundas e as perfurações horizontais.

⁴⁴ SAROCCHI, Claude. "Crise e progrès en géophysique", Annales de Mines, julho-agosto, 1990.

⁴⁵ Três empresas internacionais controlam 60 % do mercado mundial da geofísica, duas são norte-americanas (Western e Halliburton) e uma francesa (Compagnie générales de géophysique). SAROCCHI, Claude. Op. Cit.

⁴⁶ SAROCCHI, Claude. op. cit.

A perfuração em águas profundas teve seu início no Golfo do México e no Mar do Norte. Surgiu como desdobramento da produção marítima, na medida em que as companhias petrolíferas foram procurando novas áreas de produção que permitissem compensar a desigual distribuição geográfica das reservas⁴⁷.

As tecnologias de perfuração marítima remontam à década de 40, quando se explorava a 7,5 e se produzia a 6 metros de profundidade⁴⁸, permitiram aumentar significativamente o número de poços perfurados, que na década de 60-70 tinha aumentado de cerca de 500 para 1 600 poços nas águas do Golfo de México.

As plataformas fixas de produção, eram os equipamentos mais utilizados para operar em campos marinhos. Com elas chegou a se perfurar, no Golfo de México e no Mar do Norte, a mais de 100 metros de profundidade. No entanto, elas não eram adaptadas para águas profundas devido à evolução das dimensões e do peso das estruturas⁴⁹. Os investimentos para exploração em águas profundas estavam limitados, entre outros fatores, pelo baixo preço do petróleo, que tornavam inviáveis projetos de maior desenvolvimento tecnológico para operar sistemas de perfuração e produção em profundidades maiores (sistemas CAD, de simulação, etc).

O segundo choque do petróleo marcou o início da produção em profundidades maiores. Em meados da década de 70 foram implantados, de forma experimental, sistemas de produção flutuantes, utilizando plataformas semi-submersíveis adaptadas de outros sistemas de perfuração fixos. Esses sistemas operaram no Mar do Norte e foram, de fato, a base para a construção dos sistemas de produção flutuantes utilizados no Golfo do México e no Brasil. Em 1976 se explorava a mais de 1 000 metros e se produzia a 260 metros de profundidade⁵⁰.

⁴⁷ Cabe lembrar que na década de 60 cerca de 80 % das bacias de produção eram terrestres e estavam localizadas nos países do Oriente Médio.

⁴⁸ JOHNSTON, Ann e SASSON, Albert. "New technologies and development", UNESCO, 1986.

⁴⁹ BOCCACCIO, Henri-Paul, "La produção de pétrole en mer profonde", in Annales des Mines, juillet-
aût, 1990.

⁵⁰ Para a maioria das empresas petrolíferas o limite das águas profundas é a partir de 400 metros.

No início da década de 80 já explorava a cerca de 2 000 metros e se produzia a profundidades até 400 metros, portanto, já em águas profundas⁵¹. Posteriormente foram criados novos sistemas flutuantes de produção submarinha, entre os que se destacam a "torre complacente" (TC) e "plataforma de pernas atirantadas" (TLP). Estes dois sistemas foram utilizados no Golfo do México e no Mar do Norte em profundidades até 300 metros.

Ao final da década de 80, foram instalados no Golfo do México, sistemas pioneiros de produção flutuante, utilizando as chamadas "torres de pernas atirantadas" no Golfo do México para profundidades entre 450 e 650 metros. Nos próximos anos, o desenvolvimento tecnológico nessas áreas continuará sendo de vital importância para o aumento da produção e das reservas de petróleo e gás natural. Segundo projeções de especialistas internacionais, no ano 2.000 mais de 45% da produção petrolífera mundial (excluída os países do Leste Europeu) será proveniente de perfurações marítimas e, parte deste petróleo, obtido a profundidades consideradas como águas profundas. Em contraste com a percentagem verificada em 1987, de 36%; o que revela a importância que terão os trabalhos marinhos na busca de petróleo no futuro⁵².

O desenvolvimento tecnológico nas áreas de exploração e produção permitiu, nos últimos anos, a construção de vários tipos de plataformas fixas, rígidas ou flexíveis, flutuantes e, uma grande variedade de aparelhos submarinos.

Uma das empresas que está à frente do desenvolvimento tecnológico é a Shell Oil, que ocupa a posição número 12 do ranking das 300 empresas do mundo e o 5º lugar entre as empresas petrolíferas norte-americanas⁵³. Essa empresa conta com duas equipes especializadas em exploração e produção em águas profundas. Tem demonstrado adaptar-se às condições especiais de operação ao Golfo de México e ao "offshore" da Califórnia, obtendo importante aumento na sua atividade exploratória.

⁵¹ JOHNSTON, Ann e SASSON, Albert. "New technologies and development", UNESCO, 1986.

⁵² Revista "La Recherche", suplemento N. 208, Paris, França, Março, 1989, pp 4-10.

⁵³ Fortune International, Febrero 11, 1991.

Em 1983 a Shell explorou a profundidades de 1960 metros. Em 1988, alcançou mais de 2 000 metros. Na produção com plataformas fixas instaladas nos campos petrolíferos de Bullwinkle, no Golfo de México, alcançou profundidades de mais de 400 metros.

Na Europa, a empresa líder na produção no mar é a Elf Aquitaine. Ela opera no mar há mais de 15 anos e foi uma das primeiras a buscar a colaboração com centros de pesquisa para apoiar seus esforços para atividades de exploração e produção no mar. Efetivamente, no final da década de 50 e início dos anos 60, o grupo começou a operar no Golfo da Guiné e no Mar do Norte. Cabe destacar, também o domínio tecnológico do grupo para instalação de plataformas submarinas computadorizadas a mais de 280 metros de profundidade.

As perfurações horizontais. Em alguns campos petrolíferos perfura-se atualmente a mais de 3 mil metros de profundidade e mais de 2 mil metros em direção horizontal. O sistema "steerable" está sendo o fator chave do sistema de perfuração horizontal e explica as razões pelas quais tantos poços tem obtido sucesso. Estes métodos se encontram num estágio de maior desenvolvimento nos campos petrolíferos do Sul do Texas, em Austin Chalk⁵⁴. O fator chave no futuro, que permitirá um maior desenvolvimento desta tecnologia, será dimensionar, com os avanços alcançados na engenharia de reservatórios, quais são as reservas que serão atingidas.

No entanto, apesar dos avanços obtidos na produção em águas profundas e perfurações horizontais que tendem a atingir um volume crescente de petróleo, o acesso a estes, considerados "novos petróleos" apresenta problemas tecnológicos consideráveis. Em consequência sua viabilidade econômica é ainda limitada; principalmente devido as mudanças ocorridas no mercado internacional nos últimos anos. Os petróleos que estão sendo mais explorados são os localizados em águas profundas aqueles obtidas da recuperação assistida (que utiliza injeção de água, CO₂ ou vapor).

Devido a que os custos de produção representam uma das principais dificuldades para seu maior aproveitamento, um dos objetivos mais esperados do avanço tecnológico é obter

⁵⁴ Petroleum Engineer International, January, 1990.

uma significativa diminuição dos custos das principais operações petrolíferas: exploração, desenvolvimento, e produção das jazidas.

O quadro II. 3 a seguir mostra um cenário futuro de métodos visando melhoras tecnológicas para alcançar objetivos de aumento do sucesso na exploração e exploração do petróleo e redução dos custos das operações.

<p style="text-align: center;">Quadro II.3 Petróleo Redução de custos: métodos técnico e objetivos</p>		
	Métodos e técnicas	Objetivos
Exploração.	<p>Combinação de avanços em geologia e geofísica.</p> <p>Modelação de bacias.</p>	Obter 1 poço de exploração sobre 4 em vez de 1/7
Perfuração.	<p>Emprego crescente da automação.</p> <p>Recuperação do fundo do poço</p>	Reduzir os custos em cerca de 30%.
Produção.	<p>Faturação hidráulica.</p> <p>Perfuração horizontal.</p> <p>Domínio da interação fluido-rocha.</p> <p>Modelação numérica.</p>	<p>Multiplicar por 3 a 5 a produtividade dos poços.</p> <p>Reduzir de 20 a 50% os custos de recuperação.</p>
Produção no mar.	Otimização e redução do peso das plataformas. Produção em águas profundas.	Diminuir os investimentos em 30 a 50%.
<p>Fonte: BALACEANU, Jean-Claude, "Developpement technologique et prospective energetique: Les scenarios technologiques", em, Annales des Mines, pag. 8-16, França, Janeiro, 1990.</p>		

III. A trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil, 1970-1990.

O atual estágio de desenvolvimento da indústria do petróleo no Brasil permite afirmar que, tanto elementos condicionantes do cenário internacional, que atuaram como estímulos importantes, e, principalmente, a própria evolução da economia Brasileira determinaram a consecução de sucessivas etapas de capacitação tecnológica da Petrobrás. Elas mostram, por outro lado, que houve uma importante defasagem entre os estímulos advindos do cenário externo e a resposta avaliada em termos da evolução da produção.

O terceiro capítulo tem como objetivo, portanto, à explicitação dos aspectos que revelam a capacitação tecnológica alcançada e que permitiram a resposta mencionada. Por conseguinte, o capítulo se à análise da trajetória tecnológica do setor com ênfase, como não poderia deixar de ser, na estratégia seguida pela Petrobrás. Ele deverá corroborar a evolução descrita no primeiro capítulo.

A periodização de três fases, que foi feita no capítulo I, para mostrar a evolução da indústria do petróleo, é também utilizada aqui na análise da evolução dos indicadores de desempenho tecnológico.

1. Indicadores de desempenho tecnológico.

1.1. Levantamentos e Interpretações Sísmicas.

Na indústria do petróleo, o principal método de pesquisa é o levantamento sísmico. Até meados da década de 70, devido a pequena resolução obtida nos levantamentos sísmicos de 2D, os resultados das avaliações geológicas eram pouco precisos na definição das reservas⁵⁵. Os avanços tecnológicos, da década de 80, permitiram o uso dos levantamentos sísmicos de 3D que oferecem resolução mais precisa, na avaliação do volume de reservas.

⁵⁵ A técnica de 2D não era aplicável em bacias sedimentares com cobertura basáltica de mais de 1 700 metros (tal é o caso da Bacia de Paraná que tem 1 milhão 100 mil Km², e que representa 22% das bacias sedimentares brasileiras). YOSHIDA, Riuiti e GAMA Jr, Ercflio. "Geologia da bacia de Paraná: Reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos", (mimeo), IG/UNICAMP, 1985.

Em conseqüência, pode-se reduzir o número de apreciações de poços descobertos, detectar mudanças no desenvolvimento dos reservatórios⁵⁶ e, reinterpretar dados de bacias não suficientemente exploradas. Isto tem trazido, no caso do Brasil, aumento das reservas provadas.

Essa expansão das reservas deveu-se, em grande medida, a uma acelerada modernização do setor de exploração que conduziu a uma queda significativa dos custos operacionais. Embora o nível de investimento realizado pela empresa tenha caído cerca de 50% do que era em meados da segunda fase (1982-83), durante o final da terceira fase, a atividade exploratória medida em quilômetros de levantamentos sísmicos foi duas vezes e meia superior (gráfico 14).

O gráfico 14 mostra o número de levantamentos sísmicos realizados em terra e mar. Os correspondentes ao mar foram separados em 2D e 3D⁵⁷. Ao contrário dos gráficos anteriores, este se inicia no ano de 1984, dado que somente ocorre uma atividade significativa de levantamentos sísmicos em 3D a partir deste ano. Para cada ano são indicados os levantamentos efetuados em forma convencional ou 2D e de 3D, destacando o crescimento dos correspondentes a 3D no mar o ano 1988⁵⁸

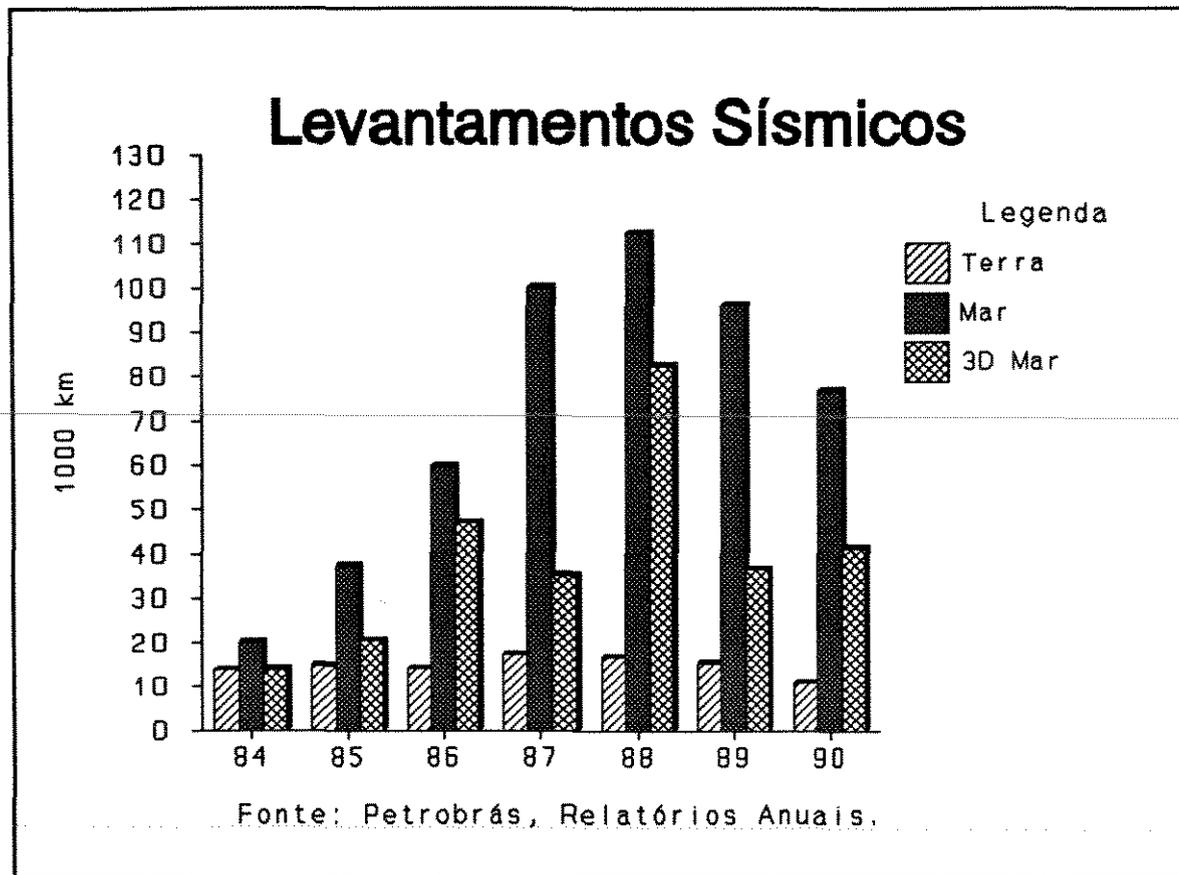
Junto ao significativo aumento dos levantamentos sísmicos surgiram as interpretações sísmicas. Elas permitem aproveitar com maior eficiência os dados obtidos nos levantamentos sísmicos e, através de simulações geradas pela informática, reestudar o potencial de hidrocarbonetos nas jazidas não exploradas suficientemente. A tecnologia de interpretação, até final da segunda fase, foi pouco difundida no Brasil, embora, a partir da terceira fase, alcance grande significado.

⁵⁶ RULJTENBERG, plet A, et al. "Thre-Dimensional Dat improve Reservoir Mapping", em Journal Petroleum Today, January, 1990.

⁵⁷ Levantamentos sísmicos em 3D em terra, iniciaram-se a partir de 1988.

⁵⁸ Comparados com os levantamentos feitos pela empresa Shell International que realizou, em 1988 pouco mais de 6 500 Km., a Petrobrás supera amplamente, esse ano realizou 70 000 Km de linhas sísmicas em 3D, no mar.

Gráfico 14



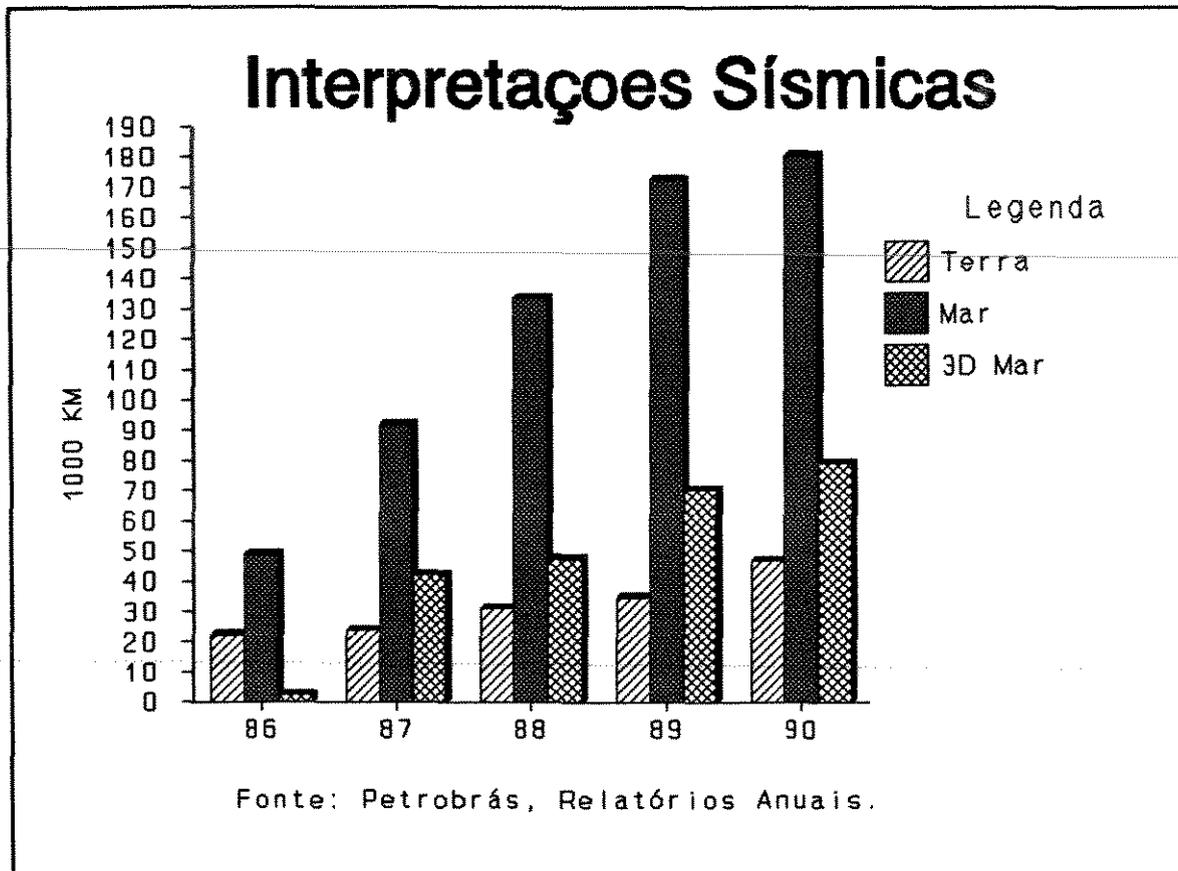
O gráfico 15 mostra as interpretações sísmicas realizadas pela Petrobrás, a partir de 1986, em terra, mar e 3D mar. Diferentemente ao anterior, o gráfico, inicia-se a partir de 1986, pela importância que, a partir desse ano, adquirem as interpretações sísmicas em 3D no mar.

Em general no gráfico 15, abaixo, se observa o aumento da capacidade de processamento da Petrobrás que, em comparação com os levantamentos, cresce mais rapidamente. De fato, o ano de 1990, as interpretações sísmicas em 3D no mar, duplicaram os levantamentos sísmicos e a tendência observada, a nível internacional, parece ser voltar sobre dados levantados e ainda não suficientemente interpretados.

A tecnologia utilizada na interpretação de dados é de uso recente tanto na indústria internacional quanto nacional. No Brasil, se utiliza a partir da terceira fase, e mais especificamente, a partir de 1986, em virtude da queda do preço petróleo, que incentivou à indústria petrolífera internacional a procurar alternativas que permitissem diminuir os custos

da exploração, já que como já foi assinalado , já que resulta mais barato interpretar que levantar dados.

Gráfico 15



Por outro lado, os recentes avanços da informática tem permitido, através da 3D, aumentar a capacidade de resolução e nitides dos levantamentos e interpretações sísmicas. Nesse sentido a Sísmica em 3D, junto com diminuir os custos de exploração, aumentou a eficiência de interpretação das estruturas das jazidas. O gráfico 15 mostra, medidas em km, o crescimento das interpretações em 3D, que também duplicam, na terceira fase, a quantidade de levantamentos sísmicos.

No Brasil, a evolução das interpretações sísmicas revelam que o grande desafio tecnológico será possuir a capacidade de aumentar as interpretações de dados que levem às novas descobertas e às reavaliações de jazidas existentes, conforme foi destacado na introdução deste capítulo.

1.2. Poços perfurados.

Optou-se pela utilização dos poços perfurados como um indicador de desempenho tecnológico, por ser insumo indispensável na exploração. Tal indicador mantém uma estreita relação com os levantamentos sísmicos, já que é em função destes que se toma a decisão de perfurar ou não um determinado poço.

Os gráficos que mostram a evolução dos levantamentos sísmicos e poços perfurados (gráficos 14 e 16), revelam o aumento da capacidade da empresa de perfurar um número maior de poços utilizando, por um lado, maior quantidade de equipamentos ((plataformas de produção e sondas) e conhecimento das jazidas obtido com os levantamentos sísmicos. Eles podem ser considerados indicadores de desempenho tecnológico, uma vez que tal ampliação, de capacidade, envolve um processo de capacitação tecnológica traduzido em formação de recursos humanos (para operação e manutenção de equipamentos de perfuração, além de levantamento e interpretar dados, entre outros). Adicionalmente, a evolução desses indicadores, depende estreitamente do nível tecnológico alcançado pelos métodos e equipamentos de exploração.

Por esta razão e, como se verá mais adiante, o fato desses indicadores caírem a partir de 1986, não significa, necessariamente, queda no desempenho tecnológico da empresa.

A evolução dos poços perfurados em terra e mar mostram uma tendência crescente nas perfurações até o começo da terceira fase, a partir da qual a quantidade de poços perfurados começa a diminuir (gráfico 16).

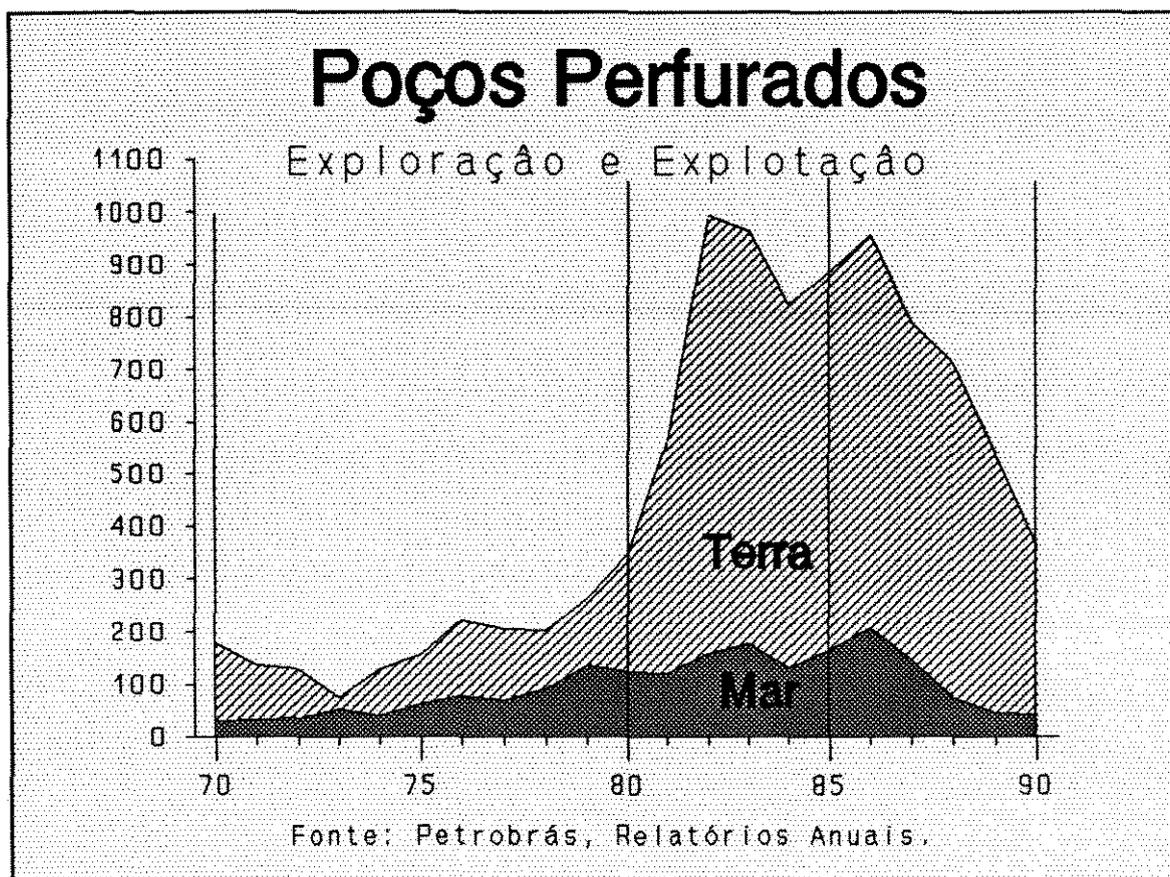
Embora a quantidade de poços perfurados no mar tenha crescido ao longo de quase todo o período, a tendência observada até 1986, decorre do aumento da perfuração em terra.

A fase 1 caracteriza-se pelo aumento da perfuração marítima. Em 1970, dois anos após o início das explorações na margem continental do país, as perfurações no mar representavam

14 % do total de poços perfurados, em 1980 essa proporção elevou-se para 26%.⁵⁹

Nessa fase, verificou-se crescimento moderado dos poços perfurados no mar que, até 1977, manteve-se na faixa dos 26% a 28% em relação ao total, dividindo-se entre poços de exploração e desenvolvimento em parte quase iguais. Entre 1970 e 1980, a quantidade de poços perfurados cresceu 56% passando de 206 para 474 poços, a uma taxa média anual de 8,6%, intensificando-se nos anos de 1978 (31%) e 1979 (34%). Em toda essa fase foram perfurados 2 049 poços na terra e 749 no mar.

Gráfico 16



Na fase 2 (1980-1985) revelou-se uma nova queda na perfuração de poços no mar. O período se inicia com a perfuração de 125 poços, que representavam 26% do total. Paralelamente, verificou-se grande aumento da perfuração em terra que, em 1980, representavam 74% do total. A razão do aumento de perfuração em terra, consiste,

⁵⁹ A mesma relação medida em metros perfurados foi de 24 % em 1970 e 45 % em 1980.

basicamente, em política da Petrobrás de revalorizar as explorações de petróleo em terra. Tal política passou a ser impementada a apartir do final da primeira fase e, até 1986, esses esforços foram corroboradas com o aumento da produção em terra, a partir de 1983 (gráfico 16). Nesta fase, foram perfurados 4 232 poços, na terra e 758, no mar.

Na fase 3 observa-se diminuição da quantidade de poços perfurados, tanto em terra como em mar. A relação atual de poços, em operações terrestres e marítimas, é de 5.060 no mar e 656 na terra. No mar, embora a proporção da queda seja maior do que em terra, a produção do petróleo continua aumentando, o que revela maior produtividade nos poços marítimos. Em 1990, a produtividade média dos poços era de 34 bbl/dia, em terra, e de 595, no mar. Esses dados indicam também que a empresa opera poços com produtividade relativamente baixa, principalmente na área terrestre. Nesta fase foram perfurados 3 360 poços na terra e 2 024 no mar.

No Brasil, a maioria das bacias sedimentares tem sido exploradas, em maior o menor medida. A diferente intensidade do esforço se dá em função dos logros obtidos. Assim, por exemplo, em algumas bacias obteve-se êxito na fase inicial da exploração, em outras, o trabalho exploratório foi interrompido e retomado depois, a partir do reestudo das informações, com a utilização de novas idéias ou métodos, prática igualmente mantida pelas empresas internacionais.

Em 1968, foi perfurado o primeiro poço, no Estado do Espírito Santo, desde então já foram descobertos cerca de 50 campos, localizados no litoral dos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro.

A Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, transformou-se na mais importante região produtora do país ⁶⁰, onde tem sido registrado os maiores recordes de exploração em águas profundas do país. Em 1988, localizou-se petróleo a 2 460 metros da superfície, confirmando a extensão do campo para águas ainda mais profundas. Este recorde, longe de ser uma vantagem, é um desafio ao desenvolvimento tecnológico que a Petrobrás deverá

⁶⁰ En 1989 la Bacia de Campos respondía por más del 60 % de la producción de petróleo y 35 % de la producción de gas natural.

superar.

Estabelecendo-se uma rápida comparação com outras empresas internacionais, observa-se que as reservas brasileiras encontram-se em águas ainda mais profundas que as de outras latitudes.

Incrementar o fator de recuperação suplementar que, no Brasil, está na faixa de 20%, é um dos desafios tecnológicos da indústria, pois isso representaria uma diminuição dos custos, já que não seria mais necessário realizar novas perfurações para aumentar o volume de reservas provadas e a produção.

Embora a Petrobrás trabalhe com poços de baixa produtividade, ela não se caracteriza por fazer uso de tecnologias muito avançadas nessa área. Apenas 13% dos poços utilizam métodos de recuperação secundária, principalmente através de injeção de água (700 poços) e, reduzida proporção, gás (42 poços).

No que concerne às técnicas de recuperação terciária, observa-se que 1,3% dos poços utilizam, principalmente, a injeção de vapor. Tecnologias tais como perfuração horizontal, por turbina, rotativa ou injeção de polímeros, de CO₂, aquecimento eletromagnético, tem sido usadas apenas em testes. Esses dados mostram que a empresa continua sendo convencional em seus métodos.

Em meados da primeira fase (1975) foi desenvolvido, na Bacia de Campos, o sistema de produção provisório de "Garoupa" utilizando navios-sonda de perfuração adaptado para realizar atividades de processo (separar petróleo, resíduos e água). Posteriormente, a Petrobrás desenvolveu outros sistemas de produção⁶¹, para culminar com o, Sistema de Produção Flutuante, baseados em Semi-submersíveis, conhecido atualmente.

⁶¹ O sistema desenvolvido anteriormente foi o de o Sistema de Produção Antecipada (SPA), utilizado em águas rasas, representou uma conquista para a Petrobrás, ele permite abreviar os prazos, de 4 anos para 6 meses, para entrada em produção dos reservatórios, principalmente quando se tratava de pequenos volumes de reservas.

Porém, a Petrobrás vem desenvolvendo com sucesso sistemas permanentes de produção em águas profundas que deverão entrar em funcionamento a partir de 1994.

Em todo o período de estudo (1970-1990), foram perfurados 11.661 poços, dos quais 9.637, em terra, e 2.024, no mar. Durante tal período, a fase 2 caracterizou-se por uma maior perfuração, tanto em terra quanto no mar, 4.232 e 758 poços perfurados, respectivamente.

Um fato que constata esta afirmação é a comparação com as explorações dos Estados Unidos, onde tem sido perfurado, desde o início da perfuração, cerca de 3 milhões de poços e, no Brasil, pouco menos de 15 000 poços. Em 1983, ano de maior perfuração nos Estados Unidos, foram perfurados 90 000 poços, enquanto no Brasil, nesse mesmo ano, foram perfurados apenas 1 000 poços.⁶²

No entanto, apesar das bacias sedimentares serem ainda pouco exploradas e os recursos reduzidos, as descobertas tem sido constantes e tiveram um fato novo, em 1984, com a descoberta dos campos gigantes de Albacora e Marlim e mais recentemente Barracuda, onde as jazidas contém volumes maiores de hidrocarbonetos que em terra.

As cifras, relativas aos poços perfurados e desenvolvidos, revelam que o esforço para sustentar e ampliar a capacidade de produção da indústria do petróleo nacional tem-se mantido mais ou menos constante.

O quadro II.4, a seguir, mostra as etapas do esforço tecnológico na produção do petróleo de empresas petrolíferas da América latina. Basada nessa seqüência, Brasil encontra-se, atualmente, num estágio avançado da etapa II e existe uma significativa atividade da etapa III, com o aumento dos sistemas de recuperação secundária e terciária.

⁶² FRANKE, R. Milton "Uma proposta para a exploração de petróleo no Brasil", in Petro & Gás N° 24, outubro 1989.

Quadro II.4 Etapas do Esforço Tecnológico		
ETAPA I	ETAPA II	ETAPA III
Produção de poços superficiais e prolíficos e de petróleo leves de simples manipulação e transformação.	Produção por perfurações profundas em bacias sedimentares de mais difícil acesso.	À utilização intensiva de processos de recuperação secundária e terciária e à extração de petróleos pesados de mais difícil manipulação e transformação.
Fonte: Balcazar, A., Jaime. "Un mecanismo para contribuir a la cooperación científica y tecnológica em América latina y el Caribe", PNUD/ONU, 1975.		

1.3. Equipamentos de perfuração (Sondas).

A sonda é o equipamento utilizado para perfuração. Opera por rotação, utilizando uma mesa giratória, haste de sondagem e tubos de perfuração com brocas nos extremos, cuja vida útil é, no máximo, de 40 horas. Dependendo das características da rocha, a sonda de perfuração pode avançar de 10 a 500 metros/dia, a cada 10 metros é acoplado um novo tubo. Todo o processo de perfuração que é realizado pelas sondas é, de fato, sustentado por um conjunto de equipamentos especializados e com tecnologia altamente sofisticada. As sondas são instaladas nas plataformas, que permitem o acionamento de todas as instalações de perfuração (estabilização e bombeamento do petróleo, separação de gas e petróleo, etc.).

As plataformas marítimas podem ser fixas o móveis. As plataformas fixas apoiam-se no fundo do mar e têm as estruturas presas por estacas. O peso destas estruturas cresce vertiginosamente com a profundidade, tornando-se antieconômica sua instalação a grandes profundidades.

As plataformas móveis podem ser de três tipos : 1) auto-elevatórias ou *jack-up*: São apoiadas no fundo por meio de pernas com movimento vertical, rebocáveis ou auto-propulsoras; 2) submersíveis: são apoiadas no fundo do mar, em geral rebocáveis, auto-suficientes, e; 3) semi-submersíveis: são estruturas flutuantes, que operam com grande flexibilidade e mobilidade. Este sistema, é, hoje, amplamente utilizado no Brasil e sua importância radica em que, embora, não tenha sido a Petrobrás a primeira empresa a utilizar

um Sistema Flutuante de produção⁶³, foi a empresa que conseguiu maiores avanços nessa área.

Devido às dificuldades tecnológicas da operação de sondas no mar e, principalmente, em águas profundas, as plataformas móveis de perfuração passaram a ser de principal importância, o que implicou maior desenvolvimento tecnológico na sua produção e operação. Por essas razões, se identifica o número de sondas de perfuração em operação como um indicador de desempenho tecnológico.

Os equipamentos que são decisivos, no que se refere ao esforço tecnológico local, são os sistemas de produção flutuantes⁶⁴ com semi-submersível (com navio para 400-600 metros de profundidade e, com navio-sonda de posicionamento dinâmico para 1000-1500 metros), e diversos tipos de plataformas e sistemas de extração de petróleo, entre as que destacam as Plataformas de Pernas Atirantadas (para 600-1500 metros de profundidade).⁶⁵

O gráfico 17, mostra o número total de sondas operadas pela Petrobrás entre 1970 e 1990.

Na primeira fase, a maior parte das sondas e equipamento foi comprado no exterior, através de compras de plataformas de produção completas e, em certas ocasiões, contratadas empresas que operavam com seus próprios equipamentos. Isso deveu-se ao fato de que a perfuração *offshore* é uma atividade relativamente nova para a Petrobrás e o mercado nacional de equipamentos não estava preparado para satisfazer as especificidades para utilização no mar.⁶⁶

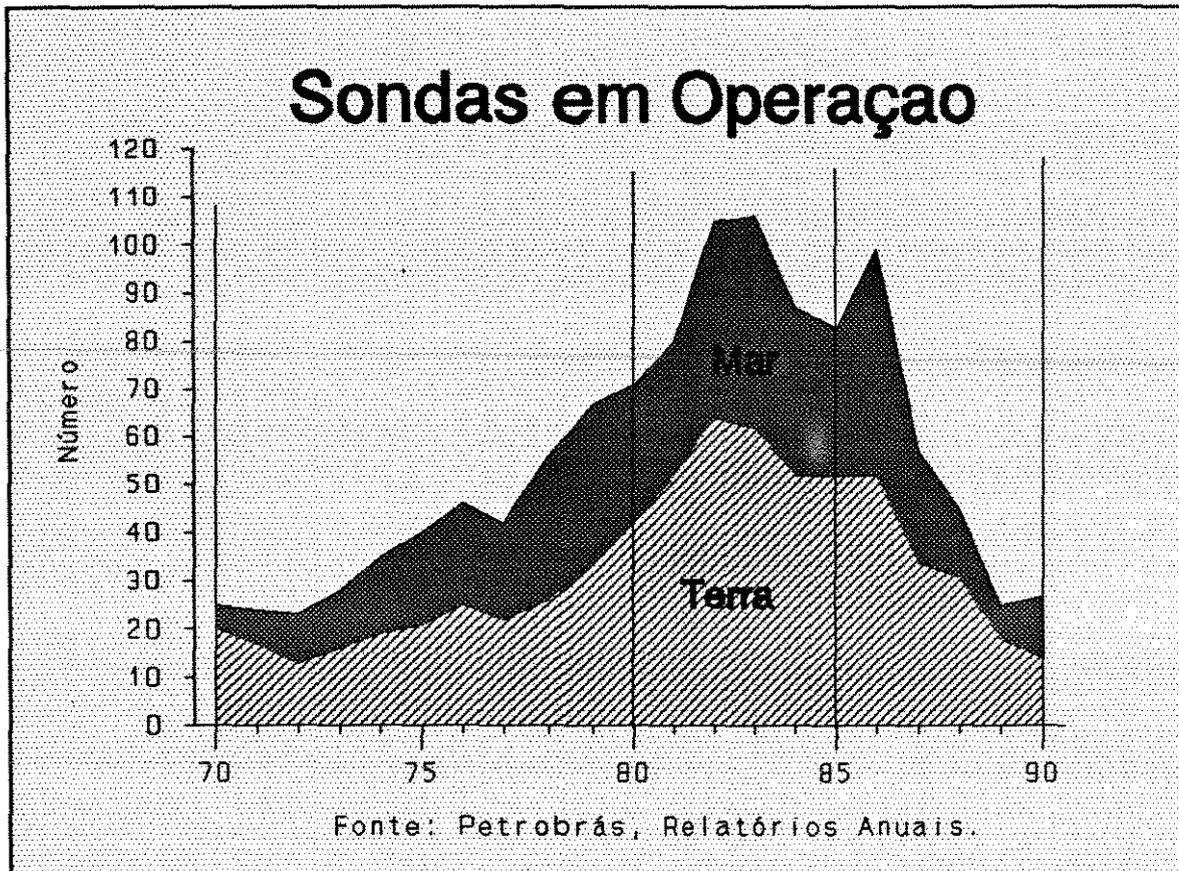
⁶³ Sua primeira utilização ocorreu em 1975, no Campo de Argyll, no Mar do Norte.

⁶⁴ A Petrobrás tem colocado em operação 23 Sistemas Flutuantes de Produção. Hoje mantém, em operação 12, sendo que 11 estão localizados na Bacia de Campos e 1 em Santos.

⁶⁵ Esses sistemas de produção orientados a águas profundas foram parte dos projetos desenvolvidos no PROCAP e são tratados em detalhe no item relativo ao PROCAP.

⁶⁶ O índice de nacionalização de sondas de perfuração em terra representa o 75% e na construção de estruturas de produção no mar é de 100%, no entanto, o equipamento de perfuração no mar, as sondas em sua maior parte são importadas.

Gráfico 17



Na segunda fase, a operação das sondas, especificamente nos anos 1982-1983, atingiu-se o número mais elevado de sondas de perfuração em operação. Naqueles anos, o País chegou a operar 105 sondas, o que o colocou como 5º ou 6º lugar mundial. Os Estados Unidos operavam, no mesmo ano, 832 sondas.

Atualmente se constroem no país integralmente as estruturas marítimas de perfuração e produção e se encontra em desenvolvimento, através de um convênio da Petrobrás com a COPPE/UFRJ, a tecnologia para construção de plataformas de produção em águas profundas.

O gráfico 18 indica a eficiência com que operam as sondas de perfuração durante as fases estudadas, avaliada em metro perfurado por sonda e por mês (metro/sonda/mês). Esta relação é um indicador de produtividade, na medida em que revela a capacidade da empresa operar com maior eficiência o seu equipamento.

Ele indica também como a eficiência de perfuração se manteve crescendo até 1989,

apesar de ter havido uma queda acelerada a partir de 1986, tanto dos poços perfurados como do número de sondas em operação (gráficos 16 e 17),

Desta forma é possível concluir que a queda de poços perfurados (gráfico 16) e sondas em operação (gráfico 17), observada a partir de 1986, não deveu-se, propriamente, a uma falta de capacidade em prosseguir seus esforços de perfuração até então mantidos. Esta deve ser entendida como um reflexo direto da queda dos investimentos e também como um aumento na eficiência, já que as reservas e a produção de petróleo têm aumentado, apesar da queda dos investimentos.

Este fato é reforçado, também, pela tendência que revela a eficiência de perfuração. Tal como se observa no gráfico 18, nas segunda e terceira fases se alcançou um significativo aumento nos rendimentos de perfuração. A relativa queda no rendimento global, que se observa a partir de 1989, corresponde a uma queda do rendimento em terra e não em mar. Em função da mudança do cenário de produção de terra para o mar, a Petrobrás iniciou um processo de reavaliação das sondas de perfuração, incluindo novos itens de qualidade, avanço tecnológico e, em consequência, diminuição do custo.⁶⁷

A eficiência na perfuração está diretamente relacionada com a diminuição do seu custo, uma vez que é a perfuração representa o maior custo de todo o processo de exploração do petróleo. Em terra, alcança aproximadamente 65% a 75% dos custos, contra 5% a 10% que representam os estudos geológicos e 20% a 25% os estudos geofísicos. No mar, dependem da área *difícil* ou *fácil*. No mar do Norte ou em águas profundas, estes chegam a 80%, em contraste a 20% dos estudos geofísicos. Adicionalmente, no mar, os custos aumentam pelos serviços submarinos diversos, não incluídos nos custos diretos.⁶⁸

Como já foi assinalado nas Considerações Técnicas da Exploração do Petróleo, a fase

⁶⁷ Uma das grandes mudanças experimentadas recentemente na indústria petroleira internacional, tem sido, a técnica de perfurações horizontais, que junto às explorações em águas profundas são consideradas, as técnicas do futuro em termos de exploração.

⁶⁸ Giraud, André e Boy de la Tour, Xavier, Geopolitique du pétrole et du gaz naturel, Ed. Technip, 418 pp. Paris, França, 1987.

Gráfico 18



de perfuração é precedida da análise das informações geológicas e geofísicas. Apesar dos progressos alcançados nos diferentes métodos geofísicos, menos de 20 % dos poços pioneiros resultam exitosos, ou seja, em descobrimentos aproveitáveis, embora, ofereçam importantes informações em relação às possibilidades de obter petróleo, em determinada área. Sendo essa a média internacional, no Brasil, a capacitação tecnológica da empresa tem feito com que esse índice de acertos fique na faixa de 35% a 40%⁶⁹.

2. Indicadores de produtividade técnico-econômica.

A construção e avaliação de indicadores que relacionem desempenho econômico global e o desempenho tecnológico é uma tarefa complexa e apresenta resultados ainda precários. Não obstante, considerou-se conveniente a elaboração de quatro indicadores de produtividade técnico-econômica de maneira a interpretar a evolução observada e

⁶⁹ Brasil Mineral, outubro, 1992, pp 1-17.

fundamentar a hipótese da existência de patamares crescentes de capacitação na Petrobrás: um indicador de produção por metro perfurado, outro de investimentos (em exploração e produção) por metro perfurado, um terceiro de reservas provadas por metros perfurado de exploração e, um quarto, de reservas por investimentos em exploração e produção.

2.1. Produção e metros perfurados.

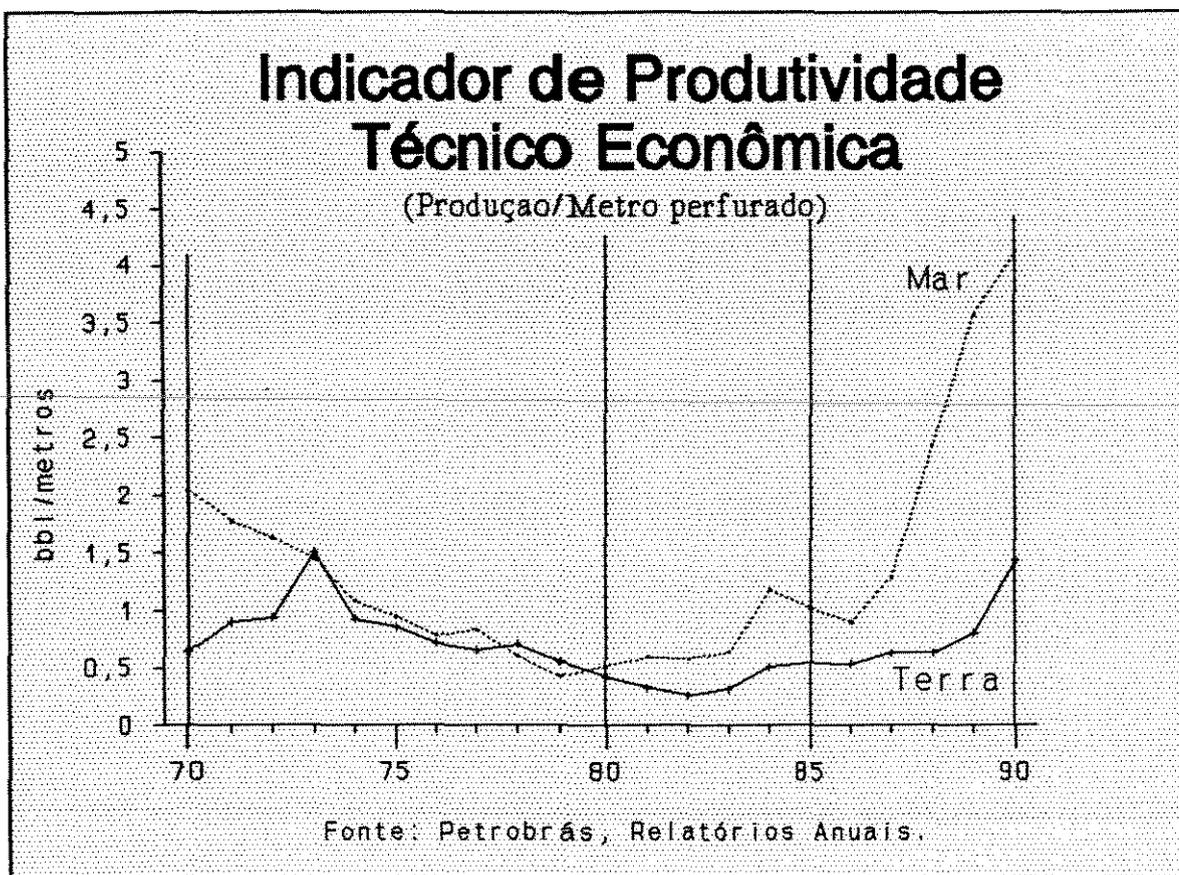
A evolução do indicador de produção por metro perfurado indica a eficiência com que se utiliza o equipamento para lograr seu objetivo final, que é aumentar a produção com menos recursos⁷⁰. Ele deverá corroborar a afirmação realizada acerca da progressiva capacitação tecnológica alcançada pela empresa nas diferentes fases.

O gráfico 19, a seguir, mostra o indicador de produção e metro perfurado. Nele se observa uma tendência crescente, no mar, a partir de meados da segunda fase (1983). No entanto, foi a partir do início da terceira fase (1986), quando, no mar, se constatou aumento significativo da produção por metro perfurado.

Tal indicador revela, também, um aumento da produtividade de perfuração no mar, pois aumenta a produção de petróleo por metro perfurado, significativamente mais no mar do que na terra. Esse comportamento obedeceu não só a uma maior "quantidade" de petróleo encontrada nos poços perfurados, mas também a aumento importante da recuperação secundária e terciária, em terra, onde foram utilizadas novas tecnologias de recuperação. Isto ocorreu principalmente nos poços de superfície, resultando no aumento da produção em terra desde meados da segunda fase. O aumento da produção em terra, a partir de 1983, coincide com o início da adoção pela Petrobrás da recuperação terciária de petróleo, utilizando vapor de água na injeção dos poços, técnica limitada, até então a poços de superfície.

⁷⁰ O conceito de produtividade entendido neste caso como: produto/recurso = aumento da produção.

Gráfico 19



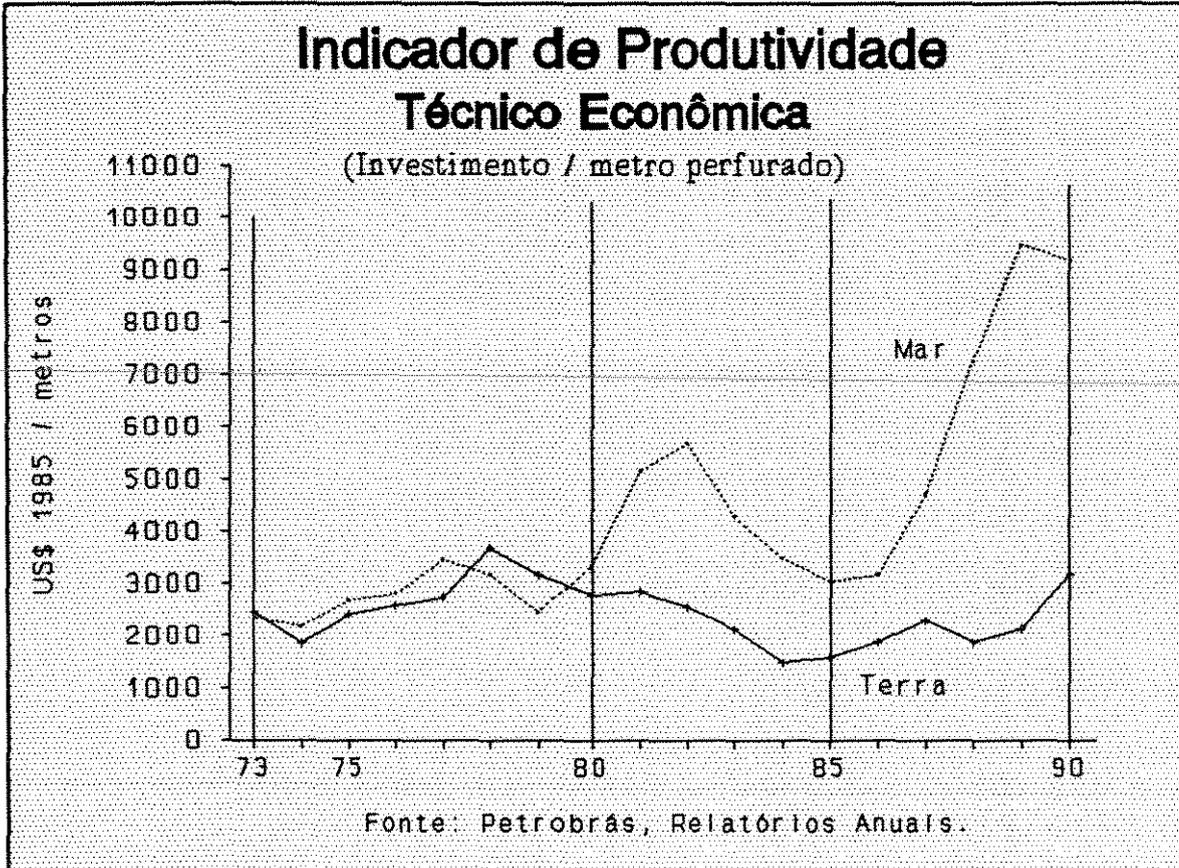
2.2. Investimentos e metros perfurado.

Outro indicador técnico econômico, utilizado na indústria do petróleo, é o investimento em exploração e produção por metro perfurado. A importância do investimento em perfuração pode ser avaliada pelo fato eles representam aproximadamente 80% dos custos totais.⁷¹

O gráfico 20, expresso em dólares (constantes de 1985) por metro perfurado, revela um aumento significativo do investimento no mar. Ao início da segunda fase (1980), o este superava os 3.300 dólares, em 1982, alcançou o maior investimento da fase, 5.700 dólares. A partir de terceira fase, aumentou significativamente o investimento por metro perfurado, quando alcançou, em 1989, seu maior nível, 9.500 dólares por metro perfurado.

⁷¹ Do total dos investimentos em exploração e produção, a perfuração representa aproximadamente 80%. André Giraud e Xavier Boy de la Tour, *Géopolitique du Pétrole et du gaz*, 1987.

Gráfico 20



Essa relação, comparada com a que mostra o gráfico 19, de produção por metro perfurado, para o mesmo período, permite constatar que o custo por metro perfurado no mar é maior que em terra, mas também a produção é significativamente superior. Embora, a produção por metro perfurado aumente desde o início da segunda fase (1980), essa tendência se observa mais claramente, a partir da terceira fase.

Os indicadores de produção e investimento por metro perfurado mostram uma tendência similar na terceira fase em mar e terra, maior produção e maior investimento por metro perfurado.

2.3. Reservas provadas e metros perfurados de exploração.⁷²

Este indicador mostra o nível de eficiência alcançado pela Petrobrás na área de perfuração exploratória. Indica a capacidade da empresa em manter um volume de reservas, a serem exploradas no futuro, que permitam o contínuo aumento da produção.

Na primeira fase, o gráfico 21 de reservas por metro perfurado de exploração, mostra, entre 1976 e 1978, aumento de reservas por metro perfurado, em terra, para depois experimentar diminuição das descobertas de petróleo por metro perfurado de exploração.

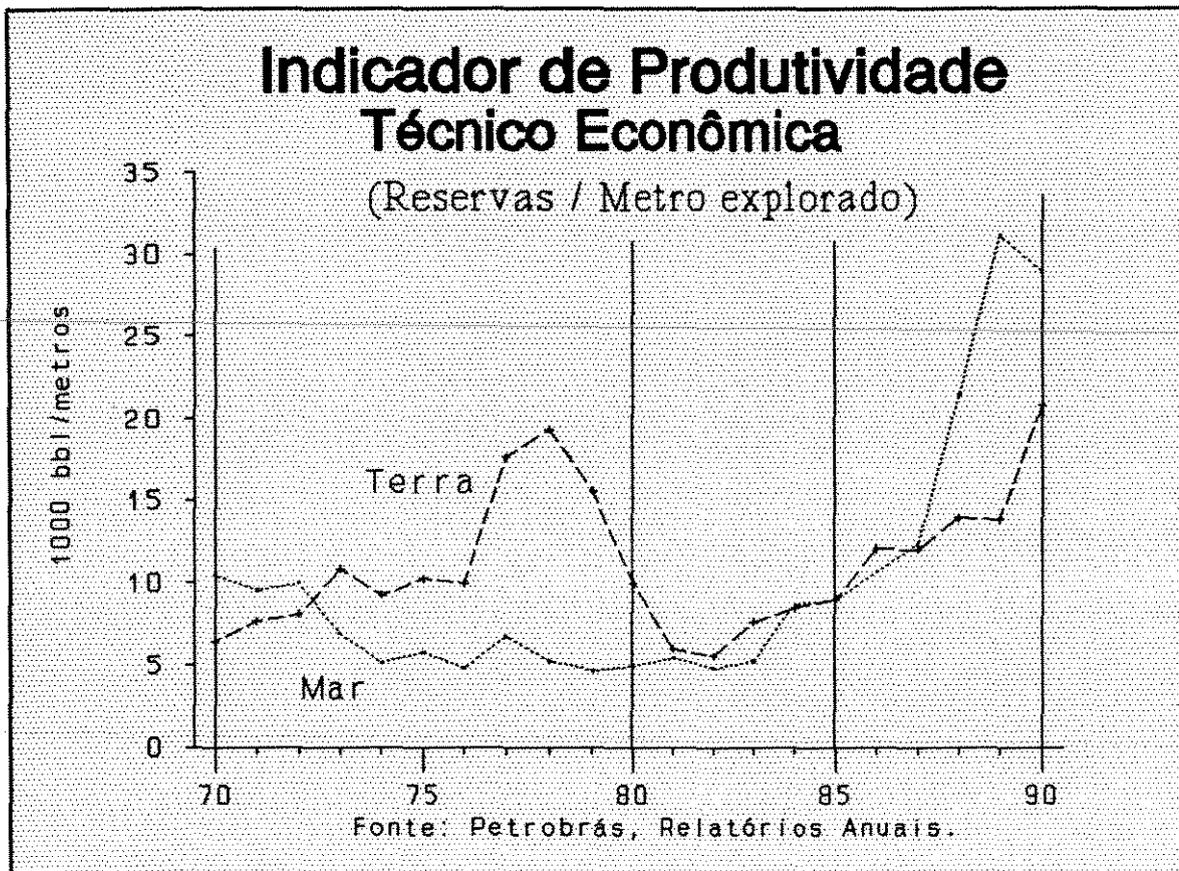
Este aumento de atividade exploratória da primeira fase, se corrobora com a evolução das reservas totais, indicadas no gráfico 5, e mostra significativo aumento, também a partir de 1975.

Na segunda fase, as reservas por metro perfurado de exploração retomaram o crescimento, em forma paralela, em mar e terra, a partir de 1982.

A terceira fase, indica tendência similar dos três indicadores técnico econômicos: um aumento significativo da produção, dos investimentos, e das reservas, por metro perfurado no mar (gráficos 19, 20 e 21).

⁷² A elaboração do indicador foi feita em base à perfuração de exploração, que culmina com um poço pioneiro. Não se considerou, por tanto, a perfuração de exploração ou desenvolvimento, que se faz a partir da existência de um poço pioneiro.

Gráfico 21



2.4. Reservas provadas e Investimentos em exploração e produção.

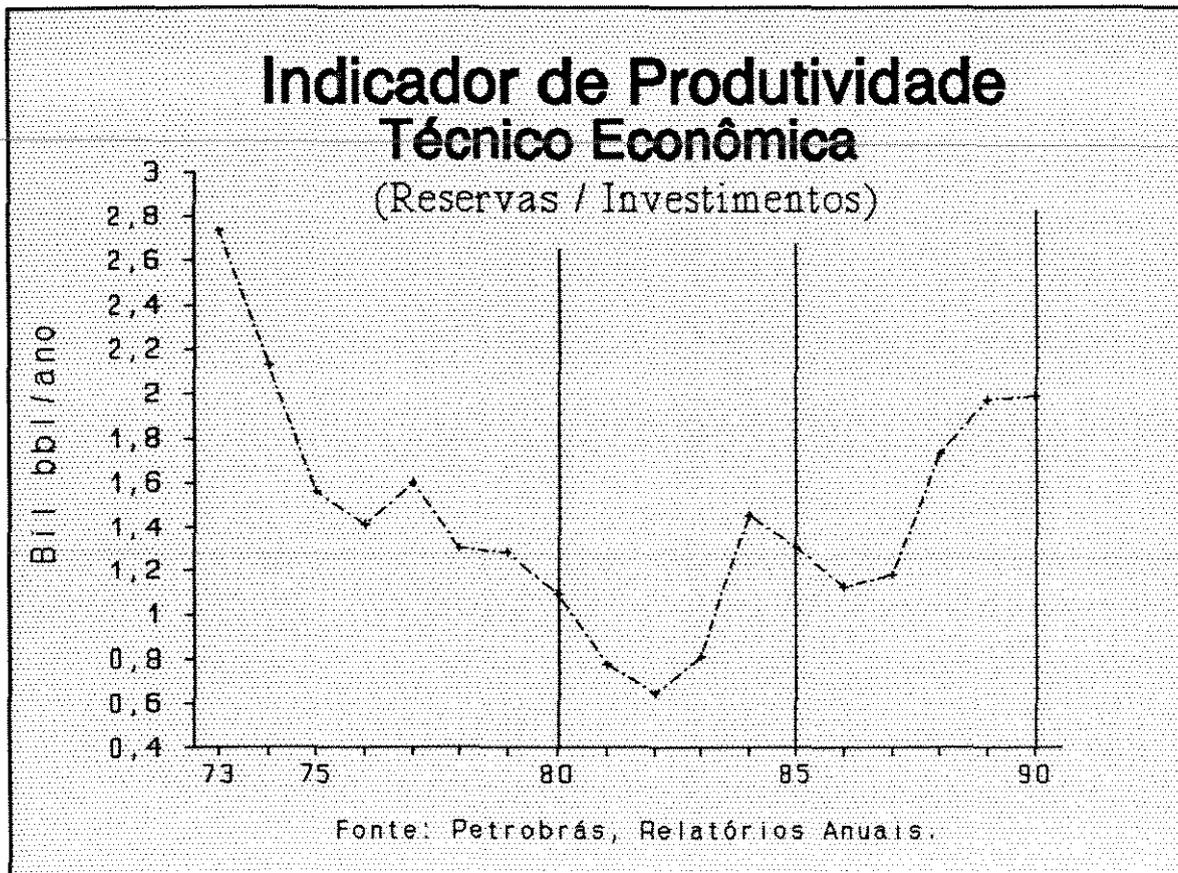
Outro indicador de produtividade técnico-econômica a analisar é o volume de reservas obtidos, medido em bilhões de barris, em função dos investimentos em milhões.

Na primeira fase, observa-se uma significativa queda das reservas adicionais obtidas em função do investimento, embora os investimentos tenham experimentado um crescimento significativo, entre 1970 e 1980. A explicação dessa tendência se deveu às poucas perspectivas de descobertas de petróleo. Estudos Geológicos e geofísico, não indicavam a terra como o lugar onde seriam encontrados volumes importantes de reservas, daí que, apesar do aumento do investimento em exploração e produção, na primeira fase e parte da segunda,

se observou uma diminuição das reservas provadas.⁷³

Na segunda fase, o processo inverte-se paulatinamente, a partir de 1983, inicia-se uma tendência de aumento das reservas provadas em função do investimento, no entanto em 1984, volta a descer, até 1986.

Gráfico 22



Na terceira fase, as reservas provadas iniciam uma tendência de crescimento até 1990. Esta nova tendência que mostra o crescimento das reservas de petróleo em função dos investimentos se deveu aos promissórias descobertas no mar e em águas profundas.

3. Indicadores institucionais de desempenho tecnológico.

⁷³ Neste ponto seria válida uma outra comparação. Os investimentos em exploração por reservas em barril equivalente de petróleo (bep) adicionado. Entre 1975 e 1982 em Estados Unidos o investimento foi de 5,72 US\$ de 1980 por bep descoberto. Nesse mesmo período em Brasil foi de 0,90. BLITZER, C.R et. all. "Oil exploration in the Developing Countries: Poor Geology or Poor Contracts?", in Natural Resources Forum, ONU, Volume 9, N° 4, 1985.

Como foi assinalado na introdução, existe abundantes estudos que mostram os aspectos institucionais da evolução da capacitação tecnológica da Petrobrás. Por tanto, esta segunda parte do capítulo III, está orientada mais à descrição das ações implementadas na área de P&D, formação de recursos humanos, informática e automação da Petrobrás, que ao exame do seu desempenho avaliado mediante indicadores especialmente elaborados.

3.1. Pesquisa e Desenvolvimento (P & D) e Centro de Pesquisas da Petrobrás.

As atividades de P&D da Petrobrás se confundem, de fato, com as realizadas pelo Centro de Pesquisas da Petrobrás (Cenpes). Embora a pesquisa tecnológica na Petrobrás teve seu início em 1955, com a criação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas do Petróleo (restrito a atividades da área industrial de refinação do petróleo e industrialização do xisto), somente em 1966 começou a funcionar o Cenpes com uma estrutura que abrangeu outras áreas de pesquisa.

O Cenpes passou por períodos que englobam desde a transferência e absorção de tecnologia até a realização de inovações de caráter secundário, da mesma forma que tem-se revelado a pesquisa tecnológica de outros centros de pesquisa, de empresas petroleiras, localizados nos países em desenvolvimento e que foram criados em pleno processo de industrialização por substituição de importações.

De fato, desde antes da primeira fase do estudo, a Petrobrás deveu enfrentar vários desafios tecnológicos. Com o início das atividades de exploração, o primeiro foi descobrir petróleo no território nacional. Depois desenvolver capacitação tecnológica para substituir técnicos estrangeiros e, com técnicos nacionais, explorar e descobrir petróleo em outras regiões, diferente à Bacia do Recôncavo, que se anunciavam promissoras, como foi a plataforma continental. Para finalmente, enfrentar o maior desafio da empresa na atualidade, a produção em águas profundas.

Como pode-se constatar, apesar de que, até final da primeira fase (1970), Cenpes

manteve como um dos seus objetivos principais a pesquisa nas áreas de refino e química, de fato, desde 1968 iniciou, através da Divisão de Exploração e Produção (Depro), capacitação de recursos humanos orientada a formação de quadros voltado para essa área. Em 1970, quando foi elaborado o primeiro Plano Global de Pesquisas (PGP-1), essa divisão estava formada por oito profissionais com curso superior que já tinham iniciado atividades na Bacia de Campos.

Em 1973 o Cenpes passou a ocupar as instalações da Ilha do Fundão. Nesse ano, a Depro já contava com 30 profissionais de nível superior e 26 técnicos de nível médio.

Ao início da primeira fase, a Divisão de exploração e Produção, A partir de convênios realizados com a Universidade Federal de Rio de Janeiro e com universidades dos Estados Unidos, aumento significativamente a pesquisa em exploração. Como era de esperar-se, a ênfase na pesquisa tecnológica voltada à exploração *offshore*, foi fortalecida, com o desenvolvimento do projeto de Reconhecimento da Margem Continental (Remac), finalizado a meados da década de 70.

Ao final da primeira fase, (1979) foi criada a Superintendência de Pesquisa de Exploração e Produção (Susep), em substituição a Depro. Nesse mesmo ano contava com 91 profissionais com curso superior e 81 técnicos de nível médio.

Ao início da segunda fase, (1980) com o propósito de responder às novas diretrizes do governo, no sentido de "definir o mais rápido possível o potencial petrolífero do país e colocar em produção os campos já descobertos"⁷⁴. Cenpes ampliou significativamente o programa de pesquisa nas áreas de exploração e produção, orientando suas atividade para as bacias marítimas, colocando maior ênfase aos projetos relacionados à exploração e produção de petróleo em águas profundas.

Ao final da terceira fase, a Susep sofreu uma reestruturação considerada fundamental na ampliação do esforço de P&D nas áreas de exploração e produção, foram criadas três

⁷⁴ Petrobrás, Relatório anual 1980.

novas divisões e 13 setores, que ao final da terceira fase, contava com 211 profissionais e 231 técnicos de nível médio. Entre 1970 e 1990, a participação de profissionais com curso superior, da área de exploração e produção, do Cenpes, experimentou um crescimento de mais de 2500% e mais de 750% a participação de técnicos de nível médio.⁷⁵

A tabela III.1, a seguir, mostra a capacitação de recursos humanos, nota-se que a distribuição do pessoal técnico do Cenpes revela crescimento dos níveis superiores e uma queda da participação, entre 1986 e 1990, dos técnicos de nível médio no total de técnicos.

Tabela III.1 Cenpes Nível do pessoal técnico.					
	86	87	88	89	90
Superior	691	691	757	750	737
Médio	844	817	827	844	820
Total	1535	1508	1584	1594	1557

Fonte: Petrobrás, Cenpes, 1988, 1991.

A tabela III.2, a seguir, mostra a distribuição de profissionais e técnicos do Cenpes, por áreas de especialidade. Em comparação com as fases anteriores, na terceira fase se constata um crescimento mais modesto da participação de profissionais e técnicos, das áreas de exploração e produção no total de funcionários.

Tabela III.2 CENPES. Distribuição por áreas do Pessoal Técnico					
Áreas	1986	1987	1988	1989	1990
Exploração/ Produção	396	394	449	441	467
Industrial	327	344	338	349	434
E. Básica	212	241	263	265	269
I. Estrutura	600	529	534	539	387

Fonte: Petrobrás, Cenpes, 1988, 1991.

Como foi assinalado no capítulo segundo um indicador freqüentemente utilizado para

⁷⁵ FERREIRA de ALMEIDA, Alberto Carlos, Op. Cit.

medir o esforço tecnológico nas empresas corresponde ao gasto sobre faturamento. Neste sentido a evolução dos gastos em P&D da Petrobrás constata um comportamento diferente ao observado nas empresas internacionais. Em 1987 a Petrobrás destinou, a P&D, 0,4%, em quanto as principais empresas internacionais destinaram, no mesmo ano, 0,6%. Em 1989, a Petrobrás aproximou-se à média internacional destinando, a P&D, 0,6% sobre o faturamento. Em 1990, a empresa alcançou o nível das principais empresas internacionais, gastando em P&D 0,7% do faturamento.

A evolução do orçamento de Cenpes mostra uma tendência crescente de investimento em P&D. Em 1984, os gastos globais em P&D foram de 33,2 milhões de dólares, aumentando, em 1988, 76 milhões de dólares⁷⁶. A tabela III.3, a seguir, permite constatar que a Petrobrás tem desenvolvido uma política de P&D mais ativa na última fase. Entre 1986 e 1990 o incremento dos gastos em P&D foram de mais de 90%. Apesar de seus investimentos em P&D terem experimentado uma queda, entre 1989 e 1990, A Petrobrás é a empresa que mais gasta em P&D se comparada com sua similares de América Latina, e está dentro das 15 empresas internacionais em gastos em P&D.

Tabela III.3 CENPES investimentos em P & D.					
	86	87	88	89	90
Gastos totais(*)	60	83	100	123	115
Gastos P&D(**)	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7

Fonte: Petrobrás, CENPES, 1988, 1991.
 (*) Milhões de dólares.
 (**) Percentagem sobre faturamento.

Pela importância que no contexto da inovação tecnológica local representam a obtenção de registros de patentes, no INPI e em vários países, constitui-se num dos indicadores que revelam os esforços de inovação tecnológica desenvolvidos pelo Cenpes. O quadro III.1 mostra os projetos que resultaram em patentes e o número de países onde foram sido registradas, entre 1984 e 1988. A mostra corresponde a inovações desenvolvidas

⁷⁶ Petrobrás, CENPES, "Resultados em 1988".

totalmente pelo Cenpes desde atividades de pesquisa até engenharia básica.

Quadro III.1 Projetos e Patentes Registrados e Número de países (1984-1988)
<ol style="list-style-type: none">1. Obtenção de resinas (SAN). (4 países).2. Produção de eteno por desidratação catalítica do etanol (2 patentes). (18 países).3. Auto hidrogenação de gas de refinaria para uso na produção de amônia. (2 países).4. Obtenção de fertilizantes fosfatados a partir de rochas fostáticas nacionais, com baixo teor (2 patentes). (2 países).5. Compostos sílico-poliméricos para separação de fluídos em fase gasosa. (3 países).6. Queimador de óleo para poços de petróleo (patentes). (10 países)7. Polimerização de hidrocarbonetos vinílicos aromáticos. (3 países).8. Determinação de compostos químicos por quimiluminiscência. (5 países).9. Produção de coque premium e resíduo aromático. (2 países).10. Obtenção de correntes gasosas ricas em eteno. (6 países).11. Obtenção de concentrados de magnetita. (4 países).12. Correção do perfil de injetividade e/ou produtividade de poços de petróleo. (1 país).13. Preparação de aditivo de lama de perfuração. (1 país).
Fonte: Petrobrás, CENPES, "Tecnologia Petrobrás", 1989.

Além dessas inovações, patenteadas no exterior, o Cenpes desenvolveu outros projetos que já resultaram depósitos de 96 pedidos de patentes no INPI.

Por outro lado, durante os mesmos anos (1984-1985) foram desenvolvidos 6 projetos de inovação de alto significado econômico para a Petrobrás, 4 deles, representaram economia de divisas de 130 milhões de dólares/ano e, dois, de 120 milhões de dólares, na construção de equipamentos de perfuração.

Em 1988, o Cenpes concluiu 174 projetos, sendo 52 em pesquisas de exploração e exploração, 74 em pesquisa industrial, 46 em engenharia básica e 2 em apoio técnico.

3.1.1. O Programa de Capacitação em Águas profundas (PROCAP).

Ao início da terceira fase, 1986, o Cenpes criou um dos projetos mais importantes desenvolvidos nessa instituição de pesquisa da Petrobrás, o Programa de Capacitação em Águas Profundas (Procap) que deu um grande impulso às atividades de P&D na área. Um dos maiores méritos atribuídos ao Procap foi que possibilitou à Petrobrás desenvolver tecnologia para perfuração e produção em águas profundas, o que era decisivo para o País,

já que o volume de reservas mais importante encontra-se em lâminas d'água superiores a 400 metros. Por tanto, sem tecnologia não seria possível aumentar a produção nacional do petróleo.

De fato, foi a descoberta dos campos gigantes de Marlim e Albacora os que levaram à Petrobrás a desenvolver tecnologia nacional.

O Procap, criado em 1986 e projetado para concluir suas atividades em 1990 (as concluiu em 1991), foi de fundamental importância para conjunto de atividades desenvolvidas pela Petrobrás em águas profundas. Desde sua criação teve como objetivo básico maximizar a capacitação tecnológica nacional, relacionada com os sistemas de petróleo e gás natural para águas profundas.⁷⁷

A partir da tomada de consciência, por parte dos especialistas e técnicos petrolíferos, de que as maiores perspectivas de reservas de petróleo e gás natural encontram-se em águas profundas e de que esse cenário de produção não poderia ser modificado, tomou-se a decisão de criar o Procap, como resultado de uma reunião de um grupo multidisciplinar, que gerou, aproximadamente, 109 projetos a serem desenvolvidos ao longo de seis anos, englobados em um programa único, cuja primeira tarefa foi desenvolver conhecimentos tecnológicos para enfrentar esse novo desafio.

A estratégia do Procap foi aproveitar os conhecimentos e reunir os esforços da comunidade tecnológica nacional e internacional, para desenvolver a tecnologia de produção em águas profundas o mais rápido possível. Nesse sentido, no âmbito internacional, suas atividades se articularam com mais de 30 entidades, e, no Brasil, cerca de 50 instituições trabalharam em projetos do Procap⁷⁸.

⁷⁷ COUTINHO, Maria Clara. "Capacitação tecnológica em offshore", em *Petro & Gas* N. 20, abril de 1989.

⁷⁸ Ainda que não seja necessário mencionar todas as instituições desenvolvidas com o PROCAP, vale a pena mencionar pelo menos o tipo de organismos que participam. Entre instituições internacionais destacam, Centros de ciência e tecnologia, empresas classificadoras, empresas de engenharia, indústrias e operadoras, da Noruega, Estados Unidos e Inglaterra, França, Escócia, Suécia e Canadá. De Brasil, as principais universidades do país, empresas de engenharia, indústrias e a Marinha.

Depois de cerca de 6 anos de operação o resultados do trabalho realizado pelo Procap tem sido significativo para o aumento da produção o que prevê, segundo especialistas da Petrobrás, ampliar as atividades do Procap com a finalidade de, numa nova etapa do Programa, aperfeiçoar a tecnologia desenvolvida que leve a uma diminuição da produção do petróleo.⁷⁹

A estratégia tecnológica seguida pelo Procap e os projetos desenvolvidos, podem ser resumidos da seguinte maneira:

Po um lado O Programa orientou suas atividades à *extensão de tecnologia*, para o desenvolvimento de componentes. Para qual destinou 80% dos recursos humanos e desenvolveu um sistema flutuante com navio semi-sumersível para operar de 400 a 1 500 metros em lâmina d'água, mais importante é o navio de poicionamento dinâmico que opera entre 1 000 e 1 500 metros.

Por outro lado o Procap orientou suas atividades à inovação tecnológica. nessas atividades destinou 20% dos recursos humanos para desenvolvimento dos seguintes sistemas: Plataforma de pernas atirantadas (600 a 1 500 metros), Sistema submarino de Bombeamento multifásico (400 a 1 500 metros), Sistema de separação submarina (400 a 1 500metros) Sistema flutuante com semi-submersível utilizando completação seca (600 a 1500 metros) e, Torre complacente (400 a 600 metros).⁸⁰

3.3.2. Informática e automação.

Desde meados da década de 80 a Petrobrás vem realizando esforços de automação de seus equipamentos. Um bom indicador dessa preocupação é o desenvolvimento do Setor de Informática e Telecomunicações (Serinf). A empresa gastou em 1990, 63 milhões de dólares em computação correspondendo 0,4% do faturamento do grupo. Havia 1472 pessoas empregadas, correspondendo a 3% dos funcionários da empresa, em 1990. Destes, 304

⁷⁹ Brasil Mineral, Nº 103, outubro de 1992, pp 14-22.

⁸⁰ Ibidem.

tinham nível superior. Do total de funcionários, 61% estava alocadas ao Dirtel que é a divisão de Telecomunicações. Essa Divisão que é de implantação recente (1987) representou, para o Serinf, um salto quantitativo importante. Graças a este setor a companhia logrou a interligação não só de suas unidades administrativas como as produtivas. Isto permitiu que as plataformas da Bacia de Campos tenham sido interligadas aos computadores centrais da empresa, o mesmo ocorrendo com a unidades de exploração.

A capacidade de processamento da empresa tem aumentado consideravelmente nos últimos anos, passando de 137,3 MIPS, em 1987, para 464,6 MIPS, em 1991. Em termos de equipamentos, a empresa dispõe de 88 *mainframes*, dos quais 7 estão no Serinf. O Serinf concentra 40% da capacidade de memória e 36% da capacidade de processamento. Destaca-se, entre as principais aquisições, dois super computadores um deles operado pelo Departamento de Exploração e outro pelo próprio Serinf.

Entre os departamentos da empresa o de Exploração (Depex) tem logrado os maiores avanços na capacidade de processamento de dados, orientando suas atividades de informática especialmente aos levantamentos e interpretações sísmicos. O Departamento conta com um dos maiores computadores da empresa, um IBM com 6 vetores fatoriais, além de mais dois *mainframes*, 46 estações gráficas e 6 estações de trabalho. Dentro da Petrobrás o departamento tem a maior concentração de processamento de dados em *mainframes* após na Serinf.

A memória de seus computadores contém o maior banco de dados geofísicos do País. Os *mainframes*, estações e micros estão interligados à rede científica da empresa, assim como às unidades regionais onde são feitos os levantamentos de dados.

No Depex tem-se desenvolvido *softwares* para uso e adaptação. No entanto, devido a que não é atraente seu desenvolvimento local, a Petrobrás adquire a maior parte no exterior, a custos relativamente acessíveis (15 a 20 mil dólares).

Em termos de automação de processo, observa-se que as plataformas do Pólo Nordeste da Bacia de Campos já incorporam tais equipamentos. Nessas plataformas

encontram-se os sistemas computadorizados para supervisão e controle da geração e distribuição de energia e os controladores lógicos programáveis nos sistemas de parada de emergência.

Nesses diferentes níveis abordados, a empresa está acompanhando a evolução internacional, embora já existam tecnologias mais avançadas com plataformas totalmente automatizadas. Uma destas plataformas está sendo operada pela própria Petrobrás, através da Braspetro, no Golfo de México.

Finalmente, Entre as mais recentes equipamentos de informática aplicadas às atividades da Petrobrás, destacam-se: processamento de dados, as interpretações sísmicas que, atualmente, são realizadas inteiramente pela Petrobrás; comunicação de dados; a interligação das plataformas na Bacia de Campos e, em robotização, os testes realizados com veículo de controle remoto (VCR) para operação e manutenção de plataformas de produção no mar.

Capítulo IV. Resumo e perspectivas.

Este terceiro capítulo apresenta o resumo da análise realizada e as perspectivas de evolução futura que se projetam para a indústria do petróleo no Brasil em função da estratégia tecnológica em curso.

Como foi assinalado na introdução, o propósito desta dissertação consiste em analisar a trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil. Ao invés de privilegiar uma abordagem institucional, como se têm observado na maioria dos estudos acerca da evolução tecnológica da indústria, ela foi desenvolvida a partir de indicadores de desempenho tecnológico que permitiram explicitar suas implicações na evolução macroeconômica do setor.

No primeiro capítulo, constata-se que o petróleo, como fonte energética, continua sendo predominante a escala mundial. Isso devido à monopolização da oferta, ao aumento das reservas dos países produtores, aos baixos custos de produção que prevaleceram até o primeiro choque do petróleo e às novas condições tecnológicas que estão permitindo aumentar a eficiência da exploração e exploração.

A década de 80 esteve caracterizada por um aumento significativo das reservas de petróleo. No Brasil, os campos situados em águas profundas representam cerca de 65% do volume total dos recursos exploráveis.

O exame da evolução da indústria do petróleo no Brasil, durante o período 1970-1990, permite a constatação da existência de três fases bem diferenciadas, sendo que em todas elas verifica-se, um comportamento responsivo da Petrobrás frente ao contexto internacional e a evolução da economia brasileira.

A primeira fase que abrange o período 1970-1980, foi denominada de "Petrobrás: importadora de petróleo". Nessa fase a Petrobrás importou entre 60 e 80% das necessidades internas de petróleo. Nessa fase, o refino se constituía na atividade predominante da empresa que atuava de fato como uma grande refinadora de petróleo.

A segunda fase que abrange o período 1980-1985, foi denominada "Petrobrás: produtora de petróleo". Nessa fase, a produção do petróleo no País aumentou significativamente representando, em 1985, 55% da oferta interna. Os investimentos nas áreas de exploração e produção foram o fator determinante para o incremento da produção nacional.

A terceira fase, que abrange o período de 1985-1990, foi caracterizada como "Petrobrás: produtora de petróleo no mar". De fato ao final dessa fase, praticamente, 70% da produção provinha de reservas marítimas situadas a profundidades cada vez maiores.

O segundo capítulo tem por objetivo explicar a evolução verificada a partir da análise da trajetória tecnológica da indústria do petróleo no Brasil. Ele revela que a exploração é uma das etapas críticas da indústria do petróleo. Praticamente toda a indústria depende da exploração e, se não houvessem novas descobertas as reservas seriam consumidas em poucos anos. O desafio envolvido nesta etapa consiste no uso de todas as ferramentas tecnológica para identificar a presença dos quatro fatores-chave que determinam a existência de petróleo em escala comercial, as rochas geradoras, rochas reservatórios, os "traps" e, o fator tempo.

A indústria do petróleo é considerada uma indústria intensiva em escala que movimenta grandes volumes de capital e, do ponto de vista tecnológico uma indústria madura. Isto porque, desde praticamente sua criação sua base técnica não foi afetada por inovações radicais. Embora, ao longo do tempo, tenha sofrido inovações incrementais, produto de adaptações de tecnologias já existentes, que melhoraram técnicas e métodos nas áreas de exploração e produção, fundamentalmente ela manteve um perfil tecnológico "tradicional".

Os principais indicadores utilizados para avaliar o esforço tecnológico nas empresas, estão aos volumes dos investimentos aplicados em P&D. Através da avaliação do investimento em P&D sobre o faturamento não se percebe à indústria do petróleo como sendo de alta intensidade tecnológica. Para a maioria das empresas petrolíferas esse indicador se situa em torno de 0,6%. No entanto, essa pequena proporção dos gastos em P & D, se comparada com outros setores industriais, é significativa, devido ao alto faturamento do setor

petrolífero, Entretanto, essa pequena proporção de gastos em P&D pode ser explicada pelo fato da indústria do petróleo ser uma forte absorvedora do dinamismo tecnológico gerado por outros setores.

Entre os setores que têm difundido tecnologia para a indústria do petróleo, destacam o setor de bens de capital e de informática. A verdadeira "revolução" que a informática provocou em muitas outras indústrias, impulsionando o crescente processo de aumento da produtividade das empresas, refletiu-se também na indústria do petróleo, embora as características econômicas e tecnológicas da indústria tenham inibido a ação da informática.

A indústria do petróleo também tem utilizado conhecimento gerados e outras áreas como as universidades, onde através da pesquisa básica tem-se logrado avanços significativos nas especialidades de geo-engenharia de reservatórios, geoquímica, etc.

No capítulo segundo se coloca ênfase, na importância da informática na indústria do petróleo. Apesar de seu caráter "pervasivo" que permite sua aplicação em quase todos os setores, seu emprego na indústria do petróleo deu-se de maneira superficial, explorando apenas as oportunidades de aplicação mais imediatas. Tal fato parece estar relacionado à situação da indústria do petróleo que se encontrava relativamente estagnada em termos do desenvolvimento tecnológico.

Embora se tenha observado, em geral, pouco dinamismo em termos de despesas em P&D sobre o faturamento, se observa que as empresas petrolíferas líderes no contexto internacional estão reorientando seus investimentos. Ao contrário do processo de diversificação ocorrido na década de 70 e parte dos anos 80, elas estão dirigindo maiores quantidades de recursos às áreas diretamente relacionadas ao petróleo.

Finalmente o capítulo revela a importância da microeletrônica e a informática na indústria do petróleo. Destaca a aplicação da automação para a construção de equipamentos submarinos para às perfurações profundas e horizontais, e a informática na área de exploração com os levantamentos e interpretações sísmicas, principalmente em 3D.

O terceiro capítulo, está orientado a analisar o desempenho tecnológico alcançado pela Petrobrás. A periodização de três fases, adotada no capítulo I, para mostrar a evolução da indústria do petróleo é utilizada para mostrar a evolução dos indicadores de desempenho tecnológico e indicadores de produtividade técnico-econômica.

Na segunda fase, destaca-se o aumento dos levantamentos e interpretações sísmicas no mar, o que levou a Petrobrás a aumentar suas reservas de petróleo. Em meados da segunda fase e parte da terceira (1984 e 1987), se constatou um aumento significativo dos poços perfurados, tanto em terra quanto no mar. Ao final da terceira fase, se observou queda na perfuração. No entanto essa diminuição, contrasta com o aumento observado da produção no mar, que se deveu à maior produtividade das jazidas marítimas. De fato, como foi assinalado, a produção dos poços passou de cerca de 40 bbl/poço para aproximadamente 600 bbl/poço.

Em relação ao equipamento de perfuração com que opera a Petrobrás, se observou que, apesar de ter diminuído, em cerca de 60%, o número de sondas em operação, na terceira fase, houve um aumento na eficiência de sua operação. Isso se deveu, à política de remanejamento dos equipamentos da empresa que, durante a terceira fase, procurou concentrá-los nas regiões que apresentavam maiores expectativas de produção, é o caso da Bacia de Campos.

Em relação aos indicadores de produtividade técnico- econômica, elaborados para mostrar a produtividade da Petrobrás, eles evidenciaram aumento da produção e das reservas provadas em função dos metros perfurados, em terra e mar, durante a terceira fase. No caso do indicador que mostra as reservas provadas em função dos investimentos, ele revelou uma diminuição dos investimentos durante a primeira e segunda fase, no mar e em terra, para aumentar significativamente a partir da terceira fase.

A segunda parte do terceiro capítulo se orienta à análise dos indicadores institucionais de desempenho tecnológico. Como já foi mencionado, existem vários trabalhos que abordam a capacitação tecnológica da Petrobrás tomando como referência os aspectos institucionais da capacitação tecnológica. Em virtude disso, o estudo não aprofundou a análise dos mesmos.

Foram constatados importantes inovações tecnológicas desenvolvidas no Centro de Pesquisas da Petrobrás (CENPES). Esta parte do capítulo sugere que as atividades de inovação, observadas no CENPES, não seguiram uma cadeia linear, com origem na pesquisa básica e a conclusão com um novo produto ou processo. Se observou também que, entre o conjunto dessas atividades, existem algumas desenvolvidas em forma endógenas e outras com conhecimento gerado externamente.

Outro aspecto a ressaltar, em relação aos fatores institucionais, foi o aumento do nível dos profissionais e técnicos do CENPES. Apesar de que o número de funcionários se manteve praticamente estável nos últimos 5 anos que abarca o estudo, houve um aumento na participação de especialistas com cursos de pós-graduados. Constatou-se também, o aumento dos gastos em P&D, que nos últimos cinco anos praticamente se duplicaram, passando de 0,3 para 0,7%, do faturamento da Petrobrás, valor semelhante ao registrado nas empresas petrolíferas internacionais.

Finalmente o capítulo finaliza mostrando a importância que tem adquirido a informática e a automação nas atividades da Petrobrás.

As conclusões do trabalho sugerem a comprovação da hipótese central da dissertação, qual seja: a de que a Petrobrás implementou uma estratégia tecnológica de longo prazo baseada no ataque de cada um dos problemas mais importantes evidenciados ao longo da sua evolução.

a análise permite concluir, por outro lado, que foi justamente a obtenção de sucessivos patamares de capacitação o que permitiu a emergência de novas direções de pesquisa tecnológica, o melhor conhecimento e aproveitamento do contexto físico em que se insere a Petrobrás, e as mudanças observadas na política global adotadas pela empresa. Uma evidência desta afirmação é a evolução das reservas do petróleo que se situam hoje nos 3 bilhões de barris, sem considerar as novas descobertas dos campos gigantes de Marlim e Albacora, que poderão levar as reservas provadas a mais de 5 bilhões de barris.

A estratégia tecnológica foi eficaz quando avaliada a partir do desempenho global da empresa. Isto por si só, seria um resultado importante, uma vez que ilustra a viabilidade de, mesmo nas condições de dependência tecnológica que caracterizam o contexto nacional, se adote uma estratégia tecnológica autônoma que privilegie a capacitação, em vez da transferência do conhecimento desenvolvido no exterior. As conclusões sugerem, também, como o sucesso de uma estratégia tecnológica como a indicada supõe a existência de problemas originais, neste caso os impostos pelas características das jazidas existentes no País. Indicam, por outro lado, que a existência destes problemas originais pode criar uma dinâmica tecnológica que impulse a empresa no sentido da fronteira tecnológica internacional e fortaleça sua capacidade para novos desafios.

Apesar das críticas que possam ser feitas ao custo de oportunidade e à maneira como foram conduzidas as políticas interna e externa da empresa, as conclusões apontam para que foi o fato de constituir-se num empreendimento de caráter estatal, orientado desde sempre por um desejo de autonomia e não apenas pelas necessidades do mercado ou pelas expectativas de excedentes no curto prazo, o que possibilitou a estratégia tecnológica implementada.

A análise do estágio atual do processo de capacitação da empresa e a estratégia tecnológica em curso sugerem, também, que a meta de auto-suficiência longamente perseguida tende a ser atingida justamente a partir dessa estratégia.

No entanto, uma das conclusões obtidas da análise da indústria petrolífera internacional, mostra claramente que na nova fase de produção em águas profundas, a Petrobrás deverá enfrentar importantes desafios tecnológicos. Entre estes destacam-se o incremento dos custos de produção do petróleo, derivado da produção em águas profundas.

As próximas décadas tendem a se-caracterizar por um aumento do custo das operações petrolíferas. Embora essa tendência afete o conjunto da indústria, as áreas de exploração e produção, serão as que sofrerão os maiores impactos.

Aí parece residir o maior desafio tecnológicos da indústria petrolífera internacional: conseguir diminuir o custo das operações petrolíferas através dos avanços tecnológicos. Nesse sentido, a informática desempenha papel fundamental.

Depreende-se deste trabalho que o petróleo continuará sendo fonte energética predominante a nível mundial. Assim, a segurança em termos do seu abastecimento e preço será fundamental para as diversas políticas dos governos e empresas petrolíferas.

A maioria dos estudos consultados revela que nos próximos anos, uma parte importante do esforço tecnológico, estará orientado a incorporar ao mercado um potencial de oferta, que, embora relativamente modesto, venha permitir uma maior estabilidade dos preços. Em virtude que, na perspectiva das grandes empresas petrolíferas internacionais detentoras da tecnologia, os preços estavam sujeitos ao controle dos países produtores. Essa parece ser uma resposta a evolução dos mesmos ocorrida na década passada.

Em nível nacional o objetivo da Petrobrás deverá ser mais amplo que o simples aumento da produção interna. A meta de auto-suficiência supões também o desenvolvimento de novas tecnologias orientadas à redução do custo do petróleo produzido em águas profundas. Isto porque é daí que proverá, na próxima década, o maior volume de produção de petróleo.

Um dos grandes avanços obtidos em relação aos recursos do petróleo e gás natural no Brasil, consiste em que o País (ainda importador de petróleo), possui fundadas razões para alcançar a auto-suficiência. No entanto, isso dependerá, em grande medida, do aprimoramento tecnológico que a empresa obtenha a partir de um patamar tecnológico, já alcançado, mas que tende a ser ameaçado pela retomada do esforço de P&D das grandes empresas petrolíferas internacionais. Isso coloca em risco o processo de inovação, em certa medida endógeno, seguido pela Petrobrás e pode fazer com que, no futuro próximo, a tecnologia desenvolvida na área de águas profundas por empresas internacionais, seja mais atraente que a gerada internamente.

Nesse sentido, uma das principais conclusões que se depreende do estudo, é o importante papel desempenhado pela P&D. Os resultados mais significativos têm sido os relativos a águas profundas. Como se constatou no trabalho, a estratégia tecnológica adotada pelo CENPES para o desenvolvimento dos projetos do PROCAP, no sentido de, por um lado, estender e por outro, inovar tecnologia, deu resultados.

Daí que o futuro do avanço tecnológico da Petrobrás dependerá do aumento dos investimentos em P&D, fundamental para acompanhar o processo de retomada, por parte das empresas internacionais, das pesquisas na área de exploração e produção do petróleo.

Uma outra grande vantagem da Petrobrás, em relação às empresas petrolíferas internacionais, é que hoje tem um conhecimento mais exato do volume e localização das reservas de petróleo e gás natural. Este fato não deixa de ser importante, porque permite remanejar seus investimentos e concentrá-los nas regiões produtoras de maior expectativa (águas profundas). A diminuição observada dos seus investimentos em exploração e produção embora preocupante deverá levar a empresa a otimizar sua alocação de forma mais austera e eficiente, priorizando o desenvolvimento dos três campos gigantes mais promissores (Albacora, Marlim e Barracuda). Como resultado seus projetos deveram ficar mais "enxutos" tanto em termos de equipamentos como de investimentos, prevendo-se, inclusive, um aumento da produtividade.

Bibliografia.

A.B. e Souza, F.E.P., "A economia brasileira em marcha forçada", Rio de Janeiro, Ed. Paz e Terra, 1985.

ALBINSSON, Harry, "Necesidades energéticas del proceso de industrialización" en, Comercio Exterior, Vol. 39, Num. 3, México, marzo de 1989. pp 225-262.

BANCO MUNDIAL (BM), "Programa para acelerar la producción de petróleo y gas natural en los países en desarrollo", Washington, D.C., janeiro de 1979.

BELL, M., "Learning and the acumulation of industrial technological capacity in developing countries", 1982b, (mimeo).

BLITZER, C.R et. all. "Oil exploration in the Developing Countries: Poor Geology or Poor Contracts?", in Natural Resources Forum, ONU, 1985.

BOY de la TOUR, Xavier, "Les moyens de la recherche française dans le domaine petrolier" in Revue de L'Institut Français du Petrole, janvier-fev. 1989 N.1.

BOY DE LA TOUR, X., GADON, J. L., Lacour, J.J., "Nouveaux Pétroles: Quel Avenir? - Première Partie" in Revue de L'Institut Français du Petrole, Vol. 41, n* 4, juillet août 1986.

CIMA, Comissão Interministerial para a Preparação da Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e desenvolvimento. "Subsídios técnicos para elaboração do relatório nacional do Brasil para a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e desenvolvimento", Brasília, Julho de 1991.

D'IRIBARNE, Alain, "PMD, Innovations Technologiques et Compétitivité Économique" en Revue d'économie industrielle Num. 38.

DAGNINO, Renato, Peixoto, "Indústria Brasileira de armamentos: uma tentativa de avaliação" (Tese de Doutorado), UNICAMP/IE, 1989.

DAVISON, Ann, CHIRS Hurst, and MABRO, Robet, "Natural gas: Governments and oil companies in the third world", Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, 1988, pp 103-127.

DE OLIVEIRA, Adilson, "Transferência de tecnologia: Petrobrás: Uma estratégia de submissão", em Quadernos de Tecnologia e Ciências, ano 1, n. 1, 1978, Rio de Janeiro.

-----, "Internacionalisation du capital e developpment economique: L'Industrie petroleire au Bresil". (tese de doutorado).

DESPRAIRIES, Pierre, "Hacia el nuevo mercado de enargia, un largo intermedio: el descenso de los precios del petróleo", em Cuadernos Sobre Prospectiva Energética, N. 78, El Colegio de México, México, D.F., 1986, 20pp.

EVANS, Peter (1983) "A Triple Aliança: As Multinacionais as Estatais e o Capital Nacional no Desenvolvimento Dependente Brasileiro", Zahar, Rio de Janeiro.

FERREIRA DE ALMEIDA, Alberto Carlos. "O aprendizado tecnológico brasileiro nas áreas de exploração e exploração de petróleo", em *Petro & Gas*, junho, 1990.

FREEMAN, C. "Technology policy and EconomicPerformance: Lessons from Japan, 1987.

GIRAUD, André e BOY de la TOUR, Xavier, "Geopolitique du petróleo et du gaz". Ed. Technip, 418 pp. Paris, França, 1987,

GOMES DA COSTA, Roberto "La evolución de la industria de petróleo en Brasil e sus perspectivas", em Cuadernos Sobre Prospectiva Energética, N. 109, El Colegio de México, octubre, 1987, 33 pp.

GROSSLING, F. Bernardo, "Algo sobre abastecimiento y precio del petróleo", en Cuadernos Sobre Prospectiva Energética, N. 126, El Colegio de México, D.F., 1980, 24 pp.

HOMEN DE MELO, Fernando y PELIN, Roberto Eli, "As soluções energéticas e a economia brasileira", Ed. HUCITEC, São Paulo, Brasil, 1984.

J.R. Frisch, "L'Equilibre Mondial entre Besoins et Ressources d'Energie à l'Horizon 2000", em Revue de l'Energie, outubro-novembro, 1977.

JORNAL: Folha de S. Paulo 22 de setembro de 1992.

KATZ, J. y Colaboradores, "Desarrollo y Crisis de la capacidad tecnológica Latinoamericana", (1986)

LAFER, Celso (1975) O Planejamento no Brasil- Observações sobre o Plano de metas (1956-1961). LAFER, Betty Mindlin (ed.) Planejamento no Brasil, Debates Economia, Ed. Perspectiva, 3.ed., pp. 29-51, São Paulo.

LÉVI, Jean-Daniel. "La politique Énergétique Française en question?", em Annales Des Mines, França, janeiro, 1990.

Ministério da Agricultura, "Plano de produção de óleos vegetais para fins energéticos", Brasil, Brasília, 1980.

MOURA LEITÃO, Dorodame, "O processo de aprendizado tecnológico nos países em desenvolvimento: o caso da refinação de petróleo no Brasil", em Boletín Técnico Petrobrás, Rio de Janeiro, v 28 (3): 207-218, jul/set. 1985.

NEVES, Cintia Costa, A indústria de equipamentos de perfuração de petróleo no Brasil; 1954/1983, UFRJ, IEI, 1986.

OLADE Organização Latinoamericana de Energía , "Situación energética de América Latina 1984", Quito, Ecuador, 1985.

OMINAMI, C. , "La tercera Revolución industrial: Impactos internacionales del actual viraje tecnológico".

Organização das Nações Unidas (ONU), World Economic and financial Surveys, 1990.

OZIRES, Silva, "Gas natural opção energética". FIESP São Paulo, Brasil, agosto de 1986.

PAVITT, K. e PATEL, P. "L'Acumulation technologique en France: Ce que les statistiques de brevets tendent a montrer", em Revue d'Economie Industrielle - N. 51 1er trimestre 1990.

PERCEBOIS, Jacques, "Economie de L'Energie", ECONÔMICA, Paris, França, 1989, pp 401.

Relatórios Anuais da Petrobrás, 1988.

Revista, IBP Instituto Brasileiro de Petróleo, Boletim Nº 33-1969, Anais do VI seminário técnico: A indústria nacional e sua participação na indústria do petróleo e petroquímica, Pág.318.

Revista, Le Recherche Industrie, suplemento N. 208, Paris, Francia, Março, 1989, pp 4-10,

Revista, Oil and Gas Journal. "New Data lift Oil Reserves", Tulsa, Oklahoma, vol. 85, núm. 52, Dez, 1987.

Revista, Business Week, Internatinal, Maio 1, 1989.

Revista, Fortune, setembro 10, 1990.

Revista, Petroleum Engineer International, January, 1990.

Revista, Petroleum Intelligence Weekly, Petroleum And Energy Intelligence Weekly Inc.,
Nova Iorque, 2 de setembro de 1985.

Revista, Brasil Mineral, setembro de 1991, N° 92, pag.12-16

Revista, ABG (Associação Brasileira de Gas), São Paulo, Brasil, junho, 1986, pp 6-13.

Secretaria da Presidencia, "Plano de Metas: Sustentação do Crescimento e Combate à
Pobreza 1986-1989", Brasília, Brasil, 1986.

STEEG, Helga, "Situação energética, 1987", Agencia Internacional de Energía (AIE),
(Mimeo), Washington, dezembro, 10, 1987.

Stewart, F. (1978) Technology and Underdevelopment".

VÁSQUEZ, E. Gonzalo, "El gas natural em Brasil: Una fuente alternativa viable", Ed.
Facultad de Economía, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), México,
D.F., 1989.

-----, "Elgas natural en América Latina: Breve diagnóstico", en Revista Problemas
del desarrollo Num. 70, Vol XVIII, Julio-septiembre, 1987, Instituto de Investigaciones
Económicas UNAM, México, 1987.

YOSHIDA, Riuiti e GAMA Jr, Ercílio, "Geologia da bacia de Paraná: Reavaliação da
potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos", (mimeo), IG/UNICAMP, 1985.