

# 1 APRESENTAÇÃO

A presente tese está dividida em cinco capítulos, seguindo as normas do Regulamento Específico do Programa de Pós-Graduação em Análise de Bacias e Faixas Móveis da Faculdade de Geologia da Universidade do Estado do Rio de Janeiro.

Os capítulos estão interligados e relacionados ao objetivo central da tese de doutorado intitulada “As Incertezas geológicas na previsão de receita de *royalties* para o Estado e municípios do Rio de Janeiro”.

Foi desenvolvida focando a análise das incertezas das variáveis reservas, produção e preços e suas influências nas previsões das receitas de *royalties* para o Estado e municípios.

O primeiro capítulo denominado, “A Bacia de Campos”, apresenta as principais características, localização e perfil desta bacia.

A quantificação das reservas e a diferença de recursos são abordados no segundo capítulo, onde são apresentados os principais conceitos de “reservas e recursos”, mostrando suas principais diferenças e as diversas classificações em nível nacional (ANP e Petrobras) e internacional (SPE/WPC/AAPG, NPD, ONU, SEC e BP). Aborda-se também através de análise o comportamento da evolução das reservas mundial e brasileira, e a exaustão das reservas dos campos gigantes.

O terceiro capítulo “Produção de Petróleo”, analisa o comportamento desta variável, focando a produção mundial e nacional, mostrando a evolução histórica e sua influência como variável de suma importância para o cálculo dos *royalties*. Analisa também o pico da produção de alguns países, como mostra as características dos principais campos produtores da Bacia de Campos e a atuação da Petrobras com presença de fundamental importância no desenvolvimento desta bacia.

No quarto capítulo “Preços do Petróleo”, é analisada sua evolução histórica e os principais fatores de influência que afetam o comportamento do mercado, bem como a metodologia adotada pela ANP para estabelecimento dos preços nacionais de referências dos principais campos produtores, que servem de base para o cálculo dos *royalties*.

O último capítulo *Royalties*, aborda a conhecida Lei do Petróleo de nº. 9.478, e a metodologia de cálculo do recebimento dos *royalties* para o Estado e municípios. Completando o capítulo, é feita uma análise dos *royalties* e participação especial em relação à receita tributária do Estado e municípios, bem como a sugestão da criação de um fundo de royalties e as projeções de recebimento dos *royalties* para o período 2007-2011.

Como resultado da tese, foi criado um banco de dados para o período de 2001 a 2006, que ficará disponível para o Estado e municípios, contendo as informações da Bacia de Campos, abrangendo: preços do petróleo em R\$/m<sup>3</sup>; preços do gás natural em R\$/ m<sup>3</sup>; produção de petróleo e gás natural por campo produtor (37 campos); taxa de câmbio, em R\$; preços *Brent* em US\$/barril; *royalties* recebidos pelos 78 municípios beneficiários contendo a parcela de 5% e acima de 5%; Participação especial recebida pelos municípios beneficiários; alíquotas de *royalties* por campo produtor; municípios e a percentagem de direito em cada campo produtor; produção de petróleo e gás natural em m<sup>3</sup> do estado do Rio de Janeiro. O banco de dados, devido à sua implementação será inédito e servirá de base para vários estudos do comportamento dos *royalties*, sendo uma ferramenta importante para planejamento e estratégia dos governos estadual e municipal, bem como para o controle do pagamento dos *royalties*.

## 2 A BACIA DE CAMPOS

### 2.1 INTRODUÇÃO

Diversas áreas da Geologia como tectônica global, geoquímica do petróleo, sistemas deposicionais, geoquímica, dentre outras, têm contribuído para o progresso das descobertas e exploração de petróleo no Brasil. Como resultado dos estudos nessas áreas, foram definidas 35 bacias sedimentares brasileiras, sendo 20 terrestres que somam 4,9 milhões de km<sup>2</sup> que vão desde o proterozóico até o terciário. No caso do mar, encontram-se 15 bacias restantes, que somam 1,5 milhões de km<sup>2</sup>, que datam do cretáceo-terciário. Metade dessas áreas está sob isóbatas variando de 400 metros (águas profundas) a 3.000 metros (ultra-profundas).

As principais bacias sedimentares produtoras de petróleo e gás estão relacionadas no relatório da Petrobrás (2006e), constando as bacias de Solimões (AM), Potiguar (RN), Ceará (CE), Sergipe (SE), Alagoas (AL), Recôncavo (BA), Espírito Santo (ES), Campos (RJ) e Santos (SP). A Bacia de Campos é o maior pólo produtor do País, sendo a principal região produtora de petróleo, representando aproximadamente 83,4% da produção total brasileira em 2005. Neste ano a produção foi originada de 36 campos e suas reservas provadas de petróleo alcançaram 7,89 bilhões de barris, representando 81% das reservas provadas totais de petróleo. Sua importância econômica é registrada como geradora de riquezas através do pagamento de R\$ 7,8 bilhões de *royalties* e participação especial ao Estado e municípios do Rio de Janeiro em 2006.

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DA BACIA DE CAMPOS

Cerca de oitocentas bacias ou províncias sedimentares estão presentes na superfície do globo terrestre, das quais seiscentas são razoavelmente conhecidas, quanto ao seu arcabouço estrutural-estratigráfico.

Diversos estudiosos classificaram as bacias, destacando-se as apresentadas por Raja Gabaglia & Milani (1990), e Klemme (1980), que definiu oito tipos, onde se enfatiza a bacia do tipo V:

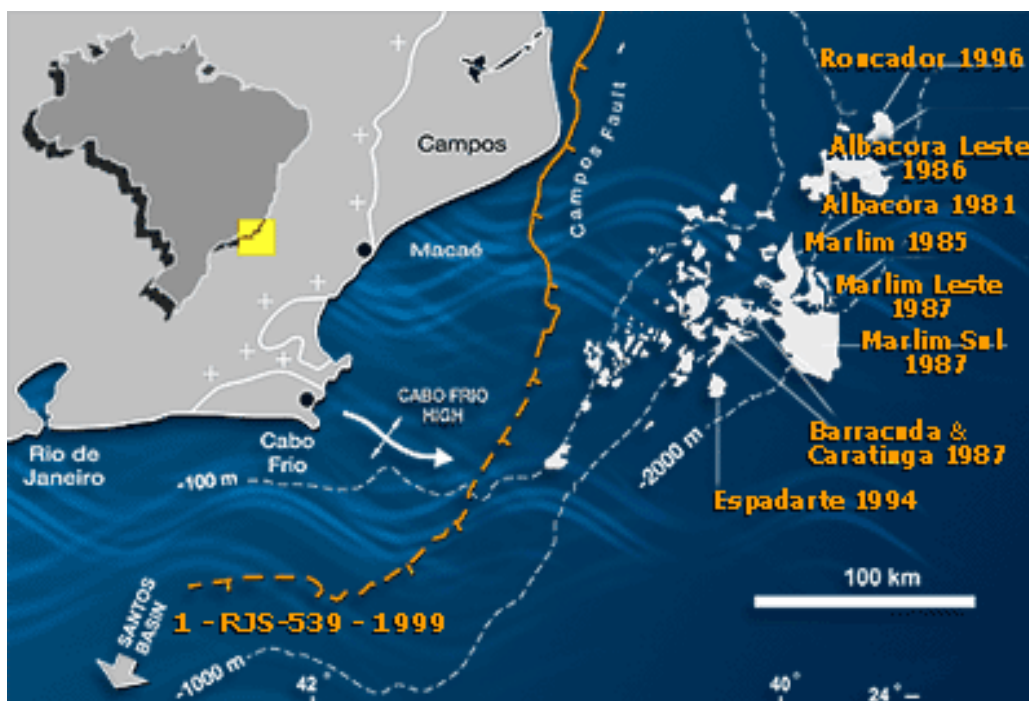
Este tipo de bacia corresponde à fase final das bacias do tipo III (rifte), que foram separadas, por distâncias oceânicas. Estas bacias foram chamadas pelo autor de *pull-apart*, termo hoje mais utilizado pela comunidade geológica para designar bacias originadas em áreas onde ocorre o deslizamento lateral das placas litosféricas. Elas estão localizadas em ambos os lados dos oceanos Atlântico e Índico, sendo difícil determinar a taxa de espalhamento e a época de sua passagem para o tipo V. São bacias lineares, com falhamento *down to sea* ocorrendo ao longo da costa. Acredita-se que sua gênese esteja ligada à presença de um estágio inicial rifte, ao qual se segue material básico, com a formação de um eixo de espalhamento de fundo de oceano. Especula-se que a subsidência deste tipo de bacia seria causada tanto pelo resfriamento termal do material básico introduzido (mais denso), quanto pelo próprio peso de sedimentos fornecidos pela massa continental adjacente. As Bacias de Campos e Cabinda-Angola são exemplos.

Os dados da margem atlântica, onde fica a Bacia de Campos, conforme já salientaram Asmus & Porto (1972), indicam que:

Dentro desta classe pelo menos dois subtipos de bacias podem ser definidos. Um correspondente ao subtipo paralelo, no qual ocorre extensa deposição de sal durante os estágios intermediários de desenvolvimento. Deste modo, é encontrado sal mesozóico nas bacias costeiras do Canadá, Estados Unidos, Brasil, África e Europa. O outro tipo parece ter sido formado pela movimentação leste-oeste de seguimentos transformantes durante o rompimento do continente gondwânico, resultando por exemplo, na formação de bacias entre o norte do Brasil, Libéria e Daomé. Este tipo parece não conter grandes depósitos de sal e mostra como seqüência arcabouço tectônico diferente, no qual esforços compressionais ou transpressionais constituem-se igualmente em importantes elementos.

## **2.3 LOCALIZAÇÃO DA BACIA DE CAMPOS**

Dentre as bacias situadas no mar, a Bacia de Campos, assim denominada pelo Código de Nomenclatura Estratigráfica em função de sua proximidade com a cidade dos Campos de Goytacazes (RJ), continua sendo a mais importante do Brasil. A área sedimentar dessa bacia vai desde o estado do Espírito Santo (próximo ao Alto de Vitória) até Cabo Frio (Alto de Cabo Frio), no litoral norte do estado do Rio de Janeiro, com extensão de cerca de 115 mil km<sup>2</sup>. A Bacia de Campos é atualmente a responsável pela maior parcela da produção brasileira de petróleo. Sua importância econômica tem sido fundamental para o desenvolvimento da economia do estado do Rio de Janeiro e seus municípios beneficiários, onde a exploração de petróleo e gás tem gerado riquezas através do pagamento de *royalties* por parte da Petrobras e outras concessionárias.



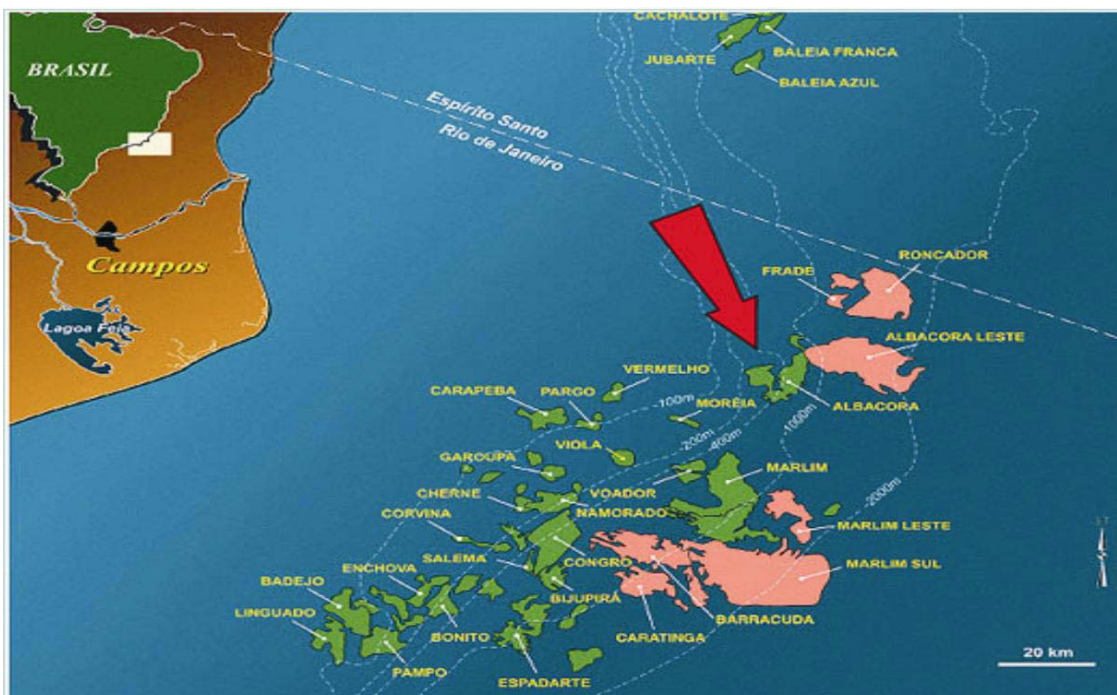
**Figura 1** - Localização da Bacia de Campos  
 Fonte: Petrobras, 2004.

## 2.4 PERFIL DA BACIA DE CAMPOS

A Bacia de Campos é a maior região de produção de petróleo e gás no Brasil, e cobre aproximadamente 28,4 milhões de acres (115 mil quilômetros quadrados). Como as atividades de exploração nesta bacia começaram em 1968, mais de 45 reservatórios de hidrocarboneto foram descobertos em uma área de concessão de 7,5 mil quilômetros quadrados, incluindo oito grandes campos de petróleo em águas profundas e ultra-profundas. Em termos de reservas provadas de hidrocarboneto, a Bacia de Campos é a maior bacia de petróleo no Brasil e uma das áreas mais prolíferas de petróleo e gás na América do Sul. O volume anual de produção de petróleo na região aumentou constantemente nos últimos dez anos até 2004, quando a produção de petróleo na Bacia de Campos atingiu 1.204 milhões de barris por dia, caindo para 1.252 milhões de barris por dia em

2003. Em 2005, sua produção alcançou 1.405 milhões de barris por dia. A produção de petróleo da Bacia de Campos respondeu por aproximadamente 83% da produção brasileira de petróleo em 2005.

Em 31 de dezembro de 2005, 36 campos de petróleo estavam em produção na Bacia de Campos e suas reservas provadas eram de 7,89 bilhões de barris, representando 81% de nossas reservas provadas totais de petróleo. Em fevereiro de 2007, havia 26 sistemas de produção flutuante, 13 plataformas fixas e 5.226 km de dutos e tubos flexíveis operando em 45 campos em águas com profundidade de 262 a 6.188 pés (80 a 1.886 m). A seguir, o mapa mostra os principais campos petrolíferos (**figura 2**).



**Figura 2** - Posição dos campos de petróleo na Bacia de Campos  
Fonte: Petrobras, 2006d.

## 3 RECURSOS E RESERVAS DE PETRÓLEO

### 3.1 INTRODUÇÃO

Na análise econômica das bacias de petróleo diversas variáveis estão envolvidas, como: reservas, risco de exploração, tecnologia de produção, preço, oferta, demanda, entre outras. As incertezas geológicas na análise dessas bacias começam com a quantificação das reservas.

Campbell (1996) apresenta em estudo acadêmico sobre a complexidade da estimativa de reservas, classificando-as em reservas provadas, prováveis, prováveis e não descobertas, econômicas, sub-econômicas, não econômicas e possíveis de descobertas. Todas estas possíveis estimativas estão condicionadas e limitadas ao preço do petróleo variando de US\$20 a US\$40. Na verdade, muitos estudos apresentam diferentes definições de reservas, podendo ser divididas em dois campos: a) usando aproximação determinística baseada na SPE<sup>1</sup> e na definição da SEC<sup>2</sup>, e b) usando os conceitos de probabilidade (BEARDALL, 1996).

O método de aproximação determinística considera as estimativas de reservas com base no conhecimento geológico, na engenharia e nos dados econômicos. O método de estimação é chamado de probabilístico quando o conhecimento dos dados geológicos, de engenharia e econômicos são usados para gerar uma distribuição de estimativas e probabilidades ocorridas.

Usa-se, com frequência, a classificação das reservas em provadas, prováveis e possíveis de descobertas, com indicação da probabilidade de recuperação. Os números declarados de reservas referem-se aos volumes recuperáveis e não ao total existente nas jazidas. Com o aperfeiçoamento de tecnologias de recuperação, é possível “aumentar” as reservas recuperáveis. Nos últimos anos, parte do aumento das reservas mundiais deve-se ao incremento da

---

<sup>1</sup> *Society Petroleum Engineers*

<sup>2</sup> *Security Exchange Commission*



taxa de recuperação do óleo de jazidas descobertas anteriormente (REIS, FADIGAS & CARVALHO, 2005).

Devido às incertezas nas estimativas de reservas, cuidados deverão ser tomados ao se agregar as reservas em classificações diferentes. É importante destacar que as reservas são avaliadas sob condições de incertezas e são afetadas pelas complexidades geológicas, estágio de desenvolvimento tecnológico, fatores econômicos, nível de conhecimento na exploração, dentre outros.

### **3.2 CONTEXTO HISTÓRICO DAS RESERVAS NO BRASIL**

A consolidação das reservas do Brasil de hoje, está relacionada com o histórico da exploração e produção do petróleo, tendo acontecido alguns fatos que contribuíram de forma positiva para o incremento das reservas, entre os quais podemos citar:

1. criação do Conselho Nacional do Petróleo no governo Getúlio Vargas, (1938), destinado a traçar diretrizes para viabilização da indústria do petróleo no Brasil, como o controle sobre a produção, refino e distribuição;
2. primeira descoberta de petróleo, em Lobato, na Bahia (1939). Nesta década começou a discussão sobre a exploração do petróleo, sendo iniciada a campanha **“O PETRÓLEO É NOSSO”**;
3. em 3 de outubro de 1953, com a Lei 2004, foi criada a Petrobras - Petróleo Brasileiro S/A, ainda no governo Getúlio Vargas, uma empresa estatal que tinha o monopólio para desenvolver as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento, produção e refino do petróleo e seus derivados no Brasil.
4. a Lei do Petróleo de nº. 9.748 de 6 de agosto de 1997 e a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP);
5. quebra do monopólio do petróleo em 1997 e

6. primeira rodada de licitações da ANP, em 1999.

Conforme Milani *et al.* (2000), as etapas de exploração do petróleo no Brasil, estão representadas em três grandes fases descritas a seguir.

1) No período pré-Petrobras, basicamente foram desenvolvidas as atividades pioneiras de reconhecimento. No período 1941-1953, ocorreram as descobertas dos campos de Candeias, Aratú, Dom João e Água Grande, até hoje os maiores campos já descobertos no Recôncavo Baiano.

2) Etapa de exclusividade da Petrobras, com as fases terrestre, fases de águas rasas e fases de águas profundas. Na **fase terrestre**, que abrangeu o período de 1954-1968, foram perfurados 1.120 poços em terra e dois poços exploratórios no mar, na plataforma continental do Espírito Santo e em Sergipe-Alagoas. Em 1963, foi descoberto na Bacia de Sergipe-Alagoas o campo de Carmópolis, que se tornaria a maior acumulação terrestre brasileira.

No período de 1968-1973, caracterizado de **fase de águas rasas**, teve-se a descoberta do campo de Guaricema, na plataforma continental de Sergipe - Alagoas e o campo de Ubarana, na Bacia de Potiguar (RN). Começava então nesta fase o direcionamento da busca pelo petróleo em direção ao mar. Em 1969, foi também descoberto o campo terrestre de São Mateus, no Espírito Santo.

Continuando a **fase de águas rasas**, no período de 1974-1983, ocorreu a grande descoberta do Campo de Garoupa na Bacia de Campos (RJ), consolidando o início das perspectivas favoráveis à descoberta de novos campos no mar. Em 1975, foi descoberto na Bacia de Campos (RJ) o campo de Namorado, sendo o primeiro campo gigante de plataforma brasileira. Em 1978, foi descoberto o campo de gás do Juruá, na Bacia de Solimões e, em 1979, foi descoberta a primeira acumulação terrestre na Bacia de Potiguar (RN). Além dos campos já mencionados anteriormente, mais dois campos foram descobertos na Bacia de Campos (RJ): o Campo de Enchova, em 1976 e o de Carapeba, em 1982.

No período de 1984-1997, foi iniciada a **fase de águas profundas**, com a descoberta dos campos de Marlim e Albacora, na Bacia de Campos (RJ). Em 1984, foi descoberto o campo de Marimbá e o gigante Albacora, ambos na Bacia

de Campos (RJ), confirmando a tendência crescente para a descoberta de petróleo em águas profundas. Em 1985, foi descoberto o campo gigante de Marlim na Bacia de Campos (RJ), numa faixa de lâmina d'água de 700 a 1.200 metros.

De acordo com Milani *et al.* (2000), esta fase de 1984-1997 foi caracterizada por intensa atividade petrolífera por parte da Petrobras, quando foram perfurados 85 poços em terra e 750 no mar. As outras companhias, que atuavam sob contrato de risco, perfuraram 51 poços em terra e 64 no mar.

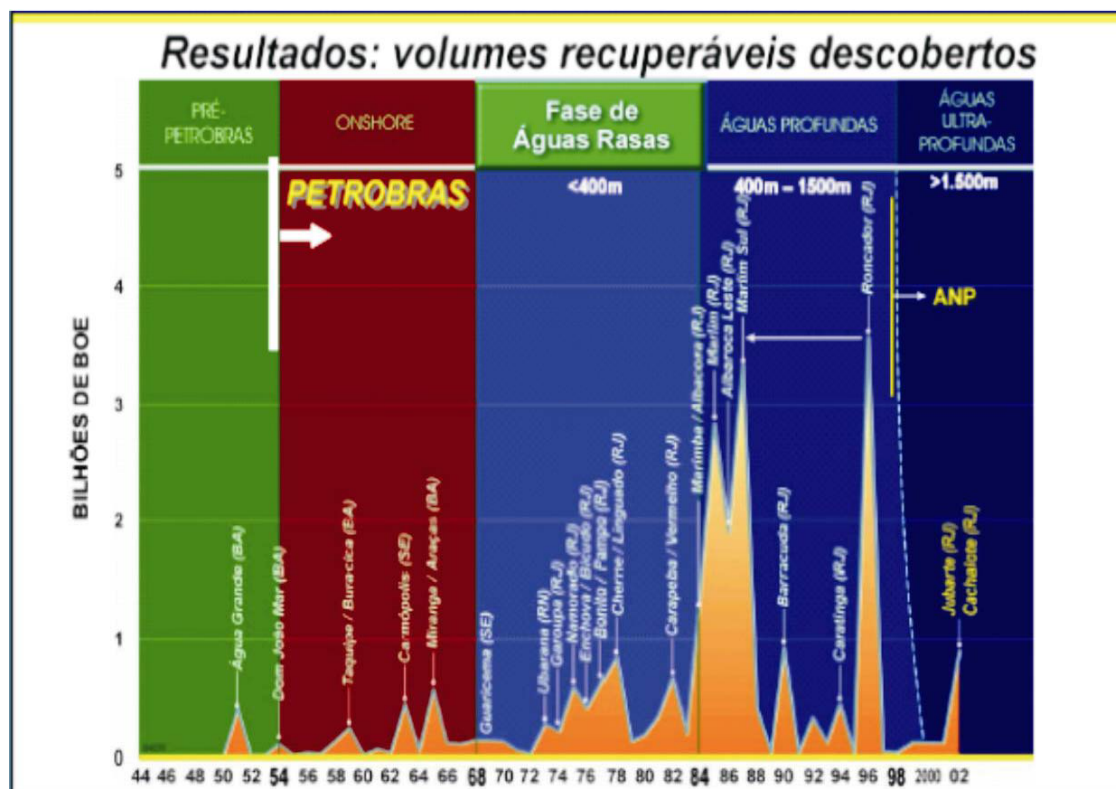
Em 1996, na **fase de águas profundas** na Bacia de Campos (RJ), foi descoberto o maior campo brasileiro: Roncador. Segundo Milani *et al.* (*op.cit.*), contribuiu para esta nova descoberta na Bacia de Campos a sísmica 3D, como ferramenta exploratória de maior importância para o auxílio na busca do petróleo em águas profundas.

3) Fase atual sob a vigência da Lei do Petróleo (9.748/97), caracterizada por imensa atividade de várias companhias nacionais e estrangeiras, ocorrendo várias descobertas.

Entre os anos de 1998 e 2004 foram descobertos óleo pesado, óleo leve e gás natural na Bacia de Campos (RJ), bem como descobertas de novas províncias na Bacia de Sergipe.

O ano de 2006 começou com as descobertas em blocos exploratórios de Papa-Terra, na Bacia de Campos (RJ); Uruguá e Tambaú, na Bacia de Santos (SP); Canapu, na Bacia do Espírito Santo (no mar); Inhambu, na Bacia do Espírito Santo (em terra); Acauã, na Bacia do Rio Grande do Norte (no mar); Anambé, na Bacia de Alagoas (em terra) e Jandaia, na Bacia do Recôncavo. Descobertas em áreas de concessão de campos de produção (*Ring-Fence*), Marlim Leste (Área do MLL-14/20) e na Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio de Janeiro UN-RIO. Revisões em campos existentes em 2005, principalmente em Albacora Leste na Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio de Janeiro - UN-RIO e Marlim e Albacora na Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos UN-BC.

Uma outra forma representativa destas fases é mostrada pelos resultados dos volumes descobertos de petróleo no Brasil, que apontados por Franke (2004), apresentam as diversas fases passadas e as atuais que marcaram a evolução das reservas descobertas, desde a fase pré-Petrobras até a fase de águas ultra-profundas, conforme indica a **figura 3**.



**Figura 3** - Evolução das reservas descobertas  
Fonte: Franke, 2004.

### 3.3 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DOS CONCEITOS INTERNACIONAIS

A tentativa dos diversos órgãos ligados à área de petróleo, de uniformizar os conceitos, foi registrada por Baker (2004), através da seguinte evolução cronológica:

- Década de 1930 - as primeiras definições elaboradas pelo API (American Petroleum Institute);
- 1987 - semelhante a anterior, mas separando as definições de reservas, elaboradas pela *Society of Petroleum Engineers* (SPE) e World Petroleum Council (WPC);
- 1997 - Definição de reservas pela SPE/WPC;
- 2000 - Sistema de classificação e definições de petróleo e recursos, elaborados conjuntamente pela SPE/WPC e American Association of Petroleum Geologists (AAPG);
- 2001 - Guia suplementar conjunto pela SPE/WPC/AAPG;
- 2004 - Glossário de termos, elaborados conjuntamente pela WPC/AAPG;
- 2004 - Começa em 2001 o trabalho para estender as definições para a *United Nations Framework Classification* (UNFC) , incluindo o óleo e gás. Foram adaptadas pela *United Nations Economic and Social Council*, em 2004.
- Baker (*op.cit.*) deixou de registrar as seguintes classificações:
- 1978 - Definição dos padrões de reservas para empresas com ações em Bolsa de Valores pela SEC;
- 1980 - Sistema de classificação diferenciando recursos e reservas pela United States Geological Survey (USGS) e
- 2002 - Definição de reservas pela Canadian Securities Administrators (CSA).

As diversas classificações e conceitos serão abordadas a seguir, onde se faz uma análise para cada caso, mostrando as principais diferenças.

## 3.4 RECURSOS

### 3.4.1 - INTRODUÇÃO

Na indústria do petróleo, **recursos** têm sido definido como incluindo todas as quantidades de petróleo originalmente *in situ* que são estimadas; entretanto, alguns usuários consideram unicamente a parte recuperada, estimada para constituir um recurso.

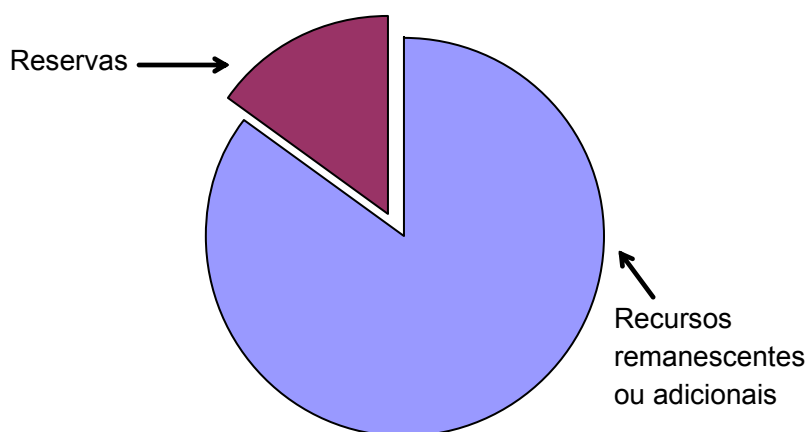
Segundo USGS (2002),

o **recurso** é definido como uma concentração de material sólido, líquido ou gasoso, de ocorrência dentro ou sobre a crosta terrestre, em tal forma e quantidade que a extração econômica de uma commodity desta concentração seja atualmente ou potencialmente viável.

Os recursos minerais são classificados de acordo com o nível crescente do conhecimento do depósito: inferido, indicado e medido. A partir da consideração de fatores econômicos, de mineração, metalúrgicos, mercadológicos, legais, ambientais, sociais e políticos, os recursos indicados e medidos poderão se transformar em reservas provável e provada, respectivamente (YAMAMOTO & CONDE, 1999).

### 3.4.2 CONCEITOS DAS ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU)

Uma outra abordagem, sobre os conceitos de recursos e reservas, foi registrada pela ONU, em documento *Guidelines to the United Nations International Framework Classification of Reserves/Resources*, que indica que reserva mais recursos adicionais compreende recurso total, ou recurso total menos reserva têm como resultado o recurso remanescente, conforme o **gráfico 1**. Dependendo do ponto de vista do investidor, banqueiro ou indústria, ambos tendem a ver um recurso adicional, considerando que a reserva é de seu interesse primeiro, em contraste com os planejadores que tendem a ver recurso remanescente, desde que seu interesse primeiro seja o recurso total.



**Gráfico 1 - Total dos recursos**  
Fonte: United Nations, 2001.

### 3.4.3 CONCEITOS DA *SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE)*

De acordo com a SPE (2000), existem outros tipos de recursos, que variam de acordo com o grau de estimativa: pessimista, mais provável e otimista. São os **recursos contingentes**, representados pelas quantidades de petróleo que são estimadas, a partir de uma determinada data, recuperadas potencialmente das acumulações já conhecidas, mas que não estão recuperadas comercialmente e **recursos prospectivos**, contendo aquelas quantidades de petróleo que são estimadas, a partir de uma determinada data, sendo recuperadas a partir das acumulações não descobertas.

### 3.4.4 CONCEITOS DO *NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORE (NPD)*

Diversos conceitos de classificação são utilizados no mundo, que impedem muitas vezes comparações entre os dados globais dos diversos países. Objetivando harmonizar os conceitos, a NPD (2005) elaborou uma classificação para reservas e recursos, que apresentam significados variados nas diferentes classificações nacionais e internacionais.

**Recursos** significa todos os volumes de petróleo e gás. **Recursos *in situ*** é a quantidade de petróleo calculada que está presente em um depósito antes do começo da produção.

**Recursos contingentes** são quantidades recuperáveis descobertas, mas que a decisão de explorar ainda não foi tomada ou ainda não foi aprovado o projeto de desenvolvimento. Recursos contingentes são também volumes



vinculados a projetos de recuperação melhorados, que não tenham sido levados em consideração durante a aprovação do desenvolvimento, podendo estar em produção ou não.

**Recursos não descobertos** são quantidades de petróleo e gás que podem ser encontradas, se as explorações continuarem, e estes volumes possam ser recuperados. O que foi produzido, vendido e fornecido compreende o histórico da produção, não fazendo parte das reservas. A classificação do NPD tem como referência o conceito SPE.

### 3.4.5 CONCEITOS DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (ANP)

Os conceitos aplicados pela ANP constam no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural (ANP, 2001b), e na portaria nº. 9 de 21 de janeiro de 2000, tendo por referência a classificação da SPE/WPC/AAPG, conforme mencionado a seguir.

**Volume *in situ* original** significa o volume de petróleo ou gás natural, apurado em uma determinada data, contido em reservatório, antes de qualquer produção. Pode ser descoberto e não descoberto.

**Recursos originais** significam o volume *in situ* de petróleo e gás natural potencialmente recuperável, que podem ser obtidos como resultado da produção de um reservatório, a partir das condições originais deste reservatório. Verifica-se que a diferença entre volume *in situ* original e recursos originais é o volume que permanecerá na rocha após o término da exploração do reservatório. Os recursos também podem ser descobertos e não descobertos (**figura 4**).

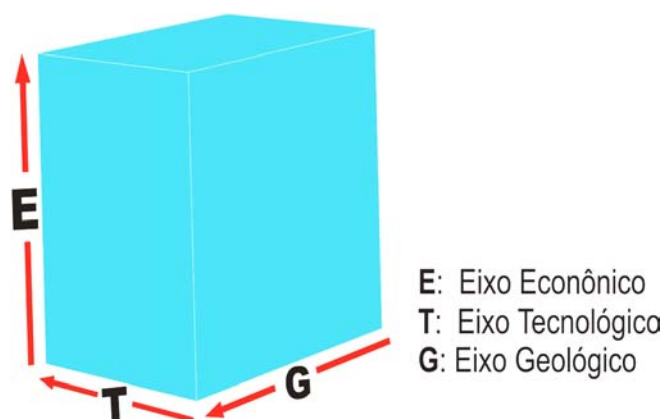


**Figura 4 - Volume e recursos**  
 Fonte: Portaria n.º. 09/2000, da ANP.

### 3.4.6 PROPOSTA DA ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU)

No início da década de 90, a Rússia propôs que as Nações Unidas criassem uma classificação internacional para o carvão e minerais, por causa da necessidade de disseminar informações sobre quantidades e potenciais de recursos às companhias internacionais e aos investidores. Em 1997, a ONU recomendou que seus membros começassem a usar a classificação chamada *United Nations Framework Classification for Reserves/Resources - Solid Fuels and Mineral Commodities*, sendo utilizada atualmente por mais de 60 nações, não incluindo o Brasil. Em 2001, iniciou-se um trabalho para harmonizar a classificação do petróleo e do urânio, com o carvão e os minerais. No caso do petróleo foi utilizada a classificação SPE/WPC/AAPG, incrementada com a contribuição da Rússia, resultando em um novo sistema denominado *United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Resources* (UNFC). Em julho de 2004, a Comissão Econômica e Social da ONU (ECOSOC, sigla em inglês) recomendou que os países membros a adotassem, bem como as organizações internacionais.

A UNFC empregou três critérios básicos: “viabilidade econômica e comercial” (eixo E), “exeqüibilidade e projeto exploratório”, - em outras palavras a disponibilidade de tecnologia exploratória (eixo T) -, e “conhecimento geológico” (eixo G), conforme ilustrado tridimensionalmente (**figura 5**).



**Figura 5** - Classificação principal da UNFC para energia e recursos minerais  
Fonte: UNFC, 2004.

Estes critérios podem ser identificados na classificação SEP/WPC/AAPG, como por exemplo, o critério de “exeqüibilidade e projeto exploratório” no eixo “T” no UNFC é equivalente a categoria de “Status de Projeto”(vide **figura 7**). Cada critério é dividido em categorias:

E1 Econômico ou Comercial

E2 Potencialmente Econômico ou ainda Comercial

E3 Intrinsecamente Econômico ou não Comercial

T1 Desenvolvimento Definido com Projeto de Produção

T2 Tecnologia Exploratória de Projeto Contingente

T3 Projeto Indefinido

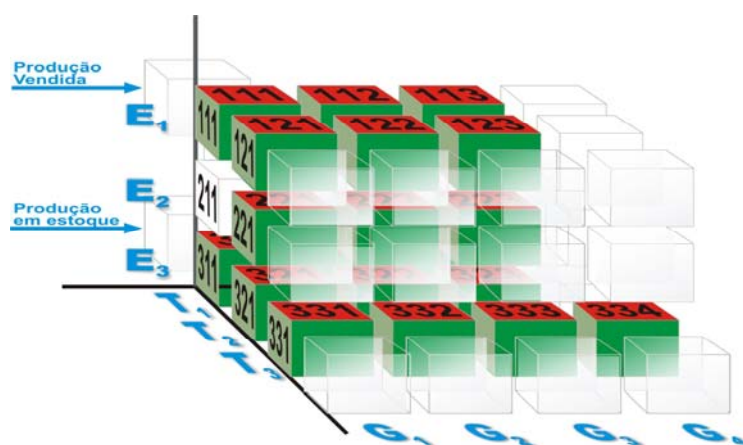
G1 Condições Geológicas Razoavelmente Asseguradas

G2 Condições Geológicas Estimadas

G3 Condições Geológicas Inferidas

#### G4 Condições Geológicas Potenciais

Os recursos de petróleo são classificados como uma combinação das categorias E, T e G. Cada categoria é numerada, sendo que “1” denota a melhor. Portanto, a quantidade correspondente a E1, T1 e G1, é identificada como 111, o que representa o melhor nível de exequibilidade técnica, econômica e geológica. O sistema pode ser apresentado graficamente como uma coleção de cubos que mostram todas as possíveis combinações (**figura 6**).



**Figura 6** - Principais categorias utilizadas na classificação de recursos de petróleo  
Fonte: UNFC, 2004.

Para as companhias, órgãos governamentais e público em geral, seria vantajoso ter uma classificação comum baseada na UNFC. A ANP até o final de dezembro de 2006, não se manifestou sobre o assunto, e o NPD não avaliou ainda os efeitos nas companhias norueguesas, mas certamente será de grande contribuição a tentativa de unificar os sistemas de classificações existentes. Isso traria ganhos adicionais para os sistemas de classificações, simplificando a comunicação e também reduzindo a necessidade de manter sistemas e dados paralelos.

## 3.5 RESERVAS

### 3.5.1 CONCEITOS DO DEPARTAMENTO NACIONAL DA PRODUÇÃO MINERAL (DNPM)

Para a indústria de mineração, com suas características peculiares de exaustão, variabilidades de depósitos, distribuição geográfica irregular, longo prazo de maturação dos investimentos, empresas multinacionais, alto risco na pesquisa, exploração e produção, o conceito tradicional de medição das reservas minerais consta do Decreto nº. 62.934, de 2 de julho de 1968, que estabeleceu que as reservas minerais sejam classificadas como medidas, indicadas e inferidas, em nível decrescente de confiabilidade geológica a depender da intensidade e qualidade dos trabalhos de pesquisa, não levando-se em conta, de forma apropriada, a evolução do processo de avaliação da viabilidade econômica do projeto da futura mina. Os conceitos são:

**Reservas medidas:** considera a tonelagem de minério computada pelas dimensões reveladas em afloramentos, trincheiras, galerias, trabalhos subterrâneos e sondagens, sendo o teor determinado pelos resultados de amostragem pormenorizada devendo os pontos de inserção, amostragem e medida estarem tão aproximadamente espacejados e o caráter geológico tão bem definido que as dimensões, a forma e o teor computados devem ser rigorosamente determinados dentro dos limites estabelecidos, os quais não devem apresentar variações superiores ou inferiores a 20% (vinte por cento) da quantidade verdadeira.

**Reservas indicadas:** considera a tonelagem e o teor do minério computado parcialmente de medidas e amostras específicas ou de dados de produção, e parcialmente por extrapolação até distância razoável, com base em evidências geológicas.

**Reservas inferidas:** considera a estimativa feita com base no conhecimento de geologia do depósito mineral, havendo pouco ou nenhum trabalho de pesquisa.

O conceito aplicado pelo DNPM foi baseado no modelo australiano atualizado em 1996, pela *Australian Institute of Mining and Metallurgy (AIMM)* (YAMAMOTO & CONDE, 1999). Atualmente, o DNPM vem estudando novas metodologias de classificação das reservas, baseado no modelo australiano.

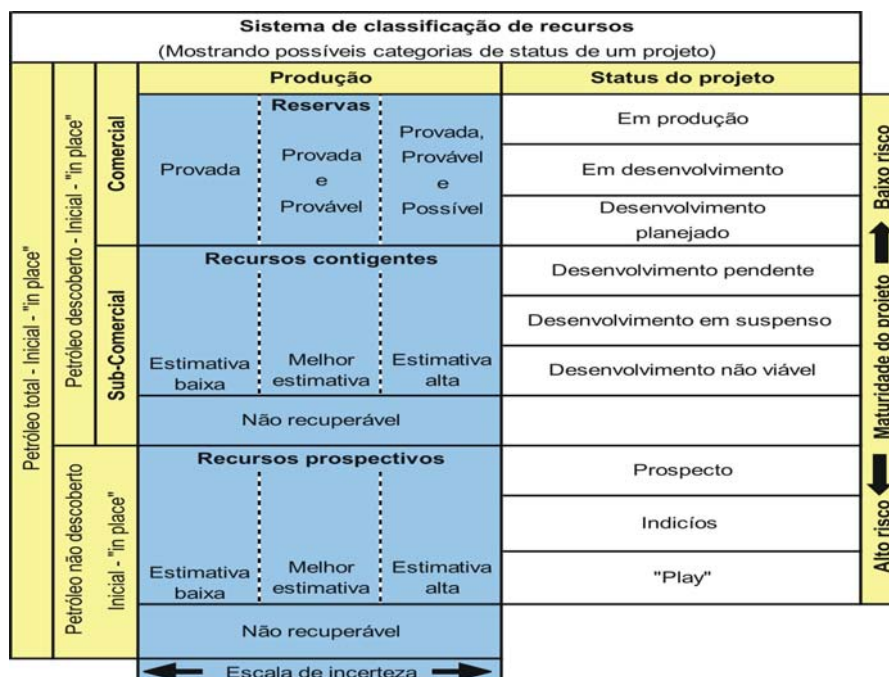
A classificação proposta pela SPE/WPC/AAPG para recursos e reservas em geral guarda certa semelhança com as reservas minerais (SUSLICK, MACHADO & FERREIRA, 2005). Para a indústria do petróleo, o conceito é mais específico e apresenta de forma mais abrangente.

### 3.5.2 CONCEITOS DA SPE/WPC/AAPG

O conceito de reserva de petróleo já vem sendo discutida desde 1930, quando o Instituto de Petróleo Americano (API) desenvolveu uma classificação específica para o petróleo. Esta classificação tinha por objetivo tornar mais consistente os conceitos entre as empresas e os profissionais da área de petróleo.

A definição de reservas foi aprovada pelo *Board of Directors* da *Society of Petroleum Engineers (SPE), Inc.* e o *Executive Board* do *World Petroleum Council (WPC)*, em março de 1997.

Em fevereiro de 2000, foi aprovado conjuntamente pelo *Board of Directors* da *Society of Petroleum Engineers (SPE) Inc.*, o *Executive Board* do *World Petroleum Council (WPC)* e o *Executive Committee* da *American Association of Petroleum Geologists (AAPG)*, um código de reservas com conceitos específicos e mais abrangentes para a indústria do petróleo, classificando as reservas em diversas classes (SPE, 2000), que estão sumarizadas na **figura 7**.



**Figura 7** - Classificação da SPE/WPC/AAPG de recursos e reservas de petróleo  
Fonte: SPE, 2000.

A **figura 7** é uma representação gráfica das definições. O eixo horizontal representa uma escala de incerteza na estimativa potencialmente recuperável do volume para uma acumulação, ao passo que o eixo vertical representa o nível de status/maturidade da acumulação.

Reservas são aquelas quantidades de petróleo que se espera recuperar comercialmente, a partir de uma determinada data. Todas as estimativas de reservas envolvem algum grau de incerteza, que depende da confiança dos dados geológicos, disponibilidade dos dados de engenharia e, ao mesmo tempo, a estimativa e a interpretação desses dados. As incertezas conduzem as reservas para duas classificações: reservas provadas e reservas não provadas. As reservas não provadas têm menos chance de serem recuperadas do que as reservas provadas e podem ser subclassificadas como reservas prováveis e possíveis, aumentando a incerteza na sua recuperação.

As estimativas de reservas são geralmente revisadas devido à disponibilidade de novos dados geológicos, dados de engenharia e mudanças nas condições econômicas. A seguir são apresentados os conceitos de acordo com a classificação da SPE/WPC/AAPG.

Reservas provadas são as reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise dos dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considera as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributárias do País.

Reservas prováveis são as reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação, quando comparada com a estimativa de reservas provadas.

Reservas possíveis são as reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indicam uma maior incerteza na sua recuperação, quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

As reservas provadas podem ainda ser classificadas em reservas desenvolvidas e não desenvolvidas.

Reservas desenvolvidas são as reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção já se encontram instalados.

Reservas não desenvolvidas são as reservas que necessitam investimentos significativos, incluindo-se a perfuração de novos poços e a construção de instalação de produção e transporte.



### 3.5.3 CONCEITOS DA *SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION (SEC)*

A *SEC* é um órgão regulador e fiscalizador do mercado de capitais norte-americano, equivalente, no Brasil, à Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Em 1978, a *SEC* definiu que reservas provadas de petróleo e gás são as quantidades estimadas de óleo cru, gás natural e líquido de gás natural, para as quais:

- os dados geológicos e de engenharia devem demonstrar razoável certeza;
- possa haver recuperação em anos futuros a partir do conhecimento das reservas e
- existam condições econômicas e operacionais com base em preços e custos estimados.

A *SEC* é rigorosa com esta contabilização, pois a reserva superavaliada pode aumentar o ativo da empresa, provocando um estoque estimado acima do efetivo que a empresa pode extrair. As reservas de petróleo são o ativo mais valioso de uma empresa petrolífera e um indicador de suas finanças. Foi o que aconteceu com a *Royal Dutch/Shell*, em 2002, quando seus estoques foram superavaliados em mais 23%, devido a registros de reservas de 4,47 bilhões de barris a mais que suas reservas reais é um exemplo marcante. A empresa concordou em pagar US\$ 126 milhões em multas e encargos à *SEC*, para se livrar das acusações de ter exagerado o tamanho de suas reservas de petróleo, sem admitir nem negar se havia fraudado os relatórios. A empresa é a terceira maior petrolífera com ações negociadas em bolsa. Com o pagamento da multa, deixa de ser acusada de violar as leis que regulam o setor de valores mobiliários dos Estados Unidos. Pelo acordo feito com a *SEC*, a Shell deverá investir US\$ 5 milhões em controle interno, se comprometendo a não violar as regras da *SEC* novamente.

Em 2002, diversas fraudes contábeis ocorreram com empresas nos Estados Unidos e na Europa, provocando uma onda de escândalos, abalando o mercado financeiro. Casos de estoques superavaliados, receitas superestimadas, lucros inflados, lançamentos contábeis indevidos, foram os mais comuns. Alguns casos ocorridos nas empresas nos Estados Unidos e Europa foram:

- balanços sobre investigação – *Adelphia*;
- manipulação contábil - *Global Crossing*;
- evasão fiscal do ex-presidente *Tyco Dennis* de US\$ 1 milhão - *Tyco*;
- inflou os lucros em US\$ 38 bilhões - *WorldCom*;
- destruição de documentos e obstrução da justiça - *Andersen* (Auditoria);
- Inflou os resultados em US\$30 bilhões - *Xerox*;
- conflitos de interesse na recomendação de investidores - *Merril Lynch*;
- inflou faturamento em US\$14 bilhões - Laboratório *Bristol - Myers*;
- grupos de executivos em Londres esconderam perdas - *ABB* (Suíça) e
- balanços estão sendo investigados - *Vivendi* (Grupo Francês).

O presidente George W. Bush, em 3 de julho de 2002, assinou a lei *Sarbanes-Oxley*<sup>3</sup> *Act of de 2002*, caracterizando-a o como “a mais importante das reformas sobre a prática de negócios americanos desde o tempo de *Fanklin Delano Roosevelt*”. A lei estabelece várias reformas para aumentar a responsabilidade corporativa, melhorar a transparência na divulgação dos relatórios financeiros e combater a fraude contábil, sendo criada a “*Public Company Accounting Oversight Board*”, também conhecida como *PCAOB*, para inspecionar as atividades do profissional de auditoria. Na verdade, a aprovação desta lei tornou mais rígida a fiscalização nas corporações, objetivando evitar fraudes contra o sistema financeiro americano.

---

<sup>3</sup> Paul Sarbanes e Michael G. Oxley - Senadores Americanos

### 3.5.4 CONCEITOS DO *NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORE (NPD)*

A corrente classificação tem sido utilizada desde 2001, englobando todos os volumes recuperáveis de petróleo e gás, descobertos e não descobertos, sendo divididos em três classes: **reservas, recursos contingentes e recursos não descobertos** (NPD, 2005). Para reservas são apresentados dois conceitos:

**Reservas** significam o volume contido, recuperável, em quantidades comerciais de petróleo e gás em campos, aonde o projeto de recuperação foi decidido. Se a decisão ainda não foi tomada, as quantidades descobertas não são reservas, mas sim recursos contingentes. Portanto, as reservas são um subconjunto dos recursos.

**Reservas** significam a quantidade de petróleo e gás que o detentor da licença do bloco decidiu recuperar e obteve aprovação das autoridades reguladoras de um plano de desenvolvimento do campo. De outra forma, pode-se dizer que reservas são os volumes contidos no campo, que de acordo com o projeto podem ser recuperadas com a tecnologia disponível atualmente e sob os termos e condições econômicas correntes.

É importante mencionar que o termo reservas provadas não é mencionado pelo NPD (2005), mas segundo o diretório pode-se constituir em uma estimativa ao redor de 70 a 75%, do total das reservas estimadas.

### 3.5.5 CONCEITOS DA *BRITISH PETROLEUM (BP)*

A *BP* classifica as reservas em categorias geralmente reconhecidas: reservas provadas, reservas recuperáveis e reserva não convencional. A primeira definida como “*as quantidades estimadas do óleo que os dados geológicos e da engenharia demonstram com certeza razoável para ser recuperado nos anos futuros a partir do conhecimento dos reservatórios, sob condições econômicas e de operações*”. Isso significa que as circunstâncias econômicas determinam o nível do óleo e a determinada extensão. Este é o conceito utilizado pela *International Energy Agency (IEA)*, nos Estados Unidos. A *BP*, por ser uma empresa com ações na Bolsa de Valores, utiliza o critério da *SEC*.

A segunda é chamada óleo oriundo da *EUR (Estimated Ultimately Recoverable)*. Este é o óleo que é capaz de ser recuperado por razões econômicas ou tecnológicas, sendo que esta categoria inclui ainda o óleo a ser encontrado.

A última categoria inclui o óleo do carvão, o óleo do xisto, o óleo das areias de piche, o óleo do betume, dentre outros.

### 3.5.6 CONCEITOS DA ANP

Os conceitos aplicados pela ANP constam no Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural (2001b), e na portaria nº.9 de 21 de janeiro de 2000, tendo por referência os conceitos da SPE/WPC/AAPG, conforme itens a seguir.

**Reservas** - recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data.

**Reservas Desenvolvidas** - reservas de petróleo e gás natural que podem ser recuperadas através de poços existentes e quando todos os equipamentos necessários à produção, já se encontram instalados.

**Reservas Provasdas** - reservas de petróleo e gás natural que, com base na análise dos dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos instituídos pelas legislações petrolífera e tributária brasileiras.

**Reservas Prováveis** - reserva de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas provadas

**Reservas Possíveis** - reservas de petróleo e gás natural cuja análise dos dados geológicos e de engenharia indica uma maior incerteza na sua recuperação quando comparada com a estimativa de reservas prováveis.

**Reservas Totais** - soma das reservas provadas, prováveis e possíveis.

A ANP considera em seus relatórios, que são divulgados publicamente, as quantidades estimadas de reservas provadas e reservas totais (soma das reservas provadas, prováveis e possíveis), estabelecidas pela portaria nº 9 de 21 de janeiro de 2000 e indicadas na **figura 8**.



**Figura 8** - Classificação das reservas pela ANP  
 Fonte: Portaria n.º 09/2000, da ANP.

### 3.5.7 CONCEITOS DA PETROBRAS

A Petróleo Brasileiro S. A (Petrobras) é uma sociedade de economia mista criada de acordo com a Lei n.º 2.004 (com vigência a partir de 3 de outubro de 1953). As sociedades de economia mista no Brasil são sociedades anônimas criadas por lei especial, cuja maioria do capital com direito de voto deve ser detida pela União, por um estado ou município. A Petrobras é controlada pela União Federal, contudo, as ações ordinárias e preferenciais são negociadas em bolsa, portanto fiscalizadas pela CVM.

A CVM, órgão vinculado ao Ministério da Fazenda, fiscaliza as empresas com ações negociadas em Bolsa de Valores, obrigando as mesmas a certos procedimentos, objetivando o estabelecimento de regras apropriadas quanto ao

tratamento das informações apresentadas; no caso da Petrobras, acerca das estimativas de reservas de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural). Para isto é assinado um termo de compromisso entre o Presidente da CVM e dois Diretores da Petrobras (Financeiro e Exploração e Produção), onde deve constar as seguintes informações:

- A. enunciado das políticas adotadas pela Petrobras no que se refere às estimativas de reservas de hidrocarbonetos (reservas);
- B. procedimento interno e cronograma anual de divulgação das estimativas de reservas pela Petrobras;
- C. glossário com as definições de termos amplamente utilizados na indústria petrolífera, facilitando o entendimento do processo de exploração e produção e das estimativas de reservas;
- D. padronização das unidades de medida – ou fatores de conversão – adotados para líquidos e gases;
- E. critérios para estimativas de reservas:
  - E.1) segundo a *U.S. Securities and Exchange Commission-SEC*;
  - E.2) segundo a *Society of Petroleum Engineers/World Petroleum Congress/American Association of Petroleum Geologists-SPE/WPC/AAPG*
- F. metodologia para estimativa de reservas;
- G. definição dos diversos indicadores associados às reservas;
- H. referência à legislação aplicável às estimativas de reservas nos países em que a Petrobras atua;
- I. sistema interno de aprovações e limites à circulação e divulgação de informações sobre as estimativas de reservas de hidrocarbonetos, interna e externamente.

Concluído o referido documento, o mesmo é submetido à CVM, para as considerações que esta Autarquia julgar cabíveis e a seguir fazer com que seja

adotado pela Companhia e divulgado ao mercado em espaço apropriado no endereço da Petrobras na Rede Mundial de Computadores (*website*).

As demonstrações financeiras são publicadas em reais , de acordo com os princípios contábeis exigidos pela legislação societária brasileira e pela regulamentação promulgada pela CVM.

Além do Relatório Anual que a Petrobras apresenta à CVM, é apresentado um outro relatório anual chamado *Form 20-F*, junto à SEC, órgão americano que tem funções semelhantes às da CVM.

O *Form 20-F* contém as demonstrações financeiras consolidadas auditadas da Petrobras e das subsidiárias consolidadas de cada um dos três últimos anos no período encerrado em 31 de dezembro. As respectivas notas explicativas contidas neste relatório anual são apresentadas em dólares norte-americanos e elaboradas de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos (*U.S. GAAP*<sup>4</sup>), que diferem em aspectos significativos, dos princípios adotados no Brasil.

Deve ser observado em termos da legislação societária brasileira, que a empresa é obrigada a mudar de firma de auditoria a cada cinco anos e de realizar licitações para a contratação de auditores<sup>5</sup>.

No relatório elaborado para a SEC, constam declarações que alertam para os riscos e incertezas, fazendo com que os resultados efetivos venham a diferir das estimativas e projeções. É chamada a atenção para o seguinte fato: “incertezas inerentes ao cálculo das reservas estimadas”.

As reservas são calculadas de acordo com as definições técnicas exigidas pela Comissão de Valores Mobiliários norte-americano, ou SEC. A empresa *DeGolyer & Macnaughton* forneceu as estimativas da maioria das reservas da

---

<sup>4</sup> US GAAP - Princípios de contabilidade geralmente aceitos nos Estados Unidos

<sup>5</sup> Desde junho de 2003, os profissionais da *Ernst & Young* Auditores Independentes S/S atuaram como consultores independentes e auditaram as demonstrações financeiras da Petrobras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2005, 2004 e 2003. Os profissionais da *PricewaterhouseCoopers* Auditores Independentes auditaram as demonstrações financeiras referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001.



Petrobras até 31 de dezembro de 2005, certificando 90,6% das reservas provadas domésticas de petróleo.

Consta ainda do relatório *Form 20-F* (Petrobrás, 2006a) os critérios das reservas nos órgãos competentes, destacando-se o seguinte:

Além disso, fizemos o registro das estimativas de reserva de petróleo e gás junto às autoridades governamentais na maioria dos países onde operamos. Em 16 de janeiro de 2006, registramos na ANP as estimativas de reserva do Brasil, em conformidade com as normativas brasileiras, totalizando 11,36 bilhões de barris de petróleo bruto e LGN, e 11.206,57 bilhões de pés cúbicos de gás natural. As estimativas de reserva que registramos junto à ANP e aquelas fornecidas no presente documento diferem em mais de cinco por cento. Esta diferença resulta (1) da exigência da ANP de que as reservas provadas sejam estimadas através do abandono técnico dos poços de produção, ao invés de limitar a estimativa de reservas à vida de nossos contratos de concessão, conforme o exige a Norma 4-10 do Regulamento S-X e (2) do critério técnico diferente para registrar reservas provadas, incluindo o uso de dados sísmicos 3-D para estabelecer as reservas provadas no Brasil. Registramos também as estimativas de reserva das nossas operações internacionais junto às diversas agências governamentais, conforme as diretrizes da SPE. A soma das estimativas de reserva das nossas operações internacionais, conforme as diretrizes da SPE, equivale a 0,96 bilhão de barris de petróleo bruto e LGN, e 4.355 bilhões de pés cúbicos de gás natural, o qual difere em aproximadamente 40% das reservas estimadas fornecidas no presente documento por causa das diretrizes técnicas diferentes da SPE que permitem (1) o registro das reservas na Bolívia além da vida de certos contratos de venda de gás, e (2) o registro de reservas na Nigéria, baseadas em dados sísmicos 3-D e em certas técnicas de recuperação de petróleo, como por exemplo a injeção de fluido, sem efetuar os testes do projeto piloto.

Segundo o Relatório Anual da Petrobras (PETROBRAS, 2005), o arquivamento do Relatório Anual *Form 20-F* deve ser acompanhado de certificações assinadas pelo Presidente e pelo Diretor Financeiro, ambos sendo responsáveis pela elaboração e manutenção dos controles e procedimentos de divulgação de Informações. Entre os nove membros do Conselho de Administração, dois são especialistas financeiros.

Está ainda registrado no relatório da Petrobras *Form 20-F* e enviado à SEC, os seguintes conceitos de reservas:

- **reservas provadas** - reservas provadas de petróleo e gás são os volumes estimados de petróleo bruto; gás natural e líquidos de gás natural, cujos dados geológicos e de engenharia demonstrem com razoável grau de certeza, para serem exploradas em anos futuros a partir de reservatórios conhecidos, sob condições econômicas e operacionais existentes, ou seja, com preços e custos da data da estimativa. Os preços levam em consideração apenas as alterações nos preços contratualmente previstos, mas não reajustes baseados em condições futuras.
- **reservas provadas desenvolvidas** - as reservas provadas desenvolvidas são reservas que poderão ser exploradas por meio de poços existentes com equipamentos e métodos operacionais existentes. Aqui se incluem os volumes adicionais esperados de petróleo e gás que serão obtidos através do emprego de injeção fluida ou outras técnicas de recuperação aperfeiçoadas para incrementar as forças e mecanismos naturais de recuperação primária, apenas depois de testados por um projeto piloto ou depois da operação de um programa instalado confirmado através da resposta na produção que o aumento de recuperação seja alcançado.
- **reservas provadas não desenvolvidas** - reservas provadas não desenvolvidas são reservas que esperam ser exploradas a partir de novos poços localizados em áreas não perfuradas, ou a partir de poços

existentes que requerem despesas relativamente maiores para que sejam reexplorados. Não inclui reservas nas quais poderá ser empregada a técnica de injeção fluida ou outra técnica de recuperação mais aperfeiçoada, somente quando tais técnicas tenham se mostrado eficazes por meio de testes efetivos na área e no mesmo reservatório. As reservas provadas não desenvolvidas limitam-se às unidades quando esta puder ser comprovada com razoável grau de certeza à época da perfuração. As reservas provadas de outras unidades em áreas não perfuradas são exploradas apenas quando ficar demonstrado que poderá haver continuidade de produção.

Em 31 de dezembro de 2005, as reservas provadas desenvolvidas de petróleo bruto da Petrobras representavam 45,0% da totalidade das reservas provadas de petróleo bruto desenvolvidas e não desenvolvidas.

Registra-se que a Petrobras utilizava critério próprio, mais conservador, até 1996, quando passou a divulgar as reservas pelos critérios da *SPE* (REIS, FADIGAS & CARVALHO, 2005).

### 3.5.8 RESUMO DOS CONCEITOS UTILIZADOS

Os diversos conceitos apresentados para reservas de petróleo, podem ser resumidos da seguinte forma:

**Tabela 1** – Correlação entre os conceitos de reservas utilizados

ANP	Tem como referência o critério da SPE/WPC/AAPG.
NPD	Utiliza como referência o critério da SPE.
ONU / UNFC	60 países utilizam este conceito, tendo como referência o critério da SPE/WPC/AAPG para o Petróleo.
PETROBRAS	Utiliza o critério da SPE/WPC/AAPG e como empresa que tem ações na Bolsa de Valores de Nova York, utiliza também o critério da SEC.
SEC	Utilizado pelas empresas nos Estados Unidos que possuem ações na Bolsa de Valores.
SPE/WPC/AAPG	Utilizado nos Estados Unidos e outros países.

Das diversas classificações e conceitos apresentados nesta tese, destaca-se as da SPE/WPC/AAPG, que serve como padrão internacional, utilizada pelas empresas petrolíferas de diversos países, sendo que a quantificação das reservas provadas é a mais utilizada e divulgada na indústria do petróleo. A SEC considera apenas as reservas provadas nas suas avaliações das empresas com ações negociadas nas Bolsas de Valores, como as de Nova York, Chicago, dentre outras.

## 3.6 RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO

### 3.6.1 RESERVAS MUNDIAIS DE PETRÓLEO DOS PRINCIPAIS PAÍSES

A estimativa das reservas de petróleo é um tanto subjetiva, comumente uma prática criativa, nem sempre guiada por fatos.

Observa-se em âmbito mundial que nem sempre é claro o significado dos termos utilizados para publicação das várias espécies de reservas de petróleo, como acontece em diferentes países ou regiões de ocorrências de petróleo. Entretanto, nos Estados Unidos e alguns outros países o uso do termo “**reservas provadas**” é o mais comum. No Brasil, o termo é utilizado comumente, tendo por referência o conceito da *SPE/WPC/AAPG*.

A **tabela 2** apresenta a evolução das reservas provadas dos principais países produtores, abrangendo o período de 1980-2005. No período analisado, as reservas mundiais cresceram 79,22%, tendo contribuído para este crescimento o aumento acentuado das reservas das Américas do Sul e Central com 284,76%, Oriente Médio com 104,75% e África com 114,45%. Nas Américas do Sul e Central destacam-se o crescimento das reservas do Brasil, com 740,86%, e da Venezuela com 308,87%. Por outro lado, observa-se um decréscimo nas reservas dos Estados Unidos e do México, com quedas de 19,73% e 69,07%, respectivamente.

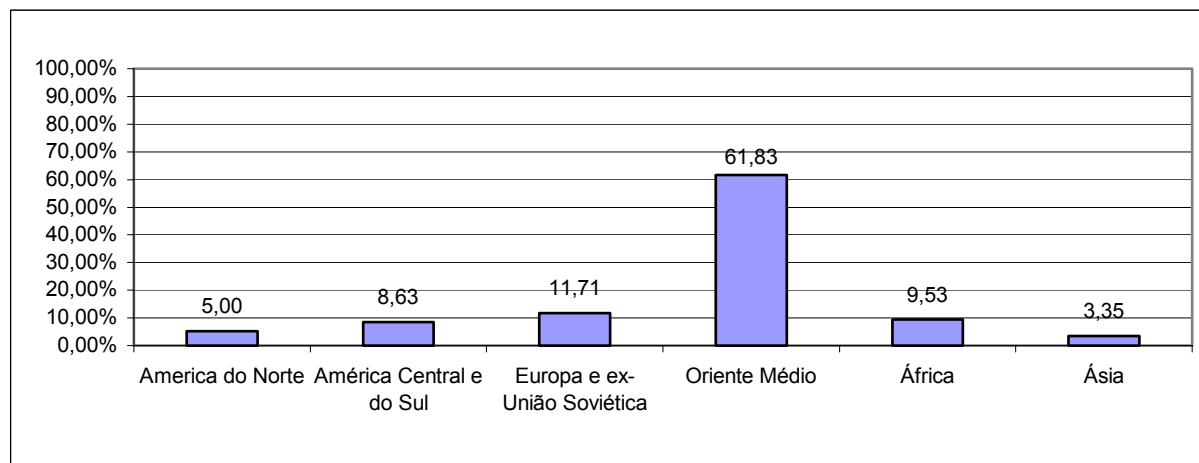
Outro ponto a observar na **tabela 2**, é a concentração das reservas no Oriente Médio, que detém cerca de 61,83% (**gráfico 4**) do total das reservas mundiais. Verifica-se que a distribuição geográfica não é uniforme, pois se forem somadas as reservas do Oriente Médio às da Venezuela, Rússia, Líbia e Nigéria, a concentração chega a 80,93%.

**Tabela 2 - Reservas provadas de petróleo, segundo regiões geográficas, países e blocos econômicos 1980-2005**

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Reservas provadas de petróleo (bilhões barris)										05/80 %
	1980	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
<b>Total</b>	<b>669,6</b>	<b>1.015,8</b>	<b>1.050,3</b>	<b>1.069,0</b>	<b>1.093,3</b>	<b>1.108,8</b>	<b>1.140,1</b>	<b>1.148,3</b>	<b>1.192,3</b>	<b>1.200,0</b>	<b>79,22</b>
<b>América do Norte</b>	<b>89,4</b>	<b>96,3</b>	<b>72,1</b>	<b>76,2</b>	<b>75,6</b>	<b>73,7</b>	<b>65,5</b>	<b>62,2</b>	<b>60,6</b>	<b>59,5</b>	<b>-33,48</b>
Canadá	8,7	11,2	15,1	18,3	18,3	17,8	17,6	16,8	16,5	16,5	89,66
Estados Unidos	36,5	33,8	28,6	29,7	30,4	30,4	30,7	29,4	29,3	29,3	-19,73
México	44,2	51,3	28,4	28,3	26,9	25,4	17,2	16,0	14,8	13,7	-69,07
<b>Américas Central e do Sul</b>	<b>26,9</b>	<b>72,3</b>	<b>94,0</b>	<b>96,1</b>	<b>95,8</b>	<b>99,9</b>	<b>100,6</b>	<b>101,4</b>	<b>103,8</b>	<b>103,5</b>	<b>284,76</b>
Brasil <sup>1</sup>	1,4	4,5	7,4	8,2	8,5	8,5	9,8	10,6	11,2	11,8	740,86
Venezuela	19,5	60,1	76,1	76,8	76,8	77,7	77,3	77,2	79,7	79,7	308,87
Outros	6,0	7,7	10,5	11,1	10,5	13,7	13,5	13,6	12,8	12,0	100,00
<b>Europa e ex-União Soviética</b>	<b>98,2</b>	<b>80,0</b>	<b>93,8</b>	<b>96,1</b>	<b>96,8</b>	<b>100,7</b>	<b>105,8</b>	<b>109,3</b>	<b>139,3</b>	<b>140,5</b>	<b>43,10</b>
Noruega	3,6	8,3	11,6	10,9	11,3	11,6	10,4	10,1	9,7	9,7	169,20
Rússia	.	.	56,0	59,2	59,6	63,2	68,5	72,5	72,4	74,4	32,92
Outros	94,6	71,7	26,2	26,0	25,8	25,9	26,9	26,7	57,2	56,4	-40,38
<b>Oriente Médio</b>	<b>362,4</b>	<b>657,7</b>	<b>673,8</b>	<b>674,8</b>	<b>690,6</b>	<b>695,3</b>	<b>726,8</b>	<b>729,2</b>	<b>735,8</b>	<b>742,0</b>	<b>104,75</b>
Arábia Saudita	168,0	260,3	261,5	262,8	262,8	262,7	262,8	262,7	264,3	264,2	57,27
Emirados Árabes Unidos	30,4	98,1	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	221,71
Irã	58,3	92,9	93,7	93,1	99,5	99,1	130,7	133,3	132,7	137,5	135,83
Iraque	30,0	100,0	112,5	112,5	112,5	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	283,33
Kuwait	67,9	97,0	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	96,5	42,12
Outros	7,8	9,4	11,8	12,1	21,5	24,2	24,0	23,9	29,4	31,0	297,44
<b>África</b>	<b>53,3</b>	<b>58,7</b>	<b>76,6</b>	<b>84,7</b>	<b>93,4</b>	<b>96,8</b>	<b>101,7</b>	<b>106,3</b>	<b>112,8</b>	<b>114,3</b>	<b>114,45</b>
Argélia	8,2	9,2	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,8	11,8	12,2	48,78
Líbia	20,3	22,8	29,5	29,5	36,0	36,0	36,0	39,1	39,1	39,1	92,74
Nigéria	16,7	17,1	22,5	29,0	29,0	31,5	34,3	35,3	35,9	35,9	114,83
Outros	8,1	9,6	13,3	14,9	17,1	18,0	20,0	20,1	26,0	27,1	234,57
<b>Ásia-Pacífico</b>	<b>39,4</b>	<b>50,8</b>	<b>40,0</b>	<b>41,0</b>	<b>41,0</b>	<b>42,5</b>	<b>39,8</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,2</b>	<b>2,13</b>
China	19,0	30,8	17,4	17,8	17,9	18,3	16,0	16,0	16,0	16,0	-15,59
Outros	20,4	20,0	22,6	23,2	23,1	24,2	23,8	24,0	24,0	24,2	18,63
<b>Total OPEP</b>	<b>435,2</b>	<b>776,5</b>	<b>810,3</b>	<b>818,2</b>	<b>840,5</b>	<b>847,9</b>	<b>881,7</b>	<b>890,7</b>	<b>897,4</b>	<b>902,4</b>	<b>107,36</b>
<b>Total não-OPEP</b>	<b>234,4</b>	<b>239,3</b>	<b>240,1</b>	<b>250,7</b>	<b>252,7</b>	<b>260,9</b>	<b>258,5</b>	<b>257,6</b>	<b>294,9</b>	<b>297,6</b>	<b>26,96</b>

Fonte: BP, 2006; ANP, 2006.

Nota: 1) Reservas em 31/12 dos anos de referência. Inclui condensado.



**Gráfico 2** - Concentração das reservas provadas mundiais - 2005

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 2.

Analisando os dados grupados por países, verifica-se nas **tabelas 2 e 3**, o crescimento mais acentuado das reservas da OPEP de 107,36% contra 79,2% das reservas totais mundiais. Em termos de percentuais do total, as reservas da OPEP passaram de 65% para 75% das reservas mundiais. Ao se examinar o período 1990-2005, o crescimento foi de apenas 16%, mantendo-se praticamente estável a participação da OPEP, em relação ao mundo.

**Tabela 3** - Participação da OPEP<sup>6</sup> nas reservas totais mundiais - bilhões de barris

Anos	OPEP	Mundo	
	(a)	(b)	(a/b)
1980	435,2	669,6	65%
1990	776,5	1.015,8	76%
1997	806,0	1.053,0	77%
1998	810,3	1.066,4	76%
1999	818,2	1.083,4	76%
2000	840,5	1.106,1	76%
2001	847,9	1.114,3	76%
2002	881,6	1.146,3	77%
2003	882,0	1.147,8	77%
2004	890,3	1.188,7	75%
2005	902,4	1.200,0	75%

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 2.

## 3.7 CAMPOS GIGANTES DE PETRÓLEO NO MUNDO

### 3.7.1 CONCEITOS DE CAMPO GIGANTE

Diversos estudos sobre campos gigantes têm sido publicados, alertando para o problema da exaustão das reservas de petróleo e gás. As grandes descobertas do passado e as atuais descobertas estão associadas a uma possível exaustão das reservas, permitindo algumas considerações sobre o assunto.

Desta forma, procura-se relacionar as descobertas dos campos gigantes e a tendência das reservas no futuro.

Atualmente são registrados no mundo 877 campos gigantes de petróleo de acordo com Robelius (2005). É importante destacar que esses 877 campos gigantes representam estimativas de 67% das reservas de petróleo no mundo,

<sup>6</sup> OPEP- Organização dos Países Exportadores de Petróleo: Irã, Iraque, Kuwait, Qatar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Argélia, Indonésia, Líbia, Nigéria e Venezuela.



grupados em 27 regiões, ou cerca de 30% da superfície do globo terrestre. Nesta relação de campos gigantes constam 9 (nove) campos de petróleo e 2 (dois) de gás, no Brasil.

O conceito de campo gigante está definido no trabalho “ *Giant Oil Fields of the World*”, apresentado por Robelius (*op.cit.*), que considera um campo gigante, aquele com última estimativa recuperável de óleo maior do que 500 milhões de barris. Outros importantes parâmetros foram considerados, como o número de campos, última reserva recuperável (URR) e a produção diária.

Uma outra abordagem mais completa sobre campos gigantes foi definida por Halbouty (2003), que considera:

- 1) campo gigante de óleo: > de 500 milhões de bbl<sup>7</sup> óleo recuperável;
- 2) campo gigante de gás > 3 tcf<sup>8</sup> de gás recuperável.

Esta classificação se aplica ao Brasil, pois os campos Albacora Leste, Roncador, e 1-RJS-539, foram considerados gigantes (**tabela 4**).

### 3.7.2 CAMPOS GIGANTES NO PERÍODO DE 1917 A 2000

As descobertas dos campos gigantes são distribuídos no tempo de forma irregular, conforme apresentado por Robelius (2005), com os 18 maiores campos gigantes tendo sido descobertos no período de 1917 a 1976. Verifica-se na **tabela 4**, que as grandes descobertas ocorreram nas décadas de 1930, 1950 e 1960, ocorrendo o pico das descobertas na década de 1940, sendo que a partir desta década atual (2000) não ocorreram descobertas com o mesmo nível de reservas das anteriores.

---

<sup>7</sup> barril

<sup>8</sup> trilhões de pés cúbicos

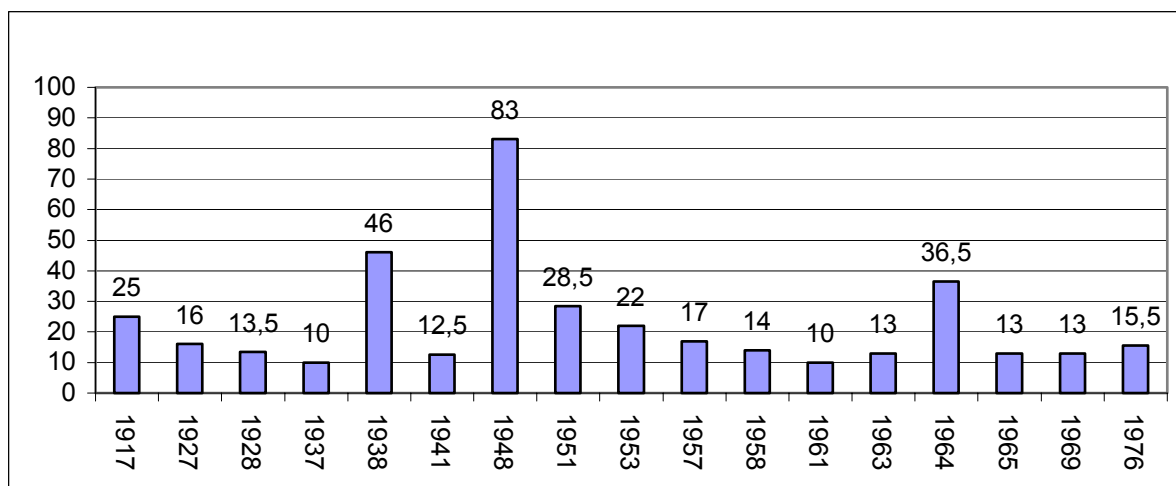
**Tabela 4** - 18 Maiores campos gigantes de petróleo no mundo - 1917-1976

País	Nome Dos Campos	Ano Da Descoberta	Intervalo URR (Gb)(1)	Intervalo Médio URR (Gb) (1)
Venezuela	Bolivar Coastal	1917	14-36	25
Iraque	Kirkuk	1927	16	16
Irã	Gashsaran	1928	12-15	13,5
Iran	Agha Jarí	1937	6-14	10
Kuwait	Burgan Grater	1938	32-60	46
Arábia Saudita	Abqaiq	1941	10-15	12,5
Arábia Saudita	Ghawar	1948	66-100	83
Arábia Saudita	Safariya	1951	21-36	28,5
Iraque	Rumalia N&S	1953	22	22
Arábia Saudita	Manifa	1957	17	17
Irã	Ahwaz	1958	13-15	14
Rússia	Samotlor	1961	6-14	10
Irã	Marun	1963	12-14	13
Arábia Saudita	Berri	1964	10-25	17,5
Abu Dhabi	Zakun	1964	17-21	19
Arábia Saudita	Zuluf	1965	12-14	13
Alaska	Prudhoe Bay	1969	13	13
México	Cantarell Complex	1976	11-20	15,5
Total				388,5

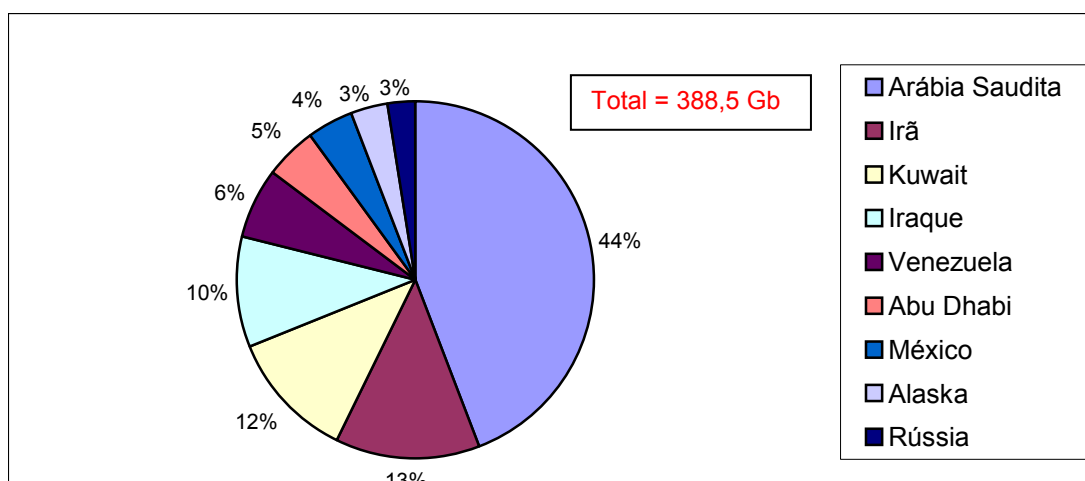
Fonte: Robelius, (2005), adaptado.

Nota: (1) Giga barril

Analisando os dados da **tabela 4**, verifica-se que o montante médio das descobertas totalizaram 388,5 Gb, sendo que o Oriente Médio, que inclui Arábia Saudita, Kuwait, Iraque e Irã, deteve cerca de 78,7% das reservas, seguido de países isolados como Venezuela, Abu Dhabi, México, Rússia e Estados Unidos (Alaska), com 21,3% restantes. Quanto ao número de campos descobertos, a Arábia Saudita aparece com 6 campos, o Irã com 4 campos, o Iraque com 2 campos e os outros países com 1 campo cada um. A descoberta do maior campo de petróleo ocorreu em 1948 (Campo de Ghawar, na Arábia Saudita). A incerteza na descoberta de campos gigantes é uma das características da indústria do petróleo, podendo ocorrer ou não novas descobertas nas diversas regiões do mundo, com volumes e grau API diferentes. Para maior visualização da situação dos 18 campos descobertos, os mesmos estão listados nos **gráficos 3 e 4**.



**Gráfico 3** - Descobertas de campos gigantes de petróleo - (1917-1976) Gb (URR) – Média  
 Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 4.



**Gráfico 4** - Campos gigantes descobertos de petróleo por países -1917-1976  
 Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 4.

Halbouty (2003), destaca que, durante a década de 1990, foram descobertos 37 campos gigantes de óleo e 40 campos gigantes de gás, que estão relacionados a seguir.

**Tabela 5** - Campos gigantes descobertos de petróleo no mundo e no tempo - década de 1990

Países	Nome do campo	Província Sedimentar Bacias	Ano da descoberta	Milhões Boe
Arábia Saudita	Hazmiyah	Central Arabian	1990	750
	Raghib	Central Arabian	1990	603
Kuwait	Abdalli	Mesopotamian Foredeep	1990	525
México	Zaap	Não disponível	1990	638
Nigéria	Amenam-Kpono	Niger Delta	1990	667
Noruega	Grane	Não disponível	1991	700
	Norne	Não disponível	1991	553
Colômbia	Cusiana	Llanos	1992	2.258
Brasil	Albacora Leste	Campos	1993	818
Colômbia	Cupiagua	Llanos	1993	750
Argélia	El Biar	Trias-Ghadames	1994	567
	Orhoud	Trias-Ghadames	1994	1.213
Irã	Khesht	Zagros FoldBelt	1994	780
Argélia	Hasi berkine Sud	Trias-Ghadames	1995	908
Nigéria	Bonga	Niger Delta	1995	904
Angola	Girassolw	West-Central Coastal	1996	742
Arábia Saudita	Abu Shadad	Central Arabian	1996	617
Brasil	Roncador	Campos	1996	3.050
Indonésia	W Seno complex	Kutei	1996	553
Angola	Dália	West-Central Coastal	1997	894
	Kuito	West-Central Coastal	1997	808
	Landana	West-Central Coastal	1997	500
Libya	Elephant	Murzuk	1997	768
Angola	Benguela	West-Central Coastal	1998	750
Angola	Hungo	West-Central Coastal	1998	575
	Rosa	West-Central Coastal	1998	521
Nigéria	Agbami	Niger Delta	1998	1.000
	Ukot	Niger Delta	1998	600
Noruega	Skarv-Idun	Não disponível	1998	517
Brasil	1 – RJS –539	Santos	1999	650
Estados Unidos	Crazy Horse	Golfo do México	1999	2.000
	Mad Dog	Golfo do México	1999	600
China	Peng lai 19-3	Bohaiwan	1999	517
Guiné Equatorial	Ceiba	West-central Coastal	1999	500
Irã	Azadegan	Mesopotamian Foredeep	1999	6.000
México	Sihil	Não disponível	1999	1.164
Nigéria	Eerha	Niger Delta	1999	850

Fonte: Robelius, 2005.

Os maiores campos descobertos acima de 1 bilhão de boe apontados na **tabela 5** em ordem decrescente de reservas, foram: *Azadegan* (Irã), *Roncador*

(Brasil), *Cusiana* (Colômbia), *Crazy Horse* (Estados Unidos), *Orhoud* ( Argélia) e *Sihil* (México).

Com relação aos 40 campos gigantes de gás, o trabalho de Robelius (2005) não faz menção às descobertas no Brasil, por já ter sido publicado em 2003.

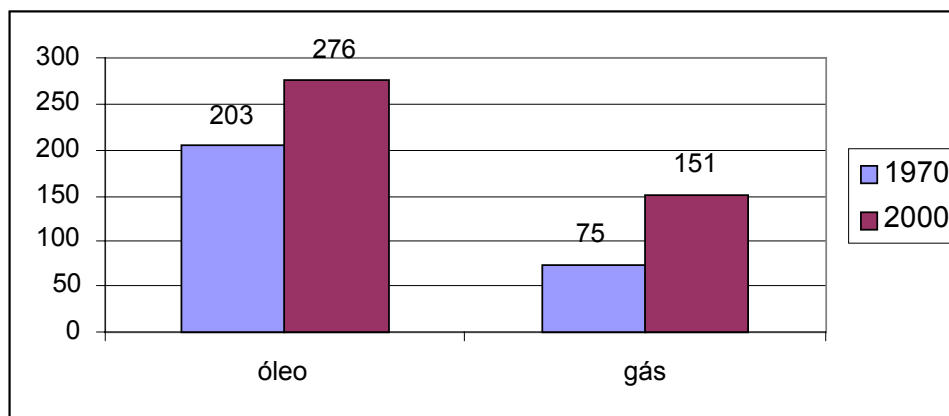
Em 2006, foi descoberto em blocos exploratórios o campo de Papa-Terra, na Bacia de Campos (RJ), com reservas provadas de petróleo de respectivamente, 882 milhões de boe (critério SPE) e 682 milhões de boe (critério SEC), sendo incorporadas ao total das reservas provadas brasileiras. Segundo a classificação definida, este campo é considerado gigante, sendo descoberto em águas profundas na Bacia de Campos (RJ).

Devido ao avanço da tecnologia, há uma clara tendência de descoberta de campos gigantes em águas profundas, em termos mundiais. Durante a década de 1990, vários campos gigantes foram descobertos, destacando-se:

- Roncador, Brasil;
- *Ália, Kuito, Benguela, Girassol, Hungro, Rosa e Landana*, Angola;
- *Crazy Horse and Mad Dog*, Golfo do México, Estados Unidos;
- *West Seno Complex*, Indonésia (incluído entre os 40 campos gigantes de gás);
- *Chrysaor-Dionysius*, Austrália (incluído entre os 40 campos gigantes de gás);
- *Ormen Lange*, Noruega (incluído entre os 40 campos gigantes de gás);
- *Malampaya*, Filipinas (incluído entre os 40 campos gigantes de gás) e
- *Ledovoye*, Rússia (incluído entre os 40 campos gigantes de gás).

Na exploração do campo de petróleo ocorre sempre a associação do gás com o petróleo, indicando a necessidade de separação. Nos campos gigantes de petróleo, há presença em grande percentagem de campos de gás.

Segundo Halbouty (2003), durante 30 anos de estudos dos campos gigantes documentados pela *AAPG Memoirs*, tem se verificado mudanças, como demonstrado através do **gráfico 5**.



**Gráfico 5** - Número de campos gigantes - petróleo e gás - comparativo em 30 anos  
Fonte: Halbouty, 2003, adaptado.

Observa-se no **gráfico 5** um aumento de 53% no número de campos gigantes em 30 anos. Quando se compara ocorre um aumento maior nas descobertas de gás de 101,3%, contra 36% nas descobertas de óleo. Halbouty (2003) afirma que esta tendência continuará no século 21, sendo verificado que cada 8 (oito) campos gigantes a serem descobertos, 7 (sete) serão de gás.

Robelius (2005), no trabalho "*Giant Oil Fields of the World*", onde a situação dos campos gigantes foi analisada, apresenta as seguintes conclusões:

- 1) Em 1985, 15 campos tinham a capacidade de produzir mais do que 1.000.000b/d;
- 2) Em 2005, somente 4 (quatro) campos podem produzir mais de 1.000.000 b/d:
  - 1) *Ghawar* na Arábia Saudita, descoberto em 1948;
  - 2) *Kirkuk*, no Iraque, descoberto em 1927;
  - 3) *Burgan Greater*, no Kuwait, descoberto em 1938;
  - 4) *Cantareli*, no México, descoberto em 1976;

- 3) as regiões produtoras terão um pico de produção( ver em 4.4);
- 4) o Oriente Médio será um fator chave (ver em 4);
- 5) os novos campos gigantes estão ficando menores, em tamanho e em quantidade e
- 6) quando ocorrerá o pico? Depende da demanda por óleo, o futuro da exploração e o declínio da produção dos campos gigantes. O autor prevê na sua opinião que o pico acontecerá por volta de 2010.

Registra-se que as descobertas de campos gigantes de petróleo dependem de fatores, como: condições geológicas, tecnológicas, econômicas e investimentos em exploração e produção.

Uma abordagem mais detalhada sobre o pico de produção é encontrada no capítulo Produção. Para maior aprofundamento e esclarecimentos sobre o assunto, deve-se consultar a *Association for the Study of Peak Oil&Gás (ASPO)* e *The Oil Depletion Analysis Centre*. Segundo a previsão da ASPO, o pico da produção acontecerá por volta de 2010, idêntica a de Robelius (*op.cit.*).

### 3.8 RESERVAS BRASILEIRAS DE PETRÓLEO

As reservas provadas brasileiras estão indicadas na **tabela 6**, com a evolução para o período de 1996-2005.

**Tabela 6 - Reservas provadas de petróleo, por localização (terra e mar), segundo unidades da federação- 1996-2005**

Unidades da Federação	Localização	Reservas provadas de petróleo (milhões b)										05/96 %
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
<b>Total</b>		<b>6.680,7</b>	<b>7.106,0</b>	<b>7.357,3</b>	<b>8.153,3</b>	<b>8.464,7</b>	<b>8.495,8</b>	<b>9.804,6</b>	<b>10.601,9</b>	<b>11.243,3</b>	<b>11.772,6</b>	<b>76,22</b>
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	<b>771,2</b>	<b>738,2</b>	<b>783,9</b>	<b>799,3</b>	<b>854,2</b>	<b>909,0</b>	<b>927,0</b>	<b>934,5</b>	<b>864,5</b>	<b>882,7</b>	<b>14,45</b>
	<b>Mar</b>	<b>5.909,5</b>	<b>6.367,8</b>	<b>6.573,4</b>	<b>7.354,1</b>	<b>7.610,5</b>	<b>7.586,8</b>	<b>8.877,6</b>	<b>9.667,4</b>	<b>10.378,8</b>	<b>10.890,0</b>	<b>84,28</b>
Amazonas	Terra	150,8	122,3	127,6	110,8	128,8	131,8	114,5	110,6	100,0	91,9	-39,03
Maranhão	Terra	-	0,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ceará	Terra	4,0	6,8	5,3	5,6	2,6	6,6	6,2	5,7	6,8	6,3	58,44
	Mar	44,5	45,9	65,0	114,9	90,7	64,7	70,0	67,1	70,1	71,3	60,22
Rio Grande do Norte	Terra	233,6	226,6	234,1	260,9	283,2	270,8	259,2	260,3	250,2	259,4	11,06
	Mar	63,4	61,0	59,3	66,8	65,4	68,7	69,8	71,6	67,4	80,7	27,27
Alagoas	Terra	20,9	21,6	12,6	12,0	9,3	12,8	12,1	11,4	10,9	11,8	-43,55
	Mar	2,6	2,4	2,8	3,7	2,1	1,4	1,3	1,4	1,6	1,2	-54,93
Sergipe	Terra	153,2	146,0	190,2	174,7	178,8	210,1	204,8	220,0	223,3	230,0	50,10
	Mar	34,1	42,2	31,4	27,9	36,7	27,9	27,9	21,1	36,1	37,8	10,66
Bahia	Terra	195,8	197,2	181,9	183,3	190,9	208,1	212,3	211,6	214,8	228,6	16,76
	Mar	10,2	9,5	10,9	6,4	19,7	12,0	2,9	2,2	2,3	2,3	-77,98
Espírito Santo	Terra	12,9	17,6	32,3	52,1	60,6	68,8	118,0	114,9	58,4	54,6	322,58
	Mar	1,3	0,8	0,5	0,6	3,4	6,2	499,8	609,7	1.205,6	1.126,1	88.094,66
Rio de Janeiro <sup>1</sup>	Mar	5.701,3	6.154,3	6.362,2	7.104,2	7.366,1	7.375,6	8.174,4	8.854,1	8.931,1	9.532,6	67,20
São Paulo	Mar	11,7	10,2	7,2	6,3	5,8	5,2	4,5	4,0	39,9	19,2	63,33
Paraná <sup>2</sup>	Mar	40,3	41,0	34,0	23,3	20,7	25,0	26,9	23,7	14,8	10,7	-73,46
Santa Catarina <sup>3</sup>	Mar	-	0,3	-	-	-	-	-	12,5	9,9	8,2	2.518,87

Fontes: ANP, 2006.

Notas: 1) Reservas em 31/12 dos anos de referência. Inclui condensado.



Os dados da **tabela 6** estão resumidos nas tabelas seguintes, objetivando uma análise mais detalhada das reservas dos Estados, mostrando a evolução, participação e comparações necessárias.

Na análise conjunta das reservas provadas brasileiras (**tabelas 6, 7 e 8**), é importante separar as reservas terrestres das situadas no mar, conforme indicado na **tabela 7**. No período analisado 1996-2005 observa-se um crescimento no total das reservas em terra de 14,45%, onde se destaca o crescimento das reservas do estado do Espírito Santo que passou de 12,9 milhões de barris para 54,6 milhões de barris, com crescimento de 322,58%. Em valores absolutos o estado do Rio Grande do Norte possui as maiores reservas em terra, com participação no total de 29,39%, em 2005.

As reservas provadas no mar apresentaram, no período, um crescimento de 84,28%, com destaque para o estado do Espírito Santo que passou de 1,3 milhão de barris em 1996 para 1.126,1 milhões de barris em 2005, com crescimento de 88.094,66%. Contribuiu para este aumento a descoberta do campo de Golfinho, em 2002. Em termos de quantidades absolutas, o Estado do Rio de Janeiro se destaca com as maiores reservas, contribuindo para o total com 87,53%, contra 10,34% do estado do Espírito Santo, em 2005. No caso do estado do Rio de Janeiro, tem contribuído para o aumento das reservas as descobertas da Bacia de Campos, como por exemplo: Caratinga (descoberto em janeiro de 1994), Roncador (descoberto em setembro de 1996), Jubarte (descoberto em janeiro de 2001) e Baleia Franca (descoberto em janeiro de 2004), além de outros campos descobertos anteriormente.

**Tabela 7 - Reservas provadas de petróleo no Brasil (milhões de barris)**

Estados	1996				2005			
	Mar	%	Terra	%	Mar	%	Terra	%
RJ	5.701,3	96,48%	0,0	0,00%	9.532,6	87,53%	0,0	0,0%
ES	1,3	0,02%	12,9	1,67%	1.126,1	10,34%	54,6	6,19%
CE	44,5	0,75%	4,0	0,52%	71,3	0,65%	6,3	0,71%
RN	63,4	1,07%	233,6	30,29%	80,7	0,74%	259,4	29,39%
SP	11,7	0,20%	0,0	0,00%	19,2	0,18%	0,0	0,00%
SE	34,1	0,58%	153,2	19,87%	37,8	0,35%	230,0	26,06%
PR	40,3	0,68%	0,0	0,00%	10,7	0,10%	0,0	0,00%
SC	0,0	0,00%	0,0	0,00%	8,2	0,08%	0,0	0,00%
BA	10,2	0,17%	195,8	25,39%	2,3	0,02%	228,6	25,90%
AL	2,6	0,04%	20,9	2,71%	1,2	0,01%	11,8	1,34%
AM	0,0	0,00%	150,8	19,55%	0,0	0,00%	91,9	10,41%
TOTAL	5.909,4	100,00%	771,2	100,00%	10.890,1	100,00%	882,6	100,00%

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 6.

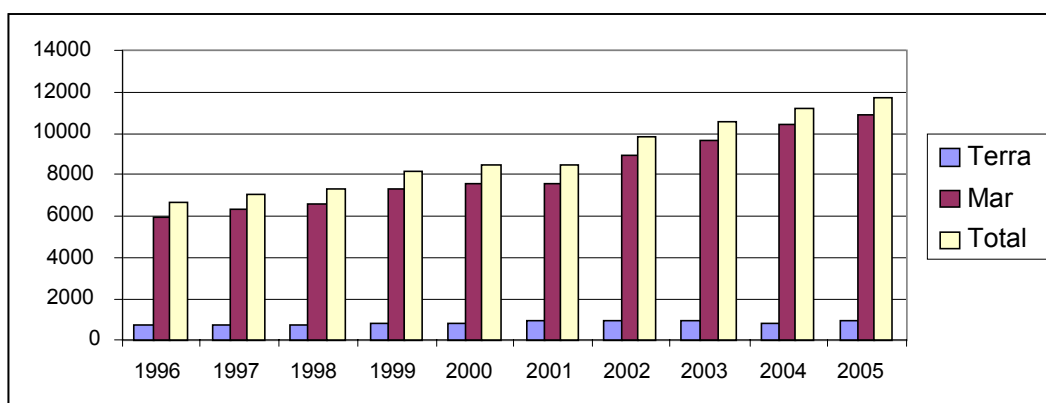
A queda de participação no total das reservas pelo estado do Rio de Janeiro, no período deve-se ao aumento da participação do estado do Espírito Santo (**tabela 8**).

Na comparação das reservas provadas em terra e mar, indicada na **tabela 8**, observa-se o avanço das descobertas no mar, chegando a representar 92,50% do total em 2005, contra 7,50% em terra. Registra-se que os maiores investimentos da Petrobras têm sido direcionados à busca de petróleo no mar, principalmente na Bacia de Campos (RJ). Uma ampliação dos investimentos com aumento de 75%, representado por R\$3,5 bilhões, no período de 2002-2005, quando comparado com o período de 1998-2001.

**Tabela 8 - Total das reservas provadas de petróleo no Brasil (terra e mar) ( milhões de barris)**

Anos	Terra	Mar	Total	Participação (%)	
	(a)	(b)	(c)	(a/c)	(b/c)
1996	771,2	5.909,50	6.680,70	11,54	88,46
1997	738,2	6.367,80	7.106,00	10,39	89,61
1998	783,9	6.573,40	7.357,30	10,65	89,35
1999	799,3	7.354,10	8.153,40	9,80	90,20
2000	854,2	7.610,50	8.464,70	10,09	89,91
2001	909	7.586,80	8.495,80	10,70	89,30
2002	927	8.877,60	9.804,60	9,45	90,55
2003	934,5	9.667,40	10.601,90	8,81	91,19
2004	864,4	10.378,80	11.243,20	7,69	92,31
2005	882,7	10.890,00	11.772,60	7,50	92,50

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 6.



**Gráfico 6 - Reservas provadas de petróleo no Brasil - (1996-2005) - milhões de barris)**  
Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 6

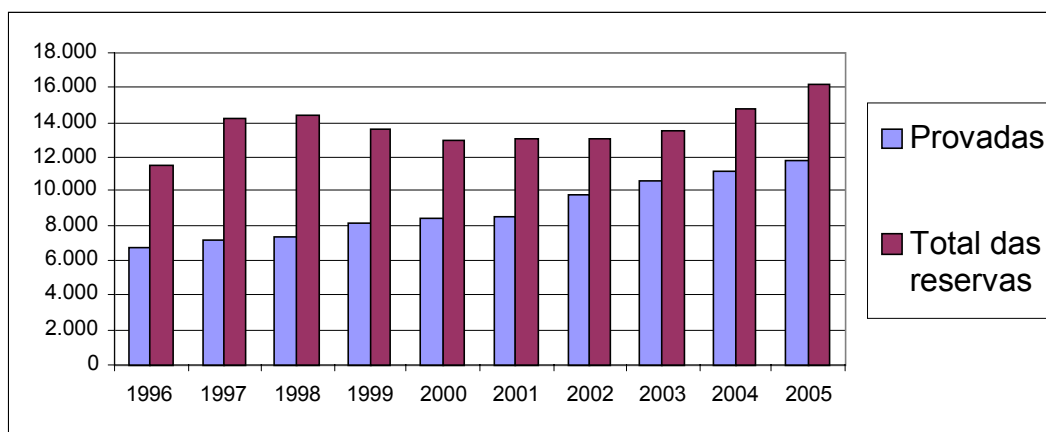
A comparação e a evolução das reservas provadas e o somatório das reservas (provadas + prováveis + possíveis) estão indicadas na **tabela 9** e visualizadas na **gráfico 7**, observando-se o crescimento contínuo das reservas provadas e descontínuo do total das reservas, devido aos conceitos adotados pela ANP/Petrobras, a partir de 1997.

**Tabela 9 - Reservas provadas e total das reservas de petróleo no Brasil (1) (milhões de barris)**

Anos	Provadas	Total das Reservas (1)
1996	6.680,7	11.592,5
1997	7.106,0	14.217,8
1998	7.357,3	14.440,5
1999	8.153,4	13.651,0
2000	8.464,7	12.961,3
2001	8.495,8	12.992,6
2002	9.804,6	13.075,8
2003	10.601,9	13.493,9
2004	11.243,2	14.768,4
2005	11.772,6	16.132,3

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 8.

Nota (1) -Reservas totais (soma das reservas provadas + prováveis + possíveis))



**Gráfico 7 – Reservas provadas e total das reservas de petróleo do Brasil 1996-2005 (milhões de barris)**

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 9.

### 3.9 CRITÉRIOS DE APROPRIAÇÃO DAS RESERVAS DA PETROBRAS

As reservas divulgadas pela Petrobras, em seu relatório para os acionistas, leva em consideração os conceitos baseados nos critérios da *SPE* e *SEC*, indicados anteriormente.

A diferença pode ser compreendida através das reservas provadas de petróleo e gás natural no Brasil e no exterior, segundo os critérios da *SPE* e da *SEC*, em 2005.

Em 31 de dezembro de 2005, as reservas provadas de óleo, condensado e gás natural, nos campos da Petrobras no Brasil, atingiram 13,232 bilhões de boe, segundo o critério *SPE*, também adotado pela ANP.

**Tabela 10 - Reservas provadas – SPE**

Reservas	Volume	%
Óleo + Condensado (bilhões de barris)	11,364	86
Gás natural (bilhões de m <sup>3</sup> )	296,941	14
Óleo equivalente (bilhões de boe)	13,232	100

Fonte: Petrobras, 2005.

Durante o ano de 2005, foram apropriados 882 milhões de boe às reservas provadas, contra uma produção acumulada de 673 milhões de boe, conforme desdobramento no quadro abaixo:

**Tabela 11 - Composição da reserva provada - SPE (milhões de boe)**

Reservas	Volume
a) Reserva provada em dezembro de 2004	13.023
b) Apropriação da reserva provada em 2005	882
c) Produção acumulada 2005	673
d) Variação anual (b – c)	209
Reserva provada em dezembro de 2005 ( a+d)	13.232

Fonte: Petrobras, 2005.

Para cada barril de óleo equivalente extraído no ano de 2005, foi apropriado 1,311 barris de óleo equivalente, resultando em um Índice de Reposição de Reservas (IRR)<sup>9</sup> de 131,1%. Pelo critério da SPE a relação Reserva-Produção (R/P) (conceito pág.66) ficou em 19,7 anos.

Os destaques, em termos de apropriação de reserva provada em 2005, foram:

- descobertas em blocos exploratórios: Papa -Terra, na Bacia de Campos; Uruguá e Tambaú, na Bacia de Santos; Canapu, na Bacia do Espírito Santo - mar; Inhambu, na Bacia do Espírito Santo - terra; Acauã, na Bacia do Rio Grande do Norte - mar; Anambé, na Bacia de Alagoas - Terra e Jandaia, na Bacia do Recôncavo- terra;
- descobertas em áreas de concessão de campos de produção (Ring-Fence): Marlim Leste (Área do MLL-14/20) na Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio de Janeiro UN-RIO e
- revisões em campos existentes em 2005, principalmente em Albacora Leste, na Unidade de Negócio de Exploração e Produção do Rio de Janeiro - UN-RIO e Marlim e Albacora, na Unidade de Negócio de Exploração e Produção da Bacia de Campos UN-BC.

<sup>9</sup> IRR - Índice explicado pela relação entre reservas apropriadas e produção acumulada no ano.

Segundo o critério SEC, as reservas provadas no Brasil, no último dia de 2005, foram de 10,578 bilhões de boe, que representa um acréscimo de 0,1% em relação à estimativa do ano anterior (10,569 bilhões de boe).

**Tabela 12 - Reservas provadas – SEC**

Reservas	Volume	%
Óleo + Condensado (bilhões de barris)	9.034	85
Gás natural (bilhões de m3)	245.465	15
Óleo equivalente (bilhões de boe)	10.578	100

Fonte: Petrobras, 2005.

Ainda o critério SEC, foram apropriados, durante o ano de 2005, 682 milhões de boe de reservas provadas contra uma produção de 673 milhões de boe, o que corresponde a um Índice de Reposição de Reservas - IRR de 101,3%, ou seja, para cada barril de óleo equivalente produzido, foram apropriados 1,013 barril. Por este mesmo critério a relação Reserva-Produção (R/P) ficou em 15,7anos.

**Tabela 13 - Composição da reserva provada -SEC (milhões de boe)**

Reservas	Volume
a) Reserva provada em dezembro de 2004	10.569
b) Apropriação da reserva provada em 2005	682
c) Produção acumulada 2005	673
d) Variação anual (b - c)	9
Reserva provada em dezembro de 2005 ( a + d)	10.578

Fonte: Petrobras, 2005.

As reservas no exterior<sup>10</sup> somam 1,22 bilhões de boe equivalente, totalizando com as do Brasil, 11,8 bilhões de boe pelo critério SEC.

<sup>10</sup> Argentina, Bolívia, Colômbia, Equador, Peru, Venezuela, mais Costa Ocidental da África e do Mar do Norte (este em 2001).

As principais diferenças entre as estimativas *SEC* e *ANP/SPE/WPC*, constam no Relatório Anual da Petrobras (PETROBRAS,2005) que indica basicamente que o critério *SEC* de contabilização das reservas não considera:

**a) volume provado de gás que ainda não tenha contratos de vendas assinados e**

**b) projetos em estágio inicial de desenvolvimento de produção.**

A diferença quantitativa entre os dois critérios pode ser visualizada através dos dados comparativos, onde se mostram as reservas provadas em bilhões de barris.

**Tabela 14** - Diferença entre as reservas provadas da ANP/SPE/WPC e SEC

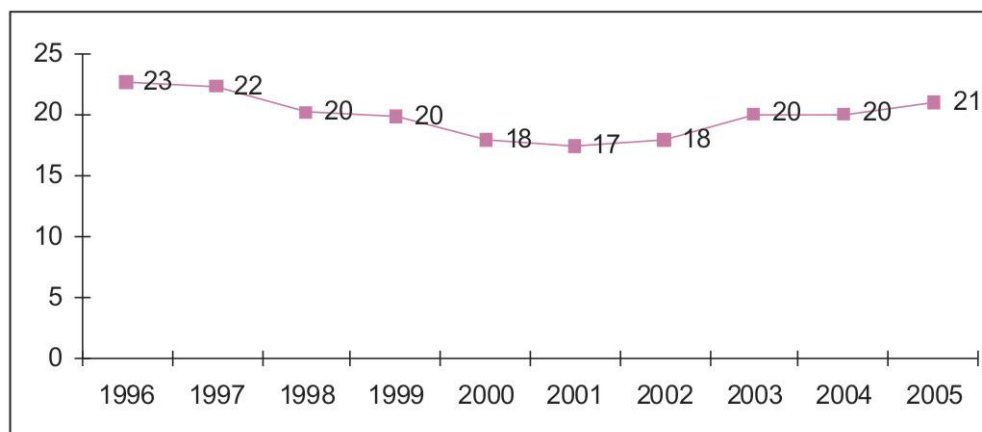
Anos/ Metodologias	ANP/SPE	SEC	Diferença	%
2004	13.023	10,569	2.454	23
2005	13.232	10.578	2.654	25

Fonte: Compilado pelo autor, com base nas Tabelas 10,11,12 e 13

### **3.10 RELAÇÃO RESERVAS/PRODUÇÃO**

A relação Reservas/ Produção mostra o período de tempo (anos) que as reservas remanescentes poderiam atender a um dado nível contínuo de produção. No caso brasileiro a produção de petróleo cresceu no período 1996-2005 cerca de 112,89%, contra um crescimento das reservas de 76,23% no mesmo período. Os dados mostram um histórico de tempo médio aproximado de 20 anos, que certamente poderá sofrer alterações ao longo do período futuro, em função de novas descobertas que, por sua vez, depende de vários fatores geológicos.





**Gráfico 8** - Relação Reservas/Produção de petróleo do Brasil - 1996-2005  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

Consta do Relatório Anual da Petrobras (2005), nas metas do Plano Estratégico da empresa até 2010, a entrada em operação de 15 (quinze) grandes projetos de produção de óleo e 4 (quatro) de gás natural, mantendo a relação reserva/produção entre 16 a 18 anos (2010). Os volumes de óleo e gás a serem incorporados virão das atuais reservas prováveis e possíveis, daqueles em fase de avaliação exploratória e das novas.

Suslick, Machado & Ferreira (2005) afirmam que seria necessário provar cerca de 1,3 bilhão de boe de reservas por ano para manter esta relação até 2010. Já para Bacocoli (2004), esta estimativa seria de 800 milhões de boe/ano para a manter a mesma relação. O motivo da discrepância pode ter sido o uso de metodologias diferentes, provocando uma diferença entre as quantidades estimadas das reservas.

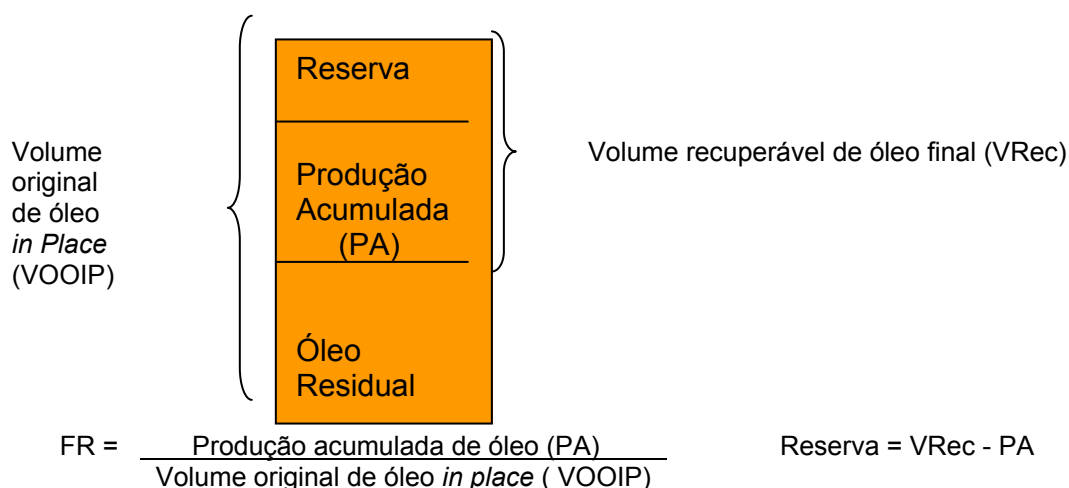
Em nível mundial este índice gira em torno de uma média de 40,6 anos, em 2005, com alguns países bem acima da média, como por exemplo: Irã (93,0 anos), *Kazaquistão* (79,6 anos), Venezuela (72,6 anos), Arábia Saudita (65,6 anos), Líbia (63,0 anos), *Azerbajão* (42,4 anos), Sudão (46,3 anos) e *Qatar* (38,0 anos). Excluindo o Oriente Médio do cálculo, a média fica em torno de 24 anos.

### 3.11 FATOR DE RECUPERAÇÃO E RESERVAS

Devido à sua importância como fonte de energia na matriz energética, o petróleo continua sendo importante para o desenvolvimento das Nações no século XXI, sendo cada vez mais necessário estimar a exaustão de suas reservas, para auxiliar na estratégia de política energética a ser adotada pelos países detentores de reservas, bem como países produtores e consumidores.

A importância do conhecimento da quantidade de óleo existente em uma jazida de petróleo, da quantidade que pode ser extraída dos reservatórios, é de fundamental importância para decisão nos investimentos. Os investimentos necessários para a implantação de um projeto, assim como os custos para manter o projeto em operação, devem ser pagos com a receita obtida com a comercialização dos fluidos a serem produzidos (THOMAS *et al.*, 2001).

O volume a ser produzido do reservatório depende das estimativas de reserva, produção acumulada e óleo residual. Com esses parâmetros é possível estabelecer o Fator de Recuperação (FR), conforme indicado a seguir.



**Figura 9** - Fator de Recuperação (FR)

Fonte: Almeida, 2004.

Os principais conceitos foram definidos por Almeida (2004), conforme indicados a seguir:

**Volume Original** - quantidade de fluido existente no reservatório na época da sua descoberta. Para uma acumulação de hidrocarbonetos no estado gasoso, dá-se o nome de volume original de gás. Para a mistura de hidrocarbonetos no estado líquido dá-se o nome de volume original de óleo.

**Volume Recuperável** - quantidade de óleo ou gás que se espera produzir de uma acumulação de petróleo. Normalmente, por ocasião da descoberta, faz-se uma estimativa de quanto fluido se pode produzir ou recuperar da mesma. A esse volume de fluido dá-se o nome de volume recuperável.

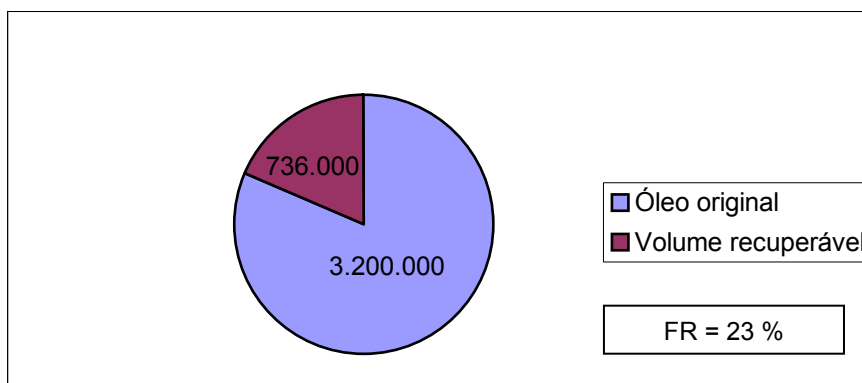
**Fator de Recuperação (FR)** - é o quociente entre o volume recuperável e o volume original, ou seja, é o percentual do volume original que se espera produzir de um reservatório.

**Produção Acumulada** - é o nome que se dá à quantidade de fluido que já foi produzida de um reservatório até uma determinada época.

**Fração Recuperada** - é o quociente, a cada instante, entre a produção acumulada e o volume original. Ou seja, é o percentual do fluido original que foi produzido até um determinado instante.

**Reserva** - é a quantidade de fluido que ainda pode ser obtida de uma reserva de petróleo numa época qualquer da sua vida produtiva. Na época da descoberta, como ainda nenhum fluido foi produzido, a reserva é numericamente igual ao volume recuperável.

Um exemplo simples esclarece o FR, a partir de um reservatório de óleo com um volume original de  $3.200.000 \text{ m}^3$ , que será capaz de produzir dentro de determinadas condições econômicas e técnicas um volume de  $736.000 \text{ m}^3$ , conforme indicado na **gráfico 9**.

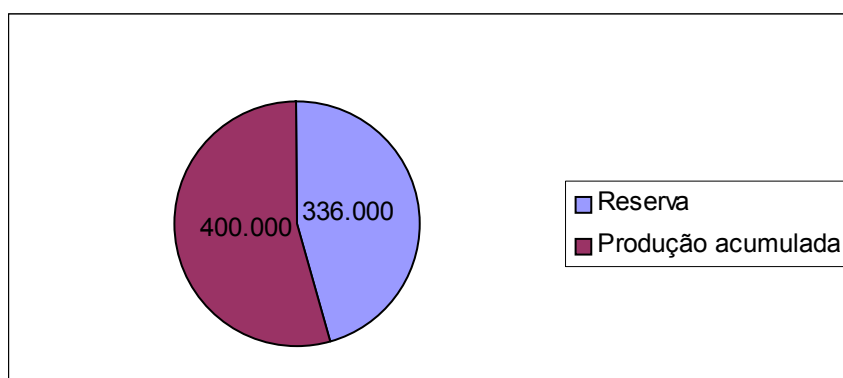


**Gráfico 9** -Volume recuperável e FR (m<sup>3</sup>)  
 Fonte: Thomas *et al.*, 2001, adaptado.

Considerando agora que o reservatório tenha uma produção acumulada após três anos de 400.000 m<sup>3</sup>, temos:

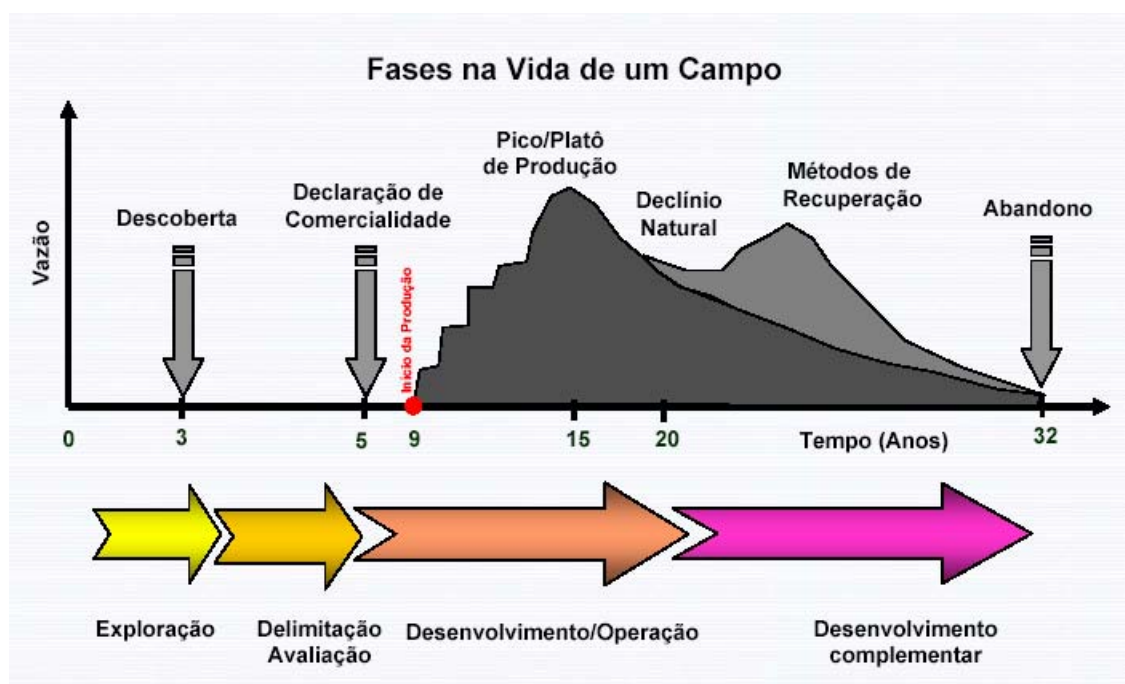
a) quociente entre o volume já produzido e volume original = 12,5%,  
 restando 336.000 m<sup>3</sup> de reserva;

b) fração recuperada =  $400.000/3.200.000 = 12,5\%$ .



**Gráfico 10** - Produção acumulada e reserva (m<sup>3</sup>)  
 Fonte: Thomas *et al.*, 2001, adaptado.

A análise da vida produtiva de um campo de petróleo, começa com a quantificação das reservas na descoberta e o acompanhamento de sua produção durante sua vida útil. A produção atinge um pico ou platô, depois começa a declinar, conforme indicado na **figura 10**.



**Figura 10-** Fases na vida de um campo  
Fonte: Almeida, 2004.

## 4 PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

### 4.1 INTRODUÇÃO

Dentro das incertezas geológicas, a produção é uma das variáveis que influencia no pagamento dos *royalties*, devido às flutuações que ocorrem no ciclo de produção durante a vida útil de um campo produtor. Para se chegar à fase de produção, a cadeia produtiva indica exploração, avaliação e desenvolvimento, etapas a serem vencidas até o objetivo final, que é a extração do petróleo. As características peculiares da indústria e a cadeia produtiva, composta por várias fases, além do risco político e financeiro inerentes à própria atividade petrolífera, faz com que sejam necessários altos investimentos para manter o nível de produção crescente para atender o consumo. Primeiramente, são avaliadas as reservas, desenvolvimento, exploração e, por último, a produção.

Os segmentos na área petrolífera são: *upstream*, *midstream* e *downstream*. O *upstream* está relacionado às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O *midstream* compreende as atividades de refino, transporte, importação e a exportação de gás natural, petróleo e seus derivados. E finalmente, o *downstream* inclui a distribuição e revenda de derivados. No caso da presente tese, será focada a fase de produção como variável de incerteza e componente da fórmula (cálculo dos *royalties*) apresentada no capítulo 6.

### 4.2 PRODUÇÃO MUNDIAL

A produção comercial de petróleo começou em 1859 nos Estados Unidos, com a descoberta de petróleo perto de *Titusville*, na *Pensylvania*. Mais tarde, diversos países se juntaram aos Estados Unidos na produção, atingindo no final do século XIX, cerca de 350 milhões de bbl/ano. A produção mundial de petróleo

alcançou 1 bilhão de bbl/ano, em 1923, 2 bilhões em 1939, e 3 bilhões de bbl/ano em 1947. A taxa de crescimento de produção teve um aumento significativo nas décadas seguintes, alcançando 20,3 bilhões de bbl/ano, em 1973.

O rápido crescimento da produção nas décadas de 50, 60 e início de 70, fora interrompido, em 1973, pelo primeiro choque do petróleo, em consequência da guerra do *Yom Kippur*, bem como pelo embargo do petróleo árabe, provocando um aumento do preço do petróleo. A produção anual de petróleo caiu para 19,3 bilhões de bbl/ano. Após 1975, a produção anual de petróleo aumentou até 1979, quando alcançou 22,8 bilhões de bbl/ano.

A revolução no Irã provocou o segundo choque do petróleo, quando foram suspensas as exportações deste país, provocando um aumento drástico no preço do petróleo e tendo consequência na produção, que declinou durante os seguintes 4 anos, atingindo 19,3 bilhões de bbl/ano em 1983. A produção mundial aumentou suavemente para cerca de 22 bilhões bbl/ano em 1990 e permaneceu neste nível até 1994. A partir deste ano a produção aumentou pouco, para alcançar 25 bilhões de bbl/ano em 2000-2001. Em 2005, a produção atingiu 29,6 bilhões de bbl/ano, crescendo 1,11% em relação a 2004.

Segundo Salvador (2005), a estabilidade da produção mundial de petróleo desde 1994 até 2000-2001, é atribuída aos seguintes fatores: ” *preços mais altos do petróleo, mais eficiência no uso da energia, a volta do uso do carvão, a entrada da energia nuclear e o uso mais acentuado do gás natural na geração de eletricidade*”. Os preços do petróleo no período variaram entre US\$15,82/b e US\$24,4/b, não podendo ser considerados altos na nossa opinião.

A matriz energética mundial tem sido a preocupação constante dos países consumidores e produtores, de tal maneira que os fatos apontados têm alterado o mercado de energia, quando a participação do petróleo caiu de 49,40% em 1974 para 36-37% no final da década de 90. Em 2004, a participação do petróleo caiu para 34,30%. A Energy Information Administration (EIA) prevê que a participação do petróleo na matriz energética será de 33% em 2030.

Em 2005, os 10 principais produtores de petróleo representaram 62,50% no total da produção mundial e foram em ordem decrescente:

**Tabela 15** - Principais países produtores de petróleo - 2005 - em %

Arábia Saudita	13,62	China	4,48
Rússia	11,79	Noruega	3,67
Estados Unidos	8,43	Venezuela	3,71
Irã	5,00	Canadá	3,76
México	4,64	Emirados Árabes Unidos	3,40

Fonte: BP, 2006, adaptado.

Outros 17,67% da produção mundial de petróleo estão sendo produzidos pelo Iraque, Nigéria, Argélia, Kuwait, Brasil, Reino Unido e Líbia, totalizando 80,17% .

A produção mundial de petróleo, que é apresentada na **Tabela 16**, cresceu 55,69% no período de 1980 a 2005. É importante destacar o aumento acentuado na produção do Brasil com 813,83% e da Noruega com 462,31%.

Dos países do Oriente Médio, a Arábia Saudita aparece como principal produtor, apresentando um pequeno crescimento de 8,51%, devido à sua política de produção em função dos preços no mercado internacional. Registra-se ainda o crescimento acentuado nas reservas do Irã, com 173,77%.

Do total da produção mundial em 2005, cerca de 81.008 mil de barris/dia, 31,01% está concentrada no Oriente Médio, sendo o maior produtor a Arábia Saudita, seguido do Irã, Emirados Árabes e Kuwait.

A produção dos países da antiga União Soviética, que caiu abruptamente na década de 90, após o colapso com a separação dos países membros, vem se recuperando desde o final da década de 90 e mantendo-se até o ano de 2005. Considerando o período de 1990 a 2005, a produção decresceu 8,21%.

A produção de petróleo nos Estados Unidos aumentou de 1.972 milhões de bbl/ano, em 1950, para 3.522 milhões de bbl/ano, em 1971, numa média de 74 milhões de bbl/ano. Depois decresceu, até a entrada em produção do campo de *Prudhoe Bay* no norte *Slope*, na região do *Alaska* (EUA), voltando novamente a reduzir até os dias de hoje. Considerando o período 1980/2005 a produção em



bbt/ano decresceu 32,84%, o que pode caracterizar exaustão das reservas, diminuição na produção e um aumento do consumo.

Também decaiu a produção no Iraque em 14,39% no período, devido principalmente a instabilidade política na região do Oriente Médio.

**Tabela 16 - Produção de petróleo, segundo regiões geográficas, países e blocos econômicos- 1980 - 2005**

Regiões geográficas, países e blocos econômicos	Produção de petróleo (mil bpd)										05/80 %	% do total 2005
	1980	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005		
<b>Total</b>	<b>52.033</b>	<b>52.405</b>	<b>73.609</b>	<b>72.374</b>	<b>74.940</b>	<b>74.736</b>	<b>74.382</b>	<b>77.091</b>	<b>80.198</b>	<b>81.008</b>	<b>55,69</b>	<b>100%</b>
<b>América do Norte</b>	<b>14.063</b>	<b>13.856</b>	<b>14.182</b>	<b>13.678</b>	<b>13.904</b>	<b>13.906</b>	<b>14.069</b>	<b>14.193</b>	<b>14.137</b>	<b>13.636</b>	<b>-3,04</b>	<b>16,83</b>
Canadá	1.764	1.965	2.672	2.604	2.721	2.677	2.858	3.004	3.085	3.047	72,73	3,76
Estados Unidos	10.170	8.914	8.011	7.731	7.733	7.669	7.626	7.400	7.228	6.830	-32,84	8,43
México	2.129	2.977	3.499	3.343	3.450	3.560	3.585	3.789	3.824	3.759	76,56	4,64
<b>Américas Central e do Sul</b>	<b>2.416</b>	<b>2.894</b>	<b>6.908</b>	<b>6.699</b>	<b>6.813</b>	<b>6.721</b>	<b>6.640</b>	<b>6.367</b>	<b>6.745</b>	<b>6.964</b>	<b>188,25</b>	<b>8,60</b>
Brasil	188	650	1.000	1.128	1.267	1.333	1.499	1.552	1.542	1.718	813,83	2,12
Venezuela	2.228	2.244	3.480	3.126	3.239	3.141	2.916	2.607	2.972	3.007	34,96	3,71
Outros	0	0	2.428	2.445	2.307	2.247	2.225	2.208	2.231	2.239	-7,77	2,76
<b>Europa e ex-União Soviética</b>	<b>15.086</b>	<b>16.102</b>	<b>14.190</b>	<b>14.472</b>	<b>14.942</b>	<b>15.443</b>	<b>16.281</b>	<b>16.965</b>	<b>17.572</b>	<b>17.534</b>	<b>16,23</b>	<b>21,64</b>
Noruega	528	1.717	3.138	3.139	3.346	3.418	3.333	3.264	3.188	2.969	462,31	3,67
Reino Unido	1.663	1.918	2.807	2.909	2.667	2.476	2.463	2.257	2.028	1.808	8,72	2,23
Rússia	nd	10.405	6.169	6.178	6.536	7.056	7.698	9.287	9.287	9.551	-8,21	11,79
Outros	12.895	2.062	2.076	2.246	2.393	2.493	2.787	2.157	3.069	3.206	-75,14	3,96
<b>Oriente Médio</b>	<b>15.151</b>	<b>13.622</b>	<b>23.001</b>	<b>22.306</b>	<b>23.501</b>	<b>22.871</b>	<b>21.471</b>	<b>23.296</b>	<b>24.588</b>	<b>25.119</b>	<b>65,79</b>	<b>31,01</b>
Arábia Saudita	10.170	7.105	9.544	8.911	9.511	9.263	8.664	10.222	10.588	11.035	8,51	13,62
Kuwait	1.757	964	2.176	2.000	2.104	2.070	1.861	2.329	2.481	2.643	50,43	3,26
Emirados Árabes Unidos	1.745	2.283	2.643	2.511	2.626	2.534	2.159	2.611	2.656	2.751	57,65	3,40
Irã	1.479	3.270	3.855	3.603	3.818	3.730	3.420	3.999	4.081	4.049	173,77	5,00
Iraque	0	0	2.126	2.541	2.583	2.376	2.030	1.399	2.010	1.820	-14,39	2,25
Outros	0	0	2.657	2.740	2.859	2.898	3.337	2.736	2.772	2.821	6,16	3,48
												0,00
<b>África</b>	<b>3.198</b>	<b>3.157</b>	<b>7.644</b>	<b>7.606</b>	<b>7.844</b>	<b>7.918</b>	<b>8.022</b>	<b>8.438</b>	<b>9.266</b>	<b>9.835</b>	<b>207,54</b>	<b>12,14</b>
Argélia	1.139	1.347	1.461	1.515	1.578	1.562	1.680	1.852	1.946	2.015	76,91	2,49
Libia	0	0	1.480	1.425	1.469	1.421	1.374	1.488	1.607	1.702	15,00	2,10
Nigéria	2.059	1.810	2.167	2.066	2.155	2.174	2.103	2.163	2.502	2.580	25,30	3,18
Outros	3.198	3.157	2.536	2.600	2.642	2.761	2.865	2.935	3.211	3.538	10,63	4,37
<b>Ásia-Pacífico</b>	<b>2.119</b>	<b>2.774</b>	<b>7.684</b>	<b>7.613</b>	<b>7.936</b>	<b>7.877</b>	<b>7.899</b>	<b>7.832</b>	<b>7.890</b>	<b>8.000</b>	<b>277,54</b>	<b>9,88</b>
China	2.119	2.774	3.212	3.213	3.252	3.306	3.346	3.401	3.481	3.627	71,17	4,48
Outros	-	-	4.472	4.400	4.684	4.571	4.553	4.431	4.409	4.373	-2,21	5,40
<b>Total OPEP</b>	<b>19.777</b>	<b>19.023</b>	<b>31.198</b>	<b>29.903</b>	<b>31.393</b>	<b>30.614</b>	<b>28.882</b>	<b>30.806</b>	<b>32.985</b>	<b>33.836</b>	<b>71,09</b>	<b>41,77</b>
<b>Total não-OPEP</b>	<b>32.256</b>	<b>33.382</b>	<b>42.411</b>	<b>42.471</b>	<b>43.547</b>	<b>44.122</b>	<b>45.500</b>	<b>46.285</b>	<b>47.213</b>	<b>47.172</b>	<b>46,24</b>	<b>58,23</b>

Fonte: BP, 2006.

Outro fato importante a destacar na **tabela 16** e resumido a seguir, é a produção dos países da OPEP e a produção dos países fora da OPEP. Desde sua criação em 1960, a OPEP tem representado uma importante parcela do total da produção mundial de petróleo. A contribuição na produção mundial pelos países produtores da OPEP era de 38,01% em 1980, caindo para 36,30% em 1990 e aumentando para 41,77% em 2005.

**Tabela 17** - Países produtores de petróleo da OPEP e não OPEP

Países	Mil bpd'					
	1980	%	1990	%	2005	
OPEP	19.777	38,01	19.023	36,30	33.836	41,77
NÃO OPEP	32.256	61,99	33.382	63,64	47.172	58,23

Fonte: BP, 2006, adaptado.

Salvador (2005), afirma que “a distribuição da produção mundial de petróleo é certo mudar radicalmente durante o século XXI”. Tal afirmativa se deve aos seguintes fatos:

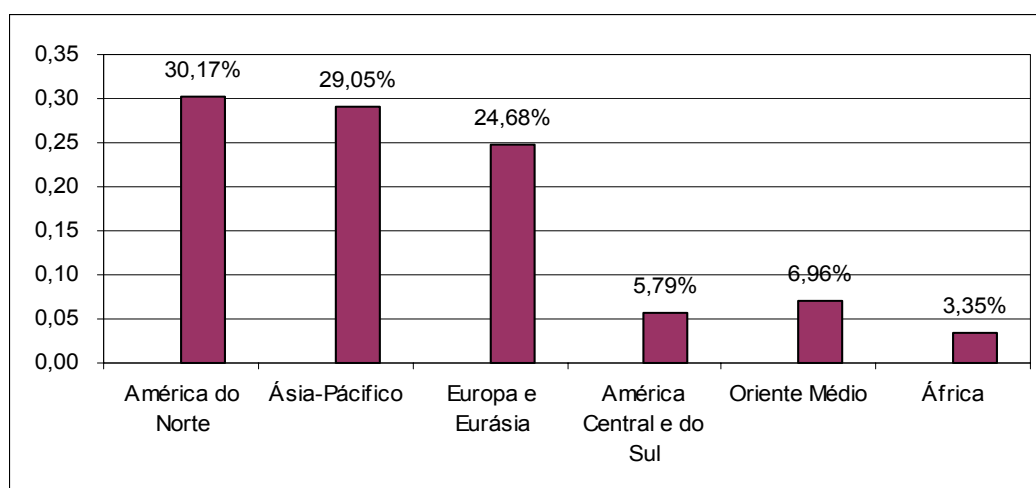
- concentração de 61,83% das reservas de petróleo no Oriente Médio;
- decréscimo na produção dos Estados Unidos e
- outros países estão produzindo no máximo de suas capacidades.

As recentes descobertas de petróleo em campos de águas profundas no Golfo do México, Brasil e Costa Oeste da África, bem como os novos campos gigantes na região do Mar Cáspio, podem contribuir para um aumento substancial da produção mundial. De outra forma, os eventuais decréscimos na produção em outros países, terão de ser supridos no século 21 pelos produtores do Golfo Pérsico.

### 4.3 CONSUMO MUNDIAL

O consumo mundial de petróleo é altamente concentrado na América do Norte, Europa-Eurásia e Ásia-Pacífico, conforme indicado na **gráfico 11**.

Na América do Norte, os Estados Unidos são os maiores consumidores com 25,05% do consumo mundial. Na Europa-Eurásia, a Rússia aparece com 3,34%, a Alemanha com 3,14% e os outros países abaixo de 3% do consumo mundial. No grupo da Ásia-Pacífico, destacam-se a China com 8,47%, Japão com 6,50% e Índia com 3,01%. O Brasil, no grupo de países da América Central e do Sul, aparece com 2,21%, conforme as indicações constantes da **tabela 18**.



**Gráfico 11** - Consumo mundial de petróleo anual por região (%) -2005

Fonte: BP, 2006, adaptado.

**Tabela 18 - Consumo mundial de petróleo -1980 -2005 (em milhares de bpd)**

Países	1980	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	05/80	2005
											(%)	% do Total
Estados Unidos	17.062	16.988	18.917	19.519	19.701	19.649	19.761	20.033	20.732	20.655	21,06	25,05
Canadá	1.915	1.762	1.913	1.926	1.937	2.023	2.067	2.132	2.248	2.241	17,02	2,72
México	1.034	1.456	1.844	1.842	1.884	1.899	1.837	1.885	1.898	1.978	91,30	2,40
<b>Total da América do Norte</b>	<b>20.011</b>	<b>20.206</b>	<b>22.674</b>	<b>23.287</b>	<b>23.522</b>	<b>23.571</b>	<b>23.665</b>	<b>24.050</b>	<b>24.878</b>	<b>24.874</b>	<b>24,30</b>	<b>30,17</b>
Brasil	1.155	1.274	1.800	1.879	1.855	1.896	1.853	1.785	1.776	1.819	57,49	2,21
Outros	2.176	2.283	2.880	2.825	2.806	2.843	2.835	2.752	2.871	2.957	35,89	3,59
<b>Total da América do Sul e Central</b>	<b>3.331</b>	<b>3.557</b>	<b>4.680</b>	<b>4.704</b>	<b>4.661</b>	<b>4.739</b>	<b>4.688</b>	<b>4.537</b>	<b>4.647</b>	<b>4.776</b>	<b>43,38</b>	<b>5,79</b>
França	2.262	1.910	2.016	2.044	2.007	2.023	1.967	1.965	1.978	1.961	-13,31	2,38
Alemanha	3.056	1.708	2.915	2.824	2.763	2.804	2.714	2.664	2.634	2.586	-15,38	3,14
Itália	1.972	1.932	1.974	1.980	1.956	1.946	1.943	1.927	1.873	1.809	-8,27	2,19
Rússia	n.d	5.015	2.554	2.625	2.583	2.566	2.606	2.645	2.714	2.753	-45,10	3,34
Espanha	1.070	1.040	1.381	1.423	1.452	1.508	1.526	1.559	1.593	1.618	51,21	1,96
Reino Unido	1.672	1.762	1.741	1.721	1.697	1.697	1.693	1.717	1.764	1.790	7,06	2,17
Outros	14.384	9.999	7.245	7.125	7.106	7.199	7.277	7.426	7.639	7.833	-45,54	9,50
<b>Total da Europa e Antiga União Soviética</b>	<b>24.416</b>	<b>23.366</b>	<b>19.826</b>	<b>19.742</b>	<b>19.564</b>	<b>19.743</b>	<b>19.726</b>	<b>19.903</b>	<b>20.195</b>	<b>20.350</b>	<b>-16,65</b>	<b>24,68</b>
<b>Total do Oriente Médio</b>	<b>2.044</b>	<b>3.391</b>	<b>4.522</b>	<b>4.599</b>	<b>4.735</b>	<b>4.854</b>	<b>5.047</b>	<b>5.238</b>	<b>5.492</b>	<b>5.739</b>	<b>180,77</b>	<b>6,96</b>
<b>Total da África</b>	<b>1.378</b>	<b>1.977</b>	<b>2.389</b>	<b>2.449</b>	<b>2.458</b>	<b>2.475</b>	<b>2.511</b>	<b>2.568</b>	<b>2.646</b>	<b>2.763</b>	<b>100,51</b>	<b>3,35</b>
China	1.766	2.253	4.228	4.477	4.772	4.872	5.288	5.803	6.772	6.988	295,70	8,47
Índia	643	1.211	1.963	2.134	2.254	2.284	2.374	2.420	2.573	2.485	286,47	3,01
Japão	4.936	5.304	5.525	5.618	5.577	5.435	5.359	5.455	5.286	5.360	8,59	6,50
Coréia do Sul	475	1.038	2.030	2.178	2.299	2.235	2.282	2.300	2.283	2.308	385,89	2,80
Outros	2.748	3.924	5.757	5.900	5.937	6.172	6.341	6.381	6.672	6.816	148,03	8,27
<b>Total da Ásia-Pacífico</b>	<b>10.568</b>	<b>13.730</b>	<b>19.503</b>	<b>20.307</b>	<b>20.839</b>	<b>20.998</b>	<b>21.644</b>	<b>22.359</b>	<b>23.586</b>	<b>23.957</b>	<b>126,69</b>	<b>29,05</b>
<b>Total Global</b>	<b>61.748</b>	<b>66.227</b>	<b>73.594</b>	<b>75.088</b>	<b>75.779</b>	<b>76.380</b>	<b>77.281</b>	<b>78.655</b>	<b>81.444</b>	<b>82.459</b>	<b>33,54</b>	<b>100,00</b>

Fonte: BP, 2006.

Considerando o crescimento do consumo mundial em ordem decrescente no período de 1980/2005, Coréia do Sul teve o maior crescimento com 385,89%, seguido da China com 295,70%, Índia com 286,47%, México com 91,30% e o Brasil com 57,49%. Observa-se uma queda no consumo da Rússia de 45,10%, quando se considera o período de 1990-2005.

Comparando alguns dos países produtores e consumidores, observa-se um desequilíbrio, entre consumo e produção, conforme indica a **tabela 19**.

**Tabela 19** - Produção e consumo mundial – 2005 (em milhares de bpd)

Países	Produção(P)	%	Consumo(C)	%	P-C
Arábia Saudita	11.035	13,83	1.891	2,29	9.144
Rússia	9.551	11,97	2.753	3,34	6.798
<b>Estados Unidos</b>	<b>6.830</b>	<b>8,56</b>	<b>20.655</b>	<b>25,05</b>	<b>-13.825</b>
Iran	4.049	5,08	1.659	2,01	2.390
México	3.759	4,71	1.978	2,40	1.781
<b>China</b>	<b>3.627</b>	<b>4,55</b>	<b>6.988</b>	<b>8,47</b>	<b>-3.361</b>
Canadá	3.047	3,82	2.241	2,72	806
Venezuela	3.007	3,77	553	0,67	2.454
Noruega	2.969	3,72	213	0,26	2.756
Emirados Árabes	2.751	3,45	1.891	2,29	860
Nigéria	2.580	3,23	0	0,00	0
Kuwait	2.643	3,31	280	0,34	2.363
Argélia	2.015	2,53	254	0,31	1.761
Iraque	1.820	2,28	0	0,00	0
Reino Unido	1.808	2,27	1.790	2,17	18
<b>Brasil</b>	<b>1.718</b>	<b>2,15</b>	<b>1.819</b>	<b>2,21</b>	<b>-101</b>
Líbia	1.702	2,13	0	0,00	0
Kazaquistão	1.364	1,71	208	0,25	1.156
<b>Indonésia</b>	<b>1.136</b>	<b>1,42</b>	<b>1.168</b>	<b>1,42</b>	<b>-32</b>
Outros	13.597	15,50	36.618	43,80	-24.255
Total	81.008	100,00	82.459	100,00	

Fonte: BP, 2006, adaptado.

Fazendo um balanço da produção e consumo em 2005, verifica-se que países como os Estados Unidos, China, Brasil e Indonésia apresentaram um saldo desfavorável. Foi divulgado pela Petrobras em seus relatórios, que o Brasil atingiu a auto-suficiência em 2006, sendo este assunto mais detalhado no subcapítulo 4.5.4.

#### 4.4 PICO DA PRODUÇÃO MUNDIAL

O petróleo é o bem mineral mais importante e mais cobiçado na face da Terra, sendo a principal fonte de energia, representando 34,3% do consumo mundial, em 2004.

A busca incessante para a descoberta de novas reservas e o aumento da produção tem sido o objetivo mundial de diversos países e empresas produtoras.

Diversas estimativas de esgotamento da produção têm sido realizadas a nível mundial, destacando-se o estudo da curva de produção chamada de “Pico de Hubbert”, em homenagem ao autor.

Este geólogo americano, chamado Dr. King Hubbert, desenvolveu um método para prever o futuro da extração de petróleo nos Estados Unidos, sendo o mesmo estudo estendido para outros países do mundo. O “Pico de *Hubbert*”, difere da tradicional relação reserva/produção, comumente utilizada quando se discute o futuro do petróleo.

O estudo baseia-se no princípio do esgotamento de um bem finito, tendo por premissa três etapas:

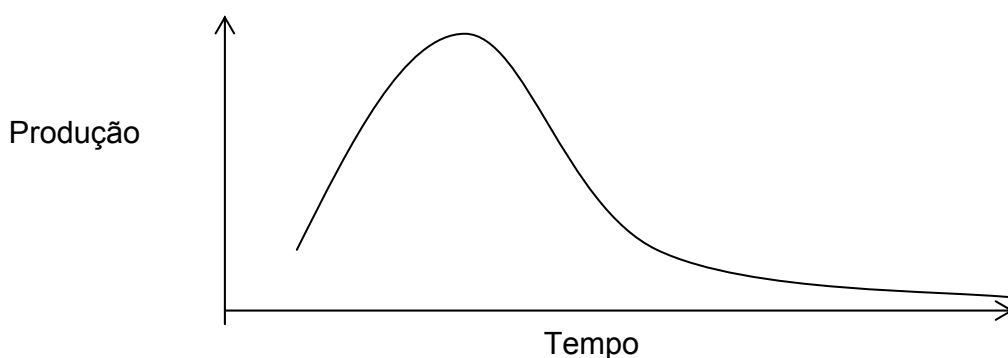
- 1) a produção principia no zero;
- 2) o fluxo de produção ascende até alcançar um pico, ou seja, um máximo que já não pode ser ultrapassado e
- 3) após o pico, o fluxo de produção declina acentuadamente até o esgotamento do recurso.

A estimativa do futuro da produção mundial de petróleo tem sido também uma preocupação constante por parte de diversos países produtores e consumidores.

Muito se tem discutido no cenário mundial sobre o futuro da extração do petróleo, tentando identificar o nível do esgotamento das reservas e por sua vez o início do declínio da produção.

Diversos órgãos governamentais americanos como IEA e USGS, bem como especialistas na área de petróleo como *Campbell*, *Laherrére*, *Deffeyes* e outros, além de estimativas do *Oil & Gás Journal*, têm realizado projeções futuras das reservas e produção de petróleo em nível internacional.

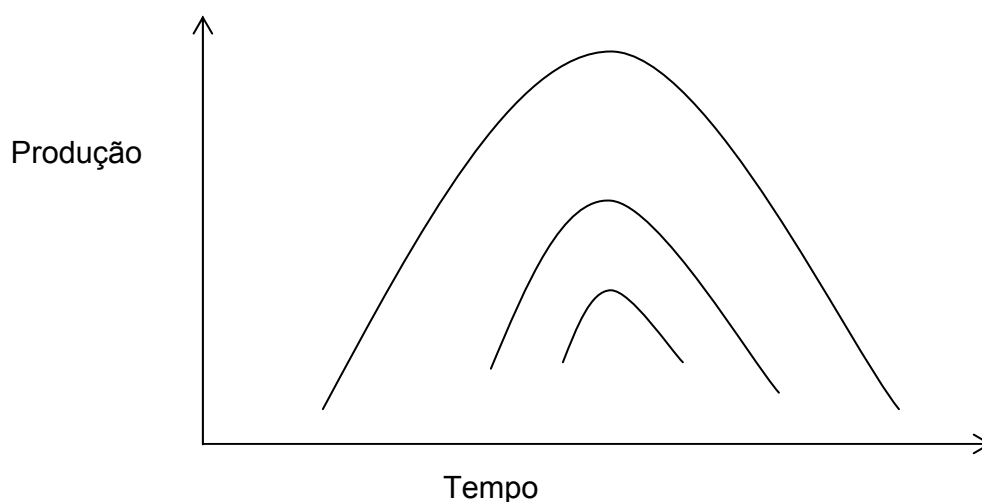
Campbell (1997), observa para esta análise de projeções, que o petróleo tem características químicas originadas dos sedimentos orgânicos que foram depositados ao longo de milhões de anos, formando a rocha geradora. Esta rocha geradora contém água, óleo e gás, submetidos a forte pressão, e quando perfurada, faz com que o petróleo ou o gás subam até à superfície. Segundo este autor, é destacado o papel da pressão que ocorre na rocha, indicando o perfil da extração, normalmente encontrado em poços de petróleo, conforme **gráfico 12**.



**Gráfico 12** - Curva natural de extração  
Fonte: Campbell, 1997.



Campbell & Laherrère (1998) concluíram que a aplicação a um pico individual é válido, em linhas gerais, para uma jazida ou uma província petrolífera. No caso de uma província petrolífera, a produção segue, aproximadamente, uma curva normal, conforme **gráfico 13**.



**Gráfico 13** - Curva de extração de uma província petrolífera  
Fonte: Campbell e Laherrère, 1998.

O geólogo *Hubbert*, baseado nos perfis de extração de Campbell, em 1997, realizou o estudo de previsão da produção de petróleo nos Estados Unidos que chegaria ao pico em 1970, seguindo-se um longo período de declínio (DEFNEY, 2001). O pico de produção foi atingido em 1969, que de certa forma pode ser considerado correto. O ponto máximo de produção foi denominado “Pico de *Hubbert*”.

O estudo conclui que diversos países já passaram do pico, como os Estados Unidos, Grã-Bretanha, Noruega, Canadá<sup>11</sup> e Indonésia<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> Petróleo não convencional.

<sup>12</sup> Faz parte da OPEP, mas tornou-se importador recentemente.

Campbell (2003), no trabalho *Oil Depletion Model* sobre campos gigantes de petróleo, aborda a exaustão das reservas e sua relação com a produção, analisando três grupos de países.

a) Países que têm preocupação estratégica e adotam a política de crescer suas importações até um máximo que coincide aproximadamente com o ponto médio das suas reservas totais. São citados Trinidad Tobago e Canadá;

b) Países com produção estratégica que passaram por um *plateau* como os Estados Unidos, antiga União Soviética e a Hungria;

c) Países com “produção tampão”, como Arábia Saudita e o Kuwait, destacando que esses países possuem grandes reservas de petróleo, sendo que muitas vezes regulam o mercado pelo lado da oferta e

O Brasil é destacado no estudo como um país sem preocupação estratégica, enquanto na Argentina é indicada a produção decrescente para os próximos anos.

Discordamos da opinião do autor em relação ao Brasil, pois consta no relatório da Petrobrás *Form 20-F* de 2005, encaminhado a SEC, o seu planejamento estratégico:

A Petrobras pretende continuar a expandir as atividades de exploração e produção de petróleo e gás e buscar investimentos estratégicos dentro e fora do Brasil para desenvolver ainda mais seus negócios. A empresa pretende evoluir da maior empresa integrada de petróleo e gás no Brasil para uma líder no setor de energia na América Latina e uma significativa empresa de energia internacional. De acordo com o Plano Estratégico e para ampliar essas metas, a empresa pretende:

- consolidar e aumentar as vantagens competitivas no mercado de petróleo e derivados de petróleo brasileiro e sul-americano;
- expandir de forma seletiva as atividades internacionais de uma forma integrada com os negócios da Empresa;

- desenvolver e liderar o mercado doméstico de gás natural e agir de uma forma integrada no mercado de gás e energia no Cone Sul;
- expandir de forma seletiva as atividades no mercado doméstico e do Cone Sul de petroquímicos e
- ter um desempenho seletivo no mercado de energia renovável.

Um grupo de países e o pico da produção aproximado, estão listados a seguir.

**Tabela 20 - Países com pico da produção**

Países	Pico da Produção
Arábia Saudita	2019-2020
Argentina	1992-1993
Brasil	2009
Canadá	1989
Estados Unidos	1969
Hungria	1982-1983
Trinidad Tobago	1990
Antiga União Soviética	1988-1989

Fonte: Campbell, 2003.

As datas dos picos de produção estão condicionadas às incertezas tais, como: geologia, reservas, risco, tecnologia, preços, dentre outras. As datas estarão sempre alterando, em função, por exemplo, de novas descobertas. No caso do Brasil, já foram incorporadas novas reservas, que com certeza já deslocou o pico para frente. Grandes descobertas irão postergar o pico da produção brasileira para o futuro, e a depender do comportamento de variáveis como a evolução do PIB brasileiro, a taxa de crescimento da demanda dos derivados de petróleo e da disponibilidade e viabilidade de utilização de fontes de alternativas, o período de auto-suficiência poderá estender-se ou abreviar-se (SUSLICK, MACHADO & FERREIRA, 2005).

A estimativa do pico da produção é muito discutida em função dos métodos de projeção adotados pelas agências, órgãos e especialistas em petróleo no mundo. Maior aprofundamento do assunto pode ser encontrado na *ASPO - The Association For The Study of Peak*, disponíveis no site <http://www.peakoil.net/>.

## **4.5 PRODUÇÃO BRASILEIRA DE PETRÓLEO**

### **4.5.1 CONTEXTO HISTÓRICO DA PRODUÇÃO**

Consta no registro histórico da Exploração e Produção (E&P) no Brasil, a criação do CNP em 1938 e a primeira descoberta de petróleo em Lobato, na Bahia, em 1939. Em 1941, ocorreu a primeira descoberta comercial de petróleo em Candeias, na Bahia.

O histórico da produção de petróleo e gás no Brasil passa inicialmente pela criação da Petrobras em 1951, quando o presidente Getúlio Vargas envia ao congresso projeto de sua criação. Em 3 de outubro de 1953, Getúlio Vargas assina a Lei 2.004 que cria a Petrobras.

Em 10 de maio de 1954, a Petrobras inicia suas atividades, sendo registrada a produção de 2.663 bpd. Em 1955, foi descoberto petróleo em Nova Olinda (AM), mais tarde considerado subcomercial.

No período de 1954 a 1959 foram registrados pela Petrobras investimentos acumulados de US\$ 567,7 milhões<sup>13</sup>.

Em 1961, foi iniciado um programa de exploração de petróleo continental do Maranhão ao Espírito Santo. A produção neste ano chega a 94.203 bpd.

Dois anos mais tarde foi descoberto o campo de Carmópolis (SE), começando a produção de petróleo fora da Bahia, em 1963.

---

<sup>13</sup> Corrigidos pelo US\$ de 2004.

Em 1968 foi perfurado o primeiro poço submarino na Bacia de Campos (RJ). Também aconteceu a primeira descoberta de petróleo no mar, localizado no campo de Guaricema (SE). Neste ano o Brasil já produzia 160.231 bpd, e a partir daí começou o interesse da Petrobras pela atividade *offshore*.

A década de 60 foi marcada pela inauguração da Refinaria de Duque de Caxias (1961). Em 1967, a Petrobras importava 98% de petróleo cru para atender às necessidades do mercado interno. Na década de 60 os investimentos acumulados foram de US\$ 3.049,2 milhões<sup>14</sup>.

Em 1974, ocorreu a grande descoberta do campo de Garoupa, na Bacia de Campos (RJ), sendo considerado um grande marco, iniciando a tendência para busca do petróleo *off shore*. Neste ano, o Brasil já produzia 177.051 bpd.

Objetivando intensificar e aumentar a produção brasileira, em outubro de 1975, a exploração do petróleo no âmbito do território nacional é aberta à iniciativa privada pelos contratos de riscos. Essa medida é justificada devido a indústria de petróleo ser uma atividade de risco, fazendo com que o risco da exploração pela Petrobras, seja dividido com outras empresas. Em outubro de 1975 foi descoberto o Campo de Namorado na Bacia de Campos (RJ), não associado à atividade de risco.

Em 1977, foi assinado o primeiro contrato de risco para a exploração do petróleo com a *British Petroleum*. Neste ano foi iniciada a produção na Bacia de Campos (RJ), no campo de Enchova.

Em 1978, foi descoberto o campo de gás de Juruá, o primeiro com possibilidades comerciais na Amazônia.

É importante destacar na década de 70, a ocorrência de duas crises no mercado do petróleo, em 1973 e 1979, provocadas pela OPEP, obrigando o País a gastar US\$10 bilhões/ano em divisas com importações de petróleo. Outro fato importante foi a inauguração da refinaria Presidente Getúlio Vargas, em

---

<sup>14</sup> Corrigidos pelo US\$ de 2004

Araucária, no Paraná. Nesta década, os investimentos acumulados atingiram US\$10.377,7 milhões<sup>15</sup>.

A produção brasileira de petróleo alcançava a marca de 213.087 bpd, em 1981, quando foi instalado, na Bacia de Campos (RJ) o Sistema de Produção Antecipado, tecnologia desenvolvida pelos técnicos da Petrobras.

Com a produção crescente, em 1984, foi alcançada a meta de 500.000 bpd e descoberto o campo de Albacora, o primeiro gigante da Bacia de Campos (RJ).

A tendência pela busca do petróleo em águas profundas continuava, de tal forma que o esforço da Petrobras foi coroado com as descobertas do campo de Marlim, o segundo gigante na Bacia de Campos (RJ), em 1985. Neste mesmo ano, os contratos de riscos começaram a dar resultados, com as descobertas de gás natural pela *Pecten*, na Bacia de Santos, e de petróleo pela empresa brasileira Azevedo Travassos, na parte terrestre da Bacia Potiguar (RN).

Em 1987, foi iniciada a produção no campo de Albacora, a uma profundidade de 400 metros de lâmina d'água, na época, um recorde mundial. Neste mesmo ano, foi descoberto o campo de Marlim, mais um campo gigante de petróleo na Bacia de Campos (RJ). Neste ano a produção brasileira atingiu 566.466 bpd. Em 1988 entra em produção o Campo de Rio Urucum, no Alto Amazonas. No final da década de 80, os investimentos acumulados atingiram US\$ 28.139 milhões<sup>16</sup>.

Continuavam os investimentos da Petrobras em águas profundas, sendo descoberto em 1996, o campo gigante de Roncador, na Bacia de Campos (RJ). Neste ano a produção alcançava 783.744 bpd.

O ano de 1997, com a Lei nº. 9.428 (Lei do Petróleo), foi marcado pelo grande fato que alterou o perfil da indústria de petróleo no Brasil, com a quebra do monopólio, fazendo com que a Petrobras atuasse num mercado competitivo.

Em 1998, são assinados os primeiros acordos de parceria entre a Petrobras e as empresas privadas brasileiras para a exploração de petróleo.

---

<sup>15</sup> Corrigidos pelo US\$ de 2004.

<sup>16</sup> Corrigidos pelo US\$ de 2004.

Neste ano, a Petrobras obteve da ANP 397 concessões em blocos exploratórios. A produção alcançava a marca de 975.117 bpd. Na década de 90, os investimentos acumulados foram de US\$ 20.438,9 milhões <sup>17</sup>.

Continuidade da exploração de petróleo no mar fez a Petrobras bater novo recorde mundial, com a produção de petróleo no campo de Roncador, na Bacia de Campos (RJ), obtido a uma profundidade de 1.877 metros de lâmina d'água, no ano de 2000. Neste ano foi descoberto o campo de Jubarte na Bacia de Campos (RJ).

No ano de 2001, aconteceu uma tragédia no mar: o afundamento da plataforma P-36, na Bacia de Campos (RJ). A produção alcançava 1.295.146 bpd.

Em 2002, foram descobertos os campos de Baleia Franca e Cachalote, ambos na Bacia de Campos (RJ).

Em 2003, a Bacia de Santos, destacou-se pelas excelentes descobertas de gás natural e condensados, além da descoberta de reservas de petróleo leve no Espírito Santo e Sergipe. No Espírito Santo as descobertas foram de grande relevância, pelo fato da Petrobras ter encontrado reservatórios arenosos portadores de óleo leve 40°API, com volumes recuperáveis estimados de 450 milhões de boe.

Na Bacia de Sergipe-Alagoas duas descobertas de óleo leve de 40° API foram detectadas, estimando-se que a área das acumulações contenha cerca de 150 milhões de boe.

Conforme Relatório Anual da Petrobras (PETROBRAS, 2003), este ano “foi um dos de maior sucesso exploratório. O perfil da atual reserva de óleo pesado, começa a mudar para óleo leve, gás natural e condensados, produtos de maior valor econômico”.

Neste ano dois fatos importantes contribuíram para o aumento da produção:

1. entrada em operação de novos poços no campo de Roncador; e

---

<sup>17</sup> Corrigidos pelo US\$ de 2004.

2. início da produção, em 12 de agosto, dos campos Bijupirá e Salema, do consórcio Shell/Petrobras. A produção média diária foi de 47,4 mil bpd, sendo 20% pertencentes à Petrobras.

Em 2004, a produção brasileira de petróleo atingiu o montante de 1.430.839 bpd, com queda de 3,6% em relação a 2003, decorrente de atrasos das operações na produção. Os investimentos acumulados no período de 2000-2004, foram de US\$ 16.815,4 milhões considerando os dólares de 2004. Em 2005 a produção atingiu 1.601.413 bpd, enquanto os investimentos totais atingiram US\$ 10.982,5 milhões, em dólares correntes. Em 2006, segundo estimativas da Petrobras, a produção média deverá ser de 1.910 mil barris por dia, 70% em águas profundas.

Em 2005, a Petrobras produziu a 1.817 metros de lâmina d'água de profundidade no Campo de Roncador, na Bacia de Campos (RJ) e perfurou a mais de 3.000 metros de lâmina d'água, a custos competitivos.

#### 4.5.2 INVESTIMENTOS DA PETROBRAS

Os investimentos da Petrobras apresentados anteriormente e relacionados com a produção no período de 1954-2005, podem ser relacionados e resumidos da seguinte forma:



**Tabela 21** - Investimentos da Petrobras em E&P - US\$ milhões

Períodos	Investimentos - US\$ milhões
1954 - 1959	567,7
Década de 60	3.049,2
Década de 70	10.377,7
Década de 80	28.139,0
Década de 90	20.438,9
2000-2004	16.815,4
2005	10.982,5

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da Petrobras, 2006c.

Conforme apresentado por Gabrielli (2006), a Petrobras divulgou seu novo Plano de Negócios (PN) 2007-2011, que informa os seguintes investimentos:

**Tabela 22** - Plano de investimentos da Petrobras - US\$ bilhões

Áreas de Negócio	PN2006-2011
Exploração & Produção	49,3
Abastecimento	23,0
Gás e Energia	7,5
Internacional	3,3
Distribuição	2,2
Áreas Corporativas	1,8
Total	87,1

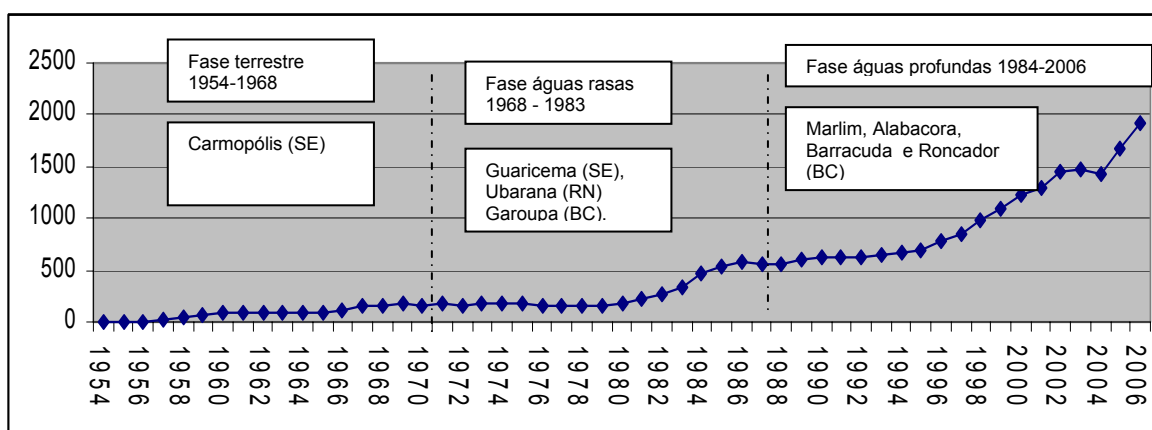
Fonte: Gabrielli, 2006.

A Petrobras no seu Plano Estratégico estabelece metas de investimentos que garantirão as metas de produção a serem alcançadas até 2011, que segundo estimativas chegará a 2.374 mil bpd.

Desses investimentos, US\$ 75,0 bilhões serão direcionados para o Brasil, e US\$ 12,1 bilhões para o Exterior.

### 4.5.3 PRODUÇÃO E CONSUMO NO BRASIL

Na análise histórica da produção brasileira de petróleo é importante separar os dados antes e depois do início da produção na Bacia de Campos (BC). Isto se faz necessário em função das alterações ocorridas no perfil da produção nos últimos 51 anos. O **gráfico 14** mostra a evolução da produção do período 1954 até 2006, com uma tendência sempre crescente no período, apresentando com um crescimento médio de 13,21% ao ano. Com a descoberta da Bacia de Campos e o início da produção em 1977, a produção nacional foi alavancada chegando em 2004, a 1.430.839 bpd, enquanto em 1954 a produção era de 2.663 bpd (**Anexo I**). Considerando o período de 1977 a 2005, a produção brasileira teve um crescimento médio de 8,28% contra 23,94% ao ano da Bacia de Campos.



**Gráfico 14** - Produção de petróleo - (1954-2006) - milhares de bpd

Fonte: Elaborado pelo autor, com base nos dados da Petrobras (Anexo - I).

Nota: Para o ano de 2006, foi considerado a estimativa da Petrobras.

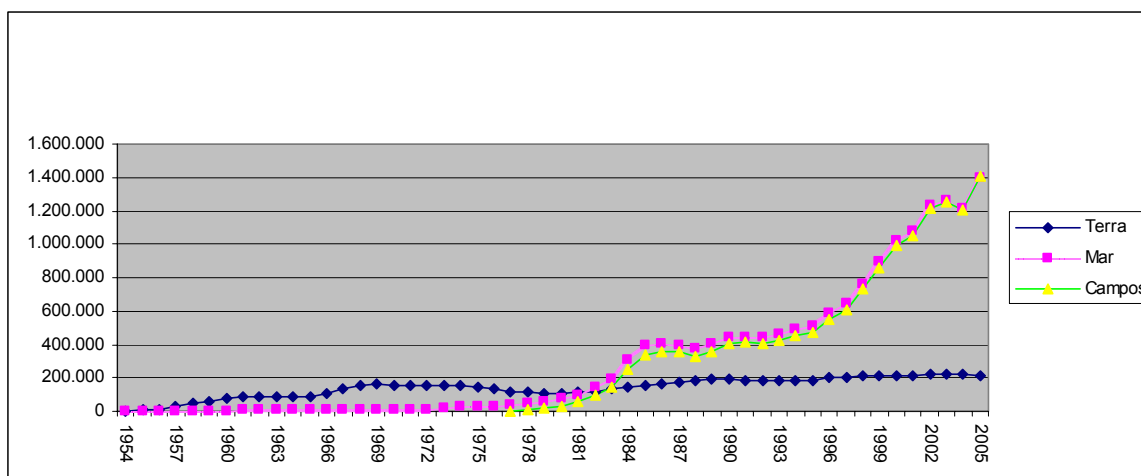
Diversos fatores podem afetar a produção de petróleo durante a vida útil de um campo, como: problemas logísticos com deslocamento de plataformas fixas e flutuantes, atrasos em operações submarinas, manutenção de equipamentos, dentre outros.

Observa-se a queda ocorrida com a produção nacional, em 2004, de 3,6% em relação a 2003, devido aos seguintes fatos:

- atraso no início da produção da plataforma P-43 no campo Barracuda;
- atraso no início da produção na plataforma P-48 no campo Caratinga e
- atraso no início da operação da produção submarina na região leste do Campo de Marimba.

Em 2005, a produção cresceu próximo a 12,00% quando comparado com 2004, devido, principalmente, a entrada em produção da P-50, no campo gigante de Albacora Leste.

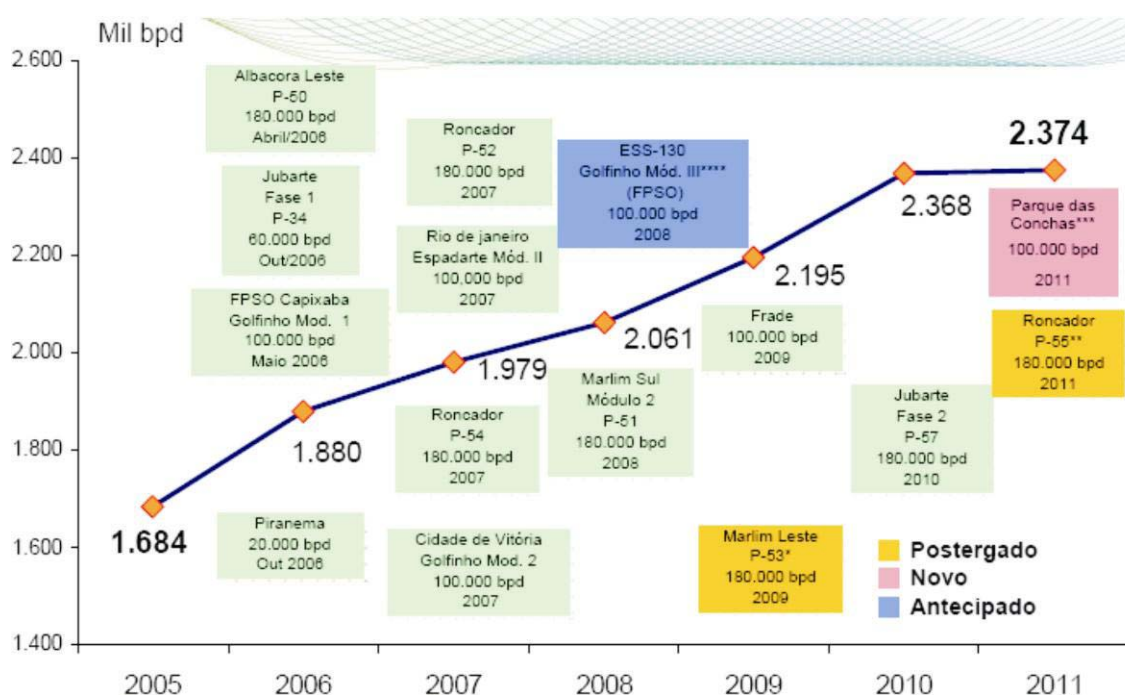
Em 1954 (início da produção), a concentração da produção nacional em terra representava 100%. Em 2005, a produção *offshore* concentrava 86,80%, enquanto o petróleo *onshore* representou apenas 13,20% (**Anexo I**). Destaca-se neste período, o surgimento da Bacia de Campos que completou 32 anos no final de 2006, sendo a maior bacia produtora nacional, contribuindo, em 2005, com 83,40% da produção nacional. Sua primeira produção foi registrada em 1977.



**Gráfico 15** - Produção de petróleo por localização (terra, mar e Bacia de Campos) 1954 - 2005 milhões de bpd

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da Petrobras ( Anexo - I).

Conforme metas corporativas da Petrobras, indicadas por Gabrielli (2006), a produção doméstica de óleo crescerá em média 6,2% ao ano até 2011, garantida pelos projetos relacionados na **figura 11**.



**Figura 11** - Projetos da Petrobras para Bacia de Campos - 2005-2011  
Fonte: Gabrielli, 2006.

Notas: \* No plano anterior a P-53 estava prevista para 2008.

\*\* No plano anterior a P-55 estava programada para 2010.

\*\*\* Abalone, Ostra, Argonauta e Nautilus ( antigo BC10) : participação da Petrobras de 35%.

\*\*\*\* No plano anterior, Golfinho Módulo 3 estava previsto para 2010.

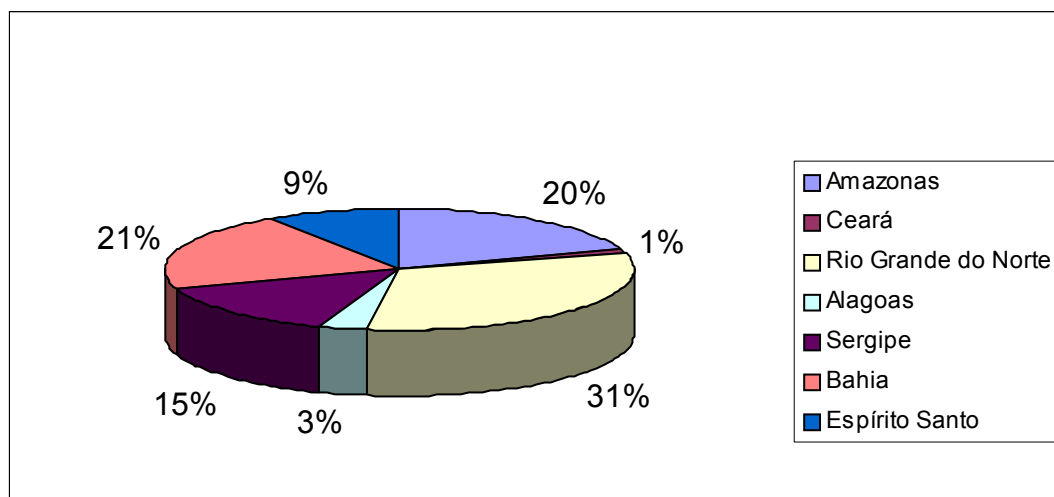
Os dados de produção por Unidades da Federação, no período 1996-2005, estão contidos na **tabela 23**, e estão visualizados nas **gráficos 16 e 17**, observando-se a representatividade em terra e mar. Em terra a produção é inexpressiva destacando-se os estados do Rio Grande do Norte, Bahia e Amazonas. A maior fatia da produção encontra-se no mar, principalmente na Bacia de Campos (RJ).

**Tabela 23** - Produção de petróleo, por localização (terra e mar), segundo unidades da federação - 1996-2005

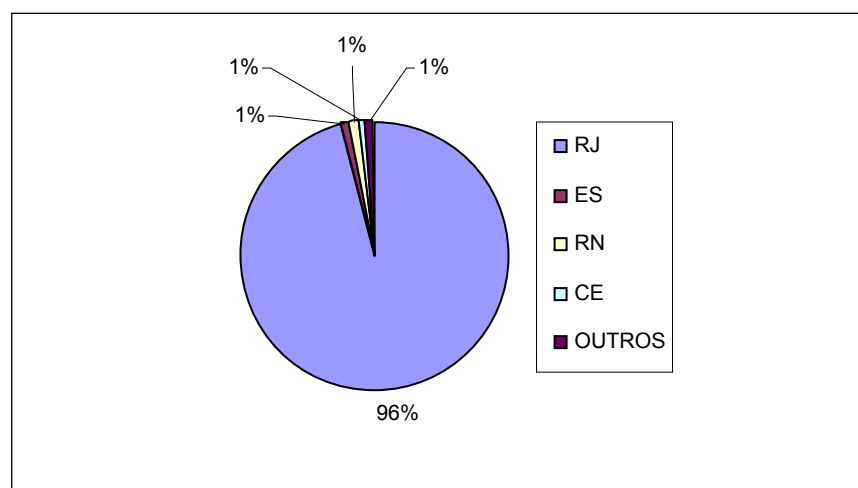
Unidades da Federação	Localização	Produção de petróleo (mil b)										05/04 %
		1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	
<b>Total</b>		<b>285.590</b>	<b>305.983</b>	<b>354.655</b>	<b>400.782</b>	<b>450.626</b>	<b>471.862</b>	<b>530.855</b>	<b>546.080</b>	<b>540.717</b>	<b>596.255</b>	<b>10,27</b>
<b>Subtotal</b>	<b>Terra</b>	<b>71.226</b>	<b>71.639</b>	<b>76.421</b>	<b>75.210</b>	<b>76.316</b>	<b>77.170</b>	<b>78.952</b>	<b>79.738</b>	<b>78.632</b>	<b>74.962</b>	<b>-4,67</b>
	<b>Mar</b>	<b>214.364</b>	<b>234.344</b>	<b>278.234</b>	<b>325.572</b>	<b>374.310</b>	<b>394.692</b>	<b>451.902</b>	<b>466.342</b>	<b>462.085</b>	<b>521.292</b>	<b>12,81</b>
Amazonas	Terra	6.889	8.453	11.894	12.423	15.773	15.743	15.914	15.410	15.541	14.376	-7,50
Ceará	Terra	983	1.146	1.170	1.083	849	893	828	997	806	593	-26,44
	Mar	4.326	4.384	4.179	4.098	4.027	4.705	4.207	4.419	4.176	3.796	-9,10
Rio Grande do Norte	Terra	29.315	30.007	31.521	30.209	27.340	25.817	25.038	24.658	24.774	23.031	-7,03
	Mar	3.436	3.039	3.003	4.239	4.417	3.768	3.810	3.917	4.319	4.153	-3,84
Alagoas	Terra	1.499	1.456	1.551	1.746	2.035	2.108	2.446	2.586	2.477	2.572	3,85
	Mar	18	171	218	258	272	298	277	190	196	186	-5,07
Sergipe	Terra	9.812	9.389	9.007	8.740	8.904	9.212	9.681	10.840	11.433	11.909	4,16
	Mar	3.030	2.691	3.835	5.079	4.564	3.860	3.251	2.650	2.530	2.307	-8,79
Bahia	Terra	19.749	18.354	18.033	17.164	16.848	16.310	16.061	16.064	16.324	16.144	-1,10
	Mar	831	737	609	-	11	-	-	-	-	-	..
Espírito Santo	Terra	2.980	2.833	3.245	3.846	4.568	7.087	8.984	9.183	7.278	6.338	-12,92
	Mar	331	267	202	148	99	62	1.138	6.617	4.407	5.945	34,91
Rio de Janeiro	Mar	196.833	218.016	261.954	308.892	358.751	380.466	438.292	446.238	443.156	501.772	13,23
São Paulo	Mar	1.860	1.502	1.252	963	566	559	578	534	509	514	1,10
Paraná	Mar	3.698	3.537	2.983	1.894	1.603	974	349	1.777	2.793	2.619	-6,23

Fontes: ANP/SDP, conforme o Decreto n.º 2.705/98, a partir de 1999; Petrobras/SERPLAN, para os anos anteriores.

Nota: Inclui condensado, mas não inclui outras parcelas componentes do LGN (GLP e C<sub>5</sub><sup>+</sup>), conforme classificação da Portaria ANP n.º 009/00.

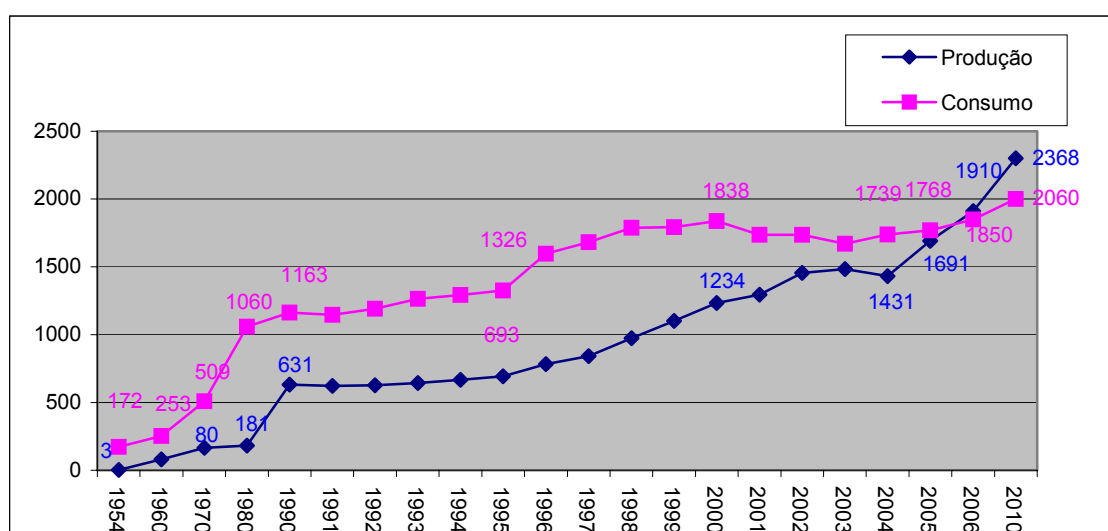


**Gráfico 16** - Produção de petróleo por Unidades da Federação -Terra - 2005  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados do Tabela 23.



**Gráfico 17** - Produção de petróleo por Unidades da Federação - Mar -2005  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da Tabela 23.

A evolução da relação entre consumo e produção (**gráfico 18**) está listada desde 1954, com crescimento significativo de ambas as séries históricas, onde o consumo supera a produção até 2005. A partir de 2006, a Petrobrás divulgou a auto-suficiência, com a produção superando o consumo, com previsões até o ano 2010, quando a produção atingirá 2.368 mil bpd contra 2.060 mil bpd do consumo, caso se confirme o crescimento estimado da demanda entre 2,4% a 2,6% ao ano.



**Gráfico 18** - Produção e Consumo de Petróleo -1954-2010 - Milhares de bpd

Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados da Petrobras (Anexo - I e Tabela 24).

Nota: Para 2006 e 2010, os dados projetados por Gabrielli (2006) da Petrobras tem por base um crescimento da demanda entre 2,4 % e 2,6% ao ano.

Esta superação da produção em relação ao consumo não significa auto-suficiência, pois as refinarias brasileiras continuarão necessitando importar óleos mais leves para misturar ao óleo nacional. No entanto, a partir de 2010, novos campos precisarão entrar em operação, dado que a produção dos campos já definidos estará declinante, por volta de 2008 a 2009 (JUNIOR, 2005).

Com relação ao consumo de derivados de petróleo (GLP, gasolina, nafta, diesel e outros), a série histórica do consumo indica um crescimento irregular, em

função do crescimento da economia brasileira. Nos últimos 5 anos o consumo de derivados de petróleo caiu próximo a 5%, enquanto a produção de petróleo cresceu 16%. A evolução histórica da produção e consumo no período 1954-2005, está contida na **tabela 24**.

**Tabela 24** - Evolução da produção e consumo de petróleo no Brasil - 1954 -2010  
(em milhares de bpd)

Anos	Produção	Consumo
1954	3	172
1960	80	253
1970	164	509
1980	181	1060
1990	631	1163
1991	624	1147
1992	628	1191
1993	643	1264
1994	668	1293
1995	693	1326
1996	784	1597
1997	841	1681
1998	975	1787
1999	1101	1793
2000	1234	1838
2001	1295	1736
2002	1455	1737
2003	1483	1669
2004	1431	1739
2005	1601	1768
2006	1910	1850
2010	2368	2060

Fonte: Petrobras, 2005

Nota: Para 2006 e 2010, os dados foram projetados por Gabrielli (2006).

#### 4.5.4 BALANÇA COMERCIAL DO PETRÓLEO

As séries históricas das exportações e importações de petróleo indicam um saldo desfavorável de US\$ 3.497 mil, em 2005, apesar do crescimento no

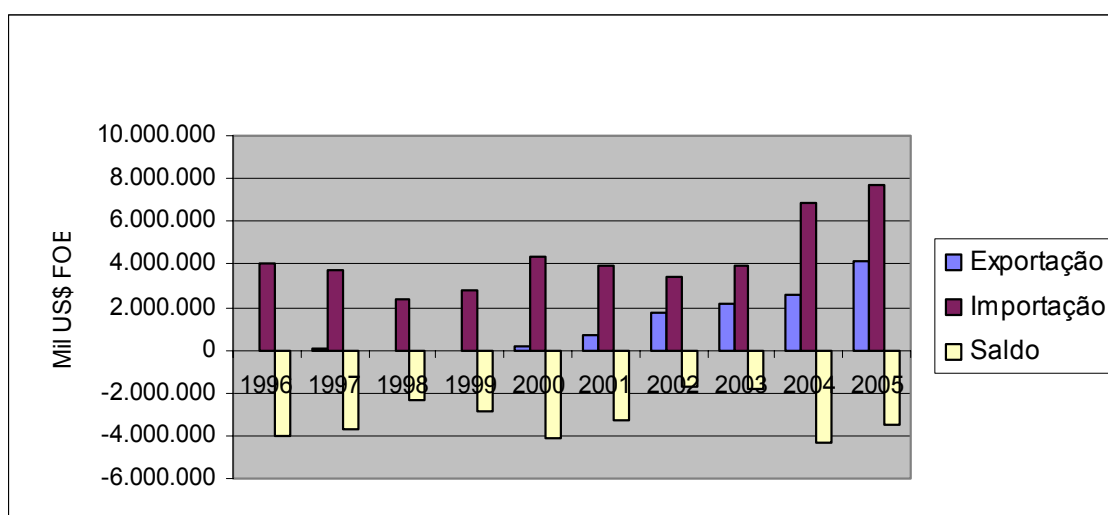


período 1996/2005 das exportações, que passou de US\$ 13.004 mil para US\$ 4.164.450 mil, representando um crescimento de 32.023,38%, contra 190,31% das importações (**tabela 25**).

**Tabela 25** - Balança Comercial de petróleo -1996-2005  
( MIL US\$ FOB)

Anos	Exportação	Preço Médio US\$/b	Importação	Preço Médio US\$/b	Saldo ( Exportação - Imortação)
1996	13.004	17,26	4.004.702	19,80	-3.991.698
1997	17.104	18,35	3.731.093	18,47	-3.713.989
1998	0	-	2.371.154	12,42	-2.371.154
1999	1.525	7,49	2.812.432	16,62	-2.810.907
2000	158.585	23,26	4.307.522	29,64	-4.148.937
2001	720.871	17,83	3.978.037	26,09	-3.257.166
2002	1.691.372	19,72	3.422.843	24,65	-1.731.471
2003	2.121.930	24,05	3.918.965	30,57	-1.797.034
2004	2.527.691	30,00	6.893.458	39,96	-4.365.767
2005	4.164.450	41,57	7.661.484	55,33	-3.497.034

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.



**Gráfico 19** - Balança comercial de petróleo - Exportação, Importação e Saldo (1996-2005)  
Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 25.

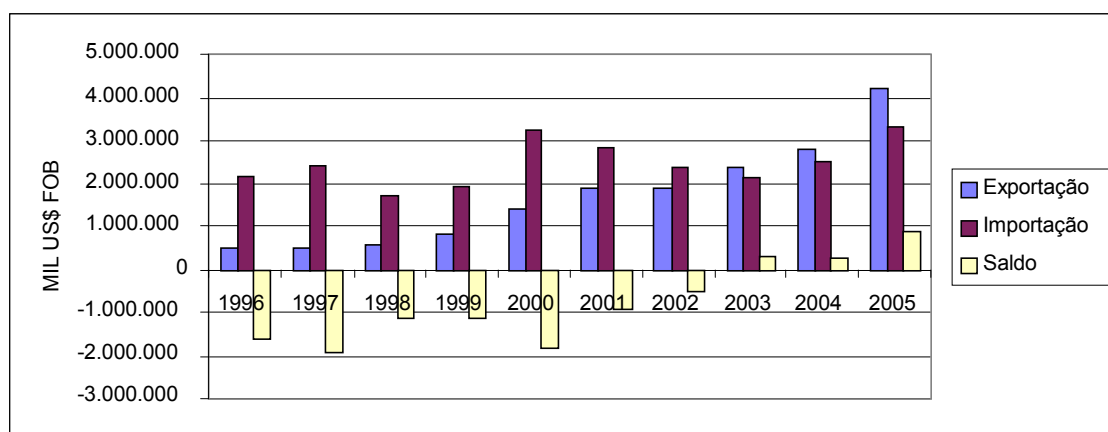
Analisando os dados para os derivados de petróleo, observa-se um saldo favorável a partir de 2003, que tem uma tendência de crescer nos próximos anos, em função do esforço da Petrobras para conquistar novos mercados e aumentar as quantidades exportadas.

**Tabela 26** - Balança Comercial de derivados de petróleo - 1996-2005

MIL US\$ FOB

Anos	Exportação	Importação	Saldo
1996	494.772	2.135.630	-1.640.858
1997	492.071	2.420.600	-1.928.529
1998	548.349	1.695.571	-1.147.222
1999	811.945	1.953.596	-1.141.652
2000	1.391.882	3.225.564	-1.833.682
2001	1.909.086	2.830.004	-920.918
2002	1.885.147	2.389.564	-504.417
2003	2.396.219	2.127.090	269.129
2004	2.759.535	2.494.948	264.587
2005	4.193.798	3.320.156	873.642

Fonte: Elaboração própria, com base no dados da ANP, 2006.



**Gráfico 20** - Balança de derivados de petróleo - Exportação, Importação e Saldo - 1996-2005

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 26.

Quando se analisa o total do petróleo e derivados, o quadro é instável, com altos e baixos nos saldos. Pelo lado das exportações verificamos uma

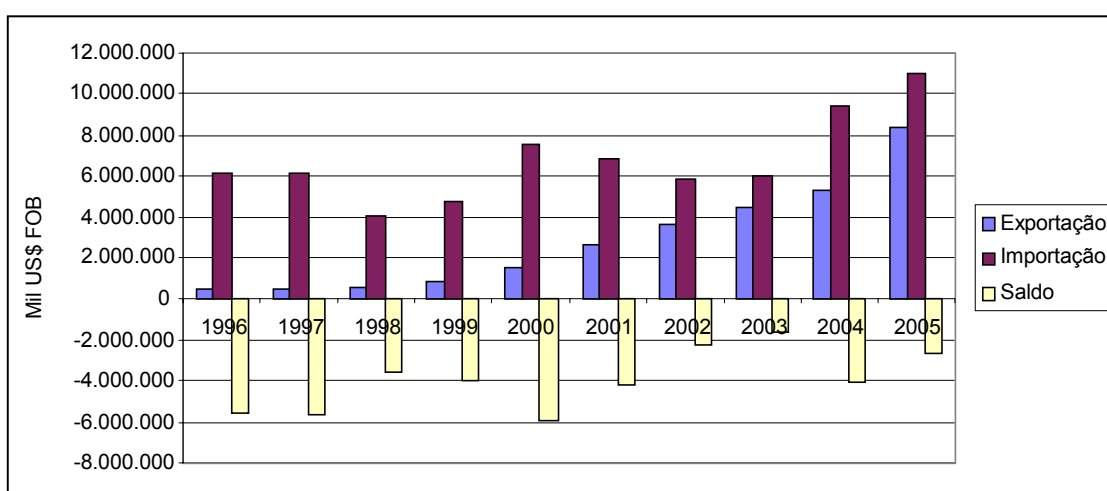
tendência de crescimento, enquanto nas importações, os valores caíram durante a década de 1990 e depois subiram.

**Tabela 27** - Saldo total da Balança Comercial de petróleo e derivados - 1996 -2005

MIL US\$ FOB

Anos	Total	Total	Saldo
	Exportação	Importação	
1996	507.776	6.140.332	-5.632.556
1997	509.175	6.151.693	-5.642.518
1998	548.349	4.066.725	-3.518.376
1999	813.470	4.766.028	-3.952.559
2000	1.550.467	7.533.085	-5.982.619
2001	2.629.958	6.808.042	-4.178.084
2002	3.576.519	5.812.407	-2.235.888
2003	4.518.149	6.046.055	-1.527.906
2004	5.287.227	9.388.406	-4.101.179
2005	8.358.246	10.981.639	-2.623.392

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.



**Gráfico 21** - Saldo total da balança comercial de petróleo e derivados - 1996-2005

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 27.

Verifica-se, portanto, que a auto-suficiência divulgada pela Petrobras em 2006 se manifesta em termos da quantidade de petróleo produzido. Quando se observa a Balança Comercial em dólares, o saldo geral de petróleo e derivados ainda é desfavorável para o Brasil.

#### 4.5.5 CAMPOS PRODUTORES DA BACIA DE CAMPOS

A produção de petróleo na Bacia de Campos (RJ) começou em 1977, quando a produção anual atingia 2.792 bpd, representando cerca de 1,7% do total produzido no Brasil. No final da década de 70, a produção já atingia 16.021 bpd, aumentando a participação para 9,7% do total. Registra-se neste período o início da produção de petróleo nos campos de Enchova, Garoupa, Bonito, Namorado e Pampo.

Em 1980, a produção saltou de 28.575 bpd para 356.370 bpd, em 1989, tanto que sua representação no total da produção brasileira passou para 57,8%. Neste período contribuíram para este aumento a entrada em produção dos campos: Albacora, Abiquem, Badejo, Bicudo, Cerne, Corvina, Enchova Oeste, Frade, Garoupinha, Linguado, Marimba, Moréia, Nordeste Namorado, Pampo, Parati, Pago, Piraúna, e Vermelho.

No final da década de 90, a produção alcançou 857.580 bpd, representando cerca 75,8% do total produzido internamente. Nesta década contribuíram para o aumento os campos : Barracuda, Pampo, Malhado, Marlim, Marlim Sul, Voador e Roncador.

Em 2004, a produção atingia 1.203.757 bpd, representando 80,6% do total produzido no País. Entre 2000 e 2004 entraram em produção os campos de Espadarte, Jubarte e Marlim Leste. Em 2005, a produção alcançou 1.404.744 bpd, atingindo 83,4% da produção total brasileira.

Os campos da Bacia de Campos em produção e desenvolvimento estão listados na **tabela 28**. Entre a descoberta e o início da produção, em média, a produção ocorre 5 anos após a descoberta. No âmbito internacional, a média é de 6 anos.

**Tabela 28 - Principais campos produtores da Bacia de Campos**

Campos	Situação	Descoberta	Início da Produção	Operador	%	Sócio 1	%	Sócio 2	%
Albacora	P	Out/1984	Set/1987	Petrobras	100,00				
Albacora Leste	D	Jul/1993	Mai/1998	Petrobras	90,00	Repsol YPF	10,00		
Abiquem	P	Out/1981	Dez/1983	Petrobras	100,00				
Badejo	P	Out/1975	Nov/1981	Petrobras	100,00				
Bagre	P	Mai/1975	Abr/1984	Petrobras	100,00				
Baleia Franca	D	Jan/2004		Petrobras	100,00				
Barracuda	P	Mai/1989	Fev/1997	Petrobras	100,00				
Bicudo	P	Jul/1976	Jan/1982	Petrobras	100,00				
Bijupirá	P	Dez/1989	Jul/1993	Shell	80,00	Petrobras	20,00		
Bonito	P	Mar/1977	Abr/1979	Petrobras	100,00				
Cachalote	D	Nov/2002		Petrobras	100,00				
Capapeba	P	Jan/1982	Nov/1988	Petrobras	100,00				
Caratinga	P	Jan/1994	Nov/1988	Petrobras	100,00				
Cherne	P	Jan/1976	Nov/1983	Petrobras	100,00				
Congro	P	Jul/1980	Out/1992	Petrobras	100,00				
Corvina	P	Jul/1978	Jul/1983	Petrobras	100,00				
Enchova	P	Abr/1976	Jul/1977	Petrobras	100,00				
Enchova Oeste	P	Set/1981	Ago/1984	Petrobras	100,00				
Espadarte	P	Nov/1988	Ago/2000	Petrobras	100,00				
Frade	D	Nov/1986		Chevron/tex	42,50	Petrobras	42,50	Nissho Iwai	0,15
Garoupa	P	Fev/1974	Jan/1979	Petrobras	100,00				
Garoupinha	P	Mar/1975	Out/1980	Petrobras	100,00				
Jubarte	P	Jan/2001	Out/2002	Petrobras	100,00				
Linguado	P	Abr/1978	Nov/1981	Petrobras	100,00				
Malhado	P	Fev/1986	Nov/1990	Petrobras	100,00				
Marimba	P	Fev/1984	Mar/1985	Petrobras	100,00				
Marlim	P	Jan/1985	Fev/1991	Petrobras	100,00				
Marlim Leste	P	Dez/1986	Mar/2000	Petrobras	100,00				
Marlim Sul	P	Set/1987	Mar/1994	Petrobras	100,00				
Moréia	P	Abr/1983	Nov/1986	Petrobras	100,00				
Namorado	P	Out/1975	maio/1979	Petrobras	100,00				
Ne Namorado	P	Ago/1987	Nov/1987	Petrobras	100,00				
Pampo	P	Jun/1977	Nov/1980	Petrobras	100,00				
Parati	P	Mar/1980	Nov/1982	Petrobras	100,00				
Pargo	P	Dez/1974	Nov/1988	Petrobras	100,00				
Piraúna	P	Set/1981	Nov/1983	Petrobras	100,00				
Roncador	P	Set/1996	Dez/1998	Petrobras	100,00				
Salema	P	Fev/1990	Jul/1993	Shell	80,00	Petrobras	20,00		
Trilha	P	Out/1982	maio/1984	Petrobras	100,00				
Vermelho	P	Nov/1982	Dez/1988	Petrobras	100,00				
Viola	P	Mar/1979	maio/1985	Petrobras	100,00				
Voador	P	Jul/1987	Dez/1991	Petrobras	100,00				

Fonte: Brasil Energy, Fev de 2005

P - produção D - desenvolvimento

#### 4.5.6 ATUAÇÃO DA PETROBRAS NA BACIA DE CAMPOS

A visão geral por segmentos de negócios da Petrobras inclui exploração, desenvolvimento e produção, refino e distribuição. No caso da presente tese está sendo focada a produção, como variável de influência no pagamento dos *royalties*.

A produção de petróleo em terra é chamada de *onshore*, enquanto as produções em águas, mares e oceanos é chamada de *offshore*. A produção *offshore* é mais complexa devido a profundidade de lâmina d'água em que se encontra o óleo, necessitando de alta tecnologia.

A Petrobras classifica a produção *offshore* segundo a profundidade de lâmina d'água, conforme indicado na **tabela 29**.

**Tabela 29** - Classificação da produção *offshore* segundo a profundidade de lâmina d' água

Anos	2004	2005
Lâmina d'água (profundidade)	%	%
0 a 400 metros	21	18
400 a 1.000 metros	55	56
Mais de 1.000 metros	24	26

Fonte: Petrobras, 2006a.

O aumento de conhecimento em tecnologia fez com que a Petrobras se especializasse cada vez mais em águas profundas, tornando-se líder no segmento de exploração, desenvolvimento e produção, onde pode-se destacar:

- em 2000, a produção de petróleo do Campo de Roncador, na Bacia de Campos (RJ), foi obtido a uma profundidade de 1.877 m de lâmina d'água;
- em janeiro de 2003, foi perfurado o segundo poço multilateral e horizontal no mundo em águas profundas no campo Barracuda-Caratinga, na Bacia de Campos, a 2.999 pés (914 m) de lâmina d'água com duas pernas para cada poço;

- durante o ano de 2004, a empresa operava 30 poços em profundidade superior a 3.281 pés (1.000m) de lâmina d' água e
- durante o ano de 2005, a empresa perfurou 400 poços em profundidade superior a 3.281 pés (1.000m) de lâmina d'água, estando o poço mais profundo a 9.360 pés (2.853 m) de lâmina d'água.

Em 31 de dezembro de 2005 estavam registradas na Petrobras 418 áreas, consistindo em 231 áreas de produção, 115 áreas de exploração e 51 áreas em desenvolvimento, perfazendo um total de 113,3 milhões de acres brutos (458,5 mil km<sup>2</sup>), representando 2,7% das bacias brasileiras.

Para a exploração e produção a Petrobras atua em forma de *Joint Venture* com aproximadamente 29 companhias estrangeiras e nacionais como: Petroserv, Queiroz Galvão, El Passo, Shell, Chevron Texaco, TotalFinalElf, Repsol YPF, EnCan, Kerr-McGee, Esso /BHP, Ipiranga, Nissho Iwai, dentre outras.

A Petrobras atua nestas áreas, sendo registradas em 31 de dezembro de 2005 atividades na Bacia de Campos e outras bacias, conforme indicado na **tabela 30**.

**Tabela 30** - Atividades na Bacia de Campos - 31 de dezembro de 2005

Bacias	Blocos - fase de exploração	%	Campos - fase de produção	%	Campos - etapas de desenvolvimento na produção	%
Bacia de Campos	21	36	39	55	6	12
Outras bacias	38	64	32	45	44	88
Total	59	100	71	100	50	100

Fonte: Relatório Anual da Petrobras, 2005.

#### 4.5.7 CARACTERÍSTICAS DOS PRINCIPAIS CAMPOS PRODUTORES

Os seis (6) principais campos produtores de petróleo na Bacia de Campos representam 78% da produção total no ano de 2006, conforme demonstrado na **tabela 31**.

**Tabela 31** - Produção dos principais campos produtores -2006

campos produtores	Produção ( m <sup>3</sup> )	%	Densidade API <sup>18</sup>
Marlim	23.458.006,20	36	19,60
Marlim Sul	10.867.082,80	17	23,10
Barracuda	9.534.837,00	15	25,00
Albacora Leste + Albacora	9.696.053,00	15	28,30
Caratinga	6.929.684,38	10	22,40
Roncador	4.904.086,00	7	28,30
Total	65.389.749,38	100	22,92 <sup>19</sup>

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

<sup>18</sup> O grau API é a forma de expressar a densidade relativa de um óleo ou derivado. A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa, isto é, quanto maior a densidade relativa, menor o grau API. O grau API é maior quando o petróleo é mais leve. Petróleos com grau API maiores que 30 são considerados leves; entre 22 e 30 graus API, são médios; abaixo de 22 graus API, são pesados; com grau API igual ou inferior a 10, são petróleos extra-pesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no Mercado.

<sup>19</sup> Média ponderada pela Produção.



1) Marlim - Produção de óleo e gás natural. O campo de Marlim foi descoberto em janeiro de 1985, através do poço RJS219A. Está localizado na Bacia de Campos, distante aproximadamente 110 km<sup>2</sup> do litoral do Rio de Janeiro. O desenvolvimento definitivo do campo iniciou-se pelo Módulo I, com a instalação da plataforma P-18 em maio de 1994. O pico de produção de óleo foi de 3.032 mil m<sup>3</sup> em 2002, com a implantação do Módulo V (*Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) P-37). O óleo de Marlim é tratado nas suas unidades e transferido para navios-aliviadores que transportam a produção do campo para o continente. Todo o gás produzido associado ao óleo é comprimido em plataformas (FPSOs) e enviado ao continente através da infra-estrutura de gasodutos da Bacia de Campos. Em 2005, foi instalado mais um FPSO com a planta (P-47). A evolução da produção e produção máxima estão indicadas no **gráfico 22**.

Campo: Marlim

Localização: Bacia de Campos

Alíquota de *royalty*: 10,00%

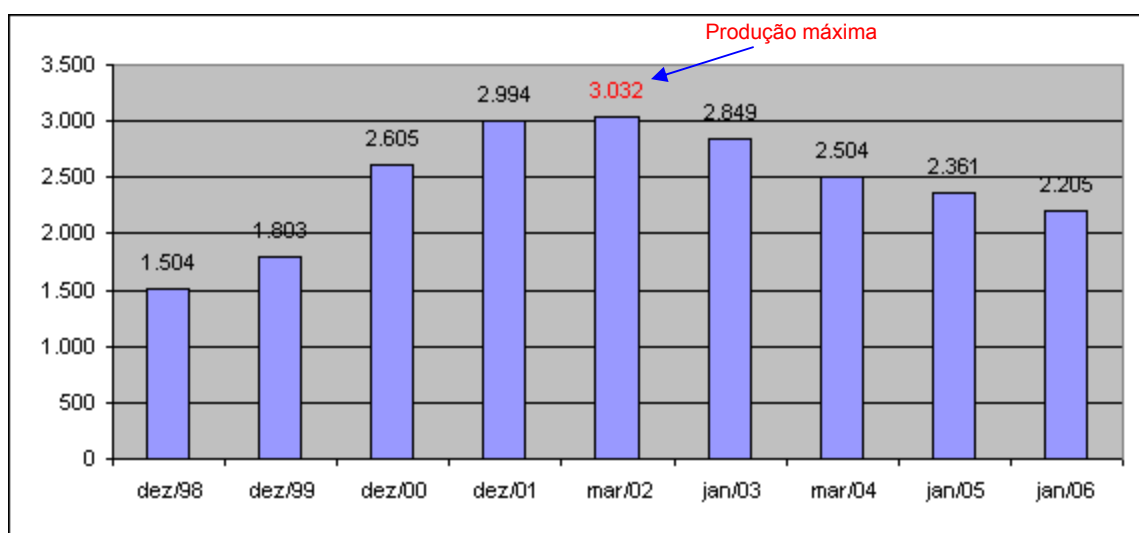
Descoberta: Jan/1985

Início da Produção: Fev/1991

Tempo entre a avaliação e a produção: 6 anos e 1 mês

Operador: 100% Petrobras

Situação: em produção

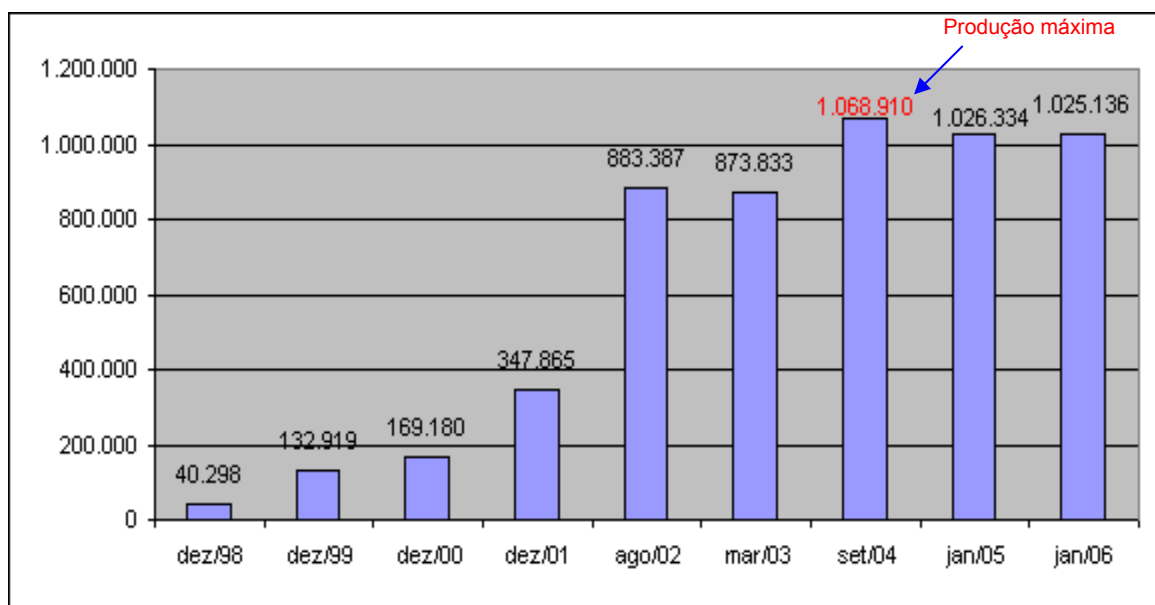


**Gráfico 22** - Campo de Marlim - Produção de petróleo (1.000 m<sup>3</sup>)

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

2) Marlim Sul - A produção de óleo e gás natural, neste campo descoberto em setembro de 1987, é feita através do poço RJS-382, estando situado a cerca de 120 km do litoral norte do estado do Rio de Janeiro, sob profundidades da lâmina d'água de 850 a 2400 m e ocupando uma área de aproximadamente 600 km<sup>2</sup>. A evolução da produção e a produção máxima estão indicadas no **gráfico 23**.

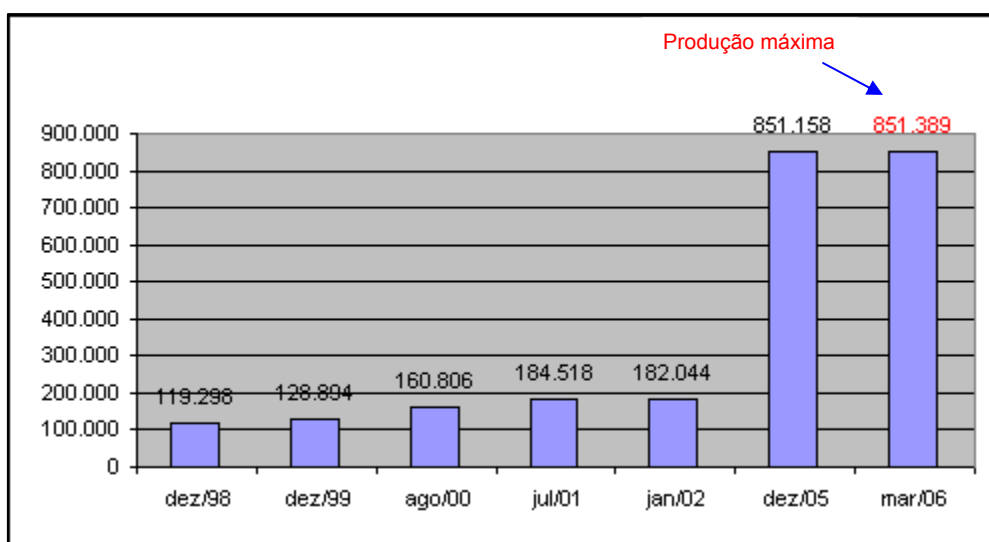
Campo: Marlim Sul  
 Localização: Bacia de Campos  
 Alíquota de *royalty*: 10,00%  
 Descoberta: Set/1987  
 Início da Produção: Mar/1994  
 Tempo entre a avaliação e a produção : 6 anos e 6 meses  
 Operador: 100% Petrobras  
 Situação: em produção



**Gráfico 23** - Campo de Marlim Sul - Produção de petróleo (m<sup>3</sup>)  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

3) Barracuda - Foi descoberto em maio de 1989, através do poço 4-RJS-381. Está localizado na Bacia de Campos, distante aproximadamente 95 Km do litoral, sob lâminas d'água de 600 a 1.100 m e ocupando uma área de 233 km<sup>2</sup>. O campo foi desenvolvido em duas etapas: Sistema Piloto (concluído em outubro de 2002) e Sistema Definitivo (em implantação). O início da produção ocorreu em setembro de 1997, com o poço 1-RJS-383, para o Sistema Piloto, cujo Sistema Flutuante de Produção (UEP) P-34, do tipo FPSO, situava-se em lâmina d'água de 835 m. O Sistema Definitivo que iniciou a produção, em 21 de dezembro de 2004, compreende a exploração do campo através de 34 poços, sendo 20 produtores e 14 injetores de água. A evolução da produção e a produção máxima estão indicadas no **gráfico 24**.

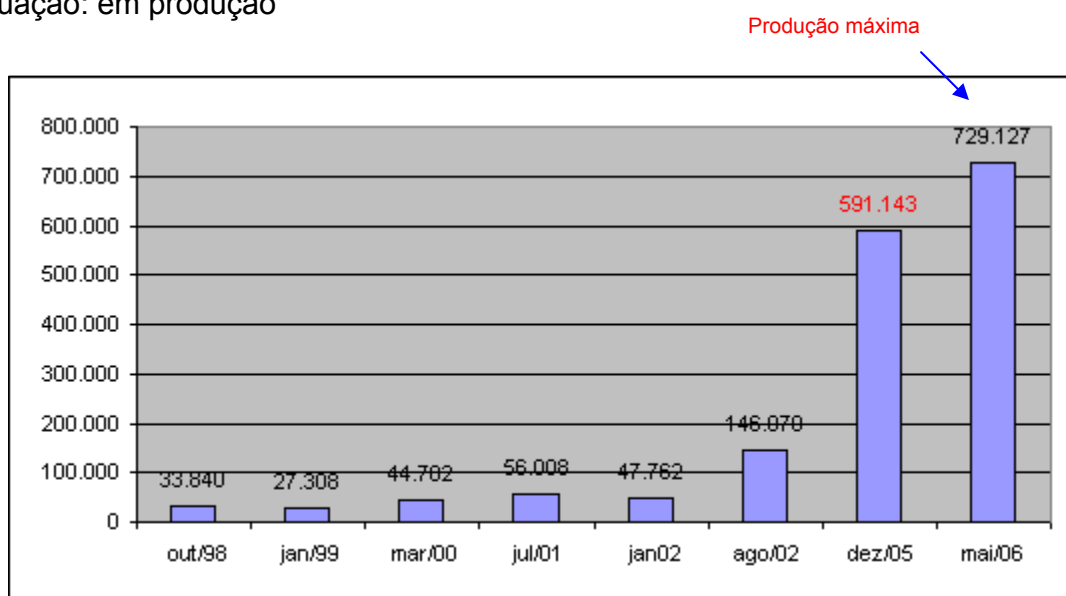
Campo: Barracuda  
 Localização: Bacia de Campos  
 Alíquota de *royalty*: 10%  
 Descoberta: Maio/1989  
 Início da Produção: Fev/1997  
 Tempo entre a avaliação e a produção: 7 anos e 9 meses  
 Operador: 100% Petrobras  
 Situação: em produção



**Gráfico 24** - Campo de Barracuda - Produção de petróleo (m<sup>3</sup>)  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

4) Caratinga - Foi descoberto em fevereiro de 1994, através do poço 1-RJS-491. Está localizado na Bacia de Campos, distante aproximadamente 100 Km do litoral, sob lâminas d'água de 850 a 1.350 m e ocupando uma área de 261 km<sup>2</sup>. O campo está sendo desenvolvido em duas etapas: Sistema Piloto (concluído em outubro de 2002) e Sistema Definitivo (em implantação). O início da produção ocorreu em novembro de 1997, com o poço 1-RJS-491, para o Sistema Piloto, cuja Unidade Estacionária de Produção (UEP) P-34, do tipo FPSO , situava-se em lâmina d'água de 835 m. O sistema definitivo teve início de produção previsto para janeiro de 2005 e compreendem a exploração do campo através de 20 poços, sendo 12 produtores e 8 injetores de água. A evolução da produção e a produção máxima estão indicadas no **gráfico 25**.

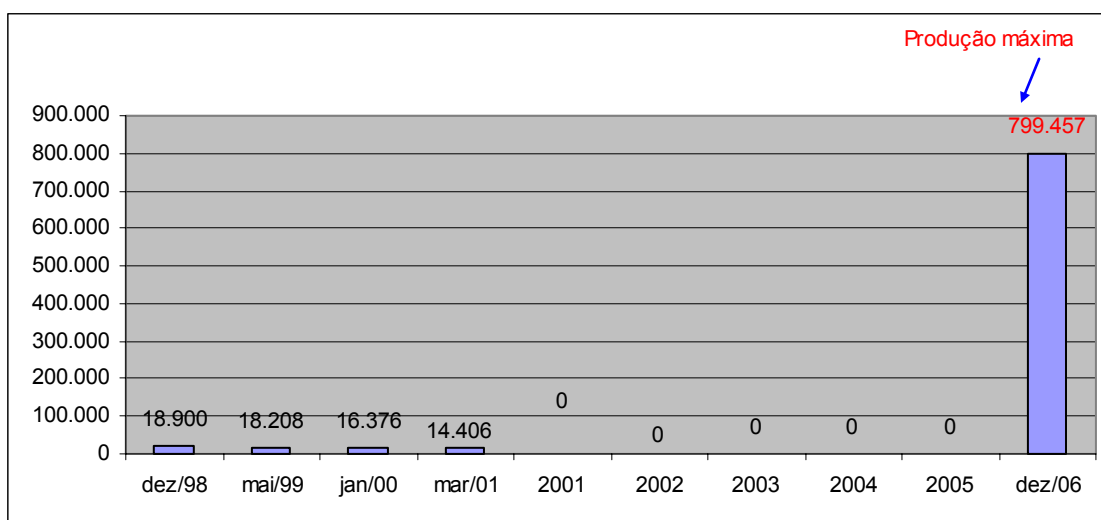
Campo: Caratinga  
 Localização: Bacia de Campos  
 Alíquota de *royalty* : 9,30%  
 Descoberta: Fev/1994  
 Início da Produção: Nov/1998  
 Tempo entre a avaliação e a produção: 4 anos e 9 meses  
 Operador: 100% Petrobras  
 Situação: em produção



**Gráfico 25** - Campo de Caratinga - Produção de petróleo (m<sup>3</sup>)  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

5) Albacora Leste - O campo de Albacora Leste foi descoberto em outubro de 1984, através do poço RJS342A, e está localizado na Bacia de Campos distante aproximadamente 120 km do litoral. O desenvolvimento do campo está previsto para ocorrer em fase única. Foi instalada uma unidade flutuante de produção, do tipo *FPSO* (P-50), com início de produção em 2005. O arranjo submarino consiste em 31 poços (16 produtores e 15 injetores) interligados através de linhas flexíveis à plataforma de produção P-50, onde o óleo será tratado e posteriormente transferido para navios-aliviadores que o transporta para o continente. O projeto foi desenvolvido em parceria com a *Repsol-YPF*. A evolução da produção e a produção máxima estão indicadas no **gráfico 26**.

Campo: Albacora Leste  
 Localização: Bacia de Campos  
 Alíquota de *royalty*: 10%  
 Descoberta: Out/1984  
 Início da Produção: Set/1987  
 Tempo entre a avaliação e a produção: 2 anos 11 meses  
 Operador: 100% Petrobras  
 Situação: em produção

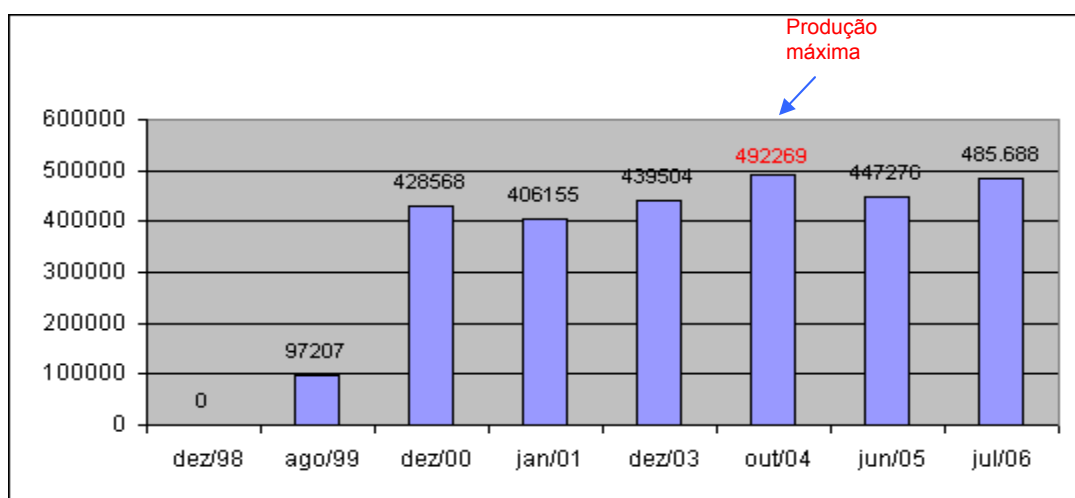


**Gráfico 26** - Campo de Albacora Leste - Produção de petróleo (m<sup>3</sup>)

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

6) Roncador - Produção de óleo e gás natural. O campo de Roncador, localizado na área norte da Bacia de Campos, a cerca de 125 km do cabo de São Tomé, foi descoberto em setembro de 1996, com a perfuração do poço 1-RJS-436A. O campo de Roncador possui uma área de 111 km<sup>2</sup> e está sob uma lâmina d'água (LDA) que varia de 1.500 a 1.900 metros. Devido à extensão de sua área e ao grande volume de hidrocarbonetos existentes, o desenvolvimento da produção de Roncador foi planejado para ocorrer em módulos, num total de 4 (quatro). O óleo de cada um desses módulos possui diferentes densidades, distribuídas da seguinte forma: Módulo 1A - 28° a 31° API; Módulo 2 - 18° API; Módulo 3 - 22° API e Módulo 4 - 18° API. A evolução da produção e produção máxima estão indicadas no **gráfico 27**.

Campo: Roncador  
 Localização: Bacia de Campos  
 Alíquota de *royalty*: 10,00%  
 Descoberta: Set/1996  
 Início da Produção: Dez/1998  
 Tempo entre a avaliação e a produção: 2 anos e 3 meses  
 Operador: 100% Petrobras  
 Situação: em produção



**Gráfico 27** - Campo de Roncador - Produção de petróleo (m<sup>3</sup>)  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

## 5 PREÇOS DO PETRÓLEO

### 5.1 INTRODUÇÃO

O preço é um dos componentes no cálculo dos *royalties* do petróleo, sendo influenciado por diversos fatores internos e externos, que provocam impacto nas receitas a serem distribuídas aos estados e municípios. Nesse capítulo será abordado o comportamento dos preços do petróleo no cenário internacional e nacional e a metodologia de cálculo dos preços estabelecidos ao petróleo e gás natural para fins de participações governamentais determinadas pela ANP.

### 5.2 BREVE HISTÓRICO DO PETRÓLEO -1859 A 1969

A história do petróleo começou há 147 anos, em 1859, quando o Coronel Drake perfurou o 1º poço de petróleo na *Pensylvania*, com 21 metros de profundidade.

Em 1868, o grande empreendedor John Rockefeller criou a *Standard Oil*, dando início a criação de outras empresas gigantes, como a *Exxon*, *Móbil* e *Chevron*.

Em 1876, o estado da Califórnia começou a produzir petróleo e a Rússia, como produtor, passa a exportar. A cotação, nesta época, estava em torno de US\$ 45,58 o barril.

Outra grande empresa foi criada em 1904, a *Anglo-Persian*, mais tarde se transformando na *British Petroleum*, que descobriu petróleo no Irã, quatro anos mais tarde.

Em 1914, ocorreu o início da 1ª Grande Guerra, paralisando parcialmente a atividade econômica mundial. A busca pelo petróleo continua com outras empresas já formadas, sendo que em 1922 a Shell descobre um poço gigante em Maracaibo, na Venezuela. Em 1948, foi descoberto outro campo gigante na

Arábia Saudita, que coincide com a recuperação dos países após a 2ª Guerra Mundial, estando as cotações do petróleo em torno de US\$15,69 o barril.

Diversas crises mundiais têm afetado o mercado do petróleo, como o fato que aconteceu em 1951, com a nacionalização dos poços da *British Petroleum* no Irã, pelo ministro *Mossadegh*.

Em 1956, o mercado foi afetado por outra crise do petróleo, devido à nacionalização do canal de *Suez*, pelo então presidente do Egito, *Gamal Nasser*, sendo que a França e a Inglaterra interviram militarmente na região, enquanto outro conflito se iniciava com Israel avançando sobre o monte Sinai.

Fato marcante ocorreu em 1960, com a criação da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), em Bagdá, composta pelos seguintes países: Irã, Iraque, Kuwait, Qatar, Arábia Saudita, Emirados Árabes Unidos, Argélia, Indonésia, Líbia, Nigéria e Venezuela. Em 1967, aconteceu a guerra dos “Seis Dias”, entre Israel e países vizinhos, com influência no mercado. Um outro fato que repercutiu no mercado foi a descoberta de petróleo no mar do Norte, em 1969.

### **5.3 TIPOS DE PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL**

Os preços do petróleo no mercado internacional, tem por referência o tipo *WTI (West Texas Intermediate)*, o *Brent* e o *Dubai*, sendo que o último é o menos utilizado.

O *WTI* é o petróleo negociado na Bolsa de Nova York (*NYMEX - New York Mercantile Exchange*) e serve de referência para os mercados derivativos nos Estados Unidos, com características de densidade variando de 38° a 40° API e teor de enxofre de 0,3% (ANP, 2002).

O petróleo do tipo *Brent* se refere ao óleo produzido no mar do Norte (Europa) e negociado na Bolsa de Londres *IPE (International Petroleum Exchange)*, sendo referência para os mercados derivativos da Europa e Ásia. O *Brent* é uma mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos



sistemas petrolíferos Brent e *Ninian* com características de 39,4° API e teor de enxofre de 0,34%. A cotação do petróleo tipo *Brent* é publicada diariamente pela *Platt's Crude Oil Marketwire* (ANP, 2002).

## 5.4 ANÁLISE DOS PREÇOS DO PETRÓLEO BRENT- 1970 A 2006

Os preços internacionais do petróleo são caracterizados pela volatilidade que ocorre na movimentação diária do mercado. Volatilidade, que é definida como a diferença entre o preço mais alto e o mais baixo, foi considerada como a variação ocorrida anualmente, conforme mostrado na **tabela 32**, tendo alcançado seu mais alto nível em 1980, quando o preço histórico do petróleo atingiu sua maior cotação na história (período 1970 a 2003), cerca de US\$ 36,83/b (US\$ 87,65, corrigidos pelo dólar de 2005).

### 5.4.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS

A década de 70 foi marcada pela crise em 1973, provocando o chamado “primeiro grande choque”, devido à guerra do *Yom Kippur*, com forte influência nos preços, subindo de US\$1,80/b em 1970 para US\$ 3,29/b em 1973, em termos nominais. No ano seguinte, aconteceu o embargo do petróleo árabe aos EUA e Europa e as cotações chegaram a US\$11,58/b.

Em 1979, um outro fato relevante afetou o mercado, com o chamado “segundo grande choque”, provocado pela revolução iraniana, quando o preço saltou de US\$ 14,02/b em 1978 para US\$ 31,61/b, aumentando cerca de 125%, segunda maior variação da série histórica (**tabela 32**).

A alta persistente dos preços, elevou-os para US\$ 36,83/b em 1980, que a preços de 2005, corresponde a US\$ 87,65, um recorde histórico.

Um fato, de repercussão mundial aconteceu em 1989, quando o navio *Exxon Valdez* derramou 40 mil metros cúbicos de óleo no Alasca, sendo considerado um dos maiores desastres ambientais da indústria do petróleo.

Em 1990, um outro fato gerou nova crise, devido à invasão do Kuwait pelo Iraque, provocando alta volatilidade nos preços, quando aumentaram cerca de 30% em relação a 1989.

Em 1998, a crise financeira da Ásia resultou em sérios problemas econômicos, com forte influência no mercado do petróleo, fazendo com que o preço caísse de US\$ 23,73/b em 1990 para US\$ 12,78/b naquele ano, sendo chamado por alguns especialistas de contra-choque do petróleo.

Em 2005, a cotação alcança níveis recordes e atinge US\$ 70,85/b, devido principalmente, à passagem do furacão *Katrina* pelo Golfo do México e Estados Unidos. Considerando os preços médios, a cotação atingiu uma média de US\$54,52/b neste ano.

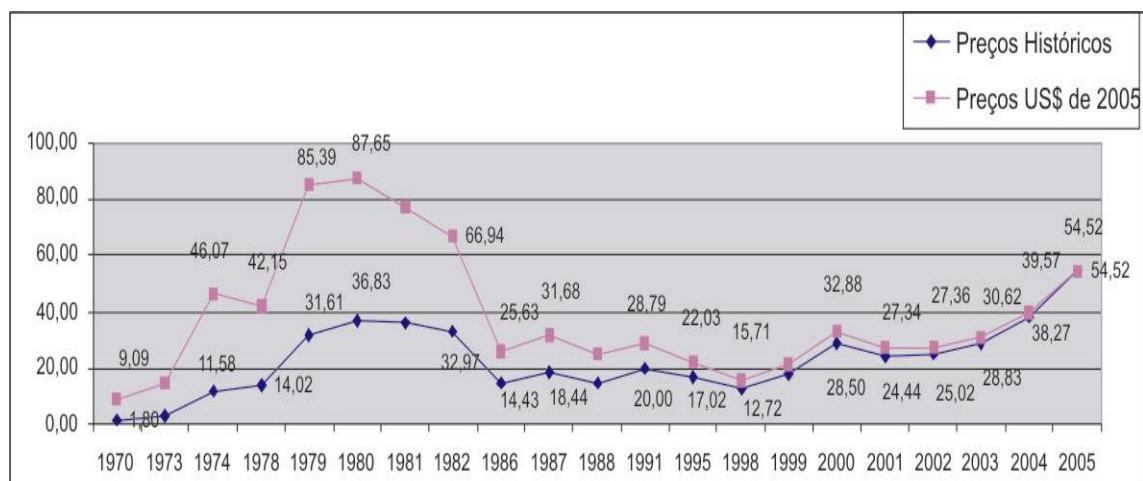
Por último, em 2006, os preços continuaram subindo, quando atingiu em julho de 2006 um pico de US\$ 78,14/b, voltando a cair para US\$ 57,81/b em setembro do mesmo ano. No final do ano o preço se situou em US\$61,96/b.

A **tabela 32**, a seguir, mostra a evolução histórica e real dos preços para o período 1970 a 2005, indicando as variações ocorridas entre os anos. Os valores estão representados também através da **gráfico 28**.

**Tabela 32 - Preços históricos e reais do petróleo Brent - 1970 -2005 (US\$/b)**

Anos	Preços Históricos	Variação anual (%)	Preços de 2005
1970	1,80		9,09
1971	2,24	24	10,86
1972	2,48	11	11,64
1973	3,29	33	14,52
1974	11,58	252	46,07
1975	11,53	0	42,04
1976	12,80	11	44,11
1977	13,92	9	45,04
1978	14,02	1	42,15
1979	31,61	125	85,39
1980	36,83	17	87,65
1981	35,93	-2	77,46
1982	32,97	-8	66,94
1983	29,55	-10	58,13
1984	28,78	-3	52,86
1985	27,56	-4	50,11
1986	14,43	-48	25,63
1987	18,44	28	31,68
1988	14,92	-19	24,71
1989	18,23	22	28,69
1990	23,73	30	35,62
1991	20,00	-16	28,79
1992	19,32	-3	26,98
1993	16,97	-12	23,09
1994	15,82	-7	21,07
1995	17,02	8	22,03
1996	20,67	21	25,94
1997	19,09	-8	23,51
1998	12,72	-33	15,71
1999	17,97	41	21,41
2000	28,50	59	32,88
2001	24,44	-14	27,34
2002	25,02	2	27,36
2003	28,83	15	30,62
2004	38,27	33	39,57
2005	54,52	42	54,52
Média	20,72	-	36,42

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da BP, 2006.



**Gráfico 28 – Preços do petróleo Brent - US\$/b - 1970-2005**  
 Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da Tabela 32.

## 5.5 FATORES QUE AFETAM OS PREÇOS DO PETRÓLEO

Diversos fatores influenciam o mercado do petróleo, provocando variações nos preços. Conforme consta no Relatório Anual da Petrobras (PETROBRAS, 2005), a companhia pode ser afetada pelo resultado de muitos fatores. Esses fatores incluem:

- *desenvolvimentos econômicos e políticos globais e regionais nas regiões de produção de petróleo, especialmente no Oriente Médio;*
- *a habilidade da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e outros países produtores de petróleo de estabelecer e manter os preços e níveis de produção de petróleo;*
- *oferta e procura globais e regionais de petróleo e derivados de petróleo;*
- *concorrência de outras fontes de energia;*
- *regulamentos governamentais nacionais e estrangeiros e*
- *conflitos globais e atos de terrorismo.*

Continua o Relatório afirmando que

a volatilidade e a incerteza nos preços internacionais do petróleo e dos derivados de petróleo podem continuar. Quedas substanciais ou ampliadas nos preços internacionais de petróleo podem ter um efeito desfavorável relevante em nossos negócios, nossos resultados operacionais e na situação financeira, e no valor de nossas reservas provadas. Além disso, quedas significativas no preço do petróleo podem nos fazer reduzir ou alterar o momento adequado para nossos investimentos, e isso pode afetar de forma desfavorável nossas previsões de produção no médio prazo e nossas estimativas de reserva no futuro (PETROBRAS, 2005).

Outros fatores podem ter influência no mercado, com efeito nos preços, como:

- reposição de estoques estratégicos por parte dos países;
- fatores climáticos, como o aumento do inverno no hemisfério norte;
- greves em países produtores;
- furacões, como no caso do *Katrina* e
- descobertas de novos depósitos, dentre outros.

Além dos fatores apontados, diversos agentes econômicos atuam no mercado do petróleo, influenciando no comportamento dos preços.

## **5.6 PRINCIPAIS AGENTES ECONÔMICOS DE ATUAÇÃO NO MERCADO**

### **5.6.1 PRODUTORES**

A Arábia Saudita e outros países do Golfo Pérsico, mencionados no capítulo 4, detém cerca de 30,6% da produção mundial, exercendo juntos uma influência incontestável no mercado mundial, pois o controle da produção pode ser exercido no caso de falta ou excesso de oferta, funcionando como regulador dos preços, não se podendo esquecer do peso da produção da Rússia e outros países. Os países exportadores que fazem parte da OPEP, estabeleceram uma banda de preços variando de US\$ 22.00 a US\$ 28.00/b, média de US\$ 25.00/b, sendo ultrapassado nos anos de 2003, 2004 e 2005.

Na verdade, a OPEP pode influenciar o mercado, caso ocorra corte na produção, com objetivo de aumentar ou manter o preço, ou pode influenciar também com aumento de produção, provocando redução nos preços. Há, entretanto, limites nas ações da OPEP. Se aumentar muito o preço, a demanda diminui e pode tornar rentável a produção de óleo dos campos mais ou menos produtivos ou fontes não convencionais de energia. Além disso os países exportadores que tem o petróleo como a principal fonte de receita, podem ter efeitos adversos na economia. Hoje se discute e duvidado poder da OPEP de controlar os preços no mercado internacional.

## 5.6.2 CONSUMIDORES

Os principais consumidores mundiais de petróleo estão localizados na América do Norte, Ásia-Pacífico e Europa, consumindo cerca de 83,90% do consumo mundial. Registra-se como maior consumidor os Estados Unidos, seguido da China e Japão, com percentuais de 25,05%, 8,47% e 6,50%, respectivamente. Verifica-se ainda o crescimento das importações da China de 30%, em 2003, e o aumento do consumo dos Estados Unidos, como fatores de grande influência no mercado, provocando aumento nos preços.

## 5.6.3 ESPECULADORES

Diversos agentes atuam no mercado do petróleo, procurando tirar vantagens das flutuações dos preços em determinado momento. Um dos agentes mais conhecidos no mercado é o especulador, que será apresentado adiante.

Slade (1988) apresenta a relação existente entre os preços dos produtores e das Bolsas, afirmando:

Os preços são determinados pelos produtores e, em menor extensão, pelos consumidores. Nas Bolsas de *commodities*, novos agentes foram introduzidos: brokers, mercadores e especuladores. Todos os agentes apresentam benefícios e custos. Os especuladores entram no mercado para realizar um lucro. Como consequência, o especulador provê liquidez ao sistema. Em tempo de superprodução, os produtores e os consumidores podem sempre encontrar um comprador para um metal não desejado e em tempos de escassez, eles podem

encontrar alguém interessado em vender. Falta de liquidez, portanto, nunca existe nos mercados de *commodity*.

O especulador atua no mercado sempre na expectativa de auferir maiores lucros, dispondo-se a assumir os riscos inerentes do mercado, sem ter qualquer interesse pelo mineral. Seu objetivo principal é vender na alta e comprar na baixa, sempre operando a curtíssimo prazo. Uma das formas de se observar a atuação especulativa no mercado é através do número de contratos não exercidos negociados nas bolsas de mercadorias.

O especulador está sempre atento às mudanças de mercado, sempre procurando obter de sua aplicação a melhor rentabilidade e liquidez, podendo entrar e sair do mercado a qualquer momento. Desta forma, observa-se que:

- o especulador entre no mercado se as condições são favoráveis, como por exemplo, com os preços em alta volatilidade;
- o especulador sai do mercado se perceber que o preço está numa faixa relativamente estreita, sem muita manobra, limitado no máximo pelas vendas para entrega futura e no mínimo pelo preço determinado no mercado à vista.

Não seria demais concluir que o especulador tanto adiciona liquidez ao mercado como aumenta em certas situações algumas tendências provocadas por eventos externos. É importante ressaltar que essa ação que ele mesmo pode exercer depende em grande medida das circunstâncias do momento e do metal considerado.

A instabilidade no mercado provoca incertezas, fazendo com que seja cobrado um prêmio de risco mais elevado no preço. Surgem também os investidores que são obrigados a se precaver no mercado futuro com contratos de *hedge*. As operações no mercado futuro acabam por retroalimentar o movimento altista dos preços (JUNIOR, YOTTY & FERNANDES, 2003).



## 5.7 PREÇOS DO PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO MERCADO NACIONAL

### 5.7.1 METODOLOGIA ADOTADA PELA ANP PARA DETERMINAÇÃO DO PREÇO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO

Os preços do petróleo nacional para efeito de cálculo dos *royalties* são estabelecidos pela ANP, com base na metodologia indicada a seguir. Será analisada a série histórica de 1998-2006, em função da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a conhecida Lei do Petróleo.

A metodologia indicada pela Portaria ANP nº. 206, de 29 de agosto de 2000, estabelece os critérios para fixação do Preço Mínimo do Petróleo, para fins de cálculo das participações governamentais, na eventualidade do concessionário não apresentar a cesta-padrão de petróleo.

Para efeito de cálculo do Preço Mínimo, para cada tipo de petróleo nacional, é utilizada como referência a média mensal das cotações diárias do preço do petróleo tipo *Brent Dated* comercializado no mercado europeu, e de cinco derivados de petróleo cotados no mercado internacional.

A metodologia estabelece os seguintes procedimentos de cálculo:

1. o Preço Mínimo do petróleo nacional, em reais por metro cúbico, é obtido através do preço do petróleo *Brent Dated*, em dólares por barril, somado a um diferencial de qualidade entre os tipos de óleo. A conversão para a moeda nacional é feita pela média mensal das taxas de câmbio diárias de compra do dólar norte-americano, segundo o Banco Central do Brasil. O valor constante utilizado para conversão de barris para metros cúbicos é de 6,2898;

2. a fórmula de cálculo do Preço Mínimo (Pmin), em R\$/m<sup>3</sup>, do petróleo para cada campo é dada por:

$$P_{min} = TC \times 6,2898 \times (Brent \ Dated \ médio + D) \text{ onde:}$$

TC - é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, segundo o Banco Central;

D - diferencial de qualidade e

constante 6,2898 - valor utilizado para conversão do volume de óleo de barris para metros cúbicos.

3. a relação dos tipos de petróleo nacional consta do **Anexo II** da Portaria 206/2000, atualizado pelo Despacho do Diretor- Geral nº 361, de 03 de agosto de 2004. No **Anexo III**, estão descritas as características físico-químicas dos tipos de petróleo nacional.

Como exemplo, mostraremos a metodologia de cálculo do preço mínimo de referência para o petróleo denominado Baiano Mistura, do campo de Cassarongono, na Bacia do Recôncavo.

Mês de referência = jan/2001

Preço médio do petróleo *Brent* = US\$25,67/b

Taxa média de câmbio para compra = R\$ 1,9537/US\$

Diferencial entre o preço do petróleo nacional, produzido em cada campo e do petróleo *Brent* será determinado pela seguinte fórmula:

$$D = VPB_{nac} - VPB_{Brent}$$

VPB *nac* - é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril.

VPB *Brent* - é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo *Brent*, em dólares americanos por barril.

A metodologia leva em conta as frações de destilados leves, médio e pesados e os respectivos preços, bem como o teor de enxofre. Sendo assim, foi estabelecido o diferencial de preços (D):

$$D = 29,13 - 30,33 = - 1,20$$

Cálculo do preço mínimo de referência para o petróleo Baiano Mistura:

$$P_{min} \text{ Baiano Mistura} = (25,67 - 1,20) \times 1,9537 \times 6,2898 = R\$ 300,70/m^3$$

### 5.7.2 METODOLOGIA ADOTADA PELA ANP PARA DETERMINAÇÃO DO PREÇO DE REFERÊNCIA DO GÁS NATURAL

Ao contrário do petróleo, não existe Preço Mínimo para o gás natural. O preço de referência do gás natural leva em conta a existência ou não da operação de venda. Da mesma forma que para o petróleo, o preço de venda do gás natural tem que atender às condições de mercado.

Gutman (2007) afirma que:

com relação à produção de gás natural, a mesma é valorada com base na média ponderada dos preços de venda do gás produzido no campo, praticado pelo concessionário no mês, sendo este preço livre dos tributos incidentes sobre a venda e dos custos de “transporte “ (cf.art. 8º do Decreto 2.705/98)

Maiores detalhes sobre a metodologia de determinação do preço, encontram-se nas portarias da ANP, contidas em [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) .

### 5.7.3 TAXA DE CÂMBIO

Para o cálculo dos *royalties* é necessário estabelecer a conversão do preço do petróleo tipo *Brent* em dólar por barril para R\$ em m<sup>3</sup> (metodologia em 6.4.5), tendo como base a taxa de câmbio.

Câmbio é a troca de moeda entre os países. Essa troca, ou seja, a compra e venda de moeda de dois países, tem por finalidade possibilitar que o importador (comprador de um país) liquide sua dívida junto ao exportador (vendedor de outro país). Como são muitas as compras e as vendas de um país para outro, torna-se

evidente a complexidade e dos pagamentos e recebimentos entre os diversos países, pelos próprios negociantes.

Em função do exposto, chega-se à definição de operação cambial, que seria compra de uma determinada moeda estrangeira. Para a compra precisamos conhecer qual é o preço no mercado cambial dessa moeda.

*Taxa de câmbio* seria o preço da moeda estrangeira no mercado cambial ou de divisas, também sujeita às alterações da demanda e oferta .

As taxas de câmbio dos países têm sido um importante fator como referência para medir os custos das empresas e avaliar o preço do petróleo em determinada moeda, sendo que as principais cotações são avaliadas em dólar, variando de acordo com as mudanças na economia internacional.

A taxa de câmbio tem sido um instrumento de política por parte de governos, como forma de incrementar as exportações ou importações, dependendo das restrições do seu mercado interno. No Brasil, ela tem sido utilizada, por muitos anos, como forma de incentivar as exportações ou desestimular as importações. Esta política pode alterar a taxa de câmbio, influenciando no cálculo dos *royalties*.

No Brasil, a política cambial flutuante tem sido utilizada para manter a valorização do real em relação ao dólar, permitindo que o preço do petróleo seja valorizado internamente.

Nos últimos anos o real sofreu uma desvalorização de 52,3% em 2002 em relação ao dólar norte-americano, antes de ter uma valorização de 18,2% em 2003 e continuou a ter uma valorização de 8,1% em 2004 e 11,8% em 2005. Em 2006, o real valorizou em relação ao dólar próximo a 12%.

#### 5.7.4 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO PETRÓLEO NO MERCADO NACIONAL

Os preços de referência, para cálculo de participações governamentais estabelecido pela ANP, são influenciados ou pelo aumento dos preços *Brent* ou pela desvalorização ou valorização do real diante do dólar. Como observado anteriormente, os preços em dólar são multiplicados pelo conversor de barril/ m<sup>3</sup> de 6,2898 e pela taxa de câmbio. A análise dos preços no mercado nacional pode ser efetuada em períodos:

- 1999-2000 - variação de preços em função do aumento do *Brent*, já que a taxa de câmbio manteve-se estável;
- 2001-2002 -variação de preços em função do aumento da taxa de câmbio, já que a preço *Brent* permaneceu estável;
- 2003-2006 - variação de preços em função do aumento do *Brent*, já que a taxa de câmbio apresentou queda.

**Tabela 33** - Preços *Brent*, Taxa de Câmbio e Preços Nacionais (1) - 1999 –2006

Anos	Preços Brent US\$/b	Taxa de Câmbio R\$	Preços Nacionais R\$/m <sup>3</sup>
1999	17,87	1,83	205,6355
2000	28,39	1,86	332,1751
2001	24,46	2,42	372,3693
2002	24,99	2,92	458,9797
2003	28,84	3,07	556,9642
2004	38,22	2,92	701,9447
2005	51,90	2,52	822,6300
2006	64,97	2,19	894,2800

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006 e Petrobras, 2005.

Notas: (1) Média anual

## **6 ROYALTIES E OUTRAS PARTICIPAÇÕES**

### **6.1 INTRODUÇÃO**

O capítulo que se apresenta aborda as formas de participações governamentais, destacando principalmente os aspectos que envolvem o pagamento dos *royalties* originários da produção de petróleo e gás natural da Bacia de Campos (RJ), bem como sua metodologia de cálculo para os estados e municípios beneficiários. O *royalty* é o resultado do cálculo que envolve as variáveis produção, preços e taxa de câmbio, já analisadas nos capítulos anteriores.

### **6.2 HISTÓRICO DOS ROYALTIES**

Os *royalties* foram estabelecidos pela Lei nº. 2004, de 3 de outubro de 1953, que também criou a Petrobras. No seu artigo 27 a lei determinava o pagamento de 4% aos estados e de 1% aos municípios, em cujos territórios se realizasse a lavra de petróleo e gás natural. Em 1985, a Lei nº 7.453 de 27 de dezembro de 1985, fixou as seguintes indenizações: 1,5% - estados e Territórios; 1,5% aos estados e municípios confrontantes e suas respectivas áreas geoeconômicas; 1% para a marinha; 1% para um fundo especial a ser distribuído entre os estados e municípios.

Em 1989, a Lei nº. 7.990 de 28 de dezembro de 1989, fixou a seguinte compensação financeira vinculada à produção petrolífera. Campos em terra (*onshore*): 70% para os estados produtores; 20% para os municípios produtores; 10% para os municípios com instalações marítimas ou terrestres de embarque ou desembarque. Campos marítimos (*offshore*): 30% para os estados produtores; 30% para os municípios produtores; 10% para os municípios com instalações petrolíferas; 20% para o Ministério da Marinha e 10 % para um fundo especial dos estados e municípios.

Finalmente, em 1997, a Lei do Petróleo de nº. 9.478 de 6 de agosto de 1997, estabeleceu a alíquota básica dos royalties numa faixa entre 5% e 10%, podendo a Agência Nacional do Petróleo reduzir esta alíquota até um mínimo de 5%, se for encontrado risco geológico ou menor capacidade de produção.

Os royalties foram assim distribuídos:

- 1) *Royalties* até 5%: com base na Lei nº. 7.990 de 28/12/89.
- 2) *Royalties* acima de 5%, com base na lei do petróleo, que fixou a seguinte distribuição: 25% para o Ministério da Ciência e Tecnologia; 22,5% para os estados produtores confrontantes; 22,5% para os municípios confrontantes; 15% para o Ministério da Marinha; 7,5% para os municípios com instalações petrolíferas e 7,5% para um fundo especial a ser distribuído entre os estados e municípios.

A Lei do Petróleo estabeleceu novas participações governamentais a serem pagas pelas concessionárias nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural: bônus de assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção de área, participação especial e os *royalties*.

## 6.3 PARTICIPAÇÕES GERAIS

### 6.3.1 BÔNUS DE ASSINATURA (ART.46 DA LEI DO PETRÓLEO DE N.º. 9.478/97)

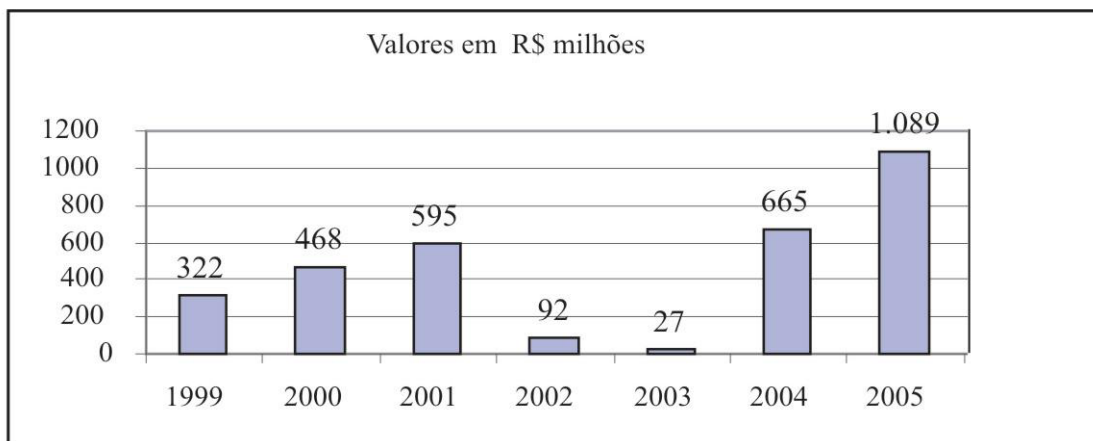
Corresponde ao pagamento em parcela única no ato da assinatura do contrato de concessão para a exploração de petróleo e gás natural em determinada área. As concessões são concedidas através de rodadas de licitações feitas pela ANP, tendo arrecadado nos últimos anos os valores citados na **tabela 34**. O bônus de assinatura destina-se totalmente à ANP para custeio de suas necessidades operacionais consignadas em seu orçamento aprovado.

**Tabela 34 - Bônus de Assinatura - 1999-2005**

Anos	Valores em R\$ milhões	Mês	Rodadas de Licitações
1999	322	Setembro	1 <sup>a</sup> .
2000	468	Junho/Julho/Agosto	2 <sup>a</sup> .
2001	595	Agosto/Setembro	3 <sup>a</sup> .
2002	92	Setembro	4 <sup>a</sup> .
2003	27	Novembro	5 <sup>a</sup> .
2004	665	Novembro	6 <sup>a</sup> .
2005	1.089	Outubro	7 <sup>a</sup> .

Fonte: ANP, 2006, adaptado.





**Gráfico 29** - Bônus de Assinatura - 1999 - 2005

Fonte: Elaboração própria, com base nos dados da ANP, 2006.

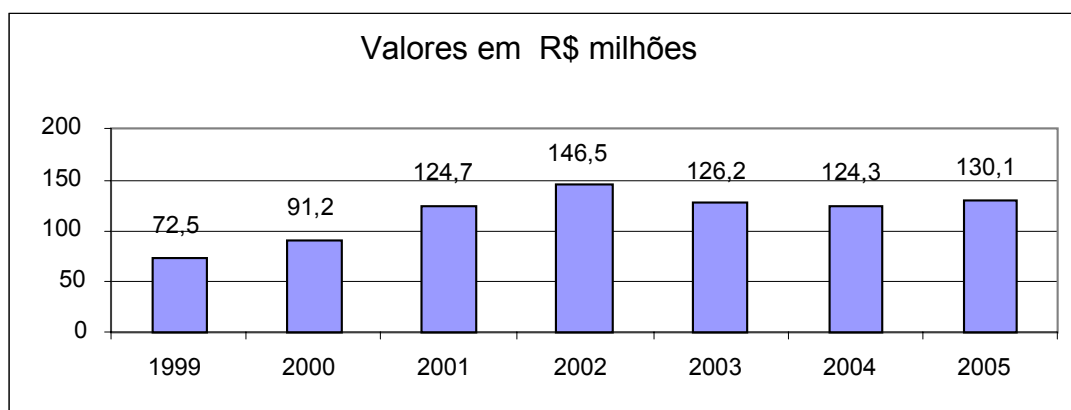
### 6.3.2 PAGAMENTO PELA OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREAS

É feita com base no artigo 51 da Lei do Petróleo de nº. 9.478/97 e constitui uma receita da ANP, decorrente dos pagamentos feitos pelos concessionários pela ocupação ou retenção de determinada área, para a exploração de petróleo e gás natural. Os valores pagos são calculados por km<sup>2</sup> ou fração da superfície do bloco e estão demonstrados na **tabela 35**.

**Tabela 35** - Pagamento pela ocupação ou retenção de áreas- 1999/2005

Anos	Valores em R\$ milhões
1999	72,5
2000	91,2
2001	124,7
2002	146,5
2003	126,2
2004	124,3
2005	130,1

Fonte: ANP, 2006, adaptado.

**Gráfico 30** - Pagamento pela ocupação ou retenção de áreas- 1999-2005

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 35.

### 6.3.3 PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

Esta participação tem por base o artigo 50 da Lei do Petróleo de nº.9.478/97. Refere-se ao pagamento adicional aos *royalties* para os campos com grandes volumes de produção ou grande rentabilidade, permitindo a sociedade capturar parte da renda petrolífera adicional. Aplicado sobre a receita bruta de produção de cada campo, deduzidos os *royalties*, os investimentos em exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor, observando os seguintes critérios:

- valores pagos trimestralmente;
- calculada segundo Decreto nº 2.705/98 e
- Deduções de despesas previstas, conforme portarias da ANP, de nºs. 10/99 e 102/99.

A Lei do Petróleo de nº 9.478/97 estabeleceu que o montante arrecadado deverá ser distribuído da seguinte forma:

**Tabela 36** - Percentuais de participação especial

Participação Especial	Percentuais estabelecidos
Estados produtores ou confrontantes	40%
Municípios produtores ou confrontantes	10%
Ministério de Minas e Energia	40%
Ministério do Meio Ambiente	10%

Fonte: ANP, 2006, adaptado.

Os valores arrecadados no período 1999/2006, estão demonstrados abaixo:

**Tabela 37 - Participação Especial- Beneficiários - 1999/2006**  
Valores em R\$ milhões

Anos	Estados produtores ou confrontantes	Municípios produtores ou confrontantes	Ministério de Minas e Energia	Ministério do Meio Ambiente	TOTAL
1999	15	0	0	0	15
2000	415	104	415	104	1.039
2001	689	172	689	172	1.722
2002	1.004	251	1.004	251	2.510
2003	1.999	500	1.999	500	4.998
2004	2.109	527	2.109	527	5.272
2005	2.787	697	2.787	697	6.967
2006	3.536	884	3.535	884	8.839

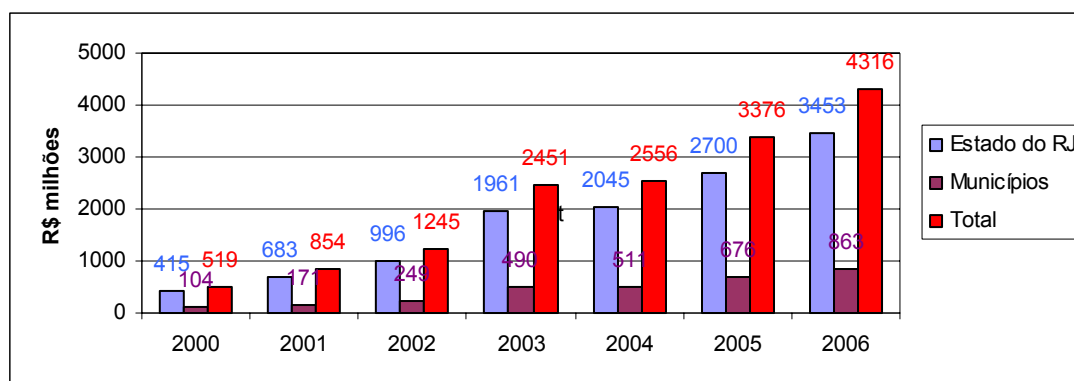
Fonte: ANP, 2006, adaptado.

Os estados brasileiros que mais receberam participação especial, foram em ordem de importância: Rio de Janeiro (com 97% do total destinado às unidades da Federação, em 2006), Amazonas, Rio Grande do Norte e Espírito Santo. Entre os municípios beneficiários, destacam-se Campos dos Goytacazes, Macaé, Rio das Ostras, que juntos receberam cerca de 97,0% do total destinado aos municípios brasileiros no mesmo ano.

**Tabela 38** - Participação especial - Estado do Rio de Janeiro e Municípios - 2000 -2005

Anos	Valores em R\$ milhões Estado do Rio de Janeiro	Valores em R\$ milhões Municípios do Estado-RJ	Total recebido Valores em R\$ milhões
2000	415	104	519
2001	683	171	854
2002	996	249	1.245
2003	1.961	490	2.451
2004	2.045	511	2.556
2005	2.700	676	3.376
2006	3.453	863	4.316

Fonte: ANP, 2006, adaptado.

**Gráfico 31** - Participação especial - Estado do Rio de Janeiro e Municípios - 2000-2006

Fonte: ANP, 2006, adaptado.

## 6.4 ROYALTIES - PERIODICIDADE, DISTRIBUIÇÃO E CÁLCULO

### 6.4.1 COMPENSAÇÃO FINANCEIRA

Os *royalties* constituem uma compensação financeira devida pelos concessionários que produzem petróleo e gás natural, estando previsto seu pagamento no inciso II do Art. 45 da Lei do Petróleo.

Até 1989, os *royalties* correspondiam a uma alíquota de 5% (cinco por cento) do valor da produção de petróleo e gás natural. A partir da Lei de Petróleo de nº. 9.478/97, o artigo 47 alterou a alíquota passando para 10% (dez por cento) da produção de petróleo e gás natural. O parágrafo primeiro do artigo 47, estabelece que a ANP pode reduzir a alíquota até um mínimo de 5% (cinco por cento) no caso de:

- a) riscos geológicos presentes e as expectativas de produção;
- b) produção em áreas remotas;
- c) produção de gás natural não associado ou de petróleo pesado;
- d) dificuldades operacionais;
- e) inexistência de infra-estrutura para escoar a produção e
- f) distância até o mercado, entre outros.

Atualmente, a Lei do Petróleo estabelece critérios diferentes para a parcela de 5%, onde os *royalties* são calculados de forma normal para todos os campos e uma outra parcela de 5% para os campos que apresentarem alta rentabilidade.

O perfil da distribuição dos *royalties* tem por base as seguintes alíquotas:

**Tabela 39** - Bacias Brasileiras - Alíquotas dos Royalties 2001

Bacias Brasileiras	Alíquota média dos <i>royalties</i>
CAMPOS (RJ)	9,9%
CEARÁ	10,0%
ESPÍRITO SANTO	9,3%
PARANÁ	6,8%
POTIGUAR (RN)	9,4%
RECÔNCAVO (BA)	9,3%
SANTOS	8,3%
SERGIPE-ALAGOAS	9,5%
SOLIMÕES (AM)	10,0%
TUCANO (BA)	7,8%
Média ponderada no Brasil	9,8%

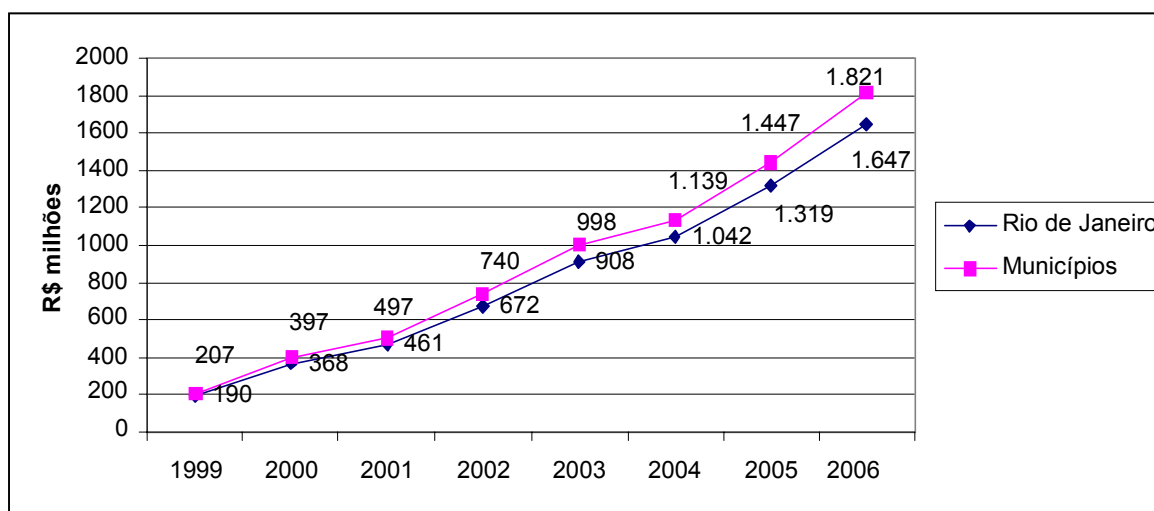
Fonte: ANP, 2001a.

A Bacia de Campos atualmente composta por 34 campos produtores (junho de 2005) de petróleo e gás natural, gera pagamento de *royalties* aos beneficiários, apresentando evolução crescente tanto para o Estado como para os municípios, conforme relacionado na **tabela 40**. Em 2006, a participação no total dos estados e municípios, chegou quase a 70%.

**Tabela 40** - Evolução dos *royalties* da Bacia de Campos- 1999 -2006  
(em R\$ milhões)

Anos	Estado do Rio de Janeiro	Participação no total dos Estados em %	Municípios do Rio de Janeiro	Participação no total dos Municípios em %
1999	190	57,6	207	63,1
2000	368	58,9	397	63,8
2001	461	60,5	497	64,6
2002	672	65,8	740	69,1
2003	908	64,2	998	67,6
2004	1.042	64,3	1.139	67,0
2005	1.319	66,4	1.447	68,5
2006	1.647	69,2	1.821	69,6

Fonte: ANP, 2006, adaptado; UCAM , 2006.



**Gráfico 32** - Royalties recebidos pelo estado do Rio de Janeiro e Municípios - 1999/2006  
Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 39.



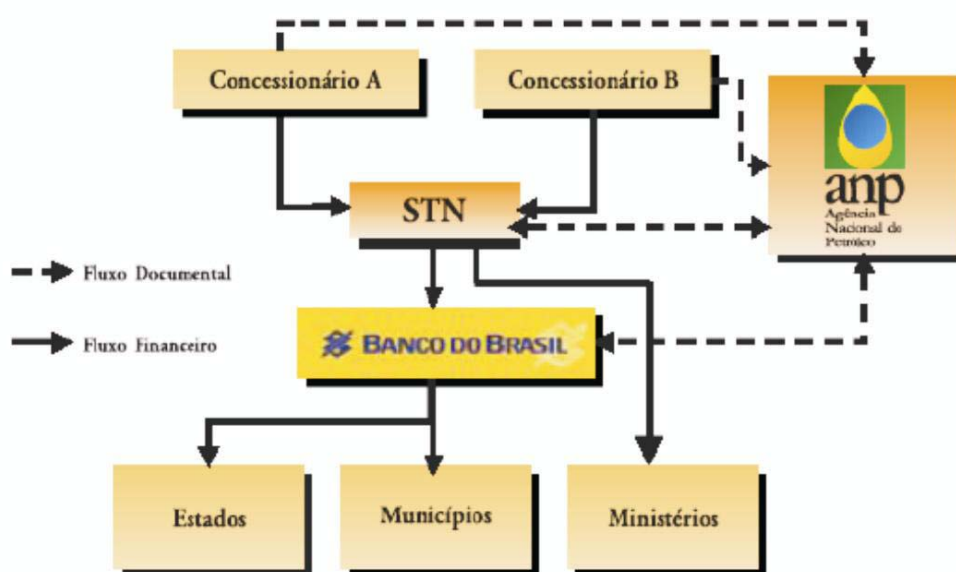
### 6.4.2 PERIODICIDADE E FORMA DE PAGAMENTO

Os *royalties* são pagos mensalmente, sendo que a partir do mês da produção, os valores calculados pela ANP são distribuídos aos beneficiários dois meses após, com crédito no dia 20 de cada mês. Exemplo:

Fato Gerador - Competência - Mês da Produção - Setembro de 2006.

Distribuição dos Royalties - 20 de novembro de 2006.

A forma de pagamento dos *royalties* estabelecido pela ANP, segue o seguinte fluxo:



**Figura 12** - Fluxo de pagamento de *royalties*  
Fonte: ANP, 2001 a.

### 6.4.3 DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES

Os *royalties* são distribuídos com base nas seguintes leis:

a) parcela de 5% - Lei nº. 7.990/89 + Decreto 1/91

**Tabela 41** - Distribuição da parcela de *royalties* 5%

Lavra terrestre	70% para o estado produtor
	20% para os municípios produtores
	10% para os municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Produção <i>offshore</i>	30% para estados confrontantes com poços produtores
	30% para municípios confrontantes com poços produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas
	20% para o Ministério da Marinha
	10% para os municípios com instalações petrolíferas
	10% para o fundo especial (estados e municípios)

Fonte: ANP, 2001a.

b) Parcela > 5% - Lei nº. 9.478/97 + Decreto 2.705/98

**Tabela 42** - Distribuição da parcela de *royalties* > 5%

Lavra terrestre	52,5% para os estados produtores
	25,5% para o Ministério da Ciência e Tecnologia
	15% aos municípios produtores
	7,5% aos municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural
Produção <i>offshore</i>	25% para o Ministério da Ciência e Tecnologia
	22,5% aos estados confrontantes com campos produtores
	22,5% aos municípios confrontantes com campos produtores
	15% ao Ministério da Marinha
	7,5% para o fundo especial (estados e municípios)
	7,5% aos municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural

Fonte: ANP, 2001a

#### 6.4.4 CONCEITOS RELACIONADOS COM O PAGAMENTO DE *ROYALTIES*

O IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, estabeleceu alguns conceitos importantes, para melhor identificar os beneficiários dos *royalties*, com base no Decreto nº.01/91, que regulamentou a Lei nº. 7.990/89.

##### **a) Estados confrontantes com poços produtores**

O Artigo 20 do Decreto nº. 01/91 considera como confrontantes, com um ou mais **poços produtores** os estados contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites (linhas ortogonais à linha de base) contenham o(s) poço(s) produtor(es), balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

##### **b) Municípios confrontantes com poços produtores**

O Artigo 20 do Decreto nº. 01/91 considera como confrontantes, com um ou mais **poços produtores** aqueles municípios contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites contenham o(s) poço (s) produtor (es), balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

##### **c) Áreas geoeconômicas dos municípios confrontantes**

A área geoeconômica é identificada a partir de critérios referentes às atividades de produção de uma dada área petrolífera marítima e a impactos destas atividades sobre as áreas vizinhas. Primeiramente esta área foi chamada

de **mesorregião homogênea** até de 31/12/1989. A partir desta data, com base no Decreto nº. 01/91 passou a ser identificada como **mesorregião geográfica** dos municípios integrantes da zona de produção principal, que serão conceituados a seguir.

No caso do estado do Rio de Janeiro, foi feita a divisão em seis mesorregiões geográficas: Baixada, Centro Fluminense, Metropolitana do Rio, Noroeste Fluminense, Norte Fluminense e Sul Fluminense.

#### **d) Zonas de produção principal**

Continuando a forma de distribuição dos *royalties* para os municípios beneficiários, os mesmos foram divididos em três zonas:

1) zona de produção principal - entende-se como sendo o conjunto formado pelos municípios confrontantes com os poços produtores e os municípios onde estiverem localizadas três ou mais instalações dos seguintes tipos:

- instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural, excluídos os dutos. Estas instalações industriais devem atender, exclusivamente, à produção petrolífera marítima.
- Instalações relacionadas às atividades de apoio à exploração, produção e escoamento de petróleo e gás natural, tais como portos, aeroportos, oficinas de manutenção e fabricação, almoxarifados, armazéns e escritórios;

2) zona de produção secundária - entende-se como sendo o conjunto dos municípios atravessados por oleodutos ou gasodutos, incluindo as respectivas

estações de compressão e bombeio, destinados, exclusivamente, ao escoamento da produção de uma dada área de produção petrolífera marítima;

3) zona limítrofe à zona de produção principal - entende-se o conjunto de municípios contíguos àqueles que integram a zona de produção principal, bem como municípios que, embora não atendendo ao critério de contigüidade, possam ser social ou economicamente atingidos pela produção ou exploração do petróleo ou do gás natural, segundo critérios adotados pelo IGBE.

#### e) Densidade Demográfica

Além da divisão em três zonas, o IBGE considera também o critério populacional, ou seja, que as parcelas correspondentes a cada município sejam **rateadas entre eles na razão direta da população de cada um.**

**Tabela 43** - Coeficientes individuais de participação dos municípios

No. de habitantes	do	Município	Coeficiente de Participação
Até		10.000	1,00
De 10.001	a	12.000	1,05
De 12.001	a	14.000	1,10
De 14.001	a	16.000	1,15
De 16.001	a	18.000	1,20
De 18.001	a	20.000	1,25
De 20.001	a	24.000	1,30
De 24.001	a	28.000	1,35
De 28.001	a	32.000	1,40
De 32.001	a	36.000	1,45
De 36.001	a	40.000	1,50
De 40.001	a	48.000	1,55
De 48.001	a	56.000	1,60
De 56.001	a	64.000	1,65
De 64.001	a	72.000	1,70
De 72.001	a	80.000	1,75
De 80.001	a	96.000	1,80
De 96.001	a	112.000	1,85
De 112.001	a	128.000	1,90
De 128.001	a	144.000	1,95
Acima de		144.000	2,00

Fonte: ANP, 2001a.

#### 6.4.5 CÁLCULO DOS *ROYALTIES* (PARCELA DE 5%)

Os *Royalties* são calculados mensalmente para cada campo produtor, mediante aplicação da alíquota sobre o valor da produção de petróleo e gás natural.

Fórmula:  $VP = V \text{ petróleo} \times P \text{ petróleo} + V \text{ gás natural} \times P \text{ gás natural}$

$Royalty = \text{Alíquota} \times VP$

VP - é o valor da produção total de cada campo

V petróleo - Volume de produção de petróleo do campo no mês, em  $m^3$

P petróleo - Preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/ $m^3$

V gás natural - Volume da produção de gás natural do campo no mês, em  $m^3$

P gás natural – preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/ $m^3$

*Royalty* - é o valor dos *royalties* decorrentes da produção do campo no mês, em R\$

Alíquota - é o percentual aplicado no valor da produção de cada campo, variando no mínimo de 5% a um máximo de 10%.

Como exemplo: Bacia de Campos

Mês de Competência ( Produção)- Fevereiro de 2000

Crédito em Abril de 2000

A **tabela 44** apresenta o cálculo dos *royalties* para 37 campos produtores da Bacia de Campos no mês de abril de 2000, bem como os desdobramentos dos cálculos para os beneficiários nas **tabelas de 44 a 57**.

Tabela 44 - Cálculo dos royalties - Abril de 2000

CAMPOS	PRODUÇÃO	PREÇO	PRODUÇÃO	PREÇO	VALOR	PARCELA
DE	PETRÓLEO		DE GAS		DA PRODUÇÃO	DE 5%
PETRÓLEO	(m3)	(R\$/m3)	NAURAL (M3)	(R\$/m3)	EM R\$	EM R\$
Albacora	644.348,10	200,89	83.893.803	0,140139	141.199.883,47	7.059.994,17
Albacora Leste	14.870,90	177,36	1.665.197	0,136171	2.864.254,36	143.212,72
Anequim	10.897,60	185,89	995.222	0,12229	2.147.460,56	107.373,03
Badejo	7.163,90	185,89	1.437.181	0,137524	1.529.344,25	76.467,21
Bagre	5.673,70	185,89	1.762.544	0,143261	1.307.187,91	65.359,40
Barracuda	110.111,80	201,72	7.760.855	0,112533	23.085.104,59	1.154.255,23
Bicudo	60.516,30	190,98	4.993.331	0,135339	12.233.195,40	611.659,77
Bijupirá	5.088,00	202,03	345.310	0,150872	1.080.026,25	54.001,31
Bonito	39.873,60	185,89	18.446.745	0,127494	9.763.952,81	488.197,64
Capapeba	160.716,00	181,39	3.737.465	0,153357	29.725.441,66	1.486.272,08
Caratinga	40.711,20	182,78	2.627.145	0,10298	7.711.736,53	385.586,83
Cherne	83.927,40	185,89	3.213.774	0,141154	16.054.901,44	802.745,07
Congro	19.417,40	185,89	1.637.083	0,12229	3.809.699,37	190.484,97
Corvina	56.220,60	204,4	3.918.074	0,162099	12.126.606,52	606.330,33
Enchova	36.157,00	185,89	5.023.090	0,127494	7.361.638,57	368.081,93
Enchova Oeste	42.663,10	185,89	3.957.159	0,126193	8.430.009,42	421.500,47
Garoupa	22.640,60	185,89	5.948.887	0,139124	5.036.294,09	251.814,70
Garoupinha	12.789,40	185,89	615.113	0,138552	2.462.646,70	123.132,34
Linguado	38.135,30	185,89	5.348.713	0,143327	7.855.585,91	392.779,30
Malhado	24.652,40	185,89	5.501.679	0,12229	5.255.434,96	262.771,75
Marimbá	206.739,00	202,49	4.197.327	0,15471	42.511.948,57	2.125.597,43
Marlim	1.943.865,40	181,95	139.688.734	0,131709	372.084.573,00	18.604.228,65
Marlim Leste	11.367,60	208,33	616.266	0,127533	2.446.806,36	122.340,32
Marlim Sul	63.231,00	191,59	761.000	0,136171	12.218.053,42	610.902,67
Moréia	16.318,00	185,89	447.000	0,139514	3.095.715,78	154.785,79
Namorado	150.033,00	185,89	3.353.457	0,145135	28.376.338,35	1.418.816,92
Ne Namorado	3.179,90	185,89	1.737.608	0,12229	803.603,69	40.180,18
Pampo	85.383,00	185,89	5.168.000	0,139163	16.591.040,25	829.552,01
Parati	0,00	185,89	0	0,12229	0,00	0,00
Pargo	29.761,00	181,39	1.053.271	0,161709	5.568.671,19	278.433,56
Piraúna	29.574,00	190,98	1.814.060	0,14896	5.918.264,90	295.913,24
Roncador	84.222,00	208,33	1.239.000	0,12229	17.697.486,57	884.874,33
Salema	1.500,00	202,03	163.690	0,128066	324.008,12	16.200,41
Trilha	451,80	185,89	117.015	0,137524	100.077,47	5.003,87
Vermelho	88.158,00	181,39	2.260.265	0,122979	16.268.944,75	813.447,24
Viola	15.278,00	185,89	585.000	0,142715	2.923.515,70	146.175,78
Voador	166.396,00	177,36	20.762.000	0,130486	32.221.144,89	1.611.057,24
TOTAL	4.332.032,00				860.190.597,78	43.009.529,89

Fonte: ANP, 2001a.

**Tabela 45** - Cálculo e distribuição dos *royalties* - crédito em abril de 2000

COMPETÊNCIA FEVEREIRO DE 2000	R\$	
PARCELA DE 5%	43.009.530	<i>Royalties</i>
ESTADO DO RIO DE JANEIRO	30%	12.903.181
MINISTÉRIO DA MARINHA	20%	8.602.121
FUNDO ESPECIAL	10%	4.301.060
MUNICÍPIOS CONFRONTANTES	30%	12.903.181
MUNICÍPIOS C/ INSTALAÇÕES	10%	4.301.060
		43.009.530

Fonte: ANP, 2001a.

**Tabela 46** - *Royalties* por zonas de produção – crédito em abril de 2000 - *Royalties* em R\$

ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL	60%	7.741.909
ZONA LIMÍTROFE A DE PRODUÇÃO PRINCIPAL	30%	3.870.954
ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA	10%	1.290.318
		12.903.181

Fonte: ANP, 2001a.

**Tabela 47** - *Royalties* por municípios da zona de produção secundária - crédito em abril de 2000 - Estado do Rio de Janeiro

Beneficiários	População	Coeficiente Individual de Participação	Rateio		<i>Royalties</i> R\$
CACHOEIRAS DE MACACU	25356	1,35	17,197%	1,720%	221.902
DUQUE DE CAXIAS	216217	2	25,478%	2,548%	328.743
GUAPIMIRIM	32614	1,45	18,471%	1,847%	238.339
MAGÉ	81677	1,8	22,930%	2,293%	295.869
SILVA JARDIM	19027	1,25	15,924%	1,592%	205.465
	374891	7,85	100,00%	100,00%	1.290.318

Fonte: ANP, 2001a.



**Tabela 48 - Royalties por municípios da zona de produção principal - crédito em abril de 2000**  
Estado do Rio de Janeiro

Beneficiários	População	Coefficiente Individual de Participação	Rateio %	%	Royalties R\$
ARMAÇAO DOS BUZIOS	14358	1,15	6,845	4,107	529.934
CABO FRIO	101401	1,85	11,012	6,607	852.513
CAMPOS DOS GOYTACAZES	389547	2	11,905	7,143	921.674
CARAPEBUS	8124	1	5,952	3,571	460.773
CASIMIRO DE ABREU	20212	1,3	7,738	4,643	599.095
MACAÉ (1)	113042	1,9	33,333	20,000	2.580.636
QUISSAMÃ	12583	1,1	6,548	3,929	506.966
RIO DAS OSTRAS	28106	1,4	8,333	5,000	645.159
SÃO JOÃO DA BARRA	28129	1,4	8,333	5,000	645.159
	715502	13,1	100,000	60,000	7.741.909

Fonte: ANP, 2001 a.

(1) Participação de no mínimo 1/3, pois concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de petróleo e gás natural.

**Tabela 49 - Royalties por municípios limítrofes à zona de produção principal  
( crédito em abril de 2000)**

Municípios	População	Coeficientes	Cálculos	% do rateio	Royalties - R\$
APERIBE	7201	1,00	2,06%	0,624	79.813,49
ARARUAMA	66148	1,70	3,54%	1,062	137.031,78
ARRAIAL DO CABO	21548	1,30	2,71%	0,813	104.902,86
BOM JARDIM	21805	1,30	2,71%	0,813	104.902,86
BOM JESUS DO ITABAPOANA	32231	1,45	3,02%	0,906	116.902,82
CAMBUCI	14889	1,15	2,39%	0,718	92.645,11
CANTAGALO	18858	1,25	2,60%	0,780	100.701,21
CARDOSO MOREIRA	11940	1,05	2,19%	0,656	84.589,01
CARMO	15175	1,15	2,39%	0,718	92.645,10
CONCEIÇÃO DE MACABU	18206	1,25	2,60%	0,780	100.701,20
CORDEIRO	17373	1,20	2,50%	0,749	96.673,15
DUAS BARRAS	9933	1,00	2,08%	0,624	80.560,96
IGUABA GRANDE	9715	1,00	2,08%	0,624	80.560,96
ITALVA	13199	1,10	2,29%	0,687	88.617,05
ITAOCARA	23273	1,30	2,71%	0,812	104.729,24
ITAPERUNA	82650	1,80	3,75%	1,124	145.009,72
LAJE DO MURIAÉ	7580	1,00	2,08%	0,624	80.560,96
MACUCO	5726	1,00	2,08%	0,624	80.560,96
MIRACEMA	24450	1,35	2,81%	0,843	108.757,29
NATIVIDADE	15125	1,15	2,39%	0,718	92.645,10
NOVA FRIBURGO	169246	2,00	4,16%	1,249	161.121,91
PETRÓPOLIS	269669	2,00	4,16%	1,249	161.121,91
PORCIÚNCULA	15407	1,15	2,39%	0,718	92.645,10
RIO BONITO	46945	1,55	3,23%	0,968	124.869,48
SANTA MARIA MADALENA	10840	1,45	3,02%	0,905	116.813,39
SANTO ANTONIO DE PÁDUA	34123	1,20	2,50%	0,749	96.673,15
SÃO FIDÉLIS	36534	1,05	2,19%	0,656	84.589,01
SAO FRANCISCO DE ITABAPOANA	35810	1,45	3,02%	0,905	116.813,39
SAO JOSÉ DE UBA	5914	1,50	3,12%	0,937	120.841,44
SÃO JOSÉ DO VALE DO RIO PRETO	16115	1,00	2,08%	0,624	80.560,96
SÃO PEDRO DA ALDEIA	55432	1,60	3,33%	0,999	128.897,53
SÃO SEBASTIÃO DO ALTO	8111	1,00	2,08%	0,624	80.560,96
SAQUAREMA	44017	1,55	3,23%	0,968	124.869,48
SUMIDOURO	13373	1,10	2,29%	0,687	88.617,05
TERESÓPOLIS	125122	1,90	3,95%	1,186	153.065,82
TRAJANO DE MORAIS	10594	1,05	2,19%	0,656	84.589,01
VARRE-SAI	7554	1,00	2,08%	0,624	80.560,96
Total	2432124	48,05	100,00%	30%	3.870.954,00

Fonte: ANP, 2001a.

#### 6.4.6 CÁLCULO DOS ROYALTIES (PARCELA ACIMA DE 5%)

A distribuição da parcela acima de 5% está estabelecida no inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo da seguinte forma:

**Tabela 50 - Parcela acima de 5%**

Beneficiários	Percentuais estabelecidos - Parcela acima de 5%
Estados confrontantes	22,5%
Municípios confrontantes	22,5%
Municípios afetados pelas operações	7,5%
Fundo especial a ser distribuído entre os estados e municípios	7,5%
Ministério da Marinha	15%
Ministério da Ciência e Tecnologia	25%

Fonte: ANP, 2001a.

O inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo foi regulamentado pelos artigos 15, 16 e 17 do Decreto das Participações Governamentais (Decreto nº. 2.705, de 1998).

A confrontação de estados litorâneos, neste caso, é com campos de petróleo e de gás natural localizados na plataforma continental e não mais com poços produtores.

##### **6.4.6.1 Estados confrontantes com campos petrolíferos**

De acordo com o § 20 do art. 15 do Decreto das Participações Governamentais, são considerados como confrontantes com um dado campo de petróleo e gás natural localizado na plataforma continental aqueles estados contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites (linhas

ortogonais à linha base), contenham o campo em questão, balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

As linhas de projeção dos limites estaduais e municipais são as mesmas tratadas no caso de *royalties* para a parcela de 5% e são matéria de competência da Fundação IBGE.

O percentual de 22,5% incidirá sobre a parcela acima de 5% da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do estado até a linha de limite da plataforma continental.



**Figura 13** - Campo Roncador -Bacia de Campos - divisa dos estados  
Fonte: ANP, 2001a.

#### **6.4.6.2 Municípios confrontantes com poços produtores**

O inciso II do artigo 49 da Lei do Petróleo foi regulamentado pelos artigos 15, 16e 17 do Decreto das Participações Governamentais (Decreto nº. 2.705 de1998). A confrontação de municípios litorâneos neste caso é com campos de

petróleo e de gás natural localizados na plataforma continental e não mais com poços produtores.

a) Municípios confrontantes com campos petrolíferos

De acordo com o § 2º do art. 15 do Decreto das Participações Governamentais, são considerados como confrontantes com um dado campo de petróleo e gás natural localizado na plataforma continental daqueles municípios contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites, contenham o campo em questão, balizando-se a projeção nos limites da plataforma continental.

b) Município confrontante

O percentual de 22,5% incidirá sobre a parcela acima de 5% da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do município, até a linha de limite da plataforma continental.

**Tabela 51** - Campo Roncador - Parcela acima de 5% ( abril de 2000)

Estados	Área (1)	Alíquota	Parcela acima de 5%	Direitos sobre o campo de Roncador - referente ao Valor da Produção
Estado do Rio de Janeiro	91,78%	10%	5%	22,5% x 5% x % 91,78
Espírito Santo	8,22%	10%	5%	22,5% x 5% x % 8,22

Fonte: ANP, 2001 a.

Nota: (1) Esta área foi reavaliada e segundo informações da ANP, o percentual atual é de aproximadamente 86% para o estado do Rio de Janeiro e 14% para o estado do Espírito Santo.

**Tabela 52** - Campo Roncador - Valores da parcela acima de 5% (crédito em abril de 2000)

	ESTADO	PARCELA ACIMA DE 5%- R\$
CAMPO	RIO DE JANEIRO	182.731,06
RONCADOR	ESPÍRITO SANTO	16.365,76
	TOTAL	187.731,06

Fonte: ANP, 2001 a, adaptado.

b) Dois ou mais municípios confrontantes com um mesmo campo

No caso de dois ou mais municípios, pertencentes a uma mesma Unidade da Federação, serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual de 22,5% será aplicado apenas uma vez sobre a parte da parcela acima de 5% do campo associada à Unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os dois ou mais municípios confrontantes com o campo, conforme indicados na **tabela 53**.

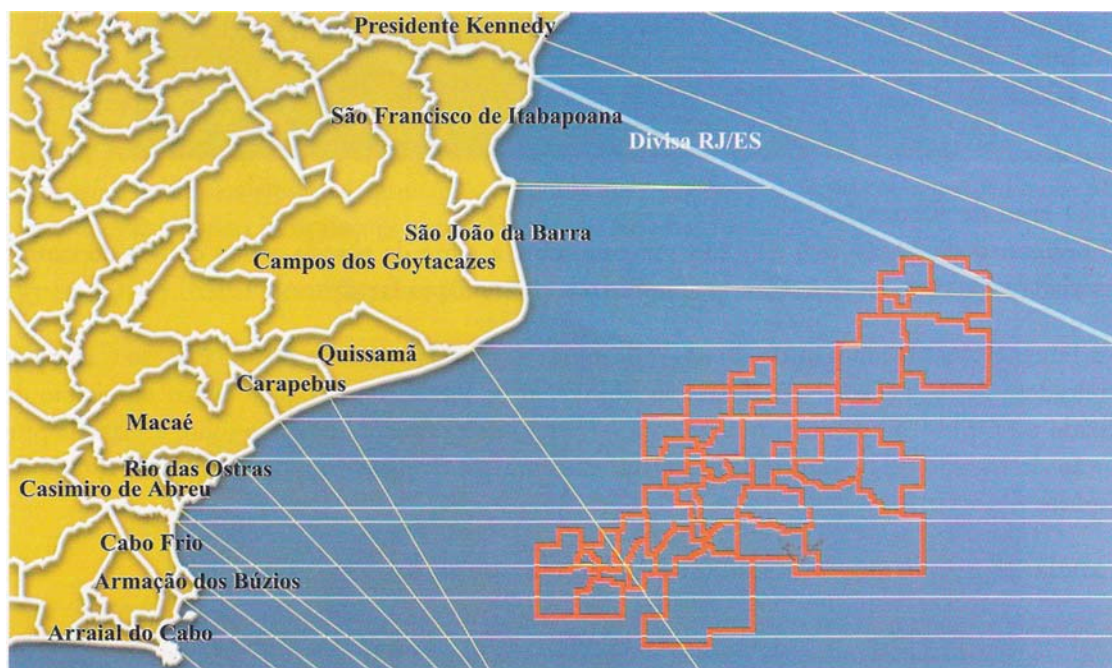
**Tabela 53** - Áreas do campo Roncador (abril de 2000)

Estados	Área (%)	%
Rio de Janeiro	91,78	20,7
Espírito Santo	8,22	1,8
	100,00	<b>22,5</b>
Municípios		
São João da Barra – RJ	29,76	6,7
Campos dos Goytacazes – RJ	62,02	14,0
Presidente Kennedy - ES	8,22	1,8
Total	100,00	<b>22,5</b>

Fonte: ANP, 2001a.

A forma de rateio consiste na multiplicação deste resultado pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do município em questão e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os municípios confrontantes ao campo e pertencentes à mesma Unidade da Federação.

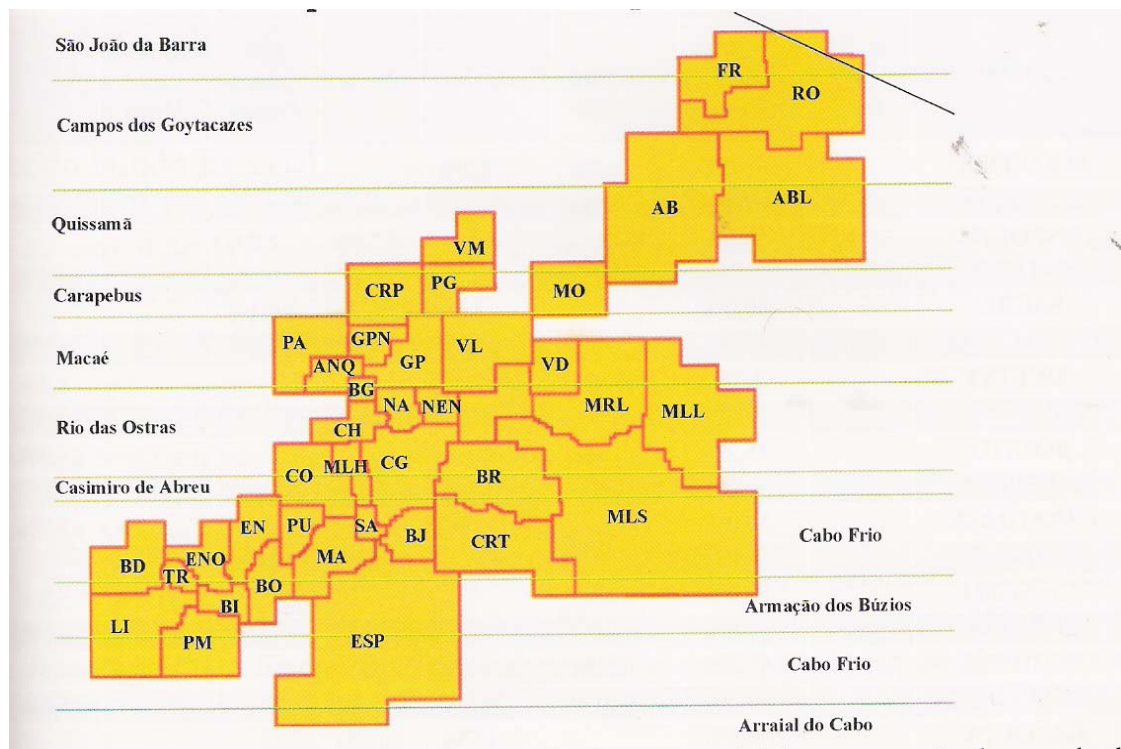
A **figura 14** mostra os campos que compõem a Bacia de Campos, com as linhas ortogonais à linha de base da costa e com os paralelos que representam a extensão dos limites territoriais dos municípios costeiros. A linha inclinada no canto superior direito é a projetante ortogonal que parte do limite territorial dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo.



**Figura 14** - Bacia de Campos - Litoral do Estado do Rio de Janeiro - ortogonais e paralelos  
Fonte: ANP, 2001a.

Conforme se percebe pelo exame de ambas as **figuras 14 e 15**, o campo de Albacora Leste (ABL), o segundo no alto à direita, é confrontante com o município de Campos dos Goytacazes pelas ortogonais e com os municípios de Campos dos Goytacazes e Quissamã pelos paralelos.

Da mesma forma, da esquerda para a direita, o município de Casimiro de Abreu é confrontante com os campos de Enchova (EN), Corvina (CO), Malhado (MLH), Congro (CG), Barracuda (BR), Caratinga (CRT), Marlim Sul (MRS) e Marlim Leste (MLL), conforme indicado na **figura 15**.



**Figura 15** - Bacia de Campos – Confrontação dos paralelos  
Fonte: ANP, 2001 a.

Quando um mesmo campo é confrontante com mais de um município, para rateio da parcela do *royalty* torna-se necessário calcular, para cada município:

- a) a área do campo compreendida entre as projetantes ortogonais que partem dos limites do município;
- b) a área do campo compreendida entre os paralelos que partem dos limites do município e
- c) a média aritmética das duas áreas acima.

O rateio da parcela para cada município confrontante, com o campo em questão, é feito de forma proporcional às áreas médias (ortogonais e paralelos), calculadas conforme exemplo no campo de Marlim.



O campo de Marlim (MRL) é confrontante com o município de Campos dos Goytacazes pelas projetantes ortogonais e com os municípios de Macaé e Rio das Ostras pelos paralelos (**figura 15**). A **tabela 54** mostra os percentuais das áreas do campo de Marlim compreendidos entre as **projetantes ortogonais e os paralelos** que partem dos vértices destes municípios, além da forma como é feita a distribuição da parcela acima de 5%.

**Tabela 54** - Campo de Marlim - áreas dos municípios confrontantes - parcela acima de 5% (abril de 2000)

Municípios	Área Ortogonal	Área Paralela	Área Valor Final	%
Macaé - RJ	-	40,80%	20,40%	4,59
Rio das Ostras - RJ	-	59,20%	29,60%	6,66
Campos dos Goytacazes – RJ	100,00%	-	50,00%	11,25
Total	100,00%	100,00%	100,00%	22,5

Fonte: ANP, 2001a.

A **tabela 55** apresenta o cálculo do *royalty* para os 37 campos produtores, considerando a parcela acima de 5%.

Tabela 55 - Cálculo dos royalties ( abril de 2000) - Parcela acima de 5%

CAMPOS DE		PRODUÇÃO	PREÇO	PRODUÇÃO	PREÇO	VALOR	PARCELA
PETROLEO	Aliq.	PETRÓLEO	(R\$/m3)	DE GAS	(R\$/m3)	DA PRODUÇÃO	ACIMA DE 5%
		(m3)		NAURAL (M3)		EM R\$	EM R\$
Albacora	10%	644.348,10	200,89	83.893.803	0,140139	141.199.883,47	7.059.994,17
Albacora Leste	10%	14.870,90	177,36	1.665.197	0,136171	2.864.254,36	143.212,72
Anequim	10%	10.897,60	185,89	995.222	0,12229	2.147.460,56	107.373,03
Badejo	10%	7.163,90	185,89	1.437.181	0,137524	1.529.344,25	76.467,21
Bagre	10%	5.673,70	185,89	1.762.544	0,143261	1.307.187,91	65.359,40
Barracuda	10%	110.111,80	201,72	7.760.855	0,112533	23.085.104,59	1.154.255,23
Bicudo	10%	60.516,30	190,98	4.993.331	0,135339	12.233.195,40	611.659,77
Bijupirá	10%	5.088,00	202,03	345.310	0,150872	1.080.026,25	54.001,31
Bonito	10%	39.873,60	185,89	18.446.745	0,127494	9.763.952,81	488.197,64
Capapeba	10%	160.716,00	181,39	3.737.465	0,153357	29.725.441,66	1.486.272,08
Caratinga	9,3%	40.711,20	182,78	2.627.145	0,10298	7.711.736,53	331.604,67
Cheme	8,7%	83.927,40	185,89	3.213.774	0,141154	16.054.901,44	594.031,35
Congro	10%	19.417,40	185,89	1.637.083	0,12229	3.809.699,37	190.484,97
Corvina	10%	56.220,60	204,4	3.918.074	0,162099	12.126.606,52	606.330,33
Enchova	10%	36.157,00	185,89	5.023.090	0,127494	7.361.638,57	368.081,93
Enchova Oeste	10%	42.663,10	185,89	3.957.159	0,126193	8.430.009,42	421.500,47
Garoupa	10%	22.640,60	185,89	5.948.887	0,139124	5.036.294,09	251.814,70
Garoupinha	10%	12.789,40	185,89	615.113	0,138552	2.462.646,70	123.132,34
Linguado	10%	38.135,30	185,89	5.348.713	0,143327	7.855.585,91	392.779,30
Malhado	10%	24.652,40	185,89	5.501.679	0,12229	5.255.434,96	262.771,75
Marimba	10%	206.739,00	202,49	4.197.327	0,15471	42.511.948,57	2.125.597,43
Marlim	10%	1.943.865,40	181,95	139.688.734	0,131709	372.084.573,00	18.604.228,65
Marlim Leste	10%	11.367,60	208,33	616.266	0,127533	2.446.806,36	122.340,32
Marlim Sul	10%	63.231,00	191,59	761.000	0,136171	12.218.053,42	610.902,67
Moréia	8,5%	16.318,00	185,89	447.000	0,139514	3.095.715,78	108.350,05
Namorado	10%	150.033,00	185,89	3.353.457	0,145135	28.376.338,35	1.418.816,92
Ne Namorado	10%	3.179,90	185,89	1.737.608	0,12229	803.603,69	40.180,18
Pampo	10%	85.383,00	185,89	5.168.000	0,139163	16.591.040,25	829.552,01
Parati	10%	0,00	185,89	0	0,12229	0,00	0,00
Pargo	10%	29.761,00	181,39	1.053.271	0,161709	5.568.671,19	278.433,56
Piraúna	10%	29.574,00	190,98	1.814.060	0,14896	5.918.264,90	295.913,24
Roncador	10%	84.222,00	208,33	1.239.000	0,12229	17.697.486,57	884.874,33
Salema	9,7%	1.500,00	202,03	163.690	0,128066	324.008,12	15.228,38
Trilha	10%	451,80	185,89	117.015	0,137524	100.077,47	5.003,87
Vermelho	10%	88.158,00	181,39	2.260.265	0,122979	16.268.944,75	813.447,24
Viola	10%	15.278,00	185,89	585.000	0,142715	2.923.515,70	146.175,78
Voador	8,2%	166.396,00	177,36	20.762.000	0,130486	32.221.144,89	1.031.076,64
Total		4.332.032,00				860.212.097,72	42.120.410,68

Fonte: ANP, 2001a.

Tabela 56 - Royalty (crédito em abril de 2000 ) - Município de Casimiro de Abreu

37 CAMPOS DE PETROLEO	VALOR DA PRODUÇÃO EM R\$	PARCELA DE 5% EM R\$	Alíquota %	PARCELA ACIMA DE 5%	Área Conf %	ROYALTY R\$
Albacora	141.199.883,47	7.059.994,17				
Albacora Leste	2.864.254,36	143.212,72				
Anequim	2.147.460,56	107.373,03				
Badejo	1.529.344,25	76.467,21				
Bagre	1.307.187,91	65.359,40				
Barracuda	23.085.104,59	1.154.255,23	10%	1.154.255,23	18,2	47.266,75
Bicudo	12.233.195,40	611.659,77				
Bijupirá	1.080.026,25	54.001,31				
Bonito	9.763.952,81	488.197,64				
Capapeba	29.725.441,66	1.486.272,08				
Caratinga	7.711.736,53	385.586,83	9,30%	331.604,67	1,0	746,11
Cherne	16.054.901,44	802.745,07				
Congro	3.809.699,37	190.484,97	10%	190.484,97	11,5	4.928,80
Corvina	12.126.606,52	606.330,33	10%	606.330,33	19,8	27.012,02
Enchova	7.361.638,57	368.081,93	10%	368.081,93	5,1	4.223,74
Enchova Oeste	8.430.009,42	421.500,47				
Garoupa	5.036.294,09	251.814,70				
Garoupinha	2.462.646,70	123.132,34				
Linguado	7.855.585,91	392.779,30				
Malhado	5.255.434,96	262.771,75	10%	262.771,75	12,8	7.567,83
Marimbá	42.511.948,57	2.125.597,43				
Marlim	372.084.573,00	18.604.228,65				
Marlim Leste	2.446.806,36	122.340,32	10%	122.340,32	1,7	467,95
Marlim Sul	12.218.053,42	610.902,67	10%	610.902,67	6,3	8.659,55
Moréia	3.095.715,78	154.785,79				
Namorado	28.376.338,35	1.418.816,92				
Ne Namorado	803.603,69	40.180,18				
Pampo	16.591.040,25	829.552,01				
Parati	0,00	0,00				
Pargo	5.568.671,19	278.433,56				
Piraúna	5.918.264,90	295.913,24				
Roncador	17.697.486,57	884.874,33				
Salema	324.008,12	16.200,41				
Trilha	100.077,47	5.003,87				
Vermelho	16.268.944,75	813.447,24				
Viola	2.923.515,70	146.175,78				
Voador	32.221.144,89	1.611.057,24				
TOTAL	860.190.597,78	43.009.529,89				100.872,74

Fonte: ANP, 2001a.

Tabela 57 - Cálculos dos *royalties* total ( crédito em abril de 2000)  
Município de Casimiro de Abreu

Parcela de	Parcela	Total dos <i>royalties</i>
5%	acima de 5%	Recebidos -R\$
598.693	100.873	699.565

Fonte: ANP, 2001a.

## 6.5 ROYALTIES E PARTICIPAÇÃO ESPECIAL EM RELAÇÃO ÀS RECEITAS TRIBUTÁRIAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO E MUNICÍPIOS

Considera-se para esta análise os recursos recebidos em forma de *royalties* e participações especiais e sua relação com as receitas tributárias, objetivando mostrar o grau de dependência para o Estado e municípios.

O estado do Rio de Janeiro é um dos beneficiários do recebimento dos *royalties* e participação especial, verificando-se um grau de dependência cada vez maior do Estado, onde a participação passou de 2,5% em 1999 para 29,0% em 2006, conforme mostrado na **tabela 58**.

**Tabela 58** - *Royalties* e participação especial em relação às receitas tributárias do estado do Rio de Janeiro - 1999-2006

Anos	Receitas Tributárias (a) R\$ milhões	<i>Royalties</i> + Participação Especial (b) R\$ milhões	Grau de Dependência (b/a) (%)
1999	7.711	190	2,5
2000	8.788	783	8,9
2001	10.097	1.144	11,3
2002	11.240	1.667	14,8
2003	13.011	2.869	22,0
2004	15.382	3.067	20,0
2005	15.924	3.998	25,2
2006	17.600	5.101	29,0

Fonte: SEF, 2006; ANP, 2006, adaptado.

A receita futura dos *royalties* e participações foi antecipada para o Estado, para ser utilizada no pagamento da dívida pública ou capitalização do fundo de previdência, conforme mencionado em 6.7.

Este tipo de antecipação passou a ser rotina, sendo divulgado recentemente que o Banco do Brasil vai começar a antecipar aos estados e municípios o que eles receberiam no futuro a título de *royalties* pela exploração de petróleo e gás natural e compensações financeiras pela produção de recursos hídricos e minerais.

Chama-se atenção para o fato de que não está havendo planejamento nem estratégia por parte dos governos, já que esses recursos são limitados pelo tempo, devido à exaustão das reservas dos campos da Bacia de Campos, já que o petróleo é um bem mineral finito.

Os municípios dependem dos repasses financeiros da União, bem como de suas receitas tributárias que compreendem: Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, Imposto de Propriedade de Veículos Automotores - IPVA, Imposto de Transmissão de Bens Imóveis - ITBI, dentre outros.

Para os 78 (setenta e oito) municípios beneficiários e pertencentes ao estado do Rio de Janeiro, o grau de dependência aumenta a cada ano, sendo que para alguns municípios a receita de *royalties* e participação especial é maior que a receita tributária, conforme relacionado no **ANEXO II**.

Os 10 (dez) maiores municípios que receberam as maiores parcelas de royalties e participações especiais estão relacionados nas **tabelas 59 e 60**. Com relação aos royalties recebidos, os municípios de Campo dos Goytacazes, Macaé, Rio das Ostras e Cabo Frio, receberam cerca de 55,5% do total.

**Tabela 59** - Valores de *Royalties* - 2006

Beneficiários	R\$	%
Campos dos Goytacazes	370.726.119,13	0,2213
Macaé	294.972.461,92	0,1761
Rio das Ostras	130.425.311,96	0,0778
Cabo Frio	126.045.653,85	0,0752
Quissamã	61.075.352,57	0,0364
Rio de Janeiro	58.099.320,14	0,0346
Casimiro de Abreu	49.981.883,75	0,0298
Niterói	45.871.857,25	0,0273
Armação dos Búzios	43.889.720,94	0,0262
São João da Barra	42.676.603,87	0,0254
Total	1.223.764.285,38	0,7307 (1)

Fonte: UCAM, 2006, adaptado.

Nota: (1) em relação ao total geral dos municípios.

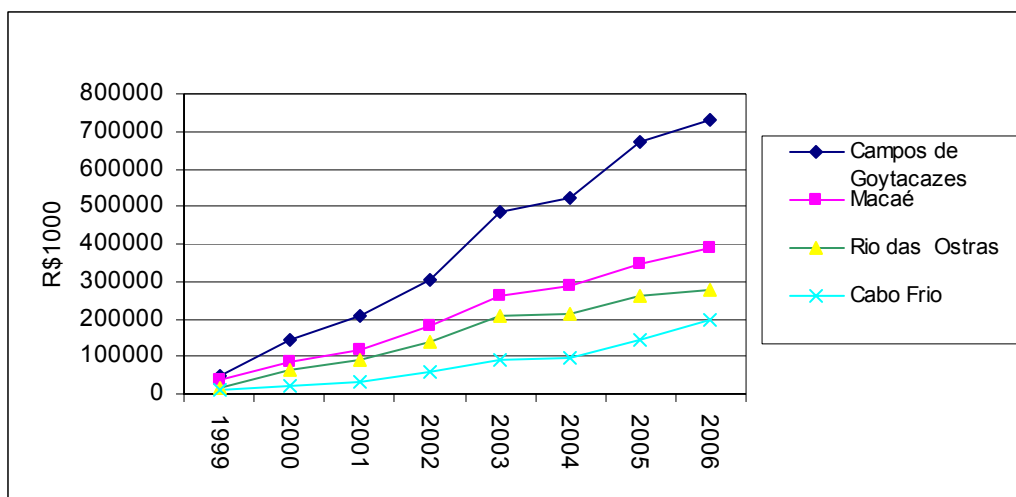
Para as participações especiais, 9 (nove) municípios receberam em 2006, R\$ 863 milhões, indicados na **tabela 60**. Os quatro primeiros municípios, Campos de Goytacazes, Rio das Ostras, Macaé e Cabo Frio receberam 92% do total.

**Tabela 60** - Valores das participações especiais - 2006

Beneficiários	R\$	%
Campos dos Goytacazes	444.084.731,96	0,5143
Rio das Ostras	178.300.871,78	0,2065
Macaé	92.874.905,66	0,1076
Cabo Frio	82.141.272,57	0,0951
Casimiro de Abreu	29.820.733,80	0,0345
Quissamã	17.409.469,98	0,0202
Armação dos Búzios	8.791.285,55	0,0102
São João da Barra	8.202.566,91	0,0095
Carapebus	1.840.817,70	0,0021
Total	863.466.655,91	1,0000

Fonte: UCAM, 2006, adaptado.

A evolução dos *royalties* e participação especial dos principais municípios, está apresentada no **gráfico 33** para o período de 1999 -2006.



**Gráfico 33** - Evolução dos *Royalties* e participação especial - 1999-2006

Fonte: Elaboração própria, com base nas Tabelas 59 e 60.

## 6.6 PROJEÇÕES DOS ROYALTIES

O cálculo dos *royalties* depende do volume da produção, preço internacional do petróleo *Brent* e taxa de câmbio, conforme abordagem feita em 6.4.5. Para as projeções foram estabelecidos três cenários:

### 6.6.1 CENÁRIO 1

Para este cenário, as projeções foram realizadas com base nas informações constantes do Plano de Negócios da Petrobras 2007-2011, sendo observado os seguintes dados:

**Tabela 61** - Produção, preços e taxa de câmbio

Anos	Produção mil bpd	Preço Brent US\$/barril (1)	Taxa de Câmbio R\$/US\$
2007	1.979	55,00	2,20
2008	2.061	40,00	2,50
2009	2.195	35,00	2,50
2010	2.368	35,00	2,50
2011	2.374	35,00	2,50

Fonte: Gabrielli, 2006.

Nota : (1) - preços de financiamento

Foi ainda considerado uma alíquota média de 10% sobre o valor da produção, incluindo os *royalties* (parcela de 5%, parcela acima de 5% que tem direito 13 municípios, bem como a participação especial na produção de campos de alta rentabilidade). Desta forma, considera-se o total recebido pelo Estado e municípios, tornando a projeção mais consistente e objetivando dar maior confiabilidade aos resultados dos cenários. Foi ainda considerado a parcela de recebimento de cerca de 80% (produção *offshore* - **tabela 41**) para o estado do Rio Janeiro e para os municípios.

Considerando este cenário projetado, o Estado e municípios terão receitas futuras de *royalties* nos seguintes montantes e visualizados no **gráfico 33**.

**Tabela 62** - Projeções dos *royalties* - Cenário 1

Anos	Produção Em bpd	Preço Brent US\$/barril	Taxa de Câmbio R\$/US\$	Valor dos <i>royalties</i> Alíquota de 10% R\$ milhões	Projeções dos <i>royalties</i> -Estado e Municípios- R\$ milhões
2007	1.979.000	55	2,20	8.740	6.992
2008	2.061.000	40	2,50	7.522	6.018
2009	2.195.000	35	2,50	7.010	5.608
2010	2.368.000	35	2,50	7.560	6.050
2011	2.374.000	35	2,50	7.581	6.066

Fonte: Elaboração própria, com base na Tabela 59.

As projeções são limitadas, podendo sofrer alterações em função de mudanças no cenário adotado como premissa. Deve-se destacar que:



- a produção projetada é garantida pelos investimentos da Petrobras, visando manter a auto-suficiência;
- os preços dependem do comportamento do mercado, com influências de variáveis externas e
- a taxa de Câmbio dependente da política cambial do governo brasileiro.

## 6.6.2 CENÁRIO 2

Para este cenário foram consideradas as projeções de preços do petróleo WTI<sup>20</sup> feitas pela *EIA (2007)*, para 2007 e 2008, de US\$ 59,46/b US\$ 62,58/b, respectivamente. Para os anos seguintes, 2009-2011, foi adotado uma taxa de crescimento de 5,2%, que deverá acontecer entre 2007-2008, segundo premissas deste autor.

A **tabela 63** mostra os resultados obtidos com base nas previsões contidas no EIA (*op.cit*) e na produção e taxa de câmbio contidas no Plano de Negócios da Petrobras, para o período 2007-2011, sendo estabelecido o cenário 2.

**Tabela 63** - Projeções dos *royalties* - Cenário 2

		Preço WTI	Taxa de Câmbio	Valor dos <i>royalties</i>	Projeções dos <i>royalties</i> Estado e municípios
Anos	Produção em bpd	US\$/b	R\$/US\$	Alíquota de 10% R\$ milhões	R\$ milhões
2007	1.979.000	59,46	2,2	9.449	7.559
2008	2.061.000	62,58	2,5	11.769	9.415
2009	2.195.000	65,09	2,5	13.199	10.559
2010	2.368.000	69,39	2,5	14.994	11.995
2011	2.374.000	73,07	2,5	15.829	12.663

Fonte: Elaboração própria, com base nas Tabelas 59.

<sup>20</sup> O preço do petróleo WTI apresentou uma diferença maior de 3,5% em relação ao Brent, em 2005.

É imprescindível destacar que este cenário está condicionado as incertezas, podendo alterar significativamente as projeções, conforme destaca Fonseca (2005), com base nos dados da EIA:

- o conflito pós-guerra no Iraque;
- a guerra internacional ao terrorismo;
- a recuperação econômica incerta da Ásia em desenvolvimento e do Japão;
- o sucesso das reformas econômicas na China e sua situação política;
- o potencial para instabilidade social contínua na Venezuela;
- o impacto do Brasil nas outras economias latino-americanas e
- a perspectiva de recuperação econômica dos países da antiga União Soviética.
- historicamente, as estratégias de gerenciamento do mercado da OPEP têm se caracterizado por um sucesso temporário. Nos últimos cinco anos, esse sucesso foi possibilitado pelo nível baixo de estoques e pela participação disciplinada dos países-membros. Considerando a pequena capacidade de produção ociosa existente<sup>21</sup>, torna-se mais fácil para a OPEP obter consenso entre os seus membros. Contudo, espera-se que a produção dos países que não pertencem à OPEP aumente significativamente num futuro próximo. Adicionalmente, vários países da OPEP já anunciaram planos de expansão de capacidade produtiva para os próximos anos e, num contexto de maior capacidade ociosa, provavelmente deverá ser mais difícil a obtenção de unanimidade entre os países-membros. A produção dos países não membros aumentou em 1 milhão de barris em 2002, sofreu uma elevação de 900 mil barris/dia em 2003, e espera-se um incremento de 1,4 milhão de barris em

---

<sup>21</sup> Com exceção de dois ou três países do Golfo Pérsico ligados à OPEP.

2004. Essa produção adicional provém, principalmente, da Rússia e do Casaquistão, com uma participação significativa de países em desenvolvimento da África e da América Latina. Segundo A IEA (2007), em documento de projeções de curto prazo, informa que os países não pertencentes à OPEP deverão aumentar a produção para 1,0 milhão de bbl/d em 2007 e 1,1 milhão de bbl/d em 2008, bem diferente da projeção anterior e

- o aumento do consumo de petróleo ocorre principalmente no setor de transporte. Por outro lado, a importância do petróleo para outros usos finais tende a diminuir nos setores nos quais outros combustíveis são competitivos, como o gás natural, o carvão e a energia nuclear, no setor de geração elétrica.

O trabalho finaliza, observando que o cenário de referência do EIA não considera que os preços de petróleo sigam aumentando. Outros limites para a escalada dos preços incluem a substituição do petróleo por outros combustíveis, a possibilidade de que fontes marginais de óleo convencional tornem-se reservas (sejam economicamente viáveis) e que fontes não-convencionais se transformem em reservas mesmo a preços altos.

### 6.6.2 CENÁRIO 3

Para esta projeção foi considerada a série história do total dos *royalties* e participação especial (estado e municípios) recebidos no período 1999-2006, indicada na **tabela 64**.

Para este cenário foi considerado a projeção baseada na regressão linear simples (método de análise da relação entre uma variável independente e uma variável dependente), que tem por modelo a equação apresentada a seguir, sendo representado por uma linha reta.

$Y = a + b x$ , onde:

Y - variável dependente (*royalties*)

a - coeficiente constante

b - coeficiente angular

x - variável independente (tempo)

Os resultados da equação da reta foram:

$$Y = 1029,5 x - 986,29$$

$$R^2 = 0,9777 \text{ (coeficiente de determinação)}^{22}$$

Como resultado foi apurado os seguintes valores projetados em cor vermelha, indicando um cenário intermediário.

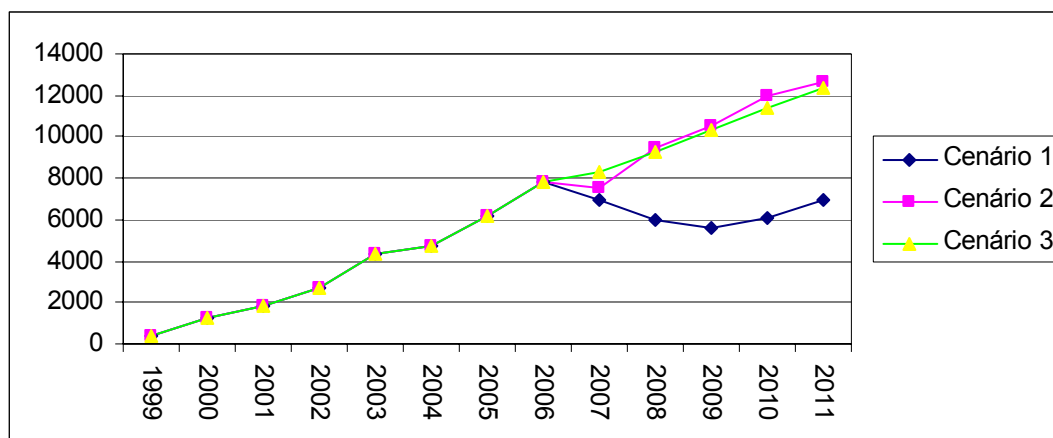
**Tabela 64 - Royalties projetados - Cenário 3**

Anos	Valores dos <i>royalties</i> projetados R\$ milhões
1999	397
2000	1.284
2001	1.812
2002	2.657
2003	4.357
2004	4.737
2005	6.142
2006	7.784
2007	8.279
2008	9.309
2009	10.338
2010	11.368
2011	12.397

Fonte: Elaboração própria.

<sup>22</sup> Coeficiente estatístico indicando que existe correlação entre as variáveis x e y, significando que quanto mais próximo de 1, melhor.

Verifica-se que os valores projetados no **gráfico 34**, indicam um cenário menos favorável para o cenário 1, e mais favorável para os cenários 2 e 3.



**Gráfico 34** - Royalties projetados 2007-2011 - R\$ milhões  
Fonte: Elaboração própria com base na Tabela 64.

## 6.7 APLICAÇÃO DOS ROYALTIES NO BRASIL

A legislação que rege as aplicações dos recursos dos *royalties* vem sendo alterada ao longo dos anos, sendo registrado:

Art. 27 da Lei nº. 2.004/53

*“§4º - Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos fixados neste artigo, preferencialmente, na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.” (Grifo do autor).*

Lei nº. 7.453, de 27 de dezembro de 1985 - veio a modificar a redação do art. 27 da Lei nº. 2.004/53 e seus parágrafos. Desta maneira, o parágrafo referente à utilização dos recursos do petróleo, passou a ter a seguinte redação:

*“ § 3º - Os Estados, Territórios e Municípios deverão aplicar os recursos previstos neste artigo, preferentemente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e saneamento.”*

*( Grifo do autor).*

É importante observar que, até meados de 1986, não existia legislação no que se refere ao controle e fiscalização da aplicação de recursos oriundos das explorações. Este cenário modificou-se a partir da edição da Lei n.º 7.525/86, que atribuiu ao TCU a competência para fiscalizar os recursos. Além disto, esta lei modificou o § 3º do art. 27 da Lei n.º 2.004/53, que passou a vigorar da seguinte maneira:

*“ § 3º - Ressalvados os recursos destinados ao Ministério da Marinha, os demais recursos previstos neste artigo serão aplicados pelos Estados, Territórios e Municípios, exclusivamente, em energia, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e em saneamento básico. (Grifo do autor).*

A Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, instituiu a compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural e modificou a redação do art. 27 da Lei n.º 2.004/53, porém manteve intocado o § 3º, na redação dada pela Lei n.º 7.525/86, mencionada acima. Além disto, o art. 8 instituiu uma nova regulamentação quanto ao uso:

*“Art. 8º - O Pagamento das compensações financeiras previstas nesta Lei, inclusive o da indenização pela exploração do petróleo, do xisto betuminoso e do gás natural será efetuado, mensalmente, diretamente aos Estados, ao Distrito Federal, aos Municípios e aos órgãos de Administração Direta da União até o último dia útil do mês subsequente ao do fato gerador, vedada a aplicação dos recursos em pagamentos de dívidas e no quadro permanente de pessoal.” ( Grifo do autor).*

A legislação apresentada até então vinha estabelecendo as hipóteses em que são permitidas as aplicações dos recursos. No entanto, a redação final evoluiu e a modificação de uma palavra alterou completamente a regra, ou seja, ao trocar preferentemente por exclusivamente, as rubricas que antes eram facultativas, passaram a ser obrigatórias (SANTOS, 2001).

Devido a esta flexibilização da legislação a União assinou com o Estado do Rio de Janeiro, em 29 de outubro de 1999, o Contrato de Cessão de Créditos, no qual os *royalties* e participações especiais a serem recebidos pelo Estado nos próximos 21 (vinte e um) anos e 3 (três) meses, fossem utilizados para o pagamento de dívidas para com a União e suas entidades, ou na capitalização dos fundos de previdência, a critério do Ministro de Estado da Fazenda. Para o estado do Espírito Santo, este tipo de negociação de antecipação das receitas futuras de *royalties* foi negociado em 2003 (GUTMAN, 2007).

A Lei nº. 7.525/86 atribuiu ao TCU - Tribunal de Contas da União a competência pra fiscalizar a aplicação dos recursos dos *royalties*. Entretanto, uma decisão do STF - Supremo Tribunal Federal, em fevereiro de 2002, estabeleceu que o TCE - Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro é o órgão competente para fiscalizar a aplicação dos recursos oriundos do petróleo no estado do Rio de Janeiro e seus municípios.

## **6.8 FUNDO DE ROYALTIES - A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL**

### **6.8.1 - ESTADOS UNIDOS**

A alíquota de *royalties* nos EUA varia para cada estado da federação. Os percentuais referentes à cobrança de *royalties* sobre petróleo e gás natural são de 12,5% para a produção em terra (*onshore*) e 16,67% para a produção no mar (*offshore*).

Dos recursos arrecadados com base na produção *onshore*, 50% são direcionados ao estado da federação onde se localiza a jazida, sendo que:

40% vai para um fundo federal (*Reclamation Fund of The U.S. Treasury*), que financia projetos de aproveitamento e recuperação de recursos hídricos em 17 estados do oeste americano e 10% constituem recursos não vinculados do Tesouro Americano.

Para a produção *offshore*, cerca de 27% dos recursos arrecadados são recebidos pelos estados costeiros, sendo que a maior parte vai para contas vinculadas do Tesouro Americano, sendo desdobrado em um fundo para ampliação e conservação de áreas federais de recreação (*Land and Water Conservation Fund*) e um fundo de preservação do patrimônio histórico (*Historic Preservation Fund*).

O governo do estado do Alaska aprovou, em 1976, uma emenda à constituição criando um fundo permanente (*Permanent Fund Dividends*), formado de um imposto de 25% cobrado pela extração de petróleo e de outros minérios, que são distribuídos igualmente e diretamente à população residente no estado. Dos recursos acumulados deste fundo, 45% são aplicados em papéis de renda fixa, entre 35% e 40% em ações de empresas americanas e aproximadamente 10% em ações de empresas estrangeiras e o restante em empreendimentos imobiliários.

Verifica-se, portanto, que os fundos criados têm a finalidade de servir de fontes de financiamento dos investimentos que gerem riquezas à população e aos governos locais, sendo que o fundo perpétuo criado no Alaska visa garantir um nível de renda aos moradores, quando a curva de recebimento dos *royalties* começar a cair, já que ocorrerá o esgotamento das reservas.

## 6.8.2 NORUEGA

O Fundo Petrolífero da Noruega foi estabelecido em 1990, após uma decisão do Parlamento da Noruega para contrapor aos efeitos do declínio das receitas e para amortecer os efeitos nocivos das grandes flutuações do preço do petróleo. Também visa impedir que as receitas do petróleo tenham um impacto negativo na economia do país, e proteger o país contra futuros déficits



orçamentários causados pela tendência demográfica para o envelhecimento da população. É um fundo controlado pelo governo norueguês e pertencente ao povo da Noruega. Também é chamado o *Fundo do petróleo*.

O objetivo deste fundo é investir parte dos lucros gerados pela extração do petróleo norueguês (sobretudo através dos impostos pagos pelas companhias petrolíferas e pelas licenças de exploração). Julga-se que as receitas do setor petrolífero tenham atingido o seu ponto máximo e irão declinar significativamente nas próximas décadas.

O fundo é administrado pelo Banco Central da Noruega. Atingiu um portfólio no valor de 1 trilhão de coroas norueguesas (*NOK*) (o correspondente a 266 bilhões de dólares) no primeiro trimestre de 2006.

Desde 1998 que o fundo foi autorizado a investir até ao máximo de 50% do seu portfólio no mercado de ações internacional. Os rendimentos do fundo consistem no fluxo de tesouraria líquido do governo central, advindo das atividades petrolíferas, e dos juros obtidos do capital do fundo.

A grande preocupação do governo da Noruega é que um dia os recursos de petróleo acabarão e por este motivo é importante assegurar o bem-estar das gerações futuras, sendo criado este fundo de pensão baseado no rendimento do petróleo com diretrizes éticas rigorosas, fiscalizado pelo Banco Central. Metade do fundo é investido na Europa, enquanto o restante é aplicado nas Américas, Ásia, Austrália, Nova Zelândia e África do Sul.

### 6.8.3 OUTROS PAÍSES

A experiência internacional já aponta que países como a Rússia e México, a exemplo do que já fizera o Chile, com o cobre, criaram fundos específicos da receita dos *royalties*.

A Rússia criou, em 2004, o Fundo de Estabilização do Petróleo, que deve ser utilizado considerando o preço de referência do petróleo em torno de US\$27 por barril. Sempre que o preço de referência é ultrapassado, as receitas adicionais destinam-se integralmente ao fundo. Os recursos do fundo podem ser utilizados quando as receitas caem abaixo de determinado limite (US\$27 por barril), para financiar investimentos de grande escala, para pagar a dívida externa - fato que ocorreu em 2005 - ou ainda, fazer frente ao déficit do fundo de pensão da Rússia.

Um outro caso fora da área do petróleo, mas que pode servir de exemplo é o caso do Chile, onde foi criado um fundo externo de US\$1,9 bilhão em receita extra devido à exportação do cobre, principal produto da pauta de exportação do País. O preço do cobre subiu 57% nos últimos 12 meses (maio de 2005 a abril de 2006), devido ao descompasso entre produção e a crescente demanda da China e da Índia. A política adotada tem por objetivo poupar parte dos recursos, visando evitar uma retração econômica, quando o preço do cobre cair. Os juros da receita poupada são utilizados para financiar os gastos sociais.

## 6.9 FUNDO DE *ROYALTIES* - A EXPERIÊNCIA BRASILEIRA

A experiência brasileira já começa a surgir, tendo alguns estados e municípios tomado a iniciativa de implementar fundos de *royalties*, dando um ordenamento mais específico na aplicação dos recursos, como os casos demonstrados a seguir.

### 6.9.1 ESPÍRITO SANTO

O Diário Oficial de 16 de janeiro de 2007, publicou a tabela com os índices de participação dos municípios do estado do Espírito Santo no Fundo para Redução das Desigualdades Regionais em 2007. O volume de recursos do projeto este ano é da ordem de R\$ 60 milhões.

De acordo com o anúncio, 68 municípios serão beneficiados com a distribuição dos recursos, provenientes do repasse de 30% dos *royalties* do petróleo recebidos pelo Governo do Estado. O município de Cariacica é o que tem a maior participação, para ele serão destinados R\$ 286.128,23, em 2007.

A distribuição é feita levando em consideração a população, o percentual de repasses do ICMS e a condição de não ser grande receptor de *royalties*. Os municípios que têm participação acima de 10% no ICMS e mais de 2% dos *royalties* não têm acesso aos recursos do Fundo.

O projeto entrou em vigor em junho de 2006 e desde então o Governo repassou R\$ 11,5 milhões a 70 municípios. Os recursos só podem ser gastos em saneamento básico; destinação final de resíduos sólidos; universalização do ensino fundamental e atendimento à educação infantil; atendimento à saúde; construção de habitação para população de baixa renda; drenagem e pavimentação das vias urbanas e construção de centros integrados de assistência social.

## 6.9.2 ESTADO DO RIO DE JANEIRO

O Fundo Estadual de Conservação Ambiental e Desenvolvimento Urbano – FECAM foi criado pela Lei nº. 1.060, de 10 de novembro de 1986, alterada pela Lei nº. 2.575, de 19 de junho de 1996, pela Lei nº. 3.520, de 27 de dezembro de 2000 e pela Lei nº. 4.143 de 28 de agosto de 2003, tendo por finalidade atender às necessidades financeiras de projetos e programas instituídos em consonância com o disposto no parágrafo 3º do art. 263, da Constituição Estadual. É gerido por Conselho Superior, composto pelo titular da Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Urbano, que o preside, por um representante das Secretarias Estaduais de Finanças, de Controle e Gestão, e por um representante de cada uma das seguintes entidades: Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro - FIRJAN; Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente - FEEMA; da Assembléia Permanente das Entidades de Defesa do Meio Ambiente - APEDEMA e da Fundação Superintendência Estadual de Rios e Lagoas - SERLA.

O FECAM financia projetos ambientais e de desenvolvimento urbano em todo o estado do Rio de Janeiro, englobando diversas áreas, tais como reflorestamento, recuperação de áreas degradadas, canalização de cursos d'água, educação ambiental, implantação de novas tecnologias menos poluentes, despoluição de rias e saneamento ambiental. Busca, assim, atender às necessidades ambientais do Estado, minorando o passivo ambiental, utilizando os recursos de *royalties* de petróleo.

### 6.9.3 MACAÉ (RJ)

A criação do Fundo de Reserva dos *Royalties* - projeto que visa guardar parte da verba do repasse mensal dos *royalties* para ser usado pelo município no futuro - está no Plano Diretor de Macaé, cujo anteprojeto de lei já está pronto e em fase de discussão com a sociedade. A informação foi passada pelo prefeito Riverton Mussi, em 29 de agosto de 2006, durante reunião da Organização dos Municípios Produtores de Petróleo (Ompetro), realizada na prefeitura de Quissamã.

A idéia da prefeitura de Macaé é depositar na conta da prefeitura parcelas com percentuais crescentes de 1% até o limite de 10%, a partir de 2007, do valor dos *royalties* repassados pela Agência Nacional do Petróleo ao município. O dinheiro só poderá ser usado quando diminuir a arrecadação da prefeitura com o declínio da exploração e produção de petróleo, no futuro, ou caso de extrema emergência que possa acontecer em Macaé. Com o Fundo de Reserva dos *Royalties* inserido no Plano Diretor, a sociedade macaense teria a garantia de que a verba dos *royalties*, à semelhança de uma caderneta de poupança, será administrada também pelos próximos governos. De acordo com a minuta do anteprojeto de lei do Plano Diretor, os recursos guardados dos *royalties* devem ser usados em projetos que visam impulsionar o desenvolvimento econômico de Macaé, quando ocorrer a queda da receita dos *royalties* do petróleo.

#### 6.9.4 CAMPOS DE GOYTACAZES (RJ)

Com uma projeção de investimentos para os próximos três anos de R\$ 160 milhões, o setor industrial vai fomentar uma nova fase na economia de Campos a partir de 2007, com a chegada de novas empresas de alta tecnologia, atraídas pelo Fundo de Desenvolvimento de Campos (Fundecam), que disponibiliza os recursos dos *royalties* do petróleo para viabilizar projetos empresariais, com capacidade de gerar emprego e renda. Além da implantação de empresas de novos segmentos, como biotecnologia e indústria naval, os setores sucroalcooleiro e ceramista vão contar com linhas especiais de recursos para implementar a cadeia produtiva, multiplicando vagas para empregos de mão-de-obra qualificada. A prefeitura de Campos traçou um novo panorama industrial para 2007, que contará com um dos Centros de Inovação Tecnológica do Brasil, orçado em R\$ 80 milhões, para atender às demandas de qualificação profissional no setor. No momento, existem 20 projetos em fase de análise no Fundo, que já aprovou e liberou recursos da ordem de R\$ 130 milhões, viabilizando investimentos de R\$ 240 milhões em Campos nos últimos três anos para 52 projetos. As novas empresas que se instalaram em Campos introduziram novas atividades do setor industrial, desde o segmento da biotecnologia, automação, petróleo, gás e até a indústria naval. Outros fundos, em fase de regulamentação para liberar recursos nos mesmos moldes do Fundecam, estão sendo viabilizados. A prefeitura vai implementar um programa de desenvolvimento do setor ceramista, objetivando reestruturar o setor a partir da instalação de queimadores de gás natural nos fornos.

### 6.9.5 OUTROS MUNICÍPIOS

A idéia inicial da criação de fundos específicos com os recursos dos *royalties*, já começa a ser utilizada por outros municípios, como exemplificados a seguir.

Em 2002, Quissamã (RJ) lançou o projeto de revitalização canavieira pelo qual a prefeitura aportou R\$ 5,3 milhões dos *royalties* para o plantio. Os recursos permitiram o plantio de 2,3 mil hectares pertencentes à antiga Usina de Quissamã (RJ) pela Cooperativa Mista dos Produtores Rurais local.

Cabo Frio (RJ) começa a estudar a possibilidade de usar parte dos *royalties* do petróleo para criar um fundo de financiamento ao setor agroindustrial, e Carapebus (RJ), município vizinho a Quissamã (RJ), pretende retomar, em 2007, seu programa de incentivo ao plantio de cana tendo como fonte o dinheiro dos *royalties*.

## 6.10 PROPOSTA DE CRIAÇÃO DE UM FUNDO DE *ROYALTIES*

Países como os Estados Unidos e Noruega, criaram fundos específicos na área do petróleo, objetivando suprir a falta de recursos no futuro, quando a produção começar a declinar, reduzindo o recebimento dos *royalties*, já que ocorrerá a exaustão das reservas.

Chama-se atenção para o fato de que não está havendo planejamento nem estratégia por parte dos governos estadual e municipal, já que esses recursos são limitados pelo tempo, devido à exaustão das reservas dos campos da Bacia de Campos, já que o petróleo é um bem mineral finito.

A dependência desses recursos é cada vez maior para o Estado e municípios, sendo que os municípios estão investindo esses recursos em projetos de infra-estrutura e em outros setores, sem o cuidado de uma análise do futuro, quando desaparecer esta fonte de receita.

Para isto, apresenta-se como sugestão a criação de fundo de *royalties*, que seria implantado a partir de um percentual, digamos entre de 5% e 10% do total calculado mensalmente, para o Estado e municípios. Este fundo seria gerido por um comitê gestor, com a participação dos 10 maiores municípios em receita de *royalties*. A aplicação do fundo seria direcionada para uma carteira diversificada, como ações, renda fixa, papéis do tesouro, dentro outros, que deveria buscar uma rentabilidade mínima de 8% ao ano, descontada a inflação. A rentabilidade acumulada para um período de 20 anos<sup>23</sup> resultaria nos seguintes valores atuais: a) para 5% da receita dos *royalties*, os valores seriam de R\$ 5,6 bilhões; b) para 10% da receita os valores seriam de R\$11,3 bilhões.

---

<sup>23</sup> Foi considerado a série histórica da tabela 64, sendo que a partir do último ano (2011) até o 20º ano, os valores foram considerados constantes.



## 7 CONCLUSÕES

Considerando-se o que foi apresentado e discutido na tese, podemos relacionar as seguintes conclusões.

A Bacia de Campos é uma bacia que corresponde à fase final das bacias do tipo III (rifte), que foram separadas por distâncias oceânicas e são designadas de *pull-apart*, termo hoje utilizado pela comunidade geológica para bacias originárias em áreas onde ocorre o deslizamento lateral das placas litosféricas. Sua área sedimentar vai desde o Estado do Espírito Santo (próximo ao alto de Vitória) até Cabo Frio (Alto de Cabo Frio) no Estado do Rio de Janeiro.

É a maior região produtora do País com 115 mil km<sup>2</sup>, possuindo 23 sistemas de produção flutuantes, 13 plataformas fixas e 3.643 km de dutos operando em 31 campos em lâmina d'água variando de 80 a 1.886 metros (262 a 6.188 pés) de profundidade. A atividade da Bacia de Campos começou em 1968, com mais de 40 reservatórios de hidrocarbonetos descobertos na região, em uma área de concessão com 6,3 mil km<sup>2</sup>. Concentra a maior parte da produção brasileira de petróleo, sendo que os 6 (seis) principais campos produtores (Marlim, Marlim Sul, Barracuda, Caratinga, Albacora Leste e Roncador) produziram cerca de 75,0% do total no ano de 2006 e apresentam um grau API médio de 22,92. Os campos produtores da Bacia de Campos, em média, iniciam a produção 5 anos após a descoberta. Por unidade da federação, as reservas provadas no Brasil estão concentradas na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, com cerca de 87,53% do total.

Verifica-se que as incertezas geológicas abordadas nesta tese envolvem as variáveis reservas, produção e preços, sendo que as duas últimas são referência para o cálculo do pagamento dos *royalties*.

A estimativa das reservas baseada nos conceitos internacionais e adotada comumente é de fundamental importância para a confiança das informações, já que a incerteza faz parte da indústria do petróleo, tornando as reservas a base dos estágios de exploração, avaliação e desenvolvimento e, finalmente, a

produção. As reservas são geralmente revisadas quando ocorrem dados geológicos e dados de engenharia adicionais, tornando-se disponíveis, ou caso ocorra mudanças nas condições econômicas. A quantificação das reservas depende de vários parâmetros técnicos, tais como interpretação sísmica, mapas geológicos, teste em poços e dados econômicos, implicando num certo grau de incerteza. A incerteza depende principalmente do volume de dados geológicos e de engenharia confiáveis disponíveis à época da estimativa e da interpretação dos dados. As reservas são afetadas pelas complexidades geológicas, estágio de desenvolvimento do projeto, nível de esgotamento das reservas e quantidade de dados disponíveis. Dessa forma, a confiabilidade de estimativas de reservas depende de fatores fora do controle dos avaliadores, podendo muitas delas se mostrarem incorretas com o passar do tempo.

A classificação das reservas em provada, provável e possível, tem sido o método mais freqüente de classificação e dá uma indicação da probabilidade de recuperação. Em nível internacional, as empresas divulgam os resultados de suas reservas com base nos conceitos da *SPE/WPC/AAPG*. O mais utilizado e divulgado na indústria do petróleo é o conceito de reservas provadas. A classificação da UNFC, diferente das outras classificações, é mais uma contribuição na tentativa de unificar os diversos conceitos existentes. As empresas que têm ações negociadas na Bolsa de Valores de *Nova York*, como por exemplo a Petrobras e *BP* são obrigadas a fornecer relatórios específicos (*Form 20-F*) e outros, indicando suas reservas pelo critério *SEC*, que adota somente a reserva provada.

Para as reservas é necessária a quantificação e certificação, sendo que as empresas de auditorias *DeGolyer e MacNaughton*, ou *D&M*, revisaram e certificaram 90,6% da estimativa das reservas da Petrobras, no conceito de reserva nacional bruta em 31 de dezembro de 2005. As estimativas de certificação foram realizadas em conformidade com os regulamentos da *SEC*. A metodologia de estimativas das reservas provadas brasileiras, pelos critérios *SEC* e *SPE/ANP*, apresentaram uma diferença de 23% em 2004 e 25% em 2005.

No cenário mundial os campos gigantes estão ficando cada vez menores em tamanho e quantidade, não acompanham os níveis de descobertas que ocorreram no passado. Para novas descobertas de reservas é necessário que os países tenham condições geológicas, tecnológicas e econômicas e realizem investimentos em exploração e produção.

Uma estimativa do futuro das reservas é indicada na relação reservas/produção para 2005, mostrando para o Brasil um indicador de 21 anos, contra 40,6 na média em nível mundial. Consta no Relatório Anual da Petrobras (2005), nas metas do Plano Estratégico da empresa até 2010, a entrada em operação de 15 (quinze) grandes projetos de produção de óleo e 4 (quatro) de gás natural, mantendo a relação reserva/produção entre 16 a 18 anos (2010).

Do total da produção mundial em 2005, cerca de 81.008 mil de barris/dia, 31,01% está concentrada no Oriente Médio, sendo o maior produtor a Arábia Saudita, seguido do Irã, Emirados Árabes e Kuwait. Os principais consumidores de petróleo no mundo são: América do Norte com 30,17%, Ásia-Pacífico com 29,05%, Europa-Eurásia com 24,68%, do total mundial. Essas regiões não são as maiores detentoras de reservas e nem as maiores produtoras. Fazendo um balanço da produção e consumo em 2005, verifica-se que países como os Estados Unidos, China, Brasil e Indonésia, apresentaram um saldo desfavorável.

A produção de um campo inicia no zero, sendo que o fluxo de produção atinge um pico, ou seja, um máximo que já não pode ser ultrapassado, declinando de forma acentuada até o esgotamento do recurso (Teoria de Hubbert). Alguns países como Estados Unidos, Grã-Bretanha, Canadá, Noruega e Indonésia, já atingiram o pico de produção. O Brasil, segundo estimativas, deverá atingir o pico de produção por volta de 2009, o que não deverá acontecer, já que novas descobertas surgirão, deslocando o pico para outro ano mais na frente.

Mais de 80% das reservas da Petrobras, incluindo as descobertas recentes, estão localizadas em águas profundas que, geralmente, requer um planejamento extra, uma avaliação mais ampla e tempo de execução adicional para iniciar a produção, quando comparados com a produção em terra. Desta forma vários fatores podem afetar o início da produção de um campo produtor:

atraso no início da produção em plataforma, problemas logísticos com deslocamentos de plataformas fixas e flutuantes, atrasos em operações submarinas, manutenção dos equipamentos, dentre outros. A Petrobras atua em forma de *Joint Ventures*, para exploração e produção no Brasil, com aproximadamente 29 companhias estrangeiras e nacionais.

A produção nacional foi alavancada a partir de 1977, com o início da produção da Bacia de Campos, tendo atingido a auto-suficiência em 2006, no que se refere às quantidades obtidas no balanço produção-consumo. Os investimentos previstos da Petrobras para o período 2006-2011, de US\$ 49,3 bilhões em E&P, irão garantir a tendência crescente da produção para 2011, projetada para 2.374 mil bpd.

Os preços internos do petróleo de referências estabelecidos pela ANP são base para o cálculo no pagamento de *royalties* aos beneficiários. Os preços internos podem alterar em função de oscilações do preço do petróleo *Brent* no mercado internacional, que por sua vez podem ser alterados por diversos fatores como: a) desenvolvimentos econômicos e políticos globais e regionais nas regiões de produção de petróleo, especialmente no Oriente Médio; b) a habilidade da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e outros países produtores de petróleo de estabelecer e manter os preços e níveis de produção de petróleo; c) oferta e procura globais e regionais de petróleo e derivados de petróleo; d) concorrência de outras fontes de energia; e) regulamentos governamentais nacionais e estrangeiros; f) fatores climáticas, como o aumento do inverno no hemisfério norte; g) conflitos globais e atos de terrorismo; h) reposição de estoques estratégicos por parte dos países; i) Greves em países produtores e j) furacões, como no caso do *Katrina*, por exemplo, podendo alterar também em função da atuação dos agentes no mercado, como: produtores, consumidores e especuladores.

A taxa de câmbio, variável de influência no cálculo dos *royalties*, pode sofrer alterações em função de mudanças na política cambial do governo brasileiro, que atualmente tem valorizado o real em relação ao dólar. É claro que, uma situação ao contrário, poderia favorecer os beneficiários dos *royalties*.

Os *royalties* constituem uma compensação financeira devida pelos concessionários que produzem petróleo e gás natural, estando previsto seu pagamento no inciso II Art. 50 da Lei do Petróleo. São calculados com base na produção de petróleo e gás natural, preço do petróleo Brent no mercado internacional e Taxa de Câmbio. O estado do Rio Janeiro recebeu, em 2006, cerca de R\$ 1,6 bilhões de *royalties*, representando 69,2% do total recebido pelos outros estados. Só de participação especial, recebeu cerca de R\$ 3,4 bilhões. A distribuição dos *royalties* abrange 78 municípios do estado do Rio de Janeiro, sendo recebido em 2006, cerca de R\$ 2,7 bilhões, incluindo a participação especial os 13 (treze) municípios beneficiários que receberam cerca de R\$ 863 milhões.

A aplicação dos *royalties* é fiscalizado pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, sendo vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal. O grau de dependência do Estado e municípios é cada vez maior em relação ao recebimento dos *royalties* e participação especial, sendo que estas fontes de recursos têm sido utilizadas principalmente, em projetos de infra-estrutura;

Por último registramos que os resultados foram alcançados, tendo em vista as pesquisas e abordagens feitas durante o desenvolvimento da tese, destacando que:

a) as reservas são uma incerteza geológica, na medida que sua quantificação, valorização e certificação são de fundamental importância para sua confiabilidade;

b) a produção de um campo apresenta oscilações durante sua vida útil, afetada por diversos fatores, como manutenção de plataformas, logística, dentre outros;

c) os dados projetados indicam que os *royalties* a serem recebidos nos próximos anos, vão depender do cumprimento das metas de produção a serem estabelecidas pela Petrobras no seu Plano de Negócios 2007 a 2011, do comportamento do preço do petróleo *Brent* no mercado internacional e da política cambial do governo brasileiro;

d) no cenário 1, as projeções indicam valores de R\$ 6,9 bilhões em 2007 e R\$ 6,0 bilhões em 2011;

e) no cenário 2, as projeções indicam valores de R\$ 7,6 bilhões em 2007 e R\$ 12,7 bilhões em 2011;

f) no cenário 3, as projeções indicam valores de R\$ 8,3 bilhões em 2007 e R\$12,4 bilhões em 2011 e

g) a experiência dos fundos de *royalties* criados nos Estados Unidos (Alaska) e Noruega, com aplicação desses recursos em projetos de retorno para sociedade, pode servir de modelo para o Brasil. Desta forma, apresenta-se como sugestão a criação de um fundo de *royalties*, visando ordenar as aplicações, bem como servir de fonte de financiamento das gerações futuras, quando a receita acabar em função do esgotamento das reservas. Os montantes acumulados em valores atuais seriam entre R\$ 5,6 bilhões e R\$ 11,3 bilhões, considerando a retirada de parcelas de 5% e 10%, respectivamente.

Finalmente, como resultado adicional foi criado um banco de dados, contendo informações desde 2001 até 2006, composto de : preços do petróleo em R\$/m<sup>3</sup> ; preços do gás natural em R\$/ m<sup>3</sup> ;produção de petróleo e gás natural por campo produtor (37 campos); taxa de câmbio, em R\$; preços *Brent* em US\$/barril; *royalties* recebidos pelos 78 municípios beneficiários contendo a parcela de 5% e acima de 5%; participação especial recebida pelos municípios beneficiários; alíquotas de *royalties* por campo produtor; municípios e a percentagem de direito em cada campo produtor; produção de petróleo e gás natural em m<sup>3</sup> do estado do Rio de Janeiro.

Um CD, em anexo, acompanha esta tese contendo as informações mencionadas anteriormente, de forma a servir de base para criação de um sistema de acompanhamento permanente dos *royalties* por parte do estado do Rio de Janeiro e municípios, bem como auxiliar e dar apoio aos órgãos de planejamento e estratégia no âmbito municipal e estadual, assim como permitir o controle do pagamento aos beneficiários. Acrescenta-se ainda que, este banco de dados será integrado à base de dados do DRM - Departamento de Recursos

Minerais do Estado do Rio Janeiro, objetivando formar um Centro de Informações de Petróleo e Gás.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN,P.A.; ALLEN,J.R.(1990). **Basin Analysis Principles & Applications**. Ed. Blackwell Science Ltd.

ALMEIDA, A. SAMPAIO de (2004). **Petróleo e gás: recuperação secundária em campos de produção**. Rio de Janeiro: Seminário no Clube de Engenharia. Disponível em: < <http://ecen.com/eee46/eee46p/seminário-1htm> > Acesso em : 15 maio 2006.

ANP (2000). **Portaria nº. 9 de 21 de janeiro de 2000**. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br>.> Acesso em: 15 mar. 2004.

\_\_\_\_\_ (2001a). **Guia dos royalties do petróleo e do gás natural**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP.

\_\_\_\_\_ (2001b). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e Gás Natural**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP.

\_\_\_\_\_ (2002). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e Gás Natural**. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP.

\_\_\_\_\_ (2006). **Anuário Estatístico**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/doc/anuario2006> >. Acesso em: 23 out.2006.

\_\_\_\_\_ (2007). **Participações Governamentais**. Disponível em: < [http://www.anp.gov.br/participação\\_gov/index.asp](http://www.anp.gov.br/participação_gov/index.asp).>. Acesso em 26 mar.2007.

ANUÁRIO MINERAL BRASILEIRO (2004) Brasília, DF: DNPM, 2004.

ASMUS, H.E; PORTO, R. (1972). Classificação das bacias sedimentares brasileiras segundo a tectônica de placas. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA,26, 1972, Pará. **Anais ...** Pará: SBG, 2: 67-90.

BACOCOLI, G. (2004). **Retornando a questão do petróleo**. Disponível em: < <http://www.planeta.coppe.ufrj.br/artigo.php?artigo=522>>. Acesso em: 6 fev. 2007.

BAKER,K.H (2004). **SPE'S contributions**. Ad hoc group experts on supply of fossil fuels. < [http://www.unece.org/ie/se/pdfs/adclan/KateBakerSPEUN2\\_Nov10-jre.pdf](http://www.unece.org/ie/se/pdfs/adclan/KateBakerSPEUN2_Nov10-jre.pdf) >. Acesso em : 22 mai. 2006.



BEARDALL, T.J. (1996). The world of reserves definitions – can be one set for everyone? In: Doré, A.G.; Sinding-Larsen, R. (editors) Quantification and prediction of hydrocarbon resources. **Norwegian Petroleum Society (NPF)**, Special Publication, No.6. Amsterdam: Elsevier Science B.V.. pp 57-62.

BP AMOCO STATISCAL REVIEW OF WORLD ENERGY (2006). Disponível em : < <http://www.bp.com> >. Acesso em: 16 out. 2006.

BRASIL (1997). **Lei do Petróleo Nº 9478/97 de 6 de agosto de 1997**. Rio de Janeiro: ANP.

BRASIL ENERGY (2005). Disponível em : < <http://www.brasilenergy.com.br> >. Acesso em : 17 fev.2005.

BROD, J.A.; JOST H. (2005). Como redigir e ilustrar texto em geociências. Sociedade Brasileira de Geologia. **Série textos** nº.1, 93 p.

CAMPBELL, C.J. (1996). World oil: reserves, production, politics and prices. In: Doré, A.G.; Sinding-Larsen, R. (editors), Quantification and prediction of hydrocarbon resources **Norwegian Petroleum Society (NPF)**, Special Publication, nº.6. Amsterdam: Elsevier Science B.V. pp 1-20.

\_\_\_\_\_. (1997). **The coming oil crisis**. Engalnd: Multi-Science Publishing Company and Petroconsultants SA.

CAMPBELL, C.J.; LAHERRÉRE, J. (1998). **The end of cheap oil**. Scientific American.

CAMPBELL, C. J.; HILLS, S. (2003). **Analysis. Oil depletion model**. The Association for the study of peak of oil. ASPO - Newsletter Nº.26. Disponível em : < <http://www.somaliawatch.org/archivedec02/030221401.htm> > . Acesso em 23.set.2006

COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS (2005). **Formulário 20F. Relatório anual**. Washington, D.C. 397p. Disponível em: < <http://www.petrobras.gov.br> >. Acesso em: 25 out. 2006.

DAVID, Brown (2004). **Reserve estimates under scrutiny**. Tulsa. Disponível em: < <http://www.aapg.org/explorer/2004/05may/reserves.cfm> >. Acesso em: 22 maio 2006.

DEFEYES, K.S. (2001). **Hubbert's peak: the impending world oil shortage**. New Jersey: Princeton University Press.

DINIZ, E.; RANGEL, J. (2005). O desafio de absorver um novo choque. **Jornal O Globo**, Rio de Janeiro, 13 set. Suplemento especial, p.2.

DOMINGOS, L. (2003). **Breve história do petróleo**. Disponível em: < [http://histopetroleo.no.sapo.pt/acumula\\_1.htm](http://histopetroleo.no.sapo.pt/acumula_1.htm) >. Acesso em: 6 fev. 2007.

EIA. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2007). **Short-term energy outlook**. Disponível em: < <http://www.eia.doe.gov> > . Acesso em 23 fev.2007.

ENERGY INFORMATION SHEETS (2005). **Petroleum reserves**. Washington, D.C. Disponível em: < <http://www.eia.doe.gov/neic/infosheets/petroleumreserves.htm> > . Acesso em: 10 maio 2006.

FERREIRA, D. (2005). **Curva de Hubbert**: uma análise das reservas brasileiras de petróleo. Dissertação (Mestrado). Programa Interunidades e Pós-Graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo. 101p.

FIGUEIREDO, A. M. F. de; GABAGLIA, G.P.R. (1986). Sistema classificatório aplicado às bacias sedimentares brasileiras. **Revista Brasileira de Geociências**, 16 (4): 350-369.

FONSECA, M.M. (2005). **Metodologia para a previsão de longo prazo de preços do petróleo**. Agência Nacional do Petróleo. 25p. Disponível em: < [http://www.anp.gov.br/doc/notas\\_tecnicas/Nota\\_tecnica\\_ANP\\_021\\_2005.pdf](http://www.anp.gov.br/doc/notas_tecnicas/Nota_tecnica_ANP_021_2005.pdf) > Acesso em 23 fev.2007.

FRANKE, M. (2004). **Novas fronteiras exploratórias**: estudando o futuro do setor petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: ANP. Disponível em: < <http://www.anp.gov.br> > . Acesso em: 10 mar. 2006.

GABAGLIA, G.P.R.; FIGUEIREDO, A. M. F. de (1991). Evolução dos conceitos acerca das classificações de bacias sedimentares. *In*: RAJA GABAGLIA, G. P.; MILANI, E. J. (eds.), **Origem e evolução das bacias sedimentares**. Petrobras, Rio de Janeiro, pp. 31-45.

GABRIELLI, J. SERGIO (2006). **Plano estratégico da Petrobras 2007-2015**. Rio de Janeiro: Petrobras. Disponível em : < <http://www.petrobras.gov.br>> . Acesso em: 23 set. 2006.

GREENSPAN, A. (2006). **Dependência do petróleo e risco econômico**. Disponível em : < [http://www.resisitir.info/energia/greenspan\\_07jun06.html](http://www.resisitir.info/energia/greenspan_07jun06.html) > . Acesso em 16 fev.2007.

GUTMAN, J. (2007). **Tributação e outras obrigações na indústria do petróleo**. Rio de Janeiro: Freitas Bastos Editora. 428p.

HALBOUTY, M. T. (2003). **Giant oil and gas fields of the Decade 1990-1999**. AAPG Memoir 78. 340p.

JUNIOR, H.Q.P; IOOTTY, M.; FERNANDES, C. (2003). **Projeções de arrecadação de royalties do petróleo no Brasil para os anos de 2004 e 2005**. Disponível em: < [http://www.gee.ie.ufrj.br/publicacoes/pdf/2004\\_proj\\_arrecadacao.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/publicacoes/pdf/2004_proj_arrecadacao.pdf)> . Acesso em: 23 set.2005.

JUNIOR, I. M. (2005). Panorama dos mercados de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n.21, p.57-73.

KLEMME, H. D. (1980). Petroleum basins - classification and characteristics. **Journal of Petroleum Geology**, 3 (2): 187-207.

LERCHE, I. (1996). Gas in the 21 st century: a world-wide perspective. In: Doré, A.G.; Sinding-Larsen, R. (editors). Quantification and prediction of hydrocarbon resources. **Norwegian Petroleum Society** (NPF), Special Publication, nº.6. Amsterdam: Elsevier Science B.V. pp 21-41.

MAGOON, L. B.; DOW, W. G. (1994). The Petroleum System, in: \_\_\_\_\_. (eds.) **The petroleum system - from source to trap**: American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24.

MILANI, E.J. *et al.* (2000). Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v.18. n.3.

MOLINARI, E. ALESSANDRO (2005). **Resultados e perspectivas do negócio de exploração e produção no Brasil**. Belo Horizonte: Petrobras. Disponível em: < <http://www.petrobras.gov.br> >. Acesso em: 15 maio 2006.

NAVARRO, C. A. S. (2003). **Royalties do Petróleo: Estudo de caso de Campos de Goytacazes**. Rio de Janeiro: Universidade Cândido Mendes.

NEPOMUCENO, F. Filho (2004). **Desafios à exploração e produção de petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: Seminário Clube de Engenharia. Disponível em: < <http://ecen.com/eee46/eee46p/seminário-1htm> > Acesso em : 15 maio 2006.

NPD. NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORE (2005). **The petroleum resources of the Norwegian continental shelf**. Noruega. Disponível em: < <http://www.npd.no/English/Emner/Ressursforvaltning/Ressursregnskap-og> >. Acesso em: 7 jun. 2006.

PACHECO, C.A.G. (2003). **Aplicação e o impacto dos royalties do petróleo no desenvolvimento dos municípios confrontantes da Bacia de Campos**. Dissertação (Monografia). Rio de Janeiro. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 138p. Disponível em: < [http://www.gee.ie.ufrj.br/publicacoes/pdf2003\\_aplica\\_impacto\\_royalties.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/publicacoes/pdf2003_aplica_impacto_royalties.pdf) >. Acesso em: 3 jan.2007.

PARK, R.G. (1988). **Geological structures and moving plates**. 1.ed. Cambridge Blackie Academic & Professional.338p.

PEREIRA, M.A. (2004). **Avaliação do impacto dos tributos na incorporação de reservas nas empresas do setor de petróleo**. Rio de Janeiro,129p. Dissertação (Mestrado em Ciências) em Planejamento Energético - COPPE/UFRJ. Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

PETROBRAS. RELATÓRIO ANUAL DA PETROBRAS (2001). Rio de Janeiro: Petrobras.

\_\_\_\_\_. (2002). Rio de Janeiro: Petrobras.

\_\_\_\_\_. (2003). Rio de Janeiro: Petrobras.

\_\_\_\_\_. (2004). Rio de Janeiro: Petrobras.

\_\_\_\_\_. (2005). Rio de Janeiro: Petrobras.

\_\_\_\_\_. (2006). Rio de Janeiro: Petrobras.

\_\_\_\_\_. (2006a). **Relatório 20 - FORM 2005. Relações com o investidor. Informações financeiras.** Disponível em: < [http://www2.petrobras.com.br/portal/frame\\_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri](http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri) >. Acesso em : 25 out. 2006

\_\_\_\_\_. (2006b). **Relações com o investidor. Destaques operacionais.** Disponível em: < [http://www2.petrobras.com.br/portal/frame\\_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri](http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri) >. Acesso em : 12 out.2006

\_\_\_\_\_. (2006c). **Relações com o investidor. Informações Financeiras.** Disponível em [http://www2.petrobras.com.br/portal/frame\\_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri](http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&lang=pt&area=ri) >. Acesso em : 12 out.2006.

\_\_\_\_\_. (2006d). **Auto-suficiência sustentável.** Disponível em: < [http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads\\_Petrobras.html](http://www2.petrobras.com.br/portugues/ads/ads_Petrobras.html) >. Acesso em: 12 abr.2006.

\_\_\_\_\_. (2006e). **Brasil Auto-Suficiente em Petróleo 2006.** Comunicação Institucional. Rio de Janeiro: Petrobras.

PIQUET, R. (Org.), *et al.* (2003). **Petróleo, royalties e região.** Rio de Janeiro: Garamond.

POSTALI, F. A. S. (2002). **Renda Mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil.** Rio de Janeiro: BNDES.

PRATES, C.T.; COSTA, R.C.; PASTORIZA, F.A. (2005). Setor de petróleo e gás natural: perfil dos investimentos. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n.22, p.3-27.

QUINTELLA, S.F. (2000). **Os royalties do petróleo e a economia do estado do Rio de Janeiro.** Rio de Janeiro: Tribunal de Contas do estado do Rio de Janeiro. 91p. Disponível em: < <http://www.tce.rj.gov.br> >. Acesso em : 5 dez. 2003.

RAJA GABAGLIA, G.P.; MILANI, E.J. (1990). **Origem e evolução de bacias sedimentares.** Rio de Janeiro: Petrobás.

REIS, L.B; FADIGAS, E. A . A; CARVALHO, C. E. (2005). **Energia, recursos naturais e a prática do desenvolvimento sustentável.** Barueri, São Paulo: Manole,271p.

RELATÓRIO ANUAL DA BRITISH PETROLEUM (2005). Estados Unidos: BP. Disponível em: < <http://www.bp.com>.>. Acesso em : 16 out.2006.

ROBELIUS, F. 2005. **Giant oil fields of the world**. Uppsala Universitet. Disponível em: < [http://www.peakoil.net/AIMseminar/UU\\_AIM\\_Robelius.pdf](http://www.peakoil.net/AIMseminar/UU_AIM_Robelius.pdf) >. Acesso em: 8 mai. 2006.

ROSA, S.E.S; GOMES, G.L. (2004). O pico de Hubbert e o futuro da produção mundial de petróleo. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n.22, p.21-49.

SALVADOR, A . (2005). Energy: a historical perspective and 21<sup>st</sup> century forecast. **AAPG studies in geology** n.54. 206p.

SANTOS, S. (2001). **Royalties do Petróleo à luz do direito positivo**. Rio de Janeiro: Esplanada.

SCHIOZER, R,F.2002. **Um modelo de alívio de royalties para campos maduros de petróleo**. Campinas, 69 p. Dissertação (Mestrado). Instituto de Geociências. Universidade Estadual de Campinas. São paulo.

SEF - SECRETARIA ESTADUAL DA FAZENDA. (2006)..Disponível em: < <http://www.sef.rj.gov.br> >. Acesso em: 5 fev.2007.

SILVA, J.O. (1997). **Análise econômico-financeira comparativa de empresas produtoras de ouro**. Campinas, 135p. Dissertação (Mestrado). Instituto de Geociências.Universidade Estadual de Campinas. São Paulo.

SLADE, M. E. (1988). **Pricing of Metals**. Kingston: Queen's University. 135p. (Monograph, 22 ).

SPE. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (2000). **Petroleum resources classification system and definitions**. Houston. Disponível em: < [http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104\\_1108242,00.html-71k](http://www.spe.org/spe/jsp/basic/0,,1104_1108242,00.html-71k) >. Acesso em: 5 abr. 2006.

SUSLICK, S.B. (2004). **Desafios e perspectivas no setor petróleo no Brasil**. Disponível em: < [http://www.ige.unicamp.br/nlage/puplicacoes/perspectivas\\_setor\\_petroleo-suslick.pdf](http://www.ige.unicamp.br/nlage/puplicacoes/perspectivas_setor_petroleo-suslick.pdf) >. Acesso em: 29 mar. 2006.

SUSLICK, S.B; MACHADO, I.F; FERREIRA, F.D. (2005). **Recursos minerais e sustentabilidade**. Campinas, São Paulo: Komedi, 246p.

SZATMARI, P; CONCEIÇÃO,J.C.J.; LANA,M.C.; MILANI,E.J.; LOBO,A.P.; (1984) Mecanismo tectônico do rifteamento Sul-Atlântico. **Anais do Congresso Brasileiro de Geologia**. 33. 1589-1601p.

SZATMARI, P.; PORTO, R. (1986). Classificação tectônica das bacias sedimentares terrestres do Brasil. *In*: FIGUEIREDO, A. M. F. de; RAJA GABAGLIA, G. P. Sistema classificatório aplicado às bacias sedimentares brasileiras. **Revista Brasileira de Geociências**, 16 (4). p. 357.

THOMAS, J.E. (Org.) *et.al.* (2001). **Fundamentos da engenharia do petróleo.** Rio de Janeiro: Interciência: Petrobras.

UCAM (2006). **Infroyalties.** Disponível em: < <http://www.royaltiesdopetroleo.UCAM-Campos.br/boletim.pbp> >. Acesso em: 12 nov.2006.

UNFC (2004). **United Nations framework classification for fossilenergy and mineral resources.** Genebra. Disponível em: < <http://www.unece.org/ie/se/pdfs/UNFC/UNFCcemr.pdf> >. Acesso em: 6 mar. 2006.

UNITED NATIONS (2001). **Guidelines to the United Nations international framework classification for reserves/resources.** Energy/2001/11. Genebra. Disponível em: < <http://www.unece.org/press/pr2006/06sed-po2e.htm> >. Acesso em : 2 jun. 2006.

USGS. UNITED STATES GEOLOGICAL SURVEY (1998). **Recycling-metals.** Disponível em: < <http://search.usgs.gov/query.htm> >. Acesso em: 2 jun. 2006.

\_\_\_\_\_. (2002). **Recycling-metals.** Disponível em: < <http://search.usgs.gov/query.htm> > Acesso em: 2 jun. 2006 .

\_\_\_\_\_. (2003). **Recycling-metals.** Disponível em: < <http://search.usgs.gov/query.htm> > Acesso em: 2 jun. 2006.

WTRC ECONOMICS (2006). **Oil prices history and analysis.** Disponível em : < <http://www.wtrg.com/prices.htm> >. Acesso em : 20 set.2006.

YAMAMOTO, J.K; CONDE, R.P. (1999). Classificação dos recursos minerais usando a variância de interpolação. **Revista Brasileira de Geociências**, São Paulo, v.29 (3), p.349-356.

## ANEXO I

Produção Nacional de Oleo Condensado e LGN (em bpd)								
Anos	Oleo Condensado				Total com	Bacia de Campos		
	Terra		Mar		Total	LGN	Mar	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	Quantidade	Quantidade	% do Total
1954	2.662,50	100	0,4	-	2.662,90	2.662,90	-	-
1955	5.330,10	97,2	152	2,8	5.482,00	5.482,00	-	-
1956	10.664,90	97,7	255,9	2,3	10.920,80	10.920,80	-	-
1957	26.523,50	97,2	774,8	2,8	27.298,30	27.298,30	-	-
1958	49.869,90	97,5	1.262,60	2,5	51.132,50	51.132,50	-	-
1959	62.605,00	97,9	1.355,70	2,1	63.960,70	63.960,70	-	-
1960	77.174,00	96,2	3.086,70	3,8	80.260,80	80.260,80	-	-
1961	89.123,20	93,9	5.779,40	6,1	94.902,60	94.902,60	-	-
1962	83.280,50	91,6	7.630,20	8,4	90.910,70	90.910,70	-	-
1963	89.322,80	91,4	8.422,90	8,2	97.745,70	97.745,70	-	-
1964	83.498,10	91,8	7.445,90	8,2	90.944,00	90.944,00	-	-
1965	86.293,30	91,8	7.694,90	8,2	93.988,20	93.988,20	-	-
1966	106.178,80	91,4	9.994,10	8,6	116.172,90	116.172,90	-	-
1967	132.913,00	90,9	13.227,40	9,1	146.140,50	146.140,50	-	-
1968	149.706,20	93,4	10.524,60	6,6	160.230,80	160.230,80	-	-
1969	163.166,30	94,8	9.032,50	5,2	172.198,80	172.198,80	-	-
1970	155.549,00	94,8	8.539,00	5,2	164.088,00	164.088,00	-	-
1971	158.690,20	93,2	11.516,00	6,8	170.206,20	170.206,20	-	-
1972	156.056,70	93,7	10.417,90	6,3	166.474,60	166.474,60	-	-
1973	155.505,80	91,4	14.547,10	8,6	170.052,90	170.052,90	-	-
1974	151.721,20	85,7	25.330,10	14,3	177.051,30	177.051,30	-	-
1975	143.119,40	83,5	28.365,60	16,5	171.485,00	171.485,00	-	-
1976	132.689,70	79,8	33.511,40	20,2	166.201,20	166.201,20	-	-
1977	120.011,00	75,2	39.553,10	24,8	159.564,10	159.564,10	2.792,00	1,7
1978	115.992,80	72,4	44.192,10	27,6	160.184,90	160.184,90	8.504,00	5,3
1979	108.002,00	65,3	57.399,20	34,7	165.401,20	165.401,20	16.021,00	9,7
1980	106.330,90	58,7	74.694,90	41,3	181.025,80	181.025,80	28.575,00	15,8

## ANEXO I - CONTINUAÇÃO

Produção Nacional de Óleo Condensado e LGN (em bpd)								
Anos	Óleo Condensado					Total com	Bacia de Campos	
	Terra		Mar		Total	LGN	Mar	
	Quantidade	%	Quantidade	%	Quantidade	Quantidade	Quantidade	% do Total
1981	113.003,80	53,0	100.083,30	47,0	213.087,10	213.087,10	53.935,00	25,3
1982	118.242,40	45,6	141.106,60	54,4	259.349,00	259.351,10	92.557,00	35,7
1983	132.141,70	40,2	196.655,70	59,8	328.797,50	328.931,20	145.441,00	44,2
1984	148.080,70	32,2	312.258,90	67,8	460.339,50	467.515,90	251.651,00	53,8
1985	154.362,80	28,3	391.618,50	71,7	545.981,30	556.776,80	337.171,00	60,6
1986	167.048,20	29,2	405.869,80	70,8	572.918,00	589.425,20	354.908,00	60,2
1987	169.656,60	29,9	396.809,90	70,1	566.466,50	588.368,30	351.838,00	59,8
1988	180.029,20	32,4	374.866,80	67,6	554.896,00	577.099,80	331.046,00	57,4
1989	195.193,60	32,7	400.886,70	67,3	596.080,30	616.843,90	356.370,00	57,8
1990	188.657,00	29,9	442.599,00	70,1	631.255,90	653.627,60	405.568,00	62,0
1991	178.950,60	28,7	444.671,70	71,3	623.622,20	646.729,50	411.804,00	63,7
1992	186.598,90	29,7	441.421,10	70,3	628.020,00	653.100,50	407.030,00	62,3
1993	182.544,70	28,4	460.729,00	71,6	643.273,80	668.291,10	426.108,00	63,8
1994	179.609,70	26,9	488.413,90	73,1	668.023,60	692.832,20	448.924,00	64,8
1995	180.758,70	26,1	512.265,10	73,9	693.023,80	716.160,50	474.501,00	66,3
1996	198.053,00	25,3	585.690,90	74,7	783.744,00	809.051,60	545.624,00	67,4
1997	199.459,40	23,7	642.028,40	76,3	841.487,80	869.308,10	607.626,00	69,9
1998	211.770,60	21,7	763.346,30	78,3	975.116,90	1.004.280,40	728.586,00	72,5
1999	209.001,70	19,0	892.487,60	81,0	1.101.489,30	1.131.835,80	857.580,00	75,8
2000	211.499,80	17,1	1.022.723,20	82,9	1.234.223,10	1.270.493,50	992.148,00	78,1
2001	214.333,40	16,5	1.080.812,50	83,5	1.295.145,90	1.335.794,10	1.052.524,00	78,8
2002	218.888,70	15,0	1.235.911,90	85,0	1.454.800,60	1.500.053,60	1.217.499,80	81,2
2003	220.683,20	14,9	1.262.767,30	85,1	1.483.450,50	1.540.121,50	1.252.373,40	81,3
2004	220.416,80	15,4	1.210.421,90	84,6	1.430.839,00	1.492.630,00	1.203.757,50	80,6
2005	211.014,30	13,2	1.393.398,50	86,8	1.601.412,80	1.684.954,50	1.404.744,40	83,4

Fonte: Petrobras, 2006b.



## ANEXO II

### Participação dos *royalties* e participação especial na receita tributária dos municípios do estado do Rio de Janeiro - 1999-2006

		R\$	R\$	Grau de Dependência
Beneficiários	Ano	Royalties+ part.especial (a)	Receita Tributária (b)	(a/b) %
Angra dos Reis	1999	1.908.265,47	16.223.290,81	0,12
Angra dos Reis	2000	2.844.071,76	14.014.469,23	0,20
Angra dos Reis	2001	3.532.744,59	14.206.840,21	0,25
Angra dos Reis	2002	11.288.674,85	25.891.738,23	0,44
Angra dos Reis	2003	13.017.066,52	29.634.213,83	0,44
Angra dos Reis	2004	13.133.396,13	41.732.519,07	0,31
Angra dos Reis	2005	20.927.234,64	47.077.591,72	0,44
Angra dos Reis	2006	27.058.034,23	N/D	N/D
Aperibé	1999	680.529,56	N/D	N/D
Aperibé	2000	1.324.307,65	217.115,00	6,10
Aperibé	2001	1.648.550,29	142.146,14	11,60
Aperibé	2002	2.308.309,96	193.808,61	11,91
Aperibé	2003	3.012.605,82	251.285,27	11,99
Aperibé	2004	2.556.175,84	235.631,18	10,85
Aperibé	2005	3.003.403,06	N/D	N/D
Aperibé	2006	3.330.571,44	N/D	N/D
Araruama	1999	1.156.900,29	8.004.562,25	0,14
Araruama	2000	2.251.323,01	7.972.011,74	0,28
Araruama	2001	2.846.601,23	N/D	N/D
Araruama	2002	4.154.755,65	10.879.622,53	0,38
Araruama	2003	5.422.690,57	N/D	N/D
Araruama	2004	4.601.116,56	N/D	N/D
Araruama	2005	5.406.125,61	16.302.834,80	0,33
Araruama	2006	5.995.028,70	N/D	N/D
Armação dos Búzios	1999	6.774.179,87	N/D	N/D
Armação dos Búzios	2000	12.071.332,24	6.350.779,66	1,90
Armação dos Búzios	2001	15.608.019,17	7.338.362,89	2,13
Armação dos Búzios	2002	27.163.164,49	10.473.634,26	2,59
Armação dos Búzios	2003	36.438.932,78	10.473.634,26	3,48
Armação dos Búzios	2004	35.042.008,78	13.279.904,53	2,64
Armação dos Búzios	2005	45.470.937,91	14.743.626,82	3,08
Armação dos Búzios	2006	53.986.868,09	N/D	0,00
Arraial do Cabo	1999	884.688,46	N/D	N/D
Arraial do Cabo	2000	1.735.044,60	1.931.458,89	0,90
Arraial do Cabo	2001	2.352.658,16	1.962.693,28	1,20

## ANEXO II - Continuação

Arraial do Cabo	2002	3.337.010,33	3.322.024,32	1,00
Arraial do Cabo	2003	4.429.965,01	3.472.437,78	1,28
Arraial do Cabo	2004	3.739.021,63	4.032.808,30	0,93
Arraial do Cabo	2005	4.343.613,92	N/D	N/D
Arraial do Cabo	2006	4.716.942,33	N/D	N/D
Barra Mansa	1999	824.071,69	6.877.362,00	0,12
Barra Mansa	2000	1.572.714,93	7.840.643,00	0,20
Barra Mansa	2001	1.941.760,12	8.765.964,92	0,22
Barra Mansa	2002	2.531.865,19	11.322.059,25	0,22
Barra Mansa	2003	3.701.400,62	14.002.723,94	0,26
Barra Mansa	2004	4.246.946,09	16.267.308,32	0,26
Barra Mansa	2005	5.357.228,33	19.307.574,42	0,28
Barra Mansa	2006	6.790.314,71	N/D	N/D
Belford Roxo	1999	0	14.616.900,25	0,00
Belford Roxo	2000	0	13.800.128,76	0,00
Belford Roxo	2001	0	11.684.451,59	0,00
Belford Roxo	2002	0	16.125.308,63	0,00
Belford Roxo	2003	653.818,91	13.001.059,43	0,05
Belford Roxo	2004	4.040.243,10	12.731.543,16	0,32
Belford Roxo	2005	5.976.816,95	20.187.188,09	0,30
Belford Roxo	2006	6.661.142,94	N/D	N/D
Bom Jardim	1999	884.688,46	456.351,90	1,94
Bom Jardim	2000	1.721.599,95	487.501,52	3,53
Bom Jardim	2001	2.145.130,19	547.235,52	3,92
Bom Jardim	2002	3.000.772,59	811.912,19	3,70
Bom Jardim	2003	3.916.387,63	1.003.750,24	3,90
Bom Jardim	2004	3.323.028,60	1.321.529,91	2,51
Bom Jardim	2005	3.904.424,02	N/D	N/D
Bom Jardim	2006	4.329.742,90	N/D	N/D
Bom Jesus do Itabapoana	1999	986.767,90	1.247.179,00	0,79
Bom Jesus do Itabapoana	2000	1.880.781,45	1.291.538,00	1,46
Bom Jesus do Itabapoana	2001	2.391.877,28	1.509.632,94	1,58
Bom Jesus do Itabapoana	2002	3.346.986,79	1.639.897,15	2,04
Bom Jesus do Itabapoana	2003	4.368.278,48	1.776.219,06	2,46
Bom Jesus do Itabapoana	2004	3.706.454,98	1.787.165,00	2,07
Bom Jesus do Itabapoana	2005	4.354.934,49	2.177.294,08	2,00
Bom Jesus do Itabapoana	2006	4.829.328,65	N/D	N/D
Cabo Frio	1999	13.175.054,88	N/D	N/D
Cabo Frio	2000	23.371.221,04	14.018.312,87	1,67
Cabo Frio	2001	29.954.800,02	15.126.000,00	1,98
Cabo Frio	2002	57.233.574,03	22.244.306,84	2,57

## ANEXO II - Continuação

Cabo Frio	2003	88.793.155,31	23.574.769,77	3,77
Cabo Frio	2004	96.317.088,68	27.427.820,00	3,51
Cabo Frio	2005	146.162.212,36	32.933.352,04	4,44
Cabo Frio	2006	195.904.666,10	N/D	ND
Cachoeiras de Macacu	1999	1.881.411,15	1.184.329,47	1,59
Cachoeiras de Macacu	2000	3.647.750,66	1.093.328,47	3,34
Cachoeiras de Macacu	2001	4.586.398,50	1.660.726,32	2,76
Cachoeiras de Macacu	2002	6.747.056,13	2.172.000,48	3,11
Cachoeiras de Macacu	2003	9.129.905,06	2.251.556,53	4,05
Cachoeiras de Macacu	2004	10.496.751,27	3.470.078,35	3,02
Cachoeiras de Macacu	2005	13.308.815,59	N/D	N/D
Cachoeiras de Macacu	2006	16.070.718,14	N/D	N/D
Cambuci	1999	782.609,00	139.312,40	5,62
Cambuci	2000	1.522.953,80	51.114,00	29,80
Cambuci	2001	1.898.141,09	147.448,25	12,87
Cambuci	2002	2.654.524,14	310.388,30	8,55
Cambuci	2003	3.464.496,72	433.502,65	7,99
Cambuci	2004	2.939.602,22	506.936,64	5,80
Cambuci	2005	3.453.913,55	N/D	N/D
Cambuci	2006	3.830.157,17	N/D	N/D
Campos dos Goytacazes	1999	48.460.781,43	N/D	N/D
Campos dos Goytacazes	2000	141.836.131,52	17.012.142,51	8,34
Campos dos Goytacazes	2001	206.786.406,61	N/D	N/D
Campos dos Goytacazes	2002	301.514.289,88	N/D	N/D
Campos dos Goytacazes	2003	483.216.747,62	N/D	N/D
Campos dos Goytacazes	2004	521.578.483,59	N/D	N/D
Campos dos Goytacazes	2005	670.162.464,67	N/D	N/D
Campos dos Goytacazes	2006	731.066.495,83	N/D	N/D
Cantagalo	1999	850.661,97	507.392,27	1,68
Cantagalo	2000	1.515.372,41	706.021,16	2,15
Cantagalo	2001	2.062.639,17	708.806,15	2,91
Cantagalo	2002	2.885.456,36	1.180.703,45	2,44
Cantagalo	2003	3.765.757,31	1.431.363,90	2,63
Cantagalo	2004	3.195.219,81	1.919.679,39	1,66
Cantagalo	2005	3.754.253,87	N/D	N/D
Cantagalo	2006	4.163.214,31	N/D	N/D
Carapebus	1999	6.166.151,42	171.122,00	36,03
Carapebus	2000	10.571.426,37	221.909,00	47,64
Carapebus	2001	13.502.043,09	273.575,22	49,35
Carapebus	2002	20.103.178,14	742.496,85	27,08
Carapebus	2003	24.161.117,65	999.678,02	24,17

## ANEXO II - Continuação

Carapebus	2004	23.727.404,36	1.366.559,43	17,36
Carapebus	2005	28.212.213,58	N/D	ND
Carapebus	2006	32.613.809,18	N/D	ND
Cardoso Moreira	1999	714.556,06	177.000,00	4,04
Cardoso Moreira	2000	1.390.523,02	184.755,00	7,53
Cardoso Moreira	2001	1.752.659,71	220.626,93	7,94
Cardoso Moreira	2002	2.538.908,28	307.566,46	8,25
Cardoso Moreira	2003	3.313.866,43	N/D	N/D
Cardoso Moreira	2004	2.811.793,43	N/D	N/D
Cardoso Moreira	2005	3.303.743,38	N/D	N/D
Cardoso Moreira	2006	3.663.628,67	N/D	N/D
Carmo	1999	782.609,00	171.620,04	4,56
Carmo	2000	1.522.953,80	182.373,00	8,35
Carmo	2001	1.898.141,09	144.594,06	13,13
Carmo	2002	2.654.848,07	516.007,32	5,14
Carmo	2003	3.464.496,72	546.381,10	6,34
Carmo	2004	2.939.602,22	642.412,63	4,58
Carmo	2005	3.453.913,55	N/D	N/D
Carmo	2006	3.830.157,17	N/D	N/D
Casimiro de Abreu	1999	6.052.279,40	N/D	N/D
Casimiro de Abreu	2000	11.547.893,15	881.465,00	13,10
Casimiro de Abreu	2001	14.495.104,45	1.102.381,00	13,15
Casimiro de Abreu	2002	25.136.564,37	1.413.846,00	17,78
Casimiro de Abreu	2003	32.372.546,58	1.896.928,70	17,07
Casimiro de Abreu	2004	30.968.262,47	2.279.194,67	13,59
Casimiro de Abreu	2005	52.703.044,37	N/D	ND
Casimiro de Abreu	2006	76.158.021,47	N/D	ND
Conceicao de Macabu	1999	850.661,97	192.599,84	4,42
Conceicao de Macabu	2000	1.655.384,56	178.474,96	9,28
Conceicao de Macabu	2001	2.062.639,17	294.852,12	7,00
Conceicao de Macabu	2002	2.885.456,36	549.772,46	5,25
Conceicao de Macabu	2003	3.765.757,31	755.236,96	4,99
Conceicao de Macabu	2004	3.195.219,81	657.069,83	4,86
Conceicao de Macabu	2005	3.754.253,87	1.027.488,22	3,65
Conceicao de Macabu	2006	4.163.214,31	N/D	N/D
Cordeiro	1999	816.635,48	365.543,22	2,23
Cordeiro	2000	1.589.169,18	325.874,94	4,88
Cordeiro	2001	2.002.008,51	487.421,30	4,11
Cordeiro	2002	2.885.456,36	664.410,85	4,34
Cordeiro	2003	3.765.757,31	691.137,88	5,45

## ANEXO II - Continuação

Cordeiro	2004	3.195.219,81	587.323,56	5,44
Cordeiro	2005	3.754.253,87	1.100.360,18	3,41
Cordeiro	2006	4.163.214,31	N/D	N/D
Duas Barras	1999	680.529,56	114.353,02	5,95
Duas Barras	2000	1.324.307,65	128.228,36	10,33
Duas Barras	2001	1.670.168,70	201.988,95	8,27
Duas Barras	2002	2.423.925,95	373.087,64	6,50
Duas Barras	2003	3.163.236,13	355.449,35	8,90
Duas Barras	2004	2.683.984,62	444.169,86	6,04
Duas Barras	2005	3.153.573,22	533.132,23	5,92
Duas Barras	2006	3.497.100,06	N/D	N/D
Duque de Caxias	1999	4.416.270,20	42.194.389,48	0,10
Duque de Caxias	2000	11.041.408,24	51.275.101,64	0,22
Duque de Caxias	2001	14.975.649,39	55.619.177,97	0,27
Duque de Caxias	2002	10.849.376,15	76.458.440,09	0,14
Duque de Caxias	2003	13.224.838,28	90.447.420,68	0,15
Duque de Caxias	2004	15.118.684,89	108.814.136,00	0,14
Duque de Caxias	2005	19.115.894,72	N/D	N/D
Duque de Caxias	2006	23.310.115,20	N/D	N/D
Engenheiro Paulo de Frontin	1999	0	185.841,00	0,00
Engenheiro Paulo de Frontin	2000	0	279.086,00	0,00
Engenheiro Paulo de Frontin	2001	0	323.721,74	0,00
Engenheiro Paulo de Frontin	2002	0	314.317,26	0,00
Engenheiro Paulo de Frontin	2003	0	345.189,12	0,00
Engenheiro Paulo de Frontin	2004	0	372.271,61	0,00
Engenheiro Paulo de Frontin	2005	0	447.974,32	0,00
Engenheiro Paulo de Frontin	2006	5.959.712,01	N/D	N/D
Guapimirim	1999	2.020.774,93	1.724.236,35	1,17
Guapimirim	2000	3.917.954,43	2.050.709,79	1,91
Guapimirim	2001	4.922.743,88	N/D	N/D
Guapimirim	2002	7.346.098,42	3.022.679,49	2,43
Guapimirim	2003	9.964.157,88	3.579.076,29	2,78
Guapimirim	2004	11.369.845,15	N/D	N/D
Guapimirim	2005	14.362.746,28	4.322.507,08	3,32
Guapimirim	2006	17.570.572,99	N/D	N/D
Iguaba Grande	1999	680.529,56	N/D	N/D
Iguaba Grande	2000	1.324.307,65	2.309.126,98	0,57
Iguaba Grande	2001	1.716.007,22	2.650,00	647,55
Iguaba Grande	2002	2.654.848,07	3.296.639,33	0,81
Iguaba Grande	2003	3.464.496,72	3.291.064,26	1,05

## ANEXO II - Continuação

Iguaba Grande	2004	2.939.602,22	3.714.354,29	0,79
Iguaba Grande	2005	3.453.913,55	N/D	N/D
Iguaba Grande	2006	3.830.157,17	N/D	N/D
Itaboraí	1999	0	4.929.315,74	0,00
Itaboraí	2000	0	5.319.939,97	0,00
Itaboraí	2001	0	5.794.639,46	0,00
Itaboraí	2002	0	7.644.712,37	0,00
Itaboraí	2003	835.935,64	7.418.533,62	0,11
Itaboraí	2004	4.163.569,01	N/D	N/D
Itaboraí	2005	6.080.117,94	11.675.590,65	0,52
Itaboraí	2006	7.013.089,30	N/D	N/D
Itaguaí	1999	0	9.524.548,89	0,00
Itaguaí	2000	0	10.431.124,88	0,00
Itaguaí	2001	0	12.680.025,99	0,00
Itaguaí	2002	0	16.239.560,20	0,00
Itaguaí	2003	588.437,03	17.321.371,62	0,03
Itaguaí	2004	3.636.218,80	28.872.473,48	0,13
Itaguaí	2005	5.379.135,27	39.112.158,44	0,14
Itaguaí	2006	5.995.028,70	N/D	N/D
Italva	1999	748.582,53	238.965,00	3,13
Italva	2000	1.456.738,41	375.787,00	3,88
Italva	2001	1.813.290,35	351.291,93	5,16
Italva	2002	2.539.232,21	434.735,14	5,84
Italva	2003	3.313.866,43	535.274,10	6,19
Italva	2004	2.811.793,43	505.486,42	5,56
Italva	2005	3.303.743,38	578.393,44	5,71
Italva	2006	3.663.628,67	N/D	N/D
Itaocara	1999	884.688,46	422.373,94	2,09
Itaocara	2000	1.721.599,95	466.095,00	3,69
Itaocara	2001	2.145.130,19	518.856,00	4,13
Itaocara	2002	3.000.772,59	772.379,77	3,89
Itaocara	2003	3.916.387,63	776.702,21	5,04
Itaocara	2004	3.323.028,60	1.113.609,80	2,98
Itaocara	2005	3.904.424,02	N/D	N/D
Itaocara	2006	4.329.742,90	N/D	N/D
Itaperuna	1999	1.224.953,26	3.953.497,00	0,31
Itaperuna	2000	2.383.753,79	4.197.818,00	0,57
Itaperuna	2001	2.968.104,46	4.580.059,00	0,65
Itaperuna	2002	4.155.079,58	5.205.155,00	0,80
Itaperuna	2003	5.422.690,57	6.107.644,00	0,89

## ANEXO II - Continuação

Itaperuna	2004	4.601.116,56	6.421.429,00	0,72
Itaperuna	2005	5.406.125,61	7.611.449,00	0,71
Itaperuna	2006	5.995.028,70	N/D	N/D
Japeri	1999	824.071,69	1.297.514,35	0,64
Japeri	2000	1.572.714,93	1.240.531,40	1,27
Japeri	2001	1.941.760,12	1.841,00	1054,73
Japeri	2002	2.531.865,19	N/D	N/D
Japeri	2003	4.289.837,65	1.612.549,91	2,66
Japeri	2004	7.883.164,90	2.790.095,69	2,83
Japeri	2005	10.736.363,60	1.785.385,68	6,01
Japeri	2006	12.785.343,41	N/D	N/D
Laje do Muriaé	1999	680.529,56	98.772,17	6,89
Laje do Muriaé	2000	1.324.307,65	130.333,35	10,16
Laje do Muriaé	2001	1.648.550,29	134.180,39	12,29
Laje do Muriaé	2002	2.308.309,96	212.061,63	10,89
Laje do Muriaé	2003	3.012.605,82	246.274,20	12,23
Laje do Muriaé	2004	2.556.175,84	259.780,29	9,84
Laje do Muriaé	2005	3.003.403,06	272.255,58	11,03
Laje do Muriaé	2006	3.330.571,44	N/D	N/D
Macaé	1999	34.757.683,06	13.553.230,00	2,56
Macaé	2000	84.827.106,07	16.591.337,00	5,11
Macaé	2001	114.927.809,68	25.526.519,40	4,50
Macaé	2002	181.093.886,42	44.129.986,09	4,10
Macaé	2003	259.987.249,02	67.959.931,03	3,83
Macaé	2004	287.551.201,31	91.577.337,78	3,14
Macaé	2005	347.870.813,54	112.683.616,64	3,09
Macaé	2006	390.465.763,78	N/D	ND
Macuco	1999	680.529,56	98.990,00	6,87
Macuco	2000	1.324.307,65	134.167,39	9,87
Macuco	2001	1.648.550,29	144.755,86	11,39
Macuco	2002	2.308.309,96	288.272,51	8,01
Macuco	2003	3.012.605,82	431.521,80	6,98
Macuco	2004	2.556.175,84	576.705,48	4,43
Macuco	2005	3.003.403,06	517.260,09	5,81
Macuco	2006	3.330.571,44	N/D	N/D
Magé	1999	2.711.811,41	N/D	N/D
Magé	2000	5.041.181,82	5.722.395,32	0,88
Magé	2001	6.163.187,15	7.352.447,74	0,84
Magé	2002	8.818.611,19	10.511.063,89	0,84
Magé	2003	11.920.566,13	12.696.905,69	0,94

## ANEXO II - Continuação

Magé	2004	13.619.149,00	15.103.220,53	0,90
Magé	2005	17.214.635,33	N/D	N/D
Magé	2006	21.014.298,31	N/D	N/D
Mangaratiba	1999	682.696,77	10.943.840,00	0,06
Mangaratiba	2000	847.571,20	10.670.716,34	0,08
Mangaratiba	2001	1.060.449,28	12.837.062,10	0,08
Mangaratiba	2002	3.634.792,07	17.216.658,97	0,21
Mangaratiba	2003	3.584.910,86	19.385.932,76	0,18
Mangaratiba	2004	5.134.848,47	21.670.860,75	0,24
Mangaratiba	2005	9.922.513,43	21.423.089,08	0,46
Mangaratiba	2006	15.433.003,52	N/D	N/D
Maricá	1999	0	N/D	N/D
Maricá	2000	4.825,94	8.756.726,00	0,00
Maricá	2001	0	9.144.685,01	0,00
Maricá	2002	0	10.997.320,00	0,00
Maricá	2003	572.091,55	11.733.416,00	0,05
Maricá	2004	3.535.212,72	13.657.158,00	0,26
Maricá	2005	5.229.714,86	N/D	N/D
Maricá	2006	5.828.500,12	N/D	N/D
Mendes	1999	0	265.000,00	0,00
Mendes	2000	0	258.876,00	0,00
Mendes	2001	0	295.127,91	0,00
Mendes	2002	0	590.135,31	0,00
Mendes	2003	0	631.690,93	0,00
Mendes	2004	0	918.397,11	0,00
Mendes	2005	0	925.000,06	0,00
Mendes	2006	6.501.503,92	N/D	N/D
Mesquita	1999	0	N/D	N/D
Mesquita	2000	0	N/D	N/D
Mesquita	2001	0	6.810.386,54	0,00
Mesquita	2002	0	9.189.265,79	0,00
Mesquita	2003	653.818,91	N/D	N/D
Mesquita	2004	4.040.243,10	8.439.568,29	0,48
Mesquita	2005	5.976.816,95	10.180.937,67	0,59
Mesquita	2006	6.661.142,94	N/D	N/D
Miguel Pereira	1999	0	1.366.577,00	0,00
Miguel Pereira	2000	0	1.326.326,00	0,00
Miguel Pereira	2001	0	1.576.358,66	0,00
Miguel Pereira	2002	0	2.050.818,12	0,00
Miguel Pereira	2003	0	3.016.274,83	0,00



## ANEXO II - Continuação

Miguel Pereira	2004	0	3.345.059,11	0,00
Miguel Pereira	2005	0	N/D	N/D
Miguel Pereira	2006	7.015.159,89	N/D	N/D
Miracema	1999	918.714,94	402.169,99	2,28
Miracema	2000	1.787.815,32	446.261,07	4,01
Miracema	2001	2.227.379,19	421.101,97	5,29
Miracema	2002	3.116.378,60	964.000,00	3,23
Miracema	2003	4.067.017,92	710.191,29	5,73
Miracema	2004	3.450.837,40	N/D	N/D
Miracema	2005	4.054.594,17	830.954,57	4,88
Miracema	2006	4.496.271,52	N/D	N/D
Natividade	1999	782.609,00	N/D	N/D
Natividade	2000	1.522.953,80	216.548,00	7,03
Natividade	2001	1.898.141,09	301.167,65	6,30
Natividade	2002	2.654.848,07	434.775,60	6,11
Natividade	2003	3.464.496,72	416.050,77	8,33
Natividade	2004	2.939.602,22	541.501,10	5,43
Natividade	2005	3.453.913,55	614.610,10	5,62
Natividade	2006	3.830.157,17	N/D	N/D
Nilópolis	1999	0	5.483.441,00	0,00
Nilópolis	2000	0	4.870.053,00	0,00
Nilópolis	2001	0	6.840.643,82	0,00
Nilópolis	2002	0	8.186.824,25	0,00
Nilópolis	2003	653.818,91	10.008.949,85	0,07
Nilópolis	2004	4.040.243,10	11.566.795,34	0,35
Nilópolis	2005	5.976.816,95	14.045.450,22	0,43
Nilópolis	2006	6.661.142,94	N/D	N/D
Niterói	1999	209.039,45	123.124.942,80	0,00
Niterói	2000	177.514,23	132.345.585,00	0,00
Niterói	2001	107.276,77	144.958.261,00	0,00
Niterói	2002	143.824,71	163.316.050,12	0,00
Niterói	2003	4.489.962,63	187.057.623,02	0,02
Niterói	2004	26.743.456,20	231.121.156,70	0,12
Niterói	2005	39.483.021,75	239.488.903,26	0,16
Niterói	2006	49.842.162,12	N/D	N/D
Nova Friburgo	1999	1.361.059,19	13.574.571,18	0,10
Nova Friburgo	2000	2.648.615,33	16.535.008,40	0,16
Nova Friburgo	2001	3.299.944,30	13.041.856,22	0,25
Nova Friburgo	2002	4.616.619,96	18.397.883,82	0,25
Nova Friburgo	2003	6.025.211,73	18.847.301,36	0,32

## ANEXO II - Continuação

Nova Friburgo	2004	5.112.351,73	27.587.145,22	0,19
Nova Friburgo	2005	6.006.806,22	24.627.900,83	0,24
Nova Friburgo	2006	6.661.142,94	N/D	N/D
Nova Iguaçu	1999	0	38.630.718,04	0,00
Nova Iguaçu	2000	0	37.264.984,33	0,00
Nova Iguaçu	2001	0	36.264.413,04	0,00
Nova Iguaçu	2002	0	42.632.766,61	0,00
Nova Iguaçu	2003	653.818,91	56.116.444,06	0,01
Nova Iguaçu	2004	4.040.243,10	66.696.752,63	0,06
Nova Iguaçu	2005	5.976.816,95	55.002.281,98	0,11
Nova Iguaçu	2006	6.617.856,72	N/D	N/D
Paracambi	1999	0	1.652.195,00	0,00
Paracambi	2000	0	1.257.292,00	0,00
Paracambi	2001	0	1.139.099,82	0,00
Paracambi	2002	0	2.730.766,81	0,00
Paracambi	2003	506.709,66	2.916.037,10	0,17
Paracambi	2004	3.131.188,38	2.887.753,47	1,08
Paracambi	2005	4.632.033,13	3.465.803,98	1,34
Paracambi	2006	5.162.385,87	N/D	N/D
Parati	1999	0	2.337.679,00	0,00
Parati	2000	0	2.988.702,00	0,00
Parati	2001	0	3.511.251,00	0,00
Parati	2002	0	4.933.999,00	0,00
Parati	2003	3.143.583,09	5.966.024,78	0,53
Parati	2004	2.407.684,38	7.942.808,18	0,30
Parati	2005	5.888.162,02	7.112.756,79	0,83
Parati	2006	10.936.732,00	N/D	N/D
Paty do Alferes	1999	0	1.115.575,15	0,00
Paty do Alferes	2000	0	1.198.407,03	0,00
Paty do Alferes	2001	0	1.214.712,97	0,00
Paty do Alferes	2002	0	1.698.861,01	0,00
Paty do Alferes	2003	0	1.944.535,28	0,00
Paty do Alferes	2004	0	1.544.037,92	0,00
Paty do Alferes	2005	0	1.618.346,69	0,00
Paty do Alferes	2006	7.015.159,89	N/D	N/D
Petropolis	1999	1.361.059,19	46.772.950,00	0,03
Petropolis	2000	2.648.615,33	47.155.761,00	0,06
Petropolis	2001	3.299.944,30	49.789.815,00	0,07
Petropolis	2002	4.616.619,96	58.417.063,00	0,08
Petropolis	2003	6.025.211,73	63.039.464,00	0,10

## ANEXO II - Continuação

Petropolis	2004	5.112.351,73	83.725.693,00	0,06
Petropolis	2005	6.006.806,22	70.796.586,00	0,08
Petropolis	2006	6.661.142,94	N/D	N/D
Pirai	1999	824.071,69	1.830.639,00	0,45
Pirai	2000	1.572.714,93	2.378.469,00	0,66
Pirai	2001	1.941.760,12	2.880.474,60	0,67
Pirai	2002	2.531.865,19	3.805.198,84	0,67
Pirai	2003	3.701.400,62	3.986.567,72	0,93
Pirai	2004	4.246.946,09	6.180.419,23	0,69
Pirai	2005	5.357.228,33	6.897.103,37	0,78
Pirai	2006	6.790.314,71	N/D	N/D
Porciuncula	1999	782.609,00	N/D	N/D
Porciuncula	2000	1.522.953,80	426.259,78	3,57
Porciuncula	2001	1.898.141,09	456.553,59	4,16
Porciuncula	2002	2.654.848,07	693.198,15	3,83
Porciuncula	2003	3.464.496,72	813.631,70	4,26
Porciuncula	2004	2.939.602,22	954.609,02	3,08
Porciuncula	2005	3.453.913,55	1.173.795,92	2,94
Porciuncula	2006	3.830.157,17	N/D	N/D
Queimados	1999	0	2.437.824,68	0,00
Queimados	2000	0	2.378.033,74	0,00
Queimados	2001	0	4.126.914,85	0,00
Queimados	2002	0	4.577.764,56	0,00
Queimados	2003	621.127,97	3.984.404,19	0,16
Queimados	2004	3.838.230,97	N/D	N/D
Queimados	2005	5.677.976,10	6.528.812,66	0,87
Queimados	2006	6.328.085,83	N/D	N/D
Quissama	1999	14.647.947,99	540.970,74	27,08
Quissama	2000	31.048.880,66	741.189,25	41,89
Quissama	2001	34.798.917,68	962.564,11	36,15
Quissama	2002	46.086.496,31	2.178.462,11	21,16
Quissama	2003	62.456.929,89	3.364.985,03	18,56
Quissama	2004	64.723.754,90	4.038.368,68	16,03
Quissama	2005	75.241.810,74	3.742.747,46	20,10
Quissama	2006	80.123.176,80	N/D	ND
Rio Bonito	1999	1.054.820,86	2.957.252,00	0,36
Rio Bonito	2000	2.052.676,89	363.099.000,00	0,01
Rio Bonito	2001	2.578.235,70	6.026.544,00	0,43
Rio Bonito	2002	3.693.225,22	8.440.118,53	0,44
Rio Bonito	2003	4.820.169,38	16.366.297,73	0,29

## ANEXO II - Continuação

Rio Bonito	2004	4.089.881,38	N/D	N/D
Rio Bonito	2005	4.805.444,96	20.609.515,69	0,23
Rio Bonito	2006	5.328.914,38	N/D	N/D
Rio das Ostras	1999	17.654.899,17	2.926.977,24	6,03
Rio das Ostras	2000	61.711.985,36	3.900.545,24	15,82
Rio das Ostras	2001	92.310.795,18	5.313.351,20	17,37
Rio das Ostras	2002	137.510.858,35	8.118.157,10	16,94
Rio das Ostras	2003	207.917.839,76	15.865.142,57	13,11
Rio das Ostras	2004	211.181.936,88	27.723.400,39	7,62
Rio das Ostras	2005	262.034.005,95	N/D	ND
Rio das Ostras	2006	274.928.895,56	N/D	ND
Rio de Janeiro	1999	1.885.797,63	1.647.751.408,00	0,00
Rio de Janeiro	2000	2.857.714,54	1.770.128.354,00	0,00
Rio de Janeiro	2001	2.848.191,41	1.933.490.879,00	0,00
Rio de Janeiro	2002	5.953.137,78	2.300.413.803,03	0,00
Rio de Janeiro	2003	14.776.464,85	2.518.853.401,26	0,01
Rio de Janeiro	2004	34.165.115,78	2.641.688.849,00	0,01
Rio de Janeiro	2005	45.036.276,37	2.939.726.360,60	0,02
Rio de Janeiro	2006	65.888.738,40	N/D	N/D
Santa Maria Madalena	1999	714.556,06	156.799,97	4,56
Santa Maria Madalena	2000	1.390.523,02	194.027,65	7,17
Santa Maria Madalena	2001	1.731.041,30	251.945,89	6,87
Santa Maria Madalena	2002	2.423.925,95	309.351,06	7,84
Santa Maria Madalena	2003	3.163.236,13	290.087,97	10,90
Santa Maria Madalena	2004	2.683.984,62	369.570,06	7,26
Santa Maria Madalena	2005	3.153.573,22	381.606,84	8,26
Santa Maria Madalena	2006	3.497.100,06	N/D	N/D
Santo Antonio de Pádua	1999	986.767,90	1.064.163,40	0,93
Santo Antonio de Pádua	2000	1.920.246,11	1.150.503,73	1,67
Santo Antonio de Pádua	2001	2.413.495,67	1.414.602,60	1,71
Santo Antonio de Pádua	2002	3.462.626,93	1.770.274,31	1,96
Santo Antonio de Pádua	2003	4.518.908,78	1.897.802,82	2,38
Santo Antonio de Pádua	2004	3.834.263,79	2.093.486,89	1,83
Santo Antonio de Pádua	2005	4.505.104,66	2.587.048,03	1,74
Santo Antonio de Pádua	2006	4.995.857,27	N/D	N/D
São Fidélis	1999	1.020.794,37	823.825,00	1,24
São Fidélis	2000	1.986.461,48	872.777,00	2,28
São Fidélis	2001	2.474.368,29	1.021.701,33	2,42
São Fidélis	2002	3.462.626,93	1.345.988,27	2,57
São Fidélis	2003	4.518.908,78	1.605.407,82	2,81

## ANEXO II - Continuação

São Fidélis	2004	3.834.263,79	1.457.364,45	2,63
São Fidélis	2005	4.505.104,66	1.809.822,17	2,49
São Fidélis	2006	4.995.857,27	N/D	N/D
São Francisco de Itabapoana	1999	986.767,90	N/D	N/D
São Francisco de Itabapoana	2000	1.920.246,11	464,25	4136,23
São Francisco de Itabapoana	2001	2.435.114,08	619.954,30	3,93
São Francisco de Itabapoana	2002	3.578.242,92	1.098.467,85	3,26
São Francisco de Itabapoana	2003	4.669.539,09	1.382.609,68	3,38
São Francisco de Itabapoana	2004	3.962.072,55	1.562.853,80	2,54
São Francisco de Itabapoana	2005	4.655.274,81	1.948.465,81	2,39
São Francisco de Itabapoana	2006	5.162.385,87	N/D	N/D
São Gonçalo	1999	203.263,21	50.529.985,41	0,00
São Gonçalo	2000	177.514,23	49.797.864,01	0,00
São Gonçalo	2001	107.276,77	39.589.305,26	0,00
São Gonçalo	2002	143.824,71	46.881.784,37	0,00
São Gonçalo	2003	835.935,64	46.368.259,72	0,02
São Gonçalo	2004	4.163.569,01	53.352.700,00	0,08
São Gonçalo	2005	6.080.117,94	58.605.914,29	0,10
São Gonçalo	2006	7.013.089,30	N/D	N/D
São João da Barra	1999	5.361.638,18	638.493,00	8,40
São João da Barra	2000	12.263.029,70	838.545,00	14,62
São João da Barra	2001	15.546.845,80	1.188.827,06	13,08
São João da Barra	2002	5.125.955,15	1.203.725,84	4,26
São João da Barra	2003	29.587.397,58	N/D	N/D
São João da Barra	2004	37.236.218,88	N/D	N/D
São João da Barra	2005	45.240.576,09	N/D	N/D
São João da Barra	2006	51.178.023,85	N/D	N/D
São João de Meriti	1999	0	18.481.696,86	0,00
São João de Meriti	2000	0	16.019.573,53	0,00
São João de Meriti	2001	0	22.515.905,00	0,00
São João de Meriti	2002	0	N/D	N/D
São João de Meriti	2003	653.818,91	18.445.850,17	0,04
São João de Meriti	2004	4.040.243,10	19.376.902,60	0,21
São João de Meriti	2005	5.976.816,95	24.259.275,21	0,25
São João de Meriti	2006	6.661.142,94	N/D	N/D

## ANEXO II - Continuação

São José de Ubá	1999	680.529,56	118.426,89	5,75
São José de Ubá	2000	1.324.307,65	113.841,94	11,63
São José de Ubá	2001	1.648.550,29	186.279,22	8,85
São José de Ubá	2002	2.308.309,96	363.674,15	6,35
São José de Ubá	2003	3.012.605,82	338.969,32	8,89
São José de Ubá	2004	2.556.175,84	375.077,61	6,82
São José de Ubá	2005	3.003.403,06	387.665,81	7,75
São José de Ubá	2006	3.330.571,44	N/D	N/D
São José do Vale do Rio Preto	1999	816.635,48	N/D	N/D
São José do Vale do Rio Preto	2000	1.589.169,18	645.790,12	2,46
São José do Vale do Rio Preto	2001	2.002.008,51	687.552,42	2,91
São José do Vale do Rio Preto	2002	2.885.456,36	737.029,27	3,91
São José do Vale do Rio Preto	2003	3.765.757,31	1.027.458,15	3,67
São José do Vale do Rio Preto	2004	3.195.219,81	1.089.573,62	2,93
São José do Vale do Rio Preto	2005	3.754.253,87	1.237.532,23	3,03
São José do Vale do Rio Preto	2006	4.163.214,31	N/D	N/D
São Pedro da Aldeia	1999	1.088.847,32	4.380.962,74	0,25
São Pedro da Aldeia	2000	2.118.892,25	3.406.463,91	0,62
São Pedro da Aldeia	2001	2.660.484,78	4.178.939,83	0,64
São Pedro da Aldeia	2002	3.808.841,14	6.514.295,94	0,58
São Pedro da Aldeia	2003	4.970.799,68	7.460.147,70	0,67
São Pedro da Aldeia	2004	4.217.690,19	7.535.435,68	0,56
São Pedro da Aldeia	2005	4.955.615,11	N/D	N/D
São Pedro da Aldeia	2006	5.495.443,02	N/D	N/D
São Sebastião do Alto	1999	680.529,56	50.222,73	13,55
São Sebastião do Alto	2000	1.324.307,65	51.077,60	25,93
São Sebastião do Alto	2001	1.648.550,29	92.233,35	17,87
São Sebastião do Alto	2002	2.308.309,96	293.885,70	7,85
São Sebastião do Alto	2003	3.012.605,82	283.326,99	10,63
São Sebastião do Alto	2004	2.556.175,84	300.401,40	8,51
São Sebastião do Alto	2005	3.003.403,06	N/D	N/D
São Sebastião do Alto	2006	3.330.571,44	N/D	N/D
Squarema	1999	1.054.820,86	3.760.080,20	0,28
Squarema	2000	2.052.676,89	4.679.126,30	0,44
Squarema	2001	2.578.235,70	5.564.058,59	0,46

## ANEXO II - Continuação

Saquarema	2002	3.693.225,22	7.830.204,71	0,47
Saquarema	2003	4.820.169,38	7.797.966,59	0,62
Saquarema	2004	4.089.881,38	8.100.841,57	0,50
Saquarema	2005	4.805.444,96	N/D	N/D
Saquarema	2006	5.328.914,38	N/D	N/D
Seropédica	1999	0	N/D	N/D
Seropédica	2000	0	N/D	N/D
Seropédica	2001	0	N/D	N/D
Seropédica	2002	0	N/D	N/D
Seropédica	2003	555.746,08	N/D	N/D
Seropédica	2004	3.434.206,65	4.076.403,71	0,84
Seropédica	2005	5.080.294,40	N/D	N/D
Seropédica	2006	5.661.971,61	N/D	N/D
Silva Jardim	1999	1.742.047,33	419.839,55	4,15
Silva Jardim	2000	3.377.546,90	390.358,14	8,65
Silva Jardim	2001	4.249.811,18	615.789,08	6,90
Silva Jardim	2002	6.265.123,55	1.026.102,45	6,11
Silva Jardim	2003	8.477.768,99	1.207.387,66	7,02
Silva Jardim	2004	9.746.983,32	1.495.840,96	6,52
Silva Jardim	2005	12.358.185,91	1.438.904,00	8,59
Silva Jardim	2006	14.922.809,72	N/D	N/D
Sumidouro	1999	748.582,53	78.403,69	9,55
Sumidouro	2000	1.456.738,41	83.716,27	17,40
Sumidouro	2001	1.837.510,46	102.732,13	17,89
Sumidouro	2002	2.654.848,07	250.560,99	10,60
Sumidouro	2003	3.464.496,72	326.979,10	10,60
Sumidouro	2004	2.939.602,22	525.915,54	5,59
Sumidouro	2005	3.453.913,55	N/D	N/D
Sumidouro	2006	3.830.157,17	N/D	N/D
Tanguá	1999	0	505.715,50	0,00
Tanguá	2000	0	900.162,77	0,00
Tanguá	2001	0	515.389,82	0,00
Tanguá	2002	0	716.408,37	0,00
Tanguá	2003	441.327,77	947.624,47	0,47
Tanguá	2004	2.727.164,09	1.232.122,98	2,21
Tanguá	2005	4.034.351,41	N/D	N/D
Tanguá	2006	4.496.271,52	N/D	N/D
Teresópolis	1999	1.293.006,22	15.845.964,70	0,08
Teresópolis	2000	2.516.184,56	17.461.304,96	0,14
Teresópolis	2001	3.156.822,65	18.870.922,77	0,17

## ANEXO II - Continuação

Teresópolis	2002	4.501.303,73	21.001.159,23	0,21
Teresópolis	2003	5.874.581,45	24.492.530,92	0,24
Teresópolis	2004	4.984.542,94	28.660.731,44	0,17
Teresópolis	2005	5.856.636,06	33.532.889,87	0,17
Teresópolis	2006	6.494.614,45	N/D	N/D
Trajano de Morais	1999	714.556,06	108,82	6566,40
Trajano de Morais	2000	1.390.523,02	119,33	11652,75
Trajano de Morais	2001	1.731.041,30	168.524,31	10,27
Trajano de Morais	2002	2.423.925,95	308.922,49	7,85
Trajano de Morais	2003	3.163.236,13	N/D	N/D
Trajano de Morais	2004	2.683.984,62	247.453,50	10,85
Trajano de Morais	2005	3.153.573,22	278.859,91	11,31
Trajano de Morais	2006	3.497.100,06	N/D	N/D
Varre-sai	1999	680.529,56	62.189,96	10,94
Varre-sai	2000	1.324.307,65	76.047,00	17,41
Varre-sai	2001	1.648.550,29	62.069,67	26,56
Varre-sai	2002	2.308.309,96	134.476,43	17,17
Varre-sai	2003	3.012.605,82	128.378,10	23,47
Varre-sai	2004	2.556.175,84	163.186,19	15,66
Varre-sai	2005	3.003.403,06	224.535,88	13,38
Varre-sai	2006	3.330.571,44	N/D	N/D
Vassouras	1999	0	956.336,96	0,00
Vassouras	2000	0	831.311,00	0,00
Vassouras	2001	0	1.063.136,00	0,00
Vassouras	2002	0	1.171.676,83	0,00
Vassouras	2003	0	1.780.515,22	0,00
Vassouras	2004	0	1.490.504,98	0,00
Vassouras	2005	0	N/D	N/D
Vassouras	2006	7.554.787,60	N/D	N/D
Volta Redonda	1999	824.071,69	34.563.514,91	0,02
Volta Redonda	2000	1.572.714,93	40.062.303,84	0,04
Volta Redonda	2001	1.941.760,12	46.075.487,80	0,04
Volta Redonda	2002	2.531.865,19	47.735.186,80	0,05
Volta Redonda	2003	3.701.400,62	55.316.747,12	0,07
Volta Redonda	2004	4.246.946,09	57.545.295,34	0,07
Volta Redonda	2005	5.357.228,33	64.076.562,31	0,08
Volta Redonda	2006	6.790.314,71	N/D	N/D

Fonte: UCAM, 2006.

Nota: 1) ND - não disponível.