

UNIVERSIDADE CANDIDO MENDES

Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa

Mestrado em Economia Empresarial

**ROYALTIES DO PETRÓLEO,
ESTUDO DO CASO DE CAMPOS DOS GOYTACAZES.**

Por

CARLOS ALBERTO SCHERER NAVARRO

Rio de Janeiro

Mai de 2003

UNIVERSIDADE CANDIDO MENDES

Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa

Mestrado em Economia Empresarial

**ROYALTIES DO PETRÓLEO,
ESTUDO DO CASO DE CAMPOS DOS GOYTACAZES.**

Carlos Alberto Scherer Navarro

**Dissertação apresentada à
Coordenação de Pós – Graduação do
curso de Mestrado em Economia
Empresarial da UCAM, como parte
dos requisitos para a obtenção do
título de Mestre.**

Orientador: Prof. Dr. Renaut Michel.

**Rio de Janeiro
Maio de 2003**

UNIVERSIDADE CANDIDO MENDES
Pró-Reitoria de Pós-Graduação e Pesquisa
Mestrado em Economia Empresarial

**ROYALTIES DO PETRÓLEO,
ESTUDO DO CASO DE CAMPOS DOS GOYTACAZES.**

**Dissertação apresentada à
Coordenação de Pós-Graduação do
curso de Mestrado em Economia
Empresarial da UCAM, como parte
dos requisitos para a obtenção do
título de Mestre.**

Aprovada em: 06 de Maio de 2003

Orientador: Prof. Dr. Renaut Michel

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Renaut Michel – Presidente

Prof. Dr. José Cláudio Ferreira da Silva

Prof. Dr. Guilherme Pederneiras Raja Gabaglia

Rio de Janeiro

Maio de 2003

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos amigos e professores do Mestrado que direta ou indiretamente me ajudaram nesta tarefa, em especial ao meu orientador, Professor Renaut Michel, por seu incentivo, e ao apoio do Prof. Antonio Luiz e do Prof. José Cláudio.

Dedico esta conquista à minha esposa e aos meus filhos, de quem obtive o amor e a compreensão necessária para alcançar este título.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	07
CAPÍTULO 1- A ECONOMIA DO PETRÓLEO – FUNDAMENTOS DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA NACIONAL.....	10
1.1 – A Evolução histórica.....	10
1.2 – A produção da indústria brasileira de petróleo.....	12
1.3 – A atual legislação de petróleo no Brasil.....	21
1.3.1- A legislação dos royalties do petróleo.....	23
1.3.2- A distribuição dos royalties	24
1.3.3- O cálculo dos royalties.....	27
1.3.4- Participações Especiais.....	30
1.3.5- Bônus de Assinatura.....	31
1.3.6- Pagamento pela ocupação ou retenção de área.....	32
CAPÍTULO 2- A QUESTÃO DOS ROYALTIES DO PETRÓLEO.....	34
2.1- Fundamentação conceitual dos royalties.....	34
2.2- Vantagens e desvantagens dos royalties do petróleo.....	37
2.3- A quantificação dos royalties do petróleo.....	46
CAPÍTULO 3- A FUNÇÃO SÓCIO ECONÔMICA DOS ROYALTIES: UMA AVALIAÇÃO DO CASO DE CAMPOS DOS GOYATACAZES.....	49
3.1- Indicadores sócio econômicos.....	51
3.2- Indicadores de gestão.....	60
CAPÍTULO 4- DILEMAS E DESAFIOS DA DESTINAÇÃO DOS ROYALTIES.....	68
4.1- A experiência internacional.....	68
4.2- A vinculação dos royalties do petróleo no Brasil.....	70
4.3- Refletindo sobre o caso de Campos dos Goytacazes.....	72
CONCLUSÃO.....	76
GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS.....	80.
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	84

ABSTRACT

The Brazilian oil industry has been showing up in the national scenario as one of the principal sources of tributes, generating high technology and thousands of qualified jobs, obtaining large international investments and, since 1997, a source of important government participation known as petroleum royalties.

The object of this dissertation is to demonstrate the relevance of the petroleum royalties to the economy and welfare of the population of the State and municipalities of Rio de Janeiro. We will be evaluating, through performance indicators, if the positive externalities generated by the royalties are promoting socio-economic benefits to the population. The aim of this study is to confirm the “indemnifying” role of the royalties conceived by legislators, so that one can make viable the economic development of the present and future generations that live in municipalities affected by the exploration and production of petroleum.

In the first two chapters we will be discussing the principles upon which, the national oil industry and the regulation of oil royalties, were founded, with references to models adopted by other countries. The third and fourth chapters make up the nucleus of the dissertation, where the performance indicators of the Municipality of Campos dos Goytacazes, the correlation between the royalties and the respective municipal expenses, are analyzed. Commentaries about the tie and destiny of royalties in Brazil and abroad, will be also presented. Finally, the last part of this work reunites the main conclusions of the dissertation, highlighting the social function of the royalties and the importance of the careful management of these resources. We should stress the transitory aspect of the results presented in this study, since they are based on data referring to the period 1997 to 2000.

In summary, based on the case of Campos dos Goytacazes, we searched socio-economic reflexes on the Brazilian municipalities strongly benefited by oil royalties and, through this study, offer a contribution to the society to follow up the potential and destiny of the royalties, above all to promote better socio-economic conditions to present and future generations.

INTRODUÇÃO

A indústria brasileira do petróleo vem se destacando no cenário nacional como uma das principais geradoras de alta tecnologia e empregos qualificados, além de atrair vultosos investimentos externos e, desde 1997, como fonte de expressivas transferências do governo federal aos governos estaduais e municipais, conhecidas como *royalties* do petróleo.

Esta dissertação objetiva demonstrar a relevância dos *royalties* do petróleo para a economia e o desenvolvimento do Estado e Municípios do Rio de Janeiro. Em particular, estaremos avaliando, por meio de indicadores de desempenho, se as externalidades positivas geradas pelos *royalties*, estão proporcionando benefícios sócio-econômicos para a população norte-fluminense. Espera-se poder confirmar o papel indenizatório dos *royalties*, concebido pelos legisladores, sobretudo para viabilizar o desenvolvimento econômico da atual e futuras gerações, que habitam municípios afetados pela exploração e produção de petróleo.

No primeiro capítulo, estaremos abordando os princípios que fundamentaram a criação da indústria petrolífera nacional, com uma breve exposição da evolução histórica da exploração de petróleo no Brasil, desde as primeiras descobertas, até a flexibilização do monopólio estatal em 1997. Ainda no primeiro capítulo, apresentaremos a dimensão da atual capacidade de produção de petróleo e gás natural do Brasil, as respectivas reservas nacionais destes recursos minerais, e as projeções da demanda e metas de produção visando à auto-suficiência do abastecimento interno de derivados de petróleo.

A regulamentação dos *royalties* do petróleo e demais participações governamentais, como as participações sobre a receita de poços de grande produtividade, os Bônus de Assinatura, o pagamento pela ocupação ou retenção de área, respectivos cálculos e o impacto da Lei do Petróleo sobre os valores destas participações encerram o primeiro capítulo.

O segundo capítulo discorre mais detalhadamente sobre a questão dos *royalties* do petróleo no Brasil, sua fundamentação conceitual, vantagens e desvantagens à luz da experiência internacional, com exemplos de participação governamental alternativos, adotados pelos demais países produtores de petróleo. Encerrando o segundo capítulo, apresentaremos a quantificação dos *royalties* arrecadados no Brasil, desde 1994.

O terceiro capítulo constitui o núcleo da dissertação, propondo-se, através do estudo de caso do Município de Campos dos Goytacazes, fazer uma avaliação da função sócio-econômica dos *royalties* no Brasil. Neste capítulo, visando extrair conclusões acerca do impacto dos *royalties* sobre a população norte-fluminense, examinaremos a correlação dos *royalties* recebidos por Campos com a evolução das despesas deste município, segmentadas por função. Embora os 91 municípios do Estado do Rio de Janeiro façam jus aos *royalties* do petróleo, esta dissertação optou por estudar o Município de Campos pela sua relevância em termos de participação no volume de *royalties* distribuídos e pela multiplicidade de fatores sócio- econômicos presentes em um município do porte de Campos dos Goytacazes.

O quarto capítulo propõe um exame dos dilemas e desafios concernentes à aplicação dos *royalties*, visando cumprir os aspectos legais da vinculação da receita dos *royalties* e o seu papel social. Estaremos apresentando dados sobre a forma como estão sendo destinados os *royalties* no Brasil, no exterior, bem como as limitações dos órgãos oficiais e da sociedade quanto à capacidade de acompanhamento da destinação dos *royalties*. Por fim, serão apresentados comentários sobre o posicionamento do Município de Campos, refletindo a sua gestão dos *royalties* recebidos a partir de 1997.

A última parte da dissertação reúne as principais conclusões destacando o papel significativo da “Lei do Petróleo” para o aprimoramento da função social dos *royalties*, sem deixar de abordar os aspectos contraditórios dos *royalties* sobre a economia local e sobre a indústria de petróleo em geral. Apresentaremos uma síntese do desempenho do Município de Campos, explicitando aspectos relevantes sobre a gestão dos *royalties* auferidos por este município. Cabe ressaltar a transitoriedade dos resultados apresentados no presente estudo que se baseou em dados referentes ao período de 1997 a 2000. Por último, há um glossário de termos técnicos.

Resumindo, buscou-se identificar o reflexo sócio-econômico sobre os municípios brasileiros fortemente beneficiados pelos *royalties*, através do caso do Município de Campos dos Goytacazes e, por intermédio deste estudo, oferecer uma contribuição para o acompanhamento pela sociedade, da destinação dada aos *royalties* do petróleo visando, sobretudo, proporcionar melhores condições sócio-econômicas à atual e futuras gerações da região norte-fluminense.

CAPÍTULO 1

A ECONOMIA DO PETRÓLEO – FUNDAMENTOS DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA NACIONAL.

1.1 - A Evolução histórica

Uma perspectiva histórica da indústria do petróleo no Brasil pode ser compreendida a partir do contexto em que o Brasil se encontrava em meados da década de 40. Sob os reflexos da 2ª Guerra Mundial, diante da total dependência de petróleo importado, enfrentando carência de capital para investir e sem o domínio da tecnologia, o Governo Federal procurou, através do Estatuto do Petróleo, redirecionar o desenvolvimento da indústria petrolífera brasileira.

A partir de uma política de abertura aos capitais privados estrangeiros e das idéias preconizadas no Estatuto do Petróleo, o Governo Dutra, em 1946, incentivou todas as atividades relacionadas com a indústria do petróleo, sofrendo, no entanto, forte resistência de personalidades nacionais, como Monteiro Lobato, e de setores da sociedade brasileira, cujo ápice foi a campanha conhecida como “O Petróleo é Nosso”.

Com o retorno de Getúlio Vargas ao poder em 1951¹, o Governo Federal voltou a ocupar posição fundamental no desenvolvimento econômico do país e determinou-se, através da Lei No. 2004/53, a criação da Petróleo Brasileiro S.A. que teve por objeto

¹ O primeiro governo Vargas foi de 1930 a 1945.

disciplinar o monopólio da União sobre as atividades vinculadas à indústria do petróleo. Os militares, a partir da revolução de 1964, mantiveram o monopólio do petróleo e elevaram as atividades de pesquisa e lavra petrolífera à categoria de norma constitucional, tornando-as atividades estratégicas a serem tratadas como instrumento de política internacional.

A crise internacional do petróleo em 1973, e o substancial aumento do preço do petróleo importado, coincidiram com o aumento do consumo interno e com a queda de produção doméstica de petróleo. Até então, em função da baixa cotação do petróleo internacional, os investimentos haviam se concentrado no refino e distribuição. Objetivando encontrar um equilíbrio para o balanço de pagamentos, face ao choque de oferta do petróleo, o presidente Geisel, em 1975, decidiu promover os denominados “Contratos de Risco” entre a Petrobrás e companhias internacionais de petróleo. Embora com resultados comerciais aquém do esperado, a reação dos parlamentares nacionalistas aos contratos de risco atingiu seu auge na Constituinte de 1988 que reafirmou o monopólio estatal, proibiu novos contratos de risco e passou a restringir ainda mais a participação do capital estrangeiro na mineração.

Impulsionado pela necessidade de abertura da economia, o Presidente da República Fernando Henrique Cardoso sancionou, em 6 de Agosto de 1997, a Lei 9.478 / 97, conhecida como a “Lei do Petróleo”. Este novo marco regulatório teve como objetivos: estimular a livre concorrência, atrair investidores de risco nacionais e estrangeiros a participar da indústria do petróleo no País e regulamentar as participações governamentais sobre a exploração e produção do petróleo e gás natural, em terra e na plataforma continental brasileira.

A Lei do Petróleo manteve o monopólio das reservas minerais, estabelecendo no entanto, um novo modelo de participação do Estado na indústria petrolífera nacional. Esta mudança de paradigma viabilizou-se a partir da Emenda Constitucional nº 9, de 9 de Novembro de 1995, que permitiu à empresas privadas participarem da exploração e produção de petróleo e gás natural em consórcio ou em separado da Petrobrás. O modelo de contrato de concessão adotado pelo MME, foi regulamentado pela Lei 9.478/97 e implementado pela ANP.

1.2 - A produção da indústria brasileira de petróleo

A produção brasileira de petróleo teve início em Janeiro de 1939 em Lobato, na Bahia. Até 1943 a produção nacional respondia por apenas 1% do consumo interno. Posteriormente incentivada pela criação em 1953 da Petrobrás, a produção, o refino e o transporte marítimo de petróleo passaram a receber vultosos investimentos do Estado promovendo o crescimento da produção estatal de petróleo. Somente na década de 70, movida pela necessidade de buscar o equilíbrio da balança comercial, a Petrobrás, em comunhão com a política de substituição de importações, deu impulso ao atendimento do mercado interno de petróleo. Projeto que necessitaria de investimentos em pesquisa e desenvolvimento com objetivo de desenvolver sua própria tecnologia.

Os esforços em busca de auto-suficiência de petróleo começaram a dar seus primeiros resultados a partir da descoberta de petróleo em plataformas *off-shore* no litoral de Sergipe, Alagoas e do Estado do Rio de Janeiro. A Bacia de Campos, considerada a mais

rica bacia petrolífera brasileira, está situada na Plataforma Continental do litoral fluminense, em uma área que se estende de Vitória, no Espírito Santo, até Arraial do Cabo, no Rio de Janeiro (Vide Figura 1).

Até o ano 2000, a Bacia de Campos compreendia 61 campos de exploração dos quais sete são considerados gigantes em termos de reservas: Marlim, Albacora, Barracuda, Marlim Azul, Albacora Leste, Marlim Leste e Roncador. Marlim e Albacora, com produção média diária de 564 mil e 146 mil boe, foram, até o ano 2001, responsáveis por 30% e 7,7% da produção nacional, respectivamente (Vide Tabela 1).

FIGURA 1

POSIÇÃO GEOGRÁFICA DA BACIA DE CAMPOS



Fonte: ANP

TABELA 1

PRODUÇÃO DIÁRIA DOS 10 MAIORES CAMPOS, DA BACIA DE CAMPOS.

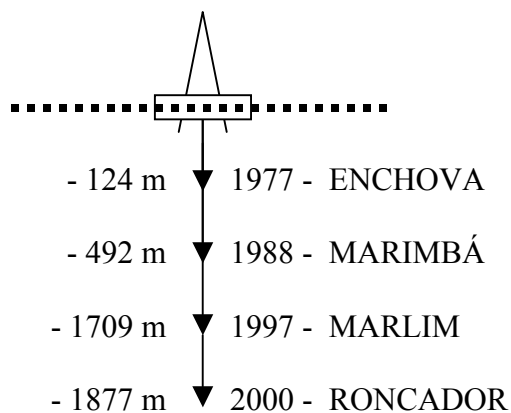
CAMPO	PETRÓLEO (M³)	GÁS NATURAL(M³)
MARLIM	64.796	4.656.291
ALBACORA	21.478	2.796.460
CARAPEBA	6.891	124.582
MARIMBÁ	5.547	139.911
NAMORADO	5.357	111.782
VOADOR	5.001	68.733
BARRACUDA	3.670	25.869
VERMELHO	2.939	75.342
PAMPO	2.846	172.267
RONCADOR	2.807	41.300

Fonte ANP-2000

A produção comercial *off-shore* na bacia de Campos iniciou-se em 1977 no Campo de Enchova, atingindo em 2000 a marca recorde de 1877 metros de lâmina d'água. Como 75% das reservas nacionais provadas de petróleo e gás encontram-se em águas profundas e

ultra-profundas², a prioridade da Petrobrás no *upstream* é aumentar a capacitação tecnológica de produção off-shore. Vide Gráfico 1.

GRÁFICO 1
EVOLUÇÃO DA PROFUNDIDADE DOS CAMPOS, DA BACIA DE CAMPOS



Fonte: Petrobrás

O Brasil é o segundo maior produtor de petróleo na América do Sul, tendo alcançado, em 2002, uma capacidade de produção equivalente ao Kuwait, conforme Tabela 2.

TABELA 2
PRODUÇÃO MUNDIAL DE PETRÓLEO, EM 2002. (Mil barris/dia)

² Profundidades superiores a 1500 metros.

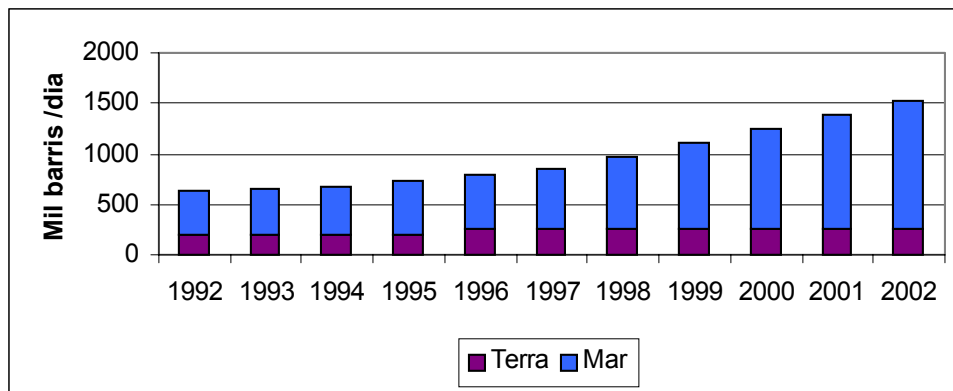
Países da Opep		Alguns países fora da Opep	
Arábia Saudita	6.953	Rússia	6.900
Irã	3.300	EUA	5.891
Iraque	2.516	Canadá	2.319
Kuwait	1.505	México	3.255
Emirados Árabes	1.903	Reino Unido	2.539
Dubai	155	Noruega	3.135
Catar	587	Brasil	1.516
Venezuela	2.530	Argentina	759
Nigéria	1.980		
Indonésia	1.160		
Líbia	1.260		
Argélia	770		

Fonte: O Globo / Bloomberg News

Sustentando uma elevada taxa de crescimento da produção desde 1996, o Brasil manteve-se até 2001 como 18º maior produtor mundial de petróleo. Ao final do ano 2000 a Petrobrás, tornou-se a 13ª companhia petrolífera do mundo com 99 blocos em fase de exploração, 41 blocos em fase de desenvolvimento da produção, e 242 blocos em produção, correspondendo a 8.813 poços produtores, 7.817 em terra e 996 em águas marinhas. Vide Gráfico 2.

GRÁFICO 2

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO POR LOCALIZAÇÃO. 1992-2002



Fonte: ANP

O gás natural³, utilizado mundialmente como alternativa à energia hidroelétrica, vem aumentando no Brasil, a partir da década de 90, seu papel estratégico como fonte complementar de energia nos meses de seca, período em que os baixos níveis dos reservatórios põem em risco a garantia de fornecimento das geradoras de energia elétrica.

Considerado como o mais limpo dos combustíveis fósseis, o gás natural possui vantagens únicas quando comparado com a energia hídrica, como: menor custo por kw gerado e menor impacto ambiental para a instalação de novas usinas. A falta de infraestrutura, porém, fundamentalmente a ausência de uma ampla malha de distribuição, reduz a demanda de gás natural basicamente para fins industriais.

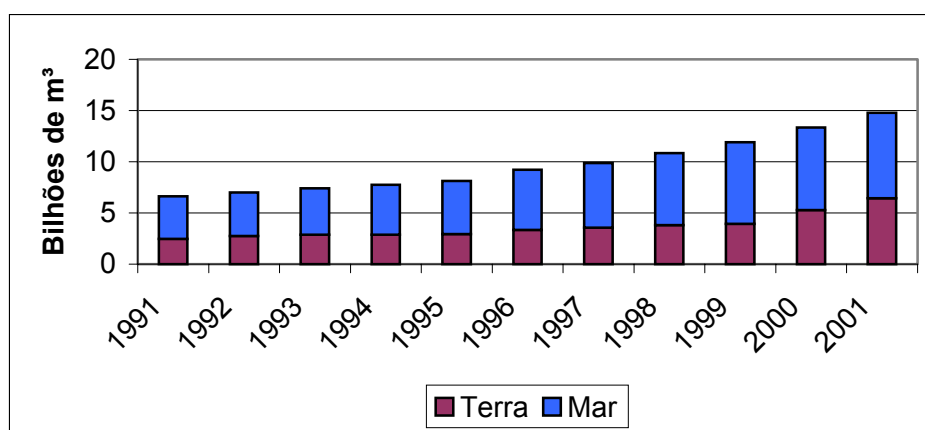
O crescimento da produção nacional de gás natural, na década de 90, foi de cerca de 8% ao ano, atingindo a marca de 13,3 bilhões de m³ em 2000, situando o Brasil na 37^a posição no mercado mundial. Os campos marítimos foram responsáveis por 60,4% do gás natural produzido no país atingindo uma produção diária, em 2001, de 41 milhões de

³ Hidrocarboneto extraído de jazidas de gás ou petrolíferas.

metros cúbicos dos quais aproximadamente 18% foram queimados nas plataformas ou perdidos. Isto se deve ao aumento da capacidade de produção de petróleo sem que os investimentos, necessários para aproveitamento deste subproduto do petróleo, tenham acompanhado o ritmo de crescimento da produção. Vide Gráfico 3.

GRÁFICO 3

PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL, POR LOCALIZAÇÃO. 1992-2001.



Fonte : ANP

Apesar das vantagens ambientais e dos 220 bilhões de metros cúbicos de reservas nacionais, o consumo diário de gás natural no ano 2000 foi de 27 milhões de m³; 60% para a indústria, 28% para geração termoeletrica, e 10% para fins residenciais, representando apenas cerca de 4% da matriz energética do País, muito abaixo da média mundial que, segundo o Centro Brasileiro de Infra-Estrutura, é de 22%.

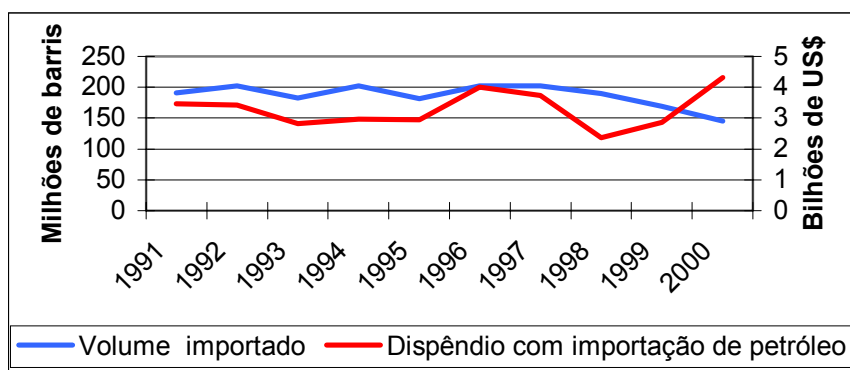
O Brasil mantém desde 1994, uma tendência declinante da sua dependência externa de petróleo, em parte resultante do aumento da produção doméstica e, a partir do

ano 2000, influenciado pelo arrefecimento do ritmo de crescimento do consumo interno. A atual evolução do consumo e produção de petróleo reflete uma contínua redução da dependência externa e prevê, pelas projeções da Petrobrás e ANP, a auto-suficiência em 2005 com a produção diária de 2,1 milhões de bpd, e de 72 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia⁴.

Para atender à demanda nacional de petróleo, importou-se em 2000 e 2001 a média de 397 mil e 278 mil bpd, respectivamente. Não obstante a redução no volume de óleo importado, o dispêndio com a importação, elevou-se em 50% no ano 2000 atingindo a cifra de US\$ 4,3 bilhões. A causa desta elevação deve-se à elevação de cerca de 75% do preço do barril de petróleo que passou de US\$ 17 em 1999, para US\$ 30⁵ em 2000. Vide Gráfico 4.

GRÁFICO 4

VOLUME X DISPÊNDIO DE PETRÓLEO IMPORTADO, 1991-2000.



Fonte: ANP

⁴ Relatório anual da Petrobrás

⁵ Consequência da redução da produção da Opep.

O cenário referencial adotado pela Petrobrás⁶ para o período 1998 – 2007 prevê um crescimento médio anual da demanda nacional por derivados de petróleo e de gás natural na faixa de 3 a 5% e 15 a 20%, respectivamente. A capacidade nacional, instalada até o ano 2000, para refino de petróleo foi de 1,9 milhão de barris por dia, bpd, distribuída por 13 refinarias. Esta capacidade ainda não atende a atual demanda interna impondo a necessidade de importação de derivados que, em 2000, correspondeu a 390 mil bpd, 17% do consumo interno, reduzindo em cerca de U\$ 2 bilhões o saldo anual da Balança Comercial⁷. Para enfrentar este crescimento, a Petrobrás está investindo U\$ 6 bilhões para atingir até 2005 a auto-suficiência em capacidade de refino de todo o óleo produzido em território nacional.

O desafio no *downstream* da indústria petrolífera brasileira a partir dos anos 90, tem sido a adaptação de suas refinarias para processar óleo pesado e grosso, características de grande parte do hidrocarboneto extraído em território nacional⁸, uma vez que nossas refinarias foram projetadas para refinar óleo árabe, mais fino e leve⁹.

Concluindo, ressaltamos que a Petrobrás planeja investir U\$ 15 bilhões no período de 2000 até 2005, sendo U\$ 3 bilhões provenientes de empresas estrangeiras associadas. A maior parte destes investimentos será direcionada para projetos de desenvolvimento da produção de campos petrolíferos no litoral do Rio de Janeiro, permitindo antever que as

⁶ Relatório anual Petrobrás, 2000.

⁷ Valor Econômico, Agosto 2002.

⁸ O petróleo do campo de Marlim é do tipo pesado, 19º API.

⁹ www.onip.org.br

receitas geradas pelos *royalties* do petróleo deverão representar papel de extrema relevância para a economia do Estado e Municípios da região Norte-Fluminense a partir do ano 2000.

1.3 - A atual legislação do petróleo no Brasil

Após a frustrada revisão constitucional de 1993, o Congresso aprovou em 9 de novembro de 1995, a Emenda Constitucional nº 9, alterando o parágrafo 1º do Artigo 177 da Constituição que vedava à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural. A edição da Emenda Constitucional nº 9 marca o início do processo de flexibilização do monopólio das atividades da indústria petrolífera no Brasil. Este processo veio a ser regulamentado pela Lei nº 9.478/97, que manteve o monopólio sobre as reservas nacionais de petróleo, gás natural, outros hidrocarbonetos fluidos e todos os direitos de exploração e produção destes recursos em território nacional.

A ANP, como entidade reguladora governamental, tem a incumbência de efetuar as licitações de blocos, celebrar contratos de concessão de direitos à empresas nacionais ou estrangeiras para exploração e produção de petróleo e gás natural, remunerando-se através de compensações financeiras pagas pelos concessionários.

O Art. 4º da Lei do Petróleo define as atividades que constituem monopólio da União da seguinte forma:

I – a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II – a refinação de petróleo nacional e estrangeiro;

III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Os artigos 5º, 23º e 26º, da Lei do Petróleo, estabelecem as condições para a atuação de empresas nacionais e estrangeiras na indústria petrolífera brasileira, conforme abaixo;

Art. 5º. – As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Art. 23º - As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.

Art. 26º - Concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes

Uma das principais alterações trazidas pela Lei do Petróleo foi o Estado passar do papel de fomentador para a função de regulador da indústria do petróleo, remunerando-se através da cobrança de participações governamentais exigíveis dos concessionários. A segunda alteração relevante foi, além da significativa mudança no cálculo dos *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural, a criação de três novas participações governamentais, quais sejam, o Bônus de Assinatura, as Participações Especiais e o pagamento pela ocupação ou retenção de área.

1.3.1- A legislação dos *royalties* do petróleo

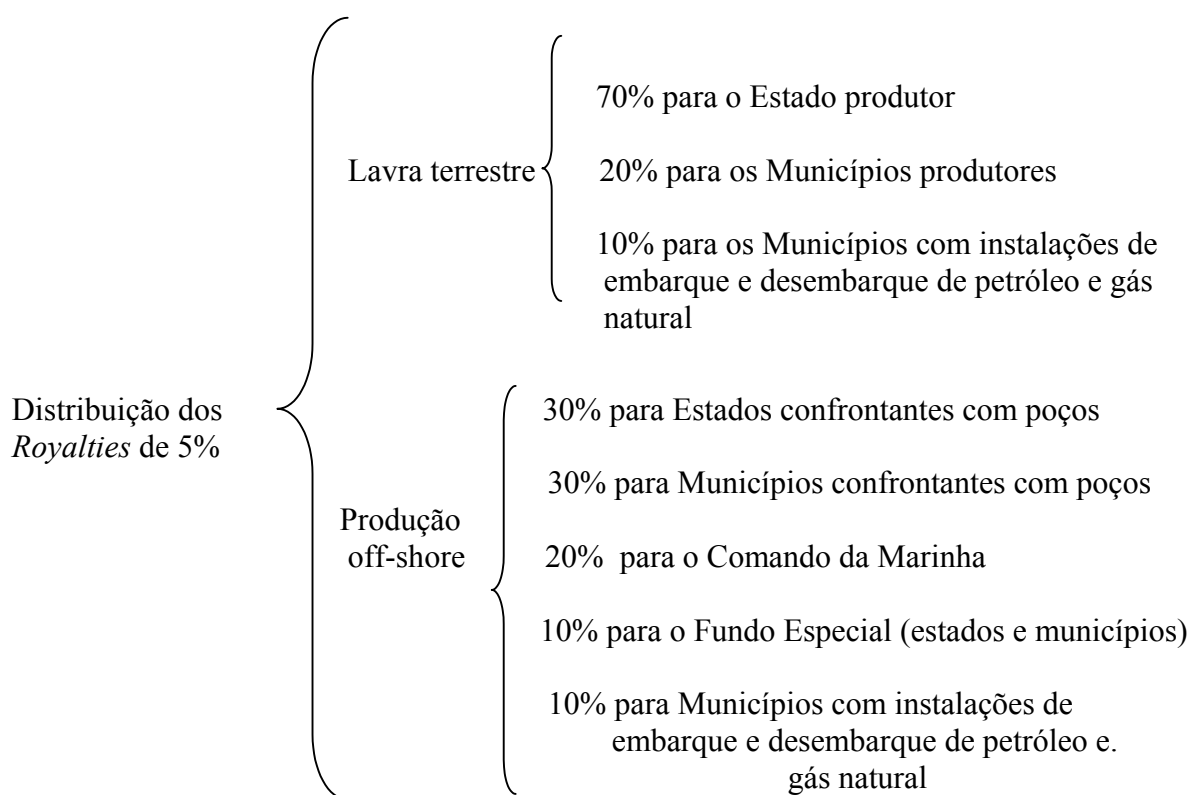
A Lei do Petróleo, no seu Artigo 47, estabelece o percentual e forma de pagamento dos *royalties* conforme abaixo;

“ Art. 47. Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo e gás natural.”

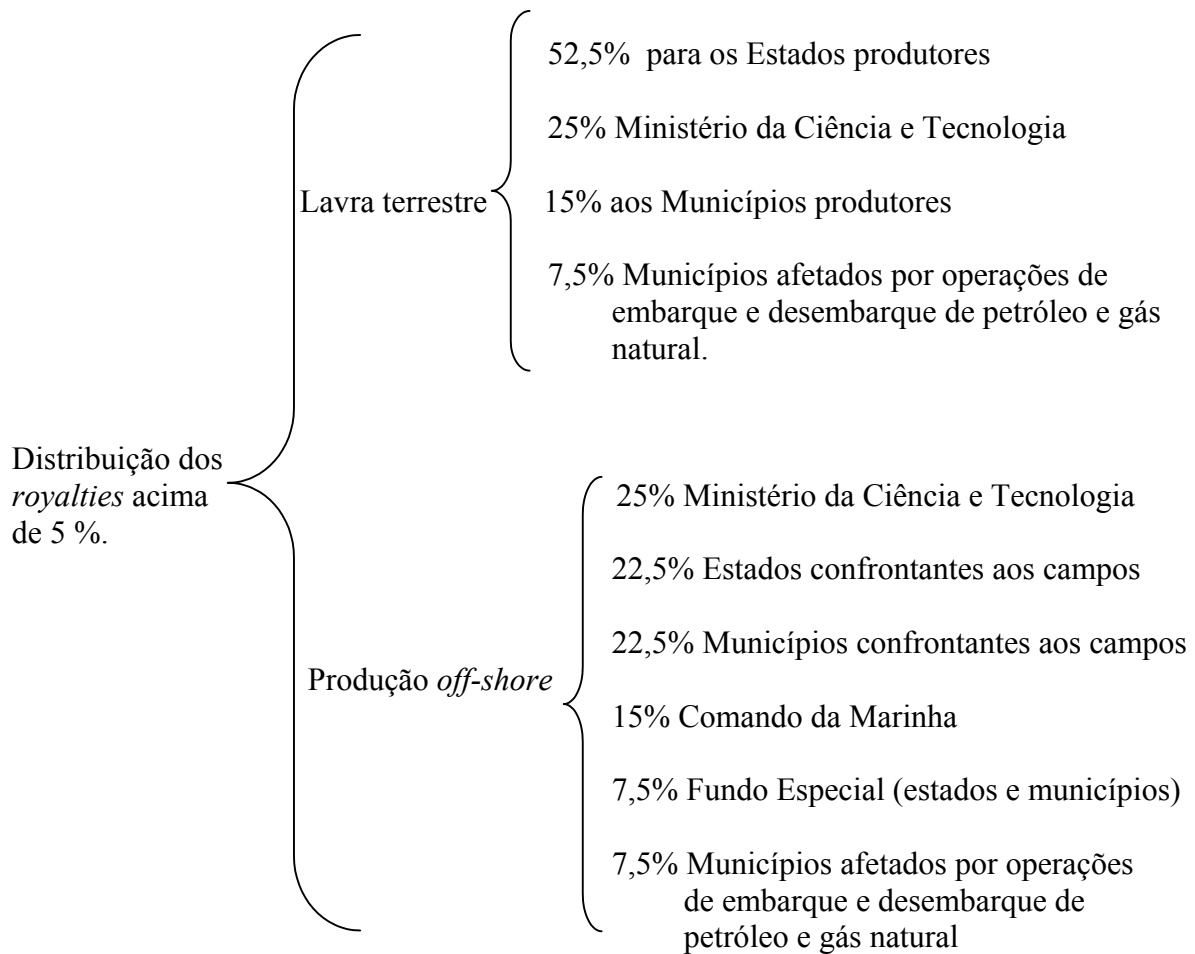
Apesar do percentual básico de 10% estabelecido no artigo supracitado, a ANP poderá reduzir o valor dos *royalties* para um montante correspondente a no mínimo cinco por cento da produção, tendo em vista os riscos geológicos e as expectativas de produção. A média ponderada da alíquota de *royalties* dos contratos de concessão em vigor no ano de 2001, situa-se em 9,8% e na Bacia de Campos, a alíquota média é de 9,9%.

1.3.2 - Distribuição dos *royalties*-

A distribuição dos *royalties* aos beneficiários segue critérios diferentes para a parcela dos primeiros 5% e, para o percentual que excede os 5% obrigatórios. O Artigo 7º da Lei 7990/89 que estabelece os critérios de distribuição do montante mínimo de 5% obrigatório, foi mantido pela Lei 9.478/97. Os percentuais atribuídos aos destinatários dos *royalties* estão apresentados abaixo:



A distribuição dos *royalties* acima dos 5% seguem os critérios estabelecidos na Lei do Petróleo, discriminados conforme abaixo:



Observações:

- 1- O limite geográfico estabelecido pela Lei do Petróleo para os Estados confrontantes aos poços de produção *off-shore* é representado pelas linhas ortogonais à linha base litorânea até o limite da plataforma continental.

- 2- Os Municípios litorâneos confrontantes aos poços de produção têm direito a *royalties* sobre os poços situados no prolongamento dos paralelos que passam por seus limites e também sobre os poços situados na área limitada pelas linhas ortogonais à linha de costa marítima no limite de cada município.
- 3- O Comando da Marinha participa do rateio dos *royalties* com o objetivo de atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas *off-shore*.
- 4- O Fundo Especial, administrado pelo Ministério da Fazenda, distribui a sua parcela de *royalties* aos estados e municípios na proporção de 20% e 80% respectivamente, segundo os mesmos critérios estabelecidos pelo Fundo de Participação dos Estados e Municípios.
- 5- Todos os municípios brasileiros que possuam ou sejam afetados por instalações de embarque ou desembarque de petróleo ou gás natural produzidos no Brasil, são titulares a uma participação nos *royalties* do petróleo, na razão direta dos volumes movimentados nas referidas instalações.
- 6- O Artigo 9º da Lei 7990/89 prevê uma transferência dos Estados para os Municípios, de 25% dos *Royalties* que lhes são atribuídos, em ambas as formas de prospecção segundo critérios estabelecidos no Artigo 158 da Constituição.

1.3.3 -Cálculo dos *royalties*

Cada campo de petróleo e gás natural é tratado pela ANP como uma unidade de negócio em separado, com uma determinada alíquota e preços referentes às características do petróleo produzido. Os preços do petróleo e gás produzidos são utilizados para valorar a produção de cada campo que, por sua vez, serve de base para determinação de uma alíquota para cada campo.

Assim teremos:

$$\text{Royalties} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da Produção}$$

$$\text{Valor da Produção} = (V \times PR) \text{ petróleo} + (V \times PR) \text{ gás natural}$$

Onde:

V = Volume da produção, em m³

PR = Preço de referência para um determinado campo produtor, no respectivo mês, em R\$/ m³.

A Lei do Petróleo, além de fomentar a pesquisa e o desenvolvimento, com a instituição de uma parcela significativa dos *royalties* para o Ministério da Ciência e Tecnologia, estabeleceu um novo critério¹⁰ para o cálculo do preço de referência do petróleo brasileiro PR. Este valor de referência é obtido em função do preço de venda do petróleo praticado pela concessionária no mercado nacional, e o preço mínimo de venda estabelecido pela ANP, o que for maior.

¹⁰ Regulamentada pelo Decreto Lei nº 2.705/98 de 3 de Agosto de 1998, e pela Portaria ANP nº 155 de 21 de Outubro de 1998.

O preço mínimo estabelecido pela ANP leva em conta a taxa média mensal do câmbio para o respectivo mês, TC, o valor médio mensal da cotação do petróleo tipo Brent no mercado internacional, BD, e um diferencial D, entre o preço do petróleo nacional produzido no referido campo e o valor do petróleo tipo Brent. O valor do preço mínimo segue a seguinte fórmula: $\text{PREÇO MÍNIMO (R\$/m}^3) = \text{TC} \times 6,2896 \times (\text{BD} - \text{D})$.

Desta forma, com a introdução da Lei do Petróleo, o montante total dos *royalties* mensais a serem recolhidos à União passa a sofrer a influência de três variáveis: a produção mensal de petróleo, seus preços médios no mercado internacional e a taxa média de câmbio. Neste contexto, é importante ressaltar que antes da Lei do Petróleo, o Preço do Petróleo Brasileiro, PPB, que é o preço de referência dos vários tipos de petróleo produzidos no País, não era associado ao preço do petróleo tipo Brent, BD, no mercado internacional.

O resultado da mudança na metodologia de cálculo dos *royalties*, instituída em Agosto de 1998, provocou um crescimento no valor dos *royalties* da ordem de 50% e, como podemos observar no Gráfico 5, o Preço do Petróleo Brasileiro passou a acompanhar as variações do preço do petróleo no mercado internacional.

GRÁFICO 5

EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DO PETRÓLEO BRASILEIRO E DO PETRÓLEO IMPORTADO, ANTES E APÓS A LEI DO PETRÓLEO.

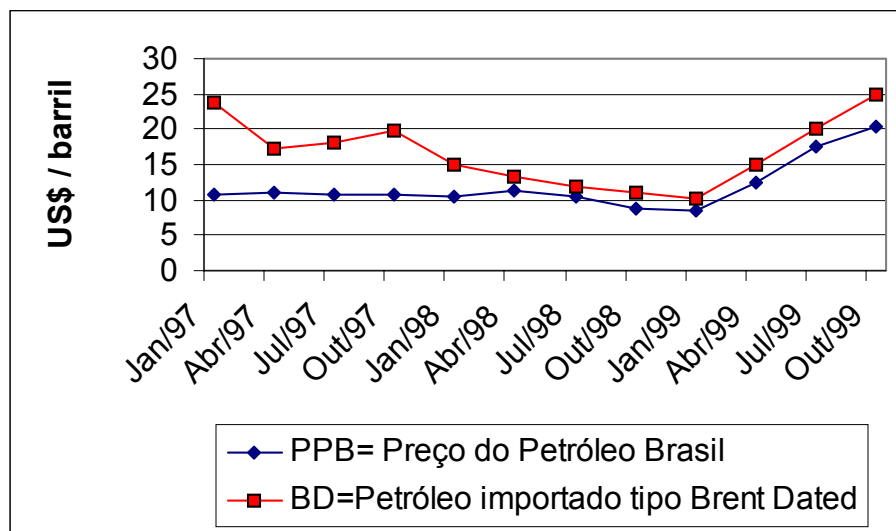


TABELA 3

ROYALTIES NO PERÍODO ANTERIOR E POSTERIOR À LEI DO PETRÓLEO.

Beneficiário	Unidade	Agosto/97 a Julho /98	Agosto/98 a Julho de 99	△ %
MCT	R\$	0,00	86.620.704,81	-
Marinha	R\$	32.684.491,05	97.470.326,22	198%
FE	R\$	16.342.245,54	48.677.974,03	198%
Estados	R\$	86.232.592,28	240.549.380,46	179%
Municípios	R\$	81.314.348,92	235.240.871,02	189%
TOTAL	R\$	216.573.677,79	708.559.256,54	227%
Produção de Petróleo	m ³	51.444.831	61.424.076	19%

Fonte: IBP

Observa-se pela Tabela 3 que, sem as modificações introduzidas com o Decreto nº 2.705/98, em comunhão com a Lei nº 9.478/97, os *royalties* arrecadados, no período de 12 meses posteriores ao referido Decreto, teriam aumentado apenas cerca de 20%, acompanhando o incremento da produção. No entanto, o aumento apurado no período em questão foi de 227%.

1.3.4 - Participações Especiais

As participações especiais são uma forma de apropriação de parte do lucro obtido por um campo petrolífero, propiciando uma arrecadação adicional de *royalties*, sempre que houver uma situação de grande volume de produção ou de alta rentabilidade, situação esta que ocorre principalmente em cenários de preços elevados.

A exemplo de outros países, como os Estados Unidos e o Reino Unido que no passado adotaram o “*windfall profit tax*”¹¹, as empresas petrolíferas operando no território nacional passaram, a partir do ano 2000, a recolher aos cofres públicos uma participação especial trimestral, proporcional ao prazo de concessão, às curvas de produção e ao tamanho da reserva em que se encontra o campo. Segundo a ANP até 2002, apenas 13 campos *off-shore* estarão sujeitos à participação especial, 12 na bacia de Campos e 1 na de Santos. Em média, as participações especiais para estes campos correspondem a um “royalty adicional” de 10%.

¹¹ Participação sobre grandes lucros, no Reino Unido conhecida como *Petroleum Revenue Tax*.

O Art. 50 da Lei 9.478 prevê as participações especiais conforme transcrito abaixo:

“ O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

§ 1º a participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.”

Os recursos definidos como Participação Especial serão distribuídos na seguinte proporção;

1) Ministério das Minas e Energia:..... 40%

(Para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica, aplicados à prospecção de petróleo e gás natural)

2) Ministério do Meio Ambiente:10%

(Para estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente, e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo)

3) Estado produtor ou confrontante:40%

4) Município produtor ou confrontante:10%

1.3.5 - Bônus de Assinatura

Introduzido com a Lei do Petróleo, o bônus de assinatura corresponde ao pagamento ofertado à ANP, na proposta para obtenção da concessão. A cada rodada de licitações a

partir de 1999, a ANP passou a arrecadar bônus das empresas com propostas vencedoras para concessão de blocos colocados em licitação. Na primeira licitação promovida pela ANP, foram arrecadados R\$ 321,7 milhões,, na segunda rodada, em junho de 2000, os bônus alcançaram o montante de R\$ 468,3 milhões.

1.3.6 -Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

Assim como os bônus de assinatura, a Lei do Petróleo instituiu uma receita para a ANP correspondente à área e à fase em que se encontra a concessão de cada bloco. Em janeiro de 2000, a ANP arrecadou R\$ 68 milhões pelas áreas concedidas à Petrobrás e demais operadoras, representando um marco histórico após 44 anos de monopólio da União sobre os blocos de exploração petrolífera.

Concluindo, a Lei do Petróleo criou uma nova ordem na indústria do petróleo brasileira. Elevou a participação dos Estados e municípios sobre a economia e lucratividade gerada pelas empresas exploradoras de petróleo, propiciou mecanismos de fomento à pesquisa visando elevar a produtividade da indústria do petróleo, incentivou o desenvolvimento de novas tecnologias e, sobretudo, consolidou a flexibilização do monopólio do petróleo, trazendo a competitividade para o cenário da indústria brasileira de petróleo.

Até aqui, procurou-se mostrar a dimensão que a indústria do petróleo representa atualmente para a economia do País. Sem dúvida, uma das principais atividades econômicas, geradora de capital, empregos, tributos e uma receita significativa para

Estados e Municípios, sobretudo para o Estado do Rio de Janeiro. O objetivo do próximo capítulo é abordar a relevância destas participações governamentais, especialmente dos *royalties*, suas vantagens, desvantagens, potencial e limitações.

CAPÍTULO 2

A QUESTÃO DOS ROYALTIES DO PETRÓLEO.

2.1- Fundamentação conceitual dos *Royalties*.

Os *royalties* são uma das formas mais antigas de pagamento de direitos sobre atividades econômicas. A palavra *royalty* vem do inglês “royal”, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei”, originalmente empregado para caracterizar o direito régio de receber pagamento pela exploração de minerais em terras do reino.

A história dos *royalties* do petróleo inicia-se em 1901 com as concessões do Xá do Irã, cobrindo três quartos do território do país, a um especulador inglês, pelo prazo de 60 anos, em troca de um bônus e 16% sobre os lucros da companhia. A origem do pagamento de *royalties* sobre a produção de petróleo reside na convicção de que estes pagamentos são decorrentes do privilégio de usar ou desenvolver um recurso natural não renovável. Desta forma, o *Royalty* não é considerado um imposto, mas, sim, um pagamento ou participação baseado nos direitos de produção. Por outro lado, há quem o considere realmente um imposto, pois ele somente é pago após a descoberta de petróleo¹².

A produção de petróleo pode gerar uma renda econômica substancial cuja apropriação tem sido o âmago dos acordos entre governo e empresas contratadas. A renda econômica aqui considerada é o excedente da receita do investimento após a dedução dos

¹² MARTINS, 1977.

custos econômicos totais. A busca do equilíbrio entre a rentabilidade desejada pelo governo e a remuneração do capital de risco das companhias licenciadas é fundamental para as partes contratantes pois é na justa negociação que se viabiliza o empreendimento lucrativo para ambas as partes.

Uma concessão de exploração de petróleo com alto risco e baixa probabilidade de sucesso precisa ser estimulada por condições contratuais atrativas, de forma que o insucesso de uma ou mais prospecções possa ser compensado pelo substancial retorno de projetos bem sucedidos. Assim, a questão da tributação e dos *royalties* nos acordos de petróleo, reveste-se de grande complexidade e de importância estratégica para o estudo de viabilidade dos investimentos na indústria petrolífera.

Normalmente, as companhias de petróleo avaliam e comparam o valor presente líquido esperado de seus projetos de exploração, com base nas análises dos respectivos fluxos de caixa, ponderados pelas probabilidades de sucesso de cada área. Neste contexto são considerados, entre outros fatores, os riscos geológicos, o ambiente econômico mundial, o risco político do país hospedeiro, a natureza da operação *onshore* ou *offshore*, e a taxa mínima de retorno aceitável pela companhia contratada.

Por outro lado, o governo dos países produtores tem de competir internacionalmente para atrair o capital estrangeiro objetivando elevar sua produção doméstica de petróleo, desenvolver tecnologia própria, gerar empregos, arrecadar impostos etc. Em suma, os *royalties* e o regime fiscal ideal, para um país hospedeiro de companhias de petróleo, devem contemplar os seguintes pressupostos:

- Satisfazer os dispositivos legais do governo.
- Maximizar o aproveitamento dos recursos naturais existentes.
- Produzir ganhos econômicos aceitáveis para o país hospedeiro.
- Recuperar os custos iniciais dos investidores e proporcionar uma lucratividade atrativa para as companhias de petróleo contratadas.

O avanço tecnológico em busca de fontes alternativas de energia e as incertezas que envolvem o mercado internacional de petróleo, nos convidam a refletir sobre a experiência internacional acumulada quanto ao incentivo que deve ser dado aos investidores para manterem os poços em produção. Seguindo uma tendência internacional, alguns países produtores têm oferecido termos contratuais mais flexíveis, progressividade na taxaço de impostos, aumento dos limites de produção tributável, isenção de Bônus de Assinatura, redução da participação governamental sobre a produção e uma contínua revisão do arcabouço jurídico dos contratos de petróleo.

No próximo segmento, estaremos analisando de que maneira tradicionais países desenvolvidos e produtores de petróleo, exemplificados pelo Reino Unido e os países nórdicos bem como países em desenvolvimento, como o Brasil percebem a questão dos *royalties*, ressaltando seus aspectos positivos, algumas das suas desvantagens e apresentando modelos alternativos à forma tradicional como os *royalties* vêm sendo aplicados.

2.2 – Vantagens e desvantagens dos *Royalties* do petróleo.

Historicamente¹³, os *royalties* são calculados a uma taxa de 12,5%, tendo como base o valor do óleo na cabeça do poço. Os Estados Unidos da América controlam e arrecadam os *royalties* em óleo ou espécie na razão de 16,6% para produção offshore, e 12,5% sobre o valor da produção terrestre, descontadas as despesas com transporte. No Brasil, a partir da Lei do Petróleo, quase a totalidade das concessões em vigor, cerca de 90%, apresenta alíquotas de *royalties* que variam entre 9,1% e 10% sobre o valor da produção de petróleo conforme Tabela 4. Desta forma, os *royalties*, de uma maneira convencional, não são relacionados à lucratividade ou rentabilidade econômica da exploração.

TABELA 4

ALÍQUOTAS MÉDIAS DOS ROYALTIES NAS BACIAS BRASILEIRAS

Bacia	Alíquota
CAMPOS	9,90%
CEARÁ	10,00%
ESPÍRITO SANTO	9,30%
MUCURI	10,00%
PARANÁ	6,80%
POTIGUAR	9,40%
RECÔNCAVO	9,30%
SANTOS	8,30%
SERGIPE	9,50%
SOLIMÕES	10,00%
TUCANO	7,80%
Média Ponderada Brasil	9,80%

Fonte: ANP,2000

Um sistema de taxaço de petróleo economicamente eficiente deve ser diretamente proporcional aos retornos econômicos. Estes são, por definição, os retornos esperados pelos

¹³ MARTINS (1997), P.63

investidores, em volume superior ao mínimo necessário para encorajar e manter a exploração, o desenvolvimento e a produção em um campo de petróleo. *Royalties* convencionais não são mecanismos eficientes quanto à geração de retornos econômicos, pois não permitem a dedução de todos os custos de exploração, *lifting costs*, considerando o risco de obter retorno econômico, inerente à atividade de exploração e produção de petróleo.

Os *royalties*, na sua concepção geral, não são sensíveis às variações de rentabilidade econômica, tanto as geradas por aumento dos custos quanto as devidas a mudanças nos preços do óleo. Uma taxa fixa de *royalty* pode premiar o investidor com elevados retornos econômicos, quando ocorrem descobertas prolíficas e a cotação do barril de petróleo está em alta. A mesma taxação, porém, pode inibir a prospecção de poços marginais e provocar o abandono prematuro de campos que ainda poderiam continuar sendo explorados. Nestes casos, os *royalties* estariam sendo pagos ainda que sem nenhuma lucratividade para o investidor.

A partir dos anos 70, muitos países produtores de petróleo reconheceram a inflexibilidade da taxa única de royalty, introduzindo escalas crescentes em que a taxa varia diretamente com a produção. Esta flexibilidade do sistema de taxação foi uma evolução, visto que os retornos econômicos são diretamente proporcionais ao tamanho do campo descoberto. Embora isto seja uma verdade em alguns casos, não se aplica a todas as circunstâncias pois os retornos econômicos são essencialmente relacionados ao preço do óleo e aos custos de exploração, desenvolvimento e produção. Podem ocorrer situações em que um grande campo ofereça um pequeno ou nenhum retorno econômico.

No Reino Unido, ocorreu nos anos 70 a descoberta do campo de Clair, um grande reservatório de óleo cujos custos de produção são tão altos que, até o final dos anos 90, ainda tornavam a exploração inviável. Neste caso, a imposição de uma taxa de *royalties* com escala progressiva, torna-se inapropriada.

Royalties com taxas progressivas podem ser dimensionados de tal forma que taxas mais altas sejam aplicadas somente sobre as unidades incrementais de produção ou sobre o volume total da produção. No primeiro caso, a taxa marginal é a taxa nominal aplicada enquanto, no segundo caso, a taxa marginal será maior do que qualquer taxa nominal em vigor pois as taxas mais altas se aplicarão sobre toda a produção. Neste último caso a taxa marginal efetiva poderá exceder os 100 por cento, causando decisões distorcidas sobre a continuidade da produção.

Em alguns estados e países, a ineficiência das políticas de *royalties*, apresentadas acima, tornou-se mais aparente e impulsionou estes governos a promover sistemas de taxações mais elaboradas visando minimizar seus desequilíbrios. O estado canadense de Alberta tornou-se um exemplo notável pela complexidade da fórmula com que são calculados os *royalties*, incorporando as flutuações do preço do petróleo e a produtividade do poço. Este método de taxação possui maior flexibilidade quando comparado aos *royalties* tradicionais embora não capte todas as variações de custo de produção. Esta foi a conclusão do governo do estado canadense que visou proporcionar retornos econômicos mantendo um nível adequado de incentivos e atratividade para os investidores.

Tem havido um movimento globalizado entre os países produtores de petróleo, no sentido de utilizar mecanismos de taxaço relacionados à lucratividade da produção, reduzir sua dependência de *royalties* convencionais e de outras taxas sobre a produção. Desde 1982, o Reino Unido, a Dinamarca e a Noruega não estão mais aplicando *royalties* para novos campos de produção. Nos países baixos, os *royalties* deixam de ser cobrados caso o preço do petróleo desvalorize abaixo de um determinado nível. Na Austrália, foram abolidos os *royalties* e taxas sobre a produção em campos *offshore* existentes, tendo sido substituídos por outras formas de participação sobre os retornos econômicos.

Com o colapso do preço do óleo em 1986, alguns campos australianos da Bacia de Strait foram fechados devido ao impacto dos *royalties* convencionais sobre a produção. Outros países reduziram substancialmente os *royalties* procurando induzir os investidores a continuarem produzindo, mesmo com a queda de lucratividade das operações.

A China é um dos países que recentemente adotou a escala progressiva de taxaço para atividades *offshore*, com uma faixa significativa de produção isenta de taxaço. Em muitos países do terceiro mundo e na ex-União Soviética, os acordos de partilha da produção têm substituído as tradicionais concessões. Não obstante estes acordos contemplarem em alguns casos a taxaço por *royalties*, a fonte principal de participação governamental é a partilha dos lucros sobre a produção.

Os contratos de partilha de produção seguem, em geral, as premissas estabelecidas no modelo adotado pela Indonésia, primeiro país a introduzir o conceito de partilha de

produção em acordos internacionais de petróleo. Seguem abaixo, os aspectos essenciais dos acordos de partilha de produção:

- A companhia de petróleo é contratada para operar em uma determinada área.
- A companhia de petróleo opera por sua conta e risco, sob o controle do governo do país contratante.
- A produção pertence ao governo.
- A companhia de petróleo recupera seus custos, a partir da produção proveniente da área contratada.
- O resultado econômico, descontados os custos de produção, está sujeito à tributação, e à partilha entre o governo e a companhia de petróleo, segundo proporções contratuais pré-estabelecidas.

Em suma, a companhia contratada pelo acordo de partilha da produção tem direito contratual, mas não a propriedade de sua parte de petróleo e gás produzidos. Em muitos acordos recentes, a parte dos lucros que cabe ao país hospedeiro depende da taxa real de retorno obtida pelo investidor. Esta é mensurada diretamente ou através de uma fórmula em que a participação estatal cresce à medida em que aumenta a razão entre a receita acumulada do investidor após todos os tributos e os custos acumulados da produção.

O papel dos *royalties* convencionais permanece uma questão a ser definida na moderna legislação do petróleo. Na atual era de instabilidade nas cotações do petróleo, os *royalties* tradicionais nos países que operam no Mar do Norte, não têm sido considerados como a principal forma de cobrar participações sobre a produção de petróleo e gás natural.

Os *royalties* convencionais têm um papel relevante para os países hospedeiros, principalmente nos primeiros anos de exploração do petróleo, pois de outra forma nesta fase os governos não estariam percebendo participações significativas devido aos altos custos iniciais do desenvolvimento da produção. Nestes casos os *royalties* tradicionais têm a sua finalidade em atender às demandas governamentais por receitas sobre os primórdios da produção da concessão.

A questão surge quando há necessidade de conciliar os interesses conflitantes entre um sistema de taxação economicamente eficiente e os interesses econômicos dos países concedentes. Para solucionar esta questão, existem modelos em que os *royalties* tradicionais são gradualmente modificados para proporcionar receitas para ambas as partes, sem prejuízo do incentivo ao investimento. Uma forma simples é a transformação dos primeiros *royalties* em créditos contra futuras taxações sobre lucros que venham a ocorrer. Neste caso, os *royalties* se tornam uma antecipação de impostos, o impacto do pagamento para o investidor é reduzido e o incentivo aos investimentos se torna menos prejudicado.

A exploração em campos marginais pode reduzir os lucros a um nível que não alcance os créditos retidos pelo investidor. Nestes casos, visando reduzir o efeito potencialmente negativo do modelo, os governos podem estabelecer uma provisão para restituir os créditos não utilizados pelo investidor ao final da vida útil dos campos explorados.

O governo de Papua Nova Guiné recentemente alterou sua legislação de petróleo, introduzindo o conceito de *royalty* como crédito contra imposto sobre a receita e lucros

adicionais. Alinhado com o novo pensamento sobre os *royalties*, este governo tem mantido a taxa em 2 por cento, dos quais 1,25 por cento são dedutíveis do imposto sobre a receita a ser pago pela concessionária e os 0,75 % restantes são creditáveis para serem descontados quando algum dos poços em produção proporcionar lucros extraordinários. Sob a ótica do investidor, este modelo alternativo de *royalty* pode, em princípio, ter um efeito negativo sobre a economia do projeto, devido à cronologia dos pagamentos. A magnitude deste efeito depende da extensão do período de pagamentos dos *royalties*. Este período, por sua vez, depende do tempo necessário à maturação da produção, do tempo para recuperar os custos iniciais, inclusive o pagamento de bônus da concessão e, sobretudo, depende do percentual de *royalties* aplicado.

Os *royalties* creditáveis podem ser posteriormente modificados para minimizar os efeitos negativos sobre os investidores como, por exemplo, computar juros sobre os *royalties* efetivamente pagos e ainda não creditados. Os juros teriam a função de compensar o investidor pelo pagamento antecipado. Em campos marginais, com longo tempo de *payback*, a incorporação dos juros pode fazer uma diferença fundamental para a análise de investimento do projeto.

Investidores em projetos petrolíferos invariavelmente empregam métodos de análise que enfatizam o valor atual do investimento e, conseqüentemente, dos primeiros *royalties* a serem pagos. A taxa de juros, relacionada aos créditos de impostos na forma de *royalties*, também ocupa papel relevante na referida análise. A taxa deve refletir os custos de financiamento, tendo como referência uma baixa taxa de risco, pois o investidor tem como praticamente garantido o crédito dos impostos antecipados. A taxa de juros adequada nestas

circunstâncias será certamente menor do que a utilizada na análise de viabilidade do projeto. O método de taxação dos *royalties* pode ser ainda mais eficiente, quando calculado tendo como base a receita bruta menos os custos operacionais. Este método asseguraria a manutenção do incentivo durante os primeiros anos da produção.

Sistemas de arrecadação de *royalties* têm evoluído nos últimos 25 anos assim como a maneira de interpretar o que seja um regime de taxação eficiente em um cenário de volatilidade de preços do petróleo. O resultado desta nova concepção, tem deixado claro a ineficiência econômica dos *royalties* tradicionais, que vêm sendo arbitrariamente modificados para adequar as participações governamentais sobre os retornos econômicos, sem causar distorções e inibição aos novos investimentos. Mudanças discricionárias e o receio de futuras alterações contratuais aumentam a incerteza dos ambientes a serem investidos. O investidor reage aumentando a taxa de desconto a ser aplicada na sua análise de viabilidade para novas inversões, com reflexos negativos sobre o nível de atividade econômica do setor.

Muitos países produtores com grande volume de reservas de petróleo ainda têm grande dependência de *royalties* na sua forma tradicional, o que tem sido o principal fator de restrição ao investimento externo. Em suma, segundo KEMP (1996), os *royalties* na área do petróleo tornam-se mais vantajosos quando, em conjunto com a política fiscal, basearem-se diretamente sobre os retornos econômicos.

Para MARTINS (1997), as principais vantagens dos *royalties* para os países concedentes são:

- Os *royalties* são mais fáceis de monitorar e controlar do que o pagamento de impostos.
- Os *royalties* independem da lucratividade da produção.
- Os *royalties* são pagos desde o início da produção.

Por sua vez, os *royalties* apresentam as seguintes desvantagens para as empresas contratadas:

- Por não serem equiparados a impostos, os *royalties*, para as companhias de petróleo em geral, não constituem créditos para fins de imposto de renda.
- Por serem regressivos, os *royalties* não estimulam a descoberta de campos economicamente marginais, e provocam o abandono prematuro de poços que apresentam queda de produção.

Como se pode observar, os *royalties* não são sempre vantajosos para os países detentores de reservas, já que o principal incentivo à continuidade e às novas explorações reside na atratividade dos resultados econômicos que pode ser inibida diante de uma taxa inflexível ou excessiva.

No Brasil, o atual modelo de contratos de concessão, regulamentado pela ANP, estabelece uma alíquota fixa de *royalties* para cada campo, cuja metodologia de cálculo encontra-se no item 1.3.3. Não obstante, todas as companhias de petróleo operando no país deverão pagar, além das participações governamentais, os impostos federais, estaduais e municipais previstos na legislação em vigor.

2.3- A quantificação dos *Royalties* do petróleo

Neste tópico apresentaremos os valores atribuídos a *royalties* do petróleo no Brasil e em alguns dos principais países geradores deste tipo de participação governamental. Posteriormente, no capítulo 4, estaremos apresentando a questão da vinculação da receita dos *royalties* e comentando sobre a experiência internacional no emprego das taxas e *royalties* obtidos na indústria de petróleo.

A receita de *royalties*, gerada pela produção de petróleo e gás natural, nos Estados Unidos, é tida como uma das maiores fontes de recursos não tributários do governo norte americano, com receita de US\$ 5 bilhões no ano 2000. O governo britânico arrecadou em 1998, cerca de US\$ 3,5 bilhões em taxas e *royalties* da indústria do petróleo. No Brasil, a arrecadação de *royalties* divide-se em dois períodos distintos: antes da Lei do Petróleo, quando os *royalties* não passavam de R\$ 200 milhões e após 1998, quando a nova metodologia de cálculo dos *royalties* e a introdução das Participações Especiais, a partir do ano 2000, elevaram estas participações governamentais em 2001 para cerca de R\$ 4 bilhões.

A distribuição e a evolução dos valores atribuídos aos *royalties* e às participações especiais, por beneficiários, podem ser comparadas nas Tabelas 5 e Tabela 6, que seguem.

TABELA 5

Distribuição de <i>royalties</i> sobre a produção de petróleo e de gás natural, segundo beneficiários - 1994-2001									
Beneficiários	Royalties distribuídos (mil R\$)								01/00 %
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
Total	80.240	122.707	154.093	190.289	283.704	983.600	1.867.753	2.303.290	23,32
Unidades da Federação	34.195	51.603	63.711	76.095	106.885	330.444	623.287	762.479	22,33
Amazonas	1.216	1.666	2.583	3.742	6.587	20.274	48.561	59.679	22,89
Ceará	690	916	1.046	1.298	1.600	4.267	6.688	8.579	28,27
Rio Grande do Norte	6.466	9.631	12.450	13.924	18.623	49.698	85.150	90.134	5,85
Alagoas	704	1.268	1.124	1.083	1.656	5.206	9.463	11.742	24,08
Sergipe	2.953	4.359	4.918	4.935	6.223	16.446	28.800	31.831	10,53
Bahia	5.986	8.502	9.181	9.181	12.433	33.954	58.857	70.990	20,61
Espírito Santo	914	1.337	1.464	1.489	2.166	7.446	13.919	24.347	74,92
Rio de Janeiro	14.450	22.626	29.176	38.618	55.942	190.041	367.806	461.458	25,46
São Paulo	397	561	845	859	1.000	2.088	1.839	2.184	18,71
Paraná	419	721	924	966	617	1.019	2.151	1.496	-30,42
Santa Catarina	-	17	-	-	39	4	53	40	-25,32
Municípios pertencentes às Unidades da Federação	29.565	45.385	57.266	71.364	101.355	327.440	622.860	769.298	23,51
Amazonas	399	587	877	1.220	2.160	7.514	16.577	20.265	22,25
Ceará	931	1.406	1.475	1.335	1.684	4.831	9.098	11.633	27,86
Rio Grande do Norte	3.194	4.912	6.001	6.552	8.937	26.429	43.778	47.435	8,35
Paraíba	120	201	258	341	425	940	1.793	2.206	23,05
Pernambuco	1.082	1.120	1.289	1.829	2.550	5.640	10.756	13.235	23,05
Alagoas	457	706	738	826	1.104	2.934	4.989	5.982	19,90
Sergipe	1.965	2.867	3.498	3.615	4.588	13.590	20.995	22.162	5,56
Bahia	2.681	3.955	4.437	4.798	6.679	18.720	31.334	39.032	24,57
Minas Gerais	120	201	454	632	791	1.764	3.365	4.148	23,24
Espírito Santo	943	1.302	1.791	2.219	2.883	7.618	14.132	19.668	39,17
Rio de Janeiro	15.473	24.506	31.641	41.986	60.652	206.708	397.059	497.353	25,26
São Paulo	1.213	1.932	2.603	3.199	5.154	20.376	49.910	63.863	27,96
Paraná	384	666	914	1.106	1.065	1.939	3.943	3.702	-6,12
Santa Catarina	120	219	258	341	776	3.816	6.273	8.181	30,42
Rio Grande do Sul	481	806	1.031	1.365	1.908	4.621	8.857	10.434	17,81
União	16.480	25.719	33.116	42.831	75.463	325.716	621.605	771.513	24,12
Ministério da Ciência e Tecnologia	14.070	120.240	228.430	282.406	23,63
Comando da Marinha	10.987	17.146	22.077	28.554	40.944	137.007	262.117	326.071	24,40
Fundo Especial	5.493	8.573	11.039	14.277	20.449	68.469	131.058	163.036	24,40

Fonte: ANP conf. Leis n.º 7.990/89 e n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.

TABELA 6

Distribuição da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural, segundo beneficiários - 2000-2001			
Beneficiários	Participação especial distribuída (R\$)		01/00 %
	2000	2001	
Total	1.038.738.082,88	1.722.047.359,64	65,78
Unidades da Federação	415.495.233,20	688.818.943,29	65,78
Amazonas	5,24	4.987.150,62	95.174.530,15
Rio Grande do Norte	-	788.500,00	..
Espírito Santo	-	97.445,00	..
Rio de Janeiro	415.495.227,96	682.945.847,67	64,37
Municípios	103.873.808,17	172.204.736,06	65,78
Coari (AM)	1,31	1.246.787,65	95.174.529,77
Areia Branca (RN)	-	43.828,66	..
Mossoró (RN)	-	153.296,53	..
Presidente Kennedy (ES)	-	24.361,28	..
Armação dos Búzios (RJ)	-	22,76	..
Cabo Frio (RJ)	-	160,94	..
Campos dos Goytacazes (RJ)	54.743.190,34	88.549.704,26	61,75
Carapebus (RJ)	591.201,57	660.169,06	11,67
Macaé (RJ)	17.365.853,42	30.503.045,98	75,65
Quissamã (RJ)	5.971.791,95	6.668.439,83	11,67
Rio das Ostras (RJ)	25.201.769,58	44.266.690,36	75,65
São João da Barra (RJ)	-	88.228,75	..
União	519.369.041,51	861.023.680,29	65,78
Ministério de Minas e Energia	415.495.233,22	688.818.944,23	65,78
Ministério do Meio Ambiente	103.873.808,29	172.204.736,06	65,78
Fonte: ANP/SPG, conforme a Lei n.º 9.478/97 e o Decreto n.º 2.705/98.			
Nota: Foi utilizado regime de caixa na elaboração da tabela.			

Como pode ser observado pelas tabelas acima, a importância dos valores atribuídos aos *royalties* e participações especiais sugere um criterioso acompanhamento das aplicações destes recursos.

CAPÍTULO 3

A FUNÇÃO SÓCIO-ECONÔMICA DOS ROYALTIES: UMA AVALIAÇÃO DO CASO DE CAMPOS DOS GOYTACAZES.

Dentre as entidades receptoras dos *royalties* do petróleo no Brasil, podemos constatar que os estados e municípios foram os maiores beneficiados, cabendo-lhes, no ano 2000, cerca de 65% dos recursos gerados por esta participação governamental. O Estado do Rio de Janeiro obteve 58,6%, o maior percentual entre os Estados da Federação, seguido do Rio Grande do Norte com 14,3%.

Os *royalties*, somados às participações especiais recebidas pelo Estado do Rio de Janeiro e seus 91 municípios, alcançaram, no ano 2001, as cifras de R\$ 1,1 bilhão e R\$ 670 milhões, respectivamente. Couberam às municipalidades fluminenses 71% do montante distribuído aos municípios brasileiros, tornando os *royalties*, a partir de 1999, de extrema relevância para a região Norte-Fluminense, vide Tabela 7 e Figura 2.

TABELA 7

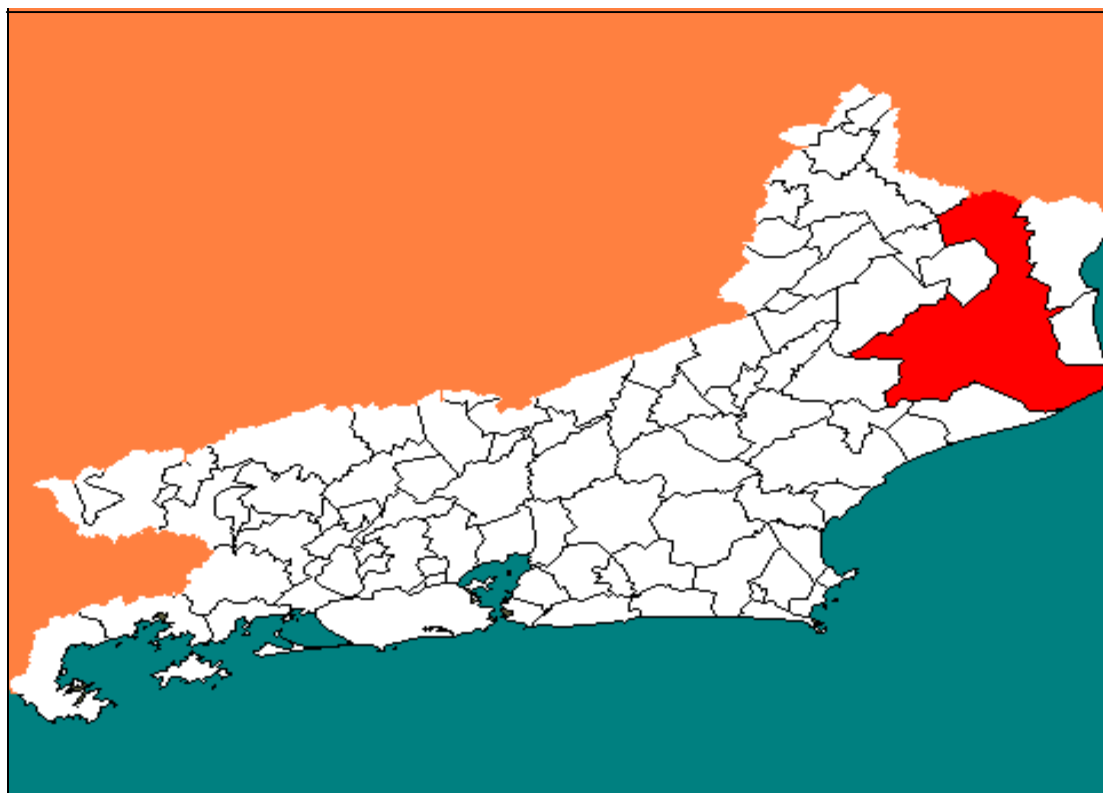
Receita de *Royalties* e Participações Especiais. 1998–2001 (R\$ milhões)

MUNICÍPIO	1998	1999	2000	2001
CAMPOS	3	49	148	206
MACAÉ	11	35	85	115
RIO DAS OSTRAS	4	18	62	92

Fonte: ANP, TCE-RJ

FIGURA 2

CARTOGRAMA DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, DESTACANDO O MUNICÍPIO DE CAMPOS DOS GOYTACAZES.



Fonte: IBGE

O Município de Campos dos Goytacazes foi fundado em 1835, com economia essencialmente rural voltada para lavoura da cana de açúcar e pecuária. A riqueza de Campos, no século XIX, pode ser creditada à expansão da produção açucareira que, posteriormente, modernizou seus antigos engenhos a vapor, para tornar-se, a partir de 1970, o município com maior número de estabelecimentos industriais do Norte Fluminense. O Município de Campos possui uma área de 4.040 km², população no ano 2000 de cerca de 400.000 habitantes e um PIB de R\$ 1.455 milhões. Campos concentra indústrias de

alimentos, química, metalúrgicas e, desde o início dos anos 70, vem desenvolvendo atividades ligadas à indústria do petróleo.

3.1- Indicadores sócio econômicos

Avaliar a função sócio-econômica dos *royalties* do petróleo sobre um município implica a conceituação de bem-estar e escolha de indicadores sócio-econômicos que sinalizem melhorias qualitativas. A mensuração, porém, do nível de bem-estar de uma ou mais comunidades envolve, além da dimensão econômica, aspectos sociais, culturais, biológicos e ambientais, igualmente relevantes e de complexo tratamento teórico e prático.

A via habitual de estabelecer uma linha de pobreza, determinada por um nível de renda nominal, significa admitir que todas as famílias, com rendimentos abaixo de um valor referencial, sofrem, igualmente, de deficiências habitacionais, nutricionais, de saúde, educação, etc. Como nem sempre esta simultaneidade de carências se manifesta, surge a necessidade da formulação de outros instrumentos para representar as condições de bem-estar da população.

Medidas de referência agregadas como o PIB, por exemplo, embora amplamente utilizadas como indicadores do potencial de riqueza distribuída entre a população, evidenciaram, nas últimas décadas¹⁴, o descompasso entre o crescimento econômico e a melhoria das condições sociais, sobretudo em países em desenvolvimento como o Brasil.

¹⁴ Para maiores informações ver (Barros e Mendonça- 1997)

Para uma economia fechada, o PIB representa uma boa indicação da renda apropriada pela população residente, no entanto, analisando de forma desagregada, ao nível municipal, pode ocorrer que parte da renda gerada, como os lucros por exemplo, destinem-se à remuneração de indivíduos não residentes no município. Sob esta ótica, pode-se dizer que o PIB e o PIB *per capita* não são os melhores indicadores para esta dissertação, ao passo que a desagregação espacial permite avaliar melhor as condições sócio-econômicas de uma municipalidade e sua evolução em termos de bem estar.

Na medida em que órgãos oficiais disponibilizam informações que possam gerar indicadores da gestão dos recursos públicos, tornam-se maiores as possibilidades de avaliação de resultados de investimentos para a população de um município. Neste contexto, é cada vez mais freqüente o emprego de indicadores sócio-econômicos como um recurso metodológico para refletir os fenômenos sociais observados.

A partir da experiência do Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, Pnud, que desenvolveu o Índice de Desenvolvimento Humano - IDH¹⁵ para países, o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Ipea, adaptou um indicador social desagregado para mensuração do grau de desenvolvimento sócio-econômico ao nível municipal. Como resultado desta adaptação surgiu o Índice de Desenvolvimento Humano para Municípios, IDH-M, que se baseia nos dados censitários para sintetizar as condições de saúde, educação e renda familiar de municípios brasileiros.

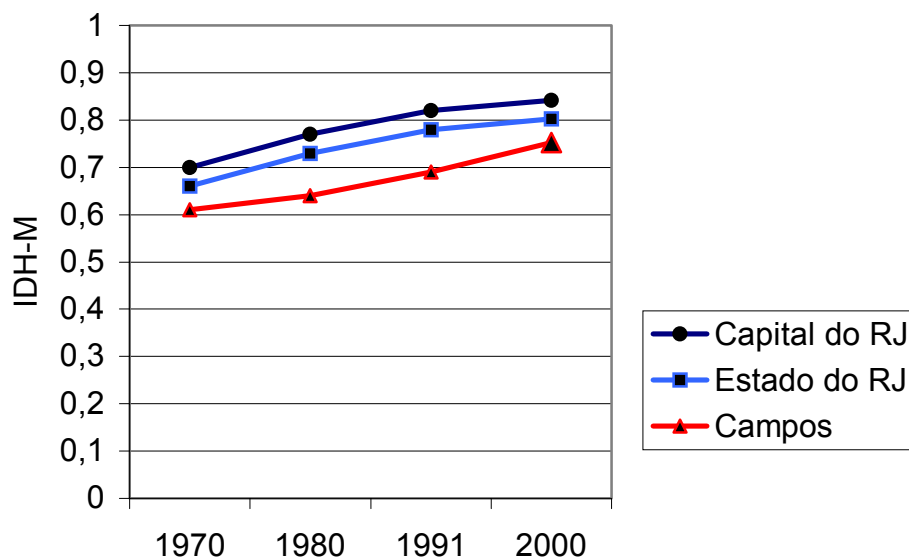
¹⁵ Índice que avalia o nível sócio econômico de países, baseado na renda per capita, escolaridade e expectativa de vida.

À luz do indicador IDH-M, o Município de Campos dos Goytacazes apresentou, conforme o Gráfico 6, uma evolução sócio-econômica próxima da trajetória do IDH-M da capital do Estado do Rio de Janeiro, porém, com IDH-M=0,752, manteve-se ainda na faixa dos municípios de médio desenvolvimento, (IDH-M entre 0,5 e 0,8).

GRÁFICO 6

COMPARATIVO DO IDH-M DE CAMPOS DOS GOYTACAZES, DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO E DA CAPITAL DO ESTADO.

Índice de Desenvolvimento Humano para Municípios



Fonte: IBGE, IPEA

Cabe aqui ressaltar que o Percentual de crescimento do IDH-M de Campos, no período de 1991 a 2000, foi de 9,6 %, enquanto a média dos municípios do Estado do Rio de Janeiro, foi de apenas 2,5%.

Comparamos a evolução na última década, do IDH-M de Campos, com o IDH-M de outras três cidades, selecionadas segundo uma mesma característica: população aproximadamente igual a de Campos e nenhuma influência significativa dos *royalties* do petróleo em seus orçamentos municipais. O objetivo foi de observar se há indícios de que os *royalties* do petróleo tenham, de alguma forma, contribuído para a melhoria das condições sócio-econômicas da população de Campos. As cidades comparadas que se encaixam no perfil acima citado são: Joinvile, SC, Londrina, PR e Campinas, SP. Veja Tabela 8, abaixo.

TABELA 8

EVOLUÇÃO DO IDH-M DE CAMPOS, JOINVILE, LONDRINA E CAMPINAS, 1991-2000.

MUNICÍPIO	IDH-M (1991)	IDH-M (2000)	Δ %
Campos (RJ)	0,686	0,752	9,6
Joinvile (SC)	0,808	0,857	6,0
Campinas (SP)	0,816	0,852	4,4
Londrina (PR)	0,792	0,824	4,0

Fonte: IBGE; Ipea

Observa-se que, apesar de Campos ainda permanecer na classificação do IBGE como cidade de médio desenvolvimento humano¹⁶, foi o município que, dentro de sua faixa populacional, apresentou o maior percentual de crescimento de IDH-M na década de 90.

¹⁶ Médio IDH-M compreende os municípios entre os valores 0,6 e 0,8.

O Governo do Estado do Rio de Janeiro, procurando capturar o hiato que separa a realidade dos municípios fluminenses, daquilo que foi definido pelos parlamentares constituintes, como uma sociedade ideal, publicou em 2001, o Índice de Qualidade dos Municípios, IQM. Resultado de uma pesquisa realizada pela Fundação Centro de Informações e Dados do Estado do Rio de Janeiro, Fundação CIDE, com o apoio da FAPERJ¹⁷, o IQM classifica os 91 municípios fluminenses pelos seus respectivos níveis de carência.

O critério que deu ao IQM respaldo teórico na definição de carência e de sociedade ideal, não foi uma linha de pobreza ou outra referência de bem-estar já estabelecida pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento. O IQM é uma síntese do cruzamento de 42 variáveis distribuídas em 11 áreas temáticas com três níveis de exigência, tendo como marco teórico a Constituição de 1988. Uma das características que diferencia o indicador IQM, refere-se à abrangência dos fatores que o influenciam. Estes não se restringem às ações do poder público e às condições macroeconômicas, mas, também, refletem o grau de organização da sociedade civil, a estrutura político-administrativa, a capacitação da economia local, sua inserção no mercado nacional e mundial, entre outras. Quanto mais alto o IQM, maior o percentual de carências, ou seja, maior a distância que separa aquele município dos índices desejáveis para satisfação das necessidades básicas, oportunidades de ascensão social e auto-satisfação de seus munícipes.

Pelo indicador social IQM, a capital do Estado do Rio de Janeiro recebeu o menor índice de carências (IQM=32,4%), ficando o Município de Campos dos Goytacazes em 7º

¹⁷ Fundação de Apoio à Pesquisa do Estado do Rio de Janeiro.

lugar com IQM=42,3%. Macaé foi o município que apresentou o menor índice de carências na região norte fluminense, com IQM= 41,9%.

Embora os dados coletados para a elaboração do IQM tenham sido baseados em anos anteriores a 1998, ano em que os *royalties* do petróleo iniciaram sua significativa participação no orçamento municipal de Campos, consideramos apropriado classificar o município de Campos dos Goytacazes dentro de um contexto circunscrito aos municípios do Estado do Rio de Janeiro.

O método associativo adotado nesta dissertação, embora apresente limitações, procurou expressar a função sócio-econômica dos *royalties*, através da evolução das despesas municipais com infraestrutura. O objetivo desta pesquisa é observar a correlação existente entre o aumento das receitas municipais geradas pelos *royalties* e o grau de comprometimento destas receitas com o desenvolvimento sócio-econômico do Município de Campos. Para avaliar a referida correlação, utilizamos como *proxy*, o percentual de despesas realizadas na gestão municipal com as funções: Habitação e Urbanismo, Saneamento Básico e Transportes.

Complementando, sem pretender exaurir a avaliação do vetor de desenvolvimento sócio econômico do Município de Campos, analisamos o nível de investimento de capital aplicado diretamente em prol da municipalidade e sua relação com os recursos gerados pelos *royalties*.

A vinculação dos investimentos realizados com os recursos dos royalties, em que pese as interpretações da legislação por parte dos governantes, pode ser avaliada através das cifras disponibilizadas pelo Tribunal de Contas do Estado do RJ. Os valores referem-se a despesas de capital realizadas em infra-estrutura, ou seja, investimentos em saneamento, geração e distribuição de energia, recuperação e abertura de vias de transporte, entre outros.

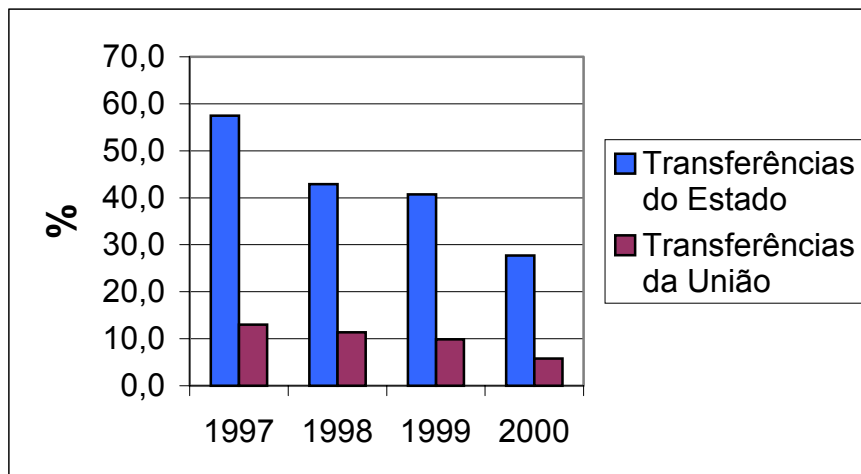
Cabe aqui ressaltar algumas limitações acerca dos resultados de investimentos públicos municipais: a eficiência no emprego dos recursos públicos não significa eficácia na solução de carências sócio-econômicas, assim como a dimensão temporal dos programas governamentais, devido à sazonalidade e ao longo prazo de maturação, implica uma grande variabilidade de resultados obtidos. Ainda que seja inegável o efeito catalisador sobre a economia local promovido pelos investimentos públicos, conhecido como Princípio do multiplicador Keynesiano¹⁸, há uma defasagem na relação de causalidade que restringe uma avaliação mais precisa dos efeitos das ações governamentais sobre o bem estar social.

Primeiramente, fizemos uma análise da composição orçamentária do Município de Campos. Observou-se que, desde 1997, houve uma contínua redução da dependência dos recursos federais e estaduais, refletindo o aumento da receita própria fortemente influenciada pelo ingresso dos *royalties* na receita municipal. Vide Gráfico 7.

¹⁸ Crescimento da renda disponível de uma população, resultante da elevação do investimento. Maiores informações sobre o Princípio do Multiplicador Keynesiano, vide: SILVA-1999, pág 17 a 21.

GRÁFICO 7

EVOLUÇÃO DAS TRANSFERÊNCIAS CORRENTES NAS RECEITAS DE CAMPOS, 1997-2000.

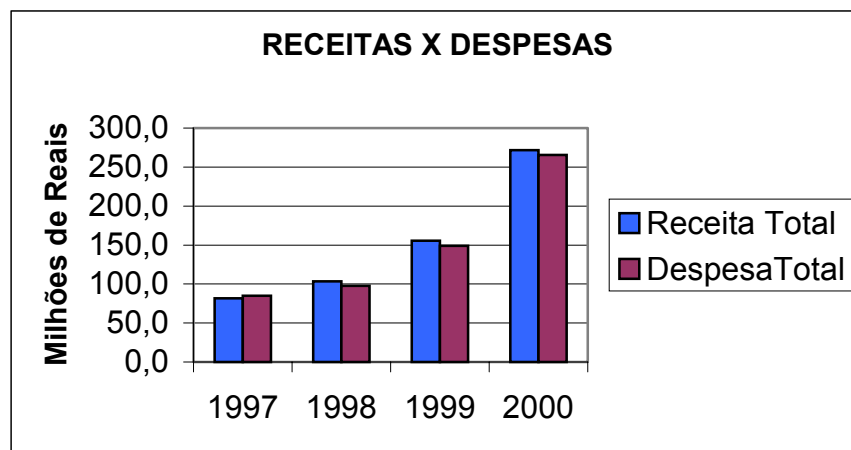


Fonte: TCE-RJ

A análise da evolução do orçamento do Município de Campos, (vide Gráfico 8), sugere que a partir de 1998, ano em que se iniciou o período de crescimento da receita municipal gerada pelos *royalties*, houve uma inversão dos resultados passando a existir superávit orçamentário.

GRÁFICO 8

EVOLUÇÃO DO EQUILÍBRIO ORÇAMENTÁRIO DE CAMPOS



Fonte: TCE-RJ

Contribuindo com a análise dos indicadores sócio-econômicos do Município de Campos, parece oportuno ressaltar que, ao contrário dos demais Municípios do Norte-Fluminense que receberam expressivos recursos de *royalties*, Campos apresentou crescimento populacional de apenas 4 % no período de 1996 a 2000. Este percentual é inferior à média estadual que foi de 7% e muito abaixo dos índices migratórios de Macaé, 16%, e de Rio das Ostras, que foi de 30% no mesmo período.

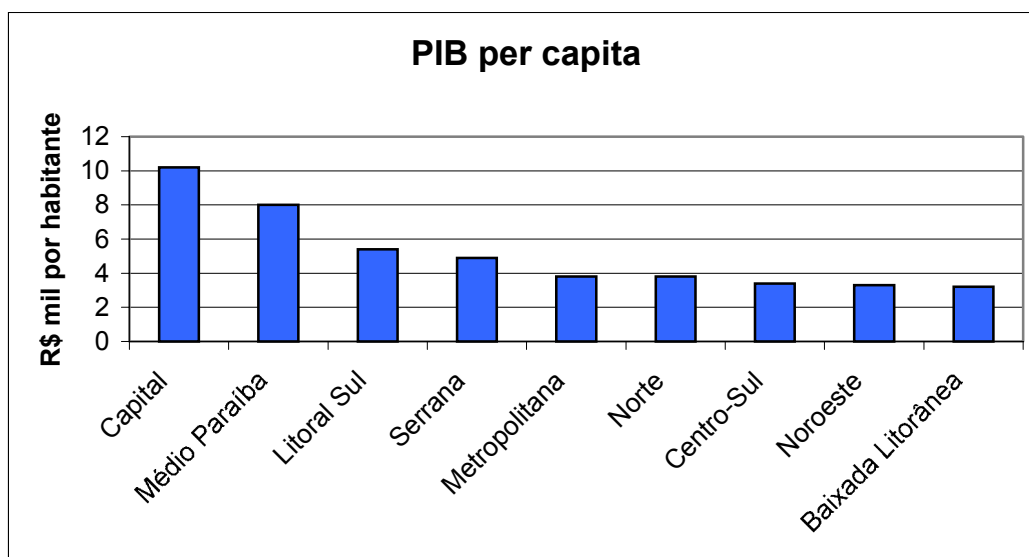
Apesar de Campos possuir o oitavo maior PIB do Estado do Rio de Janeiro, o seu relativamente elevado contingente populacional contribui para que o PIB *per capita* deste

município, R\$ 3.500,00 situa-se ligeiramente abaixo da média da região norte fluminense.

Vide Gráfico 9.

GRÁFICO 9

PIB PER CAPITA DAS REGIÕES DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO, 2000



Fonte: TCE-RJ,2000

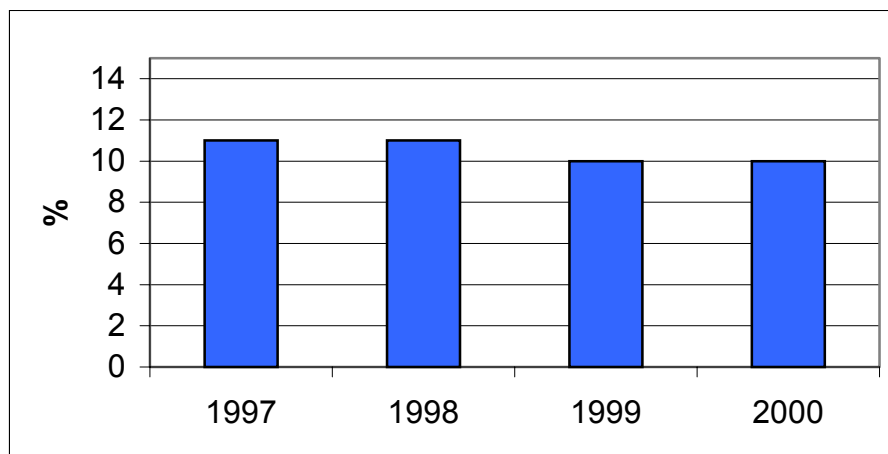
3.2- Indicadores de Gestão

O primeiro indicador de gestão a ser analisado, procurou mostrar a evolução das despesas municipais de Campos com a função Habitação e Urbanismo. Em 1998, a Fundação CIDE publicou o IQM-Necessidades Habitacionais, no qual o Município de Campos apresentava um déficit habitacional de 12,2%, representando carências

habitacionais superiores à média da região norte fluminense e à média estadual, 11,8% e 10,8%, respectivamente.

GRÁFICO 10

EVOLUÇÃO DAS DESPESAS DE CAMPOS COM HABITAÇÃO E URBANISMO



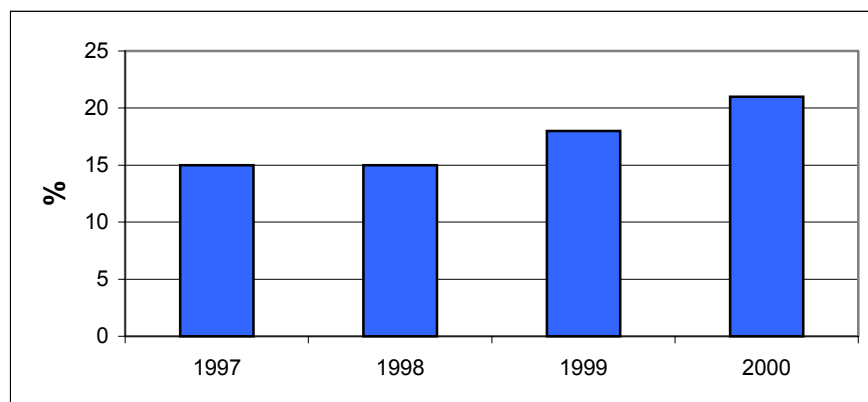
Fonte: TCE-RJ, 2000

A julgar pela reduzida taxa de migração e pela constância da participação da função Habitação e Urbanismo no conjunto das despesas, (vide Gráfico 10), observa-se que os gestores do orçamento de Campos priorizaram outras áreas da infra-estrutura municipal, haja vista que 70% dos seus domicílios permanentes apresentam alguma deficiência habitacional como falta de iluminação, abastecimento de água, instalações sanitárias e destinação do lixo.

Complementando a análise do primeiro indicador de gestão, optamos por verificar, no rateio das despesas realizadas pelo Município de Campos, o desempenho da função Saúde e Saneamento.

GRÁFICO 11

EVOLUÇÃO DAS DESPESAS DE CAMPOS COM SAÚDE E SANEAMENTO



Fonte: TCE-RJ

Observando o crescimento da participação das despesas com Saúde e Saneamento, (vide Gráfico 11), pode-se perceber a sintonia existente com o aumento das receitas de *royalties* a partir de 1998. Esta sintonia é justificada pela legislação que vincula o uso dos *royalties*¹⁹ em infra-estrutura de serviços para a comunidade.

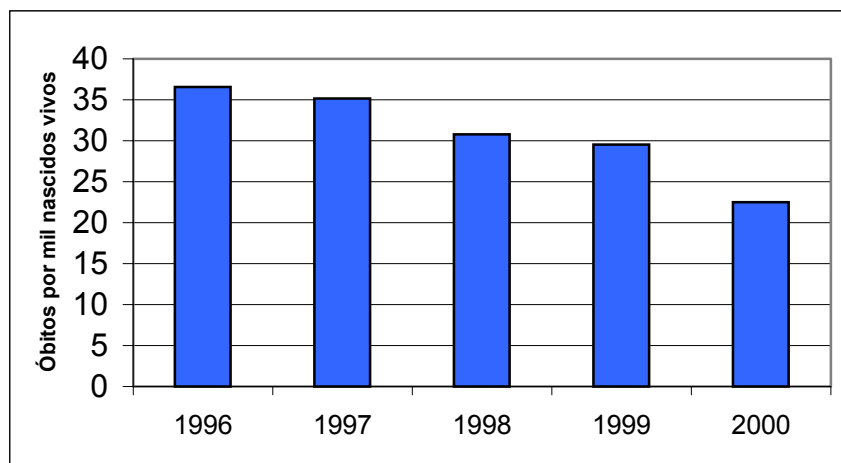
A redução da taxa de mortalidade infantil²⁰ em Campos, de 35,1 em 1997, para 22,5 óbitos por mil nascidos vivos em 2000, confirma os sinais de que o aumento dos investimentos em saneamento básico a partir de 1998 promoveu sensíveis melhorias nas condições de habitação, higiene e acesso a serviços de infra-estrutura. Vide Gráfico 12.

¹⁹ Vide Capítulo 4.

²⁰ A Taxa de Mortalidade Infantil Nacional em 2000, foi de 29,6.

GRÁFICO 12

EVOLUÇÃO DA TAXA DE MORTALIDADE INFANTIL EM CAMPOS.

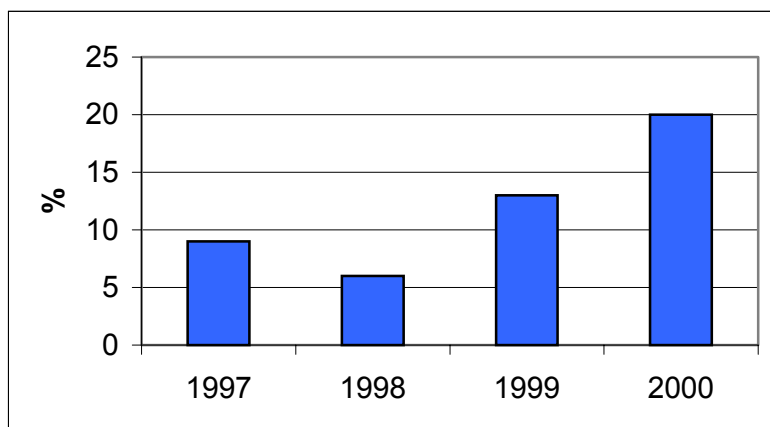


Fonte: Séc. de Saúde do Estado do RJ

Continuando a análise de indicadores de Campos, verifica-se pelo Gráfico 13 que a função Transportes apresentou crescimento superior a 100% no período de 1997 a 2000. Baseado nos dados apresentados, mais uma vez nota-se que o aumento significativo das despesas com infra-estrutura após 1998, reflete uma gestão orçamentária direcionada para o emprego dos *royalties*, de acordo com a vinculação prevista em lei.

GRÁFICO 13

EVOLUÇÃO DAS DESPESAS DE CAMPOS COM TRANSPORTES

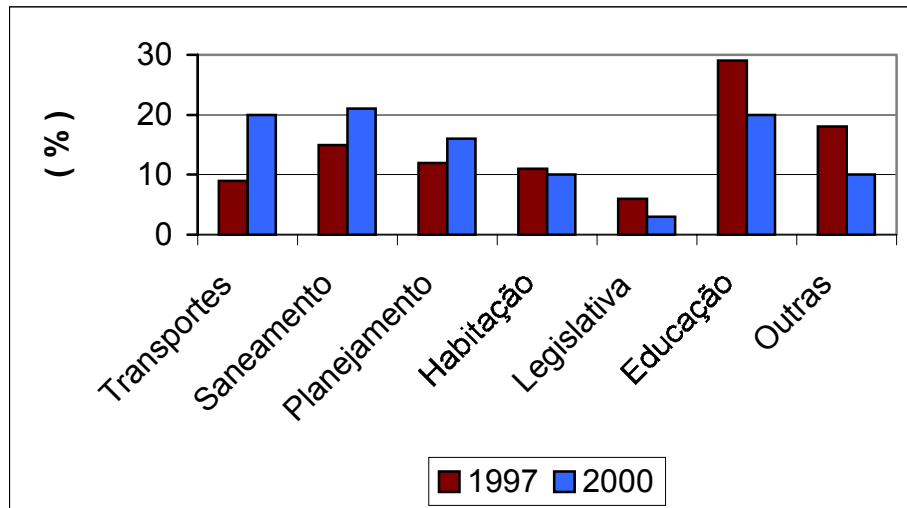


Fonte: TCE-RJ

A redução de 43% nas despesas com a função de Assistência e Previdência assim como o corte de 50% no percentual de gastos com a função legislativa entre 1997 e 2000, demonstra a conscientização da gestão municipal de Campos quanto à necessidade da modernização da administração, do planejamento e principalmente, do emprego da receita dos *royalties* em funções de maior impacto sócio-econômico. Vide Gráfico 14.

GRÁFICO 14

EVOLUÇÃO DAS DESPESAS DE CAMPOS, POR FUNÇÃO. 1997 – 2000.



Fonte: TCE-RJ,2000

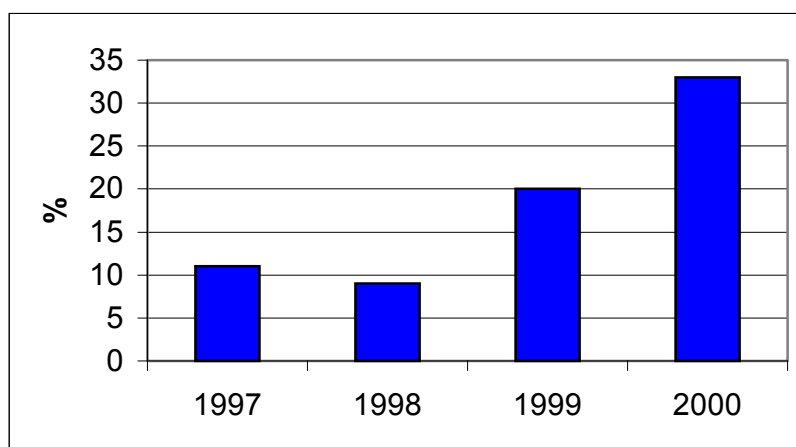
Por último, analisou-se a evolução da parcela de despesas de capital que correspondem aos investimentos realizados em Campos no período de 1997 a 2000. Os investimentos municipais que representam aquisições de bens de capital e execução de obras de infra-estrutura, destinam-se basicamente às áreas de saneamento, energia e pavimentação, oferecendo um bom indicador do comprometimento municipal da receita dos *royalties* com a respectiva regulamentação²¹.

Comparando com o percentual de investimentos realizados pelo Estado do Rio de Janeiro, em 1999, que foi de 6%, podemos verificar que o Município de Campos demonstrou de forma notável sua preocupação com a infraestrutura na composição das

²¹ Esta vinculação será abordada em detalhe no Capítulo 4.

despesas orçamentárias. O grau de investimento de Campos em 2000 indica que um terço das receitas totais foram aplicadas no desenvolvimento do município. Vide Gráfico 15.

GRÁFICO 15
EVOLUÇÃO DOS INVESTIMENTOS DE CAPITAL
NO MUNICÍPIO DE CAMPOS

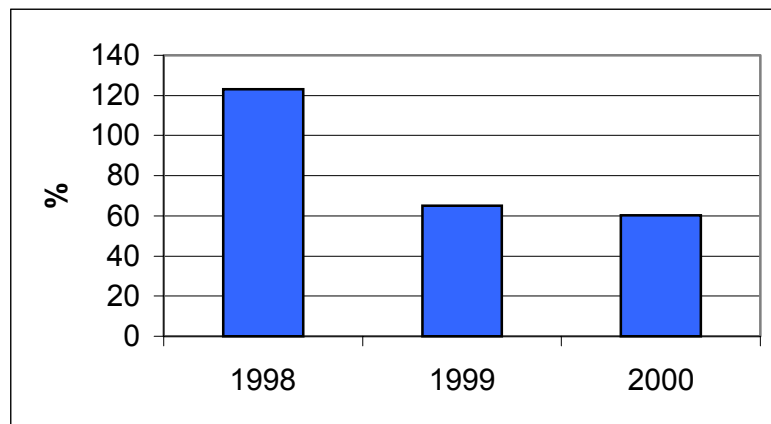


Fonte:TCE-RJ

Concluindo a análise da distribuição orçamentária de Campos, pesquisamos o indicador Investimentos / *Royalties* no período de 1998 a 2000, vide Gráfico 16. Percebe-se que uma parcela significativa dos *royalties* recebidos por Campos, em 1999 e 2000, não foi aplicada em investimentos de infra-estrutura, indicando um desvio da função sócio-econômica legalmente prevista para os *royalties*. No capítulo 4 serão apresentados aspectos da legislação brasileira e alguns exemplos da experiência internacional quanto ao emprego dos *royalties*.

GRÁFICO 16

EVOLUÇÃO DO INDICADOR INVESTIMENTOS / ROYALTIES PARA O MUNICÍPIO DE CAMPOS



Fonte: TCE-RJ

CAPÍTULO 4

DILEMAS E DESAFIOS NA DESTINAÇÃO DOS ROYALTIES

4.1- A experiência Internacional

Neste capítulo, estaremos analisando uma das principais questões do presente estudo, qual seja a da aplicação dos *royalties*, suas restrições legais e dilemas acerca da vinculação atribuída aos mesmos. Inicialmente, pretendemos dar uma visão do cenário internacional com respeito à forma como são distribuídos e alguns exemplos de investimentos e projetos financiados pelos *royalties* do petróleo.

As participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo nos Estados Unidos da América, são distribuídas a três órgãos na seguinte proporção²²: cerca de 50% para o tesouro dos EUA, aproximadamente 20% para o Fundo de Conservação da Terra e das Águas, que tem por finalidade adquirir e desenvolver terras para projetos federais, e o restante dos *royalties* é distribuído aos Estados que abriguem ou confrontem campos de produção em terras da União.

A aplicação dos *royalties* na Grã-Bretanha²³ traz um exemplo notável de investimento voltado para o futuro; Aberdeen, na Escócia, é uma das cidades confrontantes aos campos *off-shore* do Mar do Norte que, até a década de 60, era uma comunidade

²² Dados extratidos do site do API, American Petroleum Institute.

²³ Idem, British IP, Institute of Petroleum..

basicamente voltada para a pesca e, nos anos 90, optou por investir seus *royalties* em biotecnologia criando o Centro de Pesquisas Médicas de Aberdeen, hoje um dos centros de referência mundial na área biotecnológica.

A Noruega, terceiro maior exportador mundial de petróleo, com um dos mais altos índices de desenvolvimento humano, tem buscado manter o desenvolvimento de setores já consolidados, como a pesca de bacalhau e do salmão, a indústria de papel e celulose, e atualmente, vem investindo em novas tecnologias para aumentar a vida útil de suas reservas de petróleo. Pesquisas biotecnológicas com bactérias que, injetadas nos poços de produção de petróleo, produzem gás carbônico, modificam a fluidez e elevam a pressão do óleo no interior dos poços, aumentando a sua vida útil e produtividade²⁴.

Contrapondo aos exemplos acima, observa-se que nem todos os países grandes produtores de petróleo proporcionam riqueza e bem estar a seus habitantes. O Irã é um exemplo extremo pois, apesar de contar com 9% das reservas mundiais de petróleo, seu PIB per capita é o 111º no mundo. Na Arábia Saudita, maior produtora mundial de petróleo, a renda per capita em 2000 estava na 61ª posição²⁵.

²⁴ Globo Ciência, Novembro, 2002.

²⁵ Valor Econômico, Dezembro, 2002.

4.2- Vinculação dos royalties do petróleo no Brasil

Restrições quanto às aplicações dos recursos originados pelos royalties do petróleo, sempre obtiveram uma atenção especial por parte dos legisladores brasileiros. A Tabela 9 abaixo, resume a evolução da legislação, quanto à destinação dos *royalties* do petróleo e gás natural, no Brasil.

TABELA 9

EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO QUE RESTRINGE A UTILIZAÇÃO DOS ROYALTIES DO PETRÓLEO.

Lei Federal Nº	Utilização dos Royalties
2004/53	Preferencialmente na produção de energia elétrica e na pavimentação de rodovias.
7453/85	Preferencialmente na produção de energia elétrica, pavimentação de rodovias, abastecimento e tratamento de água, irrigação, proteção ao meio ambiente e saneamento básico.
7990/89	Vedada a aplicação em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.

Fonte: TCERJ

O Tribunal de Contas da União manifestou-se acerca da legalidade de aplicação dos recursos dos *royalties* em determinadas atividades ou programas, através de pareceres, cujo teor pode ser demonstrado pelo voto do Ministro-Relator Carlos Átila Álvares da Silva, conforme transcrito abaixo;

“Ora, a Lei nº 9.478/97, que dispôs sobre a nova política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo, não faz nenhuma menção acerca de setores em que os recursos dos *royalties* do petróleo devam ser aplicados.

Forçoso reconhecer, pois, que houve significativa ampliação do leque de possibilidades de utilização, pelos administradores públicos, dos recursos dos *royalties*. Entendemos, contudo, que permanecem vigentes as restrições impostas pelo artigo 8º da Lei nº 7.990/89.

Conclui-se que foi conferida aos gestores, maior liberdade no uso destas receitas, remanescendo as limitações atinentes ao atendimento do interesse público e à observância das normas de direito financeiro e dos demais princípios gerais do direito público, sendo vedada a aplicação dos recursos em pagamento de dívidas e no quadro permanente de pessoal.”

Não obstante as alterações referentes à legislação sobre os *royalties* do petróleo, implementadas pela Lei 9.478/97, tal dispositivo legal não faz menção aos setores em que os recursos devam ser aplicados. Pela própria natureza indenizatória dos *royalties*, porém, é do entendimento do Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro²⁶ que estes recursos devam ser direcionados para investimentos em áreas de maior cunho social.

Como ilustração da falta de uma política ou legislação específica que vise minimizar o impacto da exploração intensiva de recursos naturais finitos, refletimos sobre

²⁶ Royalties do Petróleo e a Economia do Estado do Rio de Janeiro, TCE-RJ, 2000.

um exemplo do passado recente da história econômica brasileira que foi o ciclo da borracha na Amazônia.

Designar as aplicações dos recursos gerados pelos tributos e lucros obtidos com a exploração dos seringais era tarefa da sociedade, dentro de um contexto sócio, político e econômico. As razões que justificaram os investimentos em algumas áreas, em detrimento de outras, levaram em conta a relatividade do momento sócio-econômico regional, e da atividade econômica mundial.

Grande parte do equívoco das decisões, na fase áurea da borracha brasileira (1900 a 1960), não pode ser imputado somente aos governantes tampouco aos latifundiários dos seringais. A visão estratégica no emprego de recursos naturais, a preocupação com a concorrência internacional e, até mesmo, a precaução quanto a inovações tecnológicas não faziam parte da agenda política e econômica dos governantes da época. A imprevidência quanto ao uso intensivo de recursos naturais finitos, repete-se na história e ainda se faz presente em muitos países produtores de petróleo.

4.3- Refletindo sobre o caso de Campos dos Goytacazes

Analisando os dados apresentados no Gráfico 17 do capítulo 3, pode-se verificar que nem todos os *royalties* recebidos por Campos foram empregados em investimentos. Uma parcela crescente dos *royalties*, a partir de 1999, vem sendo destinada para despesas de custeio, desviando-os do seu caráter indenizatório. Este desvio de finalidade caracteriza

o descumprimento da legislação, por parte da gestão municipal de Campos, no que se refere às restrições impostas à destinação dos *royalties* do petróleo.

A aplicação desses recursos visando unicamente atingir eficácia orçamentária²⁷, implica investimentos de pouco impacto para o bem estar da população, muitas vezes por falta de projetos consistentes que aproveitem as principais características econômicas da região. A pavimentação de estradas, sem um propósito estratégico, é um exemplo clássico de aplicação de recursos apenas para realizar disponibilidades orçamentárias. Investimentos desta natureza, ao contrário de aumentar a satisfação e o bem estar da sociedade, desviam o papel indenizatório da exploração comercial do petróleo, refletindo a falta de efetividade no emprego dos *royalties*.

Diante da incerteza de sua repetição em exercícios futuros, os *royalties* devem ser aplicados em projetos e investimentos que não impliquem aumento significativo de custeio para sua viabilização. Ao aplicar estes recursos extraordinários em despesas operacionais, o Estado gera compromissos para os exercícios seguintes que podem ocasionar déficits orçamentários no futuro. Esta é a razão pela qual o legislador restringiu a aplicação dos *royalties* em funções como educação e saúde que, por sua natureza, implicam aumento das despesas de custeio para sua manutenção.

Na ausência de indicadores que possam avaliar efetivamente os efeitos das decisões adotadas pelas administrações municipais quanto ao emprego dos *royalties*, sobressai a

²⁷ Capacidade que uma Administração pública possui, de produzir rendimento durante a sua gestão orçamentária. La Roque, Geraldo. Ed. Fundo de Cultura, 1964.

importância da visão estratégica do gestor público, de forma a proporcionar que o desenvolvimento do município se torne independente do fluxo extraordinário de recursos, gerado pelos *royalties*. Esta deverá ser uma prioridade para a gestão municipal de Campos que recebeu, em 2001, um reforço orçamentário da ordem de 10% do seu PIB, por conta dos *royalties*. Contudo, pode-se verificar, através de alguns fatos relevantes citados abaixo, que já há uma preocupação do Município de Campos, quanto à melhor utilização do potencial de desenvolvimento que a indústria do petróleo oferece na região;

- Os municípios que compõem a Bacia de Campos organizaram-se e criaram a Organização dos Municípios Produtores de Petróleo, OMP, com o objetivo de viabilizar projetos como o de uma refinaria para a região Norte Fluminense.

- Aproveitando as características do solo e do clima, propício às atividades agroindustriais, o Município de Campos instituiu com os *royalties* um Fundo de apoio à produção rural para viabilizar programas de apoio à fruticultura, piscicultura e à tradicional produção de açúcar e álcool que ainda respondem por 45 % da economia local.

- Novas indústrias estão se desenvolvendo no município, como a da cerâmica, da porcelana e o beneficiamento da argila para obtenção do Nitreto de Silício que tem aplicação na fabricação de componentes eletrônicos e no revestimento de pistões de motores a diesel.

Considerando alguns indicadores econômicos do contexto nacional e mundial do final de 2002, como o crescente aumento da produção nacional de petróleo, a elevação da cotação internacional do petróleo e a desvalorização cambial do Real, tudo indica que a arrecadação de *royalties* do Município de Campos deverá proporcionar oportunidades

inigualáveis para o desenvolvimento sócio econômico de sua população. Estes benefícios trarão reflexos positivos não só para a região norte fluminense, mas para todo o Estado do Rio de Janeiro, dependendo apenas da adequada alocação e aproveitamento destes recursos, tendo em vista: a volatilidade dos preços do petróleo e, principalmente, considerando que a fonte de energia destes recursos é não renovável e esgotar-se-á em função de sua contínua exploração e produção.

CONCLUSÃO

Esta dissertação procurou analisar um tema atual e de grande importância para a população do Estado do Rio de Janeiro e de alguns Municípios fluminenses: as participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e de gás natural, conhecidas como os *royalties* do petróleo. A partir da Lei Nº 9.478/97, os *royalties* tornaram-se uma das principais fontes de recursos não tributários do Estado, contribuindo de forma significativa para a receita de alguns municípios entre estes, o Município de Campos dos Goytacazes.

A Lei do Petróleo, sancionada em 6 de agosto de 1997, representou um marco na política energética brasileira, tanto pela flexibilização do monopólio da exploração e produção do petróleo, como pelo aumento da importância conferida aos *royalties*. Entre as consequências da Lei Nº 9.478/97 que promoveram o substancial aumento de valores atribuídos aos *royalties*, destacam-se:

- A nova metodologia de cálculo dos *royalties*, elevando a participação da cotação internacional do petróleo e da taxa de câmbio, na sua formulação, proporcionou um aumento médio de 50 % na arrecadação dos *royalties*.
- A participação de empresas internacionais na exploração e produção de petróleo, viabilizou consórcios, atraiu investimentos externos e promoveu o aumento da produção nacional de petróleo e gás natural.
- Os novos critérios de distribuição de *royalties* promoveram, através do Ministério de Ciência e Tecnologia, o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e a

descoberta de novos campos, ampliando a produção e as reservas nacionais de petróleo e gás natural.

Como resultado de uma análise econômica mais profunda, não se pode deixar de concluir que, os *royalties* não trazem somente benefícios para o país. A Lei do Petróleo é indiferente quanto à manutenção de resultados econômicos para o licitante contratado, por este motivo a incidência dos *royalties* sobre o valor da produção pode retardar a decisão de investimentos e ou inibir a continuidade de produção em campos marginais até que, condições econômicas mais favoráveis ofereçam perspectiva de retorno para o investidor.

Alguns países, como a Grã-Bretanha, concluindo que os efeitos negativos dos *royalties* superam os seus benefícios, decidiram abolir a cobrança de *royalties* de novas licitações, para atrair mais investimentos externos e prolongar a vida útil de poços de menor rentabilidade .

Devido à sua posição geográfica privilegiada, abrangendo 43% de toda a área de produção da Bacia de Campos, o Município de Campos de Goytacazes foi, até 2002, o maior beneficiário de *royalties*, entre os municípios brasileiros. Por esta razão, Campos foi escolhido para uma análise mais detalhada de sua gestão com relação ao aproveitamento dos *royalties* do petróleo. Procurou-se avaliar a função sócio econômica dos *royalties* em Campos, através da análise da composição das despesas deste município e a sua evolução, em função do aumento das receitas de *royalties* do petróleo e gás natural produzido em plataformas *off-shore* confrontantes.

A aplicação dos *royalties*, com o objetivo de promover o desenvolvimento sócio econômico do Município de Campos, justifica-se pelo risco potencial de danos ambientais, inerente à produção de petróleo, e como forma de indenização pela exploração intensiva destes recursos não renováveis.

A evolução dos gastos municipais com infra-estrutura, a partir de 1998, principalmente em saneamento básico, apresenta uma simultaneidade com o aumento da receita de *royalties* permitindo concluir que: há indícios de que os *royalties* exercem, atualmente, influência positiva sobre o desenvolvimento sócio econômico da população de Campos. Através de outros indicadores obtidos neste trabalho conclui-se, porém, que, está havendo uma inconsistência no cumprimento das restrições legais quanto ao emprego dos *royalties*, por parte dos gestores deste município.

Apesar das limitadas conclusões que podem ser extraídas, a partir dos dados fornecidos pelos Balanços Gerais do Município de Campos e pelo Tribunal de Contas do Estado do Rio de Janeiro, conclui-se que:

- A administração municipal de Campos necessita de projetos que aproveitem as características naturais da região e de um planejamento estratégico dos recursos extraordinários gerados pelos *royalties*, de forma que proporcionem desenvolvimento auto sustentável para benefício das gerações futuras.
- O Tribunal de Contas não possui poder para inibir o descumprimento da legislação, quanto ao destino das receitas originadas pelos *royalties*.

- Há uma carência de indicadores da gestão municipal que permitam a participação e o acompanhamento, por parte da sociedade, quanto ao emprego dos *royalties*.
- O Município de Campos melhorou as condições de vida de sua população na década de 90, reduziu a mortalidade infantil, elevou o percentual de habitações atendidas com abastecimento de água, energia elétrica e coleta de lixo e, baseado no Censo 2000, apresentou um incremento percentual do seu IDH-M, superior ao do Estado do Rio de Janeiro e ao de todos os demais municípios brasileiros de mesma grandeza.

Finalizando, a conclusão mais importante extraída deste trabalho é a crescente importância de fiscalizar o desempenho dos recursos gerados pelos *royalties*. A sociedade brasileira requer, mais do que controlar a eficiência na aplicação dos *royalties*, acompanhar a efetividade dos benefícios sociais promovidos pelos investimentos para os quais foram destinados.

Cabe ressaltar que esta pesquisa não esgota a matéria, pelo contrário, pretende trazer à luz alguns aspectos relevantes sobre os *royalties* do petróleo, para os gestores de participações governamentais, administradores de empresas de petróleo e, sobretudo, oferecer subsídios para os estudantes e pesquisadores das ciências econômicas, sociais e ambientais.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

- **Agencia Nacional do Petróleo (ANP)**: Entidade integrante da Administração Federal indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.
- **Bônus de assinatura**: Participação Governamental definida pela Lei 9.478/97, que estabelece um valor mínimo em edital, correspondente ao pagamento pela obtenção da concessão.
- **Bacia Sedimentar** : Depressão da crosta terrestre onde se acumulam rochas sedimentares que podem ser portadoras de petróleo ou gás.
- **Barril (bbl)**: Unidade de volume de petróleo, equivalente a 0,159 metros cúbicos.
- **Bloco**: Parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo ou gás natural.
- **Bpd**: Barris de petróleo produzidos por dia
- **Boe**: Barris de óleo equivalente.
- **Brent Dated (BD)**: Cotação diária em dólares americanos do barril de petróleo obtido no Mar do Norte, tipo Brent.
- **Campo de petróleo ou de gás natural**: Área produtora de petróleo ou de gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a

profundidades variáveis, abrangendo equipamentos e instalações destinados à produção.

- **Contrato de Concessão:** Tipo de contrato celebrado entre a União e companhias de petróleo, para que atividades econômicas restritas pelo Monopólio do Petróleo, possam ser exercidas por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

- **Contrato de Risco:** São contratos de serviço para avaliação, exploração e desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, excluindo-se a fase de produção, que é exercida pela companhia de petróleo estatal. Os custos das empresas contratadas sob as condições do Contrato de Risco são reembolsados, somente quando houver uma descoberta comercial.

- **Contrato de Partilha da Produção:** Ou Acordos de Partilha da Produção, são contratos de serviço que não envolvem a outorga de direitos sobre a produção. O pagamento ao contratado para ressarcimento de todas os custos de exploração e produção se dá pela apropriação de parte da produção. O resultado econômico é posteriormente rateado com a União, sob condições contratuais.

- **Concessionário:** Empresa a que foi outorgada a concessão de explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

- **Condensado:** Líquido do gás natural, mantido na fase líquida nas condições normais de temperatura e pressão.

- **Descoberta Comercial:** Descoberta de petróleo ou gás natural, em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção.

- **Downstream:** Atividades de refino do petróleo bruto, transporte, comercialização e distribuição de derivados de petróleo.
- **Exploração e Produção de Petróleo, (EPP):** Conjunto de atividades econômicas relacionadas com a exploração, desenvolvimento, produção, refino e processamento de petróleo ou gás natural.
- **Participação Especial (PE):** Constitui uma compensação financeira extraordinária. Inovação introduzida a partir da Lei nº 9.478/97 e regulamentada pelo Decreto nº 2.705/98, a PE é um tipo de Participação Governamental, a ser paga nos casos em que o poço ou o campo apresenta um grande volume de produção ou de rentabilidade econômica.
- **Jazida:** Reservatório ou depósito de petróleo ou gás natural, já identificado e possível de ser posto em produção.
- **Lifting costs:** Custo de extração do petróleo.
- **Líquido de gás natural (LGN):** Parte do gás natural que se encontra na fase líquida sob determinadas condições de temperatura e pressão obtidas em unidades de processamento ou em operações de transferência via gasodutos.
- **Monopólio do Petróleo:** Segundo a Lei 9.478/97, atualmente em vigor, pertencem à União, os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.
Constituem monopólio da União, nos termos do Art.177 da CF, as seguintes atividades econômicas :
 - 1-A pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
 - 2- A refinação do petróleo nacional e estrangeiro;

- 3- A importação e exportação dos produtos e derivados da EPP;
- 4- O transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados de petróleo produzidos no País assim como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

- **Off-shore:** Produção de petróleo ou gás natural na Plataforma Continental.
- **Plataforma Continental:** Zona imersa que declina suavemente a começar da praia até o talude continental e que, por convenção, se estende até a isóbata de 200 metros.
- **Reservas Provasdas:** Parte das reservas totais de petróleo e ou gás natural que, com base na análise geológica, podem tornar-se descobertas comerciais, com elevado grau de certeza.
- **Reservas Totais:** São todas as reservas provadas, prováveis e possíveis que compõem as bacias sedimentares de um país.
- **Royalties:** São compensações financeiras devidas ao Estado, por parte das empresas concessionárias da atividade de EPP, com a finalidade de atenuar a influência potencialmente negativa que a EPP pode trazer para gerações futuras.
- **Taxa de ocupação e retenção de área:** Participação governamental paga pelas companhias de petróleo concessionárias, que visa proporcionar receita para a administração da ANP e, sobretudo, estimular a exploração ou a devolução voluntária de áreas inexploradas.
- **Upstream:** Atividade de exploração e produção de petróleo e ou gás natural.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2001.
- ANP. Guia dos *Royalties* do Petróleo e do Gás Natural. Rio de Janeiro: ANP, 2001.
- BARROS E MENDONÇA. Bem Estar, Pobreza e Desigualdade de Renda, Texto para Discussão N° 454. Rio de Janeiro: Ipea, 1997.
- CENTRO DE INFORMAÇÕES E DADOS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Índice de Qualidade de Municípios, IQM-Carências. Rio de Janeiro: CIDE, 2001.
- GAZETA MERCANTIL. Atlas do Mercado Brasileiro. Rio de Janeiro: Gazeta Mercantil, 2001.
- IBGE. Indicadores de Desenvolvimento Sustentável, IBGE, 2002.
- JANUZZI, Paulo de Martino. Indicadores Sociais no Brasil. Campinas: Ed. Alínea, 2001.
- JORNAL VALOR ECONÔMICO. Caderno Especial Petróleo. Rio de Janeiro: Agosto, 2002.
- KEMP, Alexander. Pros e Cons of Petroleum Royalties. Oxford Energy Forum: May, 1996.
- MARTINS, Luiz Augusto Milani. Política e Administração da Exploração e Produção de Petróleo, Estudos e Documentos N° 35. Rio e Janeiro: CETEM, Cnpq, 1997.
- MENEZELLO. Comentários à Lei do Petróleo. Rio de Janeiro, ed. Atlas, 2001.
- PETROBRÁS. Relatórios Anuais, 1999, 2000 e 2001.
- SANTOS, Sérgio Honorato dos. “Royalties” do petróleo à luz do direito positivo. Rio de Janeiro, Ed. Esplanada, 2002.

SCHECHTMANN e outros. Participações Governamentais na Nova Lei do Petróleo. Instituto Brasileiro do Petróleo, IBP,2000.

SILVA, José Cláudio Ferreira. - Modelos de Análise Macroeconômica. Rio de Janeiro: Ed. Campus, 1999.

TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Estudo Sócio-Econômico de Campos de Goytacazes. TCERJ, 2002.

TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Finanças Públicas do Estado e Municípios do Rio de Janeiro. TCERJ, 1999, 2000 e 2001.

TRIBUNAL DE CONTAS DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Os *Royalties* do Petróleo e a Economia do Estado do Rio de Janeiro. TCERJ, 2000.

VALOIS, Paulo. A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo. Rio de Janeiro: Ed. Lumem Júris, 2000.

www.anp.gov.br

www.api.org

www.cbie.com.br

www.ibge.gov.br

www.ip.org.uk

www.ipea.gov.br

www.mct.gov.br

www.onip.org.br

www.petrobras.com.br

www.saude.rj.gov.br

www.tce.rj.gov.br

