



PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS NA NOVA LEI DO PETRÓLEO

Rafael Schechtman¹, Décio Hamilton Barbosa²,
José Gutman³, Carlos A. J. Gallier⁴

Copyright 2000, Brazilian Petroleum Institute - IBP

This paper was prepared for presentation at the Rio Oil & Gas Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 16-19 October, 2000

This paper was selected for presentation by the Event Technical Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s). Contents of the paper, as presented, have not been reviewed by the IBP. *Organizers will neither translate nor correct texts received.* The material, as presented, does not necessarily reflect any position of the Brazilian Petroleum Institute, its officers, or members.

Abstract

The Brazilian Constitution establishes that the nation's deposits of oil, gas and others hydrocarbon fluids belong to the Union. The Union has also the monopoly over the exploration and production of these resources, but it may grant to public and private companies the rights to develop these activities, bound by Concession Agreement, after a bidding auction, and subject to the payment of a set of Petroleum Fees, namely. According to the Law nº 9.478/97, known as The Petroleum Law, the *Agência Nacional do Petróleo* - ANP is the sole responsible for granting the concessions of the activities, their regulation and collecting and distributing the proceeds of the Petroleum Fees. This paper describes the changes in Petroleum Fees introduced by the Petroleum Law and analyzes their resulting impacts, in particular the changes in the royalties calculations. Among its conclusion, the article stresses the importance of these changes regarding the generation of financial resource to states, municipalities and science and technology programs in Brazil.

Resumo

Com a Lei nº 9.478, de 6 de agosto 1997, a Lei do Petróleo, a União manteve sua posse sobre os depósitos nacionais de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos e todos os direitos de exploração e produção destes recursos em território nacional, cabendo sua administração à Agência Nacional do Petróleo – ANP. Este artigo descreve as alterações introduzidas pela Lei do Petróleo no tocante às participações governamentais e analisa o seu correspondente impacto. Para isso, abordam-se não só as três novas participações governamentais introduzidas pela Lei do Petróleo, quais sejam o bônus de assinatura, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área, mas também as significativas mudanças ocorridas no cálculo dos *royalties*. Como conclusão, os autores constataam que as mudanças introduzidas pela Lei do Petróleo no que tange às participações governamentais foram bastante importantes para o sucesso do processo de flexibilização de monopólio.

Introdução

Uma das principais alterações trazidas pela Lei do Petróleo foi que o Estado começou a desempenhar a função de regulador, remunerando-se através da cobrança de participações governamentais exigíveis dos concessionários. O objetivo deste artigo é fazer uma comparação das participações governamentais arrecadadas antes e após este novo regime introduzido pela Lei do Petróleo, atendo-se não só às participações governamentais em si, como analisando-as dentro deste novo cenário de flexibilização do monopólio. Para isso, abordaremos as três novas participações governamentais que surgiram com a Lei do Petróleo, bem como as mudanças ocorridas na valoração dos royalties; analisaremos a mudança na metodologia de precificação de petróleo para

¹ Ph.D., Superintendente de Estudos Estratégicos – Agência Nacional do Petróleo

² Engenheiro Mecânico, Superintendente de Controle das Participações Governamentais – Agência Nacional do Petróleo

³ M.Sc., Analista Técnico - Agência Nacional do Petróleo

⁴ Economista, Analista Técnico - Agência Nacional do Petróleo

fins de indenização e o seu correspondente impacto; discutiremos a importância dos novos beneficiários contemplados, e apresentaremos também algumas projeções relevantes.

I – As Participações Governamentais

A seção VI do Capítulo V da Lei do Petróleo trata, nos artigos 45 a 51, das participações governamentais, que constituem a remuneração do concedente pela concessão contratada e que consistem em quatro espécies: bônus de assinatura, participação especial, *royalties* e pagamento pela ocupação ou retenção de área. A seguir abordaremos cada uma delas.

I.1 – Royalties

Os valores dos *royalties* arrecadados são distribuídos às unidades federativas — Estados, Municípios e União — segundo critérios estipulados na Lei do Petróleo⁵.

Assim, além dos tributos federais, estaduais e municipais, exigíveis de todas as empresas que operam sob as leis brasileiras, os concessionários das atividades de produção de petróleo e gás natural são responsáveis pelo pagamento de uma compensação financeira aos Estados e Municípios brasileiros, bem como ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia. Esta compensação financeira são os *royalties* estabelecidos pela Lei do Petróleo.

No ano de 1999 tivemos 11 Estados e 817 Municípios recebendo royalties decorrentes da produção de petróleo e de gás natural (Quadro 1), cujo montante total arrecadado ficou próximo de R\$ 1 bilhão.

Quadro 1 - Resumo da Distribuição dos Royalties por Beneficiários, em 1999

BENEFICIÁRIOS	ESTADOS	MUNICÍPIOS		OUTROS	TOTAL
	Valor (R\$)	Quantidade	Valor (R\$)	Valor (R\$)	Valor (R\$)
ALAGOAS	5.206.246,41	51	2.934.108,75	-	8.140.355,16
AMAZONAS	20.274.205,90	3	7.513.969,90	-	27.788.175,80
BAHIA	33.953.911,54	195	18.720.145,06	-	52.674.056,60
CEARÁ	4.266.561,31	138	4.831.385,54	-	9.097.946,85
ESPÍRITO SANTO	7.446.490,50	77	7.617.664,19	-	15.064.154,69
MINAS GERAIS	0,00	2	1.764.020,92	-	1.764.020,92
PARAÍBA	0,00	1	939.949,23	-	939.949,23
PERNAMBUCO	0,00	6	5.639.695,38	-	5.639.695,38
PARANÁ	1.019.241,61	37	1.939.178,71	-	2.958.420,32
RIO DE JANEIRO	190.040.687,35	60	206.707.725,91	-	396.748.413,26
RIO G. DO NORTE	49.697.962,98	92	26.429.176,55	-	76.127.139,53
RIO G. DO SUL	0,00	7	4.621.049,37	-	4.621.049,37
SANTA CATARINA	3.846,99	5	3.815.791,23	-	3.819.638,22
SERGIPE	16.446.294,65	75	13.590.386,69	-	30.036.681,34
SÃO PAULO	2.088.374,63	68	20.375.686,27	-	22.464.060,90
MCT	-	-	-	120.240.044,98	120.240.044,98
MARINHA	-	-	-	137.006.626,69	137.006.626,69
FUNDO ESPECIAL	-	-	-	68.469.153,26	68.469.153,26
TOTAL	330.443.823,87	817	327.439.933,70	325.715.824,93	983.599.582,50

⁵ Também os valores arrecadados a título de participação especial são partilhados por Estados e Municípios e pelos Ministérios de Minas e Energia e do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, como veremos posteriormente.

O pagamento de *royalties* foi inicialmente introduzido pela Lei n.º 2.004, de 3 de outubro de 1953, que criou a Petrobras. Naquela época, estabeleceu-se que 4% sobre o valor da produção terrestre de petróleo e gás seriam pagos aos Estados e 1% aos Municípios em cujo território se realizasse a lavra de petróleo e gás natural.

Posteriormente, a Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985, considerou também sujeitos a *royalties*, no mesmo percentual de 5%, o petróleo e o gás natural extraídos da plataforma continental, dos quais 1,5% caberiam aos Estados confrontantes com os poços produtores, 1,5% aos Municípios também confrontantes com os poços produtores e suas respectivas áreas geoeconômicas, 1% ao Ministério da Marinha, para atender aos encargos de fiscalização e proteção das atividades econômicas das áreas marítimas produtoras, e 1% constituiria um Fundo Especial distribuído entre todos os Estados e Municípios da Federação.

A Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989, alterou a distribuição, ao incluir como beneficiários dos *royalties* os Municípios onde se localizavam as instalações de embarque ou desembarque de petróleo ou de gás natural. Esta Lei foi regulamentada pelo Decreto 01, de 1991⁶.

Finalmente a Lei do Petróleo, além de aumentar para 10% a alíquota básica dos *royalties*, manteve os critérios de distribuição aos Estados, Municípios e Ministérios para a parcela dos *royalties* até 5% e introduziu uma nova forma de distribuição para a parcela dos *royalties* excedente a 5%.

Portanto, a Lei do Petróleo praticamente dobrou a arrecadação de *royalties* ao ampliar a alíquota básica dos *royalties*, além de instituir o Ministério de Ciência e Tecnologia como beneficiário de 25% da parcela dos *royalties* excedente a 5%, deixando claro a diretriz de fomento à ciência e tecnologia.

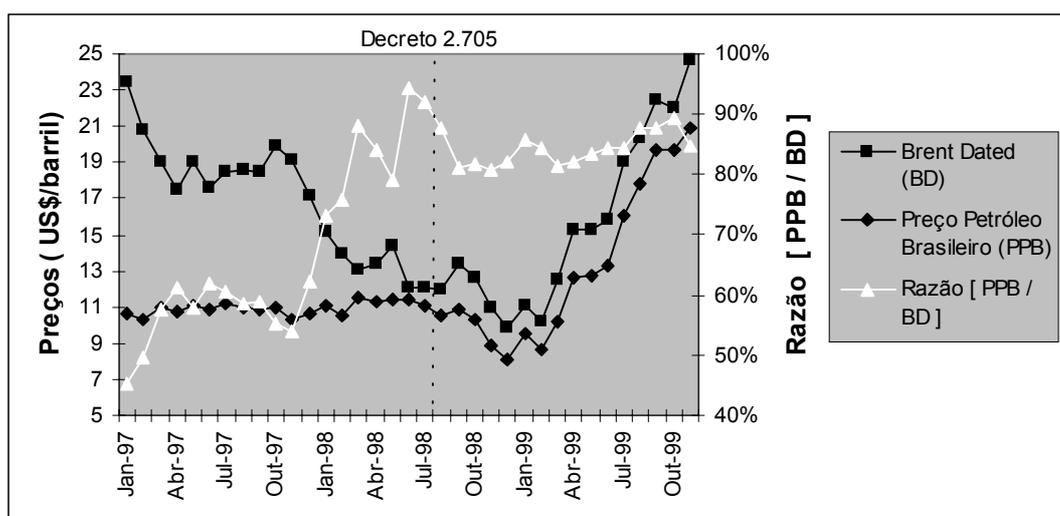
Projeções realizadas no âmbito da ANP/SPG estimam em cerca de R\$ 1 bilhão o montante a ser auferido pelo Ministério de Ciência e Tecnologia nos próximos 5 anos (2000 até 2004), recurso este a ser empregado no CTPETRO - Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural, que fomentará o desenvolvimento de novos produtos e processos para a indústria do petróleo.

Outro importante fator de mudança ocorrido no cálculo dos *royalties* concerne ao preço do petróleo para fins de indenização.

O montante total dos *royalties* a ser pago em um dado mês sofre influência de três variáveis básicas, quais sejam: produções mensais de petróleo e gás natural, seus preços médios e a taxa média de câmbio.

Neste contexto, é importante ressaltar o papel da Portaria ANP n.º 155, de 21 de outubro de 1998, que estabeleceu os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo produzido mensalmente em cada campo adotado para fins de cálculo de *royalties* e participação especial. Esta Portaria associa os preços dos vários petróleos brasileiros ao mercado internacional, o que não vinha acontecendo antes da Lei do Petróleo e do Decreto das Participações Governamentais, como pode ser observado na Figura 1.

⁶ Na produção em terra o percentual dos Estados foi reduzido para 3,5% e na produção no mar o percentual do Fundo Especial foi reduzido para 0,5%. Em ambos os casos 0,5% foi adjudicado aos Municípios com instalações de embarque ou desembarque de petróleo ou de gás natural.

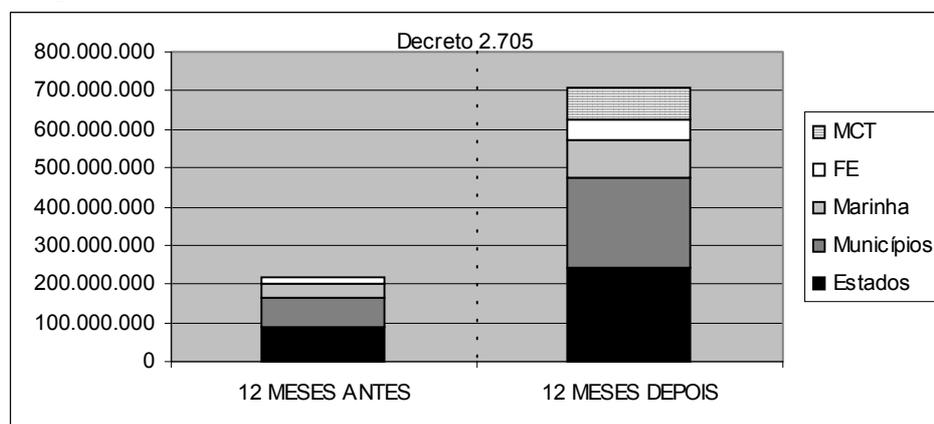
Figura 1 : Evolução dos Preços do Petróleo Brasileiro em comparação ao Brent

Numa comparação com o Brent Dated, no ano de 1997 a razão [PPB / BD] oscilou entre 45% a 60%, enquanto que em 1999 (já com a metodologia atual estabelecida na Portaria ANP 155/98) esta razão se situou entre 80% a 90%. Portanto, constata-se que a introdução desta nova metodologia acarretou uma maior arrecadação de royalties por parte dos beneficiários e, se tomarmos as razões médias [PPB / BD] de 1997 e 1999 (57% e 85%, respectivamente), observa-se que esta simples mudança de metodologia foi responsável por um acréscimo de arrecadação de quase 50%.

Fazendo uma comparação dos royalties arrecadados pelos beneficiários no período dos 12 meses anteriores ao Decreto nº 2.705 com o período dos 12 meses posteriores, podemos perceber o grande benefício econômico que estas mudanças introduzidas pela Lei do Petróleo, pelo Decreto das Participações Governamentais e pela Portaria ANP nº 155/98 trouxeram ao acrescentar um novo beneficiário (MCT), e ao aumentar significativamente o montante de royalties arrecadados pelos antigos beneficiários (Estados, Municípios e Marinha), através do aumento da alíquota e do alinhamento dos preços do petróleo brasileiro ao mercado internacional para fins de indenização.

A Figura 2 e o Quadro 2 denotam bem a situação. A análise que se segue focou no petróleo, por ser este o responsável por mais de 90% da arrecadação dos royalties, cabendo ao gás natural parcela inferior a 10%.

Figura 2 – Valores de Royalties apurados por Beneficiários nos 12 meses anteriores (Agosto/97 a Julho/98) e posteriores (Agosto/98 a Julho/99) à entrada em vigor do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998 – em R\$



Quadro 2- Valores de Royalties Totais apurados por Beneficiários, Produção de Petróleo, Preços Médios Ponderados do Petróleo Brasileiro e do Brent, e Taxa Média de Câmbio, do período relativo aos 12 meses anteriores e posteriores à entrada em vigor do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998

Beneficiário	Unidade	12 meses anteriores Agosto/97 a Julho/98	12 meses posteriores Agosto/98 a Julho/99	Variação Percentual (Δ Depois / Antes)
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%
Preço Médio ponderado pela produção Petróleo				
Brasil	(R\$/m3)	77,9	106,8	37%
Brent Dated	(US\$/bbl)	15,4	13,2	-15%
Taxa Média de Câmbio	R\$ / US\$	1,1209	1,5155	35,2%

Observa-se que, sem as modificações supracitadas, os royalties arrecadados praticamente estariam sujeitos a um aumento de cerca de 20%, fruto do aumento da produção, e não a um aumento de 227% como foi percebido no período em questão (Quadro 2).

1.2 – Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura apareceu pela primeira vez na legislação brasileira com a Lei do Petróleo e corresponde ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão.

Como não houve o pagamento de bônus de assinatura por ocasião da adjudicação à Petrobras das primeiras 397 concessões em 6 de agosto de 1998, uma vez que não houve licitação para tais áreas, os bônus foram pagos pela primeira vez no dia 23 de setembro de 1999, por ocasião da assinatura dos contratos de concessão objeto da 1ª Rodada de Licitações, quando foram arrecadados R\$ 321,7 milhões.

Nesta 1ª Rodada de Licitações, além da Petrobras mais 10 empresas participaram com lance vencedor. São elas: Agip, Amerada, BP, British Borneo, Esso, Kerr McGee, Shell, Texaco, Unocal e YPF.

Na segunda rodada de licitações, realizada em 7 de junho de 2000, foram arrecadados R\$ 468,3 milhões com a venda de 21 dos 23 blocos colocados em licitação. Ressalta-se, além do alto índice de aproveitamento, também a significativa participação de empresas brasileiras com lances vencedores (Petrobras, com 8 blocos, Marítima, com 4 blocos, além da Odebrecht, Queiroz Galvão e Ipiranga).

I.3 – Participação Especial (PE)

Trata-se de uma participação adicional aos *royalties* para aqueles campos com grandes volumes de produção ou grande rentabilidade.

No passado, os Estados Unidos e o Reino Unido adotaram este tipo de participação governamental incidente sobre grandes lucros (*windfall profit tax* e *Petroleum Revenue Tax*, respectivamente). Atualmente, além do Brasil, existem outros países que a adotam, entre eles a Austrália (*Petroleum Resource Rent Tax – PRRT*) e a Noruega (*Special Tax*).

Ao contrário dos *royalties*, cuja base de cálculo é a receita bruta, a Participação Especial incide sobre o lucro da concessão, sendo permitido deduzir, na apuração de tal lucro, as deduções previstas nas Portarias ANP n^{os} 10/99 e 102/99; ressalta-se que a Portaria ANP n^o 10/99 também apresenta as tabelas de alíquotas progressivas para cálculo da Participação Especial, contemplando as dependências temporal — 1^o, 2^o, 3^o, e 4^o e demais anos — e de localização da lavra — terra, mar≤400m e mar>400m.

Segundo projeções realizadas no âmbito da ANP/SPG, dos contratos de concessão vigentes e cujas curvas de produção ou tamanho da reserva são conhecidos, apenas 13 campos deverão estar sujeitos à Participação Especial, 12 na bacia de Campos e 1 na de Santos. Em média, para esses campos, a Participação Especial corresponde a um *royalty* adicional de 10%.

Cabe ressaltar que foi em fevereiro de 2000 a primeira vez que a participação especial foi distribuída, referente à produção do quarto trimestre de 1999 dos campos de Albacora e Marlim, que são dois dos treze campos supramencionados, e atingiu o montante de R\$ 163,8 milhões. Um segundo pagamento, referente à produção do primeiro trimestre de 2000 desses mesmos campos, atingiu o montante de R\$ 296,7 milhões.

Estudos realizados no âmbito da ANP/SPG estimam para os campos em plataformas marítimas localizadas em água rasa e profunda os anos de incidência do pagamento da PE vis-à-vis uma reserva pré-definida⁷. Os valores encontrados são apresentados no Quadro 3.

Para os casos positivos de incidência da PE do Quadro 3 foi realizada uma estimativa do percentual sobre a receita bruta destinada a PE, numa tentativa de compará-la numericamente à alíquota de *royalties*, que, para os campos em questão, se situam em 10% ou bem próximo disto (ver Quadro 4).

Quadro 3– Estimativa dos Anos de Incidência do Pagamento da Participação Especial

Reserva (Milhões boe)	Offshore < 400m	Offshore > 400m
50	Sem PE	Sem PE
100	Sem PE	Sem PE
250	Ano 5/7 até 15 ⁸	Ano 5/7 até 13
500	Ano 5/7 até 16	Ano 5/7 até 16
1000	Não aplicável	Ano 4/6 até 18
2000	Não aplicável	Ano 4/6 até 22

⁷ Utilizou-se o Brent Dated a US\$18.00/bbl, e faixa de valores de CAPEX e valores de OPEX por reserva adotados internacionalmente na indústria do petróleo.

⁸ Significa que o primeiro ano de incidência da PE poderá ser o 5^o, 6^o ou 7^o ano, o que vai depender do CAPEX adotado no projeto; quanto maior o CAPEX, maior o tempo em que o projeto levará a gerar resultado financeiro positivo e, portanto, mais distante se dará a incidência da PE.

Quadro 4– Estimativa do Percentual da Participação Especial sobre a Receita Bruta, numa comparação com os royalties de 10%.

Reserva (Milhões boe)	Offshore < 400m	Offshore > 400m
250	1% a 2%	0,5% a 1%
500	4,5% a 6,5%	3,5% a 5%
1000	Não aplicável	9% a 12%
2000	Não aplicável	14% a 16%

Ao contrário dos royalties, que incidem sobre a receita bruta, a Participação Especial incide sobre a receita líquida (apropriando parte do lucro) de um campo petrolífero e objetiva possibilitar uma arrecadação extra (além da arrecadação dos *royalties*) ao governo em situações de grande volume de produção ou de alta rentabilidade, situação esta que ocorre principalmente em cenário de preços elevados.

A Participação Especial captura parte da renda petrolífera adicional oriunda do cenário de preços elevados, sendo papel do Órgão Regulador aplicá-la, dentro da sua alçada, em mecanismos destinados a tornar o País mais atrativo aos investimentos nacionais e internacionais, preparando-se para conviver com cenários de preços não tão favoráveis. Esses mecanismos⁹ traduzem-se em:

- Infra-estrutura (transporte e indústria);
- Disponibilidade de informações sobre as bacias sedimentares; e
- Segurança institucional.

Esta orientação foi contemplada na Lei do Petróleo, que estabeleceu que 40% dos recursos da participação especial serão destinados ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural, e 10% serão destinados ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados ao desenvolvimento de estudos e projetos relacionados com a preservação do meio ambiente e recuperação de danos ambientais causados pelas atividades da indústria do petróleo.

Projeções realizadas no âmbito da ANP/SPG indicam que até 2004 cerca de R\$ 3 bilhões serão aplicados em geologia, geofísica e meio ambiente, oriundos da Participação Especial.

1.4 – Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

O Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área também surgiu em 1997 com a Lei do Petróleo e, juntamente com o bônus de assinatura, constituem receitas da ANP.

Os valores unitários, em Real (R\$) por quilômetro quadrado ou fração, variam dependendo da fase ou período em que se encontra a concessão.

Em janeiro de 1999 foram arrecadados **R\$ 28.957.315,07**, referente ao Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área do ano de 1998.

Em janeiro de 2000 foram arrecadados **R\$ 68.477.508,53**, referente ao ano de 1999, quando observou-se a presença de novas operadoras, constituindo-se um marco histórico após 44 anos de regime de monopólio da União executado exclusivamente pela Petrobras (Quadro 5). Em março de 2000 houve um pagamento complementar de **R\$3.623.557,25**, referente aos 28 blocos exploratórios devolvidos pela Petrobras em 11 de maio de 1999.

⁹ Dentro e fora da alçada do órgão regulador

Quadro 5– Perfil do Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área do ano de 1999

FASE	Número de Áreas ou Campos	Número de Operadoras	Valores pagos em R\$ milhões
Exploração	127	18	47,2
Desenvolvimento	49	2	2,2
Produção	233	3	22,6
TOTAL	409	19	72,1

Nota: São 19 operadoras distintas, embora algumas delas operando em 2 ou mais fases.

II – Considerações Finais

A Lei do Petróleo criou uma nova ordem : a União começa a desempenhar a função de regulador, remunerando-se através de taxas, contratuais ou legais, exigíveis do concessionário.

Neste modelo, ocorre a necessidade de se estabelecer novos critérios de apropriação da renda petroleira pelo país detentor dos recursos minerais, e surgem então três novas participações governamentais (bônus de assinatura, participação especial, e pagamento pela ocupação ou retenção de área), além da manutenção dos *royalties*, que todavia sofre uma mudança substancial.

Nos royalties, percebemos três mudanças significativas, quais sejam:

- (i) a arrecadação de royalties praticamente dobrou ao se ampliar a sua alíquota básica;
- (ii) introdução do Ministério de Ciência e Tecnologia como novo beneficiário; e
- (iii) alinhamento dos preços do petróleo brasileiro aos preços internacionais para fins de cálculo dos royalties.

Ressaltamos que esta última mudança também se aplica à participação especial que, além da sua função arrecadatória, também desempenha a função de gerar recursos para a criação de mecanismos destinados a tornar o País mais atrativo aos investimentos nacionais e internacionais, preparando-se para o cenário mundialmente competitivo que ora se apresenta.

Vale dizer uma vez mais que projeções realizadas no âmbito da ANP/SPG indicam que até o ano de 2004 cerca de R\$ 3 bilhões serão aplicados em geologia, geofísica e meio ambiente, oriundos da Participação Especial, e cerca de R\$ 1 bilhão serão aplicados em ciência e tecnologia, oriundos dos royalties.

Portanto, observamos que as mudanças introduzidas pela Lei do Petróleo, no que tange às participações governamentais, foram bastante importantes para o sucesso deste processo de flexibilização de monopólio.

III – Referências Bibliográficas

- Decreto nº 1, de 11 de janeiro de 1991
- Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998
- Emenda Constitucional nº 9, de 1995
- Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953
- Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985
- Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989
- Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997
- Portaria ANP nº 155, de 21 de outubro de 1998