

3

A parcela do governo na atividade de E&P

Uma das preocupações dos investidores do setor é o incremento de novos gastos no empreendimento com obrigações governamentais, além daqueles tributários normalmente aplicados às empresas no Brasil. Caso a busca exploratória resulte futuramente na produção de petróleo, o faturamento com a sua venda deverá basicamente cobrir todos os gastos incorridos e remunerar os investidores (*company take*). Nesse contexto, um dos principais gastos na atividade petrolífera é referente à parcela governamental (*government take*). Eles são representados principalmente pelos tributos, contribuições sociais, participações governamentais incorridas na atividade de E&P. Essa parcela representa um ônus real, que no caso de sucesso exploratório, minimiza a rentabilidade dos investimentos realizados. E no caso de insucesso exploratório, a companhia petrolífera assume os prejuízos com os gastos operacionais, tributos, contribuições e participações pagas ao Governo. O único risco que o Governo tem é o de ganhar mais ou menos que o previsto com atividade de E&P das companhias.

O Quadro 1 resume as principais tipos de parcela governamental que incidem sobre as atividades de E&P. Observa-se que uma descoberta de petróleo pode ser considerada comercial ou não dependendo do montante da parcela governamental utilizada na análise de viabilidade do empreendimento,

Quadro 1: Visão geral das parcelas governamentais

Tipo	Subtipo	Valor do percentual ou montante
Participações Governamentais	Bônus de assinatura	Trata-se de uma quantia paga à vista pelo ganhador do processo licitatório para exercer o direito de concessão nas atividades de E&P no Brasil;
	Royalties	5% a 10% sobre a produção de petróleo utilizando-se um preço de referencia
	Participação Especial	10% a 40% sobre o valor líquido da produção ajustado, utilizando-se uma Tabela progressiva.
	Taxa de retenção	Baseado numa Tabela progressiva contida no contrato de concessão
Participação de Terceiros	Custo de ocupação de área (onshore)	0,5% a 1% sobre a produção de petróleo utilizando-se um preço de referencia
Tributos	Imposto de renda e contribuição social	34% sobre o lucro apurado no período

Fonte: Própria

Em suma, este capítulo analisa o regime tributário e outras obrigações na atividade de *upstream*. Inicialmente é feito uma abordagem geral da regulamentação do setor. Em seguida uma descrição sobre os principais tributos e encargos que incidem sobre a atividade. E finaliza-se com um exame das participações governamentais que constituem obrigações para os concessionários.

3.1. Regulamentação do setor

O petróleo somente deixa de ser um bem da União depois da sua produção. A legislação brasileira prevê isso na Constituição Federal, nos artigos 20 (item IX) e 176 reproduzidos parcialmente a seguir:

“Art. 20. São bens da União:

(...)

IX - os recursos minerais, inclusive os do subsolo;”

“Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.”

Em 1997, o presidente Fernando Henrique Cardoso, assinou a Lei nº 9.478/1997, conhecida como a Lei do Petróleo, que flexibiliza o monopólio estatal. A nova lei permitiu que empresas privadas, além da Petrobras, pudessem participar da atividade de exploração de petróleo no Brasil, uma vez que permite a flexibilização do monopólio estatal nas atividades de E&P. Com a Lei do Petróleo, a aquisição dos direitos para o exercício das atividades de exploração de petróleo somente pode ser feita pelo regime de concessão da União. A ANP, representante governamental no setor, ficou encarregada de promover a concessão de áreas por meio de licitações que procuram atender a Política Energética Nacional (conforme a Lei nº 9.478/1997, art. 1º), ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE (conforme diretrizes da Resolução nº 8/2003), e à Lei nº 12.351/2010. Assim, a Resolução ANP nº 27/2011, passa a regular os procedimentos para a realização de licitação de blocos destinada à contratação das atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural sob o regime de concessão. Em geral, a licitação desses blocos envolve as seguintes etapas:

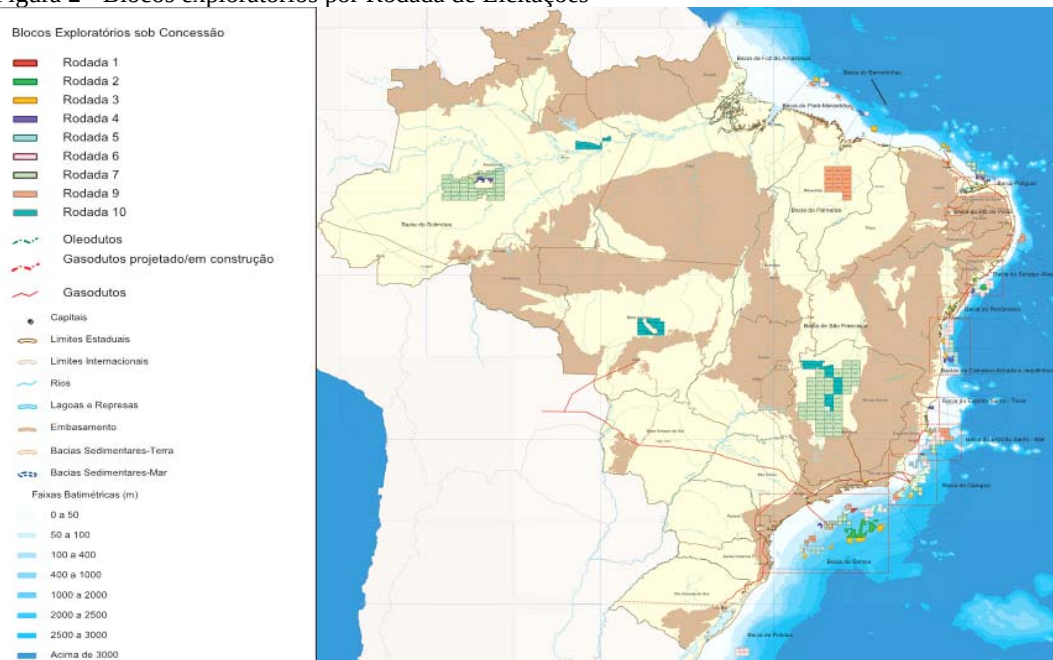
- Seleção e valoração das áreas a serem ofertados;
- Publicação no Diário Oficial da União - DOU da resolução do CNPE autorizando o leilão;
- ANP divulga um edital com os requisitos para habilitação das empresas participantes, o regulamento para a avaliação das propostas e os compromissos que serão assumidos pelos vencedores da licitação;
- Recolhimento das taxas de participação das empresas interessadas e a disponibilização do pacote de dados;
- Nos dias do leilão, os participantes entregam suas propostas que devem conter uma oferta de bônus de assinatura, um Programa exploratório mínimo - PEM, e um compromisso de Conteúdo Local;
- Os ganhadores dessas rodadas assinam o contrato de concessão, que é um documento que formaliza os deveres e obrigações dos concessionários.

Os principais termos dos contratos de concessão (conforme a Lei nº 9.478/1997, art. 43) estabelecem principalmente:

- A definição da área concedida;
- Programa anual de trabalho – PAT e o volume de investimento previsto;
- Apresentação das garantias (em geral um seguro-garantia) para assegurar o cumprimento do contrato de concessão;
- As possíveis penalidades, caso os compromissos assumidos nos lances do leilão não sejam totalmente cumpridos;
- Os prazos máximos autorizados para durar cada fase da atividade de E&P.

A Figura 2 demonstra os blocos exploratórios sob concessão até o final de 2009. Em geral, as concessões são obtidas em leilão de blocos exploratórios que são chamadas de rodada (*round* ou *bid*). Os compromissos assumidos pelos concessionários em cada uma dessas rodadas contêm particularidades. Além disso, todos os compromissos assumidos permanecem válidos até o fim do contrato de concessão.

Figura 2 - Blocos exploratórios por Rodada de Licitações



Fonte: ANP

Qualquer empresa pode participar dos leilões, desde que atenda comprovadamente a alguns pré-requisitos com a ANP:

- Pagar a taxa de participação do leilão;
- Possuir habilitação técnica para operar o bloco;
- Possuir capacidade legal e financeira para operar o bloco. Por exemplo, ter capacidade de contratar seguro-garantia.

Os lances vencedores são definidos com base nos critérios de diferentes graus e com diferentes pesos. Os principais critérios são:

- O valor do bônus de assinatura;
- PEM - Programa exploratório mínimo. Esse programa compreende os investimentos que a empresa se dispõe a fazer na área em estudos sísmicos e em perfuração;
- Conteúdo Local. Esse compromisso corresponde à porcentagem de bens e serviços a ser adquirido na indústria nacional.

As empresas ganhadoras das concessões passam a ter o direito de explorar a área por um determinado período de tempo, e a ter deveres expressos nos compromissos contratuais com a ANP. Os principais direitos dos concessionários são:

- Exclusividade na exploração do bloco;
- Propriedade sobre o petróleo produzido.

Já os principais deveres dos concessionários são:

- Cumprimentos do programa exploratório mínimo (PEM);
- Cumprimento dos compromissos de Conteúdo Local;
- Obrigatoriedade de abastecimento do mercado interno, caso haja carência de petróleo, gás e derivados;
- Pagamento dos tributos e todas as demais obrigações na atividade de E&P;
- Envio de relatórios à ANP sobre o progresso e os gastos efetuados em cada fase de E&P

- Envio à ANP do PAT/OAT (Programa anual de trabalho e Orçamento anual do trabalho)

A Lei do Petróleo no artigo 26 enfatiza a relação do concessionário com a União. O referido artigo diz o seguinte:

“Art. 26. A 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.”

3.2.

Tributos e contribuições sociais

A constituição brasileira permite que existam tributos de competência dos vários entes da federação: governo federal, estadual e municipal. Nesse contexto, o Código Tributário Nacional – CTN, que é o código brasileiro que reúne as normas gerais de direito tributário, menciona sobre o fato gerador, a base de cálculo a ser utilizada e a figura do contribuinte.

Na indústria de petróleo existem tributos e contribuições comuns aos demais tipos de indústria nas atividades econômicas no Brasil, tais como: o Programa de Integração Social – PIS, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, o Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IRPJ, etc. Os tributos e contribuições sociais consideradas no presente estudo são os incidentes sobre a venda do hidrocarboneto e sobre os custos incorridos pela companhia para produzi-los.

Além dos tributos e contribuições, existem ainda os regimes tributários específicos para a indústria de E&P, tais como o Regime Aduaneiro Especial de Exportação e de Importação de Bens destinados às Atividades de Pesquisa e Lavra das Jazidas de Petróleo e Gás Natural - REPETRO. A principal finalidade desse regime especial é desonerar de impostos federais o fornecimento de bens (plataformas e equipamentos submarinos, entre outros) para a exploração e produção de petróleo e de gás natural. Todavia, em relação à tributação do ICMS, os bens adquiridos pelo

REPETRO podem ter sua alíquota reduzida na fase de produção ou totalmente isenta na fase de exploração.

De um modo geral, a maioria dos tributos que incidem sobre o custo dos projetos pode ser classificada como custos fixos ou variáveis. Os tributos considerados fixos independem da produção, como por exemplo: o Imposto Predial e Territorial Urbano - IPTU, as taxas de serviço governamental, etc. Já os tributos considerados variáveis dependem diretamente da produção. Eles incidem sobre os gastos com aquisição de bens e serviços ou sobre a receita de venda. Por exemplo: Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI, Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS, Imposto sobre Serviços - ISS, etc.

Os tributos também podem ser classificados em diretos e indiretos. Os diretos são aqueles que incidem diretamente sobre o lucro, como o IRPJ e a CSLL, por exemplo. Já os indiretos são aqueles incidentes nos gastos com fornecimentos de bens e serviços. Nesse último, temos, por exemplo, o ISS e o ICMS.

Segundo Barbosa (2011), PIS e COFINS embora sejam contribuições sociais, podem ser chamados de tributos quando aplicados a petróleo, uma vez que a palavra tributo pode ser utilizada no sentido abrangente. Assim, doravante este trabalho irá utilizar o mesmo entendimento que o referido autor.

3.2.1. Tributação sobre a venda de hidrocarbonetos

As vendas de hidrocarbonetos estão sujeitas à incidência de PIS, COFINS e ICMS. Dependendo do estado produtor e do destino deste hidrocarboneto, poderá haver uma recuperação desses tributos indiretos, conforme demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2 - Incidência de PIS, COFINS e ICMS.

Tributos sobre a venda de óleo			
Tipo de venda	PIS	COFINS	ICMS
Para o mesmo estado	X	X	X
Para outro estado	X	X	-
Para exportação	-	-	-

Fonte: Barbosa, 2011.

Nas vendas domésticas de hidrocarboneto, as companhias de E&P recebem de seus clientes os tributos incidentes sobre as vendas. Daí deduz desse total os tributos que são recuperáveis. Então paga-se ao Governo somente aquela parcela que não foi recuperável. Em outras palavras, quando da aquisição de bens e serviços, as companhias de E&P apropriam os tributos indiretos recuperáveis e deduzem desses tributos a pagar, quando da venda do hidrocarboneto.

Por exemplo, suponha que uma empresa de E&P tenha adquirido R\$ 50 mil em serviços e que tenha apropriado R\$ 15 mil em créditos com tributos recuperáveis nessa aquisição. E paralelo a isso, essa empresa tenha vendido R\$ 100 mil em óleo e que o valor a pagar (antes de adicionar os créditos) em tributos recuperáveis seja igual a R\$ 20 mil. Então, a empresa pagará ao governo somente o valor de R\$ 5 mil, que corresponde à diferença entre o que ela já pagou quando na aquisição de serviços, menos o que ela irá pagar quando da venda do óleo.

Nas vendas internacionais de hidrocarboneto não há tributação indireta recuperável. Todos os tributos incorridos, quando não recuperáveis, são considerados como custos no projeto.

3.2.2. Tributação sobre aquisição de bens e serviços

A tributação indireta que incide sobre os gastos operacionais da companhia de E&P, no exercício de suas atividades, depende principalmente dos seguintes fatores:

- Se a aquisição feita é de um material ou serviço;
- Se o material tem origem no Brasil ou se foi importado;
- Se o serviço foi prestado por pessoa considerada residente ou não no Brasil

O PIS/COFINS e o ICMS são os principais tributos que afetam os projetos *de* E&P no Brasil.

O PIS/COFINS são contribuições sociais previstas pela Lei [9.718/98](#). São tributos semelhantes na apuração de sua base de cálculo, pois incidem sobre as receitas brutas mensais auferidas consideradas conforme a Lei. Elas podem estar submetidas em 2 regimes: o cumulativo e o não cumulativo. No regime cumulativo os

gastos com essas contribuições são gastos do projeto. No regime não cumulativo, essas contribuições geram créditos, que poderão ser utilizados na dedução dos débitos, quando da apuração do valor a pagar, cuja origem desses pagamentos é a receita tributada considerada. Em outras palavras, os créditos são apurados e deduzidos, a mesma alíquota percentual (9,75%) tanto às aquisições de bens e serviços quanto às receitas. Entretanto, não existe uma regulamentação tributária específica para as atividades de E&P com relação a essas contribuições, o que faz com que não haja normas contábeis para registro e utilização desses créditos.

O ICMS é um imposto não cumulativo de competência dos Estados e do Distrito Federal, que incidem sobre a circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação. Por ser não cumulativo, para a apuração do ICMS, a companhia deve apurar o montante dos débitos do ICMS (oriundo das receitas) contra os dos créditos (oriundos sobre a aquisição de bens). Daí, caso os débitos sejam superiores aos créditos, deve-se recolher o imposto sobre a diferença. O valor da alíquota depende do estado da federação onde está sendo prestado o serviço. Em geral a alíquota é de 17%, com exceção das seguintes situações:

- Serviços prestados em São Paulo e Minas Gerais, com alíquota de 18%;
- Vendas interestaduais, com alíquotas especiais;
- Aquisições em regime de REPTRO, com isenção ou redução de alíquota dependendo da fase operacional de E&P.

A Tabela 3 sintetiza a relação entre o tipo de aquisição, a sua origem, os tributos envolvidos e suas respectivas alíquotas.

Tabela 3 - Principais tributos e contribuições das atividades de E&P

Tributos	Aquisição de Material		Aquisição de Serviço	
	Nacional	Importado	Nacional	Importado
PIS/ COFINS	9,25%	9,25%	9,25%	9,25%
ICMS	18,00%	18,00%	-	-
ISS	-	-	5,00%	5,00%
IRRF	-	-	-	25,00%
IPI	6,00%	6,00%	-	-
CIDE	-	-	-	10,00%

Fonte: Barbosa, 2011

3.3.

Participações governamentais e outras obrigações

As participações governamentais são pagamentos para o Governo a serem realizados pelos concessionários de E&P, conforme previsto na Lei do Petróleo, nos art.s 46 ao 51. A matriz legal que suporta as participações, além da Lei do Petróleo, são as Portarias da ANP e o Decreto nº 2.705/98, que estabelece os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais. Existem quatro espécies de participações governamentais:

- Royalties pagos ao Governo (Lei do Petróleo, art. 47, art. 48 e art. 49);
- Bônus de Assinatura (Lei do Petróleo, art. 46);
- Taxa de retenção de área (Lei do Petróleo, art. 51);
- Participação especial (Lei do Petróleo, art. 50);

Existem outras obrigações do concessionário para com o Governo, mas que não são consideradas participações governamentais. Uma dessas obrigações são os gastos com pesquisa e desenvolvimento – P&D, aplicáveis às áreas sujeitas ao pagamento da Participação Especial.

Além das participações governamentais, a Lei do Petróleo também menciona as participações de terceiros, que são pagamentos ao proprietário da terra onde estão sendo realizadas as atividades de E&P. Tal pagamento corresponde a uma parte do valor da produção nos projetos *onshore*.

3.3.1.

Royalties

Os royalties são compensações financeiras (e não tributos) que são pagos mensalmente ao governo pelo concessionário e incidem sobre o valor da produção do campo. Assim somente são pagos durante a fase de produção dos projetos. Os royalties possuem alíquota básica entre 5% e 10% aos preços de referência de petróleo estabelecidos no contrato de concessão. Os royalties são regulamentados pela Lei do Petróleo nos art.s 47 e 49.

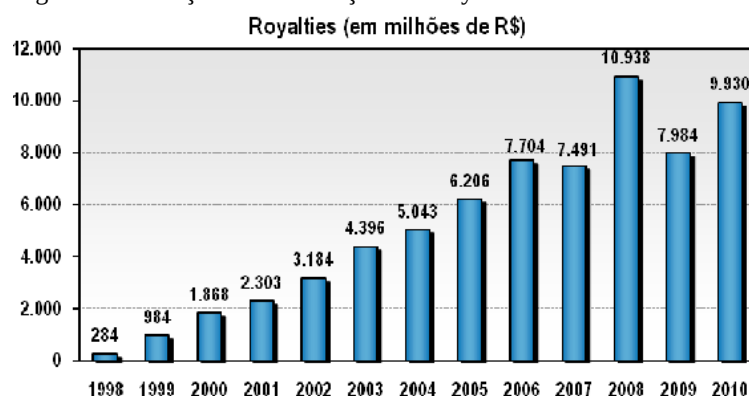
A apuração dos royalties depende do conceito de campo de petróleo. Segundo Gutman (2007), campo é uma área geográfica delimitada, na qual as operações dentro daquela área são regidas por um contrato de concessão de uma companhia com a ANP. O contrato de concessão define o valor da alíquota que deve ser aplicado ao campo.

O valor para o pagamento dos royalties é variável em função das incertezas sobre os dados que alimentam sua base que é influenciada pelos seguintes fatores:

- Volume da produção. A vazão da produção contém reservas quanto a sua taxa que segue um tipo de taxa de declínio de produção (exponencial);
- Preço de referência do barril.

Conforme se depreende na Figura 3, a arrecadação dos royalties para o Governo vem expressando tendência de aumento, totalizando R\$ 68,3 bilhões no período de 1998 a 2010.

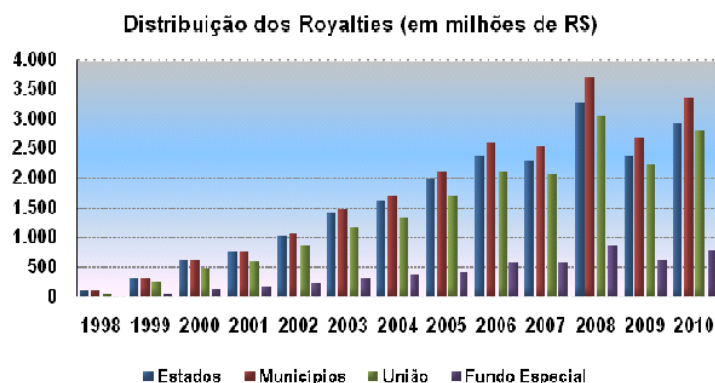
Figura 3 - Evolução da arrecadação dos Royalties



Fonte: ANP

A finalidade do royalty é compensar a perda advinda da extração do recurso natural às regiões produtoras. A receita oriunda dos pagamentos dos royalties é destinada principalmente aos Estados e Municípios, ao Comando da Marinha e ao Ministério da Ciência e Tecnologia. A Figura 4 apresenta a distribuição dos royalties, entre 8 estados e 996 municípios brasileiros, durante o período de 1998 a 2010:

Figura 4 - Distribuição dos Royalties



Fonte: ANP

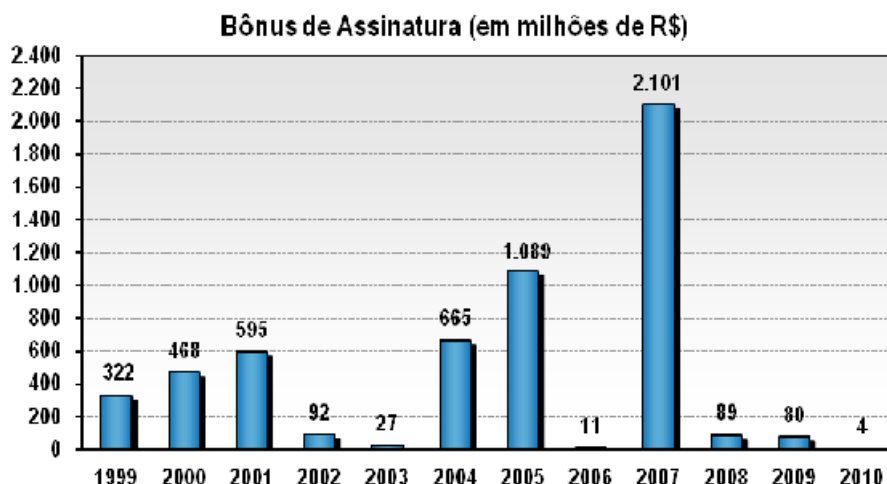
3.3.2. Bônus de assinatura

O bônus de assinatura é um valor proposto pelos participantes do processo licitatório de uma área exploratória. Quem oferece o maior bônus tem maior chance de ser bem sucedido nesse item. Ele serve como critério de seleção das propostas. Caso uma empresa ganhe o processo licitatório, o bônus deve ser pago no ato da assinatura do contrato de concessão. O art. 46 da Lei Federal 9478/97 dispõe sobre o bônus de assinatura o seguinte registro:

“O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.”

Conforme a Figura 5, a arrecadação do Bônus de Assinatura, seguindo o regime de competência, totaliza R\$ 5,541 bilhões no período de 1999 a 2010.

Figura 5 - Evolução da arrecadação do Bônus de Assinatura



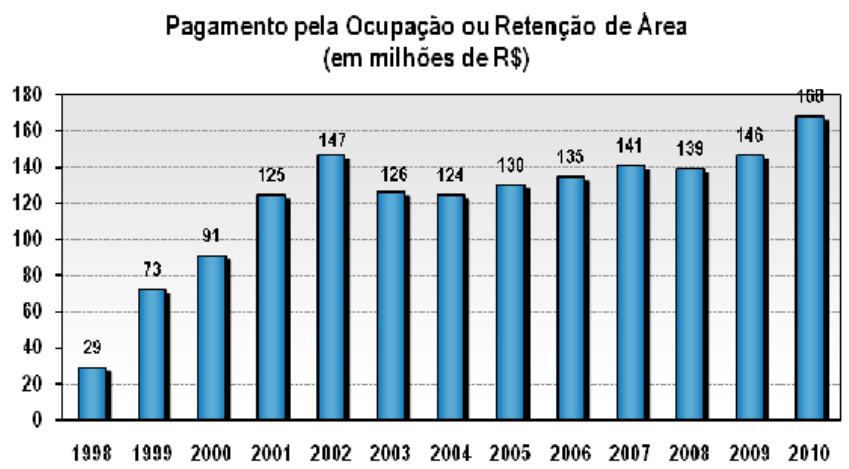
Fonte: ANP

3.3.3. Taxa de ocupação

A taxa de ocupação é um encargo cobrado pela retenção da área de interesse. A taxa corresponde a um valor por quilômetro quadrado, que varia conforme a fase (exploração, desenvolvimento ou produção) em que a área se encontra. Desta forma, sua cobrança se estende desde a fase exploratória até a devolução voluntária pelo concessionário ou fim do prazo de concessão. O seu valor inicial está definido no contrato de concessão e o seu reajuste é pelo Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna - IGP-DI, a cada aniversário do contrato. A taxa de retenção é regulamentada pela Lei do Petróleo com o art. 51.

A Figura 6 demonstra a arrecadação pela Ocupação ou Retenção de Área, que totaliza o valor de R\$ 1.574 milhões entre 1998 e 2010, tendo por base o regime de competência.

Figura 6 - Evolução da arrecadação da taxa de retenção



Fonte: ANP

3.3.4. Participação especial

A participação especial - PE é um encargo cobrado trimestralmente dos campos que produzem acima de certo volume e que têm rentabilidade acima de certo patamar estabelecido pela ANP. A sua alíquota varia de 0% a 40% da receita líquida. A Participação Especial também é uma participação governamental que só é exigida em casos especiais. O cálculo da PE leva em consideração diversos fatores, entre eles:

- Volume de produção;
- Localização do bloco (terra firme, água rasa ou água profunda);
- Receita líquida trimestral de cada campo;
- Preços internacionais de petróleo e a taxa de câmbio no período.

No caso de campos sujeitos ao pagamento da PE, deverá ser cobrado dos concessionários o valor de 1% da receita bruta a título de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D.

3.3.5. Contrato de partilha

O regime de concessão é apenas um dos vários modelos de contrato entre companhias e governos para a execução das atividades de E&P. Outro tipo de modelo de contrato é o de partilha da produção. Nesse modelo o governo realiza parceria com as companhias, onde parte da receita bruta da venda do petróleo é utilizada pelo governo para a recuperação dos gastos com as atividades de E&P, e após isso dividido com o parceiro.

Até meados do ano de 2011, ainda não havia um modelo regulatório alternativo aprovado legalmente ao do regime de concessão. Portanto esse trabalho trata somente do regime de concessão e do cenário de participações governamentais e tributárias que ele envolve.

Segundo documento do Ministério de Minas e Energia (Pré-Sal Perguntas e Respostas) existem diversos projetos de leis para um novo modelo regulatório dos blocos do pré-Sal. Tais blocos referem-se às áreas exploratórias que apresentam um conjunto de rochas com potencial para a geração grandes reservatórios de óleo leve, que são chamadas de pré-sal porque estas rochas estão depositadas antes de uma extensa camada de sal. Ainda conforme o documento, estuda-se a adoção do contrato de partilha para o setor petrolífero brasileiro com um modelo regulatório misto. Nesse novo ambiente regulatório poderá ser mantido o modelo de concessão nos blocos de pré-sal que já foram concedidos em leilões anteriores e poderá ser feito um modelo de partilha de produção para os blocos de pré-sal ainda não leiloados.