

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

REGIME DE CONCESSÕES VS. REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO:

IMPACTOS PARA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

FELIPE MACIEIRA DE MELLO

NÚMERO DE MATRÍCULA: 1010260

ORIENTADOR: VINÍCIUS DO NASCIMENTO CARRASCO

DEZEMBRO DE 2013

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE FINAL DE CURSO

REGIME DE CONCESSÕES VS. REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO:

IMPACTOS PARA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO

FELIPE MACIEIRA DE MELLO

NÚMERO DE MATRÍCULA: 1010260

ORIENTADOR: VINÍCIUS DO NASCIMENTO CARRASCO

DEZEMBRO DE 2013

**“Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor tutor”.**

**“As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.”**

"Do fundo desta noite que me rodeia,  
Negra como um poço de lado a lado,  
Agradeço aos deuses que existem  
Por minha alma indomável.

Sob as garrafas cruéis das circunstâncias  
Eu não tremo e nem me desespero.  
Sob os duros golpes do acaso  
Minha cabeça sangra, mas continua erguida.

Além deste lugar de lágrimas e ira  
Jazem os horrores da sombra.  
Mas a ameaça dos anos  
Me encontra e me encontrará, sem medo.

Não importa quão estreito o portão,  
Quão repleta de castigo a sentença,  
Eu sou o senhor do meu destino:  
Eu sou o capitão da minha alma."

"Invictus" - William Ernest Henley

## Sumário

<b>1. Introdução.....</b>	<b>6</b>
<b>2. O Novo Marco Regulatório no Contexto Histórico.....</b>	<b>8</b>
<b>3. Regimes Contratuais de Exploração e Produção de Petróleo.....</b>	<b>11</b>
3.1 Definição	
3.2 Características	
<b>4. Regimes de Concessões.....</b>	<b>13</b>
4.1 Características Gerais dos Regimes de Concessões	
4.2 O Caso Brasileiro	
4.3 O Crescimento do setor de Petróleo no Brasil após a Privatização	
<b>5. Regimes de Partilha de Produção.....</b>	<b>21</b>
5.1 Características Gerais dos Regimes de Partilha	
5.2 O Novo Marco Regulatório	
<b>6. Concessão vs. Partilha sob a ótica da Teoria de Leilões.....</b>	<b>27</b>
6.1 Leilões com <i>Securities</i> - Conceito	
6.2 Mundo segundo Skrzypacz, DeMarzo e Kremer	
6.3 Um Cenário Alternativo	
<b>7. Balanço de Vantagens e Desvantagens.....</b>	<b>33</b>
7.1 Argumentos a favor do Regime de Concessões contra o Regime de Partilha	
7.2 Argumentos a favor do Regime de Partilha contra o Regime de Concessões	
<b>8. Conclusão.....</b>	<b>35</b>

## **Lista de Tabelas e Gráficos**

<b>Gráfico 4.3.1 Área Concedida nas rodadas de licitação acumulada.....</b>	<b>17</b>
<b>Gráfico 4.3.2 Evolução das reservas brasileiras de petróleo.....</b>	<b>18</b>
<b>Gráfico 4.3.3 Evolução da produção brasileira de petróleo.....</b>	<b>19</b>
<b>Tabela 4.3.4 Evolução da arrecadação das participações governamentais.....</b>	<b>20</b>

## 1. Introdução

O Novo Marco Regulatório do setor de óleo e gás, vigorando desde agosto de 2009, trouxe uma grande mudança para o panorama político e econômico do Brasil. A principal proposta da nova lei é a alteração da forma de licitação para as empresas exploradoras, mais precisamente do Regime de Concessão para o Regime de Partilha de Produção.

Como qualquer mudança, pode implicar em impactos positivos ou negativos para os agentes. E, por se tratar da descoberta de uma região, o pré-sal, que pode ser crucial para o futuro de um setor chave da Economia Brasileira, tais impactos podem ganhar uma proporção sem precedentes na história de nosso país.

Dada a importância da forma como se rege a licitação e a apropriação dos usufrutos da atividade petrolífera para o desenvolvimento do próprio setor - concomitante ao crescimento econômico do país - a motivação do presente trabalho, portanto, é investigar se esta mudança de regime é uma escolha acertada por parte do governo brasileiro ou então um grande equívoco.

Em um primeiro momento, é prudente contextualizar o Novo Marco Regulatório na história recente da Economia Brasileira a fim de que seja trivial para um leigo no assunto entender as motivações do governo brasileiro em fazer uma alteração tão importante na lei vigente.

No segundo capítulo serão descritos todos os marcos regulatórios e importantes modificações constitucionais desde o começo da exploração do petróleo no Brasil, em paralelo à história mundial.

Uma vez exposto esse contexto histórico e econômico, é importante deixar bem claro os conceitos de Regime de Concessões e Regime de Partilha de Produção.

O terceiro capítulo definirá primeiramente o que são regimes contratuais de exploração e produção de petróleo e quais são suas características.

O quarto capítulo apresentará o Regime de Concessões, vigente no Brasil desde a Lei do Petróleo de 1997, que marcou a abertura do setor para a exploração da iniciativa privada. Todos os aspectos econômicos que caracterizam o regime, comuns à maioria

dos países que o usam, serão mencionados e explicados. Adicionalmente, serão esclarecidas as peculiaridades da aplicação do sistema ao caso brasileiro. Como subsídio a esse esclarecimento e melhor compreensão de como ele é - na prática - aplicado, será pormenorizada a legislação atualmente vigente em nosso país para as concessões no setor de óleo e gás.

Ainda tratando do mesmo regime haverá, por fim, uma seção dedicada a descrever a evolução no setor desde a instituição da Lei do Petróleo, que estabeleceu o Regime de Concessões. Serão apresentados os indicadores que atestem os avanços da indústria petrolífera brasileira enquanto o dito regime esteve em vigor.

Entendido o Regime de Concessão, o quinto capítulo dá início ao estudo do Regime de Partilha de Produção, que será implantado na recém-descoberta área do Pré-Sal e outras consideradas estratégicas, sob critérios específicos. Tal qual o primeiro, serão abordados todos os aspectos de relevância econômica característicos do Regime de Partilha e posteriormente explicados. Posto isso, é possível dissertar a respeito das particulares da aplicação do regime no Brasil.

Outra seção do mesmo capítulo tratará destas particularidades ao introduzir o Novo Marco Regulatório, dando continuidade ao estudo do sistema de Partilha, porém com foco na abordagem das modificações constitucionais propostas na nova lei, a fim de serem esclarecidas as especificidades do caso brasileiro em comparação com a aplicação do sistema ao redor do mundo. Todos os pontos de relevância econômica do mencionado marco serão apresentados e comentados.

Após a apresentação em separado dos dois regimes, será aplicado ao estudo dos mesmos o que teoria microeconômica diz a respeito de leilões com licitação para diferentes possibilidades de distribuição do rendimentos futuros, no intuito de tentar descobrir qual a escolha tem maior embasamento no campo teórico, que será o tema do sexto capítulo.

O sétimo e penúltimo capítulo, por sua vez, irá se dedicar a realização de um balanço de vantagens e desvantagens de ambos, abrangendo diferentes aspectos que os dois sistemas envolvem e podem ser comparados para análise. Este balanço fornecerá os insumos para o capítulo de Conclusão.



## 2. O Novo Marco Regulatório no Contexto Histórico

No final dos anos 40, depois da Segunda Grande Guerra, tem início uma discussão a respeito de qual seria a melhor política para estimular a indústria de petróleo em nosso país, pressionada pela incapacidade por parte da nossa exploração e produção da commodity em saciar a crescente demanda. A produção de petróleo no Brasil era de 2700 barris por dia, o que representava menos de 2% do consumo doméstico. Até então, a instituição do CNP (Conselho Nacional de Petróleo), em 1938, e seu empenho no setor de pesquisa em desenvolvido, esbarravam na ausência de recursos e tecnologia disponível.

Nesse contexto, movido por agitações nacionalistas, o então presidente Getúlio Vargas sancionou em 1953 a Lei nº. 2.004, criando a Petrobras, empresa de capital misto, mas sob controle do Estado. A criação da Petrobras iria fomentar os investimentos em bens de capital nos mais diversos setores, contribuindo para o crescimento da produção industrial a nível macro. A empresa deteve o monopólio das atividades tanto de *upstream* - que diz respeito à parte da cadeia produtiva que antecede o refino, incluindo as atividades de exploração, produção e transporte para beneficiamento - como de *downstream* - que engloba o refino, distribuição e venda de produtos - no setor de petróleo e gás natural desde sua criação até 1995.

É válido mencionar que também foi instituído o monopólio das importações, cuja então necessidade tinha como uma das principais explicações o baixo preço do barril no mercado mundial, em torno de dois a três dólares. Preço este que, portanto, tornava a produção de petróleo inviável dado que o custo de extração era superior ao do petróleo importado. Entretanto, esse panorama começaria a mudar com o primeiro choque do petróleo em 1973, que aumentou o preço do barril para cerca de doze dólares. Preço este que ultrapassaria os trinta dólares no segundo choque, em 1979, se mantendo em níveis elevados nas duas décadas seguintes devido, principalmente, a conflitos no Oriente Médio. Essa conjuntura foi permitindo investimentos maiores em exploração e produção.

O ano de 1995 marca o começo de abertura do nosso país ao mercado mundial de petróleo. A Ementa Constitucional no. 9 modifica o artigo 177 da Constituição

Federal - que trata das atividades industriais do setor petrolífero - e estabelece que empresas privadas tanto brasileiras como estrangeiras podem participar da exploração, produção e refino de hidrocarbonetos. Entretanto, a ementa só seria regulamentada, e a abertura consolidada, dois anos depois, quando é promulgada a Lei n.º 9.478/1997, a famosa "Lei do Petróleo", que criou o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), cujo escopo seria propor políticas nacionais de energia ao Presidente da República e orientar as decisões que o setor tomaria, e a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), órgão vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME) encarregado de realizar periodicamente as rodadas de licitação para blocos de exploração de hidrocarbonetos em nosso território. O Estado passava, portanto, de agente produtor para agente regulador do setor.

Desde a abertura para o mercado externo e, por conseguinte, a entrada de novos investidores, a trajetória do setor de petróleo tem sido marcada pela participação de um grande número de companhias nacionais e estrangeiras nas atividades de *upstream* e *downstream*, o que vem permitindo seu financiamento e impulsionando o desenvolvimento tecnológico do setor e da própria indústria brasileira de forma geral. O Brasil detém hoje a melhor tecnologia para exploração do petróleo *offshore* em lâminas de águas profundas, desenvolvida pioneiramente no país. Desta forma, é notável o aumento das reservas e da produção de petróleo e gás natural bem como dos rendimentos do governo, correlacionados com o incremento da competitividade das indústrias interligadas ao setor petrolífero e aumento também dos investimentos em pesquisa e tecnologia.

Contudo, no ano de 2007, a Petrobras descobre petróleo na camada denominada Pré-Sal, que revelou-se um enorme campo petrolífero, estendendo-se ao longo de 800 quilômetros da costa brasileira, desde o estado de Espírito Santo até Santa Catarina e englobando as bacias sedimentares do Espírito Santo, de Campos e de Santos. O campo do Pré-Sal está localizado a uma distância média de 170 quilômetros costa e suas reservas - possivelmente gigantescas - encontram-se armazenadas abaixo da espessa camada de sal - o que justifica o nome "Pré-Sal" - e a aproximadamente seis mil metros de profundidade.

Essa nova e relevante descoberta criou a perspectiva de um novo salto na produção petrolífera brasileira, que pode elevar nosso país a um novo patamar no

cenário internacional de exploração, produção e comércio de hidrocarbonetos e se apresenta como um novo fator que pode ser crucial para o futuro das políticas do setor. Novamente é colocado em questão o regime de exploração e produção que rege o mesmo. A expectativa de altos retornos em uma região aparentemente promissora levou o governo a tomar a seguinte providência no sentido de se apoderar de uma maior fatia desta esperada nova receita governamental: alterar o regime jurídico-regulatório de Concessões para Partilha de Produção. Esta alteração é a principal novidade do Novo Marco Regulatório.

### **3. Regimes Contratuais de Exploração e Produção de Petróleo**

#### **1. Definição**

Um regime contratual de exploração e produção de hidrocarbonetos compreende a forma como o Estado organiza as atividades petrolíferas e também a maneira pela qual se envolve e relaciona com os diferentes agentes dessa indústria. Trata-se de um conjunto de aspectos legais, contratuais e tributários que conduzem as operações de petróleo em um dado país. Pode-se dizer que seus agentes mais importantes são o Estado hospedeiro, ou seja, o governo do país onde ocorre a atividade de exploração e produção, e as *Oil Companies* (OC's), nacionais ou estrangeiras.

Todo regime contratual submete-se à estrutura político-econômica do Estado, o que engloba seu arcabouço legal e seu grau de envolvimento e participação na atividade de exploração e produção.

O regime praticado por determinado país produtor é, sobretudo, um reflexo de suas instituições políticas, do nível de abertura econômica e da relevância do petróleo em sua economia. Países com economias mais fechadas à iniciativa privada tendem a empregar regimes restritivos à participação das companhias multinacionais.

#### **2. Características**

Um regime contratual é constituído por diversas características que fazem parte da estrutura político-econômica do Estado. Algumas podem ser apontadas com as mais importantes para delinear a forma como o Estado coordena as atividades de petróleo e se relaciona com as empresas exploradoras.

- Propriedade dos Hidrocarbonetos
- Agentes governamentais envolvidos
- Fases contratuais
- Encargos das companhias e do Estado
- Contrapartidas recebidas pelas companhias
- Mecanismos de escolha e contratação das companhias

- Controles e limites de comercialização
- Mecanismos de controle da produção

O Regime de Concessões e o Regime de Partilha de Produção são dois dos três regimes mais frequentemente utilizados na história internacional. O Contrato de Serviços é outro comum. Existe também o *Joint-Venture*, menos praticado.

Cabe o comentário de que alguns países empregam mais de um regime contratual, o que se costuma definir como Regime Múltiplo. Os Regimes Múltiplos são costumeiros em países onde há exploração e produção de hidrocarbonetos em regiões com atributos muito diferentes dentro de um mesmo território e a diversidade de regimes atende com mais eficiência as peculiaridades de cada área.

## 4. Regimes de Concessões

### 4.1 Características Gerais dos Regimes de Concessões

Definidos os principais conceitos de um regime contratual de exploração e produção (E&P) de hidrocarbonetos, é legítimo adentrar em cada um dos regimes com mais detalhe. Primeiramente, será conceitualizado o Regime de Concessões.

O Regime de Concessões, também denominado *Royalty & Tax System* na literatura estrangeira, outorga às empresas petrolíferas o direito de realizar as atividades de E&P em uma estipulada área ofertada ou licitada pelo Estado, por um tempo definido, sob o seu próprio risco. E, em caso de sucesso na exploração, a empresa adquire a propriedade do óleo extraído, bastando apenas compensar o Estado com os devidos pagamentos.

Em primeiro momento, o Estado hospedeiro não participa diretamente da atividade no Regime de Concessões e, portanto, não usufrui dos recursos inerentes à venda da produção. Sua contrapartida é a compensação financeira, também alcunhada de participação governamental (*government take*). No caso das Concessões, essa compensação se dá por meio do pagamento de bônus de assinatura, *royalties* e aluguel de retenção de área e pagamentos aos proprietários de terra, quando é o caso de atividade *onshore*, sendo possível haver, em alguns casos, participações especiais, que seriam uma forma de apropriação por parte do governo de lucros considerados extraordinários.

O bônus de assinatura corresponde ao pagamento ofertado pelo licitante vencedor da proposta para obtenção da concessão. É o principal critério de escolha do vencedor - outros critérios podem ser adotados na ponderação, e exemplo do Programa Exploratório Mínimo e Conteúdo Local, no caso brasileiro. Sua importância reside, portanto, no fato de prover renda ao Estado logo no início do projeto - não dependendo da produtividade do campo - e requerer menor fiscalização no seu recolhimento.

Os *royalties* representam compensação financeira devida pelos concessionários ao proprietário da área onde ocorre a atividade de E&P a partir do início da produção

comercial de cada campo, ou mesmo em caso de teste de longa duração, quando já ocorre tal cobrança. Uma vez que passa a auferir receitas advindas da produção de petróleo, a companhia se vê obrigada a pagar royalties proporcionais a renda bruta. Ou seja, ainda que o projeto não seja lucrativo para a empresa, ela é obrigada a remunerar o Estado em razão de estar produzindo. Dessa forma, tal qual o bônus de assinatura, o *royalty* assegura uma receita mínima ao Estado. A porcentagem de *royalties* varia de acordo com a legislação de cada país, oscilando, geralmente entre 5 a 10% do volume produzido.

A participação especial corresponde à compensação financeira extraordinária devida apenas nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Trata-se de uma obrigação que incide sobre a receita líquida do processo, ou seja, a receita bruta deduzida dos custos, dos royalties e dos tributos.

Além disso, a empresa petrolífera também deve arcar com tributos municipais, estaduais e federais, a exemplo do imposto de renda, como qualquer pessoa física ou jurídica. Todas estas parcelas compõem a arrecadação governamental, cabendo ao operador como fluxo de caixa líquido a renda restante após os descontos apontados.

O contrato para exploração e produção de petróleo sob o Regime de Concessões é habitualmente acordado entre duas partes: o contratante, que pode ser um presidente da república, um Ministério ou então uma agência governamental dedicada a este fim, e o contratado, que pode ser uma única companhia petrolífera ou um consórcio formado por 2 ou mais empresas.

Outros aspectos podem ser apontados como essenciais das modernas concessões:

- O poder concedente impõe que a parte concessionária seja empresa regida sob a legislação do país hospedeiro, o que requer a constituição de subsidiárias no caso de empresas estrangeiras. Normalmente, não é permitida a participação direta do governo na concessão.

- Os direitos do concessionário se restringem à área delimitada no contrato de concessão e durante a fase de exploração (pesquisa), periodicamente, deve ser devolvida ao Estado parcela da área original, caso não seja encontrado nenhum indício de descoberta naquela área, respeitando os períodos e fase contratuais.

- O petróleo *in situ* (no subsolo) é propriedade do Estado, com exceção dos Estados Unidos, onde a propriedade é do dono da Terra. Entretanto, uma vez realizada a descoberta de petróleo, o concessionário se torna titular do produto da lavra.

- A duração da moderna concessão, após a fase de exploração (pesquisa para aferir a existência de petróleo ou não) é usualmente de trinta e cinco a quarenta anos para a fase de produção. Caso não haja descoberta comercial ao final da fase de exploração, extingue-se a concessão e a área é devolvida ao Estado.

- A receita do governo provém de tributos e participações governamentais.

#### **4.2 O Caso Brasileiro**

Conforme a Constituição Federal e a Lei do Petróleo, o Regime de Concessões no Brasil assim se estabelece:

*"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."*

Tal como caracteriza o regime, a empresa concessionária se apropria plenamente da produção após arcar com as devidas contribuições ao Estado.

A Lei do Petróleo e o Decreto nº 2.705/98 estabelecem como participações governamentais o Bônus de Assinatura, os *Royalties*, a Participação Especial e o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área, que vêm gerando notável retorno ao governo desde sua implementação.

O Bônus de Assinatura deve ser pago integralmente no momento da assinatura do contrato. Existe um valor mínimo para cada bloco ofertado discriminado no edital. Tem peso de 40% na formulação que define a proposta vencedora.

Os *Royalties* não podem ser inferiores ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. Tal valor, a critério da ANP, oscilará entre 5 e 10%, em razão dos riscos



geológicos (*onshore* ou *offshore*), das expectativas de produção e de outros fatores pertinentes.

A Participação Especial aplica-se sobre os lucros (receita líquida) - respeitadas as deduções fixadas no artigo 50 da Lei nº 9.478/1997 - da produção trimestral de cada campo uma alíquota progressiva que varia conforme a localização da lavra, o período de produção em anos e o volume da mesma que é fiscalizado, assim como estabelece o Decreto 2.705/1998.

De acordo com o Decreto há previsão de se estabelecer alíquotas maiores para os casos em que a profundidade de extração é menor, o volume de produção é maior, se o campo produz petróleo há mais tempo e se a lavra está localizada em terra.

E, finalmente, os concessionários arcam com o Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área, cujo valor é calculado de acordo com o quilômetro quadrado ou fração da superfície de uma área.

#### **4.3 O Crescimento do setor de Petróleo no Brasil após a Privatização**

Desde a abertura do mercado de petróleo em 1997, que eliminou as barreiras legais à participação de empresas privadas na atividade exploratória, notáveis avanços foram verificados no setor.

A Petrobras se consolidou como uma empresa de grande importância no cenário internacional, batendo recordes de lucro e produção e se tornando autossuficiente.

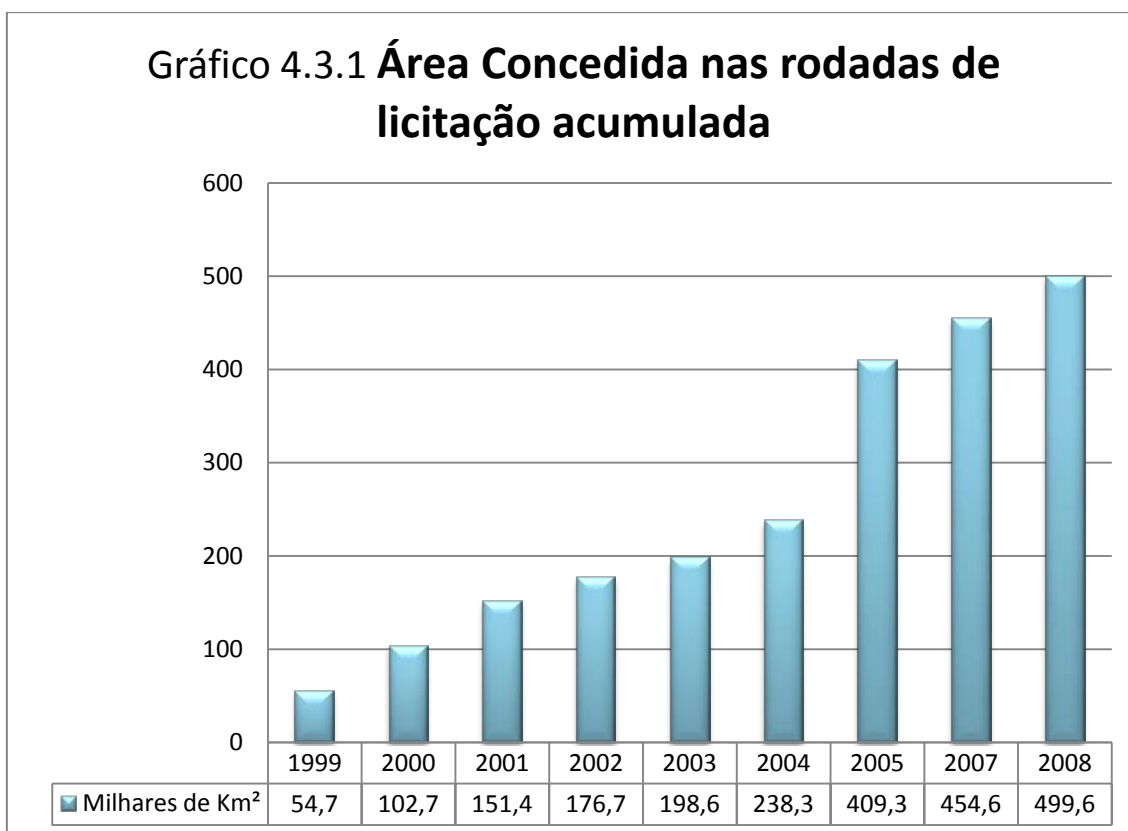
Além disso, a entrada de quase uma centena de empresas privadas tornou o setor mais dinâmico e contribuiu para reduzir os riscos dos processos. Dentre estas, muitas são empresas privadas nacionais cujo surgimento foi viabilizado pela abertura do mercado. Algumas inclusive propagaram sua atuação internacionalmente.

Os compromissos das empresas concessionárias na aquisição de bens e serviços locais (conteúdo local mínimo), que vêm aumentando a cada Rodada de Licitação, têm proporcionado a participação crescente de fornecedores brasileiros e o reconhecimento da oferta de mão de obra, de serviços e equipamentos nacionais com maior tecnologia, além da geração de milhares de empregos diretos e indiretos e dos impostos e taxas,

distribuídos na esfera federal, estadual e municipal devendo ser utilizados na geração de benefícios sociais e de infraestrutura para a população.

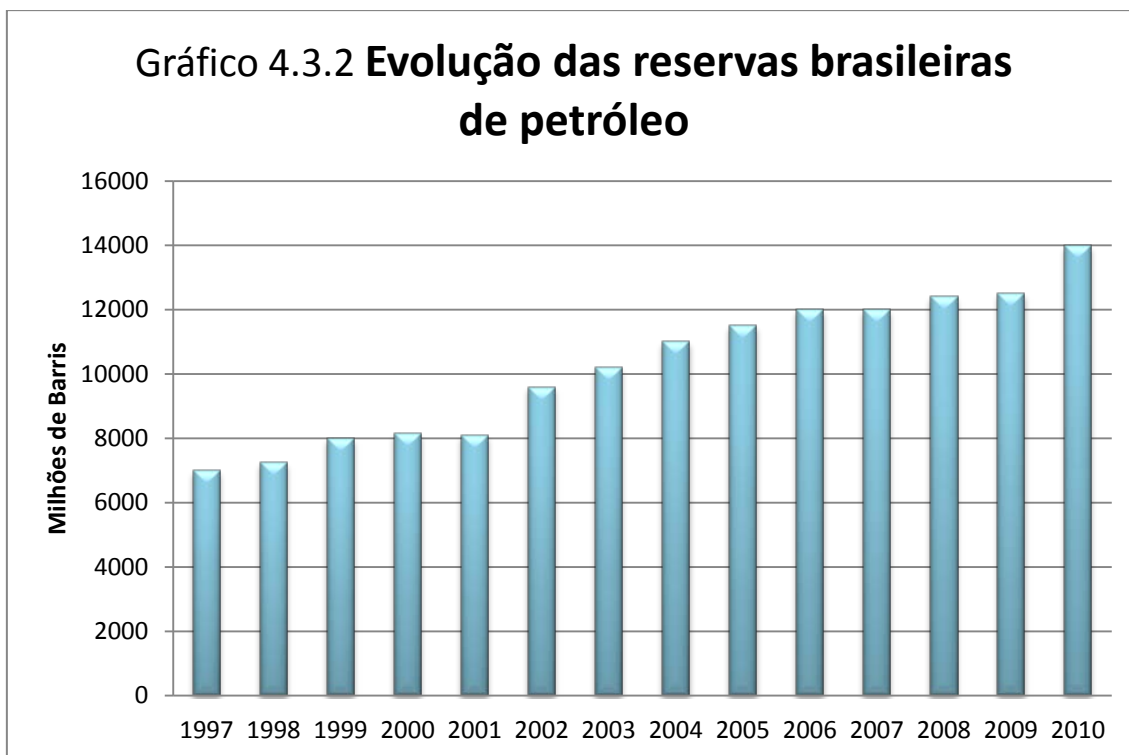
Os avanços proporcionados pelo marco regulatório do final do último século se percebem também em indicadores do setor.

A área concedida é um deles. Até 2008 foram ofertados 3.513 blocos nas dez rodadas de licitação promovidas pela ANP que houveram. Destes, 731 foram concedidos, em uma área de 499.600 km<sup>2</sup>, gerando uma arrecadação de R\$ 5,45 bilhões de bônus de assinatura. O gráfico 4.4.1 apresenta a evolução da área concedida ao longo das dez rodadas que já houveram.



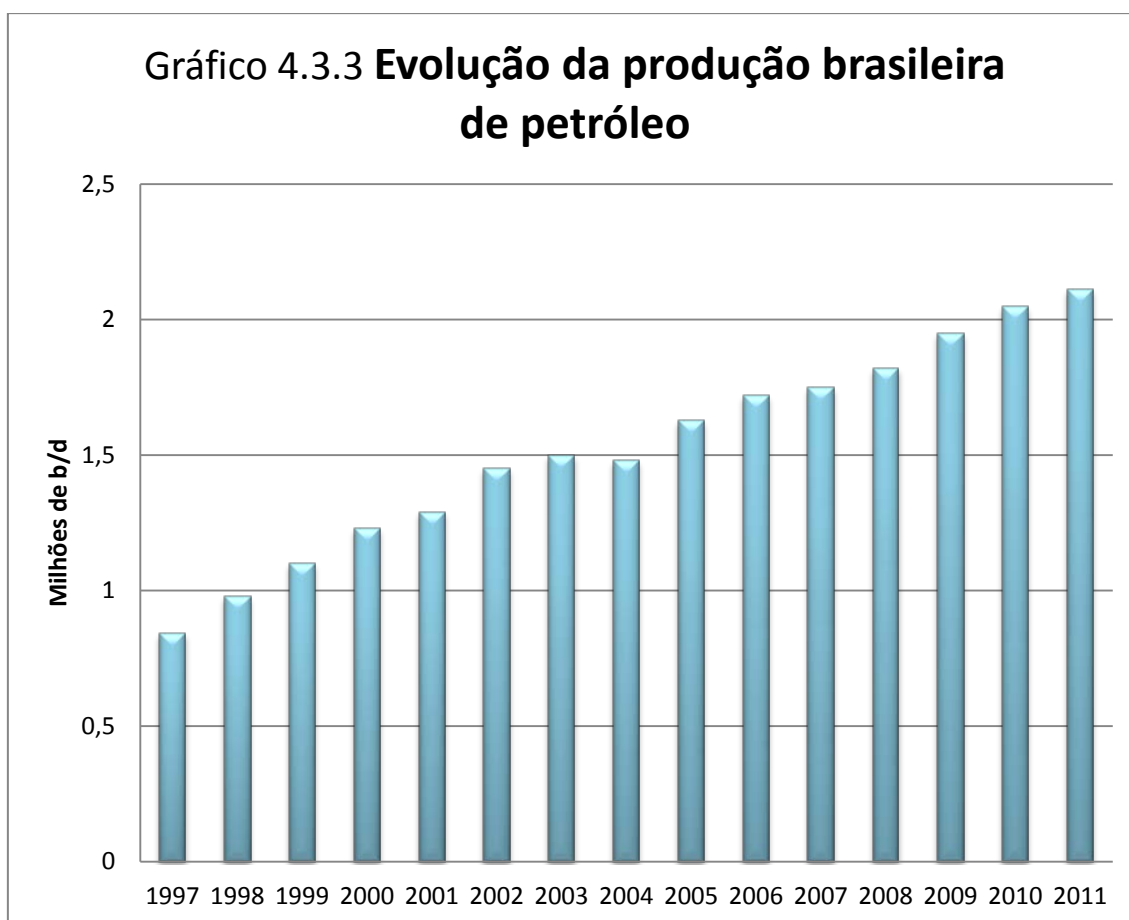
Fonte: ANP - Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2001 e 2011.

Outro indicador é o número de reservas de petróleo, como expõe o gráfico 4.4.2. Pode-se perceber um incremento das mesmas devido ao crescimento da própria atividade petrolífera, que impulsionou a descoberta de reservatórios.



Fonte: ANP - Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Também se observou uma expansão considerável da produção, como se verifica no gráfico 4.4.3. Em 1997 a produção nacional da *commoditie* - que era barris 840.000 barris por dia - subiu, em média, 6,8% a cada ano, ultrapassando os 2 milhões de barris em 2011 - produção essa que confere ao nosso país o 13º lugar no ranking mundial de países produtores de petróleo.



Fonte: ANP - Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2001 e 2011.

Em relação a participações governamentais, notou-se uma ampliação dos rendimentos com *royalties*, participações especiais e pagamento pela ocupação de área. No ano de 2011 levantou-se um total de R\$ 25,8 bilhões, dos quais 50,3% representam os royalties, 49% advindos da PE e os 0,7% restantes, do pagamento pela ocupação de área.

A tabela 4.4.4 apresenta o aumento da arrecadação com participações governamentais desde a abertura até 2011. Conforme os dados, o montante arrecadado teve um impressionante incremento de 13.484% nesse intervalo, pulando de R\$ 190 milhões em 1997 para R\$ 25,8 bilhões em 2011, enquanto a produção de petróleo no mesmo período cresceu 150%, segundo informações da ANP.

**Tabela 4.3.4 Evolução da arrecadação das participações governamentais**

<b>Ano</b>	<b>Royalties</b>	<b>Participação Especial</b>	<b>Bônus de Assinatura</b>	<b>Taxa de Ocupação ou Retenção de Área</b>	<b>Total (R\$ Milhões)</b>
<b>1997</b>	100%	0%	0%	0%	<b>190,00</b>
<b>1998</b>	100%	0%	0%	0%	<b>283,00</b>
<b>1999</b>	74%	0%	24%	2%	<b>1.334,00</b>
<b>2000</b>	54%	30%	14%	2%	<b>3.447,27</b>
<b>2001</b>	49%	36%	13%	2%	<b>4.732,61</b>
<b>2002</b>	54%	43%	2%	2%	<b>5.888,30</b>
<b>2003</b>	46%	52%	0%	2%	<b>9.565,64</b>
<b>2004</b>	45%	47%	6%	1%	<b>11.100,54</b>
<b>2005</b>	47%	52%	0%	1%	<b>13.296,51</b>
<b>2006</b>	43%	50%	6%	1%	<b>17.758,64</b>
<b>2007</b>	50%	48%	0%	1%	<b>14.834,57</b>
<b>2008</b>	44%	47%	9%	1%	<b>25.016,42</b>
<b>2009</b>	48%	51%	0%	1%	<b>16.662,76</b>
<b>2010</b>	46%	54%	0%	1%	<b>21.772,80</b>
<b>2011</b>	50%	49%	0%	1%	<b>25.810,27</b>

Fonte: ANP - Consolidação das Participações Governamentais.

Até a própria Petrobras foi beneficiada pela instauração do regime de concessões. Houve o temor de que a perda do monopólio pudesse comprometer a sobrevivência da empresa em um cenário competitivo frente às grandes companhias internacionais. Porém, a nova conjuntura forçou a mesma a se adequar às novas regras para entrar no jogo das licitações.

Ao invés de perder força, a empresa teve uma expansão jamais antes vista, muito em razão de reorganização e delineamento de novas metas induzidos pela necessidade de adquirir uma filosofia corporativa.

Além disso, o fato de ter perdido espaço no mercado nacional forçou a Petrobras a se internacionalizar e se tornar competitiva no mercado mundial de petróleo. Sob essa nova diretriz, a companhia iniciou inúmeros projetos em outros países, principalmente da América do Sul.

## 5. Regimes de Partilha de Produção

### 5.1 Características Gerais dos Regimes de Partilha de Produção

O Contrato de Partilha de Produção é assinado entre uma empresa petrolífera ou um consórcio de empresas e o Estado hospedeiro, seja diretamente ou através da Empresa Estatal de Petróleo. Neste tipo de contrato, o Estado é dono do petróleo produzido - ao contrário do contrato de Concessão onde a propriedade é somente das empresas concessionárias. Dessa forma, o Estado entra com a área a ser explorada enquanto que o consórcio conduz as atividades de exploração e produção a seu próprio risco e custo.

Assim que as reservas são dadas como comercializáveis, sucede-se a divisão do petróleo produzido. Ou seja, a Empresa Estatal de Petróleo ou agência governamental pertinente recebe sua parte da produção em espécie, possibilitando a comercialização direta no mercado interno ou a promoção de projetos internos.

Na fase de prospecção e exploração, a companhia petrolífera é responsável por todas as atividades e despesas necessárias, assumindo integralmente o risco do projeto. O contratado não tem direito a qualquer indenização no caso em que não há descoberta de petróleo. E se houver descoberta e for confirmada a comercialidade do campo, a companhia também é responsabilizada pelo desenvolvimento e infraestrutura do projeto para a produção de petróleo.

Uma vez iniciada a produção de petróleo, uma parte da mesma é reservada a arcar com os custos incorridos nas etapas anteriores. No contrato de partilha normalmente existe um teto para recuperação de custos do investimento, ou seja, estabelece-se um percentual máximo da produção que pode ser usado para recuperação dos mesmos. Essa fração de petróleo destinada a arcar com os gastos do processo e os investimentos de produção, incluindo instalações em poder do Estado, denomina-se *Cost Oil*, ou Custo em Óleo.

Nos custos recuperáveis geralmente alguns estão excluídos, como:

- Bônus de assinatura, se existir, e, às vezes, de produção também.

- Impostos de Renda (em alguns países)
- Aluguéis e contribuições (conteúdo local - treinamento de mão de obra, construção de estradas, etc.)
- Outros custos não previstos nos Procedimentos Contábeis.

Os custos não recuperados podem ser "carregados" para o próximo período fiscal. Em alguns casos, os custos não recuperados são acrescidos de juros para preservar o valor no tempo do investimento realizado pelo grupo empreiteiro.

A parcela de Custo em Óleo que não for utilizada para efetiva recuperação de custos converte-se automaticamente em *Profit Oil*, ou Óleo Lucro. Os royalties são deduzidos do óleo produzido antes do ressarcimento de custos.

O Óleo Lucro, portanto, é o petróleo que resta após a retirada do limite máximo da produção para Custo em Óleo e, também, depois de serem pagos todos os tributos incidentes. Ele é partilhado entre o governo e o contratado - por isso o nome do regime contratual. Tal partilha pode ser realizada por divisão simples por porcentagem ou através de percentuais correlacionados com o nível de produção, rentabilidade, Taxa Interna de Retorno e/ou cotação do petróleo no mercado internacional. Vale ressaltar que o contratado ainda paga Imposto de Renda referente à sua parcela de Óleo Lucro.

Existe a possibilidade de pagamento de bônus de assinatura no Contrato de Partilha, porém não é o mais comum. Em geral, o vencedor da licitação é aquele que confere o maior quinhão do Óleo Lucro ao Estado, diferentemente do Regime de Concessões, onde os leilões são pautados em valor do bônus de assinatura (principalmente), PEM e CL.

O prazo varia para o período de Exploração e Produção. A maioria dos Contratos de Partilha requer do grupo empreiteiro a performance de um Programa de Trabalho Mínimo durante cada fase de exploração e, muitas vezes também, um gasto mínimo. O governo geralmente solicita uma garantia bancária ou carta de crédito no valor do Programa de Trabalho Mínimo para cada fase, onde quantias parciais são deduzidas da garantia bancária conforme o trabalho for sendo realizado, sendo solicitada uma nova garantia à medida que se entra em uma nova fase contratual.

A minuta do orçamento anual deve ser apresentada no mínimo três meses antes do ano ao qual se refere.

Ao final de cada fase do período exploratório uma parte da área contratual precisa ser devolvida ao governo. Na fase de Desenvolvimento é necessária uma descoberta comercial, onde a companhia geralmente tem prazo de 20 a 30 anos a partir da data de declaração de comercialidade. O direito de obter a aprovação governamental é de fundamental importância para o contratado. Alguns contratos de partilha preveem a aprovação tácita após certo período sem resposta formal ou se cumpridos alguns requisitos. A cessão do contrato também exige a aprovação do governo ou da Empresa Estatal de Petróleo. Uma licença de produção pode ser necessária.

O grupo empreiteiro poderá conduzir sob sua estrita conta e risco operações de exploração com as quais o governo não concorde, não tendo direito de recuperação dos mesmos e não cabendo divisão do lucro sobre esta operação, exceto em caso de acordos previstos entre o governo e a companhia.

As soluções de conflitos geralmente são resolvidas entre as partes por meio de arbitragem internacional, normalmente em foro neutro.

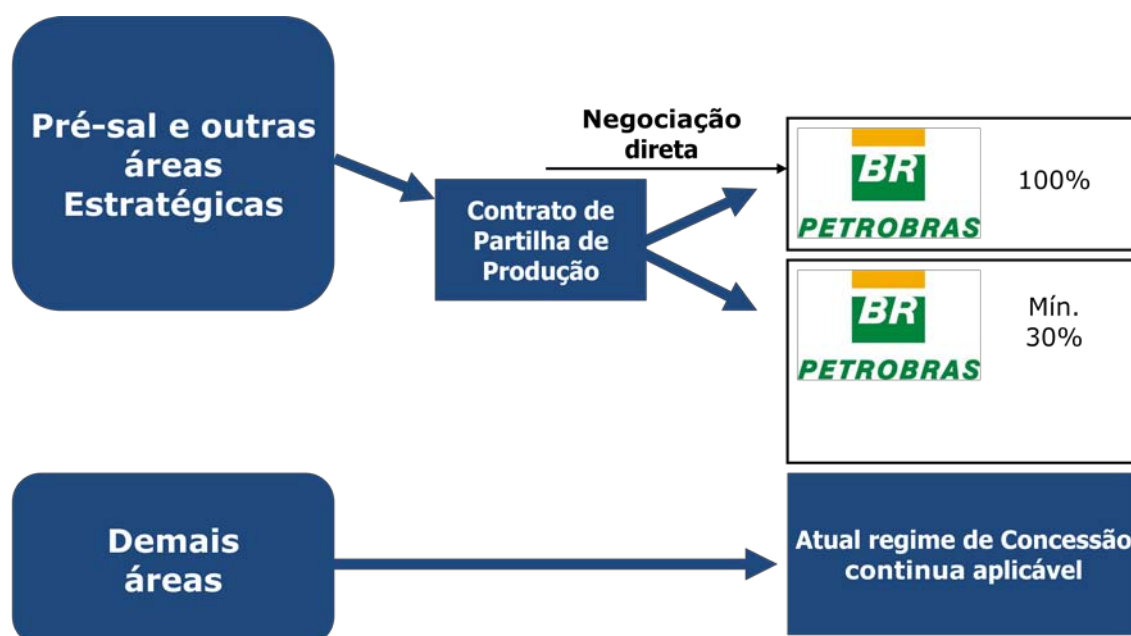
## **5.2 O Novo Marco Regulatório no Brasil**

O Novo Marco Regulatório surge oficialmente no dia 31 de Agosto de 2009, quando o governo do então presidente Luis Inácio Lula da Silva publicou quatro projetos de lei que seriam aprovados e promulgados no ano seguinte. Como mencionado previamente, a motivação para a mudança de sistema regulatório remonta à descoberta de petróleo na camada do pré-sal pela Petrobras em 2007, a qual fez o Estado vislumbrar a possibilidade de apoderar de uma maior fatia das receitas da atividade petrolífera. Vale citar os então projetos de Lei:

**1** - Cessão onerosa à Petrobras na forma de capitalização, pelo Tesouro Nacional, dos 41 blocos exploratórios contíguos ao Campo de Tupi via contratação direta, com reservas estimadas de 5 bilhões de petróleo, sem pagamento de bônus de assinatura muito menos participações especiais.



2 - Instauração do Regime de Partilha de Produção nas áreas do pré-sal e outras concebidas como estratégicas pelo governo, ambas definidas pelo Poder Executivo. As demais, licitadas ou não, permanecem sob o sistema de Concessões. Nesse novo modelo de contrato, a Petrobras passa a ter em qualquer circunstância um mínimo de 30% de participação no consórcio operador, o qual terá o controle exercido por uma estatal a ser criada justamente para esse objetivo (até então Petro-Sal). Os outros 70% serão determinados após rodadas de licitação da ANP, tal como já se procede no modelo de Concessões porém o critério de escolha será o maior lance de Óleo Lucro oferecido ao estado. Ou então, os blocos podem ser concedidos por contratação direta, onde o contrato é firmado entre o Estado e a Petrobras e não há realização de licitação. O fluxograma abaixo evidencia essa nova conjuntura:



3 - Surgimento de um novo órgão estatal, a PPSA, dedicado a gerenciar os contratos de Partilha de Produção no setor de petróleo.

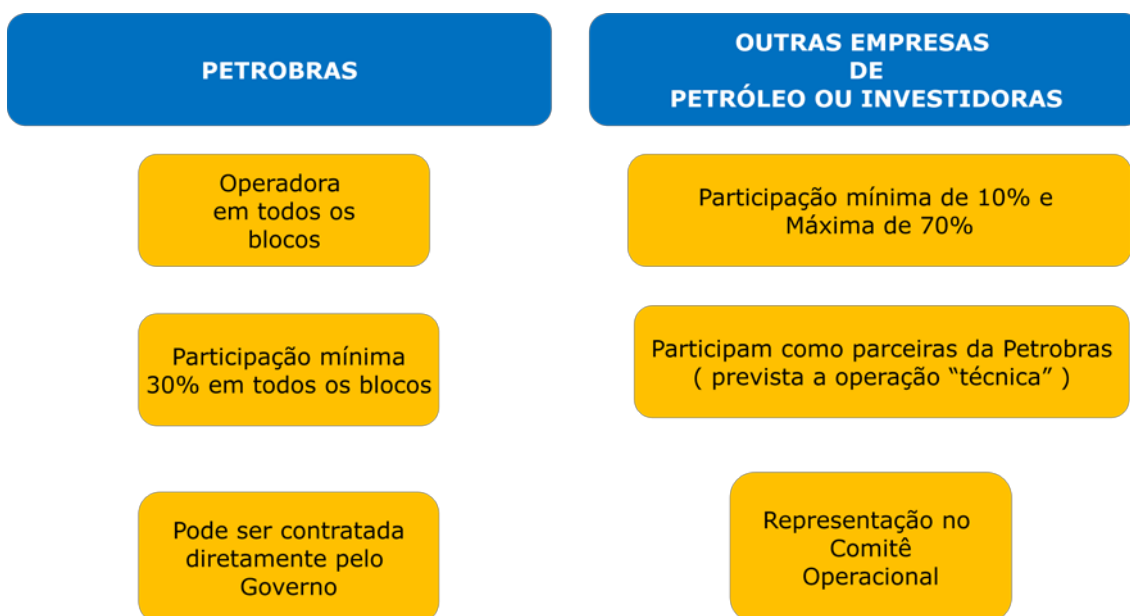
4 - Criação do Fundo Social Especial, que receberia as receitas advindas da venda de petróleo que pertencem ao Estado no novo regime.

A mudança que desperta maior interesse no presente trabalho é certamente a edificada com o segundo projeto (que se tornaria a Lei 12.351/10), justamente por se tratar da alteração de regime contratual de exploração de petróleo em questão.

No sistema de Partilha de Produção, tal qual descreve o inciso I do artigo 2º, a companhia exerce, à sua conta e risco, todas as atividades de *upstream* do processo, o que inclui exploração. Se não houver sucesso na exploração, a companhia perde todo o capital empregado, não tendo direito a qualquer tipo de indenização por parte do governo. Caso haja sucesso, porém, a empresa tem direito a reembolso dos custos (Custo em Óleo) bem como sua fração dos lucros (Óleo Lucro), ambos em óleo - como o nome já revela.

A Petrobras será a operadora dos blocos em qualquer circunstância, havendo licitação ou contratação-direta. Cabe ao operador coordenar a execução, direta ou indiretamente, de todas as atividades upstream do processo.

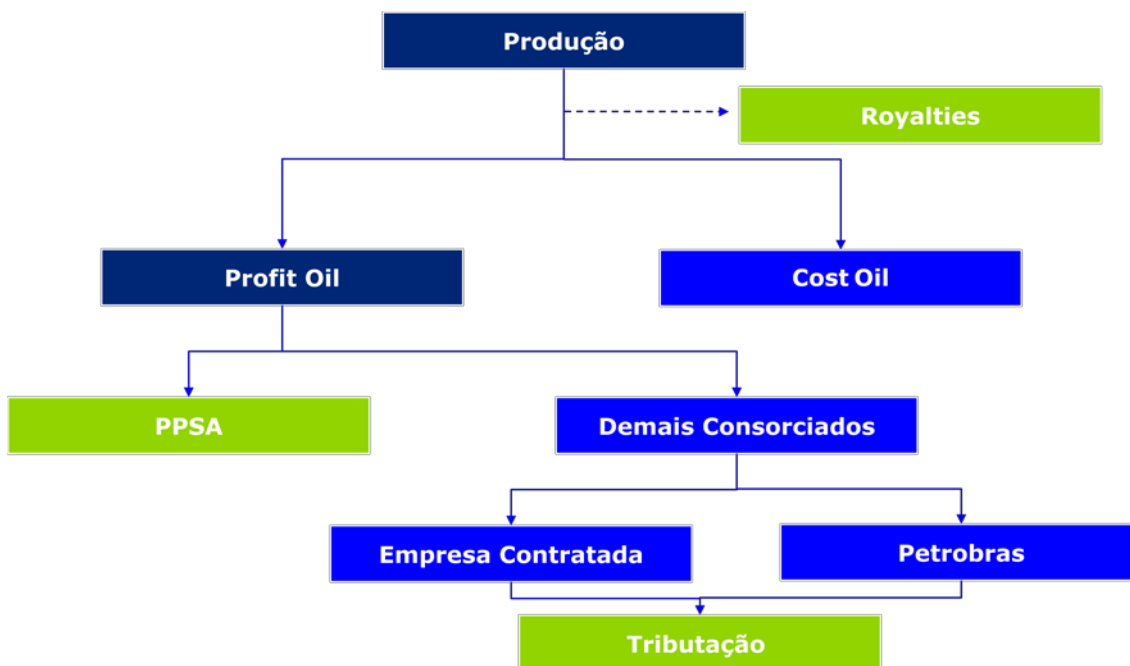
No caso em que há licitação, a companhia vencedora se associa à Petrobras e à PPSA. Se não há, o consórcio é apenas entre a Petrobras e a PPSA. Diferentemente da Petrobras, que terá vantagens e ônus proporcionais à sua fatia no consórcio, a PPSA é meramente reguladora e, portanto, não tem qualquer despesa no processo e tampouco assume riscos. O consórcio será supervisionado por um comitê operacional, encarregado do planejamento das atividades - incluindo orçamento - e estabelecimento de metas, e cujo presidente e metade dos membros será nomeada pela PPSA. O esquema que segue clarifica essa estrutura:



A respeito das participações governamentais, a grande novidade é a introdução da fração de Óleo Lucro ofertado pelo contratado. Entretanto, destaca-se a manutenção do Bônus de Assinatura e dos *royalties*.

É válido ressaltar que o Bônus de Assinatura não será mais critério de leilão - tal como impõe o novo regime, onde a oferta de porção do Óleo Lucro é o único critério - e agora terá um valor pré-definido pelo Conselho Nacional de Política Energética em contrato.

Aplicando a estrutura básica de repartição do óleo no regime de Partilha de Produção dadas as particularidades brasileiras, temos o seguinte fluxograma que expõe de forma mais intuitiva como se dá essa divisão:



Os custos considerados recuperáveis no modelo de Partilha brasileiro são a exploração e avaliação das jazidas, desenvolvimento dos campos, produção dos campos, desativação das instalações e despesas qualificadas como pesquisa. Já entre os custos não recuperáveis, destacam-se o Bônus de Assinatura, tributos compensáveis, seguros, Imposto de Renda e créditos tributários aproveitáveis.

## 6. Concessão vs. Partilha sob a ótica da Teoria de Leilões

### 6.1 Leilões com Securities - Conceito

Até o momento foram analisados inúmeros aspectos que caracterizam - e diferenciam - os regimes contratuais de Concessão e Partilha de Produção. Uma importante diferença que pôde ser apreendida está na questão da alocação dos fluxos de caixa no processo.

No Regime de Concessões, as empresas disputam o direito de explorar o bloco através de suas ofertas de Bônus de Assinatura, pagos ao Estado no ato da assinatura do contrato. A companhia vencedora, a partir desse momento, se apodera de praticamente todas as receitas geradas pela atividade. Sobre essas receitas, a ela cabe apenas pagar os tributos incidentes (Imposto de Renda), *royalties* e, no caso brasileiro, participação especial.

Já no Regime de Partilha de Produção, o embate se dá através das ofertas ao Estado de participação percentual no Óleo de Lucro. Nesse sistema, portanto, a companhia e o Estado são acionistas do projeto.

Como forma de simplificar a análise de ambos os regimes no âmbito dos fluxos de caixa, será tomada como premissa que no sistema de Concessões o Estado obtém receita apenas no momento da assinatura do contrato, ou seja, a priori. Trata-se de uma premissa plausível, afinal, as participações governamentais deste sistema também existem no sistema de Partilha de Produção e, logo, podem ser expurgadas da análise de fluxos de caixa e sua relação com a teoria de Leilões em questão.

Usando o mesmo raciocínio, também tomar-se-á a premissa de que o sistema de Partilha de Produção, por sua vez, confere ao Estado participação apenas na receita gerada pelas atividades, ou seja, a receita a posteriori. Este sistema até possui Bônus de Assinatura mas não é relevante para análise, não só por assunto de valores como também pelo fato de o mesmo não ser critério de escolha de vencedor no modelo de Partilha.

É justamente essa diferença na alocação temporal de fluxos de caixa entre os regimes que será objeto de estudo neste capítulo. Em princípio, não parece claro que, do ponto de vista da arrecadação do Estado, seja mais vantajoso receber a receita petrolífera no início ou no final do processo. Contudo, a teoria de Leilões é capaz de mostrar que a alocação pode ter sim influência na ousadia das companhias em seus lances, o que em última instância vai impactar na arrecadação governamental com o setor de petróleo.

Os leilões que tem relevância para o nosso estudo são aqueles em que o vencedor deve pagar uma quantia que depende de um fluxo de caixa futuro. Pode-se interpretá-los como leilões nos quais os lances são feitos por meio de instrumentos financeiros, as "*Securities*". Exemplos de *securities* seriam dívidas, opções e ações.

A fim de relacionar a teoria de leilões com o estudo de caso em questão, é fundamental diferenciar esses três tipos de *securities*. Será usado um exemplo aplicado ao caso da exploração de petróleo, inspirado no artigo de Carrasco e Mello.

Consideremos  $R$  como a receita líquida da atividade petrolífera. Se o dono da Ação tem direito  $0 < p < 1$  da receita líquida, então a Ação é uma *security* que promete pagamentos iguais a  $pR$

Já o contrato de Dívida com valor de face  $D$  promete a seu detentor pagamentos iguais ao mínimo entre  $D$  e  $R$ . Ou seja, se o montante acordado  $D$  for superior à receita líquida da atividade, o dono da Dívida fica com toda a receita líquida. Por outro lado, se o montante  $D$  for inferior à essa receita, o dono da Dívida recebe apenas  $R$ .

A Opção de compra com preço de exercício  $S$ , por sua vez, é uma *security* que promete pagamentos iguais ao máximo entre  $0$  e  $R - S$ . Ou seja, caso  $R$  seja inferior ao preço de exercício  $S$ , o dono da *security* não exercerá a opção de comprá-lo e ficará com zero. Entretanto, se  $R$  for maior que  $S$ , é vantajoso para o dono exercer essa opção e ele o fará, tendo um rendimento líquido de  $R - S$ .

Entendidos os diferentes instrumentos financeiros, é possível analisar as implicações do uso de cada um para a remuneração do leiloeiro. Se as propostas dos participantes são frações  $0 < p < 1$  da receita líquida  $R$  ao Estado, pode-se dizer que é um leilão de Ações e, nesse caso, quanto maior fração  $p$  ofertada, mais ousado é o lance. Já

se os participantes ofertam valores de face  $D$ , trata-se de um leilão de Dívida e o lance é mais ousado conforme maior o  $D$ . E se são ofertadas opções de compra, os lances são preços de exercício  $S$  e quanto menor  $S$ , mais ousado é o lance.

Aplicando esse conceito à conjuntura dos leilões de blocos exploratórios, é possível fazer uma correspondência entre os regimes de Concessão e Partilha e os tipos de leilão. Partindo-se das já mencionadas premissas de que no Regime de Concessões o Estado obtém receita apenas no momento da assinatura do contrato - o valor do Bônus de Assinatura - e no Regime de Partilha o Estado só obtém receita a posteriori, que é o percentual de Óleo Lucro oferecido pela companhia petrolífera, pode-se considerar que os leilões no Regime de Partilha são leilões de Ações - onde essas Ações são os percentuais de Óleo Lucro oferecidos - e os leilões no Regime de Concessões são leilões de valores fixos de Bônus de Assinatura, que independem da receita líquida, a qual é um fluxo de caixa futuro.

## 6.2 O Mundo segundo Skrzypacz, DeMarzo e Kremer

O trabalho de Skrzypacz, DeMarzo e Kremer (2005), o qual embasa o já mencionado artigo de Carrasco e Mello, é de grande valia para a análise dos Regimes do ponto de vista da teoria de leilões. A tese que fundamenta o dito trabalho é a de que, se a distribuição dos fluxos de caixa for exógena - em outras palavras, não tiver relação com a tomada de decisões que interferirão em última instância no retorno do projeto - leilões com *securities* cujos pagamentos são mais sensíveis a maiores retornos futuros (ou seja, *securities* mais "inclinadas", usando o jargão teórico de leilões) vão gerar uma renda esperada maior ao leiloeiro.

É fácil ver se uma *security* é mais inclinada do que outra. Uma Ação, por exemplo, é mais inclinada que uma Dívida. Considere, por exemplo, que o retorno futuro do projeto seja alto o suficiente para superar o valor de face da Dívida. A partir deste momento, qualquer aumento no retorno trará uma remuneração maior para o leiloeiro, já que o mesmo tem direito a uma porcentagem destes altos retornos. Enquanto isso, a Dívida continua remunerando o valor de face, por mais altos que sejam os retornos. Da mesma forma, é fácil perceber que a Dívida é mais inclinada que uma promessa de pagamento constante. Em situações de bancarrota, por exemplo, a remuneração do leiloeiro depende do retorno do projeto, o que não ocorre com uma

promessa de pagamento constante. E, ainda na mesma linha raciocínio, pode-se afirmar que uma Opção de compra é mais inclinada do que a Ação e a Dívida. Para valores baixos do retorno do projeto, ou seja, baixos  $R$ , valendo-se do exemplo da seção anterior, mais precisamente valores de  $R$  entre 0 e  $S(1-p)$ , a Ação confere maior remuneração ao leiloeiro. Contudo, se o valor de  $R$  ultrapassa barreira de  $S(1-p)$ , a Opção de compra sempre trará maior remuneração do que a Ação. Logo, os pagamentos prometidos pela Opção são mais sensíveis a maiores retornos futuros do que aqueles prometidos pela Ação e isso define a Opção como uma *security* mais inclinada que a Ação. Por transitividade, válida na comparação de inclinações de *securities*, a Opção também é mais inclinada que a Dívida, uma vez que a Ação é mais inclinada que a Dívida.

A razão pela qual *securities* mais inclinadas geram maior receita ao leiloeiro no mundo de Skrzypacz, DeMarzo e Kremer está ligada ao comportamento dos participantes do leilão. Elas induzem propostas mais ousadas dos participantes, uma vez que a correspondência que estabelecem entre os pagamentos ao leiloeiro e o retorno futuro com as atividades associa as propostas dos participantes ao conhecimento próprio que têm sobre o item leiloadado. Com isso, é menos provável que os mesmos venham a ocultar o real valor que atribuem ao item leiloadado e o resultado é que irão remunerar mais o leiloeiro pelo item.

Dado que o conhecimento próprio que as empresas petrolíferas têm sobre os blocos exploratórios normalmente é superior ao do Estado, e considerando os leilões no Regime de Partilha como leilões de Ações e os leilões no Regime de Concessões como leilões de valores constantes de Bônus de Assinatura, é possível dizer que no panorama proposto por Skrzypacz, DeMarzo e Kremer o Regime de Partilha tende a gerar maior renda ao Estado, o leiloeiro, comparativamente ao Regime de Concessões.

### **6.3 Um Cenário Alternativo**

Se o mundo de Skrzypacz, DeMarzo e Kremer reflete a realidade seria possível afirmar que a melhor indicação para o Estado é promover leilões de Opções de compra para os blocos exploratórios, afinal são as *securities* mais inclinadas e com maior expectativa de renda ao leiloeiro dada a premissa da seção anterior a respeito da exogeneidade da alocação dos fluxos de caixa. Adotando este tipo de leilão, basta que o

retorno do projeto seja superior ao preço da Opção para que o Estado se apodere de todo esse retorno e não apenas uma fração como no caso do leilão de Ações que ocorre no Regime de Partilha.

Entretanto, a premissa dos autores é de verossimilhança discutível. Parece fazer mais sentido considerar que o empenho das empresas na execução das atividades exploratórias - mensurado, por exemplo, pela magnitude dos investimentos ou então pela busca do aumento produtividade no processo - influencia sim os retornos futuros do projeto. E para que uma empresa, assim como qualquer agente na economia, se empenhe é necessário que ela tenha incentivos para tal, principalmente no que diz respeito ao quanto ela se apodera dos retornos do projeto que está executando. Portanto, conceder à empresa o máximo de poder sobre essa receita futura é melhor incentivo que se pode dar ao empenho da mesma.

Isto posto, o leilão de Opções de compra parece ser o pior alternativa, haja visto que a empresa não terá qualquer incentivo financeiro a gerar retornos superiores ao valor do preço de exercício da Opção, uma vez que possui direito apenas a esse valor no caso em que a Opção é exercida pelo Estado.

Se o leilão é de Ações, porém, a empresa tem alguma participação nos retornos futuros. Com isso, há incentivo para que ela se esforce no longo prazo e isto terá impactos positivos na remuneração esperada do Estado, tornando este tipo de leilão uma escolha melhor do que o leilão de Opções.

Já se o leilão é baseado em valor constante, como o Bônus de Assinatura, os incentivos são os melhores possíveis. A empresa terá direito integral sobre os retornos futuros, o que fará com que ela se empenhe ao máximo para compensar o gasto inicial com o Bônus e maximizar sua margem de lucro, a qual não precisará partilhar com ninguém. Logo, também estará disposta a ofertar maiores valores de Bônus de Assinatura em leilão.

Portanto, considerando que o empenho das empresas nas atividades exploratórias a longo prazo tem forte impacto sobre o retorno destas atividades, cabe dizer que o leilão baseado em valor fixo de Bônus de Assinatura, característico do Regime de Concessões, é uma opção melhor para o Estado no intuito de aumentar sua receita com



o setor de petróleo - supondo também que o empenho das empresas seja sensível o suficiente à sua participação nos retornos futuros de modo a conferir à esta maior impacto sobre a receita governamental do que a inclinação da *security*. Opção esta superior, portanto, ao leilão característico do Regime de Partilha e mais indicada dados os objetivos do governo.

## 7. Balanço de Vantagens e Desvantagens

### 7.1 Argumentos a favor do Regime de Concessões contra o Regime de Partilha

Primeiramente, pode-se apontar a simplicidade dos contratos do Regime de Concessões como uma grande vantagem do mesmo sobre o sistema de Partilha. Tratam-se de contratos mais precisos e de mais fácil entendimento para as partes envolvidas. Isso inclusive torna a fiscalização no sistema de Concessões também menos trabalhosa. A avaliação do *cost oil* e *profit oil* no regime de Partilha, por sua vez, é bem mais intrincada e dá maior margem a fraudes.

Além disso, o caráter progressivo das alíquotas de participação especial, ou seja, a evolução do percentual que o Estado tem direito sobre os lucros das empresas com a atividade no bloco conforme eles incrementam, permite a confluência dos objetivos de ambas as partes visto que quanto maior a receita da companhia com a atividade mais o governo se apropria da mesma.

Outra vantagem do sistema de Concessões é que o Estado não assume qualquer risco financeiro na exploração e produção de petróleo. Todos os custos do processo são contraídos pela empresa concessionária sem direito a qualquer restituição, ainda que não haja êxito na exploração ou o volume produzido seja incapaz de cobrir os gastos. Já os contratos de Partilha exigem do Estado muito mais informação de antemão a respeito do bloco a ser explorado devido ao fato de nestes tipos de contrato, o governo, além de ser acionista do projeto, incumbir-se de reembolsar os custos da empresa.

Finalmente, considerando o âmbito da teoria de leilões, já foi vista a vantagem da Concessão no caso em que o esforço das empresas tem relevância na alocação dos rendimentos futuros da atividade petrolífera. E, ainda que não seja, é possível reproduzir as receitas esperadas no sistema de Partilha tornando a alíquota de Participação Especial o critério de escolha do vencedor do leilão - ao invés de ser fixada previamente pelo governo em contrato - diferentemente do sistema brasileiro de Concessões, onde o valor de Bônus de Assinatura ofertado é o principal determinante deste vencedor.

Ampliar a alíquota de P. E. pré-determinada seria uma forma alternativa de incrementar os ganhos do governo sem ter necessidade de alterar o regime contratual.

## **7.2 Argumentos a favor do Regime de Partilha contra o Regime de Concessões**

Uma primeira vantagem que pode ser apontada no Regime de Partilha é o fato de incrementar o poder do Estado em exercer política comercial no setor de petróleo, como por exemplo, definir o preço e o volume da commodity que será exportado ou retido internamente e refinado.

Contudo, cabe o comentário de que o Estado pode estabelecer barreiras à comercialização, caso sinta necessidade. Ele tem o direito de permitir ou desautorizar exportações da commodity. Além disso, se o governo tem a intenção de assegurar um fornecimento futuro de petróleo, ou seja, ter à sua disposição reservas em um momento adverso (como quando houver restrições a importação, por exemplo), basta adiar o leilão e isso é independente do regime contratual.

Outra vantagem a ser mencionada é a possibilidade que o sistema de Partilha oferece ao governo de fazer política de subsídios. Ele pode vender o óleo a um preço mais acessível para parceiros comerciais, a exemplo da Venezuela, ou então para setores os quais ele visa impulsionar o crescimento (ou que necessitem desse apoio para sobreviver no mercado internacional), como o setor petroquímico, subsidiando-os.

Entretanto, vale a ressalva de que isto também pode ser replicado no Regime de Concessões. Basta que o governo dedique um parcela de sua arrecadação para a instituição que deseja apoiar. É um meio mais transparente - mais "*accountable*" - de apoio, inclusive.

## 8. Conclusão

A conclusão a qual se chega, levando em consideração todos os aspectos estudados, é a de que a adoção do regime de Partilha no Brasil parece não ter sido uma escolha apropriada. O dito sistema ainda não evidenciou que pode se justapor ao Regime de Concessões, o qual gerou enormes melhorias para o país. Com elas, o Brasil tornou-se um produtor relevante de petróleo, nossas reservas dobraram e a própria Petrobras tornou-se bem mais eficiente.

Se antes da abertura do setor, o petróleo respondia por menos de 3% do PIB brasileiro, no fim da década passada, esta fatia havia saltado para 12%, com a criação de postos de trabalho de alta qualificação e participação de mais de 70 empresas.

É evidente que sempre há a possibilidade de se aumentar a arrecadação governamental e, conseqüentemente - ao menos em tese - os benefícios para a sociedade. E foi esta a grande motivação do governo em alterar o regime para o setor. Porém, o método não parece o mais acertado.

Como foi demonstrado no presente trabalho, o sistema de Partilha não representa necessariamente uma apropriação maior dos lucros da exploração e produção de petróleo por parte do governo ou então um melhor controle do próprio óleo. Além disso, é possível incrementar a arrecadação do governo e obter os mesmos benefícios do dito controle sem realizar tal modificação drástica. Resultado similar pode ser alcançado com a alteração nos critérios de escolha do vencedor dos leilões ou então com políticas de subsídios e taxaço às importações, por exemplo.

Ademais, como qualquer grande mudança em um sistema, existe um esforço no que diz respeito a adaptação. E por se tratar de uma alteração na lei e criação de novas regras, existem trâmites que naturalmente demandam bastante tempo. Enquanto a ANP deixou de promover novas licitações, o país, por exemplo, deixou de arrecadar R\$ 15 bilhões por ano somente em bônus de assinatura.

Portanto, se o objetivo do governo é incrementar sua arrecadação e controlar melhor o óleo produzido, não se faz necessária uma mudança de regime. O mesmo pode

ser alcançado de forma mais eficiente e prática realizando-se modificações pontuais no regime atual e sem grandes efeitos colaterais para os agentes envolvidos.

## Referências Bibliográficas

DEMARZO, Peter; KREMER, Ilan; SKRZYPACZ, Andrezj. **Bidding with Securities: Auctions and Security Design**. American Economic Review, 95: 936-959, 2005.

GIAMBIAGI, Fabio; LUCAS, Luiz Paulo Vellozo. **Petróleo: reforma e contrarreforma no setor petrolífero brasileiro**. 1 ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013

BNDES 2009, **Relatório I – Regimes Jurídicos Regulatórios e Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural**, São Paulo, Brasil

BASTOS, Ricardo Fagundes; SENA, Richard Almeida. **Uma Análise Comparativa entre os Modelos de Concessão e de Partilha do Setor Petrolífero**. Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

GOMES, Carlos Jacques Vieira. **O Novo Marco Regulatório da Prospecção de Petróleo**. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009

GUTMAN, José. **Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo**. Rio de Janeiro: Freitas Bastos Editora; 2007.

JOHNSTON, Daniel. **International Petroleum Fiscal Systems Analysis**. Oklahoma: PennWell Publishing Company; 2001.

HENDRICKS, Kenneth; PORTER, Robert Porter . **An Empirical Study of an Auction with Asymmetric Information**, American Economic Review, 78: 865-883, 1988.

GOMES, Carlos Jacques Vieira. **Avaliação da Proposta para o Marco Regulatório do Pré-Sal**. Brasília: Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, 2009

SUSLICK, Saul. **Regulação em Petróleo e Gás Natural**. Campinas: Editoria Komedi; 2001.

OLIVEIRA, Daniel Almeida. **O novo marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil - O caso do pré-sal.**

Disponível em <<http://jus.com.br/revista/texto/14243>>.

CARRASCO, Vinícius; MELLO, João Manoel P. **Pré-Sal: Análises e propostas quanto ao modelo de exploração sugerido pelo governo Lula.** Disponível em:

<[http://www.dcomercio.com.br/especiais/outros/digesto/digesto\\_21\\_especial/04a.htm](http://www.dcomercio.com.br/especiais/outros/digesto/digesto_21_especial/04a.htm)>.

Ministério da Casa Civil. **Lei 12.351/2010.** Disponível em:

<[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm)>.

**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.** Disponível em : <<http://www.anp.gov.br>>.

BRITISH PETROLEUM - BP. **BP Statistical Review of World Energy 2011.**

Disponível em <<http://www.bp.com>>.

**Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural.** Disponível em :

<<http://www.anp.gov.br>>.

**Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2011.**

Disponível em : <<http://www.anp.gov.br>>.