

RODRIGO ENRIQUE LINARES TRONCOSO

**ANÁLISE DO NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL E SUAS
PRINCIPAIS CONSEQUÊNCIAS NO DESENVOLVIMENTO DAS
ATIVIDADES DE E&P DE PETRÓLEO**

SÃO PAULO

2011

RODRIGO ENRIQUE LINARES TRONCOSO

**ANÁLISE DO NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL E SUAS
PRINCIPAIS CONSEQUÊNCIAS NO DESENVOLVIMENTO DAS
ATIVIDADES DE E&P DE PETRÓLEO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de Petróleo do
curso de graduação do Departamento de Engenharia
de Minas e de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.

SÃO PAULO

2011

RODRIGO ENRIQUE LINARES TRONCOSO

**ANÁLISE DO NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL E SUAS
PRINCIPAIS CONSEQUÊNCIAS NO DESENVOLVIMENTO DAS
ATIVIDADES DE E&P DE PETRÓLEO**

Trabalho de Formatura em Engenharia de Petróleo do
curso de graduação do Departamento de Engenharia
de Minas e de Petróleo da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Cabral de Azevedo

RODRIGO ENRIQUE LINARES TRONCOSO
ANÁLISE DO NOVO MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL E SUAS
PRINCIPAIS CONSEQUÊNCIAS NO DESENVOLVIMENTO DAS
ATIVIDADES DE E&P DE PETRÓLEO

RODRIGO ENRIQUE LINARES TRONCOSO
SÃO PAULO
2011

Agradecimentos

Agradeço primeiramente aos meus familiares por terem me ajudado e me apoiado sempre quando necessário.

Agradeço ao professor Ricardo Cabral de Azevedo, do Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo da USP (PMI- USP) pela orientação, atenção e ajuda dada na presente pesquisa.

Agradeço o PRH-04 da ANP (Agência Nacional do Petróleo) do Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP (IEE-USP), pelo apoio dado para a presente pesquisa.

Para finalizar, agradeço o apoio financeiro fornecido pelo **Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCT**, da Financiadora de Estudos e Projetos–FINEP e do Ministério da Ciência e Tecnologia–MCT.

Resumo

Primeiramente, foram analisadas as motivações declaradas para a mudança dos tipos de contratos celebrados entre o governo e as companhias operadoras de petróleo para as áreas do pré-sal, que foram a elevação das participações governamentais, o maior controle da matéria-prima, que é estratégica, e o fato de que, tradicionalmente, países com maiores reservas e baixo risco exploratório possuem modelos de contrato onde o Estado é dono do óleo e gás extraídos (Contratos de Serviço e de Partilha de Produção). Entretanto, em relação aos contratos de partilha, esta pesquisa mostrou que é possível obter os mesmos resultados práticos em um contrato de concessão, tanto no âmbito das participações governamentais quanto no controle da matéria-prima. Foi observado também que, apesar de realmente ser coerente a afirmação de que países com maiores reservas e baixo risco exploratório geralmente possuem modelos de contrato onde são detentores do petróleo extraído, estes países também possuem, em sua maioria, governos absolutistas e/ou nacionalistas, o que pode explicar o simbolismo que gera para estes países o fato de ser dono do petróleo.

Foi feita também uma breve análise sobre a polêmica distribuição dos royalties, onde ficou comprovada a dependência dos municípios e estados produtores das receitas advindas do petróleo, assim como a necessidade de redistribuição maior destas receitas para municípios e estados não produtores.

Outra mudança analisada no presente trabalho foi o privilégio concedido para a Petrobras como única operadora na região do pré-sal. Levando- se em conta os benefícios e malefícios explicitados no trabalho, chegou- se à conclusão de que os malefícios serão muito maiores e determinantes não só para o Estado, mas também para a própria Petrobras, que será obrigada a investir em blocos que podem não ser prioridades para a companhia, poderá perder eficiência com o ambiente anti-competitivo, dentre outros fatores.

Palavras- Chave: Pré-sal; Novo marco regulatório; Distribuição dos *royalties*; Petrobras.

Abstract

First of all, the declared reasons were analyzed for changing the types of contracts between the government and the oil companies in the pre-salt area, which were the increase of government take, the greater control of the raw material, which is strategic, and the fact that, traditionally, countries with larger reserves and lower risk exploration have models of contract where the State owns the oil and gas extracted (Service Agreements and Production Sharing). However, this research has proven that is possible to obtain the same results in government take and in the control of the raw material, both in the concession contract and in a production sharing contracts. We also observed that, despite the fact that countries with higher reserves and lower exploratory risk usually have models of contracts where the states are the owners of the petroleum extracted is actually a consistent statement, these countries have, in most cases, absolutists governments and/or nationalist governments, which may explain the symbolism that generates the fact that these countries want to be the owners of the oil.

It was also made a brief analysis of the controversial distribution of royalties, where it was proved the dependence of states and municipalities producers of oil revenues, as well the need for greater redistribution of these revenues to municipalities and states non-producers.

Another change analyzed in this work was the privilege granted to Petrobras as the only operator in the pre-salt region. Taking into account the benefits and harms in this research, we concluded that the harm will be much larger and determining not only to the state but also for Petrobras, which will be required to invest in blocks that may not be a priority for the company, can lose efficiency with the anti-competitive environment, among other factors.

Key Words: Pre-salt; New framework regulatory; Royalties distribution; Petrobras

Sumário

Introdução.....	7
Objetivos	8
Metodologia	8
Desenvolvimento.....	9
1. Novo marco regulatório para E&P do Pré-Sal	9
2. Justificativa do Governo brasileiro e da Petrobras para o Novo Marco Regulatório	11
3. Contratos de Concessão x Contratos de Partilha de Produção	13
3.1 Breve Histórico.....	13
3.2 Contratos de Concessão.....	14
3.2.1 Mecanismos de Remuneração	15
3.3 Contratos de Partilha de Produção	16
3.3.1 Mecanismos de Remuneração	17
3.4 Comparações entre os Contratos (Contratos de Concessão X Contratos de Partilha de Produção) e aplicabilidade ao Pré-Sal brasileiro.....	19
3.4.1 Países que adotam	19
3.4.2 Participações Governamentais.....	20
3.4.3 Controle Estatal	23
3.4.4 Principais Diferenças.....	25
4. Distribuição dos <i>Royalties</i>	26
5. Petrobras: Única Operadora do Pré-Sal.....	31
Resultados e Conclusões	34
Referências Bibliográficas	37
ANEXO A- Distribuição das participações governamentais de óleo e gás natural.....	39

Introdução

As reservas de petróleo encontradas na camada pré-sal do litoral brasileiro estão dentro da área marítima considerada zona econômica exclusiva do Brasil. São reservas com petróleo considerado de média a alta qualidade, segundo a escala API, estando situados entre 5.000 e 7.000 metros abaixo do nível do mar, com lâminas d'água que podem superar os 2.000m de profundidade e abaixo de uma camada de sal que, em certas áreas, tem mais de 2.000m de espessura.

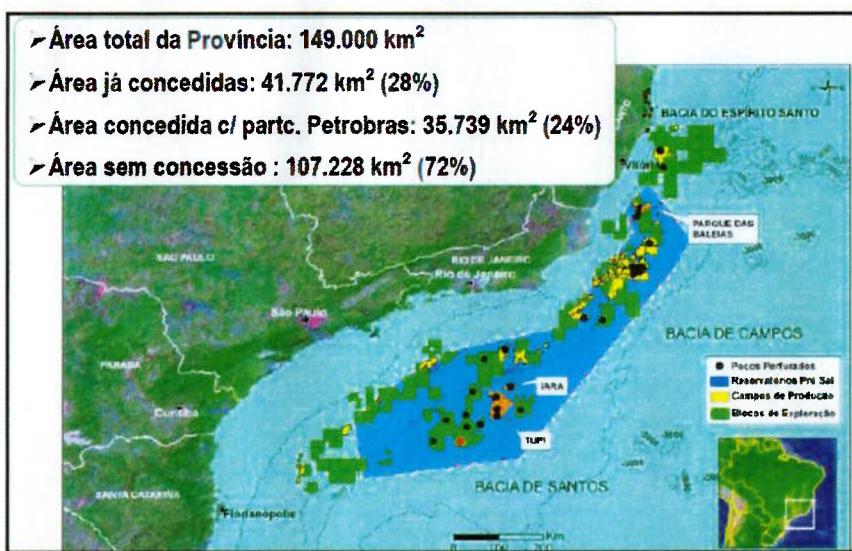


Figura 1- Área da província do Pré-Sal. Fonte: ANP

Nos últimos 100 anos, o Brasil chegou ao número de 14 bilhões de barris de reservas provadas. Somente nas reservas de Tupi, Iara e Parque das Baleias, todas do Pré-Sal, este valor pode dobrar, como podemos ver na Figura 2.

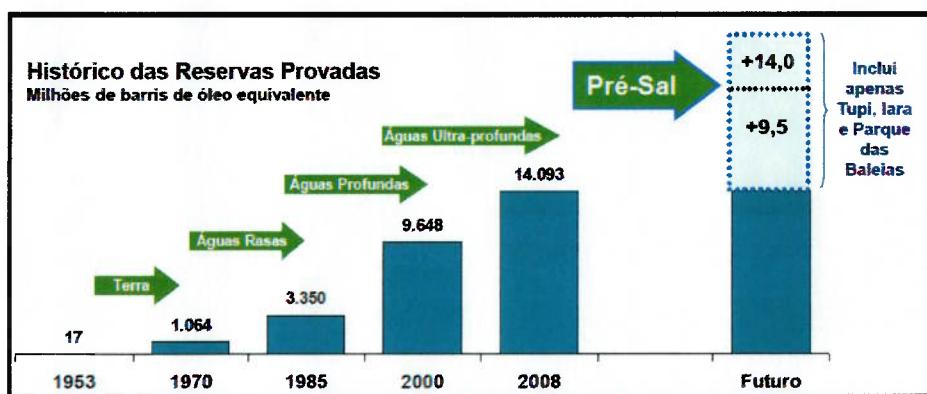


Figura 2- Histórico de Reservas Provadas. Fonte: Governo Federal

Além disso, no Pré-sal, que se estende da Bacia de Espírito Santo até a Bacia de Santos, a Petrobras já tinha perfurado até 2009, segundo a própria Petrobras, com taxa de sucesso de 87%. Na Bacia de Santos, foram perfurados 13 poços, com taxa de sucesso da Petrobras de 100%.

Considerando o panorama geopolítico mundial de necessidade de incorporação de novas reservas para suprir a demanda futura por petróleo, e que as descobertas dos campos de Tupi e de Iara já estão entre as maiores descobertas mundiais dos últimos 10 anos, fica claro a enorme importância destas reservas para o Brasil e para o mundo.

A motivação desta pesquisa foi meu grande interesse no tema da gestão das atividades de exploração e produção no pré-sal, que decorreu da intensa polêmica e de minha desconfiança sobre a melhor forma contratual para gerir estas atividades, a necessidade da redistribuição dos royalties do petróleo e as possíveis consequências de privilegiar a Petrobras como a única operadora dos blocos do pré-sal a serem licitados.

Objetivos

Diante das novas perspectivas para o futuro da exploração e produção de petróleo brasileira, esta pesquisa tem por objetivo fazer uma análise das questões mais polêmicas da estratégia política e econômica tomada pelo Governo na gestão destas atividades com a sanção do Novo Marco Regulatório para o Pré-Sal, analisando as intenções do Governo, as origens históricas dos tipos de contratos, os países que os utilizam, a distribuição dos royalties entre estados e municípios não produtores, a operação única da Petrobras no pré-sal, assim como a necessidade, a eficácia e as principais consequências destas principais mudanças para o Estado, para a Petrobras e para a sociedade.

Metodologia

A metodologia desta pesquisa foi:

- Estabelecer as principais e mais polêmicas mudanças do novo marco regulatório nas atividades de exploração e produção do Pré-Sal. Meios de pesquisa: periódicos e artigos.

- Pesquisar quais as motivações declaradas abertamente pelo Governo para a mudança no marco regulatório. Meios de pesquisa: periódicos, internet, apresentações de políticos em seminários e conversa com especialista.
- Pesquisar as principais diferenças entre os Contratos de Partilhas de Produção e Contratos de Concessão, e analisar a aplicabilidade ao Pré-Sal brasileiro, debatendo e questionando as respectivas motivações declaradas pelo Governo. Meios de pesquisa: relatórios, periódicos, internet, artigos e apresentações em seminários e congressos.
- Pesquisar a dependência dos estados e municípios produtores de petróleo das receitas advindas do petróleo, assim como a necessidade da redistribuição para outros estados e municípios da federação. Meios de pesquisa: relatórios e teses.
- Pesquisar as diversas opiniões sobre a Petrobras atuar como operadora única nas áreas do Pré-Sal, e fazer um raciocínio crítico sobre a questão, analisando as principais consequências para as atividades de exploração e produção na região. Meios de pesquisa: periódicos, internet, apresentações em seminários e congressos, artigos, relatórios e conversa com especialista.

Desenvolvimento

1. Novo marco regulatório para E&P do Pré-Sal

O novo marco regulatório são as novas regras para exploração e produção de petróleo e gás natural na área de ocorrência da camada Pré-Sal e em áreas que venham a ser consideradas estratégicas.

Os projetos de lei, já aprovados, definem o sistema de partilha de produção para a exploração e a produção nas áreas ainda não licitadas do Pré-Sal; a criação de uma nova estatal; a formação de um Fundo Social; e a cessão onerosa à Petrobras do direito de exercer atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás natural em determinadas áreas do Pré-Sal, até o limite de 5 bilhões de barris, além de uma capitalização da Companhia. Com a aprovação, o País passa a ter três sistemas para as atividades de E&P de petróleo e gás natural: concessão, partilha de produção e cessão onerosa.

No Brasil, o modelo de contrato de partilha de produção será vigente nas áreas ainda não licitadas do Pré-Sal e naquelas que venham a ser definidas como estratégicas pelo

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Na partilha de produção, os riscos das atividades são assumidos pelos contratados, que serão resarcidos apenas se fizerem descobertas comerciais. Esse pagamento é feito com o custo em óleo (chamado de óleo-custo), em valor suficiente para ressarcir as despesas da(s) empresa(s) contratada(s). Do restante da produção, será repartido entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, o excedente em óleo, que é a parcela da produção resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo, aos *royalties* devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43 (quando o bloco se localizar em terra, conterá cláusula determinando o pagamento, em moeda nacional, de participação equivalente a até 1% do valor da produção de petróleo ou gás natural aos proprietários da terra onde se localiza o bloco).

Segundo esse projeto de lei, a União poderá celebrar os contratos de duas formas: exclusivamente com a Petrobras (100%) ou a partir de licitações, com livre participação das empresas, atribuindo-se à Petrobras tanto a operação como um percentual mínimo de 30% em todos os consórcios.

A cessão onerosa de direitos, por sua vez, prevê que a União poderá ceder à Petrobras o direito de exercer atividades de E&P, por sua conta e risco, em determinadas áreas do Pré-Sal, sem licitação, no limite de até 5 bilhões de barris de petróleo e gás natural.

Em 2010 foram aprovadas três das novas leis que compõem o atual marco regulatório do setor petrolífero brasileiro, a saber:

- **LEI Nº 12.276, DE 30 DE JUNHO DE 2010.** “*Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências.*”
- **LEI Nº 12.304, DE 2 DE AGOSTO DE 2010.** “*Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências.*”
- **LEI Nº 12.351, DE 22 DE DEZEMBRO DE 2010.** “*Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob*

o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social – FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências“.

Na Figura 3, podemos ver a nova divisão das explorações e dos investimentos nos blocos no Pré-sal, segundo o Novo Marco Regulatório:

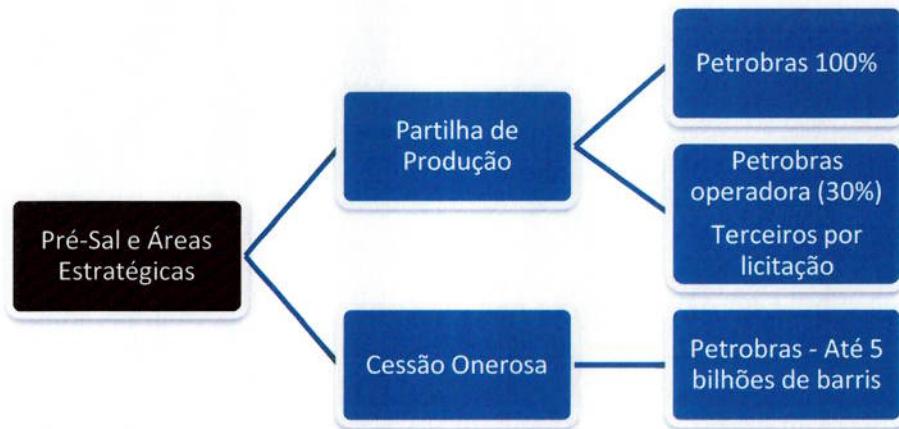


Figura 3- Divisão Novo Marco Regulatório

2. Justificativa do Governo brasileiro e da Petrobras para o Novo Marco Regulatório

As principais justificativas para a mudança no marco regulatório brasileiro do pré-sal remetem à grande diferença de contexto vivida pelo país na época em que foram elaborados os contratos de concessão.

Em 1997, por exemplo, o Brasil possuía somente blocos exploratórios de baixa rentabilidade e alto risco, o país era um grande importador de petróleo e havia uma grande escassez de recursos para investimentos. Segundo o presidente da Petrobras, Azevedo (2009), a empresa possuía uma insuficiência de capital para realizar investimentos, dificuldade de captação externa, elevados custos de capital, e o preço do barril de petróleo estava por volta de US\$19,00. Por outro lado, segundo ele, hoje o Brasil possui um parque industrial mais diversificado, com perspectiva de aumento na capacidade de exportação de petróleo. E a

Petrobras, por sua vez, hoje possui uma elevada capacidade tecnológica, com maior capacidade de captação de recursos e uma robusta carteira de investimentos, com preço atual do barril de petróleo na casa dos US\$ 80,00.

Segundo documento publicado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), “Cartilha do Pré-Sal” (2009), neste “novo cenário tornou-se necessária a busca de um modelo que possibilitasse a elevação das participações governamentais, com a manutenção da atratividade para os investidores e a redistribuição dos ganhos decorrentes da produção em favor de toda a sociedade.”

Ainda de acordo com o Ministério de Minas e Energia (2009), além de garantir uma maior participação na renda de exploração e produção de petróleo, os contratos de partilha também permitirão que a União disponha de parte da produção de petróleo para comercializá-la diretamente. Ainda segundo o Governo, a elevação da participação governamental não é o único objetivo ao propor um novo modelo para a exploração e produção do Pré-Sal, mas a importância geopolítica da existência de oferta abundante de petróleo sob responsabilidade de um país estável política e economicamente também foi considerado.

Outra questão polêmica e importante de se discutir é o fato de a Petrobras se tornar operadora única na área do Pré-Sal, segundo o novo modelo regulatório. A justificativa do Governo é que é ideal que uma empresa nacional estatal tenha o conhecimento primário da tecnologia usada no Pré-Sal. Além disso, segundo o governo, com a experiência e os conhecimentos que acumulou ao longo dos anos na exploração das bacias brasileiras e no exterior, a Petrobras possui a experiência necessária para exploração do Pré-Sal, sendo largamente requisitada para a formação de parcerias, atuando preponderantemente como operadora, sendo também líder mundial em tecnologia exploratória de águas profundas e tendo atuação destacada nesse setor, como podemos ver na Figura 4, que mostra a produção mundial em águas profundas (lâmina d’água > 300m) por operador:

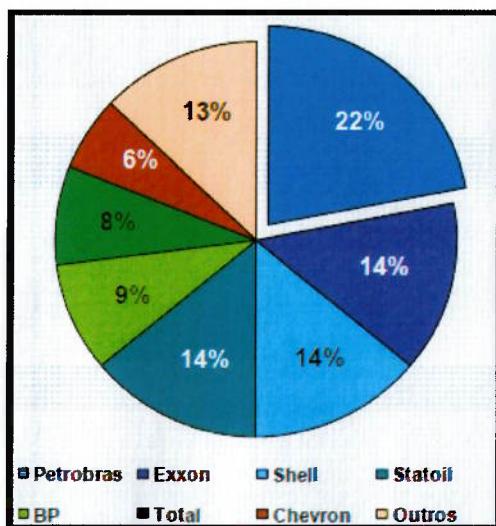


Figura 4- Produção mundial em águas profundas por operador. Fonte: PFC Energy

Ainda segundo o Ministério de Minas e Energia (2009), a operação exclusiva da Petrobras no Pré-Sal, além de assegurar a adoção de práticas alinhadas ao desenvolvimento sustentável do País e das indústrias aqui localizadas, permitirá a atuação integrada das atividades exploratórias, propiciando a redução dos custos, o que é vantagem para todas as partes, inclusive para a União. Como operadora, será ainda responsável pela aquisição de bens, serviços e contratação de pessoal para as atividades exploratórias e, portanto, segundo o MME, pode atuar em sinergia com as políticas públicas para o setor.

3. Contratos de Concessão x Contratos de Partilha de Produção

3.1 Breve Histórico

O sistema de concessão é o mais antigo adotado no mundo, e se iniciou no século 19 nos Estados Unidos, e, no início do século passado, no Oriente Médio. Entretanto, esse sistema foi muito modificado, influenciado por diversas razões históricas que acabaram por encaminhar mudanças de conteúdo nos instrumentos contratuais que regulam essa indústria.

No início da década de 20, os contratos firmados entre o Estado e as companhias petrolíferas tinham um caráter privado, sendo que pouquíssimas obrigações recaíam sobre as companhias, exceto a contraprestação ao Estado pela outorga, e ainda assim a um custo baixo. Segundo Barbosa (2011) não havia uma forma totalmente padronizada nos primeiros

contratos de concessão, que variavam de país para país, entretanto todos os países seguiam um modelo básico, que incorporava termos e condições muito semelhantes entre si.

Devido principalmente às descobertas de grandes reservas de petróleo no Oriente Médio, os governos dos países produtores, em meados do século passado, começaram a introduzir uma mudança política que tinha por objetivo mudar as relações contratuais que conferiam vantagens excessivas às companhias de petróleo em detrimento dos governos dos países produtores.

Dessa forma, a partir dos anos 1950, muitos países começaram a renegociar os seus contratos de concessão, especialmente em relação aos prazos contratuais, à extensão das áreas concedidas e à forma de remuneração pela extração do petróleo (por meio de *royalties* calculados sobre o preço de mercado ou em espécie).

Estas mudanças comportamentais dos Estados produtores em relação às companhias petrolíferas não geraram só mudanças nos contratos de concessão, como também deram origem à novos tipos de contratos de E&P, como o PSC -*Product Sharing Contract* (Contrato de Partilha de Produção), o *Services Agreement* (Contrato de Serviços) e *Participation Agreements* – PA (Contratos Associativos), mais conhecidos como *Joint Ventures*.

A primeira aplicação do contrato de partilha de produção, nos moldes que possui na atualidade, remonta à Venezuela, que o adotou nos anos 60. O formato mais refinado e moderno desse modelo contratual foi desenvolvido na Indonésia, em 1966. A partilha de produção foi originariamente concebida como resposta nacionalista ao modelo de concessão.

3.2 Contratos de Concessão

O Contrato de Concessão é o contrato no qual a companhia de petróleo adquire o direito exclusivo de explorar e produzir hidrocarbonetos por sua conta e risco, sem interferências ou maior controle dos governos nos projetos de exploração e produção, respeitando a regulação existente. Entretanto, o interesse do Estado pode ser preservado por meio de uma série de obrigações e deveres à que as companhias têm que se submeter, incluindo-se investimentos obrigatórios, pagamentos de tributos, preservação ambiental, incentivos ao crescimento local (uso de mão de-obra nacional , produtos nacionais e até

mesmo especialização da mão-de-obra local) e etc. Por outro lado, o Estado concede a propriedade de todo o petróleo produzido para a companhia, geralmente com uma certa porcentagem de exigência para abastecimento do mercado interno nacional.

3.2.1 Mecanismos de Remuneração

No Regime de concessão, os recursos financeiros que são gerados pela indústria do petróleo e pagos ao Estado concedente são genericamente denominados participações governamentais. Assim, as companhias de petróleo são proprietárias do hidrocarboneto em troca do pagamento de participações governamentais (como os *royalties*, por exemplo).

De acordo com TAVERNE (2008) apud Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural (2009), as participações governamentais podem ser divididas em *royalty*, aluguel de área, bônus financeiros, impostos de renda e tributos sobre lucros extraordinários.

O *royalty*, o mais antigo tributo de petróleo, é o pagamento de uma porcentagem do petróleo e/ou gás natural produzido pelo concessionário ao proprietário do petróleo *in situ*, no caso o Estado, sendo pago em espécie ou *in natura*. Segundo definição da Agência Nacional do Petróleo (ANP), os *royalties* do petróleo são uma compensação financeira devida ao Estado pelas empresas que exploram e produzem petróleo e gás natural. Eles foram criados como uma forma de remunerar a sociedade pela exploração desses recursos, que são escassos e não-renováveis.

Hoje, no Brasil, as participações governamentais se compõem dos bônus pagos nas rodadas de licitações, do pagamento pela ocupação das áreas sob concessão, dos pagamentos aos proprietários em terra, dos *royalties* e das participações especiais para os campos que geram alta rentabilidade e produção, que incidem sobre o lucro do petróleo ou gás produzido.

A maior parte dos países produtores que adotam este modelo cria uma forma de remuneração que responde aos aumentos de preço e volume de produção. No Brasil é denominada Participação Especial. Esta apropriação dos lucros extraordinários da indústria do petróleo, cobrada quando os preços sobem de forma significativa, também existe nos EUA (*Windfall Profit Tax*), no Reino Unido (*Petroleum Revenue Tax*), na Noruega (*Hydrocarbon*

Tax), na Austrália (Petroleum Resources Rent Tax) e no Canadá (Canadian Frontier Royalties).

Portanto, enquanto o impacto dos *royalties* é regressivo, sendo menor quanto mais lucrativo for o campo, a participação especial é crescente com alíquotas progressivas com a produção. O lucro de um campo é mais sensível às variações de preço, câmbio e produção do que os *royalties*.

No Brasil, existem ainda muitos outros impostos cobrados na cadeia de produção, incluindo os tributos diretos, IRPJ e CSSL que somam cerca de 34%, o PIS e a COFINS sobre vendas domésticas, que chegam a 9,25%. Existem, ainda, os tributos indiretos sobre equipamentos e serviços, que são: Imposto de Importação, IPI, Imposto sobre a Circulação de Mercadorias, PIS-importação, Cofins-importação, CIDE e ISS.

3.3 Contratos de Partilha de Produção

O Contrato de Partilha de Produção atual começou a ser desenvolvido no início da década de 60, sendo ainda hoje utilizado como modelo ou mesmo referência por diversos países produtores.

O Contrato de Partilha de Produção é utilizado atualmente em países como Angola, Egito, Líbia, Filipinas, Malásia, Peru, Guatemala, Trinidad-Tobago, Quênia, Costa do Marfim e Guiné Equatorial, dentre outros.

Diferentemente dos contratos de concessão, a titularidade do óleo produzido não é mais da companhia petrolífera, mas sim do próprio Estado. Ou seja, como o hidrocarboneto é de propriedade do próprio Estado, é ele quem entrega uma parte do que é produzido para a companhia petrolífera como forma de remuneração por suas atividades e pelos riscos de exploração e produção.

É importante notar que a compensação pelos investimentos da companhia petrolífera na exploração de óleo e/ou gás só acontece se forem encontradas reservas comercializáveis,

caso contrário, o contrato termina sem qualquer direito à companhia petrolífera de recuperar seus custos.

Os contratos de partilhas de produção geralmente incluem programas previamente estabelecidos de exploração e produção que devem ser cumpridos pela companhia de petróleo. O Estado geralmente participa da administração do negócio diretamente ou por meio de uma companhia de petróleo nacional (NOC-*National Oil Company*), como é o caso da Indonésia, aonde a gestão dos negócios é realizada pela companhia nacional BP MIGAS.

Há também o caso da China, aonde a NOC participa ativamente nas atividades de exploração e de produção, sendo que a companhia de petróleo realiza as operações até que o Estado, por intermédio da NOC, exerça a opção de se tornar operador em campos que já tenham iniciado a produção ou qualquer descoberta de reservas. Entretanto, isso só pode acontecer depois de a companhia petrolífera recuperar todos os custos envolvidos no desenvolvimento do campo através do “*cost oil*”.

Um dos principais objetivos dos Contratos de Partilha de Produção, de acordo com o Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural (2009), é atrair empresas multinacionais do setor de óleo e gás interessadas em arriscar capital e utilizar-se da *expertise* tecnológica destas para desenvolver as reservas do Estado hospedeiro. Na maioria dos países que utilizam o regime de Contrato de Partilha de Produção, a NOC figura como parceira nos empreendimentos, compartilhando também a gestão das atividades de E&P, com vistas a adquirir conhecimento (*know-how*) da companhia operadora, de modo que a exploração destas reservas possa eventualmente ser-lhe transferida.

3.3.1 Mecanismos de Remuneração

a) *Cost Oil*

Considerando que os custos incorridos pelas companhias petrolíferas na exploração de petróleo e gás somente serão recuperáveis em caso de descoberta economicamente viável, os contratos de partilha de produção devem reger a divisão da produção entre a companhia petrolífera e o Estado hospedeiro (diretamente ou por meio da NOC) quando esta se mostrar comercialmente viável.

A partilha da produção é realizada da seguinte maneira: uma parte da produção é retida pelo contratado a fim de recompensar seus custos de exploração, desenvolvimento e produção. Essa parcela é chamada de *cost oil* ou custo em óleo. De acordo com a experiência internacional, gastos a título de depreciação normalmente não são admitidos, isto é, não são considerados custos do contratado. Quando admitidos, possuem prazos diferidos para o lançamento, o que aumenta o retorno do Estado e estimula a companhia a produzir por longos períodos, a fim de que possa lançar as depreciações ocorridas.

É muito importante definir a questão dos custos incorridos pela companhia petrolífera e a forma de recuperá-los por meio da partilha dos hidrocarbonetos extraídos a título de custo dedutível ou “*cost oil*”. A análise de eventual limite de receita apropriável como custo dedutível pela companhia, segundo o Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural (2009), deve iniciar-se pelas decisões a serem tomadas quanto a:

- 1- quais custos da multinacional poderão ser reembolsados;
- 2- se juros ou algum bônus será acrescido sobre estes custos;
- 3- como tais custos serão reembolsados (*in natura* ou em moeda, por exemplo);
- 4- qual parcela caberá ao Estado hospedeiro durante o período de reembolso;
- 5- se *royalties*, bônus e tributos serão descontados de uma ou de ambas as partes;
- 6-o que ocorre após a companhia de petróleo ter sido inteiramente reembolsada por seus custos exploratórios.

Profit Oil

A parcela restante de petróleo é chamada de *profit oil* ou excedente em óleo, a qual é dividida entre Estado e contratado por uma fórmula estabelecida no contrato, a qual pode ser fixa ou progressiva, em caso de elevados níveis de volume de produção.

O excedente em óleo costuma ser dividido à razão de 60% para o Estado e 40% para o contratado. Mas tal fração pode , segundo Jacques, Chaves, Viegas, Freitas (2009), variar em atenção aos seguintes aspectos, como o volume de produção, capaz de fomentar a adoção de uma fração progressiva em favor do Estado; o preço do petróleo, o qual, se maior, favorece a adoção de uma fração mais favorável ao Estado e a taxa de retorno esperada pelo

investimento, tema esse que pode ser levado em consideração pelos licitantes quando da oferta deduzida no leilão, induzindo-os a ofertar uma parcela maior ou menor ao Estado, quando da efetivação dos seus lances. Existem diversos sistemas de partilha do “*profit oil*”, sendo as principais:

- 1- Um percentual fixo de partilha, como é feito na Indonésia (p. ex.: 85% para o Estado e 15% para a companhia de petróleo);
- 2- Uma partilha progressiva baseada ou na produção diária ou de forma cumulativa, aumentando-se a participação estatal de acordo com o aumento na produção;
- 3- Partilha variável de acordo com a lucratividade das operações, distinguindo-se, por exemplo, produção *onshore* de produção *offshore* ou a relação entre a produção de petróleo e a de gás.

3.4 Comparações entre os Contratos (Contratos de Concessão X Contratos de Partilha de Produção) e aplicabilidade ao Pré-Sal brasileiro

3.4.1 Países que adotam

Na Figura 5, podemos ver os países que adotam os diversos tipos de contratos e as suas reservas, em bilhões de barris:

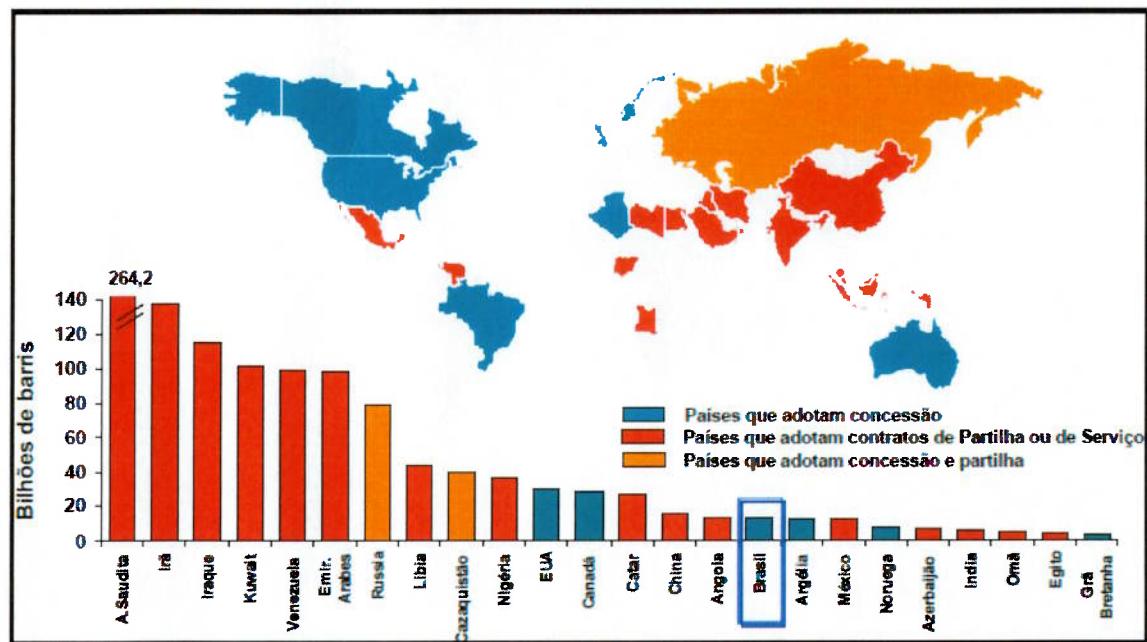


Figura 5- Fonte: Estratégia EMN – Petrobras – Estatística da BP 2009

Como podemos perceber na figura acima, a divisão adotada para comparação foi “países que adotam Concessão”, “países que adotam contratos de Partilha ou de Serviço” e “países que adotam Concessão e Partilha”. Apesar de, considerando a proposta do presente trabalho, não ser relevante explicar os Contratos de Serviço, é importante mencionar de novo que estes contratos também surgiram como uma resposta nacionalista aos antigos Contratos de Concessão, sendo que a propriedade do hidrocarboneto, mesmo quando chega ao poço, continua sendo do Estado e não da Companhia Operadora de Petróleo. Em outras palavras, para a proposta do presente trabalho, é perfeitamente admissível e importante que estes dois tipos de contratos sejam agrupados para uma análise da prática de contratos mundial do setor petrolífero.

Analizando a figura mostrada, fica claro que os países detentores das maiores reservas de petróleo costumam adotar os contratos de Partilha ou de Serviço, em que eles se apossam dos hidrocarbonetos produzidos. Entretanto, devemos notar também que estes países, em sua maioria, possuem governos absolutistas e, principalmente, nacionalistas, o que enfatiza ainda mais o valor simbólico de ser dono do petróleo para estes países.

3.4.2 Participações Governamentais

As participações governamentais, que, como explicado, abrangem os recursos financeiros que são gerados pela indústria do petróleo e pagos ao Estado concedente, costumam variar nos Contratos de Concessão e nos Contratos de Partilha de Produção de acordo com o risco exploratório do local, para atração de investimentos, como mostrado na Tabela 1.

Tabela 1- Tabela Ilustrativa, que contempla três cenários: baixo, médio e alto risco exploratório

Tipo de contrato	Alto risco	Risco médio	Baixo risco
Concessão	<i>Royalties</i>	<i>Royalties</i> e tributação convencional (imposto de renda)	<i>Royalties</i> , tributação convencional e participação especial em lucros extraordinários
Partilha de produção	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos e tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratado	<i>Royalties</i> ou teto de recuperação de custos, tributação convencional sobre a parcela de <i>profit oil</i> do contratado e parcela progressiva do Estado na partilha do <i>profit oil</i>

Fonte: Jacques, Chaves, Viegas & Freitas (2009)

A Tabela 1 e os mecanismos de remuneração, mostrados no presente trabalho, demonstram que é possível utilizar os Contratos de Concessão em áreas de baixo risco na exploração e produção de petróleo, como no pré-sal brasileiro, e obter os mesmos valores de participações governamentais.

Podemos também perceber a semelhança entre a parcela do óleo excedente que fica com o Governo nos Contratos de Partilha de Produção e as alíquotas de participação especial nos Contratos de Concessão, que foram explicadas neste trabalho, pois ambas incidem sobre o lucro obtido com a exploração do campo. No Brasil, as alíquotas de participação especial são definidas por decreto, enquanto a parcela do governo no óleo excedente na Partilha será definida em leilão, sendo que a empresa vencedora será a que oferecer maior alíquota para o governo.

Portanto, segundo SPRINGER (2011), nada impede que, no regime de concessão, o critério de outorga seja baseado na empresa que oferecer maior alíquota para participação especial. Sendo assim, se torna falsa a afirmação de que, em um regime de concessão, o

Estado arrecada pouco, pois o montante que o Estado arrecada é uma decisão do Chefe do Poder Executivo.

É importante destacar também o grande aumento nas arrecadações em participações governamentais que a abertura do setor de óleo e gás (Lei 9478/97) trouxe para o país (Figura 6), e que teve por objetivo o estímulo à concorrência, a atração de investimentos na produção de energia e a regulamentação das participações governamentais sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural, que passou a operar em todas as áreas com contratos de concessão. Os contratos de concessão, segundo NARCISO (2008), não geraram só um aumento em participações governamentais, mas segundo a ANP também geraram um aumento de mais de 60% das Reservas Provadas (14,37 Bilhões de boe), aumento de 75% na Produção de Óleo (1,75 Milhões barris/dia em média 2007), entrada de 71 grupos econômicos atuando no segmento de E&P no Brasil (36 nacionais e 35 estrangeiros) e crescimento da participação no PIB de mais de 300% no período (2,5% em 1997 para mais de 10% em 2007), o que demonstram o sucesso, a confiança, a legalidade, a estabilidade, a transparência e a atratividade que as rodadas promovidas pela ANP no regime de concessão geraram para os investidores.

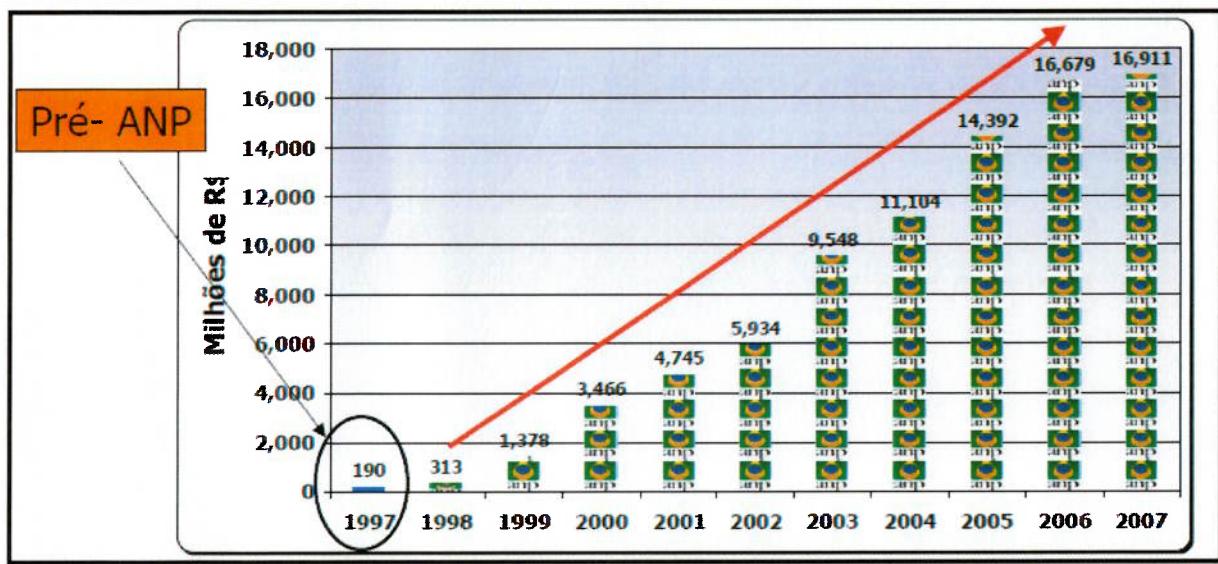


Figura 6- Evolução das participações governamentais com abertura do setor de O&G. Fonte: ANP

3.4.3 Controle Estatal

Para muitos que defendem os Contratos de Partilha de Produção, há as seguintes vantagens em o Estado ser dono do petróleo:

- 1- Controle do ritmo da produção;
- 2- Controle da venda do petróleo para o exterior;

É importante observar que o fato de o Estado ser dono do petróleo não tem nenhuma relação com o ritmo de produção. Entretanto, no caso brasileiro do pré-sal, foi criada uma empresa estatal, Pré-Sal Petróleo S/A (ou PPSA), que tem como uma das suas atribuições gerir os contratos de partilha, indicando metade dos assentos e mais o presidente (com poder de veto) nos comitês operacionais, que são responsáveis por várias decisões operacionais, inclusive o ritmo de produção dos blocos. Portanto, de fato o governo terá um controle mais direto sobre o ritmo de produção, apesar de isto não significar um melhor controle.

A PPSA irá participar dos comitês operacionais dos campos de petróleo com poder de veto. Muitos afirmam que este modelo é inspirado no da norueguesa Petoro. Entretanto, isto não é verdade, pois a Petoro, empresa estatal norueguesa, entra como investidora, e, portanto, entra no risco do negócio. No Brasil a PPSA nada investirá, e, segundo PIRES (2009), diretor do Centro Brasileiro de Infraestrutura (cbie), a PPSA apenas vai exercer uma ingerência política na administração dos campos. Portanto, segundo ele, o governo brasileiro abandona o modelo de controle da produção e fiscalização do campo por meio de uma agência reguladora e transfere essas funções para uma estatal, com critérios pouco transparentes.

Há duas formas de entender o controle estatal sobre o ritmo de produção e sua venda: a primeira é o risco de a empresa, ao longo do contrato, produzir e vender muito quando o petróleo estiver barato e exaurir seu campo quando o petróleo estiver caro. A segunda é sob o ponto de vista estratégico, pois pode ser importante para o País dispor de reservas no futuro em situações com fortes limitações na importação, como guerras.

Segundo SPRINGER (2011), em relação à qualidade das decisões, no primeiro caso, é mais provável que a empresa, diretamente interessada na flutuação dos preços do petróleo tenha melhores previsões na venda do que um burocrata do governo. No segundo caso, se o

objetivo é garantir reservas para o futuro, a solução é controlar o ritmo de ofertas dos blocos, ou seja, não explorar, o que independe do regime de outorga.

Além disso, apesar de não possuir um controle tão direto, o Brasil hoje também possui mecanismos de controle do ritmo da produção e da venda do petróleo em seus Contratos de Concessão.

Em relação ao controle da produção, o artigo 44, IV, da Lei do Petróleo estabelece que o Contrato de Concessão deverá prever a obrigação da companhia de petróleo em submeter à ANP o Plano de Desenvolvimento de campo declarado comercial. Este Plano de Desenvolvimento pode ser definido como o documento a ser preparado pela operadora, que deverá conter o programa de trabalho e respectivo investimento necessários ao desenvolvimento de uma descoberta de petróleo ou gás natural na área da concessão.

Depois de aprovado o Plano de Desenvolvimento, há também o Programa Anual de Produção, que consiste de dados sobre as previsões de produção e movimentação de petróleo, gás natural, água e outros fluidos e resíduos para cada um dos campos produtores. O Programa Anual de Produção deve incluir, além das previsões de produção, as previsões de movimentação de petróleo, de gás natural e de água, a discriminação da previsão de queimas e perdas de gás natural, a previsão de injeção de fluidos especiais nos reservatórios com a finalidade de recuperação melhorada, bem como de produção e descarte de resíduos sólidos oriundos do processo de produção.

Uma vez entregue o Programa Anual de Produção, a ANP tem o direito de solicitar as modificações que entenda cabíveis, as quais deverão ser feitas com estrita observância dos limites estabelecidos no Contrato. Na hipótese de a ANP solicitar tais modificações, a companhia de petróleo terá 30 (trinta) dias, contados da data da referida solicitação, para discuti-las com a ANP e reapresentar o Programa Anual de Produção com as modificações.

Em relação ao controle da venda do petróleo no Brasil, com a finalidade de preservar o interesse nacional e, deste modo, assegurar a normalidade do abastecimento de petróleo e seus combustíveis derivados em todo o território brasileiro, foi garantido que a ANP, em todos os contratos de concessão, em caso de emergência nacional, declarada pelo Presidente da República, se houver a necessidade de limitar exportações de petróleo ou gás natural, poderá,

mediante notificação por escrito com antecedência de 30 dias, determinar que o concessionário atenda com petróleo e gás natural por ele produzido às necessidades do mercado interno ou de composição dos estoques estratégicos do país.

Como se pode observar nos Contratos de Concessão praticados no Brasil, todas as normas que tratam de atividades da indústria do petróleo, que constituem monopólio da União, já procuram preservar o interesse nacional e assegurar também a normalidade do abastecimento interno.

3.4.4 Principais Diferenças

Com o propósito de simplificar o entendimento, abaixo foi feita uma tabela (Tabela 2) das principais diferenças entre os contratos de Partilha de Produção e os contratos de Concessão.

Tabela 2- Contratos de Concessão X Partilha.

	Concessão	Partilha
Propriedade	Empresa Concessionária	União
Receita bruta constante da Operadora	Venda produção	Venda de sua parcela
Propriedade dos bens	Contratante	Cia estatal (NOC)
Liberdade operacional	Geralmente alta (podendo ser regulada)	Limitada sujeita à NOC
Participação do governo no contrato	NOC- se existente	NOC
Parcela do governo	Bônus de assinatura, Royalties, Pagamento por Ocupação de Área, Impostos, Participação Especial.	Venda de sua parcela: Profit Oil = Parcela da Empresa (em produto) + Bônus de Assinatura + Royalties
Parcela da Empresa	Receita bruta- Governo	Cost Oil + (Profit Oil – Parcela do Governo)

Fonte: IBP e ANP

4. Distribuição dos *Royalties*

As mudanças no marco regulatório do pré-sal geraram também discussões que incluem a questão da distribuição dos *royalties* e outras participações governamentais entre governo, estados e municípios.

Os *royalties* são uma das formas mais antigas de pagamento de direitos e propriedade. A palavra *royalty* vem do inglês *royal*, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei”. Originalmente, designava o direito que o rei tinha de receber pagamentos pelo uso de minerais em suas terras, conceito este que se estendeu no séc. XX a outras atividades extrativas de recursos naturais não renováveis, como o petróleo e o gás natural.

Ou seja, segundo a CONFEDERAÇÃO NACIONAL DOS MUNICÍPIOS (2010), os *royalties* são uma indenização ao proprietário e que não se aplica a qualquer atividade econômica, mas apenas àquelas que se baseiam na extração de recursos finitos na natureza. É a extração desse tipo de recurso natural e não os seus possíveis impactos no ambiente e na economia que geram direito a *royalties*.

No caso brasileiro, os *royalties* do petróleo podem ser divididos nos *royalties* propriamente ditos e nas participações especiais, que representam uma forma de compensação diferenciada, proporcional à produção e à rentabilidade de cada campo de petróleo.

A participação especial do petróleo é uma compensação financeira extraordinária (um tipo especial de *royalty*) criada pela Lei do Petróleo, de 1997, e é cobrada dos concessionários nos casos de grandes volumes de produção ou de grande rentabilidade, de acordo com o estabelecido no decreto presidencial 2.705/1998.

A participação especial é cobrada como se fosse um imposto de renda, com uma tabela progressiva de alíquotas de 0% a 40%, sobre a receita líquida de cada campo de petróleo (terra ou mar), dependendo do volume de produção, do tempo de produção e, no caso da plataforma continental, da profundidade em que a extração ocorre.

No ANEXO A, são apresentadas as alíquotas e os beneficiários na distribuição atual das participações governamentais, conforme estabelecido na legislação pertinente.

Como podemos observar no ANEXO A, há um enorme favorecimento na distribuição das participações governamentais aos estados e municípios produtores de petróleo.

Antes de adentrar mais neste assunto, é necessário entender dois conceitos-chave na distribuição de *royalties* para estados e municípios: o conceito de Estado ou Município “produtor” e Estado ou Município “confrontante”.

O conceito de “produtor” é aplicado à produção em terra e é muito claro: trata-se do Estado e Município onde está localizado o poço ou campo de petróleo.

E para atender o conceito de confrontante com algum poço ou campo de petróleo, o município precisa estar no litoral, e, suas linhas de projeção sobre a plataforma continental, traçadas a partir de seus limites com a costa, precisam delimitar uma área na qual está inserido algum poço ou campo de petróleo.

Existem dois tipos de linha que são utilizadas para essa verificação: as linhas ortogonais e as linhas paralelas. No caso dos estados, a divisão da plataforma continental é feita apenas por linhas ortogonais e no caso dos municípios são consideradas tanto as linhas paralelas quanto as ortogonais, como mostrado na Figura 7.

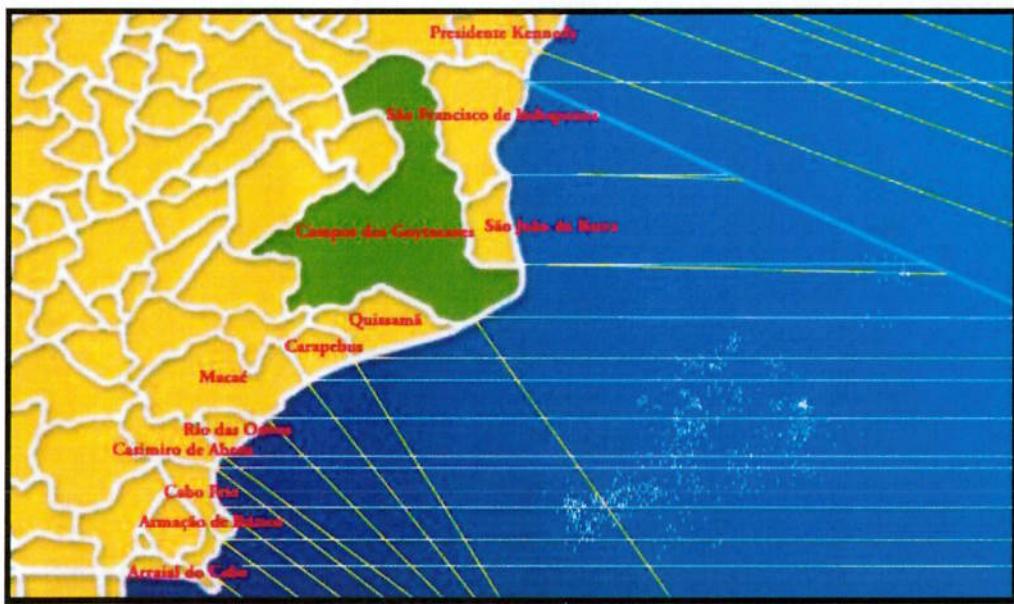


Figura 7- Linhas ortogonais e paralelas na Bacia de Campos. Fonte: ANP (2001)

Todo e qualquer município litorâneo possui dois pontos-limite com a costa e, simultaneamente, com seus vizinhos. São a partir desses pontos que devem ser traçadas tanto as linhas paralelas quanto as ortogonais.

O IBGE regulamentou por decreto que seja adotado o método das linhas de base reta para estabelecer o traçado das retas ortogonais. Em geral, municípios que apresentam sua costa na forma de uma baía apresentam linhas ortogonais que se aproximam entre si à medida que se afastam da costa, constituindo uma área na forma de um cone. Já municípios que assumem a forma de uma península apresentam linhas ortogonais que se afastam entre si, formando uma área com maior possibilidade de “confrontação” com um poço do que os primeiros.

Essa condição de confrontação, como fica muito clara, não possui nenhuma relação direta com os impactos ambientais ou socioeconômicos eventualmente sofridos por causa da indústria petrolífera. Pelo contrário, é apenas um prêmio pela “sorte geográfica”.

Ainda segundo SERRA, TERRA E PONTES (2006), esta elevada concentração das rendas petrolíferas em poucos estados e municípios deve-se, sobretudo, à presença de um forte determinismo físico presente nas regras de rateio, o qual valoriza mais a proximidade física, ou a confrontação, de municípios costeiros com as áreas de E&P na plataforma continental, do que os efetivos impactos territoriais da indústria petrolífera.

Uma das maiores justificativas de quem é a favor da redistribuição dos royalties e participações especiais é que compensação financeira na forma dos *royalties* serve, em teoria, para ressarcir o proprietário pela extração de um recurso finito. Ou seja, sendo a União a proprietária exclusiva destes recursos, caberia, pois, que o ressarcimento fosse destinado à sociedade brasileira. Segundo Serra (2010), entretanto, por força de nosso municipalismo e pela pequena importância destes recursos à época da definição de sua repartição, o rateio acabou por beneficiar os municípios costeiros junto às áreas de produção.

Ainda segundo Serra (2010), sabe-se que há municípios entre os maiores beneficiários que não têm qualquer relação com a atividade petrolífera, a não ser o fato de receberem elevadas somas das rendas petrolíferas.

Apesar de ficar clara a necessidade de uma revisão minuciosa acerca da redistribuição dos royalties, muito concentrado em poucos municípios e estados produtores, é importante notar que os estados e municípios produtores já ficaram muito dependentes destas receitas, como podemos ver na Tabela 3 e na Tabela 4, que mostram o grau de dependência e a relação

entre as principais receitas orçamentárias dos municípios estados do Rio de Janeiro e sua arrecadação com rendas petrolíferas (royalties + participação especial).

Tabela 3- Grau de dependência orçamentária em relação às rendas do petróleo. 2008.

MUNICIPIO	Populacao	Receita Orçamentária	Rendas Petrolíferas	Nível de Dependência %
		A	B	= B / A
São João da Barra	30.348,00	198.382.112,20	149.133.645,77	75,2%
Rio das Ostras	91.085,00	496.477.020,80	344.515.668,46	69,4%
Quissamã	19.315,00	227.399.273,50	155.243.524,29	68,3%
Carapebus	11.671,00	65.217.802,48	36.904.568,49	56,6%
Armação dos Búzios	27.701,00	130.574.019,90	66.495.012,20	50,9%
Parati	35.182,00	102.245.900,20	47.280.553,30	46,2%
Cabo Frio	180.635,00	447.728.234,70	205.685.909,41	45,9%
Macaé	188.787,00	1.150.731.987,00	517.468.310,30	45,0%

Fonte: Secretaria do Tesouro Nacional. Modificado por Serra (2010)

Com dados mais atuais, a AGÊNCIA BRASIL (2011), divulgou que Campos dos Goytacazes lidera, em valores absolutos, o ranking dos municípios que mais arrecadam com os royalties do petróleo. Além disso, é também a segunda cidade fluminense mais dependente dessa receita. Os recursos pagos pelo direito de exploração do petróleo ao município representam 60% da receita corrente. No ano passado, Campos recebeu R\$ 1,097 bilhão em royalties. Em termos de dependência, só perde para São João da Barra, onde essa receita correspondeu, em 2010, a 74,5% da receita total.

Podemos também observar na Tabela 4 que, em 1998, os *royalties* e a participação especial correspondiam a menos de 1% dos impostos estaduais no Rio de Janeiro. Em 2005, esse percentual foi 26 vezes maior. Outra análise que podemos fazer a partir da Tabela 5 é que enquanto o crescimento acumulado da arrecadação desses impostos no Rio de Janeiro, entre 1998 e 2005, foi de 140%, o montante recebido pelo estado das indenizações petrolíferas cresceu 6.051% neste mesmo período. Isso confirma a importância da indústria do petróleo para o Rio de Janeiro não apenas em termos de crescimento do produto, mas também no que diz respeito às finanças públicas.

Tabela 4- Receitas Tributárias do Estado do RJ X Royalties (R\$ mil)

	IPVA	ICMS	ITD	IPVA+ICMS+ITD	Royalties*	Royalties*/IPVA+ICMS+ITD (%)
1998	357.076	5.876.682	64.278	6.298.036	37.295	0,59
1999	359.101	6.878.616	60.881	7.298.598	220.702	3,02
2000	504.613	7.704.850	66.367	8.275.830	554.315	6,70
2001	594.048	9.005.187	71.648	9.670.883	734.574	7,60
2002	672.083	10.073.513	82.698	10.828.294	1.083.474	10,01
2003	719.791	10.763.213	93.947	11.576.951	1.615.655	13,96
2004	806.842	12.486.322	102.745	13.395.909	1.799.518	13,43
2005	899.564	14.103.165	111.733	15.114.462	2.294.063	15,18

*Royalties = Royalties + PE. Fonte: CIDE, 2006. Modificado por FERNANDES (2007)

Considerando a grande quantidade de participações governamentais que serão geradas nas atividades de exploração e produção no pré-sal e a forma determinística como é hoje rateada a renda, é necessária uma análise mais profunda acerca dos valores efetivos de impactos da indústria petrolífera nos municípios e estados considerados produtores. Mesmo carecendo desta análise, que é uma ótima oportunidade para uma continuidade deste trabalho, fica claro que o impacto que pode ser considerado negativo para as regiões produtoras não é proporcional à enorme porcentagem de participações governamentais que essas regiões têm e que terão direito se a distribuição com a exploração no pré-sal. Portanto, fica evidente a necessidade de uma reavaliação da distribuição dos royalties para que mais estados e municípios sejam beneficiados por essa riqueza pertencente à União.

Entretanto, como foi observado, os estados e municípios produtores de petróleo já são muito dependentes das receitas advindas do petróleo, e, portanto, estas receitas não devem ser reduzidas drasticamente, de forma a não prejudicar o planejamento destas regiões. Faz-se necessário então uma análise de uma redução gradativa dos royalties ou uma forma compensatória para os estados e municípios produtores por um determinado período, antes que haja a distribuição ideal das participações governamentais, levando-se em conta eventuais impactos da indústria petrolífera.

5. Petrobras: Única Operadora do Pré-Sal

Um dos pontos mais polêmicos e que necessitam ser bem observados com a sanção do Novo Marco Regulatório é que a Petrobras passará a ser a única operadora nos blocos do Pré-Sal, com no mínimo 30% de participação em cada bloco.

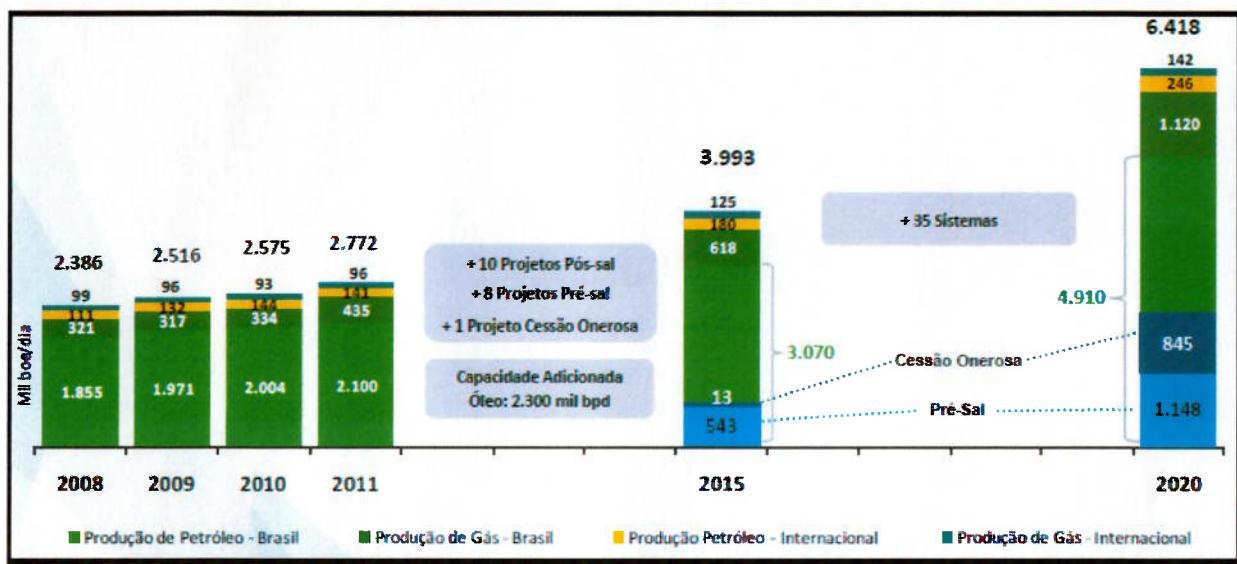


Figura 8- Evolução da produção da PB 2008-2020. Fonte: Petrobras

Com as novas regras para exploração e produção do pré-sal brasileiro, o desafio da Petrobras é enorme, como podemos ver na Figura 8, que mostra o aumento de produção de barris de óleo equivalente da Petrobras (2008-2020), e que demonstram a importância do Pré-Sal e da Cessão Onerosa, que representarão 69% da produção adicional até 2020. Diante disso, se faz necessário analisar os pontos positivos e negativos desta escolha.

Segundo o presidente do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), João Carlos de Luca, na reportagem de LIMA (2009), o ponto mais crítico entre os apresentados no novo modelo do marco regulatório é justamente a Petrobras como única operadora. Segundo ele, a partir do momento em que há apenas um comprador de equipamentos e tecnologia, o mercado fica restrito às decisões desta única empresa. Ou seja, não há troca de tecnologia. Isso é ruim para a empresa e para o desenvolvimento do País, pois se várias empresas estivessem atuando, haveria várias fontes para a troca de tecnologia e até várias fontes de geração de empregos. De Luca afirmou também que este modelo reduz a atratividade do setor para quem vem de fora.

O presidente do IBP, que trabalhou na Petrobrás por mais de 20 anos, afirmou também, segundo reportagem de MAGNABOSCO (2009), durante o debate "O futuro do pré-sal II", promovido pelo Grupo Estado, que a participação obrigatória da estatal em todos os blocos na região pode onerar as operações da companhia. "Não achamos que o modelo seja bom nem para a Petrobrás, porque há um sentido de onerosidade, por haver a obrigatoriedade de a empresa operar blocos menos rentáveis", afirmou. O executivo diz acreditar que a prioridade da estatal deverá ser dada aos grandes blocos da região, nos campos de Tupi, Carioca e Guará, mas o modelo também obrigará a estatal a operar blocos com menor potencial, o que poderia "engessar" a atuação da empresa. Ao mesmo tempo, o modelo de uma operadora única limitaria a atividade da iniciativa privada: "O operador único limita demais o desenvolvimento da indústria do petróleo", disse De Luca.

Outra preocupação do presidente do IBP é a possibilidade de a Petrobrás ser prejudicada pela decisão de empresas de apresentarem propostas consideradas não atrativas para a estatal. "A Petrobrás pode escolher um sócio e aparecer outro consórcio com oferta econômica muito ousada e a Petrobrás ser obrigada a abandonar o sócio escolhido e operar o bloco com um sócio que não escolheu, e com uma proposta econômica que ela pode não concordar."

De acordo com Paulo César Lima Ribeiro, funcionário da Petrobras por 17 anos e consultor legislativo da Câmara dos Deputados desde 2002, em entrevista para ALEXANDRE GASPARI E FELIPE MACIEL (2010), mesmo sendo grande defensor do modelo de partilha de produção do pré-sal, tanto que relatou o projeto de lei sobre o tema na Câmara, o Governo desvirtuou a ideia inicial. Segundo ele, a Petrobras não dará conta de pôr em produção os campos descobertos, pois não consegue nem fazer os programas exploratórios mínimos dos blocos já licitados e sempre pede prorrogação à ANP. Sendo a Petrobras operadora única e tendo pelo menos 30% de cada bloco, o ritmo de exploração do pré-sal será ditado pela capacidade de investimento da Petrobras, e não pelo Estado.

Segundo ABRUCIO (2009), doutor em ciência política pela USP e professor da Fundação Getúlio Vargas (FGV), do ponto de vista da gestão, o maior problema da proposta do governo é o ambiente anticompetitivo embutido nela, presente tanto no monopólio da operação como na obrigação de que a Petrobras detenha uma participação mínima de 30% em cada bloco explorado. Segundo ele, a estatal melhorou muito nos últimos anos porque teve de

ser mais eficiente que as outras competidoras. O fim da situação monopolística estimulou parcerias importantes com empresas nacionais e estrangeiras, tanto no plano financeiro quanto no tecnológico e a existência de uma única operadora dará um poder enorme à Petrobras, dificultando até para o governo, mesmo com um novo órgão (PPSA), controlar a estatal petrolífera numa situação sem competição. Ainda segundo o especialista, o viés anticompetitivo será péssimo não só para a Petrobras, que se acomodará, mas para o Executivo Federal, que ficará mais fraco em termos regulatórios, e principalmente para a sociedade, que, no caso do pré-sal, deseja que sejam compatibilizados os interesses de longo prazo do país com a busca da eficiência.

Por outro lado, segundo o presidente da Petrobras, AZEVEDO (2009), a Petrobras como única operadora no Pré-Sal pode garantir o desenvolvimento de tecnologias exclusivamente brasileiras e garante que as decisões estratégicas sejam tomadas por brasileiros, no Brasil.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (2009), a operação exclusiva da Petrobras no Pré-Sal, além de assegurar a adoção de práticas alinhadas ao desenvolvimento sustentável do País e das indústrias aqui localizadas, acarretará a atuação integrada das atividades exploratórias, propiciando a redução dos custos, o que é vantagem para todas as partes, inclusive para a União.

Em relação ao desenvolvimento sustentável do país e das indústrias aqui localizadas, é possível garantir isso na própria regulação dos contratos, com uma política mínima de conteúdo local, como já é feito, dentre outras regulações de controle. E em relação à redução de custos, pode realmente parecer uma vantagem em um primeiro momento, pois a Petrobras poderá fazer contratos de longa duração na contratação de navios, sondas, dentre outros equipamentos de infraestrutura. Entretanto, o ambiente competitivo e o desenvolvimento de tecnologia em conjunto com outras empresas também poderiam, como foi dito, diminuir os custos.

Percebe-se, portanto, que os pontos mais relevantes e determinantes são contra a operação única da Petrobras nos campos do Pré-Sal e áreas estratégicas. Sendo que a operação única da Petrobras será prejudicial não só para o maior controle das decisões e do ritmo de exploração que o Estado pretende, mas também para a própria Petrobras, que terá que

acompanhar as propostas econômicas de outras companhias no consórcio e entrar em investimentos que talvez não fossem prioridade para a companhia em determinado momento. Além da quebra do ambiente competitivo, que permitiu o grande crescimento tecnológico e econômico da companhia quando foi estabelecido, em 1997.

Resultados e Conclusões

Como apresentado neste trabalho, as motivações declaradas e anunciadas pelo governo brasileiro ao estabelecer as novas leis para exploração e produção de petróleo abaixo da camada de sal foram aumentar as participações governamentais e obter um maior controle da matéria prima, considerada estratégica.

Mostrando as principais diferenças entre os Contratos de Partilha de Produção e os Contratos de Concessão e suas origens históricas, foi possível observar que na realidade é completamente possível obter maiores participações governamentais e controle da matéria prima extraída no país em ambos os tipos de contratos, e que já existem hoje mecanismos de controle no país, mesmo no regime de concessão. É importante ressaltar que o controle que o governo propôs com a criação da PPSA e sua atuação nos comitês operacionais irá garantir um controle mais direto para o governo, mas que nem por isso significa um melhor controle.

Como especialistas da Petrobras e do governo justificam, foi realmente constatado neste trabalho que é comum que países com grande abundância de reservas possuam Contratos de Serviço ou Contratos de Partilha de Produção, de forma que quando o óleo é extraído, ele continua sendo de propriedade do Estado. Entretanto é importante ressaltar que a maioria destes países, não por coincidência, possuem governos ditatoriais e/ou nacionalistas e sobrevivem quase que exclusivamente da extração de petróleo em seus territórios, o que demonstra o simbolismo de ser dono do petróleo.

Como foi mostrado, deve ser levado em conta também que com o fim do monopólio do setor de óleo e gás no país, com a Lei 9.478/97, os contratos de concessão e as licitações realizadas foram reconhecidos internacionalmente pela sua transparência e estabilidade de regras, o que possibilitou aos agentes econômicos previsibilidade e planejamento em longo prazo, atraindo muitos investimentos, empresas privadas e aumentando muito as arrecadações da União, Estados e Municípios com participações governamentais e atingindo também a

autossuficiência do país na matéria-prima. Portanto, fica claro que o país e as empresas já sabiam operar muito bem juntos no modelo de contrato anterior, e, dado agora o novo contexto do pré-sal, era mais simples e plausível aumentar a porcentagem de participações governamentais e melhorar a regulação onde se deseja do que mudar todas as regras para exploração e produção.

Foi feita também uma breve análise sobre a necessidade de redistribuição dos *royalties* do pré-sal, e foi concluído que esta redistribuição com maior participação de estados e municípios não-produtores é necessária e benéfica para o país, dado o volume de receitas de participações governamentais que serão gerados e o determinismo geográfico da divisão atual da distribuição dos *royalties*, que nada tem a ver com o impacto da indústria petrolífera. Portanto, esta distribuição precisa ser analisada e realizada observando os verdadeiros impactos que alguns estados e municípios produtores e confrontantes eventualmente sofrem com a indústria do petróleo, e considerando também a dependência das participações governamentais que já foi criada nas rendas destes municípios e estados, de forma a não comprometer ou comprometer o mínimo possível o planejamento destes.

Em relação à Petrobras como única operadora, foi constatado nesta pesquisa que há muitos mais fatores prejudiciais em relação a essa mudança do que fatores favoráveis. Os pontos positivos, que são o fortalecimento de uma empresa nacional, o conhecimento primário da tecnologia e a possível redução de custos em contratos, não parecem justificativas suficientes para este ambiente anticompetitivo. Além do que, como apresentados no texto, este ambiente não é desfavorável somente para o Estado, mas também para a própria Petrobras, que cresceu muito com o fim do monopólio. Portanto, com o Novo Marco Regulatório sancionado, será necessária uma atenção especial neste aspecto para o futuro das atividades de exploração e produção de petróleo na região do pré-sal.

Como resultado, percebe-se que em todas as mudanças no Novo Marco Regulatório há um fator político nacionalista muito forte e pouco efetivo, o que deve deixar o país em alerta nos próximos anos.

Destaca-se que, como o assunto tratado nesta pesquisa é um assunto polêmico e muito comentado nos últimos anos, a quantidade de opiniões e informações encontradas foi imensa,

sendo que uma das principais dificuldades deste trabalho foi encontrar informações confiáveis e opiniões de especialistas gabaritados e com embasamento.

Deste modo, o objetivo desta pesquisa, de analisar a necessidade, a eficácia e as principais consequências das questões mais polêmicas da estratégia do Governo na gestão da matéria-prima e das atividades de E&P de petróleo com o Novo Marco Regulatório válido para a camada Pré-Sal foi atingido com sucesso.

Os resultados desta pesquisa foram apresentados no 6º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, realizado em Florianópolis, em outubro de 2011.

Feita esta análise com enfoque na gestão da matéria-prima e nas atividades de exploração e produção de petróleo na camada pré-sal, é possível que este trabalho tenha uma continuidade, agora focado mais profundamente na análise da gestão dos enormes recursos financeiros que serão gerados nas atividades no Pré-Sal, abordando a polêmica distribuição dos *royalties* gerados entre todos os estados e municípios brasileiros de forma a correlacionar com o real impacto e necessidade de maiores recursos dos estados e municípios produtores de petróleo, a criação do Fundo Social, e outros aspectos que sejam julgados interessantes para esta análise.

Referências Bibliográficas

- ABRUCIO, F. O pré-sal exige menos ideologia e mais gestão. **Revista Época**, 7 Setembro 2009. 56.
- AGÊNCIA BRASIL. Dependência dos royalties do petróleo em cidades do Rio ultrapassa 70%. **Ompetro**, 2011. Disponível em: <<http://www.ompetro.org.br/index.php/component/content/article/35-noticias-de-ultima-hora/428-dependencia-dos-royalties-do-petroleo-em-cidades-do-rio-ultrapassa-70.html>>. Acesso em: 13 Novembro 2011.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Guia dos royalties do petróleo e do gás natural**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2001.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. Cálculo dos Royalties. **ANP**, 2011. Disponível em: <www.anp.gov.br>. Acesso em: 1 Novembro 2011.
- ALEXANDRE GASPARI E FELIPE MACIEL. A partilha vista por outro ângulo. **Brasil Energia**, p. 18-22, 2010.
- AZEVEDO, J. S. G. D. **A Petrobras e o Novo Marco Regulatório**. O Brasil na Era do Pré-Sal. Salvador: [s.n.], 2009.
- BAHNEMANN, W. Gabrielli defende Petrobrás como operadora única do pré-sal. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 30 setembro 2009.
- BARBOSA, A. R. Breve panorama dos contratos no setor de petróleo, 2009. Disponível em: <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=2794>>. Acesso em: 12 fevereiro 2011.
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DE MUNICÍPIOS. **Royalties – Entenda como as receitas do petróleo são originadas e distribuídas na federação brasileira**. Brasília: [s.n.], 2010.
- FAINSTEIN, R. Reservatórios no pré-sal e pós-sal. **TN Petróleo**, n. 58, p. 92-98, 2010.
- FERNANDES, C. F. **A evolução da arrecadação dos royalties do petróleo no Brasil e seu impacto sobre o desenvolvimento econômico do Rio de Janeiro**. Rio de Janeiro: [s.n.], 2007.
- JACQUES, C. et al. **AVALIAÇÃO DA PROPOSTA PARA O MARCO REGULATÓRIO DO PRÉ-SAL**. Brasília. 2009.
- LIMA, K. IBP critica Petrobras ser a única operadora do pré-sal. **Estadão**, São Paulo, 31 agosto 2009.
- LUCAS, L. P. V. Da Campanha “O Petróleo É Nosso” aos Desafios do Pré-Sal, 2011. Disponível em: <<http://interessenacional.uol.com.br>>. Acesso em: 05 Novembro 2011.
- MAGNABOSCO, A. Modelo de operador único pode engessar Petrobrás, diz IBP. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 30 Setembro 2009.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Cartilha do Pré-Sal**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 37. 2009.

NARCISO, N. **Importância das Rodadas de Licitações**. Fórum Nacional de Secretários de Estado para Assuntos de Energia. Salvador: [s.n.]. 2008.

PIRES, A. **Tendências do Mercado de Petróleo e Gás no Brasil**. Comissão de Infraestrutura do Senado Federal. [S.I.]: [s.n.]. 2008.

PIRES, A. Da Abertura à Possível Volta do Monopólio. **Interesse Nacional**, 2009. Disponível em: <http://interessenacional.uol.com.br/artigos-integra.asp?cd_artigo=61>. Acesso em: 15 Outubro 2011.

Relatório I - Regimes Jurídico-Regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural. São Paulo. 2009.

RIBEIRO, E. IBP questiona Petrobras como operadora única do pré-sal e poderes da Petro-Sal. **O Globo**, Rio de Janeiro, 21 setembro 2009.

RIBEIRO, T. M. **O Pré-Sal e as mudanças no Marco Regulatório do petróleo**. Grupo de Economia/FUNDAP. [S.I.], p. 11. 2011.

ROCHA, W. D. S.; RIBEIRO, R. A.; MARQUES, J. A. V. D. C. **Participações governamentais da indústria do petróleo e gás natural e demonstrações contábeis**. 4º PDPETRO. Campinas: [s.n.]. 21 Outubro 2007. p. 8.

SERRA, R. V. **Distribuição das Rendas Petrolíferas no Brasil: Uma sistematização crítica das alternativas em debate nas casas legislativas nacionais**. OFICINA SOBRE IMPACTOS SOCIAIS, AMBIENTAIS E URBANOS DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS: O CASO DE MACAÉ (RJ). Niterói: [s.n.]. 2010. p. 47-60.

SERRA, R.; TERRA, D.; PONTES, C. **Royalties: ameaças às atuais regras de distribuição**. Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: [s.n.]. 2006. p. 2.

SPRINGER, P. Qual a diferença entre regime de partilha e regime de concessão na exploração do petróleo? **Brasil- Economia e Governo**, 14 março 2011. Disponível em: <<http://www.brasil-economia-governo.org.br/2011/03/14/qual-a-diferenca-entre-regime-de-partilha-e-regime-de-concessao-na-exploracao-do-petroleo/>>. Acesso em: 17 setembro 2011.

TAVERNE, B. **Petroleum, Industry and Governments- A Study of Involvement of Industry and Governments in the production and Use of Petroleum**. [S.I.]: Holanda, 2008.

ULHÔA, R. Senado muda distribuição dos royalties do petróleo. **Valor Econômico**, 2011. Disponível em: <<http://www.valor.com.br/politica/1060258/senado-muda-distribuicao-dos-royalties-do-petroleo>>. Acesso em: 14 novembro 2011.

WALLACE DA SILVA ROCHA, R. A. R. J. A. V. D. C. M. **Participações governamentais da indústria do petróleo e gás natural e as demonstrações contábeis**. 4º PDPETRO. Campinas: [s.n.]. 2007. p. 4.

ANEXO A- Distribuição das participações governamentais de óleo e gás natural

		de 5% da produção		excedente de 5% da produção	
		lava em terra ou em lagos, ilhas fluviais e lacustres	lava em plataforma continental	lava em terra ou em lagos, ilhas fluviais e lacustres	lava em plataforma continental
<i>Royalties</i>	Estados	70%	30%	52,5%	22,5%
	Municípios	20%	30%	15%	22,5%
	Municípios (com instalações de embarque ou desembarque de óleo bruto ou gás natural)	10%	10%	7,5%	7,5%
	Ministério da Marinha	-	20%	-	15%
	Ministério da Ciência e Tecnologia	-	-	25%	25%
	Fundo Especial (distribuído entre Estados, Territórios e Municípios)	-	10%	-	7,5%
<i>Participação Especial</i>	Estados			40%	
	Municípios			10%	
	Ministério das Minas e Energias			40%	
	Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal			10%	
	Agência Nacional do Petróleo (art. 15, inciso II do Decreto 2.705/98)			n/d	
<i>Bônus de Assinatura</i>	Tesouro Nacional Agência Nacional do Petróleo – ANP (artigo 15, inciso II do Decreto 2.705/98)			100%	n/d
<i>Pagamento pela ocupação ou retenção de área</i>	Tesouro Nacional/Agência Nacional do Petróleo - ANP			100%	

n/d – percentual não definido

Fonte: Lei Federal n.º 9.478/97 Lei Federal n.º 7.990/89 e Decreto 2.705/98. Modificado por ROCHA, RIBEIRO E MARQUES (2007).