

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Marco regulatório brasileiro e análise de sua mudança para áreas estratégicas

AUTORES:

Rodrigo Enrique Linares Troncoso- iniciação científica

Prof. Ricardo Cabral de Azevedo- orientador

INSTITUIÇÃO:

Universidade de São Paulo (USP)

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 6ºPDPETRO.

Marco regulatório brasileiro e análise de sua mudança para áreas estratégicas

Abstract

The purpose of this work is study the deep changes that can happen in Brazil with the exploration and production of oil in the pre-salt layer of Santos basin, selecting and proposing the best techniques and economics options to the new framework regulatory of the pre-salt.

In the methodology of this project, was done an analysis about the differences between the petroleum contract types and the factors that affected the new contract model choice (concession to production sharing contract) in the pre-salt areas and to what extent this change will be beneficial to the country, making comparisons with the other countries experiences.

So far, as a result, despite having been found a great coherence between the proposed changes to the new regulatory model of the pre-salt, and what is practiced in similar situations in other parts of the world, it was observed that the current model also is perfectly feasible, which demonstrates a strong political influence in the choice of new model.

The conclusions so far indicate that should be taken into account the historical development of contracts between States and oil companies operators around the world and the experiences of several countries, correlating them with economic and political situations that these countries lived, to conclude what is the best decision about the framework regulatory. Furthermore, it should be considered with some concern the lack of competition that the new regulatory can generate to Petrobras, as well the overload of technology and manpower that it can generate.

Introdução

No upstream, estimativas preliminares feitas pela Petrobras na área do pré-sal indicam que a acumulação de Tupi possui volumes recuperáveis entre 5 e 8 bilhões de barris de óleo equivalente, enquanto a de Guará, também situado na Bacia de Santos, tem um potencial entre 1,1 e 2 bilhões de óleo leve e gás natural.

As descobertas do pré-sal motivaram o Governo Federal a propor um novo modelo para a exploração e a produção nestas áreas, baseado nos contratos de partilha da produção, que está em discussão no Congresso Nacional. O novo modelo – em geral usado quando há exploração com baixo risco e elevado potencial –, segundo o governo, na medida em que prevê a apropriação pelo Estado do óleo extraído, permite um controle da produção que se ajuste ao crescimento da indústria, o que pode prevenir assim a chamada “doença do petróleo”.

A proposta do Governo também prevê a criação de um Fundo Social para as receitas advindas da atividade petrolífera, que permitirá investimentos maciços na educação e em projetos de desenvolvimento regional. Dessa forma, a proposta do Governo é que o novo modelo para o setor de petróleo deverá garantir a industrialização do Brasil, proporcionar maior participação da sociedade na renda proveniente do petróleo; e a aplicação desse recurso na melhoria dos indicadores sociais do País.

Neste trabalho, a intenção é estudar os impactos (sociais e econômicos) do pré-sal para os estados e municípios produtores de petróleo, tendo em vista o novo marco regulatório. Será feita também uma análise acerca dos benefícios e malefícios deste novo marco para o Brasil, sabendo que sua grande mudança será no regime de exploração, que passa do modelo de concessão (que será mantido para os blocos já licitados) para o contrato de partilha da produção, adotado em países com grandes reservas, como Arábia Saudita, Venezuela, Irã e Iraque.

O objetivo geral deste trabalho é estudar a melhor forma de gerenciar as profundas mudanças a acontecer no Brasil com a exploração e produção de petróleo na camada pré-sal da Bacia de Santos, devido principalmente as grandes riquezas advindas dessas reservas. Analisar-se-á estas maneiras tendo-se em vista o novo marco regulatório e as suas possíveis consequências para a Petrobras e a indústria brasileira

Metodologia

Os materiais de pesquisa que foram e que estão sendo utilizados nesta pesquisa são basicamente *papers*, livros, relatórios, estudos anteriores sobre o assunto, aulas ministradas e notícias publicadas. Também foram e ainda estão sendo realizadas entrevistas e troca de ideias com especialistas no assunto, principalmente na área econômica, e participações em palestras, seminários e congressos que abordem o assunto.

Primeiramente, foi realizado um estudo geral da diferença entre os contratos, levando em conta a forma e a época em que os contratos surgiram, para que fosse esclarecido qual a real intenção de cada tipo de contrato de E&P de petróleo e gás natural.

Após esta primeira parte, foi realizado um estudo sobre as experiências de diversos países com diferentes tipos de contratos de E&P de petróleo e gás natural, procurando-se assim casos que fossem semelhantes e pudessem ser aplicados para efeito de comparação com o novo caso do pré-sal brasileiro. Uma grande fonte para que fosse encontrado todo esse tipo de informação foi o “Relatório 1- Regimes Jurídico-Regulatórios Contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural”, elaborado pelo escritório de advocacia Tozzini Freire e a Bain & Company, com recursos do Fundo de Estruturação de Projetos do BNDES (FEP).

Após esta análise, o próximo passo foi pesquisar através de especialistas, notícias, aulas e palestras ministradas, quais as principais diferenças entre o novo marco regulatório proposto para áreas estratégicas e ainda não licitadas no pré-sal e o marco regulatório atualmente praticado no Brasil.

Com todo este material, foi possível desenvolver um raciocínio crítico para avaliar a mudança do marco regulatório, os problemas ou vantagens que decorrem desta mudança e quais são as reais intenções do governo em propor estas mudanças. Também foi analisado quais os principais desafios para a Petrobras e para a indústria brasileira no geral.

Resultados e Discussão

Cada país adota um diferente sistema ou sistemas regulatórios para a exploração de óleo e gás que agregam características específicas, de acordo com as peculiaridades e necessidades de cada nação. Há três sistemas mais utilizados: concessão, partilha de produção e prestação de serviços.

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

A principal característica do sistema de **concessão** é que as atividades são realizadas por conta e risco do concessionário, sem interferência ou maior controle dos governos nos projetos de exploração e produção, respeitada a regulação existente. Caso haja uma descoberta e ela seja desenvolvida, o petróleo e gás natural, uma vez extraídos, passam a pertencer aos concessionários após o pagamento de royalties e outras participações governamentais.

O sistema de **partilha** costuma ser usado por países com reservas abundantes e baixo risco exploratório. Nesses contratos, a companhia ou consórcio que executa as atividades assume o risco exploratório. Em caso de sucesso, tem os seus investimentos e custos ressarcidos em óleo (o chamado óleo-custo). O lucro da atividade resulta da dedução dos investimentos e custos de produção da receita total. Convertido em óleo, esse valor é chamado de óleo-lucro, que passa a ser repartido entre a companhia (ou consórcio) e o governo, em porcentagens variáveis.

Cerca de 80% das reservas mundiais estão em países que adotam o modelo de partilha ou sistemas mistos, que misturam características de mais de um modelo, mas com maior controle do Estado sobre as atividades de exploração e produção.

Na tabela abaixo, podemos ver uma síntese das diferenças entre dois modelos regulatórios, o de Concessão e o de Partilha de Produção:

Tabela 1- Principais diferenças entre os contratos de concessão e de partilha (Fonte: IBP)

	Concessão	Partilha
Propriedade	Estado	Estado
Titularidade na produção	Cabeça poço	Ponto exportação
Receita bruta constante	Venda produção	Venda de sua parcela
Propriedade bens (assets)	Contratante	Cia estatal NOC
Liberdade operacional	Geralmente alta	Limitada sujeita à NOC
Participação do governo no contrato	NOC- se existente	NOC
Receita governo	Bônus, Royalties, impostos, Part. Esp.	Venda de sua parcela

O Contrato de Concessão é o tipo de contrato mais antigo adotado no mundo, e se iniciou no século 19 nos Estados Unidos, e no início do século passado, no Oriente Médio.

Entretanto estes contratos de concessão firmados entre os Estados e as companhias petrolíferas tinham um caráter privado onde pouquíssimas obrigações recaíam para as companhias de petróleo, sendo que a contraprestação da companhia para o Estado pela outorga era feita a um custo muito baixo.

Devido principalmente as grandes descobertas de reservas de petróleo no Oriente Médio, os Estados dos países produtores, em meados do século passado, começaram a introduzir uma mudança política nessas relações contratuais. Dessa forma, muitos países começaram a renegociar os seus contratos de concessão, sendo que estas mudanças comportamentais dos Estados produtores em relação às companhias petrolíferas não geraram só mudanças nos contratos de concessão, como também acabaram dando 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.

Com as novas descobertas das reservas no pré-sal, o governo brasileiro propôs um novo marco regulatório para reger a indústria de E&P em áreas do pré-sal ainda não licitadas. As principais justificativas para esta mudança são que quando a atual legislação que regula o setor de petróleo foi criada, em 1997, o Brasil e a Petrobras estavam inseridos num contexto de instabilidade econômica, sendo que o preço do petróleo estava em baixa (US\$ 19 o barril). Além disso, os blocos exploratórios tinham alto risco, perspectiva de baixa rentabilidade e o país era grande importador de petróleo. O marco regulatório que adotou o sistema de concessão foi criado, à época, para possibilitar retorno àqueles que assumiriam esse alto risco. Entretanto, o contexto agora é diferente, pois o Brasil alcançou estabilidade econômica, foi atingida a autossuficiência, os preços do petróleo estão significativamente mais elevados, e as descobertas no Pré- Sal, uma das maiores províncias petrolíferas do mundo, poderão, apenas com as áreas de Tupi, Iara, Guará e Jubarte, dobrar o volume de reservas brasileiras. Além disso, pelos testes realizados até agora, sabe-se que o risco exploratório nas áreas do pré-sal são baixos e a produtividade é muito alta.

Principais regras propostas para o novo Marco Regulatório no Brasil:

- União adotará Contrato de Partilha de Produção na área do Pré-Sal;
- União poderá contratar diretamente a Petrobras sem licitação ou licitar empresas para participar dos contratos de partilha, garantindo a operação do bloco à Petrobras;
- O vencedor da licitação, quando houver, será quem ofertar maior participação à União;
- A ANP realiza a licitação de acordo com as diretrizes do Ministério de Minas e Energia aprovadas pelo CNPE e administra os contratos;
- A Petrobras terá uma participação mínima de 30% em todos os blocos;
- Será criada a Petrosal, que representará a União nos consórcios e comitês operacionais que deverão ser criados para gerir os diferentes contratos de partilha e que terá direito a veto.

O governo justifica que com o regime de partilha será possível obter um maior controle da exploração dessa riqueza e também um maior controle sobre a matéria-prima, fazendo com que os recursos obtidos sejam revertidos de maneira mais equânime para a sociedade brasileira, além de prevenir a chamada “doença holandesa”, como ficou conhecido na Holanda o efeito da apreciação cambial de desestímulo ao setor industrial causado pelo aumento da receita com as exportações de gás.

Entretanto, segundo analisado nesta pesquisa e confirmado em uma palestra do economista Marcelo Simas, da Petrobras, realizada na Universidade de São Paulo (USP), as parcelas de “government take” (porcentagem do valor da produção de petróleo que fica com o governo) e “contractor take” podem ser equivalentes independentemente do tipo de contrato escolhido. Além disso, como dizem engenheiros e economistas da própria Petrobras, a atratividade para o pré-sal é enorme, pois já se tem tecnologia para exploração e produção, o preço do barril está bem acima do preço mínimo para atratividade do projeto e os riscos de insucesso na exploração nas áreas do pré-sal são muito baixos. Ou seja, a escolha do tipo de contrato não teria uma influência tão grande na atratividade para os investimentos das empresas. Segundo Ivan Simões, do comitê de Exploração e Produção do Instituto Brasileiro de Petróleo (IBP), em entrevista ao Estadão (20 de julho de 2009), as

“empresas trabalham em qualquer um dos modelos, tanto de partilha quanto de concessão, o importante é que sejam regras estáveis.”

Em relação a uma das justificativas do governo de maior controle sobre a matéria-prima, que têm uma importância estratégica, foi verificado nesta pesquisa que em contratos de concessão, como na Noruega por exemplo, também é possível obter este controle. Para que o controle sobre a matéria-prima seja mantido mesmo em casos de contratos de concessão, basta que se façam normas específicas para casos específicos, como no caso da Noruega, em que há uma lei que estipula regras gerais sobre garantia de abastecimento interno nos casos de guerra ou ameaça de guerra, caracterizando assim importantes limites que poderão ser impostos estrategicamente aos licenciados sobre a comercialização da parcela do petróleo produzido. Há uma Seção na lei que estipula que o Rei poderá decidir que o licenciado deverá entregar o petróleo de sua parcela da produção, a fim de atender às necessidades nacionais.

Outra justificativa do governo que pode ser facilmente questionada é a do maior controle sobre a venda da matéria-prima ou sobre a entrada massiva de capital estrangeiro, causando uma “doença holandesa”, pois novamente na Noruega, que possui um regime de contrato de concessão, podemos ver o exemplo melhor fundamentado de um fundo que foi criado com os recursos da venda de petróleo. Este fundo tem por finalidade estabilizar a economia, evitando assim os impactos das altas e baixas dos preços do próprio petróleo, além de constituir uma reserva para benefício das gerações futuras e tendo como objetivo aliviar a pressão cambial sobre a tendência de valorização da coroa norueguesa, na tentativa de diminuir assim os efeitos da “doença holandesa”.

Como pôde ser analisado neste trabalho com as experiências de diversos países, o contrato de concessão também pode garantir o controle sobre a matéria-prima. Segundo a economista que coordena o Centro de Economia e Petróleo do Ibre/FGV, Adriana Perez, em entrevista para o site do centro de excelência em EPC (**Engineering, Procurement and Construction**), de 02 de setembro de 2009, "Aparentemente, o governo não tem controle no regime de concessão, mas tem sim. É fácil regular a produção. O governo pode ditar o ritmo de produção. Não há a necessidade de ser proprietário para regular." E a Noruega é o melhor exemplo disso.

Além disso, outro ponto que chama a atenção e deve ser cuidadosamente analisado no novo marco regulatório brasileiro é a preferência descomunal dada à Petrobras, como pode ser verificado no esquema abaixo, que mostra de maneira simplificada como deverá ser dividida as licitações:

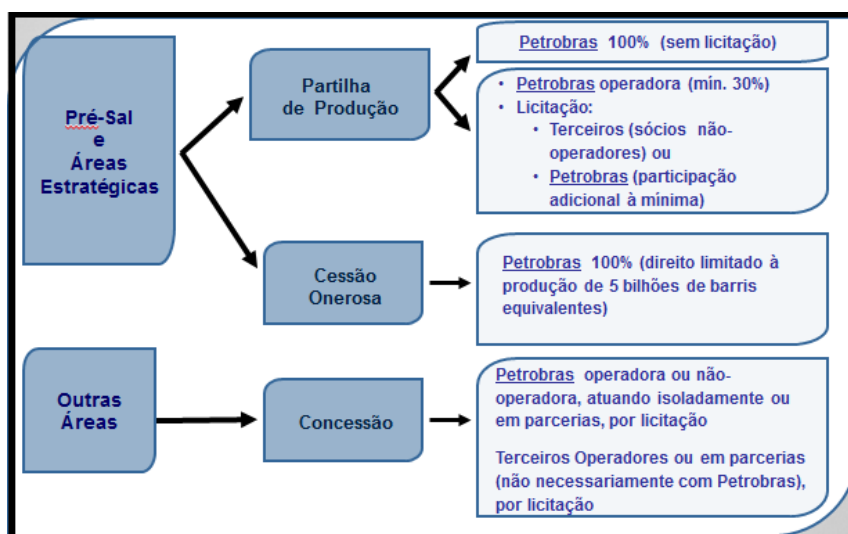


Figura 1- Divisão das licitações do novo Marco Regulatório

É notável a grande responsabilidade que irá recair na Petrobras com as novas licitações do pré-sal, pois, como mostra o esquema acima, no novo marco regulatório a Petrobras será sempre a operadora, com no mínimo 30% de participação no bloco licitado.

Portanto, será um enorme desafio para a Petrobras obter dinheiro suficiente para o investimento de 30% em cada nova área de licitação. Além disso, a Petrobras necessitará de uma quantidade enorme de mão-de-obra especializada para conseguir operar em todos os novos blocos a serem licitados. Um ponto positivo para a Petrobras será o incentivo ao desenvolvimento de novas tecnologias exclusivas e o conhecimento único e primário da exploração no pré-sal. Entretanto, seria interessante que outras empresas buscassem soluções para o pré-sal de forma que fosse possível haver trocas de idéias e sinergias. Para a especialista da FGV, Adriana Perez, a grande vantagem para a Petrobras em ser a única operadora do pré-sal é o ganho de escala, com os investimentos de pesquisa e desenvolvimento e utilização de insumos, mas há também o lado negativo, com o risco de "deseconomia" de escala, no caso de um projeto de grande porte.

Conclusões

O Brasil se encontra em uma posição privilegiadíssima hoje no cenário mundial do petróleo por ter explorado e encontrado reservas gigantescas na área do pré-sal. Entretanto, há que se tomar cuidado para que esta matéria-prima não seja usada de maneira errada e de forma que vise mais o populismo do que o bem da nação, e que, ao invés de atraírem investimento para o país, o que seria comum dada as enormes reservas encontradas no pré-sal, gerem mais burocracia, menos transparência e acabem afastando os investimentos do Brasil.

Como pesquisado e demonstrado acima, não há uma justificativa melhor do governo para a mudança no marco regulatório. O clima do “petróleo é nosso”, (frase que se tornou famosa ao ser pronunciada, por ocasião da descoberta de reservas de petróleo na Bahia, pelo então presidente da república Getúlio Vargas e que, mais adiante, se tornou lema da *Campanha do Petróleo*, patrocinada pelo Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e promovida por nacionalistas, que culminou na criação da empresa petrolífera nacional, a Petrobras) parece ter tomado conta do governo, que resolve mudar um tipo de contrato e de licitação que estava operando há anos no Brasil com muito sucesso e transparência.

Como demonstrado neste presente artigo, tanto o contrato de concessão quanto o de partilha de produção podem acarretar os mesmos resultados em termos de estratégia política e econômica, e que a mudança do tipo de contrato de concessão para o de partilha de produção no Brasil, além de ser desnecessário, só irá gerar mais incertezas no mercado.

Além disso, o novo marco regulatório poderá favorecer perigosamente a Petrobras, pois apesar de garantir a Petrobras como única operadora no Pré-sal, fazendo assim com que todo o conhecimento primário de E&P de óleo e gás nessa camada fique nas mãos de uma empresa nacional, impede a saudável concorrência para a otimização do processo de E&P na região, além de impedir a troca de ideias e sinergia entre diferentes operadoras. Gera também um risco para a própria exploração brasileira na camada pré-sal, uma vez que exige da Petrobras investimentos altíssimos de no mínimo 30% em cada bloco licitado, além de exigir da empresa uma quantidade elevadíssima de mão-de-obra qualificada para operar em todas as áreas, e também uma demanda muito alta para a empresa de sondas e outros equipamentos usados na exploração e produção de petróleo e gás.

A conclusão deste presente trabalho é que o modelo de contrato ideal para a exploração e produção de óleo e gás na camada pré-sal é o modelo de concessão, pois já era executado com sucesso no país. Além disso, o modelo de licitações de blocos para todas as empresas, como era praticado antes, era transparente o suficiente e vinha sendo realizado de forma satisfatória no Brasil, atraindo investimentos e não havendo, portanto, motivo para que fosse mudado.

Agradecimentos

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 e o professor Ricardo Cabral de Azevedo por me orientar nesta pesquisa.

Referências Bibliográficas

TAVERNE, B. *Petroleum, Industry and Governments – A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*. 2nd Ed. Holanda: Klumer Law International, 2008;

“Norwegian Petroleum Directorate”. Disponível em: <<http://www.npd.no/en/>>. Acesso em: 29 de outubro de 2010

“Petrobras: Pré-sal”. Disponível em : <<http://www2.petrobras.com.br/presal/>>. Acesso em: 27 de novembro de 2010

Bain & Company e Tozzini Freire Advogados- Relatório 1- Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural (BNDES), 2009, 559p.;

Alfredo Ruy Barbosa, Breve panorama dos contratos no setor de petróleo. Disponível em <<http://jus2.uol.com.br/doutrina/texto.asp?id=2794>> Acesso em: 12 de fevereiro de 2011.

Palestra na Universidade de São Paulo. 15 de maio de 2010. Simas, M. Novo Marco Regulatório do Pré-Sal.