



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

O DESENVOLVIMENTO DAS ATIVIDADES “ONSHORE” NO BRASIL – INTRODUÇÃO A UMA ABORDAGEM CONTRATUALISTA

Regina Zamith¹, Edmilson Moutinho dos Santos²

¹ IEE-USP, Av. Prof. Almeida Prado, 925 – Cid.Universitária, rezamith@uol.com.br

² IEE-USP, Av. Prof. Almeida Prado, 925 – Cid.Universitária, edsantos@iee.usp.br

Resumo – O Brasil tem desenvolvido intensamente suas atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo. Desde meados de 1970 até o momento, prevalecem as prospecções e produção em áreas *offshore* (em mar), sendo que os bons resultados da Bacia de Campos destacam-se em relação a outras áreas de produção. Com a maior concentração de investimentos em águas profundas, a Petrobras tem feito importantes descobertas de novos campos no mar, consolidando a imagem do país como uma das regiões *offshore* mais prolíficas do mundo. Por outro lado, as atividades exploratórias e produtivas encontram-se incipientes na grande maioria das bacias sedimentares *onshore* (em terra) brasileiras. O objetivo deste trabalho é propor alternativas para o desenvolvimento das atividades de E&P *onshore* no país, que, entre outros, pode favorecer a inserção de novos agentes no setor. Pois, podem ser atrativas às pequenas e médias empresas que são incapazes de enfrentar os desafios tecnológicos das atividades *offshore*. Através dos modelos teóricos da Economia dos Contratos, propomo-nos a introduzir uma visão contratualista desta problemática. Assume-se que o elemento chave da questão encontra-se em definir-se instrumentos contratuais apropriados que permitam uma partilha interessante (entre Estado e os agentes econômicos) da Renda do Setor Mineral, incentivando os investimentos *onshore*.

Palavras-Chave: Economia dos Contratos; Indústria do Petróleo; Atividades *Onshore*; Incentivos Econômicos; Regulação

Abstract – Brazil has historically developed strong E&P offshore oil activities. And, the Campos Basin has been the region with the most important offshore results. Thus, we observe more concentration of the investments in deep water exploration, where Petrobras has some field. The objective of this paper is to propose alternative policies for Brazil to boost E&P onshore activities. Although the high level of risk in most Brazilian onshore sedimentary basins, where exploratory activities are still very immature. The concern about the competitiveness and the development of the Brazilian Oil and Gas Sector makes the activities *onshore* one possibility for investments, since this is a market for the small and medium companies. Based on theoretical model focused on the economic aspect of the contracts and the example from world oil sector, where many countries introduced some incentives for the small producers, we analyse the Brazil's current contractual instruments, considering the particularities of the oil sector. Our objective is to propose contractual changes that can promote onshore activities in a more efficient way.

Keywords: Economics of Contracts; Oil Industry; Onshore Activities; Economic Incentives; Regulation

1. Introdução

Passados pouco mais de seis anos da flexibilização do monopólio do petróleo no Brasil, o setor encontra-se em plena transformação em direção a um mercado mais aberto para a participação de investimentos privados. Os avanços da nova regulamentação do setor de exploração e produção de petróleo (E&P ou *upstream*) têm procurado adequar todo o ambiente institucional com vistas à entrada de novos agentes nesta indústria.

Desde 1999 a Agência Nacional do Petróleo – ANP, órgão federal que tem a atribuição de regulamentar o setor de petróleo e gás no país, já realizou quatro rodadas anuais de licitações para áreas de concessão de atividades *upstream* no país. Ao todo já foram oferecidas 157 áreas (40 em terra e 117 no mar), tendo sido concedidas 87 áreas para exploração (sendo 27 em terra e 60 no mar), ou seja, as áreas no mar correspondem a 70% do total.¹ Desta forma, prevalece a tendência de concentrar-se os esforços em atividades *offshore*. Vale ressaltar que esta tendência tem sido dominante desde meados dos anos 1970, fazendo com que o maior volume de nossas reservas provadas de petróleo e de gás, encontrem-se no mar. O Brasil (e em particular a Bacia de Campos) transformou-se em uma das mais prolíficas áreas *offshore* do mundo, enquanto as suas enormes áreas sedimentares *onshore* encontram-se bem pouco exploradas e com potencial de desenvolvimento estagnado.

O investimento feito até hoje nas bacias *onshore* do país é relativamente pequeno comparado com o realizado nas bacias *offshore*. Por exemplo, em 2002, a Petrobras terá aplicado cerca de US\$ 3,4 bilhões no desenvolvimento da produção, dos quais US\$ 2,9 bilhões terão sido destinados a campos *offshore*². Ao mesmo tempo, o reconhecimento mundial do Brasil como uma importante província *offshore* tem despertado o interesse de outras grandes empresas do setor, que também concentram as suas atenções nessas mesmas áreas *offshore*. Assim, desde a abertura do setor de petróleo, formalmente instituída pela Lei nº 9.478/97 (a chamada Nova Lei do Petróleo - NLP), pode-se afirmar que, do ponto de vista das atividades de E&P, o Brasil continua sendo uma nação predominantemente *offshore*, desprezando as suas imensas bacias sedimentares *onshore*, que permanecem virgens. A nova ordem institucional e legal tem pouco contribuído para alterar esta tendência. Contudo, neste trabalho, sustentamos que, para se criar um ambiente realmente competitivo em seu segmento *upstream*, o Brasil deverá aprimorar os meios de induzir a entrada de um número muito maior de pequenas e médias empresas. Porém, as atividades *offshore* mais sofisticadas são, em geral, inacessíveis para estas companhias, que preferem concentrar os seus esforços em atividades menos complexas *onshore*.

As áreas *onshore* brasileiras poderão transformar-se em um nicho de mercado próprio ao investidor de menor porte. O que se conhece hoje das áreas em terra nacionais caracteriza-se, principalmente, por campos maduros, de baixo potencial de produção e riscos reduzidos. A produção relativamente inferior do que aquela dos campos em mar torna essas áreas pouco atrativas às grandes empresas (incluindo a própria Petrobras), mas pode apresentar um retorno de investimento compatível com as empresas menores, pois estas tendem a apresentar custos fixos e operacionais mais baixos, plenamente suportados através da realização de receitas menores das atividades *onshore*. Há igualmente imensas áreas sedimentares virgens no Brasil. Nestas, o esforço exploratório ainda deve ser intenso e o grau de risco é elevado.

Neste trabalho, introduzimos uma abordagem contratualista para analisar as possibilidades de incentivo de atividades *onshore* no Brasil. Assume-se que o elemento chave da questão encontra-se em definir-se instrumentos contratuais apropriados que permitam uma partilha interessante (entre Estado e os Agentes Econômicos) da Renda do Setor Mineral, incentivando os investimentos *onshore*. A partir desta ótica há de se questionar, se a adoção de uma fórmula contratual única, através de um Contrato de Concessão Padrão, aplicado igualmente para as atividades *onshore* e *offshore*, e formulado, principalmente, para governar as relações entre o Estado e os investidores nas atividades predominantes e de maior potencial, não representa em si um obstáculo adicional ao desenvolvimento das atividades em locais de menor potencial. Por outro lado, deve-se compreender que o Sistema Contratual Petrolífero Brasileiro ultrapassa o próprio Contrato de Concessão, incorporando outros instrumentos que permitem igualmente definir as formas de partilha da renda mineral. Através da combinação adequada destes instrumentos pode-se definir uma política interessante para o segmento *onshore*, tornando-o atrativo para maiores investimentos e mais aberto para a participação de novos agentes econômicos.

2. A Teoria Econômica dos Contratos e os Contratos de E&P de Petróleo

A Economia Neo-Institucional-NEI é uma vertente da Economia que se iniciou com os trabalhos de Coase (1937). A NEI proporcionou o surgimento de várias teorias, que constituem a chamada Economia dos Contratos e, cujo embasamento teórico está no pressuposto da “assimetria da informação” (informação imperfeita) nas transações de mercado. Ao celebrar-se um contrato, sempre uma das partes terá mais informações acerca do negócio e, portanto, a oportunidade de apropriar-se de benefícios adicionais do mesmo. Fazem parte desta linha de pesquisa, as denominadas Economia da Informação, Economia dos Custos de Transação - ECT e a Teoria da Agência - TA.

A TA concentra-se na análise da relação entre “agente-principal”, preocupando-se com a definição de incentivos que levem ao alinhamento dos interesses das partes na fase de formatação de um contrato (*ex-ante*). A ECT

¹ Até o quarto leilão (fonte *website* da ANP).

² Revista Brasil Energia, setembro 2002.

dedica-se à etapa *ex-post*, ou seja, da execução do contrato, admitindo que as instituições e as regras envolvidas são factíveis de análise e preocupando-se igualmente com os custos envolvidos nas transações.

Portanto, a ECT estuda como determinada indústria se estrutura através de um conjunto de relações estabelecidas em contratos. Segundo a ECT, esses contratos representam “estruturas de governança” entre os diversos atores. É o conjunto de regras que governa uma determinada transação de bens ou serviços entre diversos agentes de determinado setor (Williason, 1985).

No caso da indústria do petróleo, as diversas formas dela organizar-se em cada país dependerão das diferentes regras do jogo competitivo e das instituições que regulam o setor. Ambas serão influenciadas pela presença de regulação governamental e pelas políticas referentes ao setor. É interessante notar que mesmo adotando padrões tecnológicos semelhantes, a regulamentação afetará os mecanismos que coordenam a indústria, através da disposição de diferentes regras.

Em particular, o arranjo institucional é, em geral, governado por um Contrato que concede a uma companhia petroleira os direitos exclusivos de exploração e produção das reservas de hidrocarbonetos que venham a ser descobertas na área objeto do Contrato de Concessão. Admitindo-se o caso predominante na maior parte dos países (inclusive o Brasil), onde o Estado reserva-se o direito de propriedade sobre os recursos naturais do subsolo, este mesmo Estado terá como objetivo maximizar o aproveitamento econômico dos recursos petrolíferos do país. Assumirá, portanto, a função de “principal”, regulando as atividades relacionadas com a exploração desses recursos. As empresas de petróleo que investem no setor são os “agentes”, os quais objetivam o máximo retorno econômico do desenvolvimento de atividades de E&P. Particularmente, desejam que a fórmula contratual lhes permita serem adequadamente remuneradas pelo risco do negócio.

Existem conflitos inerentes a esse modelo. Por um lado, há grandes problemas de “assimetria de informações” nesta relação “agente-principal”. *Ex-ante*, o Estado é, em geral, o único que possui informações geológicas de todas as áreas de Concessão existentes no país. Portanto, encontra-se em melhor posição para avaliar o valor econômico e negociar uma nova área de Concessão. *Ex-post*, é a empresa que adquirirá informações mais completas sobre a sua área de exploração. Nem sempre o esquema de produção apresentado pelo “agente” converge totalmente com os interesses do “principal” (por exemplo, no aproveitamento de gases associados ou campos marginais próximos a um grande reservatório de petróleo). Por outro lado, tanto os “agentes” como o “principal” tentam capturar a maior parte possível da renda gerada no negócio. O Contrato de Concessão deve, portanto, governar o conflito complexo de “partilha de rendas sob grande assimetria de informações”. Afora isto, o Estado ainda tem que disputar os recursos de investimentos necessários ao desenvolvimento de seus recursos minerais em relação a possíveis oportunidades em outros mercados concorrentes, tendo em vista seu risco geológico, político e contratual. Evidentemente, os “agentes” dispõem de muito mais informações sobre as diferentes oportunidades existentes, aumentando o seu poder de barganha em uma dada negociação.

2.1 A Renda no Setor Mineral

É importante notar que a existência de “renda econômica” na atividade mineradora deve-se, antes de tudo, à peculiaridade dos recursos minerais (minérios, petróleo e gás natural) não serem renováveis na natureza. Isto implica que, a extração desses recursos em determinado período torna-os indisponíveis para os períodos posteriores. Mais precisamente, a extração de um recurso não-renovável no presente acarreta um “custo de oportunidade” em extraí-lo no futuro. Este “custo pelo uso”³ deveria representar a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção, constituindo parte da renda mineral. Trata-se de uma compensação ao proprietário da jazida pela sua redução devido à extração dos recursos.

Os países podem optar pela propriedade pública ou privada dos recursos naturais, sendo que o papel do Estado (“principal”) é criar um ambiente institucional e contratual adequado à exploração e produção destes recursos, atraindo investimentos de risco ao setor, porém ao mesmo tempo, governar a disputa no tempo de captura da renda da atividade petrolífera. Quando o Estado é o proprietário dos recursos naturais no subsolo, surge a necessidade de distribuição dos riscos do investimento entre o Estado e as empresas que desenvolverão as atividades de exploração dos recursos minerais. Esta distribuição dependerá da forma como as partes reagem à incerteza do negócio, ou seja, dependerá do grau de aversão ao risco de cada um.

Portanto, a principal questão a ser respondida consiste em encontrar uma distribuição ótima de riscos e renda entre o Estado e os investidores, dada a aversão ao risco de cada um. A resposta será encontrada através da definição de um arranjo contratual que possa gerenciar satisfatoriamente tanto os pagamentos condicionais como os incondicionais atrelados ao negócio. Os pagamentos *condicionais* são os que dependem do resultado do investimento, como os *royalties* e os impostos sobre o lucro ou sobre a renda do recurso. Por outro lado, os *incondicionais* são formas de pagamento que independem dos resultados do investimento, como, por exemplo, o bônus de assinatura, que desloca uma parcela maior do risco para a firma concessionária. Estes pagamentos estão, em geral, atrelados, direta ou indiretamente, à evolução dos preços internacionais do petróleo, sobre os quais nem o “principal” e nem o “agente” podem exercer influência.

Assim, dependendo do grau de risco associado ao investimento, do grau de aversão ao risco entre o Estado e o investidor, do poder de barganha na disputa pela renda petroleira de cada um, e do valor econômico do recurso natural a ser extraído, refletido na evolução dos preços; definir-se-á a melhor forma contratual para o negócio.

³ Este “custo de uso” é conhecido como renda de Hotelling.

3. A ótica contratual das transformações no setor de petróleo no Brasil

No Brasil, a atual “estrutura de governança” estabelecida para a área de petróleo está definida pelos principais documentos: (1) a NLP; (2) os editais de licitação de áreas de concessão; (3) o contrato de concessão da ANP, firmado entre o Estado e as empresas vitoriosas nos leilões de licitações; (4) o sistema fiscal vigente no país; (5) o regime fiscal específico para as atividades petrolíferas, estabelecido pelo Decreto presidencial nº 2.705 de 03 de agosto de 1998; e (6) uma série de normas técnicas e portarias emitidas pela ANP que regulamentam as atividades de E&P. Desta forma, o regime contratual petrolífero brasileiro envolve o entendimento do efeito combinado destes documentos.

Dado que a NLP estabeleceu a ANP como a gestora dos recursos naturais do Estado. Temos no Brasil, a figura da ANP exercendo o papel de “principal”, ao conceder direitos exclusivos de E&P sobre áreas determinadas (blocos) a diferentes “agentes” (empresas).

Porém, o modelo contratual brasileiro dá pouca margem para negociação. A NLP define previamente as compensações governamentais devidas pelos “agentes” no desenvolvimento de atividades petrolíferas no país; sendo, assim, estipulados: i. *bônus de assinatura*, valor ofertado pelo investidor no leilão de áreas (trata-se de um valor incondicional, cujo valor mínimo é estipulado pela ANP independente da grande assimetria de informações sobre os potenciais de risco e valor econômico do bloco); ii. *royalties sobre a produção*, tem como preço de referência a média ponderada dos preços do petróleo e gás praticados no mercado, sendo que 5% dos recursos são pagos mensalmente à União e 5% distribuídos entre estados e municípios produtores, Ministérios da Ciência e Tecnologia e da Marinha e em um fundo especial (trata-se de um pagamento condicional, mas pouco sensível às variações econômicas, podendo ser particularmente negativo para recursos de menor potencial); iii. *participação especial*, é um imposto mensal progressivo sobre a receita líquida da produção trimestral de campo com grande rentabilidade, distribuído entre estado e município produtores, e os Ministérios de Minas e Energia e de Meio Ambiente; e iv. *taxa de ocupação e retenção de área*, pagamento anual referente a fração da área concedida, estipulado por km², sendo que este é crescente de acordo com a fase em que o projeto se encontra (porém, é utilizada mais como um pedágio sobre a retenção de áreas do que como sinalizador e indutor de melhores oportunidades para a entrada de novos “agentes”). Verifica-se que existem dois pagamentos que estão condicionados ao resultado do investimento, que são os *royalties* e a participação especial, e dois incondicionais ao resultado do investimento, que são o bônus de assinatura e a taxa de ocupação e retenção de área.

Uma vez que os parâmetros e as fórmulas de cálculo para as participações governamentais, inclusive valores mínimos obrigatórios a serem cobrados, encontram-se definidos em decreto presidencial, e o estabelecimento das áreas a serem leiloadas é centralizado e totalmente gerenciado pela ANP, há pouca margem de manobra para a negociação de parâmetros econômicos dos projetos com o investidor. Enfim, a ANP pouco poderá intervir no sentido de alterar as regras do jogo pontualmente e procurar viabilizar um projeto de baixo valor econômico. Sua análise dos Planos de Avaliação e Desenvolvimento de novas descobertas é, principalmente, de ordem geológica.

A Figura 1 apresenta os procedimentos para a exploração de petróleo e gás natural no Brasil:

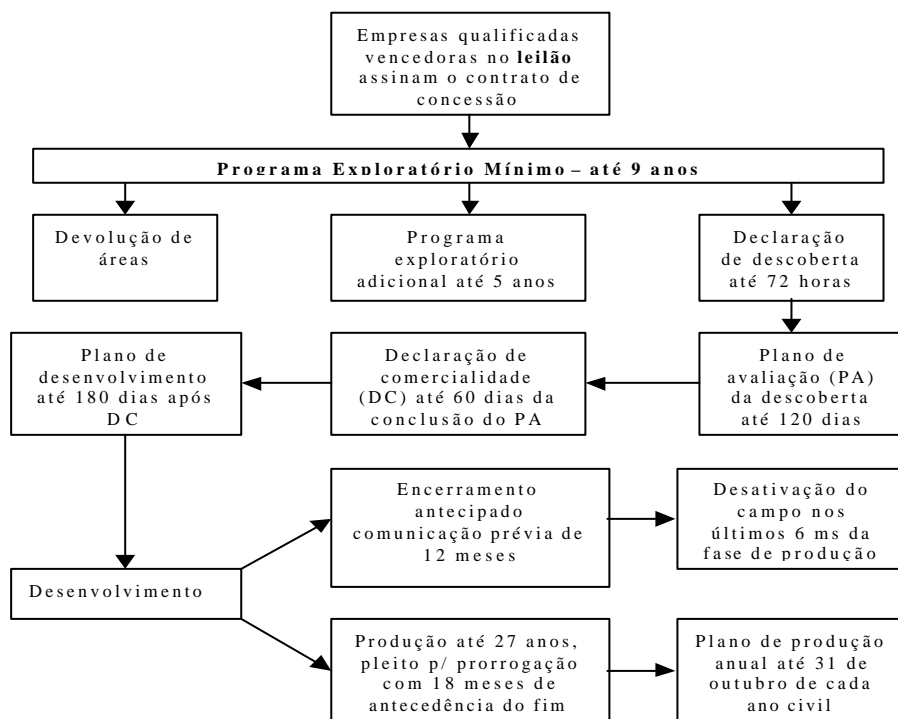


Figura 1. Organograma da exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil.

4. Contribuições da Teoria dos Contratos para o incentivo de atividades *onshore* no Brasil

A discussão da competitividade no mercado de *commodities*, como no caso do petróleo, está relacionada, diretamente, aos aspectos da produção e do equilíbrio adequado entre potencial e risco dos projetos. Dessa forma, os custos de produção, o potencial das reservas recuperáveis e os riscos exploratórios associados, caracterizam-se por ser itens importantes de mensuração da competitividade das empresas e dos países. E, nesse contexto, o principal desafio é, justamente, o estabelecimento de formas contratuais flexíveis que permitam às empresas e aos Estados empregarem estratégias eficientes que lhe garantam atuar competitivamente no mercado.

Desde meados dos anos 1980, o petróleo tem sido considerado como uma “*commodity*” estratégica. Reconhece-se a importância estratégica do produto e o mundo tem sabido trabalhar com preços de petróleo muito superiores aos custos marginais de produção. As rendas petroleiras geradas são bastante elevadas (talvez superiores àquelas sugeridas pelos modelos de Hotelling). Assim, verifica-se uma forte presença da regulação do Estado no setor. As leis ambientais também assumem especial importância nesta área, induzindo novas formas de atuação do Estado.

Porém, atualmente, empresas e países estão muito menos propícios a descobrir e produzir petróleo a qualquer custo, sem considerar os aspectos referentes ao retorno econômico. Os preços da “*commodity*” flutuam e os projetos específicos devem adaptar-se para manter a sua competitividade. Um interesse comum na relação “principal-agente” é manter a atratividade dos projetos, com diferente distribuição de risco e renda. Há uma competição aguda entre países no sentido de atrair os investimentos dos “agentes” e esta se reflete em novas formas contratuais e diferentes formas de negociação entre “principal” e “agente”.

Por exemplo, em muitos países, para se explorar, desenvolver e produzir petróleo e gás natural é necessário obter-se um instrumento legal denominado *lease*, concedido, geralmente, pelo ministro de Minas e Recursos Minerais. Esta permissão é um instrumento contratual pelo qual o país hospedeiro concede direitos ao arrendatário para explorar e produzir os recursos naturais, recebendo, em troca, como pagamento, *royalties*. Há uma tendência crescente de dar maior sensibilidade econômica aos *royalties*, de forma a manter a competitividade da produção mesmo em situações econômicas menos favoráveis. Neste caso, o Estado participa de forma mais intensa dos riscos econômicos do projeto. Por outro lado, procura-se separar as etapas de exploração e produção, enquanto, ao mesmo tempo, simplifica-se as regras de participação nos leilões exploratórios. Os “*leases*” de exploração são documentos muito simples, reduzindo-se os custos de transação durante esta etapa.

Vários países têm implementado programas de incentivos e créditos para desenvolver a exploração de petróleo e gás. Esses programas geralmente requerem que o operador satisfaça um programa de trabalho mínimo para qualificar-se aos vários benefícios disponíveis. Por exemplo, após o cumprimento dos trabalhos de perfuração exploratórios iniciais, créditos são alocados ao operador pela autoridade competente, como forma de incentivo a trabalhos exploratórios adicionais. Esses créditos também poderão ser utilizados para abater bônus ou aluguéis de outras áreas cedidas para exploração, ou ainda, para reduzir os impostos devidos sobre o exercício da atividade mineral.

Uma forma comum de incentivo é o “*royalty holiday*”. Este permite que o investidor possa retardar o prazo para iniciar o pagamento de *royalties* dos novos poços em operação. Leva-se em conta também as diferentes características de cada poço, ou seja, a sua profundidade e localização geográfica entre outras. Os projetos voltados à recuperação e ao aumento da produção dos poços também desfrutam de incentivos contratuais, bem como as atividades que induzam ao desenvolvimento de campos marginais.

Desde a introdução da NLP e o surgimento da ANP, pode-se dizer que o Brasil optou em adotar um modelo contratual cujo objetivo maior tem sido propiciar o desenvolvimento dos seus recursos *offshore* mais rapidamente, sem ter que incorrer em grandes inversões de capital, concedendo autorizações para exploração de áreas às empresas privadas, mas procurando garantir pagamentos contínuos de bônus e *royalties*.

Contudo, sugerimos que, para o incentivo de atividade *onshore* no país, o Estado, através de sua agência reguladora federal, ANP, deve atuar como líder e facilitador de negócios. Para tanto, a ótica das Teorias dos Contratos contribui em identificar novas opções de fórmulas contratuais e instrumentos de negociação. Tem-se como principal desafio uma contínua preservação das vantagens competitivas do país, buscando sempre, através de uma visão estratégica, oferecer contratos atrativos às empresas. À ANP, deve-se dar um maior poder de negociação para que ela possa buscar novos objetivos nas relações “principal-agente”.

Por exemplo, no que tange às atividades *onshore* de menor porte, o Brasil optou pela adoção do instrumento de arrecadação através dos *royalties*, com uma alíquota máxima de 10% sobre o valor bruto da produção de petróleo, redutível a 5% nos casos de baixa lucratividade. A grande funcionalidade dos *royalties* reside em sua fácil administração. Porém, o estabelecimento de uma alíquota única pode prejudicar a lucratividade de alguns investimentos e até inviabilizar outros. O ideal seria estabelecer-se um instrumento de flexibilização da alíquota, considerando a potencialidade de cada projeto e a situação econômica do mesmo, criando incentivos ao investidor, que poderia optar por diferentes formas combinadas de pagamentos, relacionadas ao resultado do investimento. Se os arranjos contratuais fossem dispostos por ocasião da “Declaração de Comercialidade” da área pelo concessionário, adequar-se-ia o potencial das reservas de cada projeto às alíquotas tributárias, procurando maximizar os ganhos. Ao mesmo tempo em que se conseguiria inferir a disposição do investidor a assumir riscos e quais as reais condições das reservas sob sua concessão.

A ANP induziria renúncias maiores de áreas de produção, podendo disponibilizar para novas licitações áreas de menor risco e atrativas para pequenas empresas.

5. Conclusão

Resumindo, diríamos que, pelo fato do setor de petróleo e gás natural caracterizar-se por ser uma atividade com alto grau de incertezas políticas, os Estados devem definir regras estáveis e gerais *ex-ante*. Porém, ao mesmo tempo, o investidor deve encarar elevados riscos exploratórios e de mercado, cabendo ao Estado definir instrumentos contratuais que sejam suficientemente flexíveis para garantir taxas de retorno adequadas e favoráveis aos investimentos em diferentes cenários econômicos. A falta de um histórico de estabilidade exigiu que o Brasil adotasse, desde a abertura do monopólio no final dos anos 1990, um sistema contratual robusto e rígido, que garantisse maior confiança para as grandes companhias de petróleo internacionais que desejávamos atrair para as atividades *offshore* brasileiras. Após quatro anos de percepção de estabilidade política no que tange ao setor de petróleo e gás, e uma maior compreensão sobre o papel da ANP, acreditamos que o Brasil encontra-se em situação mais favorável para a adoção de instrumentos contratuais mais flexíveis. Além disso, sugerimos neste trabalho que tal revisão é essencial para o incentivo de atividades *onshore* no país.

Desde o seu primeiro leilão de áreas, a ANP tem procurado adaptar o processo de abertura do setor às reais necessidades para criar-se condições competitivas ao país. Por exemplo, no segundo leilão o ‘patrimônio líquido mínimo’ exigido para as empresas interessadas reduziu-se de US\$ 10 milhões para US\$ 1 milhão. No terceiro leilão, para dar-se um incentivo ainda maior às pequenas e médias empresas, o ‘patrimônio líquido mínimo’ exigido passou a R\$ 1 milhão, sendo que as empresas puderam unir-se a outras cinco para formar consórcios com patrimônio líquido de R\$ 6 milhões, para disputarem blocos terrestres no Espírito Santo, Recôncavo e Potiguar. Porém, mesmo considerando os resultados da quarta rodada de licitações, que teve uma presença maior de empresas de menor porte com interesses nas áreas terrestres, ainda há um longo caminho a percorrer para criar-se um setor *onshore* forte e realmente florescente.

Para o ano de 2003, a ANP testará um novo modelo baseado no sistema de células⁴, que segue os moldes de algumas regiões no mundo, cuja atividade de E&P desenvolve-se com maior dinamismo. Esta nova metodologia pode ser um passo importante para aumentar a atratividade das áreas e atrair a entrada de novas empresas de pequeno e médio porte no setor de exploração e produção do país. As empresas poderão desenhar o tamanho de suas próprias áreas exploratórias, formando os blocos adequados a sua estratégia e capacidade de investimento. Uma outra mudança prevista para a rodada de licitações de 2003, que também pode ser benéfica para a atração de novos investidores, é a flexibilidade concedida às empresas para definirem seus próprios programas exploratórios mínimos de levantamento de dados sísmicos e de perfuração de poços.

Contudo, salientamos que, tendo em vista as diferentes características que envolvem as atividades *onshore* e *offshore* no país, a ANP poderia negociar com outros agentes da esfera governamental no sentido de criar-se uma estrutura tributária e de incentivos favorável ao investidor para áreas em terra. Os exemplos citados ao longo deste trabalho podem levar-nos a novas reflexões que permitam fomentar as atividades *onshore* e assim atrair os investimentos privados necessários para o setor. A escolha da forma de extração da renda do setor pelo Estado tem implicações sobre a percepção do grau do risco do investidor. Assim, deve-se ter o cuidado para adequar-se um sistema tributário que permita uma melhor distribuição de risco entre “principal” e “agentes”.

6. Agradecimentos

Agradecemos ao apoio concedido pela FAPESP.

7. Referências

- ANP, *Contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás nat. no Brasil*, RJ, 1998.
- COASE, R. H. The nature of the firm, *Economica* n. 4, nov., 1937.
- HOTELLING, H. The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, Ap., p. 137-175, 1931.
- LUCAS, A. R., *Oil and gas law in Canadá*. Carswell, 1990.
- OSMUNDSEN, P. Dynamic taxation of non-renewable natural resources under asymmetric information about reserves. *Canadian Journal of Economics* 31, nº 4, October, pp.933-951, 1998.
- POSTALI, F., Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil, *Dissertação defendida na Faculdade de Economia da Universidade de São Paulo*, 2000.
- SIQUEIRA, C. Brasil um produtor *offshore* em definitivo, *Revista Brasil Energia*, set., 2002.
- WILLIAMSON, O.E. The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting, *Free Press*, NY, 1985.

⁴ As células localizadas em terra terão de 30 a 32 km²; em águas até 400 metros de profundidade terão de 171 a 192km² e em águas entre 400 a 2000 m terão de 646 a 768km².