

DEVE A AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO EXPLORAR NOVAS FÓRMULAS CONTRATUAIS?

Edmilson Moutinho dos Santos

Professor-Doutor do PIPGE - Universidade de São Paulo, Brasil

Carlos Augusto de Almeida Correia²

Diretor-executivo da Petrolegal Services, uma divisão de Petrolab Ltda, Aracaju-SE, Brasil

RESUMO

Este trabalho relaciona os principais passos do processo de liberalização da indústria petrolífera brasileira e enfoca a constituição de seus novos instrumentos contratuais. A indústria brasileira do petróleo enfrenta grandes mudanças impostas pela nova Lei do Petróleo. Atualmente, a indústria é governada pela Agência Nacional do Petróleo, ANP, que assinará contratos de concessão com empresas petrolíferas. Neste trabalho, discute-se, inicialmente, sobre a origem e o significado da concessão de atividades petrolíferas no Brasil. Mostramos que tal arranjo contratual busca manter uma velha tradição nacional de ver o negócio de petróleo como um serviço público. Em seguida, descrevem-se os limites e dificuldades dos contratos de concessão no ambiente sócio-econômico nacional. A partir deste ponto, desenvolvemos uma análise comparativa com outro tipo de contrato de petróleo vastamente utilizado pela indústria em várias partes do mundo: os Contratos de Produção Partilhada. Finalizando, este trabalho propõe a adoção desses contratos alternativos nos estágios iniciais da nova era do petróleo, seguido por uma fase onde seriam utilizados tanto o sistema de concessão como o de produção compartilhada. Sustentamos que a possibilidade de uso de fórmulas contratuais alternativas daria à ANP mais flexibilidade para a implementação de suas políticas.

ABSTRACT

This paper studies the major steps in the liberalisation process of the Brazilian petroleum sector, focusing primarily on the constitution of its new contractual instruments. The Brazilian oil industry is experiencing dramatic changes imposed by the new Petroleum Law. The industry is presently governed by the National Petroleum Agency through concession agreements to be signed with oil companies. This work discusses the origin and meaning of Brazilian oil concessions and shows that such contractual arrangement seeks to maintain an old national tradition of considering the oil business as a public service. Secondly, the paper describes some difficulties and the

limits of concession contracts in the national socio-economic environment. Following, this research flows into a comparative analysis with another sort of contractual arrangement, widely used by the petroleum industry in many parts of the world: the Production Sharing Contracts, PSCs. Finally, we attempt to propose the use of PSCs in the early stages of the new petroleum era, followed by a combination of PSCs and concession agreements in the near future. We sustain that ANP should adopt alternative contractual formulas to confer more flexibility to its policies.

INTRODUÇÃO

1997 foi um ano histórico para a indústria de petróleo brasileira (significando, de agora em diante, óleo e gás). A aprovação da Nova Lei do Petróleo (NLP)[1] representou um progresso significativo na transformação da ordem institucional petrolífera nacional. A história provavelmente consagrará a esta nova lei um lugar tão importante quanto o ocupado pela Lei nº 2.004 de 3 de outubro de 1953, que criou a Petrobrás e o monopólio estatal do petróleo.[2]

Não obstante, ao final de 1997, já pairavam no ar grandes desconfianças. Contrariamente ao que tinha sido proposto pela NLP, o governo brasileiro mostrava-se impossibilitado de executar o seu próprio programa de trabalho e constituir de fato a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Os investidores privados começavam a manifestar as suas preocupações com relação a aparente imobilidade do governo.

A criação final da ANP no início de 1998 foi muito bem recebida pelo mercado.[3] O governo deu sinais claros de seu real compromisso de implementar as modificações propostas pela NLP. As autoridades sinalizaram aos investidores internacionais o seu desejo de melhorar significativamente o ambiente político do país para atividades petrolíferas. O governo parece ter entendido que o país não podia submergir em imobilidade política.

Uma vez constituída, dois assuntos urgentes surgiram para a ANP resolver. O primeiro é a definição de quais áreas de exploração, desenvolvimento e produção, previamente operadas pela Petrobrás,

permanecerão nas mãos da estatal brasileira, e quais deverão ser renunciadas à ANP para que esta possa licita-las novamente a outras companhias de petróleo.[4] O segundo é a definição dos instrumentos contratuais que regularão a relação entre a ANP e qualquer empresa interessada em operar no Brasil, e isto inclui Petrobrás. Este texto enfocará este segundo assunto. Analisaremos os instrumentos contratuais previstos na NLP sob o ponto de vista de sua suficiência para que a ANP possa executar a sua importante missão. Examinaremos a possibilidade de explorar-se novas fórmulas contratuais.

A CONCESSÃO BRASILEIRA: SUA ORIGEM E SIGNIFICADO

Olhando a NLP, é interessante de observar que o Brasil escolheu somente “contratos de concessão” para governar o seu novo regime petrolífero. A lei prevê que a ANP deverá assinar contratos de concessão com companhias de petróleo e que essas concessões deverão ser precedidas de processos competitivos de licitação. Qualquer operador privado ou público, inclusive a Petrobrás, poderá participar, só ou juntando-se em parceria com outras empresas, destes licitações. A ANP garantirá o princípio da “competição justa” neste processo.

A NLP não prevê o uso de Contratos de Produção Partilhada (CPP) ou qualquer outro arranjo contratual alternativo.[5] Assim, o Brasil não seguirá uma tendência mundial na qual aceita-se de forma crescente os CPPs. Esta fórmula contratual consolida-se especialmente em países onde mudanças importantes no sistema regulatório ainda estão ocorrendo. Por exemplo, a Indonésia abriu o caminho para o uso de CPPs quando *Dr. Ibnu Sutowo*, fundador e o primeiro presidente da *Petramina*, a companhia petrolífera estatal indonésia, emprestou tal conceito de outros setores da economia. O primeiro contrato deste tipo foi assinado pela Indonésia no início dos anos 1960. Desde então, já foram implementados vários desenvolvimentos nesta fórmula contratual.[6] Tanto os governos anfitriões como as companhias de petróleo buscam preservar uma certa flexibilidade para poder responder a condições variáveis dentro dos países.

Além disso, Brasil não restabelecerá o sistema de Contratos de Serviço de Risco - CSR (ou *Risk Service Contracts - RSCs*), que tinha sido adotado de 1975 a 1988. Naquele momento, a comunidade internacional concordou que a fórmula brasileira de CSRs era uma solução interessante para lidar com uma situação política difícil. Não obstante, o fracasso deste período em impulsionar a produção e as reservas brasileiras de petróleo e gás natural, parece ter condenado este arranjo contratual. Na atual conjuntura econômica e política, as companhias não estão dispostas a aceitar as restrições

que foram impostas pelo governo brasileiro nos contratos de risco.

Ao invés, a NLP recuperou uma tradição brasileira ainda mais antiga. Até 1938, a indústria do petróleo no Brasil foi governada por um regime bastante liberal. Todas as atividades petrolíferas eram desenvolvidas através de concessões concedidas à investidores privados. A produção de petróleo era considerada uma atividade mineral. De fato, foi tratada sob o Código Mineral de 1934. Não havia nenhuma legislação específica para o petróleo. Este arranjo institucional prevaleceu até a promulgação da Lei nº 395 de 29 de abril de 1938, que criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), iniciando a primeira onda de nacionalismo petrolífero no Brasil.

Lei nº 395/38 declarou todas as atividades de petróleo como sendo um serviço público que deveria ser aprovado e regulamentado pelo CNP. As atividades de refino também foram nacionalizadas. Reivindicou-se que “um país que não controlasse o seu petróleo não poderia ser considerado independente.”[7] A crescente presença estatal no negócio de petróleo foi coroada com a apresentação e aprovação da Lei nº 2.004 de 3 de outubro de 1953. Esta lei estabeleceu o monopólio estatal do petróleo e criou a Petrobrás. Depois de herdar os ativos do CNP, a companhia começou suas operações em 10 de maio de 1954. Inaugurou-se, assim, a segunda onda de nacionalismo petrolífero no país.[8]

Todas as atividades petrolíferas, com exceção da distribuição e comercialização de produtos refinados, foram declaradas monopólio da União. O governo federal deveria exercer seus direitos de monopólio através do CNP, órgão regulador, e a Petrobrás, o braço executivo do Estado. A Petrobrás operaria ao longo de toda a cadeia petrolífera como uma companhia integrada. Inicialmente, suas atividades deveriam ser aprovadas e controladas pelo CNP. Porém, com o dreno gradual do poder do CNP e o fortalecimento da Petrobrás, a estrutura de monopólio se consolidou e tornou-se, inclusive, matéria constitucional, sendo inclusa na Constituição Federal de 1967. A onipresença da Petrobrás na cena petrolífera brasileira foi ratificada.

A NLP resgatou tanto o instrumento de concessão que foi adotado pelo CNP antes de 1953, como a visão da indústria do petróleo como um serviço público, ao invés de uma atividade mineral ou industrial. É dito que a lei flexibiliza o monopólio do petróleo, porque os recursos naturais permanecem sob o monopólio da União, mas tendo a ANP, no lugar da Petrobrás, como o seu gestor e regulador. A primeira missão da ANP é promover as condições de livre concorrência na indústria, colocando a Petrobrás em competição direta com outras empresas.

É justo dizer que esta história e a visão da indústria como um serviço público, explicam a atual adoção de contratos de concessão, em vez de qualquer outro tipo de arranjo contratual petrolífero. Dois anos antes da aprovação da NLP, o Congresso brasileiro se

tinha investido da aprovação da Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, a Nova Lei de Concessão (NLC), que foi considerada um instrumento legal bastante moderno. Pareceu lógico economizar tempo e estender o esquema de concessão para governar o negócio de petróleo também. Provavelmente, teria sido uma tarefa muito dura para o Congresso passar qualquer legislação que prevê-se um instrumento contratual que fosse completamente desconhecido à tradição brasileira.

OS LIMITES DA CONCESSÃO BRASILEIRA E A NECESSIDADE DE FÓRMULAS CONTRATUAIS ALTERNATIVAS

A origem e o significado da concessão de petróleo brasileira definem os seus limites enquanto ferramenta apropriada para governar o novo regime institucional a ser construído no país. Nesta seção, discutimos sobre a conveniência da ANP vislumbrar fórmulas contratuais alternativas.

Visto pela experiência internacional, conclui-se, rapidamente, que a definição do tipo de contrato não é exatamente o assunto mais importante. Existem experiências de sucesso para todos os tipos de contrato utilizados no âmbito mundial.[9] Há contratos que são de fato uma combinação dos tipos clássicos de acordo.[10] O ponto central é a definição das cláusulas do contrato e os seus mecanismos de controle. Porém, a história e o significado das concessões de petróleo brasileiras podem trazer alguns problemas no futuro. Nas seções seguintes, descrevemos alguns desses tópicos.

A QUESTÃO DA FLEXIBILIDADE PARA COMPENSAR OS ALTOS RISCOS FISCAIS

Como já mencionamos, a diferença principal entre um CPP e um contrato de concessão é que, no primeiro, o país anfitrião e a companhia de petróleo repartem a produção conforme porcentagens previamente acordadas. No esquema de concessão, as companhias de petróleo retêm a propriedade direta de toda a produção e compartilham a renda petroleira com o país anfitrião através de vários instrumentos fiscais. Por exemplo, a NLP prevê quatro tipos de participação governamental: (i) royalties; (ii) bônus de assinatura; (iii) pagamentos pela ocupação ou retenção de área; (iv) uma participação especial que estará relacionada à produtividade dos campos.[11] Além disso, as companhias de petróleo serão submetidas às obrigações normais do sistema fiscal brasileiro.

É óbvio que, dado o atual quadro econômico da indústria petroleira internacional, as autoridades brasileiras têm que racionalizar esta participação governamental e controlar a sua ânsia fiscal, caso contrário o Brasil deixará de ser uma opção competitiva

para os investidores. A ANP está certamente atenta ao fato que o mercado não lhe é favorável.

Porém, as pressões de outras partes do governo sobre a ANP podem ser tremendas. Dada a condição financeira deficitária da nação e do Estado, há um grande risco que a ANP venha a ser apropriada pelas autoridades econômicas do Ministério da Fazenda, do Ministério de Planejamento ou do Banco Central. Estas autoridades podem vislumbrar aliviar os problemas orçamentários do Brasil através de uma maior participação na riqueza do petróleo. Normalmente, estas autoridades são dirigidas por questões financeiras e não pela lógica do petróleo. Elas não estão envolvidas nos problemas do dia-a-dia da indústria e não percebem a complexa lógica econômica e política do seu jogo concorrencial global. Decisões de curto prazo podem deteriorar a competitividade de longo prazo da indústria. A ANP pode não ter bastante poder para resistir contra tais forças políticas.

Em geral, arranjos de concessão parecem muito mais vulneráveis a tais ataques. Em CPPs, o governo anfitrião e as companhias de petróleo mantêm os seus interesses muito mais próximos. A renda petroleira reverte ao governo na forma de petróleo bruto em vez de dinheiro vivo. Assim, os homens do petróleo envolvidos no negócio retêm um maior controle da decisão e parecem menos vulneráveis a influências externas das autoridades econômicas e monetárias.

Dificuldades externas semelhantes nascem no caso de grandes mudanças no sistema fiscal do país. A reestruturação fiscal brasileira continua sendo discutida e, no futuro próximo, podemos esperar mudanças fundamentais na política de impostos da nação, com influências diretas e significativas na forma de operação das companhias de petróleo. Para as empresas, este é um grande risco político que pode influenciar as suas decisões de investimento. Novamente, CPPs são provavelmente mais flexíveis e menos vulneráveis a tal situação. Em um CPP, para compensar uma mudança na economicidade global do projeto, devido a variações na política de impostos do governo, a ANP pode renegociar a partilha da produção com as empresas contratantes. Esta renegociação pode ser feita sem o envolvimento direto das autoridades fiscais e econômicas. Por outro lado, um acordo de concessão pode não ser flexível o bastante para permitir que as partes acompanhem a volatilidade econômica do negócio e renegociem continuamente as cláusulas contratuais. Mesmo se a ANP estiver consciente da necessidade de alterar os termos fiscais de alguns de seus contratos de concessão, ela provavelmente encontrará resistências dentro do próprio governo. A idéia de renegociar o “valor de um serviço público” geraria, presumivelmente, importantes pressões políticas. Esta falta de flexibilidade pode criar problemas para o arranjo de concessão no ambiente econômico brasileiro, caracterizado por altos riscos fiscais.

A QUESTÃO DA EVASÃO FISCAL

Uma coisa é estabelecer os instrumentos fiscais tais como definidos na NLP, outra completamente diferente é dar à ANP a capacidade necessária para cobra-los e inspecionar o seu pagamento. Concessões podem ser facilmente adotadas naqueles países onde o sistema fiscal é suficientemente desenvolvido para evitar evasões de impostos. Países com um sistema fiscal menos desenvolvido podem preferir usar CPPs que são mais simples de administrar. Embora o Brasil já tenha uma estrutura fiscal bastante sofisticada, o ponto é que a Petrobrás nunca foi adequadamente controlada e obrigada a pagar todos os impostos. Desde a sua origem, a estatal brasileira tem desfrutado de privilégios fiscais. [12]

O governo aceitou esta situação porque a companhia terminava por financiar uma série de subsídios aplicados a diferentes combustíveis.[13] No fim, o Tesouro e a estatal mantinham um sistema de contabilidade muito complicado e com baixa transparência, onde créditos e dívidas deveriam cancelar-se.

Consequentemente, um sistema de impostos específico ao setor de petróleo nunca existiu no Brasil. A situação permanecerá inalterada até a apresentação do “Decreto Presidencial” sobre participações governamentais. Os instrumentos para coletar e controlar esses impostos ainda não estão definidos. A nova cultura baseada em uma autoridade independente que examina e obriga o pagamento de impostos ainda deve ser consolidada. A ANP certamente necessitará de algum tempo antes que possa trabalhar afinada.

Porém, se a evasão fiscal começar a elevar-se, podemos esperar problemas terríveis no futuro. Primeiro, porque não estará garantido que o Brasil melhorará a sua situação ao oferecer a suas reservas petroleiras a terceiros. Em um sistema de concessões, os benefícios econômicos e sociais provindos da atividade petroleira são coletados, justamente, através dos impostos. Neste caso, uma evasão fiscal crescente conduz fatalmente ao completo fracasso do sistema. Em segundo lugar, porque a NLP e a ANP serão questionadas, abrindo espaço para o desenvolvimento de uma terceira onda de nacionalismo petroleiro no país. Teríamos, provavelmente, um importante revés no atual processo de liberalização.

Para lidar mais adequadamente com esta dificuldade inicial, a NLP poderia ter previsto um sistema de concessão em paralelo com um arranjo de CPP. Primeiramente, a ANP e a Petrobrás celebrariam contratos de concessão para todas as áreas que serão mantidas pela companhia brasileira e onde a estatal continuará trabalhando só. A maioria das atuais áreas produtivas e/ou em desenvolvimento do país, pelas quais a Petrobrás tem feito campanha para reter controle independente, incluindo todas as áreas mais nobres da Bacia de Campos, entram neste grupo. A ANP aprenderia como aplicar e controlar seus instrumentos

fiscais em cima das concessões cedidas à Petrobrás. Qualquer fracasso para evitar uma evasão fiscal seria traduzido em uma transferência de riqueza da ANP para a Petrobrás. Enquanto o governo Federal manter a sua propriedade majoritária na companhia, a questão da evasão fiscal (ou pelo menos a sua consequência) seria limitada. Assim, a ANP teria tempo para aprender e afiar a sua “espada fiscal”.

Em uma segunda etapa, a ANP poderia celebrar CPPs com outros operadores. Neste caso, uma joint-venture com a Petrobrás seria requerida. Seria adotada a abordagem normalmente encontrada em outros países, especialmente em países menos desenvolvidos. No momento, esta obrigação de associação com a Petrobrás não representaria uma limitação séria, pois a maioria dos investidores potenciais desejosos de entrar no setor petroleiro brasileiro já buscam fazê-lo através de associações com a Petrobrás.

Uma solução baseada em um CPP em vez de uma concessão, como propõe a NLP, aproximaria a ANP e a Petrobrás. O governo confiaria na ANP, mas também na capacidade técnica da Petrobrás, para negociar e inspecionar o comportamento dos demais investidores. Nos projetos de parceria, a Petrobrás, ao defender os seus interesses e a sua parte no óleo produzido, aderiria automaticamente aos interesses governamentais. As rendas petroleiras seriam então transferidas à ANP pela valorização do petróleo retido pela Petrobrás ao nível dos preços internacionais.

Nesta configuração, podem surgir algumas dificuldades nas relações da Petrobrás com a ANP. Estas deverão ser rapidamente clareadas. Porém, os negociadores e auditores da ANP teriam definitivamente mais tempo para aprender o melhor modo de controlar despesas e custos, bem como de examinar as contas de companhias petroleiras, sem atrasar os programas de investimento. No médio prazo, a ANP se capacitaria e ficaria livre para escolher entre concessões, CPPs ou uma combinação de ambos contratos, de acordo com a sua própria política.

Com esta transição gradual, o Brasil estaria melhor preparado para garantir a sua parte nas rendas do petróleo. Adotando unicamente um arranjo de concessões, a NLP separou claramente os interesses da Petrobrás e da ANP. A lei introduziu uma ruptura na ordem institucional sem proporcionar à ANP o tempo necessário para adquirir a competência.

A TRANSFERÊNCIA DOS DIREITOS DE CONCESSÃO

A NLP, em seu Artigo 29, determina que os contratos de concessão são transferíveis contanto que as condições contratuais sejam preservadas e todos os concessionários potenciais obedeçam as exigências estabelecidas pela ANP. Caberá, então a esta aprovar ou não todas as transferências de contrato.

Esta provisão alinha-se à prática internacional e pode ser muito útil para o Brasil. A permissão para transferir direitos e obrigações contratuais tem grande importância dentro da lógica das atividades petrolíferas. A transferência de concessão permite a substituição de companhias que desejam descontinuar as suas atividades em uma certa região ou país (por exemplo, como parte de um programa de reestruturação geográfica), ou que encontrem problemas financeiros sérios. O erradicação de tais companhias inadequadas tende a ser positivo ao país anfitrião.

Demais, a transferência de concessão permite que as empresas modifiquem o seu posicionamento estratégico. Logo que as áreas de produção começam a alcançar o seu período de maturidade, as firmas tendem a modificar a sua carteira de ativos de modo a otimizar o uso de infra-estruturas, reduzir custos e aumentar as taxas de recuperação dos campos. Muito frequentemente, a transferência de uma concessão madura para uma empresa menor, mas especializada na operação de campos maduros, permite estender a vida produtiva dos campos, maximizando a sua produção. Este fenômeno também proporciona benefícios importantes ao país anfitrião. Assim, a NLP fez bem de prever as transferências de concessão em seu artigo 29.

Não obstante, este tópico está longe de ser um senso comum na jurisprudência jurídica brasileira. A NLC, em seu Artigo 26 & 27, também admite sub-concessões e transferências de direitos de concessão, sujeito à aprovação da autoridade competente. Este princípio é apoiado pelo Parágrafo 3 do Artigo 176 da Constituição Federal que trata, especificamente, de transferências de concessão no caso de atividades minerais e de exploração hidroelétrica.

No que tange a concessões de serviço público, entretanto, o Artigo 175 da Constituição Federal afirma que a aprovação de qualquer permissão e/ou concessão deve ser sempre precedida de uma licitação competitiva. Este Artigo admite muitas controvérsias a respeito da constitucionalidade ou não das cláusulas de transferência contratual tanto na NLP como na NLC.

Até certo ponto, tal disposição parece ferir um princípio fundamental dos arranjos de concessão, quer dizer, a licitação competitiva. Se uma companhia pode adquirir uma concessão e depois pode transferi-la (parcialmente ou totalmente) a outra empresa que não participou do processo de licitação, podemos facilmente desenvolver o caso onde duas companhias tentariam burlar o processo desde o princípio afim de abaixar os custos iniciais das ofertas. Outro caso indesejável seria aquele onde uma companhia tentaria transferir uma área madura para companhias menores para evitar os custos de abandono das atividades. O novo concessionário exploraria o campo por mais alguns anos, durante a sua fase de declínio, porém, sendo uma firma muito pequena, terminaria declarando incapacidade financeira para cumprir as obrigações de descomissionamento.[14]

Podemos alegar que a ANP deveria ser capaz de definir as exigências para as transferências de concessão e julgar sobre a sua conveniência ou não (dando ou não sua aprovação). Porém, pode-se também discutir que tal abordagem vai contra um princípio constitucional que não se aplica só às firmas, mas também ao governo. Além disso, uma maior liberdade à ANP pode ser vista como contrária as novas tendências e as melhores práticas da legislação e administração pública, que sugerem, fortemente, a necessidade de reduzir-se o espaço para subjetividade dos reguladores e das autoridades públicas.

Uma vez mais, parece que a ANP deveria trabalhar para definir novas fórmulas contratuais que sejam mais flexíveis e mais facilmente adaptadas à realidade atual do negócio petrolífero. A adoção exclusiva de contratos de concessão pode provar ser uma solução muito rígida.

CONCLUSÃO

Este trabalho enfocou alguns aspectos contratuais do processo de liberalização da indústria de petróleo brasileira. Discutimos sobre a origem e significado da concessão de atividades petrolíferas no Brasil e mostramos que tal arranjo contratual buscou manter uma velha tradição nacional de ver o negócio de petróleo como um serviço público. Ao mesmo tempo, notamos que o melhor modo para a construção de uma nova ordem institucional petrolífera no país talvez devesse preservar, durante um período de tempo, um papel mais importante para a Petrobrás. Fizemos uma ampla descrição das dificuldades que podem surgir caso o sistema seja exclusivamente baseado em contratos de concessão. Recomendamos a adoção de outro tipo de dispositivo contratual, os CPPs. Neste nível, a Petrobrás e a ANP poderiam representar a parte brasileira nos contratos com outras empresas. Assim que a ANP adquirisse a necessária competência, a Agência poderia escolher entre contratos de concessão, CPPs ou uma combinação de ambos. Esta engenharia contratual proveria a ANP da flexibilidade que ela necessita para implementar as suas políticas.

Tais propostas não podem ser realizadas diretamente pela ANP. Elas precisam da aprovação do Congresso Nacional, na forma de uma nova lei, emendando a NLP e autorizando a adoção de outros instrumentos contratuais, além dos contratos de concessão. Sem dúvida alguma, a ANP pode usar sua influência política para obter do Congresso o apoio que a Agência necessita para executar as suas atribuições. Este esforço maximizaria os benefícios econômicos e sociais para a nação, enquanto preservaria a competitividade do país enquanto pólo de atração de investimentos.

REFERÊNCIAS

- [1] - Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997.
- [2] - A Lei nº 9.478/97 revoga a Lei nº 2.004/53.
- [3] - Veja, por exemplo, em: Patrícia Oliveira e Nélia Marques, “Senado aprova diretoria da ANP”, em *Gazeta Mercantil*, 16/01/98, p. A-6; José Casado, “Petróleo sob unidade de comando” em *Gazeta Mercantil*, 19/01/98, p. A-9; e César Borges, “Mais ‘óleo e menos monopólio””, em *Jornal do Brasil*, 17/01/98, Caderno de Economia, p.1.
- [4] - A Petrobrás pode requerer à ANP a titularidade sobre todas as áreas nas quais a empresa já mantém algum tipo de atividade (*Veja Lei nº 9.478/97, Artigos 31–35*). O estatal está pedindo à ANP que ratifique seus direitos sobre 240 campos produtores, dos quais 58 estarão abertos para parcerias com outros investidores (companhias nacionais e estrangeiras); 60 campos em fase de desenvolvimento comercial, dos quais 23 estarão abertos para parcerias; e 133 áreas de exploração, das quais 44 estarão disponíveis para *joint-ventures*.
- [5] - A diferença principal entre um Contrato de Produção Partilhada - CPP (*Production Sharing Contract - PSC*) e um Contrato de Concessão é que, no primeiro, o país anfitrião e a companhia de petróleo repartem a produção conforme porcentagens inicialmente acordadas. A companhia de petróleo financia a exploração, o desenvolvimento e as demais operações, e recupera os seus custos através de uma porção da produção denominada “*cost oil*”. O arranjo contratual de concessão, ao invés, dá para a companhia de petróleo a propriedade direta sobre o petróleo produzido. O país anfitrião é intitulado de uma certa porção da renda petrolífera através de vários instrumentos fiscais tais como: royalties; bônus de assinatura; pagamentos anuais por Km² de área de concessão contratada; ou participações especiais vinculadas à produtividade dos campos.
- [6] - GAO, Zhiguo, INTERNATIONAL PETROLEUM CONTRACTS: Current Trends and New Directions, (London: Graham & Trotman / Martinus Nijhoff, 1994), pp. 66-93.
- [7] - SMITH, P. S., OIL AND POLITICS IN MODERN BRAZIL, (Toronto: Macmillan Company of Canada Ltd., 1976).
- [8] - Sobre a história da Petrobrás veja a *homepage* da empresa na Internet: <http://www.petrobras.gov.br>. Entre os ativos do CNP transferidos para a Petrobrás destacavam-se: campos produtivos “onshore”, localizados, principalmente, na região nordeste, com produção total de 2.700 barris/dia; uma refinaria no estado da Bahia que processava 5.000 b/d; outra no estado de São Paulo em obras; 20 navios tanques com capacidade total de transporte de 221.295 ton; reservas de óleo recuperável de 15 milhões de barris.
- [9] - Por exemplo, contratos de Joint-Venture na Noruega; modernas concessões na Tailândia; e CPPs na Indonésia.
- [10] - Um bom exemplo é o contrato híbrido da China, que é uma combinação de elementos das Joint-ventures da Noruega, o CPP da Indonésia e o antigo contrato de risco do Brasil.
- [11] - Veja a Lei nº 9.478/97, Artigo 45. A NLP não define valores para as participações governamentais. A lei será complementada por um “Decreto Presidencial” que regulará sobre o cálculo e os valores das mesmas. Esse Decreto, que ainda não se encontra completamente preparado e assinado pelo Presidente da República, será tomado como referência para o Contrato de Concessão proposto pela ANP.
- [12] - Veja em: SIMÕES, Luís Carlos, “Aspectos Tributários e Fiscais na Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural: A tributação do óleo cru e do gás natural no cenário da nova legislação do setor. Em Seminário IRR de Petróleo & Gás 1997/98, Rio de Janeiro, 23-25 de junho de 1997. De acordo com o autor, a Petrobrás freqüentemente desfrutou de privilégios especiais nas importações de equipamentos e serviços necessários para as suas atividades. Além disso, ainda que a Lei nº 2.004/53 já tenha estabelecido que a estatal deveria pagar royalties em cada barril produzido internamente, o cálculo e pagamento dessa participação nunca foi completamente transparente. Os royalties foram estabelecidos a uma taxa fixa de 5%, sem provisão especial para os poços altamente produtivos. Em uma perspectiva histórica, durante os anos 1970 e início dos anos 1980, a taxa fixa de 5% paga pela Petrobrás foi muito baixa em comparação com as taxas pagas por outras companhias internacionais em outras partes do mundo. Demais, o cálculo dos royalties tomava como referência um preço interno do óleo bruto menor do que os preços internacionais.
- [13] - O incentivo para o programa do álcool é um bom exemplo. O diesel e o GLP subsidiados pela gasolina também o são.
- [14] - O descomissionamento se transformou em uma preocupação maior na moderna indústria do petróleo. Os altos custos envolvidos e a pressão de organizações ambientais são as duas razões principais.