



Regras urgentes para o jogo do pré-sal

OSWALDO DE LA TORRE



Advogado do Setor de Energia, Petróleo e Mineração do escritório Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados

Sem qualquer pretensão de abordar todas as dificuldades encontradas por agentes do setor de petróleo e gás natural para o desenvolvimento de suas atividades, o presente artigo busca discorrer sobre alguns aspectos legais que estão atualmente em evidência e que devem merecer especial atenção das autoridades governamentais, em particular a regulamentação do acordo de unitização, as propostas de mudança do regime de exploração do pré-sal e a decisão do governo sobre o desfecho da 8ª Rodada de Licitações, suspensa em 2006. Antes de entrar especificamente na análise destes pontos, seria conveniente fazer uma breve retrospectiva do setor desde a quebra do monopólio em 1995.

Após a quebra do monopólio para a exploração e produção de petróleo e gás natural em 1995 e a edição da Lei do Petróleo em 1997, o Governo Federal deu início aos trabalhos para a realização de rodadas de licitação dos blocos exploratórios. Já em junho de 1999, foi promovida a 1ª Rodada de Licitações, considerada um sucesso por todo o setor, principalmente por

atrair o interesse, mesmo em um momento de baixa cotação do preço do petróleo, de diversas empresas interessadas em disputar, juntamente com a Petrobras, os blocos exploratórios licitados.

Depois disto, foram realizadas mais seis rodadas anuais, que transcorreram em ambiente de relativa tranquilidade, demonstrando um processo de amadurecimento das instituições governamentais. Dentre outros fatores positivos para o setor, merece destaque a arrecadação recorde de bônus de assinatura obtida na 7ª Rodada (realizada em 2005), que superou R\$ 1 bilhão, deixando claro o crescimento da confiança das empresas de exploração e produção de petróleo e gás natural ("empresas de E&P") e o desenvolvimento da concorrência no setor.

Na medida em que se reduziam os riscos exploratórios, por conta da divulgação cada vez mais frequente de indícios de hidrocarbonetos na plataforma continental brasileira, crescia a expectativa sobre a realização da 8ª Rodada, em 2006, que prometia superar inclusive a bilionária marca de arrecadação registrada no leilão anterior.

dação registrada no leilão anterior.

Mas o setor de petróleo e gás natural brasileiro acabou dando um passo para trás. Por força de medidas judiciais que combatiam principalmente a limitação de aquisição de blocos por um mesmo participante, a rodada acabou sendo encerrada prematuramente, quando apenas 38 dos 284 blocos ofertados haviam sido licitados. Apenas para se visualizar a magnitude e o potencial do certame que se realizava, a 8ª Rodada, que contava com 43 empresas habilitadas, já registrava arrecadação superior a R\$ 587 milhões¹, relativa à concessão dos blocos licitados até o momento em que os trabalhos foram suspensos.

A 9ª Rodada, no ano de 2007, acabou representando também um retrocesso em termos de licitação de blocos exploratórios brasileiros. A exemplo do que ocorreu às vésperas da 8ª Rodada de 2006, criou-se grande expectativa para a realização do leilão dos blocos e novamente as empresas interessadas compareceram em número.

No entanto, as revelações da Petrobras no início de novembro de 2007

acerca das novas descobertas de consideráveis reservas de petróleo na Bacia de Santos, que tiveram grande repercussão nacional e internacional², fizeram com que as autoridades governamentais retirassem do leilão, de afogadilho, 41 dos 312 blocos previstos, por meio da Resolução CNPE nº 6, de 8 de novembro de 2007.

Como era de se esperar, os investidores e representantes de empresas ligadas à indústria da extração de petróleo receberam a manobra governamental com certa ressalva, sob o argumento de que as empresas do setor estavam se empenhando em pesquisas e levantando recursos para se prepararem para a licitação. Sem adentrar ao mérito de tais queixas, fato é que a sorte jogou do lado da administração pública, pois o prazo final para o pagamento da taxa de administração (taxa cobrada pela administração para o recebimento das ofertas dos interessados) ainda estava por expirar e as ofertas dos interessados seriam recebidas até o final do mês de novembro de 2007. Mesmo com todo o tumulto e a retirada das áreas localizadas no pré-sal, a 9ª Rodada teve um saldo bastante positivo, arrecadando R\$ 2,1 bilhões aos cofres públicos.

Dando sequência às rodadas anuais, o governo promoveu a 10ª Rodada em dezembro de 2008, mas diante da indefinição acerca da regulamentação do pré-sal, foram licitados apenas blocos em bacias terrestres. Como esperado, o valor arrecadado a título de bônus de assinatura acabou ficando bem aquém dos valores arrecadados nos anos anteriores.

Assim, antes de retomar as rodadas de licitação de blocos *offshore*, o governo tem algumas pendências a resolver, a maioria delas criadas por ele mesmo. Dentre elas: 1) a regulamentação da unitização das jazidas de petróleo e gás natural; 2) a definição quanto à

modificação do marco regulatório para a exploração das áreas localizadas no pré-sal (esperamos que não ocorra); e 3) a decisão sobre o desfecho da 8ª Rodada de Licitações.

UNITIZAÇÃO DAS JAZIDAS

A regulamentação da unitização entre blocos já licitados pelo poder público e blocos ainda não licitados tem sido apontada por pessoas ligadas ao governo como o principal entrave à continuidade das rodadas de exploração de áreas *offshore*. Existe a expectativa do setor de que a ANP submeta a consulta pública, em breve, ato normativo que irá regulamentar a matéria.

O assunto ganhou ainda mais importância após a recente divulgação dos resultados atualizados das pesquisas realizadas no bloco BM-S-22, onde foi perfurado o poço Azulão, operado pela Exxon, em consórcio com a Hess e a Petrobras. Caso sejam confirmadas as estimativas de reservas entre 5 e 10 bilhões de barris, a Exxon se confirmaria como a operadora do projeto com a maior reserva estimada no pré-sal até o momento.

Sob o argumento de que a jazida onde se localiza o Azulão se estende a blocos cobertos por concessões da Petrobrás, introduziu-se a discussão sobre a obrigatoriedade, caso seja confirmada a reserva estimada, da concessionária do poço Azulão negociar um acordo de unitização.

Isto porque, como é sabido, o petróleo e gás armazenados nos reservatórios não são estáticos e, com a perfuração de poços e a consequente alteração da pressão nestes reservatórios, estes hidrocarbonetos acabam se deslocando. Assim, em situações em que um bloco exploratório se encontra sobre jazida que se estende para áreas cobertas por outros blocos, a empresa que realiza as primeiras perfurações coloca-se em posição de vantagem, extraindo o petróleo

armazenado em seu bloco e também parte do hidrocarboneto localizado sob o bloco vizinho.

Pelo mecanismo do acordo de unitização, o proprietário de um bloco de exploração sobre jazida de petróleo que se estende por outros blocos vizinhos se compromete, juntamente com os proprietários destes blocos, a explorar a referida jazida de forma conjunta, como se um único bloco fosse, partilhando os resultados obtidos. Tal mecanismo se contrapõe à teoria da regra da captura (*rule of capture*), segundo a qual a propriedade do petróleo era conferida àquele que o extraísse, mesmo se o reservatório se estendesse ao terreno vizinho.

A negociação de um acordo de unitização é delicada, pois normalmente envolve valores altos e questões técnicas de difícil solução, entre elas a mensuração das reservas de cada bloco para efeitos de divisão proporcional da renda ou produção originada pela exploração conjunta do campo e critérios para a redefinição desta divisão, caso fique caracterizado o desequilíbrio da proporção inicialmente estabelecida.

Nesse sentido, como formas alternativas à celebração de um acordo de unitização, nas hipóteses em que sua aplicação seria compulsória, as empresas envolvidas podem negociar estruturas teoricamente de menor complexidade, dentre elas a cessão total dos blocos vizinhos ou mesmo a cessão parcial da área adjacente, esta última admitida na fase de produção somente para a viabilização de um acordo de unitização.

Já tivemos a oportunidade de ponderar, em outro artigo sobre o tema, que existe previsão legal para a realização de acordo de unitização entre blocos licitados, particularmente o artigo 27 da Lei do Petróleo, tanto que o próprio modelo de contrato de

concessão da ANP contém cláusulas que tratam exclusivamente do instituto, cuja consumação em determinados casos é compulsória. Em outubro de 2008 foi aprovado pela ANP o primeiro acordo de unitização de grande porte no Brasil, envolvendo os campos Mangangá (BC-60) e Nautilus (BC-10).

Neste sentido, embora se admita que regras mais claras e precisas seriam muito bem-vindas, as alegações do governo no sentido de que o novo marco do setor e a retomada das rodadas de licitação dependeriam da regulamentação do acordo de unitização somente se justificam em relação à aplicação do instituto para a consolidação de um bloco licitado e uma área ainda pertencente à União.

MARCO REGULATÓRIO

Conforme mencionado acima, as autoridades governamentais acabaram reagindo precipitadamente às primeiras grandes descobertas no pré-sal, merecendo especial destaque o episódio ocorrido pouco antes do leilão da 9ª Rodada.

Ocorre que, em virtude das peculiaridades da descoberta, notadamente a profundidade do local onde se encontram as jazidas e o tipo de camada que as revestem, os projetos para extração do petróleo e gás natural no pré-sal ainda exigem estudos suplementares aprofundados, técnica apurada (e a Petrobrás é internacionalmente reconhecida neste ramo) e obviamente grandes investimentos.

O governo, que em momento de justificável euforia e raro infortúnio declarou-se favorável à entrada do Brasil na Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), o cartel mundial de petróleo, composto por grandes exportadores de petróleo do Oriente Médio e África, além de Indonésia, Equador e Venezuela, cujas economias dependem quase que exclusivamente da exporta-

ção de petróleo – o que felizmente não é o caso do Brasil – está se preparando para o porvir e já faz planos para quando a bonança chegar. Mas precisa fazer sua parte, e depressa, para que a indefinição do marco regulatório do setor não gere ainda mais insegurança jurídica. Mas quais seriam as mudanças que poderiam ser feitas no setor em termos de contratos e cobrança das participações governamentais?

Mundialmente, a exploração de petróleo é instrumentalizada principalmente por meio de 3 (três) regimes, quais sejam: o sistema de concessão (conhecido internacionalmente como Concessionary ou Royalty/tax system), o Contrato de Produção Partilhada (Production Sharing Agreement – PSA ou Production Sharing Contracts – PSC) e o Contrato de Serviço (Service Agreement ou Risk Service Agreement). Acresçam-se a estas figuras algumas formas híbridas de contrato, como, por exemplo, o Iranian Buy-back e o regime da Venezuela, que misturam elementos dos tipos descritos acima.

Deve-se ressaltar, contudo, que salvo raríssimas exceções, os países produtores de petróleo e gás natural não adotam qualquer dos três regimes mencionados acima em sua forma pura. Vale dizer, o sistema de concessão, o PSA/PSC e os contratos de serviço modernos são bem diferentes daquelas formas em que foram concebidos.

Quando utilizado pela primeira vez, na década de 60 na Indonésia, o PSA/PSC tinha uma fórmula relativamente simples, com um mecanismo de reembolso dos custos de exploração pela empresa de E&P e a partilha dos resultados entre a empresa e o governo. Com o passar dos anos o PSA/PSC evoluiu de forma significativa e passou a adotar elementos antes encontrados apenas no regime de concessão, como por exemplo, a cobrança de bônus, royalties e Imposto de Renda. O mesmo

ocorreu com o sistema de concessão e com os contratos de serviço, que foram arquitetados em estruturas mais simples e, com o decorrer dos anos, acabaram importando elementos de outros regimes.

Portanto, exceto por pequenos detalhes, os três regimes em análise podem ser estruturados de formas muito parecidas e, mediante ajustes pontuais, podem definir a fatia do governo em quaisquer níveis. O exemplo do Reino Unido é bastante elucidativo. Sob o mesmo regime de concessão, a participação do governo nos projetos de exploração de petróleo e gás natural caiu de 93% no início da década de 80 para 33% em 1993, até se estabilizar em pouco acima de 50% nos dias de hoje³. Em outras palavras, o percentual de participação do governo na riqueza gerada pelo petróleo não depende do regime jurídico adotado.

O mecanismo previsto no ordenamento brasileiro (CF/88 e Lei do Petróleo) é o regime de concessão, o qual, na perspectiva internacional, é adotado principalmente em países com avançada regulamentação e alto custo de extração⁴. E o atual regime brasileiro pode acomodar muito bem, mediante pequenos ajustes, os interesses do governo relativos à exploração e produção de petróleo e gás natural no pré-sal.

Não obstante, muito se tem falado sobre a criação de uma nova estatal para gerir a exploração de petróleo e gás natural no pré-sal e sobre a adoção do regime de exploração norueguês. Não é preciso voltar muito no tempo para se perceber que, salvo raríssimas exceções, as experiências brasileiras com empresas estatais não foram muito bem-sucedidas. Problemas como má administração de recursos, ineficiência, desvio de finalidade, corrupção e nepotismo muitas vezes fizeram parte da história das estatais brasileiras e,

infelizmente, os acontecimentos mais recentes revelam que tais vícios ainda não foram totalmente erradicados de nossa cultura.

O regime norueguês de exploração de petróleo e gás natural, reiteradamente mencionado nos discursos das autoridades encarregadas dos estudos de eventuais mudanças do atual regime brasileiro, funciona muitíssimo bem na Noruega, um país desenvolvido, com baixíssimo índice de corrupção e com boa distribuição de renda entre seus pouco menos de 5 (cinco) milhões de habitantes, menos do que 1/3 (um terço) da população da Grande São Paulo. De acordo com o regime norueguês, o governo anuncia os blocos exploratórios que serão licenciados, para que as empresas de E&P manifestem interesse. Recebidas as manifestações de interesse destas empresas, o Ministério de Petróleo e Energia da Noruega analisa as propostas recebidas e concede a licença para a exploração e produção, levando em consideração, dentre outros elementos, a experiência técnica das empresas interessadas, entendimento geológico e as condições financeiras. Pelos problemas acima mencionados, além da falta de transparência, não nos parece que nossas instituições estejam suficientemente maduras e preparadas para receber tal poder de discricionariedade.

Em relação à mudança do atual regime para o PSA/PSC ou para o contrato de serviço, cumpre mencionar que tais sistemas exigem um significativo envolvimento do governo nos negócios e no controle da operação⁵. Por tal razão, esta figura contratual é adotada principalmente por países dependentes, quase que exclusivamente, das exportações de petróleo e gás natural. Para ilustrar tal dependência, vale destacar os dados colhidos do relatório World Investment Report 2007, preparado pela ONU⁶, referentes ao percentual que a expor-

tação de tais produtos representou no total exportado, de 2000 a 2004, por alguns países-membros da OPEP que adotam o PSA/PSC ou contratos de serviço: Argélia e Nigéria – 97,8%, Iêmen – 93,3%, Kuwait – 92,9%, apenas para citar alguns. Este definitivamente não é o caso do Brasil.

Portanto, em vez de discutir a mudança do marco regulatório, criação de nova empresa estatal ou adoção de novos regimes, o governo deveria trabalhar com o regime existente e apenas ajustar, para o pré-sal, alguns pontos do modelo de concessão utilizado, entre eles determinados critérios técnicos, prazos para a exploração e produção e as participações governamentais – estas últimas compreendendo os royalties, a participação especial, pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão e o bônus de assinatura.

As alterações nas participações governamentais trarão reflexos na arrecadação da União e devem ser tratadas, por conta disto, com especial atenção pelas autoridades governamentais. Enquanto as alíquotas dos royalties têm seus limites estabelecidos na Lei do Petróleo e a majoração destes limites exigiria a edição de nova lei, os valores relativos à participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção da área de concessão não têm limites fixados em lei, sendo regulamentados por decreto, e sua modificação poderia ser feita por ato do Presidente da República. O bônus de assinatura, por sua vez, tem o seu valor mínimo estabelecido no edital de licitação e não encontra limites fixados em ato normativo.

Além das alterações pontuais mencionadas acima, que, em princípio, podem ser implementadas de forma relativamente rápida, outras medidas, como a criação de alíquotas progressivas para os royalties, que concedem

maior flexibilidade ao sistema, bem como a melhor distribuição, entre a União, Estados e Municípios, do montante arrecadado a título de participações governamentais, trariam grandes benefícios para o setor e para a sociedade.

A 8ª RODADA DE LICITAÇÕES

Resolvidas as questões atinentes às regras aplicáveis aos acordos de unitização e à regulamentação da exploração de petróleo e gás no pré-sal, as autoridades governamentais deverão definir a pendência sobre os blocos que haviam sido licitados durante a 8ª Rodada, antes de sua suspensão. Tal decisão vem sendo postergada pelo governo (a Resolução CNPE nº 8, de 22 de julho de 2008, adiou a definição para a próxima reunião ordinária do CNPE) e também tem gerado incerteza e insegurança no setor, prejudicando a retomada do curso normal das rodadas de licitação.

Conforme mencionado acima, a 8ª Rodada foi suspensa por força de medidas judiciais, quando apenas 38 dos 284 blocos ofertados haviam sido licitados. Entre os blocos licitados, parte se localiza no pré-sal, como o bloco arrematado pela ENI por aproximadamente R\$ 307 milhões.


Resolvidas as questões judiciais, restariam, entre outras possibilidades, os seguintes caminhos ao governo: 1) retomar o leilão para a concessão dos blocos que não foram arrematados, considerando válida e perfeita a arrematação dos 38 blocos negociados antes da suspensão do certame; 2) retomar o leilão para a concessão dos blocos que não foram arrematados, excetuados os blocos localizados no pré-sal, considerando válida e perfeita a arrematação dos 38 blocos negociados antes da suspensão do certame; 3) retomar o leilão e encerrá-lo imediatamente, considerando arrematados

apenas os 38 blocos negociados antes da suspensão do certame; 4) anular a 8ª Rodada de licitações, cancelando inclusive a licitação dos blocos arrematados antes da suspensão.

O setor ia muito bem até a descoberta das reservas do pré-sal e a precipitação daqueles que viram na perspectiva de aumento de produção e ganhos maiores por parte das empresas quase uma ofensa à soberania nacional. A discussão iniciada por autoridades governamentais foi um desserviço ao setor e à boa imagem que a regulação brasileira (ainda) possui. Ou seja, em momento nada propício, quando o casamento entre os interesses público e privado ia muito bem, obrigado, o governo decidiu discutir a relação.

Promessas, declarações, planos e elucubrações à parte, compete ao go-

verno, neste estágio, resolver as questões relativas à unitização de poços e à 8ª Rodada de Licitações e, feito isto, se preparar para uma nova perspectiva no setor petrolífero, ajustando pontualmente os instrumentos contratuais e arrecadatários previstos no ordenamento pátrio, de forma transparente e sempre respeitando os princípios fundamentais do estado de direito,

particularmente o direito adquirido e o ato jurídico perfeito. Tal cautela é o mínimo que se espera de um país como o Brasil, para que se acabe com a indefinição em relação à regulamentação e ao regime de exploração aplicável, que geram insegurança jurídica, representam um elevado custo para o Brasil e, conseqüentemente, desestimulam os investimentos no setor. 

odtorre@mattosfilho.com.br



NOTAS

1. Fonte: ANP

2. A revista *The Economist* publicou em 17/12/2007 matéria intitulada: "All this and oil too – God may indeed be Brazilian after all".

3. JOHNSON, Daniel – Changing Fiscal Landscape. *Journal of World Energy Law and Business*, 2008.

4. AL-ATTAR, Abdulaziz and ALOMAR, Osamah – Eva-

uation of Upstream Petroleum Agreements and Exploration and Production Costs. *OPEC Review*, 2005.

5. SMITH, Ernst et al: SMITH, Ernst et al: *International Petroleum Transactions*, Ed. Rocky Mountain, Second Edition, Denver, Colorado, United States, 2000, pg. 448.

6. ONU: *World Investment Report 2007*, United Nations Publications, New York and Geneva, 2007.