

pré-sal e as licitações

Da necessidade de uma nova regulamentação para E&P de petróleo e gás natural depois das megadescobertas.

A Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural (E&P) é empreendimento marcado por: 1) avultado investimento inicial (fase de exploração); 2) alta especificidade técnica; 3) enorme risco seja o geológico, seja o político, e aí incluídas as imprevisíveis flutuações das políticas públicas de tributação e royalties voltados para o setor.

Os típicos contratos utilizados no cenário global para cessão de interesses exploratórios (*granting instruments*) apresentam diferentes modalidades de gestão de direitos e deveres bem como diferentes regimes econômicos e fiscais.

Os *granting instruments* são, *grosso modo*, agrupados em 1) Contratos de Concessão (sistema brasileiro), 2) Contratos de Serviços, e 3) *Production Sharing Agreement* (Contratos de Partilha de Produção), o que não invalida que, amiúde, virtude da complexidade contratual inerente, sua classificação se misture e confunda em algumas jurisdições.

Nos Contratos de Concessão, a titularidade sobre os hidrocarbonetos produzidos passa à titularidade do "concessionário" na cabeça do poço: tanto o risco como o sucesso exploratório correm inteiramente por conta do "concessionário".

Nos Contratos de Serviços, o contratado recebe uma remuneração por um serviço prestado e não detém a titularidade sobre os hidrocarbonetos: o risco de exploração corre inteiramente por conta do Estado contratante.

Nos *Production Sharing Agreements*, o risco exploratório é inteiramente da parte contratada que receberá uma parte da produção, dividida com o Estado, em caso de sucesso exploratório. Em algumas jurisdições, aliás, o Estado é sócio e partícipe, como é hoje o caso da Bolívia e da Venezuela.

O modelo brasileiro de *granting instrument*, desde a Lei do Petróleo (Lei 9.478/97) que ditou a abertura do mercado, é caracterizado pela celebração de Contratos de Concessão mediante a realização de licitações de blocos exploratórios organizados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) com regras equivalentes para a empresa estatal brasileira (Petrobras/NOC) as suas congêneres privadas e as empresas privadas e públicas internacionais (IOCs).

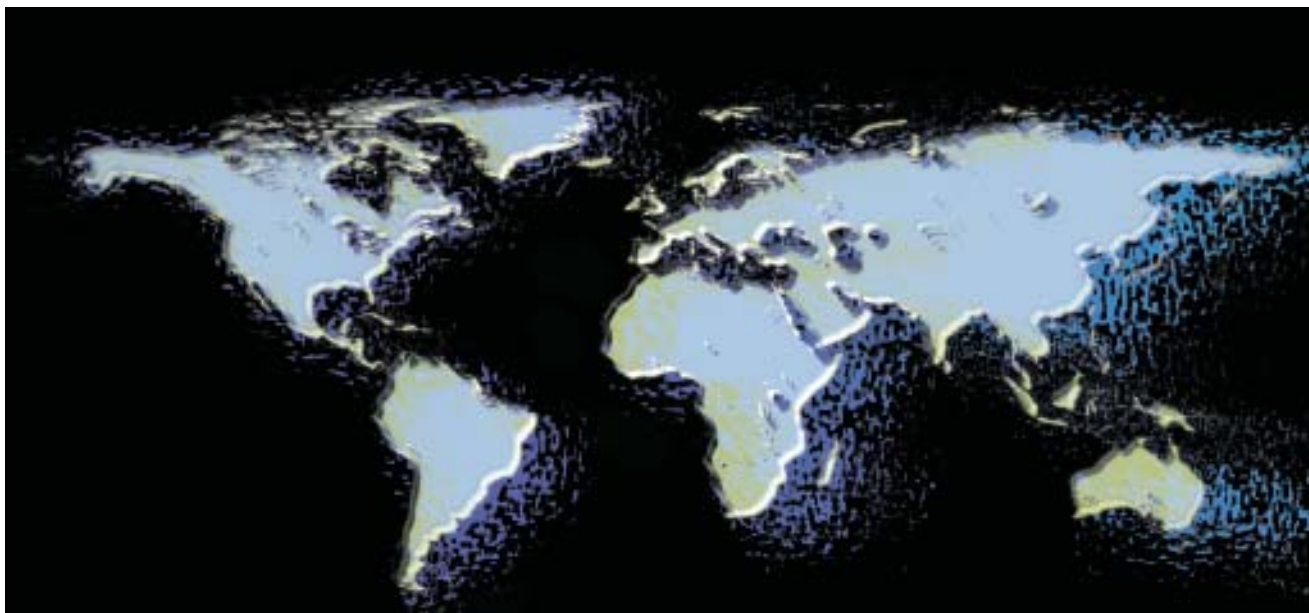
Com este sistema, as empresas contratadas assumem o risco de exploração, consistindo a sua remuneração na retirada do *cost oil* e do *profit oil* em caso de sucesso, depois de abatido o devido *government take* além dos tributos e contribuições sociais federais e municipais, exigíveis de todas as empresas que operam sob a lei brasileira.

Heller Redo Barroso é sócio do Escritório Bastos-Tigre, Coelho da Rocha e Lopes Advogados s/c.



Bashir Karim Vakil é consultor do Escritório Bastos-Tigre, Coelho da Rocha e Lopes Advogados s/c.





No caso brasileiro, o *government take* é representado pelo **1) Bônus de Assinatura** (Lei 9.478/97 – artigo 45, I – Decreto 2.705/98), considerado parte do risco exploratório na medida em que é devido no ato da assinatura do contrato e corresponde ao valor pago pela empresa vencedora da licitação, sendo o seu valor mínimo fixado em edital. **2) pelos royalties** (Lei 9.478/97 – artigo 45, II – Decreto 2.705/98), ou seja, a contrapartida da Sociedade, devida pelos concessionários ao Estado, pela exploração de um recurso mineral não renovável. A alíquota de *royalties* varia de campo para campo no intervalo de 5% a 10%, incidindo diretamente sobre a receita bruta e encontrando-se necessariamente prevista no edital de licitação. A terceira forma de *government take* é a chamada **3) Participação Especial** (Lei 9.478/97 – artigo 45, III – Decreto 2.705/98, Portarias ANP 10 e 102/99, 36 e 58/01), tratando-se de um pagamento a que estão sujeitos os campos com um grande volume de produção ou grande rentabilidade, sendo que neste caso a base de cálculo deixa de ser a receita bruta, para passar a incidência a recair sobre o lucro (onde portanto se deduz bônus de assinatura, *royalties*, Capex e Opex). A Participação Especial é cobrada em função da incidência trimestral de taxas progressivas entre 10% e 40% de acordo com o volume de produção. A quarta e última forma de participação governamental é o **4) Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área** (Lei 9.478/97 – artigo 45, IV – Decreto 2.705/98), sendo o seu valor fixado em reais por quilômetro quadrado e dependente da fase em que se encontra a concessão.

Numa altura em que se afirma que o Brasil já atingiu a auto-suficiência em petróleo para os próximos 17 anos, as megadescobertas de Tupi (com reservas estimadas na ordem dos 8 bilhões de barris de petróleo recuperáveis) e de Júpiter (com semelhante reserva estimada de gás natural) suscitaram grande interesse na camada pré-sal que, a confirmar-se a sua potencialidade, baixa muito o risco geológico inerente à E&P e catapultam o Brasil para um lugar cimeiro no *ranking* dos países com as maiores reservas de petróleo do mundo. Cientes deste fato, muitas são as vezes que se fazem ouvir no sentido

da necessidade de o governo federal rever o atual sistema de concessões, apontando a maioria para a necessidade de se adotar o modelo de *Production Sharing Agreement* em que a estatal Petrobras passaria a representar o governo em todos os campos de petróleo.

Ora, façamos então uma análise comparativa do sistema atual com este sistema vigente em países como Indonésia, Angola e Azerbaijão.

INDONÉSIA – neste país existe o chamado First Tranch Petroleum (FTP) que representa os primeiros 20% da produção a serem divididos em percentagens iguais à do Profit Oil entre a empresa contratada e a National Oil Company (NOC). Ainda que aqui não exista limite da percentagem de exploração considerada afeta à recuperação dos custos, ou seja, o *cost oil* seja considerado ilimitado, esta recuperação só poderá ser feita sobre 80% do *output*. Aqui, a distribuição do *profit oil* varia nas proporções possíveis entre 65/35 e 55/45 para a Pertamina (NOC) e a empresa contratada, respectivamente. A Indonésia, em geral, exige o pagamento de Bônus de Assinatura e de Produção. Os contratos tendem a durar até 30 anos com um período de exploração de 3 a 16 anos. A Pertamina tem normalmente a opção de participar em 10% da operação através de *joint venture*.

ANGOLA – uma das características mais marcantes deste país é o fato de, à semelhança da Indonésia, não se pagarem *royalties*, no entanto o IR é fixado em 50%. O limite de *cost oil* é também fixado em 50% sendo que em países como a Nigéria esse limite não existe e em países como o Catar, Gabão e Costa do Marfim ele é bem inferior, representando cerca de 30%. O período de exploração é de quatro anos, extensíveis por mais dois, sendo que o período de produção é de 25 anos com possibilidade de extensão. Ainda que aqui se tenha de pagar Bônus de Assinatura, o fato de em outros países africanos os *royalties* chegarem aos 20%, aliado ao fato de Angola ser o único país africano grande produtor cuja base de cálculo do *profit oil* é baseada em taxa de retorno por

contraposição aos outros países onde é baseada em volume de produção, faz com que represente um investimento muito atrativo. Com base neste sistema de taxa de retorno, à medida que a taxa de retorno aumenta, diminui a participação no *profit oil*, sendo que uma vez apurado este último, o fisco angolano cobra um Imposto de Renda Petrolífero no valor de 50%.

AZERBAIJÃO – ainda que este país não cobre *royalties*, a empresa contratada tem de pagar taxas entre 10% e 35% de acordo com a localização do empreendimento, a sua participação e o montante de lucros apurados, sendo que lucros reinvestidos se encontram isentos de tributação. No que respeita a *cost oil* a legislação distingue entre Capex e Opex, sendo que se para o segundo a taxa é de até 100%, para o primeiro é de 50% a 60% da remanescente produção total. O *profit oil* é calculado com base na taxa de rentabilidade sendo que a percentagem do governo varia entre 20% e 90%.

ÍNDIA – este país isenta os investidores do pagamento de *royalties* e o *profit oil* é calculado com base numa escala de taxa de retorno aferida pós-tributação, sendo que o IR é de cerca de 50%. Desta forma o sistema indiano aproxima-se muito do da Malásia e de Angola. Em comparação com as suas congêneres asiáticas, a Índia apresenta semelhanças na duração dos contratos, cerca de 25 anos e no período de exploração de cerca de seis anos. Como principais diferenças apresentam-se a ausência de *royalties* face à média asiática de 5,5%, o fato de a percentagem de *cost oil* ser licitada enquanto nos congêneres atinge um máximo de 60%, a taxa de incidência de IR que na restante Ásia é de 28% a 55% e o fato de a participação estatal na Índia ser entre 25% a 40% por contraposição à média asiática de 18%.

IRÃ – contrato de serviços – aqui, a empresa contratada tem de disponibilizar todo o capital para exploração e desenvolvimento do campo, sendo que as despesas incorridas são depois ressarcidas, acrescidas de juros e da percentagem previamente acordada da produção, mediante a venda do petróleo e/ou gás produzidos. A parte que cabe a cada contratante é aferida mediante a aplicação da taxa de divisão acordada à receita líquida. Neste tipo de contrato o risco corre inteiramente por conta da empresa contratada, sendo ainda que em caso de sucesso na exploração, isso não significa que a produção seja adstrita a essa empresa, encontrando-se nesta fase apenas qualificada para negociar primeiramente com o governo. Se o resultado das negociações for favorável, a empresa explora o campo mediante uma remuneração fixa.

Nova realidade

Quando um governo entra em negociação com uma IOC ou uma empresa privada nacional para que esta assuma o seu risco geológico, disponibilize capital,

tecnologia e *expertise*, quer assegurar-se de que consegue o melhor negócio dentro das especificidades do país.

De fato, a nova realidade brasileira é tentadora e pode suscitar questões como a necessidade de um novo marco regulatório que se adapte aos novos tempos.

Mas, regressando à consideração sobre negociação e contratação estatal, o governo tem de encontrar a melhor e mais eficiente forma de contratação para o país. Aplicando, na esteira de Kirsten Bindemann, a definição econômica de Ótimo de Pareto à teoria dos contratos, chegamos à conclusão de que a eficiência contratual é atingida quando não é possível melhorar os termos de uma parte, sem piorar os da outra. Uma renegociação deverá, ou melhorar a situação de ambas as partes ou melhorar a de uma sem sacrifício da outra. Expressamente, significa que o Estado, ao fazer uso da sua posição de parte mais forte do contrato, com maior poder de negociação, deverá procurar oferecer os termos que consubstanciem incentivos suficientes para as suas parceiras estrangeiras que as levem a querer desenvolver a indústria no país.

A verdade é que cada vez mais os Contratos de Partilha de Produção se têm revelado ineficientes em termos econômicos, ainda que se afirmem eficientes do ponto de vista institucional. Hoje em dia, eles funcionam mais como contratos políticos do que econômicos.

Assim, deve aferir-se muito bem a necessidade de alterações substanciais, numa estrutura que tanto desenvolveu o setor no país. O sistema atual funciona bem e uma alteração de fundo, no nosso entender, só aumentará as incertezas inerentes à contratação pública e à instabilidade regulatória no Brasil. Isso, aliado ao fato de a empresa estatal (Petrobras) ser uma empresa de capital aberto, parece inviabilizar uma opção pela mutação para um sistema de PSA, a não ser que o Estado opte por uma de três soluções, a saber, 1) comprar todas as ações que se encontram nas mãos de acionistas privados, 2) criar uma nova empresa estatal, ou 3) deliberadamente beneficiar os acionistas privados da Petrobras.

Por todo o exposto, parece-nos muito mais viável a manutenção do sistema atual de concessões com um eventual aumento da taxa de incidência de Participação Especial ou *royalties* para os blocos situados nesta nova fronteira de exploração, e mesmo assim quer nos parecer que, se se deseja incentivar a produção, que é a fonte de onde geram todos esses estipêndios para o Estado, melhor seria não mexer nem em participações governamentais nem em *royalties*, e assim remunerar cada vez melhor o risco empreendedor, pois que é assim que se aumentam investimentos e se avança sempre rumo a novas e mais profundas fronteiras geológicas. É a famosa curva de Lafer da teoria econômica, aqui aplicada à exploração de hidrocarbonetos. A tributação sobre somente até um ponto de inflexão, onde na economia se descamba para a informalidade e a evasão fiscal, e no mundo de petróleo para a fuga de investimentos em exploração. ■