



Relações entre Governo e Investidores na Indústria de Petróleo no Brasil: Algumas Considerações*

FERNANDO ANTONIO SLAIBE POSTALI**

RESUMO O artigo discute três aspectos fundamentais do novo ambiente institucional no setor de petróleo e gás no Brasil: o principal objetivo regulatório; a divisão de riscos entre o governo e os investidores privados; e os benefícios governamentais no Brasil. Propõe-se, ainda, um papel mais ativo do governo na partilha dos riscos dos projetos no setor com vistas a não distorcer o nível de investimentos.

ABSTRACT *The paper discusses three fundamental aspects of the new institutional environment in the oil and gas sector in Brazil: the main regulation's goal; the risk sharing between government and private investors; and the government benefits in Brazil. We propose, in addition, a more active role for the government in the risk sharing of the projects in this sector as a way of not distorting the level of investments.*

* Este artigo é uma síntese da dissertação de mestrado do autor apresentada ao Instituto de Pesquisa Econômica da Universidade de São Paulo (IPE/USP), orientada pelo prof. Paulo Picchetti, e que obteve o 1º lugar no 24º Prêmio BNDES de Economia.

** Doutorando do IPE/USP e bolsista do CNPq.

1. Introdução

O regime de regulação do setor de petróleo e gás natural no Brasil vem sofrendo transformações substanciais nos últimos anos, cujo ponto de partida foi a quebra do monopólio da Petrobras nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção e refino de óleo e gás, instituída pela Emenda Constitucional nº 9, de 1995, e regulamentada pela Lei 9.478/97, mais conhecida como Lei do Petróleo.

A Lei do Petróleo autoriza o governo a contratar empresas privadas para operar as mencionadas atividades na indústria do petróleo, em troca da participação governamental nos seus benefícios, já que a Constituição estabelece que a União é a única proprietária das riquezas minerais do subsolo. A abertura do setor ao capital privado culminou em três rodadas de licitação de áreas de exploração de petróleo e gás natural à iniciativa privada e já conta com uma quarta rodada em pleno processo de preparação. Atualmente, além da Petrobras, mais de 10 empresas possuem projetos de exploração no país, aumentando a competitividade do setor e gerando perspectivas otimistas quanto ao futuro da produção de petróleo no Brasil.

O objetivo deste trabalho é apresentar um sumário sobre a nova legislação do setor de petróleo e gás natural à luz de alguns modelos de regulação. Em particular, estamos interessados em analisar as formas de distribuição de riscos entre o governo e os investidores privados e de que forma a estrutura de benefícios governamentais contribui para isso. Na Seção 2 descrevemos o problema microeconômico fundamental com vistas a encontrar as razões básicas para a regulação do setor, procurando entender por que o governo deve evitar o livre acesso, a despeito dos objetivos de maximizar os investimentos; na Seção 3 abordamos a questão do risco na atividade e de sua divisão ótima entre governo e investidores privados; e na Seção 4 avaliamos os mecanismos de extração de benefícios governamentais previstos na legislação brasileira do ponto de vista de sua neutralidade sobre o nível de investimentos e de sua eficiência arrecadatória. A última seção traz algumas considerações conclusivas.

2. Objetivos Básicos da Regulação

A partir dos anos 90, a concepção nacionalista em relação ao petróleo começou a sofrer modificações com os ventos liberais que sopravam no

Brasil. Com o objetivo de atrair o maior número possível de investimentos no setor e, dessa forma, aproveitar todo o potencial das bacias sedimentares brasileiras, o governo federal começou a desenhar um novo modelo para a indústria petrolífera. Em substituição ao monopólio estatal, passou-se a considerar gradativamente a possibilidade de conceder à iniciativa privada a permissão de levar adiante atividades de exploração, desenvolvimento, refino, produção e importação de petróleo e gás natural. Em 1995, o Congresso Nacional aprovou a Emenda Constitucional nº 9, que pôs fim a mais de 40 anos de monopólio estatal da Petrobras em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e seus derivados. A Emenda não revoga a propriedade exclusiva da União sobre todos os recursos minerais existentes no subsolo e na plataforma continental brasileira, mas a autoriza a contratar empresas constituídas sob lei nacional para levar avante as mencionadas atividades.

A reforma institucional no setor de petróleo e gás pode ser inserida em um contexto mais amplo, caracterizado por alterações substanciais nas políticas minerais regulatórias dos países em desenvolvimento, com vistas a atrair investimentos. Segundo Otto (1998), que apresenta um panorama sobre a questão, os países menos desenvolvidos da América Latina, da Ásia e da África resistiam historicamente a abrir esse setor ao capital estrangeiro devido a traumas resultantes da exploração colonial. A partir dos anos 80 e 90, tais concepções nacionalistas começaram a ser gradativamente revistas, com a criação de uma legislação mais favorável à participação do capital privado na exploração de petróleo. Além disso, deve-se ressaltar que ambas as décadas foram marcadas por um redirecionamento dos investimentos dos países ricos, devido, por um lado, ao esgotamento das oportunidades e, por outro, às novas tecnologias que permitiram a redução dos custos e, conseqüentemente, um excedente de recursos para investimentos em outros países. Essa conjunção de fatores internacionais e a nova política regulatória tornaram atraente a exploração de petróleo e gás nos países menos desenvolvidos, incluindo o Brasil, que em geral passaram de um sistema de *monopólio estatal pleno* para um *regime de concessões* à iniciativa privada.

As novas legislações, incluindo a brasileira, visam garantir restrições aos direitos de exploração, mantendo a propriedade governamental sobre os recursos do subsolo. Diz o artigo 3º da Lei 9.478/97 que “pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.” A exclusividade dos direitos exploratórios da União é reforçada pelo artigo 4º, que confirma o monopólio da União sobre “a pesquisa e lavra das jazidas

de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos...”, nos termos do art. 177 da Constituição Federal de 1988.

Duas questões interessantes emergem dessa forma como se consagra o fim do monopólio: em primeiro lugar, se o objetivo é atrair o maior número possível de investidores na exploração de petróleo, por que a lei confirma os direitos exclusivos de propriedade da União sobre os recursos do subsolo?; e, em segundo, como a União deve se apropriar dos benefícios do petróleo, já que é sua legítima proprietária? A resposta a essas questões requer uma breve digressão sobre as peculiaridades do conceito de renda de recursos não-renováveis.

Diferentemente de Ricardo (1817), para quem a renda era resultado de diferenciais de produtividade entre terras de qualidades férteis distintas, ou de Marshall (1890), que a encarava como resultado de escassez da oferta de fatores (terra), ou ainda dos economistas neoclássicos, que a associavam a fatores que impediam a livre competição, a renda de recursos naturais exauríveis deve ser compreendida sob uma análise temporal: devido à finitude do seu estoque na natureza, a extração do petróleo hoje impede que as gerações futuras usufruam de seus benefícios. Isso acarreta um *custo de oportunidade* de extração do recurso, que é dado justamente pelo valor da produção no futuro. Dessa forma, ainda que haja competição, a atividade exploratória resulta em uma renda caracterizada pela diferença entre o preço e o custo marginal de produção. É a chamada *renda de Hotelling* (1931) (ou *custo de uso*, ou ainda *valor-sombra do recurso*).

Explorando essa questão, Hartwick (1977) procurou identificar as condições teóricas que ligam as rendas dos recursos à sustentabilidade econômica e demonstrou que mesmo um país em situação-limite de fonte de recursos é capaz de manter um nível de consumo *per capita* constante indefinidamente, desde que invista uma certa porção da renda mineral total em capital reprodutível físico e humano. Esse resultado ficou conhecido na literatura como *Regra de Hartwick*, cuja idéia subjacente é simples: o valor de qualquer bem de capital, seja fornecido pela natureza ou não, é a soma de seus retornos líquidos futuros descontados. No caso dos recursos exauríveis, tais retornos são seus valores-sombra futuros descontados (preço menos custo marginal de extração) ou seu custo de uso. A redução no valor do capital quando o recurso é exaurido, correspondente ao valor da mudança no estoque do recurso, é igual ao custo de uso vezes o montante físico extraído, isto é, a renda de Hotelling.

Investindo esse montante em capital físico, o país é capaz de manter o seu estoque total de capital – natural e físico – e, conseqüentemente, suas possibilidades de consumo. A regra de Hartwick estabelece que um país deve usar a renda de seus recursos para financiar a diversificação da economia em direção a atividades mais dependentes de trabalho e capital físico do que de recursos naturais, a fim de evitar a queda no padrão de vida da sociedade.

Se a apropriação da renda de Hotelling é fundamental para a sociedade, o objetivo básico da regulação do setor deve ser garantir as condições para que ela não se dissipe. Trata-se de evitar um problema conhecido como campo comum (*common pool*), ou seja, a falta de clareza quanto aos direitos de propriedade do recurso pode levar a uma extração ineficiente. O *common pool* caracteriza uma externalidade na produção de recursos situados em campos pertencentes a vários proprietários, já que as decisões de produção de um afetam o estoque disponível para todos os co-proprietários. Diferentemente do caso de propriedade única, o co-proprietário passa a considerar o estoque de recurso exógeno a suas próprias decisões e busca extraí-lo o mais depressa possível para evitar que seu “vizinho” o faça antes. Se todos os co-proprietários agirem da mesma forma, o resultado será uma extração acelerada, com prejuízos para as gerações posteriores.

A solução do problema do *common pool* representa o objetivo regulatório fundamental do setor de petróleo e gás e pode envolver soluções privadas ou sob interferência estatal. Libecap e Wiggins (1984) descrevem como os Estados Unidos optaram por arranjos privados, como a unificação, o arrendamento e as quotas. O Brasil, assim como muitos outros países, adotaram a segunda via, declarando os recursos do subsolo propriedade exclusiva da União, devendo qualquer empresa privada interessada em explorá-los receber autorização da agência reguladora em troca do pagamento de benefícios. Assim, longe de ser contraditório, o texto da Lei do Petróleo é coerente com a tentativa de garantir que as gerações futuras não sofram com a dissipação da renda resultante do livre acesso.

3. Participação do Governo na Partilha dos Riscos

Outro aspecto interessante a ser discutido no novo quadro institucional do setor de petróleo é a relação entre governo e investidores. Em particular, dado que o governo é o proprietário legal dos recursos do subsolo, ele também está interessado na otimização e no sucesso dos investimentos tanto quanto as empresas. Dessa forma, queremos agora avaliar se há margem

para que o governo exerça um papel mais ativo na divisão dos riscos de exploração como forma de atrair mais investimentos.

Além do risco de mercado comum a todos os setores da economia, a indústria do petróleo deve conviver com dois riscos adicionais: o *risco exploratório*, decorrente da possibilidade de ausência de recursos economicamente viáveis após grandes gastos em pesquisa e prospecção; e o *risco político* (ou *de soberania*), em virtude do perfil temporal de longo prazo dos projetos do setor, que extravasam mandatos governamentais, convivendo com possíveis alterações unilaterais nas regras do setor. A maneira como os investidores reagem a tais incertezas depende do grau de aversão ao risco de cada um. Uma forma estilizada de incorporá-lo à avaliação do projeto de investimento é adicionando um prêmio de risco à taxa de desconto dos fluxos de renda futuros: quanto maior a aversão ao risco, maior a taxa de desconto e, conseqüentemente, menor o valor presente líquido do projeto, reduzindo a probabilidade de o mesmo ser considerado viável.¹

Tendo em vista esse raciocínio, a primeira forma de o governo contribuir para a maximização dos investimentos é o compromisso de garantir um ambiente de estabilidade nas regras do jogo, o que pode ser alcançado com a transparência das regras e sua incorporação às instâncias elevadas da legislação. Entretanto, as peculiaridades relatadas criam uma racionalidade para um papel mais ativo do governo na carga dos riscos exploratórios.

De acordo com o texto da Lei do Petróleo, a obtenção da concessão implica, para o concessionário, a “obrigação de explorar, *por sua conta e risco*, e em caso de êxito produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos...” (grifos nossos). Isso significa que, em caso de fracasso (*dry hole*), o concessionário deve devolver o bloco aos cuidados da Agência Nacional do Petróleo (ANP), responsabilizando-se por todos os dispêndios realizados.

Leland (1978), ao analisar a partilha ótima de riscos entre o governo e os investidores, mostrou como ela depende do grau de aversão ao risco de cada um [ver também Emerson e Garnaut (1984)] e também como o governo é capaz de introduzir uma política adequada de divisão de riscos através do sistema de tributação do setor (benefícios governamentais). De acordo com os seus resultados, quanto mais avessa ao risco a firma concessionária em

¹ Partimos do pressuposto de que uma decisão de investimento é tomada quando o valor presente líquido (VPL) esperado dos fluxos futuros é positivo. Projetos com $VPL < 0$ devem ser descartados.

relação ao governo, mais os benefícios governamentais devem se concentrar em pagamentos condicionais, ou seja, dependentes do valor presente líquido do projeto. Os pagamentos condicionais (*royalties* e *imposto sobre a renda*) só se realizam em caso de sucesso dos investimentos, enquanto os pagamentos incondicionais (lance do leilão de direitos de exploração), independentes da realização do investimento, só são ótimos no caso de a firma ser neutra ao risco. Do ponto de vista do governo, ocorre o raciocínio inverso: em caso de aversão ao risco, os pagamentos incondicionais são ótimos, pois implicam recursos garantidos em troca de um valor futuro incerto.

Dado que tanto o governo quanto as firmas investidoras são avessos ao risco, o esquema ótimo de pagamentos deve incluir uma combinação de pagamentos incondicionais e condicionais. Deve-se ressaltar, também, que existem graus variados de pagamentos condicionais, cada um com distribuição distinta de riscos: um imposto sobre a renda tende a jogar a maior parcela do risco sobre o governo (já que implica subsídios na fase exploratória), ao passo que os *royalties* jogam a maior carga do risco sobre a concessionária. A escolha do esquema de tributação dependerá do grau de aversão ao risco de cada uma das partes.

Desta forma, jogar toda a carga de risco exploratório sobre a firma investidora pode não ser adequado para atrair o máximo possível de investidores para a indústria do petróleo. Como os investimentos neste setor são muito sensíveis ao risco e já que o governo tem tanto interesse quanto a iniciativa privada na otimização dos investimentos, abre-se uma margem para que se discutam mecanismos de compensação de perdas dos investidores como forma de melhorar sua percepção de risco.

4. Benefícios Governamentais no Brasil e seus Impactos

Tendo em vista nossa discussão anterior sobre divisão de riscos e postura dos agentes diante das incertezas, analisamos agora como os benefícios governamentais no Brasil podem contribuir para os objetivos de otimizar o nível de investimentos e maximizar as receitas da União.

Além da distribuição dos riscos acima discutida, os tipos de tributos sobre a indústria do petróleo podem ser avaliados segundo quatro outros critérios: *neutralidade, estabilidade, maximização de receitas e administração.*

Um sistema tributário ótimo deve cumprir alguns objetivos gerais, dentre eles a *neutralidade*. Isso significa que ele não deve interferir em decisões de alocação de recursos produtivos. No caso específico da indústria do petróleo, a neutralidade está associada à não distorção do grau de risco percebido pelo investidor, de modo que determinada carga fiscal não deve tornar inviável um investimento outrora lucrativo. Por outro lado, a União, como proprietária legal dos recursos hidrocarbonetos presentes no subsolo, está interessada na *maximização de receitas* decorrentes da tributação sobre o setor. Assim, é necessário criar um regime fiscal que cumpra esses dois objetivos básicos: otimizar o nível de investimentos e maximizar as rendas disponíveis para o governo.

Em termos gerais, neutralidade e máxima receita são dois objetivos simultâneos, pois uma alocação eficiente de recursos eleva a renda disponível e a capacidade contributiva do investidor. Um sistema que obstrui investimentos que de outro modo seriam realizados, ou que incentiva um nível exagerado de inversões, reduz o potencial arrecadatório. Isso significa que a carga fiscal não pode induzir um nível de investimentos aquém ou além do ponto ótimo, pois nesse último caso haveria um desperdício de recursos produtivos. Nesse sentido, a neutralidade contribui para elevar a receita, já que aumenta a base de arrecadação.

Além disso, a fim de não criar um ambiente de risco político para o setor privado, o sistema tributário deve ser *estável*, ou seja, a probabilidade de alterações unilaterais na carga fiscal deve ser nula. Isso reduz a taxa de desconto aplicada pelo investidor para avaliar o valor presente líquido do seu investimento, devido à diminuição do prêmio de risco, aumentando a probabilidade de o empreendimento ser considerado viável. O candidato a concessionário estaria disposto a oferecer mais como participação ao governo, seja em leilão de licitação, seja em tributos ao longo do andamento do projeto. É por isso que a agência reguladora deve se esforçar para criar um ambiente favorável à manutenção de regras, diminuindo o risco de soberania.

Embora alguns sistemas tributários atendam melhor aos critérios acima definidos, nem todos têm a mesma facilidade de *implementação* ou *administração*. Alguns impostos exigiriam um conjunto complexo de informações, o que inviabiliza sua prática ou encarece seu gerenciamento, pois podem surgir dificuldades para fixar parâmetros adequados, enquanto outros careceriam de capacidade de *enforcement*, isto é, haveria resistências políticas ou econômicas à sua operação.

Consideremos três modalidades fundamentais de tributação do setor de petróleo (os benefícios governamentais se encaixam de uma forma ou de outra em variações dessas três categorias): o *bônus fixo*, os *royalties* e o *imposto sobre a renda do recurso*.

O *bônus fixo* consiste em vender os direitos de exploração por uma soma monetária fixa, independentemente dos resultados do projeto ou mesmo da existência do investimento. Deve-se ressaltar que não se trata, necessariamente, de um pagamento *ex-ante*, já que o mesmo pode ser realizado ao longo do tempo. O que caracteriza a natureza fixa do imposto é a sua independência em relação aos resultados do projeto. Ele se enquadra na categoria de pagamentos incondicionais, de modo que a carga de risco recai integralmente sobre o investidor, e só é adequado para situações em que existe um elevado grau de certeza quanto ao poder produtivo do recurso sobre a estabilidade da política governamental e quando há certo grau de competição entre os agentes. Se essas condições se verificam, o valor dos lances no leilão de disputa da concessão tenderá a convergir para o valor da renda do recurso, já que se trata do resultado de um mecanismo competitivo. No entanto, o *bônus fixo*, mesmo que através de leilão, tem pouca utilidade prática se for aplicado sozinho, na medida em que o conhecimento sobre a extensão e o potencial dos depósitos geralmente é imperfeita no momento da licitação e é muito difícil que haja competição, de modo que a disputa por áreas de concessão pode conter coalizão entre os agentes. No Brasil, essa modalidade de benefício governamental recebe o nome de *bônus de assinatura* e deve ser pago à vista pelo consórcio vencedor das rodadas de licitação.

Do ponto de vista dos critérios de avaliação propostos anteriormente, o *bônus fixo* não é neutro, pois pode tornar inviáveis projetos lucrativos se o valor mínimo fixado em edital for inadequado ao potencial do campo.² Já o critério de maximização de receitas tem um efeito ambíguo, uma vez que, ao mesmo tempo em que pode ser majorado sem provocar desincentivos à eficiência da firma (conforme ficará mais claro adiante), tem o poder de afugentar investimentos devido à sua capacidade de alterar o valor presente líquido esperado do projeto. Por outro lado, um dos grandes atrativos dessa modalidade é a sua facilidade de administração.

O tributo *ad valorem*, comumente conhecido como *royalties*, é uma das formas de compensações governamentais mais aplicadas pelos países sobre a indústria do petróleo, dentre os quais os Estados Unidos, o Reino Unido e o

² É possível demonstrar também que o *bônus fixo* distorce o perfil temporal de extração do recurso. Para mais detalhes, ver Postalí (2000).

Brasil. Ele consiste no pagamento à União de uma parcela do valor bruto da produção de petróleo ou gás, geralmente pela aplicação de uma alíquota τ , que no Brasil varia de 5% a 10% conforme a lucratividade esperada do projeto.

Em termos de distribuição de incertezas, os *royalties* representam um avanço em relação ao bônus fixo, pois sua natureza condicional implica o deslocamento de uma carga de riscos da firma para o governo, já que aquela só irá pagar benefícios se a produção se efetivar. Além disso, a grande atratividade dos *royalties* reside em sua facilidade administrativa, pois o conjunto de informações necessário à sua implementação resume-se a medir o volume de produção e a aplicar um preço sobre ele, que pode ser o próprio preço de mercado ou uma função deste.

Apesar dessas vantagens, os *royalties* apresentam alguns dos efeitos distorcivos do bônus fixo sobre o nível de investimentos [Postali (2000)]. Isso significa que ele é capaz de obstruir investimentos, na medida em que pode inviabilizar um projeto que, em sua ausência, seria viável. Além disso, o imposto *ad valorem* acarreta impactos sobre a trajetória de extração, já que reduz o preço líquido recebido pela firma. No entanto, pelo Teste da Receita Máxima,³ esse tributo apresenta um bom desempenho, já que a base de arrecadação é a receita e não inclui os custos.

Uma última forma de extração dos benefícios governamentais que consideraremos aqui é o Imposto sobre a Renda do Recurso (IRR). Já verificamos anteriormente que a renda do recurso pode ser decomposta em uma parcela de excedente do produtor, tal qual nos moldes clássicos da microeconomia, e em uma parcela de custo de uso, ou renda de Hotelling, decorrente da finitude do seu estoque na natureza, de modo que o uso do recurso hoje o torna indisponível para utilização futura. Na prática, entretanto, é difícil mensurar que parcela da renda corresponde a um ou outro componente, mas o que se deve reter é que a extração da renda de Hotelling, seguindo os argumentos anteriores, não produz distorções na alocação de recursos.

Em essência, a tributação da renda do recurso consiste em aplicar uma alíquota à parcela da receita que excede os custos totais, incluindo os investimentos exploratórios. Na prática, contudo, o IRR pode assumir diversas versões, dependendo das regras de apuração e dedução da base tributária. A modalidade a que nos referimos, para efeitos de ilustração do

3 O Teste da Receita Máxima consiste na capacidade de um tributo aumentar a receita do governo sem provocar desincentivos à eficiência por parte do concessionário. Ou seja, para que um imposto seja capaz de elevar a arrecadação da União à medida que sua alíquota é majorada, ele não deve reduzir os incentivos à minimização dos custos. Para mais detalhes, ver Garnaut e Ross (1983).

argumento, é o chamado *Imposto de Brown*, que pode ser entendido como uma forma pura de IRR. No Brasil, a modalidade que se aproxima um pouco desse tipo de tributo são as chamadas *Participações Especiais*, caracterizadas pela incidência de alíquotas progressivas, de acordo com o volume de produção, sobre a receita líquida dos custos totais e dos *royalties*.

O Imposto de Brown estabelece a aplicação de uma alíquota, sobre o valor da renda do recurso em cada um dos instantes de tempo, ou seja, sobre a parcela da receita acima dos custos totais. Essa modalidade de tributo possui características desejáveis do ponto de vista da neutralidade, pois sua alíquota pode, *ceteris paribus*, ser elevada sem tornar negativo um valor presente líquido esperado positivo.⁴ Ou seja, ele sempre preserva a ordem de elegibilidade dos projetos e não distorce o perfil de extração em relação ao ótimo.

Se o IRR apresenta um bom desempenho quanto ao critério de neutralidade, resta responder à pergunta: por que ele não é tão amplamente utilizado pela indústria de petróleo mundial quanto os *royalties*? O problema dessa modalidade é seu difícil gerenciamento, pois requer um conjunto enorme de informações sobre os custos, as quais se encontram de posse da concessionária e nem sempre estão disponíveis para a agência reguladora. Além disso, o IRR apresenta um baixo desempenho quanto ao Teste da Receita Máxima, pois sua base de incidência requer a dedução dos custos e uma firma pode deliberadamente apresentar um desempenho ineficiente (altos custos) com vistas a recolher menos imposto.

A tabela a seguir resume as modalidades de tributos aqui descritas sobre o setor de petróleo e sua avaliação segundo os critérios apresentados.

Comparação dos Desempenhos de acordo com o Critério de Avaliação

| CRITÉRIO | BÔNUS FIXO | ROYALTIES | IRR |
|---------------------------------|------------|-----------|-----|
| Neutralidade | - | - | + |
| Receita do Governo | | | |
| Teste da Receita Máxima | + | + | - |
| Risco do Investidor (+ = Baixo) | - | - | + |
| Risco do Governo | + | + | - |
| Administração | + | + | - |

Obs.: + = bom desempenho; - = fraco desempenho.

⁴ Deve-se observar que, na fase exploratória, quando os custos são maiores que as receitas, esse imposto transforma-se em subsídio. Segundo Mayo (1979), ele reduz tanto os ganhos esperados quanto as perdas esperadas na mesma proporção de sua alíquota. Trata-se, portanto, de uma forma puramente condicional de imposto.

Já apontamos uma razão para a preferência mundial pela combinação de bônus fixo com *royalties*, apesar de seu impacto potencialmente distorcivo sobre o nível de investimentos. Todavia, conforme procuraremos demonstrar a seguir, trata-se de uma solução subótima destinada a contornar um problema de *assimetria de informação* e evitar que o concessionário se aproprie indevidamente de rendas que pertencem à União.

À medida que a exploração se realiza, é natural esperar que a firma adquira maior conhecimento a respeito do potencial de suas jazidas do que a agência reguladora. Como conseqüência, o investidor privado terá uma informação sobre a dinâmica de seus custos que não é conhecida com perfeição pela autoridade, que só consegue fazer uma estimativa da mesma. Note-se que o problema é mais sério do que simplesmente repassar informações falsas à agência: uma firma eficiente, que opera a custos baixos, sempre possui a capacidade de mimetizar uma firma ineficiente, de modo que a entidade reguladora não tem condições de avaliar se os custos reportados a ela se devem à baixa qualidade das reservas ou se o concessionário não está tomando as devidas providências para minimizá-los.

Esse problema prejudica a administração de um IRR, qualquer que seja a variante adotada. Como a apuração da base tributária requer a dedução de custos, ela sempre será manipulável pela firma com vistas a recolher menos pagamentos ao governo. Assim, os recursos arrecadados pela União serão sensíveis a um comportamento estratégico da concessionária, o que pode reduzir consideravelmente a eficiência do IRR.

Dessa forma, propomos a seguinte questão: como desenhar um esquema ótimo de incentivos com vistas a induzir a firma a revelar seu verdadeiro parâmetro de custos e a não se apropriar de rendas que pertenceriam à União?

Osmundsen (1995) procura analisar essa questão em um modelo estático, supondo que a firma possui informações privadas sobre um parâmetro de custo genérico θ . Posteriormente, em Osmundsen (1998), esse parâmetro é ligado ao teor e ao potencial das reservas, conferindo ao modelo características dinâmicas, já que a função custo torna-se correlacionada no tempo. O autor propõe a criação de um mecanismo de revelação⁵ na forma de um menu linear de contratos composto de um pagamento fixo mais um tributo *ad valorem* inversamente proporcionais entre si. É preciso enfatizar que o menu de contratos deve ser apresentado antes do início da produção e não ser

5 A derivação do mecanismo encontra-se reproduzida em Postali (2000).

alterado no período seguinte, devido à correlação temporal da função de custo. Tal conclusão difere da de Laffont e Tirole (1993), em que a agência deve oferecer um menu linear em cada período. No caso dos recursos não-renováveis, não pode haver uma seqüência temporal de contratos, devido à dinâmica dos custos de extração.

A explicação econômica do mecanismo é simples: com o menu de contratos descrito, a firma poderá escolher entre um leque de opções composto por baixo bônus fixo e elevados *royalties*, e vice-versa. Uma firma com baixo nível de reservas escolherá um contrato com bônus reduzido, já que não será capaz de pagar uma licença elevada, pois pode correr o risco de prejuízos no futuro, enquanto uma firma com alto nível de reservas pode até se sentir tentada a pagar um bônus reduzido, mas perceberá que seu estoque permitirá elevados níveis de produção, tornando o pagamento inicial pouco importante diante da possibilidade de pagar baixos *royalties* no futuro e, com isso, aumentar seu lucro. Dessa forma, ela escolherá um contrato composto por alto bônus inicial e *royalties* menores. A partir da escolha feita pela firma, a agência reguladora é capaz de inferir o verdadeiro parâmetro de custo da firma, ou seja, o potencial de sua reserva. O custo do mecanismo é a distorção para baixo no nível de produção, devido aos efeitos do bônus fixo e dos *royalties* sobre a trajetória ótima de extração.

O modelo de Osmundsen, portanto, nos permite encontrar a resposta para o motivo pelo qual os *royalties* são tão amplamente utilizados: eles podem ser interpretados como um mecanismo de revelação na forma de um menu linear de contratos, com vistas a inferir uma *informação oculta* (*hidden information*) sobre um parâmetro de custo da firma. Dessa forma, o esquema tributário composto pela predominância do imposto *ad valorem* é dotado de um elevado grau de *credibilidade* na indústria do petróleo, evitando que a concessionária se aproprie indevidamente de rendas que pertencem, por direito, à União.

5. Conclusões

Supondo que o governo atue como um regulador benevolente, é de seu interesse praticar uma justiça intergeracional adequada, revertendo as rendas auferidas do setor em benefício da sociedade: o recurso extraído hoje não estará disponível para as gerações futuras, de modo que a União deve investir a renda mineral em bens de capital que garantam o padrão de vida das sociedades futuras. Essa é a principal conclusão do modelo de Hartwick.

As modalidades tributárias destinadas a extrair a renda mineral variam muito, mas podem ser agrupadas em duas categorias básicas: as *incondicionais*, que consistem em efetuar pagamentos independentemente da existência do investimento, e as *condicionais*, que dependem dos resultados do projeto. Esquemas condicionais, como o IRR, tendem a deslocar uma parcela maior de risco para o governo, em detrimento de tributos incondicionais, como o bônus fixo, que resultam na maior carga de incertezas sobre a firma concessionária.

Apesar de sua baixa capacidade de afetar o nível de investimentos, sobretudo no caso de neutralidade ao risco, o IRR pode levar a União a arrecadar uma fatia menor da renda a que teria direito, em decorrência do *risco moral*: a concessionária pode atuar como uma firma ineficiente, com vistas a reduzir sua base tributária, e dessa forma se apropriar de rendas de informação. Os resultados do modelo de Osmundsen (1995 e 1998) nos levam a interpretar a combinação bônus fixo/*royalties* como um mecanismo confiável de revelação na forma de um menu linear de contratos, destinado a inferir o parâmetro de custo relevante do concessionário, ou seja, a qualidade de suas reservas.

Ainda é cedo para avaliar as conseqüências da abertura do setor de petróleo e gás e de suas novas regras sobre a disposição de investimentos, mas podemos fazer algumas especulações: o estabelecimento de uma alíquota unificada para os *royalties* pode prejudicar os investimentos, que variam muito em lucratividade esperada, e o tributo pode obstruir a viabilidade de alguns projetos. A estrutura de extração de benefícios governamentais, centrada nos *royalties*, pode não ser adequada para preservar a atratividade de algumas áreas com elevado grau de incerteza quanto ao potencial dos recursos. Dessa forma, seria desejável que o governo criasse algum mecanismo que flexibilizasse as suas alíquotas, compatibilizando-as com as potencialidades de cada projeto. Embora a Lei do Petróleo procure alcançar esse objetivo através de alíquotas variando entre 5% e 10% da produção bruta, seria interessante um papel mais ativo do investidor privado na escolha desses parâmetros, em combinação com o bônus.

Por outro lado, percebe-se que a legislação do setor de petróleo e gás atribui um papel secundário ao lance vencedor no leilão, como se pode verificar pelos baixos valores mínimos fixados nas rodadas de licitação até agora realizadas. Embora isso seja desejável do ponto de vista do risco suportado pelo investidor, o bônus de assinatura pode assumir um papel mais amplo no processo, com vistas a adequar a carga de impostos a cada projeto parti-

cular. A ANP poderia oferecer um menu de contratos nos moldes do modelo de Osmundsen, com um *trade-off* entre bônus de assinatura e alíquota de *royalties*. O objetivo dessa medida seria não apenas induzir o concessionário a revelar as verdadeiras condições de suas reservas (permitindo ao governo se apoderar de toda a renda de informação), mas também flexibilizar a estrutura fiscal, tornando-a compatível com o risco de cada projeto.

A adoção do menu de contratos nos moldes descritos implicaria a necessidade de alteração de alguns dos procedimentos licitatórios previstos na Lei do Petróleo, pois o bônus, pago no ato da assinatura do contrato de concessão, deveria ser transferido para o período compreendido entre o fim da fase de exploração e o início da fase de desenvolvimento. Isso não significa que a ANP deva rever o critério de seleção de concessionários, adotando, por exemplo, o programa de investimentos proposto pela firma. Basta que parte do benefício sugerido pelo investidor como bônus de assinatura seja pago após o fim da exploração.

Para finalizar, devemos ter em mente que, dadas as peculiaridades dos riscos envolvidos nos investimentos no setor de petróleo e gás, seria desejável que a União assumisse um papel mais ativo na partilha das incertezas enfrentadas pelos investidores privados, o qual poderia ser desempenhado, em termos tributários, por maior ênfase das Participações Especiais, que possui um perfil próximo ao IRR. A principal característica dessa modalidade de benefício governamental, como vimos anteriormente, é seu menor impacto distorcivo sobre o nível de investimentos (sendo virtualmente neutro no caso de indiferença ao risco). Isso, no nosso entender, contribuiria para que houvesse maior probabilidade de que todo o potencial de rendas do setor de petróleo e gás, estimado pela ANP em R\$ 60 bilhões nos próximos 20 anos, seja aproveitado pela sociedade.

Referências Bibliográficas

EMERSON, C., GARNAUT, R. Mineral leasing policy: competitive bidding and the resources rent tax given various responses to risk. *Economic Record*, v. 60, n. 169, p. 133-142, July 1984.

GARNAUT, R., ROSS, A. C. Uncertainty risk aversion and the taxing of natural resources projects. *Economic Journal*, v. 85, n. 338, p. 272-287, June 1975.

_____. The neutrality of the resource rent tax. *Economic Record*, v. 55, n. 150, p. 193-201, Sept. 1979.

- _____. *Taxation of mineral rents*. New York: Oxford University Press, 1983.
- HARTWICK, J. M. Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. *American Economic Review*, v. 67, n. 5, p. 972-974, Dec. 1977.
- HOTELLING, H. The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, p. 137-175, Apr. 1931.
- LAFFONT, J. J., TIROLE, J. *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge: The MIT Press, 1993.
- LELAND, H. E. Optimal risk sharing and the leasing of natural resources, with application to oil and gas leasing on the OCS. *The Quarterly Journal of Economics*, v. 92, n. 3, p. 413-437, Aug. 1978.
- LIBECAP, G. D., WIGGINS, S. N. Contractual responses to common pool prorationing of crude oil production. *American Economic Review*, v. 74, n. 1, p. 87-98, Mar. 1984.
- MARSHALL, A. *Principles of economics: an introductory volume*. London, 1890. [Tradução em língua portuguesa: *Princípios de economia*. São Paulo: Nova Cultural, 1996 (Coleção Os Economistas).]
- MAYO, W. Rent royalties. *Economic Journal*, v. 55, n. 150, p. 202-213, Sept. 1979.
- NEHER, P. A. *Natural resource economics: conservation and exploration*. Cambridge University Press, 1990.
- OSMUNDSEN, P. Taxation of petroleum companies possessing private information. *Resource and Energy Economics*, v. 17, n. 4, p. 357-377, Dec. 1995.
- _____. Dynamic taxation of non-renewable natural resources under asymmetric information about reserves. *Canadian Journal of Economics*, v. 31, n. 4, p. 933-951, Oct. 1998.
- OTTO, J. M. Global changes in mining laws, agreements and tax systems. *Resources Policy*, v. 24, n. 2, p. 79-86, June 1998.
- POSTALI, F. A. S. *Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil*. São Paulo: IPE/USP, 2000 (Dissertação de Mestrado).
- RICARDO, D. *On the principles of political economy and taxation*. London, 1817. [Tradução em língua portuguesa: *Princípios de economia política e tributação*. São Paulo: Nova Cultural, 1996 (Coleção Os Economistas).]