



24º PRÊMIO BNDES DE ECONOMIA

Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil

Fernando Antonio Slaibe Postali

Dissertação apresentada ao
Instituto de Pesquisas Econômicas da
Faculdade de Economia, Administração e
Contabilidade da Universidade de São Paulo,
como requisito para a obtenção do título de
Mestre em Economia

Orientador
Paulo Picchetti

Rio de Janeiro - 2002

**DADOS INTERNACIONAIS PARA CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO (CIP)
DO DEPARTAMENTO NACIONAL DO LIVRO**

P857 Postal, Fernando Antonio Slaibe.
Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil / Fernando Antonio Slaibe Postal. – Rio de Janeiro: BNDES, 2002.
120p.; 23cm.

ISBN 85-87545-04-3.

1. Petróleo – Brasil. 2. Petróleo – Brasil – Aspectos econômicos. 3. Petróleo – Política governamental. II. Título.

CDD 338.476655

Apresentação

Esta dissertação de mestrado em economia, *Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil*, de Fernando Antonio Slaibe Postali, ora editada pelo BNDES, obteve o 1º lugar no 24º Prêmio BNDES de Economia, realizado em 2001.

Seu autor é brasileiro, 27 anos, graduou-se pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e obteve o título de Mestre em Economia pelo Instituto de Pesquisas Econômicas da Universidade de São Paulo (USP) em 2000, tendo como orientador o professor Paulo Picchetti.

Concorreram ao 24º Prêmio BNDES de Economia 42 trabalhos, inscritos por 17 centros de pós-graduação em economia de universidades brasileiras. A comissão examinadora formada para apreciar as dissertações foi presidida pelo professor José Márcio Camargo e composta pelos professores Álvaro Barrantes Hidalgo, Bernardo Mueller, Fernando Ferrari Filho, Pablo Fajnzylber Reyes, Ronaldo Hoffmann, Ronaldo de A. e Arraes, Naércio Aquino Menezes Filho e Francisco E. Pires de Souza.

Em 2001, foram premiadas as seguintes dissertações de mestrado:

2º lugar: *Reformas econômicas, mudanças institucionais e crescimento na América Latina*, de Andrea Camara Bandeira, FGV/SP, orientada por Fernando Garcia;

3º lugar: *Educação e rendimentos: uma abordagem econométrica*, de Edric Martins Ueda, Unicamp, orientada por Rodolfo Hoffmann;

4º lugar: *Abertura, tecnologia e qualificação*, de Mauro Rodrigues Junior, USP, orientada por Naércio A. Menezes Filho; e

5º lugar: *Crises cambiais e ataques especulativos no Brasil*, de Mauro Costa Miranda, UNB, orientada por Maurício Baretta de Paula Pinto.

Ao longo de 24 anos de realização do Prêmio BNDES de Economia, foram premiadas 120 dissertações e publicados, pelo BNDES, 36 desses trabalhos, totalizando a edição de cerca de 107 mil exemplares. Registra-se também, com satisfação, a crescente melhoria qualitativa das dissertações de mestrado inscritas.



Sumário

Agradecimentos 7

Resumo 9

Introdução 11

1. Renda econômica, renda mineral e regulação 13

1.1. O conceito de renda 13

1.2. A renda das minas 17

1.3. Direitos de propriedade e regulação 22

2. Distribuição de riscos e relações entre o governo e os investidores 29

2.1. Fontes de incerteza 30

2.2. O papel do governo e sua relação com os investidores 33

2.3. Distribuição de riscos entre o governo e os investidores 40

3. Tributação e neutralidade na indústria do petróleo 47

3.1. Critérios de avaliação 47

3.2. Tributos sobre a indústria do petróleo 55

3.2.1. Bônus fixo (BF) 55

3.2.2. Imposto ad Valorem 60

3.2.3. Imposto sobre a renda do recurso (IRR) 65

3.3. Assimetria de informações e tributação 72

3.4. Síntese 80

4. Tributação dos setores de petróleo e gás natural no Brasil 83

4.1. Contexto histórico 83

4.2. A Lei do Petróleo 87

4.3. Compensações governamentais no Brasil 94

Conclusões 101

Notas 107

Referências bibliográficas 113

Abstract 119

Gráficos, quadro e tabelas

Gráficos

- 1.1 Componentes da renda mineral 20
- 1.2 Ausência de propriedade definida eleva a produção para além do ótimo q^* , eliminando o custo de uso e dissipando a renda de Hotelling 25
- 2.1 Contrato ótimo dada a aversão ao risco 44
- 3.1 Bônus fixo gerando subaproveitamento da jazida 57
- 3.2 Lance ótimo aumenta com a exploração, pois a incerteza diminui 59
- 3.3 Imposto *ad valorem* e distorção no tempo ótimo de produção 62
- 3.4 Alíquota de *royalties* aumenta a relação custo-preço, reduzindo k 64
- 4.1 Demanda e produção interna de petróleo 85
- 4.2 Déficit de petróleo (% da demanda interna) 86

Quadro e tabelas

- 2.1. Disposição de escolha de modalidade pela firma 34
 - 3.1 Comparação dos desempenhos de acordo com o critério de avaliação 70
 - 4.1 Fases da exploração e áreas a devolver 92
 - 4.2 Distribuição dos *royalties* que excedem 5% 95
 - 4.3 Limites de isenção das participações especiais 96
 - 4.4 Pisos e tetos para a taxa de ocupação e retenção de área 97
- Anexo 4.1 Resultados do primeiro leilão de áreas de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, realizado em 15 e 16-6 de 1999 98
- Anexo 4.2 Resultados do segundo leilão de áreas de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, realizado em 7-6-2000 99

Agradecimentos

Em primeiro lugar, ao meu orientador, prof. Paulo Picchetti, por sua dedicação e paciência, por seus conselhos e ensinamentos ao longo da realização deste trabalho.

Aos professores Francisco Anuatti, Elizabeth Farina, Décio Kadota e Edmilson dos Santos (IEE-Poli), pelos comentários e pelas valiosas sugestões apresentadas.

A todos os professores do IPE/FEA com os quais tive a oportunidade de cursar disciplinas.

À Capes, pela bolsa fornecida durante o curso.

A meus pais, Sílvia e José, e meus irmãos, José Emílio e Mariana, pelo constante apoio.

A todos os amigos e colegas do IPE, pelas várias sugestões apresentadas e que contribuíram, direta ou indiretamente, para a realização deste trabalho. Em especial, agradeço a todos os meus colegas de turma no mestrado (Bia, Roberta, Enlison, Moita, Geraldo, Kosbiau, Robson, Paraná, Marco, Nuno, Luís, Gustavo, Darwin e Márcio), pela amizade e excelente convivência ao longo do curso.





Resumo

O objetivo deste trabalho é apresentar uma resenha das principais contribuições teóricas sobre a regulação de recursos minerais não-renováveis, a fim de avaliar algumas perspectivas sobre o futuro do setor de petróleo e gás natural no Brasil, objeto de substanciais transformações institucionais nos últimos anos. Inicialmente, apresenta-se um panorama histórico sobre o conceito de renda na literatura econômica, procurando explicitar as peculiaridades da renda mineral. Argumentamos que a forma como o governo tributa a renda mineral com vistas a extrair seus benefícios tem impacto sobre a percepção de risco do investidor privado, podendo alterar sua decisão de investir. Busca-se, fundamentalmente, avaliar sob que condições um tributo incidente sobre o setor de petróleo é neutro e que possíveis consequências o novo modelo institucional brasileiro terá sobre a atração de investimentos exploratórios.





Introdução

O regime de regulação do setor de petróleo e gás natural no Brasil vem sofrendo transformações substanciais nos últimos anos. O ponto de partida dessas transformações 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, de agosto de 1997, a chamada “Lei do Petróleo”.

Em termos gerais, 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. O processo de abertura do setor ao capital privado culminou em duas rodadas de licitação de áreas de exploração de petróleo e gás natural para a iniciativa privada, realizadas em 1999 e 2000. Atualmente, além da Petrobras, mais de dez empresas possuem projetos de exploração, aumentando a competitividade do setor e gerando perspectivas otimistas quanto ao futuro da produção de petróleo no Brasil. Como consequência, a União espera arrecadar cerca de R\$ 60 bilhões nos próximos 20 anos, a título de benefícios governamentais.¹

O objetivo deste trabalho é analisar 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 maneira a estrutura de benefícios governamentais contribui para isso. Busca-se, fundamentalmente, avaliar se as cargas tributárias para extrair as rendas do governo são capazes de alterar a percepção de risco do investidor e, assim, influir em sua decisão de investir.

O trabalho se divide em quatro partes. No Capítulo 1, abordamos o problema microeconômico, fundamental para encontrar as razões básicas para a regulação do setor: além de uma conceituação de renda de recursos exauríveis, descrevemos o problema das externalidades resultantes da falta de clareza quanto aos direitos



de propriedade (*commom pool*) e as formas de solucioná-lo, tanto no âmbito privado quanto através da intervenção governamental.

O Capítulo 2 versa sobre a divisão dos riscos entre o governo e os investidores privados. Nele, procuramos descrever como o poder público pode contribuir para minimizar os riscos políticos, além de partilhar parte do risco exploratório com as empresas privadas. O argumento é de que a aversão ao risco de ambas as partes torna ótimo que a União assuma parte da carga de incertezas que recai sobre a firma exploradora. Isso pode ser realizado por meio da construção de uma estrutura tributária que contenha pagamentos dependentes dos resultados do projeto.

No Capítulo 3, procuramos descrever as principais formas de tributação do setor de óleo e gás, bem como avaliar seus impactos sobre o nível de investimento. Argumentamos que a base de incidência tributária deve ser a mais próxima possível da renda do recurso, de modo a evitar impactos distorcíveis sobre a alocação dos investimentos. Além disso, analisamos o problema da assimetria de informação entre a agência reguladora e o concessionário quanto aos seus parâmetros de custo e, com base em modelos teóricos, procuramos criar um mecanismo de revelação através do oferecimento de um *menu* linear de contratos.

O Capítulo 4, por fim, analisa a nova legislação do setor de petróleo e gás no Brasil, com base nos aspectos teóricos apresentados nos capítulos anteriores, seguindo-se as considerações conclusivas.

1. Renda econômica, renda mineral e regulação

A mineração, incluindo a extração de hidrocarbonetos líquidos, de que nos ocuparemos ao longo deste trabalho, propicia benefícios aos proprietários de recursos naturais não-renováveis na forma de uma *renda* auferida no desenvolvimento da atividade. Embora a teoria econômica tenha lidado com conceitos de renda distintos ao longo de sua evolução, a noção de *renda mineral* apresenta especificidades que merecem uma atenção especial, já que sua natureza está ligada, basicamente, à exauribilidade de sua fonte geradora.

O objetivo deste capítulo é apresentar um panorama sobre a evolução do conceito de renda na literatura econômica, bem como tratar das especificidades da renda dos recursos minerais não-renováveis. Além disso, procuramos abordar o problema da regulação mineral em torno da definição dos direitos de propriedade, essencial para que os benefícios das rendas minerais sejam aproveitados.

1.1. O conceito de renda

O conceito de renda econômica assumiu diversos contornos ao longo da história do pensamento econômico e esteve voltado, no início, para a propriedade da terra. Em termos clássicos, a renda pode ser definida como a parcela da receita total que excede o preço de oferta de todos os insumos necessários para o desenvolvimento da atividade agrícola, como o capital e o trabalho. Trata-se de um prêmio para o dono da terra pelo simples fato de ser seu proprietário, não havendo necessidade de qualquer esforço adicional para obtê-la.

Ricardo (1996) foi um dos pioneiros em uma análise mais detalhada da origem da renda da terra. Na visão desse autor, a renda decorria do fato de as terras marginais menos férteis determinarem o preço do produto agrícola, implicando remunerações acima do custo de produção para os proprietários das terras mais férteis, que seriam, dessa forma, premiados por as possuírem. Ricardo enfatiza que

a renda não deve ser confundida com lucros ou juros. Nas palavras do próprio autor,

“(...) renda é a porção do produto da terra paga a seu proprietário pelo uso das forças originais e indestrutíveis do solo. A renda é freqüentemente confundida com os juros e com o lucro do capital e, na linguagem popular, o termo é aplicado a qualquer pagamento anual de um agricultor ao proprietário da terra em que trabalha.” (Ricardo, 1996, p. 49.)

Em outras palavras, a noção de renda estava ligada à propriedade da terra: na medida em que as terras férteis estão presentes em quantidade limitada na natureza, o crescimento populacional e o conseqüente aumento da demanda de produtos agrícolas obrigariam à ocupação de terras menos férteis, classificadas como *marginais* por Ricardo e nas quais haveria a necessidade de esforços adicionais para a obtenção de um mesmo volume de produção. A demanda maior traria, portanto, o aumento do preço dos bens agrícolas, de modo que os proprietários das terras mais férteis, onde o custo de produção era menor do que nas terras marginais, obteriam um ganho adicional. A esse ganho, Ricardo deu o nome de *renda diferencial*, que, posteriormente, ficou conhecida na literatura como *renda ricardiana*.

Fica claro, portanto, que a noção de renda, *strictu sensu*, está ligada à propriedade de insumos cuja oferta seja fixa na natureza, como as terras férteis. Nesse sentido, os donos das propriedades agrícolas dotadas de alta produtividade seriam beneficiados por um certo montante de recursos acima de seus custos de produção. Ou seja, a renda seria uma dádiva, um prêmio ao proprietário pela única razão de ele ser o dono do recurso. Além disso, deve-se ressaltar que o próprio Ricardo reconhece que o termo *renda* pode gerar confusões, sendo freqüentemente confundido com lucros e salários. Estes representariam a remuneração do capital e da força de trabalho, respectivamente, ao passo que a renda seria a remuneração do dono por ter a propriedade da terra.

Em uma formulação preliminar, o conceito ricardiano de renda pode ser estendido para a propriedade de jazidas minerais, que possuiriam as mesmas características da terra fértil, no sentido de serem oferecidas pela natureza em quantidade fixa. Nesse caso, a renda mineral constituiria uma espécie de prêmio para o proprietário da mina, que teria o direito de auferi-la como remuneração pela detenção de seus recursos. De acordo com Ricardo:

“As minas, como a terra, geram normalmente uma renda a seus proprietários, e essa renda, como a da terra, é o efeito e não a causa do elevado valor de seus produtos.” (Ricardo, 1996.)

Essa citação merece uma observação, válida também para o caso da terra: Ricardo deixa claro que a renda não é um dos componentes do preço, já que o valor dos produtos derivava da quantidade de trabalho² neles presente. Ao contrário, a renda é uma conseqüência dos altos preços dos bens, proporcionando os ganhos aos proprietários na forma descrita.

Stuart Mill (1996) também formula uma teoria da renda da terra que se assemelha à de Ricardo, no sentido de que esta se origina das diferenças de fertilidade entre as terras mais férteis e as menos férteis, que não pagam renda. Segundo esse autor, a pior terra cultivada proporciona retorno apenas suficiente para cobrir os salários dos agentes envolvidos na atividade agrícola e para a remuneração do capital empregado. Assim, todas as outras terras proporcionarão renda. Apesar da semelhança com seu predecessor, Mill enfatizou o efeito do monopólio natural da terra como determinante da renda – é óbvio que não se trata do conceito de monopólio natural pertencente à moderna teoria microeconômica da regulação –, em que a terra produtiva seria o único recurso natural apropriável pelos agentes, e os seus proprietários teriam direitos sobre parte do produto pelo fato de serem donos de um fator de produção ofertado pela natureza, essencial para o processo produtivo. Segundo Mill:

“A terra é o principal dos recursos naturais capazes de se tornar objeto de apropriação e o que se paga pelo uso dela se chama renda da terra. Os proprietários de terra constituem a única categoria (...) que tem direito a uma parte na distribuição da produção pelo fato de serem proprietários de uma coisa que nem eles nem ninguém mais produziu. (...) Evidencia-se de imediato que a renda da terra é o efeito de um monopólio, ainda que se trate de um monopólio natural, que pode ser regulado (...), mas cuja existência não se pode impedir.” (Stuart Mill, 1996, p. 473.)

Em síntese, para os autores clássicos, dentre os quais Ricardo e Stuart Mill, a renda se origina da presença de diferenças nos graus de fertilidade do solo, já que o crescimento populacional demandaria mais produtos agrícolas, elevando o preço desses produtos e, junto com ele, a renda dos proprietários das terras mais ricas, enquanto os proprietários das terras mais pobres apenas conseguiriam o suficiente para remunerar o capital e o trabalho empregados.

O conceito de renda foi evoluindo ao longo do tempo e, gradativamente, seu significado foi se descolando da noção de remuneração da terra tal como desenvolvida por Ricardo. Ou seja, a noção de renda passou a designar também outras situações de excedente da receita sobre os custos de produção, ou mesmo de excedentes, em termos mais gerais, que não estavam ligados à presença de insumo com quantidade fixa, como a terra.

Marshall (1996) representa a consolidação da economia neoclássica, deslocando o foco da teoria do valor para a da utilidade, isto é, ele supera a concepção clássica de que o valor era determinado pelo trabalho, ligando-o às necessidades sociais. Marshall propõe uma distinção mais rigorosa entre renda e uma categoria criada por ele, denominada *quase-renda*. A renda seria um excedente econômico derivado do uso de fatores naturais escassos, como a terra: pelo fato de sua oferta ser fixa, qualquer variação em sua procura irá se refletir obrigatoriamente em seu preço, gerando um excedente sobre os custos de produção. Desse modo, a renda conceituada por Marshall é designada *renda da escassez* e o autor propõe a conservação do termo apenas para os rendimentos derivados dos bens gratuitos da natu-

reza. Por outro lado, o termo quase-renda serve para caracterizar os rendimentos oriundos de máquinas e outros equipamentos, que, embora sejam inelásticos no curto prazo, podem ter sua oferta ajustada no longo prazo. Portanto, a quase-renda tenderia a desaparecer à medida que os desequilíbrios entre oferta e procura fossem corrigidos. O termo quase-renda também é empregado para retornos anormais próprios de determinadas atividades, como as de alto risco.

Marshall cria, além disso, uma categoria de benefícios que muitos autores posteriores passaram a classificar como *renda econômica*. Nessa linha, conceitua o *excedente do consumidor*, definido como a diferença entre o que um agente está disposto a pagar por um bem e o preço efetivamente pago; do ponto de vista do ofertante, existiria o excedente do produtor na diferença entre o preço a que o produto foi vendido e o mínimo que o agente estaria disposto a receber para oferecer o bem. O excedente da sociedade seria a soma de ambos. A noção de excedente econômico ganhou importância fundamental nas modernas teorias de bem-estar, servindo de critério para medir efeitos de políticas regulatórias.

A contribuição de Marshall para o conceito de renda, associando-o aos fatores naturais e de oferta inelástica, foi de fundamental importância para que os autores posteriores tomassem emprestado o termo para caracterizar ganhos anormais originados de estrangulamentos de oferta. A idéia de renda passou a designar benefícios extraordinários obtidos em decorrência de fatores que impediriam o ajuste da oferta às necessidades de demanda.

Na formulação neoclássica, na qual os estudiosos da moderna teoria do *rent seeking*³ se inspiraram, a renda seria o resultado de lucros inesperados ou anormais em determinada atividade, devido a fatores que impediriam a ação das forças de mercado. Isto é, um ambiente econômico competitivo tenderia a nivelar os lucros de todos os setores a zero, situação em que as receitas são estritamente suficientes para remunerar os custos de produção. Tal nível de lucro é classificado como normal ou lucro-zero. Isso ocorreria porque qualquer setor que demonstrasse lucros anormais nesse sentido atrairia capitais para si, e a competição daí resultante tenderia a reduzir as suas taxas de lucro, voltando ao patamar competitivo. Por essa razão, os neoclássicos defendem a ação das forças de mercado e o estímulo à economia competitiva como forma de produzir lucros normais. À luz dessa análise, a existência de renda econômica, ou sobrelucro, só deixará de ser um fenômeno transitório, transformando-se em um benefício sistemático para o produtor, se houver obstáculos à ação das livres forças do mercado, como, por exemplo, as barreiras à entrada ou, então, a presença de economias de escala, que elevariam a escala mínima de eficiência do setor, conduzindo ao monopólio natural.

Para finalizar, a noção de renda com a qual os teóricos do *rent seeking* e a teoria da regulação econômica contemporânea trabalham está associada ao conceito neoclássico de lucro econômico puro, ou seja, um excedente em relação ao nível de lucro concorrencial. Em outras palavras, a renda seria o retorno permitido por um empreendimento além do necessário para estimular a sua execução, isto é, acima do custo da oportunidade mais vantajosa para o emprego dos mesmos insumos. Essa característica da renda econômica, segundo os economistas defen-

sores de um sistema tributário neutro, justificaria a sua utilização como base para a cobrança de impostos, pois não provocaria distorções nas decisões de investir.

1.2. A renda das minas

A noção de renda ricardiana, como já afirmamos, poderia ser estendida à propriedade de recursos minerais, como decorrência direta do fato de as minas conterem recursos de oferta limitada. Desse modo, e tal como no caso da terra, o desenvolvimento econômico exigiria a exploração de jazidas mais profundas e cada vez menos produtivas, a um custo cada vez maior, fazendo com que os proprietários das minas com recursos mais abundantes fossem premiados com um benefício proveniente da diferença entre os preços e seus custos de produção, menores que os das minas marginais. Esse tipo de associação foi feito pelo próprio Ricardo no capítulo de seu livro imediatamente seguinte ao que trata da renda da terra.

Por outro lado, se se considerar a análise marshalliana, pode-se argumentar que as rendas das minas constituem, na verdade, quase-rendas, por se tratarem de retornos de investimentos passados em atividades exploratórias de alto risco, próprias da pesquisa mineral. Assim, aquilo que Ricardo classifica como renda das minas seria, na verdade, nada mais que um prêmio para compensar o risco exploratório. Vale ressaltar que, diferentemente da renda, a quase-renda não pode ser extraída sem provocar impactos sobre o investimento, pois se trata de um retorno necessário para empreender a exploração, compensando seus riscos. Do mesmo modo, do ponto de vista da concepção neoclássica, as rendas das minas seriam o resultado de barreiras à entrada decorrentes de direitos de propriedade sobre os recursos, essenciais para que a renda mineral tenha a mesma natureza da renda da terra. Conforme será analisado posteriormente, os recursos naturais só geram renda se for excluído o livre acesso a eles, isto é, se existir um proprietário claramente definido.

Essas interpretações constituem aplicações diretas de cada um dos conceitos de renda, quer seja o clássico, o marshalliano ou o neoclássico, de modo que a renda mineral constituiria, em cada situação, um caso particular. No entanto, quando se trata da propriedade de recursos minerais não-renováveis (como o petróleo, o gás natural, os metais), esse conceito de renda econômica só pode ser aplicado quando a análise ocorre ao longo do tempo, e não apenas em um período curto, como no caso da terra.

A existência de renda na atividade mineradora não decorre apenas dos fatores usuais descritos. Deve-se ressaltar que a renda econômica está presente mesmo em ambientes competitivos, em virtude de uma peculiaridade dos recursos não-renováveis: a finitude de seu estoque na natureza implica que a extração em um período torna o recurso indisponível em períodos posteriores. Essa característica nos remete ao conceito de *custo de uso*, isto é, um tipo particular de custo de oportunidade, com características temporais: a extração de um recurso não-

renovável hoje acarreta um custo de oportunidade de extraí-lo amanhã. O custo de uso é a diferença entre o preço do recurso e seu custo marginal de produção e faz parte da renda, que seria, dessa forma, uma compensação ao proprietário da jazida pela redução de seu valor devido à extração de seus recursos. Esse componente da renda também é denominado *renda de Hotelling*, uma referência a Harold Hotelling, autor pioneiro em sua sistematização.⁴

O custo de uso dos recursos minerais não-renováveis pode ser derivado, analiticamente, com o auxílio do instrumental do controle ótimo.⁵ Partimos da hipótese de que a trajetória temporal de extração do recurso é definida pela maximização do valor presente dos lucros futuros esperados. Para simplificar, supõe-se um mercado competitivo em que o preço do mineral, p , é dado e que o custo unitário de extração, c , é constante, de modo que a função custo do agente depende apenas da quantidade extraída.⁶ Embora sejam hipóteses simplificadoras, o ambiente de certeza e a função custo linear não comprometem o resultado da análise, que apenas procura ilustrar os conceitos.

Por se tratar de um recurso exaurível, sua quantidade na natureza é fixa, de modo que o montante extraído em um período, q , necessariamente reduz o estoque disponível de reservas, denotado por S . Assim, se r for a taxa de desconto aplicada pelo investidor sobre os lucros futuros (que, na hipótese de mercado de capitais perfeito, é igual à taxa de juros) e T o tempo de duração da jazida, o problema do agente é maximizar

$$V = \int_0^T [pq(t) - cq(t)]e^{-rt} dt \quad (1.1)$$

sujeito a $dS/dt = -q$. Essa restrição representa a esgotabilidade do recurso, já que cada unidade extraída reduz o estoque no mesmo montante.

O hamiltoniano correspondente é

$$H = pq - cq + \lambda(-q) \quad (1.2)$$

onde λ é a variável co-estado, que mede o preço-sombra da variável de estado S . Nessa classificação, q representa a variável de controle. As condições de primeira ordem são dadas por

$$\frac{\partial H}{\partial q} = 0 \Rightarrow \lambda = p - c \quad (1.3)$$

A equação (1.3) deriva diretamente do princípio do máximo, na teoria da otimização dinâmica, que estabelece que, no ótimo, a derivada do hamiltoniano em relação à variável de controle deve ser igual a zero.

A equação de movimento, obtida pela igualdade entre a derivada da variável co-estado em relação ao tempo e a derivada do hamiltoniano em relação à variável de estado, é dada por

$$\frac{\partial(\lambda e^{-rt})}{\partial t} = -\frac{\partial H}{\partial S} \Rightarrow \dot{\lambda} - r\lambda = 0 \quad (1.4)$$

onde $\dot{\lambda} = \frac{d\lambda}{dt}$

A equação (1.3) representa o *custo de uso*, ou a *renda unitária de Hotelling*, também conhecida como *valor-sombra do recurso*. Ela é a parcela do preço que excede o custo marginal. Note-se que, mesmo em um ambiente competitivo, a renda persiste, em função do custo de oportunidade criado pela extração presente sobre a extração futura. Assim, a renda dos recursos minerais é conceitualmente diferente da renda da terra: mesmo sob competição e outras condições assumidas, e desde que os direitos de propriedade sejam claramente definidos, a renda de um projeto marginal não cai para zero, pois a extração no tempo presente impossibilita a extração futura, prejudicando as gerações posteriores. Ou seja, existe um custo de oportunidade que consiste em adiar a extração, sendo o custo de uso o valor dessa produção posterior.

A expressão (1.4) é uma equação diferencial que descreve a trajetória temporal da renda. Ela estabelece que, no ótimo, o valor-sombra deve crescer a uma taxa igual à taxa de desconto aplicada, que pode ser a taxa de juros, em caso de mercado de capitais perfeito. De (1.4), tem-se que

$$\lambda = \lambda_0 e^{rt} \quad (1.5)$$

Essa equação é conhecida na literatura como *Princípio de Hotelling* e estabelece a trajetória da renda do recurso (diferença entre o preço e o custo marginal de extração), de modo que o produtor seja indiferente entre extrair no presente ou no futuro. Em outras palavras, se o valor-sombra cresce a uma taxa superior à taxa de juros, o ofertante do recurso prefere conservá-lo na jazida e explorá-lo depois, pois o valor da produção no futuro será maior (isto é, o custo de uso tende a crescer). O inverso ocorre se a renda cresce menos que a taxa de juro, quando o produtor prefere extrair todo o recurso no presente. Substituindo o princípio do máximo em (1.5), temos:

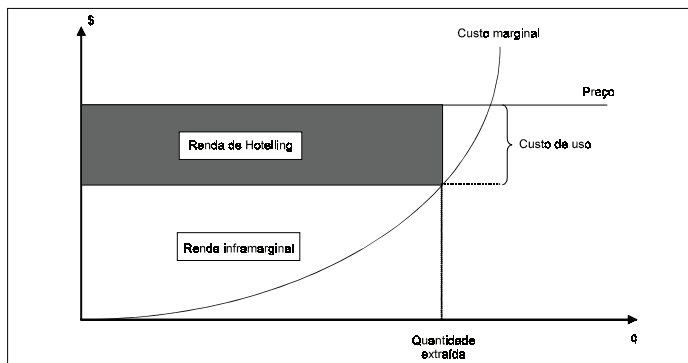
$$p(t) - c = (p_0 - c)e^{rt} \quad (1.6)$$

Como se pode notar por (1.6), de acordo com o que dissemos, a noção de renda mineral está ligada ao tempo. No entanto, o conceito de custo de uso pode ser analisado, em um único instante de tempo, como um componente da renda total do recurso.

O Gráfico 1.1 ilustra os componentes da renda do recurso, para o caso de uma função de custo mais geral: a renda total é a área acima do custo marginal, abaixo da linha de preço e à esquerda do nível de produção. O custo de uso divide essa área em duas partes: o retângulo superior, formado pelo produto entre o custo de uso e a quantidade extraída, constitui a renda de Hotelling, e o resto é o que se

GRÁFICO 1.1

Componentes da renda mineral



pode chamar de *renda inframarginal*, análoga ao excedente do produtor para um bem comum.

É interessante observar como o ponto ótimo de produção dos recursos naturais se situa à esquerda da igualdade entre receita marginal (igual ao preço no mercado competitivo) e custo marginal, porque o produtor deve levar em consideração tanto os custos de produção diretos quanto o custo de oportunidade associado ao adiamento da produção. A renda de Hotelling seria uma compensação ao proprietário pela redução do valor de sua jazida, em decorrência da extração, que torna o recurso indisponível no futuro.

Antes de prosseguir com a análise do custo de uso, deve-se observar que a renda do recurso – ou, mais especificamente, a parcela composta pela renda de Hotelling – está vinculada à finitude do mineral na natureza, na medida em que a sua escassez mede diretamente o valor-sombra de uma unidade adicional do recurso.

Cairns (1990), no entanto, critica a noção de exauribilidade tal qual proposta pelos seus teóricos. Segundo ele, a exaustão do recurso não pode ser considerada um fato estilizado não apenas pelo fato de a humanidade nunca ter se deparado com uma situação dessas, mas também porque o estoque de reservas minerais disponíveis na natureza não é propriamente uma variável exógena, pois ele também depende de descobertas resultantes de decisões de investimento em pesquisa. Assim, Cairns propõe que o problema da exaustão é menos físico do que econômico, na medida em que, por exemplo, uma mina pode ser abandonada em razão da descoberta de alternativas mais viáveis, e não devido ao seu esgotamento. Em síntese, os recursos são não apenas fisicamente dados, mas também endógenos às decisões econômicas e resultam da interação do esforço humano,

das condições econômicas e das dotações naturais. A crítica de Cairns recai sobre os autores que ignoram esse mecanismo. Para ilustrar seu argumento, cita estudos que mostram o comportamento dos preços minerais divergindo no longo prazo daquilo que foi predito por Hotelling, de modo que a exauribilidade do recurso não deve ser considerada um fato tão relevante ou mesmo preocupante.

A despeito da crítica de Cairns, a teoria econômica atribui à limitação física do recurso a emergência de um dos componentes de sua renda. A idéia de que a extração presente impossibilita que gerações futuras usufruam dos benefícios do recurso traz à tona questões de justiça intergeracional e equidade, no sentido de se perguntar o que deve ser feito com a renda de Hotelling obtida pelo proprietário do recurso, para não prejudicar os futuros consumidores.

Hartwick (1977, p. 972-4) explorou essa questão e identificou as condições teóricas que ligam as rendas dos recursos à sustentabilidade econômica. Ele considerou o fato estilizado de um país com apenas um recurso não-renovável e sem fontes de recursos para investimento que não a renda dele obtida, não existindo poupança de outros setores industriais. Hartwick demonstrou que mesmo um país nessa situação-limite 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*.

Voltando ao Gráfico 1.1, a renda de Hotelling é a parcela da renda total que a Regra de Hartwick diz que deve ser investida para sustentar o consumo. A outra parcela, correspondente ao excedente do produtor, pode ser consumida. O resultado de Hartwick é mais a indicação do investimento mínimo necessário para evitar a queda no padrão de vida da população que poderia resultar da crescente escassez do recurso não-renovável, do que o estabelecimento de um nível ótimo de investimento compatível com objetivos desenvolvimentistas.

A idéia por trás da Regra de Hartwick 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 os seus valores-sombra futuros descontados (o preço menos o custo marginal de extração) ou seu custo de uso. A redução do valor do capital quando o recurso é exaurido, correspondente ao valor da mudança de estoque do recurso, é igual ao custo de uso vezes o montante físico extraído, isto é, a renda de Hotelling. Ou seja, como se observa pela restrição de (1.1):

$$\lambda(q) = \lambda \left(- \frac{dS}{dt} \right)$$

Investindo esse montante em capital físico, o país é capaz de manter o seu estoque total de capital⁷ – natural e físico – e, conseqüentemente, suas possibilidades de consumo. Em outras palavras, a Regra de Hartwick estabelece que um país deve usar a renda de seus recursos para financiar a diversificação da economia na direção de atividades mais dependentes de trabalho e capital físico do que de

recursos naturais. Vale ressaltar que, antes mesmo de Hartwick, a literatura sobre recursos não-renováveis procurou analisar o crescimento econômico restringido pela exauribilidade do recurso quando ele é essencial à produção. Alguns exemplos são Sollow (1974a), Stiglitz (1976) e Dasgupta e Heal (1974), que, embora não façam menção explícita à renda de Hotelling, como Hartwick, chegam a conclusões análogas a este quanto à sustentabilidade do consumo ao longo do tempo.

Sintetizando o que foi dito até aqui, a renda dos recursos não-renováveis é formada por dois componentes: a renda inframarginal propriamente dita (ou excedente) e a renda de Hotelling, caracterizada como o produto da quantidade extraída pelo valor-sombra derivado da esgotabilidade do recurso. Isso significa que, mesmo em situações competitivas, existe uma parcela do preço acima do custo marginal de produção, em decorrência do custo de uso, isto é, o valor da produção no futuro, que representa um custo de oportunidade devido ao fato de o recurso existir em quantidade limitada na natureza. Assim, a renda dos recursos minerais é conceitualmente diferente da renda ricardiana, da renda da escassez ou mesmo da renda econômica dos teóricos do *rent seeking*. O que se deve reter é que o proprietário do recurso tem o direito de usufruir dos benefícios dessa renda como compensação pela perda de valor da jazida ao longo do tempo.

1.3. Direitos de propriedade e regulação

Dissemos anteriormente que, mesmo em situações de concorrência, a renda dos recursos naturais não-renováveis emerge, pois sua natureza é diferente das rendas conceituadas por autores como Ricardo, Marshall e outros. Mas, para que isso seja verdadeiro, devemos estabelecer com clareza os limites dessa competição. Ou seja, até então, as situações de concorrência foram tratadas na presença de direitos de propriedade claramente definidos sobre o recurso. Mas, o que acontece quando tal concorrência inclui a disputa por um recurso de propriedade comum?

A existência de uma reserva de recurso natural não-renovável nem sempre pode ser comprovada com facilidade, requerendo, muitas vezes, investimentos consideráveis em exploração e pesquisa. Uma vez confirmada a existência de uma jazida, o objetivo passa a ser avaliar sua extensão, visando identificar o proprietário do recurso que possui o direito de usufruir os seus benefícios. É muito comum que o tamanho de uma reserva mineral se estenda por terras de diferentes proprietários, o que traz à tona a questão dos direitos de propriedade sobre o recurso existente no solo. Esse problema é conhecido na literatura como *campo comum* (*common pool*). Trata-se da situação em que não existe um consenso sobre quem é o verdadeiro proprietário do recurso, pois as reservas se situam em terras de diferentes donos, o que faz surgir um problema de *externalidade* na sua produção. Em limites extremos, a situação de co-propriedade de recursos pode assumir a forma de “livre acesso”, isto é, a multiplicidade de proprietários acaba criando uma situação paradoxal de inexistência de proprietários. Um exemplo estilizado

típico é a “corrida do ouro”, sendo a propriedade definida pelo “primeiro a chegar”.

A solução do problema da propriedade comum é o objetivo crucial do processo de regulação do setor mineral, incluindo o petróleo e o gás natural. Trata-se de uma meta mais importante do que a regulação de preços, já que estes, muitas vezes, são dados pelo mercado internacional. O argumento disso, conforme mostraremos a seguir, é que a presença de externalidades decorrentes da falta de clareza quanto aos direitos de propriedade pode levar a uma situação de extração ineficiente, tendo como consequência a dissipação das rendas do recurso.

A definição de *externalidade* é apresentada por Mas-Colell, Whinston e Green (1995, p. 352) da seguinte forma: “Uma externalidade está presente sempre quando o bem-estar de um consumidor ou as possibilidades de produção de uma firma são diretamente afetados pelas ações de outros agentes na economia.”⁸ Exemplos estilizados de externalidades são a pesca e a poluição, em que os resíduos de uma empresa poluidora de um rio impõem custos à firma pesqueira (externalidade na produção) e aos bens públicos⁹ (externalidade no consumo). A principal consequência da presença de externalidades no sistema econômico é que o equilíbrio competitivo deixa de ser o ótimo de Pareto, ou seja, viola-se o Primeiro Teorema do Bem-Estar. Isso sugere que a externalidade está ligada não apenas a fatores tecnológicos ou sociais, mas é também uma função da inexistência de mercados para determinados bens. Dito de outra forma, na medida em que o mercado não produz mais o máximo de bem-estar (ótimo de Pareto), a presença de externalidades pode advir da própria ausência do mercado. No exemplo anterior sobre poluição, a firma poluente percebe um custo privado de seus resíduos menor que o custo social imposto à firma pesqueira.

A solução dos problemas de externalidade envolve a tentativa de internalizar custos sociais, criando um mercado para o produto em questão. Por se tratar de falhas de mercado, as externalidades criam uma racionalidade para a intervenção governamental no intuito de resolvê-las, de modo a se atingir uma situação ótima de Pareto. A título de exemplo, a firma poluidora deveria arcar com o aumento de custo da firma pesqueira, através de um imposto revertido em favor desta.

No caso da co-propriedade de recursos minerais, como na situação de extensão de um campo sobre múltiplas terras, descrita anteriormente, a externalidade é caracterizada pelo fato de que a decisão de um agente de extrair determinado recurso mineral influencia o estoque disponível para todos os produtores que compartilham a propriedade desse recurso. Em outras palavras, diferentemente do caso anterior, em que há um só proprietário, se um agente deixa de extrair um recurso no presente, não haverá garantias de que o mineral poupado estará no solo no futuro, já que seu *vizinho* pode retirá-lo. Assim, a restrição de (1.1), $dS/dt = -q$, deixa de valer.

A indefinição sobre a propriedade dos recursos acarreta ineficiências na sua extração, já que agora o agente considera que sua ação não afeta necessariamente a reserva do mesmo modo que a afetaria segundo a restrição de (1.1). Ou seja, o

produtor passa a considerar o estoque do recurso exógeno à sua própria decisão, perdendo o controle sobre ele, gerando um incentivo para extraí-lo o mais rápido possível, a fim de evitar que seus vizinhos o façam antes. Como resultado, a trajetória de extração torna-se ineficiente, com excesso de produção, e, conseqüentemente, a renda do recurso mineral, que poderia ser usufruída pelo seu proprietário, se dissipa.

Os efeitos da reserva comum podem ser analisados à luz do instrumental da teoria do controle ótimo, assim como fizemos para o caso de propriedade única e definida. O problema do agente é maximizar o valor presente dos lucros da atividade, nos moldes do problema (1.1):

$$V = \int_0^T [pq(t) - cq(t)]e^{-rt} dt \quad (1.1')$$

Entretanto, a restrição da exauribilidade deixa de valer, já que a percepção individual do produtor é de que sua decisão não afetará o estoque do recurso proporcionalmente à sua extração, pois existem outros produtores disputando a mesma reserva. Assim, o agente tem incentivo para extrair o máximo no menor tempo possível, de modo que o seu problema é maximizar V sujeito a $S = \bar{S}$. É interessante notar como a variável de controle deixa de fazer parte da restrição. O hamiltoniano do problema se torna

$$H = pq - cq + \lambda(0) = pq - cq \quad (1.2')$$

A condição de máximo é

$$p - c = 0 \quad (1.3')$$

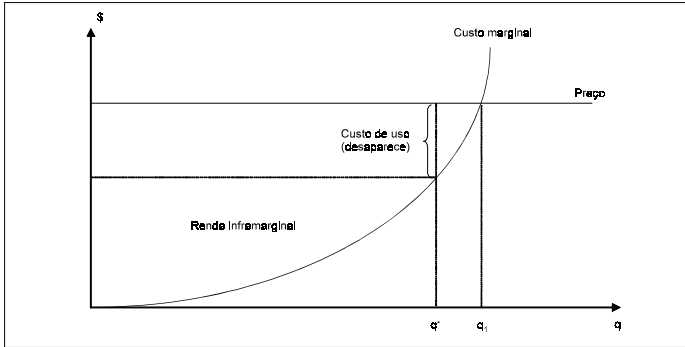
Comparando (1.3') com (1.3), verifica-se que $\lambda = 0$, isto é, o custo de uso é reduzido a zero. Isso significa que o produtor passa a ter a noção de que o valor de sua produção no futuro será nula, já que os seus concorrentes podem extrair o recurso antes dele, ou seja, o custo privado percebido é diferente do custo social de uso, que não é levado em consideração pelos agentes. Trata-se, pois, da presença de uma externalidade que resulta na dissipação da renda de Hotelling e em um nível de produção acima do ponto ótimo.

Esse resultado pode ser visualizado no Gráfico 1.2 a seguir. A produção q_t irá se realizar no ponto em que a receita marginal (preço) é igual ao custo marginal. Como se observa, $q_t > q^*$, onde q^* é a produção ótima para o caso de propriedade única.

Percebe-se, portanto, que a renda de Hotelling se dissipa, de modo que ninguém se beneficia dela e a produção se situa em um ponto acima do socialmente ótimo. É importante advertir que o gráfico pode induzir à interpretação enganosa de que a perda da renda de Hotelling é mais do que compensada pelo aumento do bem-estar da sociedade, em decorrência da produção mais elevada. No entanto, o gráfico não contempla a dimensão temporal da renda de recurso, já

GRÁFICO 1.2

Ausência de propriedade definida eleva a produção para além do ótimo q^* , eliminando o custo de uso e dissipando a renda de Hotelling



que o aumento do excedente no presente se dá, necessariamente, à custa das gerações futuras, pois o mineral extraído se esgota, tornando-se indisponível para a posteridade. O importante a salientar é que, sob co-propriedade, o agente percebe um custo de uso privado menor do que o custo de uso social (caracterizando uma externalidade), induzindo-o à superexploração e, conseqüentemente, ao esgotamento precoce das reservas.

Alguns autores pesquisaram soluções para o problema da reserva comum, a fim de se evitar que a extração predatória dissipasse rendas. Libecap e Wiggins (1984) procuraram avaliar respostas contratuais a essa questão, identificando três possíveis arranjos para racionalizar a produção: a *unificação*, as *quotas* e o *arrendamento*. Os autores analisaram o caso da produção de óleo nos estados de Oklahoma e do Texas nos Estados Unidos, argumentando que apenas as quotas (*prorating*) lograram êxito.

A *unificação* consiste em reunir os proprietários do recurso e compartilhar as responsabilidades sobre o campo, com receitas e custos alocados proporcionalmente entre as firmas. A vantagem desse arranjo, na visão de Libecap e Wiggins, reside no incentivo à maximização das rendas. No entanto, os autores argumentam que se trata de uma solução difícil de alcançar no nível privado, pois existem custos de informação em definir as proporções, que devem ser dependentes da extensão do campo sob a tutela de cada proprietário. Uma variante desse mecanismo é o regime de *arrendamento*, em que uma única firma, sob a permissão dos proprietários, opera o campo, assumindo todos os custos, em troca do pagamento de compensações aos demais ou mesmo da compra dos direitos de propriedade. Trata-se de uma solução com as mesmas vantagens e desvantagens da unificação, além da dificuldade em atingir um acordo entre as partes, devido à falta de clareza quanto aos direitos de cada um.

Apoiados nesses argumentos e em dados da produção de petróleo nos Estados Unidos, Libecap e Wiggins afirmam que esses dois arranjos são difíceis de ser atingidos na prática, o que determinou, de certa forma, o êxito do preestabelecimento de quotas de produção (*prorating*) nesse país. Os autores admitem que se trata de uma solução menos completa que as anteriores, mas é mais flexível, permitindo acordos entre os envolvidos. Sob esse sistema, todas as partes são mantidas operando no campo e a produção de cada uma é controlada por meio da imposição de quotas, de modo que não há necessidade de se estimarem valores e proporções, já que não ocorrem transferências de direitos de propriedade. Esse seria o elemento que determinaria a vantagem dessa solução sobre as demais nos Estados Unidos.

A seguir, os autores tecem algumas considerações sobre os determinantes das quotas de cada parte, ilustrando o argumento com dados que indicam que o incentivo em criá-las é diretamente proporcional ao tamanho das empresas envolvidas, ao passo que as pequenas firmas apresentariam resistências a restringir a sua produção. Isso acontece, segundo os autores, porque a produção das pequenas acaba majorando os custos das grandes, já que a pressão nos poços tende a diminuir com a extração. Por outro lado, as firmas menores têm um incentivo semelhante à da ausência de propriedade, temendo que as grandes firmas se apoderem de uma fração maior dos recursos. Assim, o sistema de quotas padece da mesma instabilidade dos cartéis, em que cada parte, individualmente, teria incentivo para violar o acordo, pois isso acarretaria ganhos acima do normal. Libecap e Wiggins parecem não dar muita importância ao problema, afirmando que as grandes firmas poderiam oferecer concessões nas quotas das pequenas firmas para incentivá-las a participar do arranjo. Em síntese, quanto maior a heterogeneidade das firmas, maior a dificuldade em estimular a participação no sistema de quotas. Apesar disso, esse mecanismo, embora parcial, foi o que mais obteve êxito nos Estados Unidos.

As três soluções para o problema do campo comum descritas envolvem arranjos puramente privados, em que as partes concordam em estabelecer relações contratuais visando racionalizar a produção e, assim, evitar a dissipação de rendas. No entanto, existem dificuldades em incentivar a firma a participar de cada um deles. Em primeiro lugar, as informações requeridas para definir as proporções no caso da unificação e do arrendamento são grandes e, mesmo que se chegue a alguns números, a discordância entre as partes pode comprometer o esquema. Em segundo lugar, o sistema de quotas exige que as firmas sejam razoavelmente homogêneas, o que pode ser difícil de conseguir na prática, e as maiores podem não conseguir atrair as pequenas para o racionamento. Essas considerações criam uma racionalidade para a intervenção governamental. Nas situações em que as soluções eficientes estão fora do alcance do setor privado, o governo pode interferir, criando um aparato regulatório para resolver os problemas decorrentes do campo comum, evitando a exploração ineficiente e a dissipação das rendas minerais, com seus prejuízos em termos de bem-estar para o futuro.

Embora o sistema de quotas tenha funcionado razoavelmente bem nos Estados Unidos, a forma mais recorrente pela qual os governos procuram resolver a

questão do campo comum é o regime de concessões, que se baseia no princípio de que todos os recursos minerais do subsolo, seja no território, seja na plataforma continental, pertencem ao público, representado nos interesses da União (ou de uma instância representativa dos interesses públicos). Com isso, o governo procura resolver de uma só vez o problema dos direitos de propriedade, criando instrumentos regulatórios destinados a gerir as concessões para a exploração dos recursos da União pela iniciativa privada. Além disso, o regime de concessões também é útil para recursos situados em bacias *offshore*, que não costumam ser propriedade privada, o que inviabiliza os três arranjos anteriormente mencionados.

Se os recursos minerais do subsolo são propriedade pública, é do interesse do governo reverter os seus benefícios em favor da população. Assim, o modelo básico de regulação dos recursos não-renováveis prevê a existência de uma autoridade regulatória, representada por uma agência destinada a administrar os interesses públicos personificados na União. Neher (1990) desenvolve um modelo simples de regulação de recursos naturais,¹⁰ que reproduzimos a seguir, adaptando-o para o caso dos recursos exauríveis. Partindo de uma visão normativa da teoria da regulação,¹¹ supõe-se que a extração mineral propicie um benefício à sociedade, representado pela função $B(q)$.¹² Considera-se que $B'(q) > 0$ e que $B''(q) < 0$, isto é, conforme aumenta a quantidade produzida, cresce o benefício, mas as taxas decrescentes. O objetivo do regulador é maximizar o bem-estar social proveniente da atividade, representado pelo benefício líquido dos custos de produção. Supõe-se, agora, uma função de custo mais geral que a anterior, com o estoque do recurso como argumento, na forma $C(q, S)$. Tem-se que $dC/dS < 0$, indicando que os custos de produção crescem conforme a reserva se esgota, devido às crescentes dificuldades em obter o recurso (efeito Jevons). Para fins de simplificação, mas sem perda de significado, o custo pode ser expresso como função linear da quantidade produzida, na forma:

$$C(S, q) = c(S)q, \text{ com } c'(S) < 0$$

O objetivo do regulador é expresso pelo seguinte problema:

$$\text{Maximizar } W = \int_0^T [B(q) - c(S)q] e^{-rt} dt \quad (1.7)$$

sujeito a $\dot{S} = -q$, T é o tempo previsto para a concessão e r é a taxa de juros. O hamiltoniano do problema é:

$$H = B(q) - c(S)q + \lambda(-q) \quad (1.8)$$

Em (1.8), λ é a variável de co-estado, representando o valor-sombra do recurso, ou seu custo de uso. A variável de controle é q e a variável de estado é S . Derivando o hamiltoniano com relação à quantidade e igualando a zero (princípio do máximo), obtemos a condição de ótimo:

$$\lambda = B'(q) - c(S) \quad (1.9)$$

A condição de ótimo indica que o valor-sombra do recurso (custo de uso) é a diferença entre os benefícios marginais e o custo marginal de produção. O estoque S do recurso tem valor porque pode gerar um benefício líquido marginal acima do custo de extração. A equação (1.9) permite compreender por que o governo não tem interesse em permitir o livre acesso: se isso ocorresse, os benefícios marginais não excederiam os custos de extração e a União, como proprietária dos recursos, obteria uma parcela menor de benefícios à custa da dissipação da renda. Deve-se notar, também, que quanto maior o estoque do recurso no subsolo (S), maior o seu valor-sombra, pois $c(S)$ é decrescente.

O modelo de Neher, adaptado tal como descrito, permite compreender a lógica de um regime de concessões: se a União se intitula proprietária dos recursos minerais presentes no subsolo, é natural que ela deseje usufruir seus direitos sobre a renda deles derivada (incluindo a renda de Hotelling) e revertê-la em benefício público, nos moldes propostos por Hartwick. Se houvesse livre acesso e ainda que o governo estabelecesse tributos para auferir rendas da atividade, a parcela correspondente à renda de Hotelling desapareceria, impondo sacrifícios às gerações futuras, pois o recurso tenderia a se esgotar e não haveria investimentos compensatórios em capital, conforme os resultados de Hartwick.

A solução dos problemas de direitos de propriedade e o conseqüente usufruto das rendas de recursos minerais constituem os objetivos primordiais da regulação do setor mineral, incluindo o petróleo e o gás natural, de que trataremos nos capítulos seguintes. Embora possa haver outras formas de regulação, como a imposição de preços-limite, preços diferenciados ou mesmo quotas de produção, tais mecanismos dependem de circunstâncias muito específicas e de interesses próprios de cada país. Além disso, há uma tendência crescente à desregulamentação dos preços de derivados de petróleo, tanto nos Estados Unidos, a partir da administração Reagan, quanto no Brasil, pois a Lei do Petróleo, criada para regular o novo regime institucional do setor, prevê a liberação dos preços dos combustíveis nas refinarias em três anos, sendo que na maioria das regiões ele já é liberado nas bombas. Isso nos autoriza a enfatizar outros aspectos do processo regulatório que não o controle de preços, já que estes podem ser considerados dados pelo mercado internacional.

Por isso, nos capítulos seguintes, iremos estudar as relações entre o governo (representado por uma agência reguladora) e os interesses privados na obtenção de concessões de exploração de petróleo e gás natural, à luz do novo ambiente institucional que está sendo desenhado no Brasil. Até agora, derivamos alguns aspectos gerais a todos os minerais, mas que também se aplicam aos hidrocarbonetos fluidos. O nosso objetivo será analisar como o governo pode usufruir das rendas minerais por via da tributação, sem obstruir os investimentos no setor.

2. Distribuição de riscos e relações entre o governo e os investidores

Dado que a Constituição atribui ao governo a propriedade dos recursos minerais hidrocarbonetos presentes no subsolo e na plataforma continental, é natural que ele deseje usufruir de seus benefícios através da tributação do setor. No entanto, a atividade de exploração de recursos minerais é caracterizada por um nível de incerteza maior que as demais atividades, ou seja, não se trata apenas do risco de mercado próprio da economia como um todo, mas também da existência de incertezas sobre a localização, a extensão e a viabilidade econômica das reservas minerais. Nesse sentido, não apenas a escolha do método de tributação do setor como também a própria relação entre o governo e os investidores privados na indústria do petróleo são essenciais para a percepção do risco por parte dos agentes privados.

Neste capítulo, avaliaremos algumas formas de relacionamento entre o governo e o setor privado para atingir os objetivos de otimizar o nível de investimentos em projetos minerais e, conseqüentemente, maximizar a renda disponível para o setor público. Em primeiro lugar, descrevemos as principais fontes de incerteza para o investidor e as formas como ele reage a tais riscos; em seguida, procuramos analisar de que forma a autoridade governamental, responsável pela regulação do setor, pode contribuir para minimizar os riscos percebidos pelo setor privado; por fim, buscamos responder à seguinte questão: dados os comportamentos dos agentes envolvidos com relação à incerteza, existe alguma distribuição ótima de riscos entre os setores público e privado, tendo em vista a disposição de cada um em suportá-los?

Antecipando o argumento, em algumas situações pode ser melhor o governo assumir uma parte do risco do projeto do que deixar que o investidor o encare totalmente, a fim de evitar distorções no nível de investimentos. Isso, de certa forma, contraria a nova legislação reguladora do setor de petróleo e gás natural no Brasil, que estabelece que toda a carga de custos e riscos deve ser assumida pelos concessionários.

2.1. Fontes de incerteza

No capítulo anterior, partimos da hipótese de que o investidor procura maximizar o valor presente dos seus lucros esperados, a fim de determinar o nível da produção ao longo do tempo. Para isso, é necessário aplicar uma taxa de desconto nos benefícios futuros. Essa taxa de desconto pode ser igual à taxa de juros quando existe a certeza quanto aos retornos esperados e quando existe um mercado de capitais perfeito, isto é, a demanda por fundos do investidor individual não é capaz de alterar a taxa de juros da economia. Na prática, no entanto, os retornos são incertos, alguns investidores têm acesso a melhores fundos que outros no mercado financeiro e as firmas se deparam com riscos pouco controláveis. Assim, as taxas aplicadas pelos investidores para descontar seus lucros futuros podem diferir entre si, sendo afetadas pelas condições de incerteza de cada projeto.

Quando o valor presente líquido do projeto é igual a zero, a taxa de desconto é chamada de *taxa interna de retorno* ou *preço-oferta do investimento*, na nomenclatura de Garnaut e Ross (1983). Quanto maior a taxa interna de retorno, mais atrativo é o investimento, pois, se a taxa que iguala o valor presente líquido a zero é maior que a taxa de desconto utilizada pelo investidor para avaliar seu projeto, o valor presente líquido será positivo. Analogamente, se o preço-oferta do investimento é menor que a taxa de desconto do investidor, o projeto terá valor presente líquido negativo, devendo ser descartado.

Em contexto de incerteza, a taxa de desconto é definida aplicando-se uma função de distribuição de probabilidade (fdp) para os retornos esperados. Quanto maior o risco do projeto (expresso pela maior dispersão da fdp), maior o retorno exigido pelo investidor para poder levá-lo adiante. Uma das formas como o agente incorpora o risco a suas projeções é aplicando um prêmio à taxa de desconto: projetos mais arriscados tendem a ter seus fluxos de caixa descontados a taxas mais altas, como reflexo das incertezas futuras. É o chamado *prêmio de risco*, ou seja, uma parcela adicionada à taxa de desconto que o investidor aplicaria no caso de resultados certos, com vistas a compensar a incerteza do lucro futuro.

As fontes de incerteza¹³ são, basicamente, de três naturezas:

- a) *Risco de mercado* – É o risco próprio ao funcionamento da economia, presente não apenas na atividade extrativa, mas em todos os setores. Caracteriza-se pela incerteza quanto aos movimentos futuros de demanda, à trajetória temporal do preço e aos níveis de custo. Trata-se de um risco que a indústria de petróleo deve administrar da mesma forma que os demais ramos da economia o fazem.
- b) *Risco exploratório* – Próprio da atividade extrativa, caracteriza-se pela incerteza quanto ao tamanho, à localização, à qualidade e à viabilidade das jazidas petrolíferas. Um exemplo desse tipo de risco é o que a literatura classifica como *dry hole* (“buraco seco”), isto é, o fracasso de investimentos em pesquisa de novos campos.

c) *Risco político* – Também chamado de *risco de soberania* (*sovereign risk*), está associado a possíveis ações arbitrárias do governo, como as expropriações (nacionalizações sem as devidas compensações). Em suma, diz respeito à estabilidade política do país e à confiança na manutenção das regras estabelecidas pela agência reguladora.

A reunião desses três componentes compõe o quadro de incerteza com que o investidor se depara. Os dois últimos merecem algum destaque.

O risco, por definição, faz parte de qualquer projeto de investimento. É pouco provável que um investidor, qualquer que seja, conheça de antemão os parâmetros futuros que definirão os retornos de seu projeto, como o preço, a demanda, os custos etc. No entanto, a atividade de produção de recursos hidrocarbonetos apresenta fontes adicionais de incerteza que a caracterizam como de alto risco. Em geral, um projeto é dividido em três fases. Em primeiro lugar, na *exploração*, são necessários grandes investimentos para a obtenção de informações sobre a localização de campos de petróleo. Uma vez localizados tais campos, é necessário mapear os blocos, delimitando a extensão de cada um. Os blocos devem ser divididos em poços, em cada um dos quais se deve avaliar a pressão, o potencial e a qualidade do óleo ou do gás natural. Terminados os investimentos em exploração, vem a fase de *desenvolvimento*, em que são incorridos gastos na criação da infra-estrutura necessária para produzir o recurso, como a construção de plataformas e dutos. Por fim, vem a fase de *produção* propriamente dita. Nessa seqüência, o período de *exploração* é o mais arriscado, pois os grandes investimentos em pesquisa podem resultar em fracasso (buraco seco) ou na obtenção de reservas inviáveis do ponto de vista econômico. O risco exploratório, portanto, é uma peculiaridade do setor extrativo, incluindo o petróleo e o gás natural, o que o torna mais arriscado do que a média da economia.

Além disso, os projetos na indústria petrolífera são de perfis temporais de longo prazo, ou seja, cada uma das fases descritas incorre em anos e até mesmo décadas, de modo que extrapolam mandatos governamentais. Isso faz emergir o risco de que os governos seguintes não respeitem os contratos firmados, criando um ambiente de instabilidade que pode obstruir potenciais investimentos. Em sua forma mais simples, esse tipo de risco político (ou de soberania) pode assumir a forma de alterações unilaterais no regime tributário, no prazo de concessão etc. Em síntese, a *falta de compromisso* da autoridade reguladora com a manutenção das regras do jogo. Em casos mais extremos, o risco de soberania pode incluir instabilidades políticas resultantes de guerras, revoluções e golpes de Estado.

Os investidores privados podem reagir de várias formas a esses riscos. Em primeiro lugar, como mencionado, pode-se aplicar um prêmio de risco à taxa de desconto dos lucros futuros, de modo que quanto mais distante no tempo o resultado, menor o seu peso na determinação do valor presente líquido. Em segundo, os financiadores do projeto podem tentar fazer frente ao risco político, exigindo um pagamento antecipado do empréstimo. É o chamado *pay-back* reduzido, que, de certa forma, como argumentam Garnaut e Ross (1983), equivale à imposição de um prêmio de risco. E em terceiro, os gerentes do projeto, interessados em

evitar perdas, podem impor uma margem de segurança sobre os retornos esperados, estabelecendo uma diferença entre o retorno mínimo esperado e o retorno que, *ex post*, é considerado normal.

O que deve ser destacado é que a forma de reagir ao risco depende do interesse do agente no projeto: banqueiros podem requerer *pay-back* reduzido, acionistas podem aplicar prêmio de risco, ao passo que os administradores podem preferir a margem de segurança. Para efeito de análise, partiremos da hipótese de que o investidor privado aplica um prêmio de risco à taxa de desconto normal, pois tal reação é considerada a mais importante (Garnaut e Ross), representando a maior parte dos interesses envolvidos.

Duas observações devem ser feitas. Em primeiro lugar, a definição de uma taxa de desconto pelo investidor é fundamental para a determinação do volume de rendas potencialmente disponíveis para o governo, pois ela tem uma relação inversa com o valor presente líquido, base para a tomada de decisão de investir: quanto maior a taxa de desconto, menor o valor presente líquido e, conseqüentemente, maior a probabilidade de o projeto não ser eleito como viável. Nesse sentido, é de fundamental importância que as autoridades reguladoras criem um ambiente favorável à manutenção de taxas de desconto apropriadas para não obstruir potenciais investimentos (esse assunto será explorado no tópico seguinte). Em segundo lugar, o governo também está interessado no sucesso dos projetos, já que é proprietário legal dos recursos e tem direito de se apropriar de suas rendas. Assim, os riscos do investidor privado são também, de certa forma, os riscos do governo, pois do sucesso daquele depende a obtenção de recursos por este. Nesse sentido, permitir que a firma concessionária encare sozinha os riscos do projeto pode não ser apropriado do ponto de vista da otimização do nível de investimentos. Essa questão será melhor analisada no último item deste capítulo.

Por fim, devemos ressaltar que podem existir formas especiais de reação ao risco de soberania por parte do investidor privado. Mais especificamente, se o concessionário não confia na estabilidade das regras ou na manutenção do sistema de tributação estabelecido para o setor, ele tende a aplicar uma taxa de desconto maior por conta do prêmio de risco. Em outras palavras, a possibilidade de resultados mais favoráveis do que o esperado poderia levar uma autoridade reguladora pouco comprometida com as regras a alterar o regime de impostos, objetivando abocanhar uma parcela maior da renda, o que representaria um risco adicional; se o governo eleva a carga fiscal além do que a firma antecipou, ele se apropria de parte do retorno do capital, tanto quanto da renda econômica. Assim, a presença do risco de soberania pode ter efeitos na disponibilidade e na distribuição da renda mineral, na medida em que a esperança de mudanças na legislação do setor (na forma de alterações nas regras fiscais) afeta a média e o formato da função de distribuição de probabilidade dos resultados esperados: em geral, trata-se do “medo do pior”, com a redução da média dos retornos e o aumento de sua variância.

De tudo o que foi dito até aqui, ressalta a seguinte questão: que atitudes a autoridade reguladora pode tomar, no que se refere aos tipos de regras impostas e

ao regime de pagamentos escolhido, com vistas a reduzir o risco percebido pelo investidor privado? Procuraremos responder a essa questão na seção a seguir.

2.2. O papel do governo e sua relação com os investidores

As compensações do governo podem ser realizadas por meio de vários esquemas tributários, cada um dos quais com suas vantagens e desvantagens. O regime de impostos sobre o setor de petróleo e gás natural deve obedecer a dois critérios básicos: no primeiro, o regulador assumirá o máximo compromisso com a estabilidade fiscal, a fim de evitar que o investidor perceba certo risco de soberania que prejudique seus investimentos; e, no segundo, o sistema tributário deve ser neutro, no sentido de não obstruir projetos viáveis.

Pode-se classificar os esquemas de pagamentos ao governo, a título de direito de participação, em dois conjuntos básicos: os pagamentos *incondicionais* e os *condicionais*. Os pagamentos incondicionais são aqueles que independem dos resultados do investimento e devem ser realizados obrigatoriamente. Exemplos dessa modalidade são o bônus de assinatura (pagamento realizado no ato de assinatura do contrato de concessão), o leilão de direitos de exploração e a taxa fixa (pedágio de acesso). Os pagamentos condicionais, por sua vez, decorrem dos resultados do investimento ou do nível de produção. Compreendem esse conjunto os *royalties* (porcentagem sobre o valor da produção), o imposto sobre o lucro e o imposto sobre a renda do recurso. Deve-se notar que a distinção entre pagamentos condicionais e incondicionais não se refere à temporalidade da obrigação (antes ou durante a vida do projeto), mas à sua dependência ou não em relação a parâmetros resultantes do investimento. É perfeitamente possível que o pagamento incondicional seja realizado ao longo do tempo.

A presença do risco de soberania e a forma como o governo encara a incerteza afetam as preferências entre essas duas modalidades de pagamento: é interessante observar que, uma vez escolhida a modalidade, o risco assumido pelo governo (se houver) é inversamente proporcional ao risco que a firma enfrenta.

Por um lado, quanto mais incondicional for o pagamento, maior o risco da firma, já que ela pode se deparar com resultados que não compensem a parcela entregue ao governo a título de participação. Por outro lado, nesse caso, o risco do governo será mínimo, pois não dependerá do resultado dos investimentos para obter sua parte. O inverso ocorre quando se trata de pagamentos condicionais: o governo terá sua carga máxima de risco, pois sua participação dependerá da lucratividade ou do nível de produção, que podem ser insatisfatórios, ao passo que o risco da firma será menor, já que as obrigações tributárias são realizadas em proporção aos resultados do investimento.

Um esquema puramente condicional jogará toda a carga de risco para o governo, enquanto os pagamentos incondicionais puros tendem a fazer a firma suportar toda a incerteza. É claro que, na prática, as autoridades reguladoras dos

países não aplicam formas puras, preferindo uma combinação de ambas as modalidades. Além disso, existem várias formas de pagamentos condicionais e cada uma distribui de forma diferente os riscos entre os agentes envolvidos. Por exemplo, um esquema de *royalties* tende a concentrar o risco sobre a firma, ao passo que um imposto puro sobre a renda (incluindo subsídios, em caso de resultado negativo) implica a totalidade da carga de risco sobre o governo.

Do ponto de vista do investidor privado, a disposição para assumir determinada modalidade de pagamento depende do ambiente de estabilidade previsto. Quando o prêmio de risco é a única resposta dos investidores, o risco de soberania aumenta a taxa de desconto aplicada, o que reduz o montante que eles estão dispostos a oferecer como imposto. Esse efeito é maior quanto maior a confiança nos resultados iniciais em relação aos retornos situados mais adiante no horizonte temporal, devido ao impacto diferente de uma taxa de desconto maior em pagamentos adiantados e posteriores.¹⁴ Por outro lado, se existe certo grau de certeza sobre os resultados esperados, a firma pode estar disposta a oferecer um pagamento incondicional máximo igual ao valor presente esperado dos retornos,¹⁵ sobretudo na presença de risco de soberania, ou seja, sob o perigo de alteração unilateral do esquema condicional,¹⁶ de modo que um pagamento único, seja na forma de bônus de assinatura ou de um pedágio de acesso, a livreria de possíveis arbitrariedades posteriores por parte da autoridade reguladora.

Em resumo, quanto menos incerto o resultado e quanto maior o risco de alterações unilaterais no regime fiscal ao longo da vigência da concessão, mais inclinada a firma estaria a aceitar pagamentos únicos e para sempre. Por outro lado, ambientes de estabilidade e retornos incertos tendem a favorecer esquemas condicionais. O Quadro 2.1 sintetiza a questão, em que B representa o pagamento incondicional e C, o condicional:

QUADRO 2.1

Disposição de escolha de modalidade pela firma

RISCO DE SOBERANIA	INCERTEZA QUANTO AOS RETORNOS	
	Alta	Baixa
Alto	C	B
Baixo	C	C

Falta argumentar duas possibilidades: se a firma se depara com um baixo risco político e um baixo grau de incerteza quanto aos resultados (“o melhor dos mundos”), poder-se-ia afirmar que ela estaria disposta a escolher uma combinação de ambas as formas de tributação. No entanto, se supusermos que a firma seja avessa ao risco, ela preferirá o esquema que represente o menor perigo possível para si, que é o condicional, embora, nesse caso, ela esteja menos resistente a aceitar a presença de um componente incondicional. No que se refere ao elevado grau de ambos os riscos, vale o mesmo argumento, só que a firma poderia se recusar a participar de um contrato que incluísse um bônus de assinatura.

Pelo que foi dito, a firma estaria propensa, predominantemente, a oferecer pagamentos condicionais ao governo em troca do direito de concessão. Em uma situação muito específica, quando a incerteza política é elevada e o risco da exploração é baixo, o investidor privado pode estar disposto a oferecer um pagamento incondicional, desde que tenha confiança de que isso o livrará de arbitrariedades futuras.

Do ponto de vista do governo, não faz sentido falar em risco de soberania, já que ele é o responsável pela elaboração do sistema de regulação e, conseqüentemente, das regras fiscais. Assim, a fim de minimizar seu risco quanto à participação na renda do petróleo, ele estará mais propenso a estabelecer um sistema de pagamentos incondicionais. No entanto, deve-se ter em vista que, em muitas situações, existe um certo grau de assimetria de informações entre a agência reguladora e o investidor privado, já que este realizou estudos exploratórios e tem maior grau de conhecimento sobre o teor e a viabilidade das reservas sob sua responsabilidade. Por isso, a agência reguladora pode achar pouco conveniente estabelecer um esquema de pagamento único para conceder o direito de exploração, pois a falta de informação do governo sobre o potencial do recurso pode levá-lo a fixar um valor inadequado para o lance, afugentando potenciais investidores. Por essa razão, a utilização de um esquema de pagamentos condicionais pode ser mais apropriado.

O papel do governo, representado pela agência reguladora, é criar um ambiente institucional adequado para a atração de investimentos no setor de óleo e gás, visando auferir o máximo possível de rendas. Assim, cabe-nos perguntar o que o governo pode fazer para minimizar os riscos percebidos pelo investidor, seja do ponto de vista político, seja quanto aos resultados do projeto.

Existem dois modelos básicos de relações entre governo e investidores privados no setor extrativo: a abordagem da *renda do recurso* e a abordagem da *barganha*, cada uma das quais com hipóteses específicas sobre o ambiente de oferta do investimento (monopólio ou competição).

A abordagem da *renda do recurso*, também conhecida como escola da *Commonwealth*, tem como principais representantes Garnaut e Ross, além de outros, como Penrose e Herfindahl. Segundo essa linha, o governo deve jogar a carga tributária o máximo possível sobre a renda gerada pela atividade extrativa, e não deve extrair além dela. O argumento é que impostos sobre a renda são neutros, no sentido de não distorcerem decisões e perfis de investimento. A incerteza quanto à taxa de retorno dos investimentos e restrições políticas são aceitas, mas trata-se de uma visão normativa do processo regulatório, por prescreverem políticas adequadas do ponto de vista econômico. Deve-se destacar que essa corrente parte da hipótese implícita de que existe certo grau de competição na disputa por concessões, de modo que as firmas só retêm o lucro normal (esperado para induzir investimentos), ao passo que o governo se apropria do excedente.

A abordagem da *barganha*, também conhecida como escola norte-americana, tenta explicar algumas concessões com base em estudos na América Latina e demais países em desenvolvimento. De acordo com essa corrente, as receitas gera-

das pela atividade extrativa dependem das relações de poder no processo de desenho institucional do setor, ou seja, os benefícios provenientes da atividade (renda do recurso, quase-renda, lucros de monopólio e retornos do investimento) são distribuídos entre os setores público e privado através de um processo de barganha política. Trata-se de uma variação da teoria da captura, segundo a qual a autoridade reguladora sofre influências dos interesses privados ao fixar as regras do mercado. Essa visão possui maior grau de realismo quando se trata de monopólio na oferta de investimentos para o setor e vale ressaltar que foi inspirada nas multinacionais que disputavam concessões para a exploração de óleo e gás em países em desenvolvimento do Oriente Médio, em décadas passadas. Entre os representantes dessa escola, podemos citar Vernon, cujo argumento ilustra de modo claro o pensamento da escola. Segundo esse autor, países em desenvolvimento não possuíam leis sobre concessões para a exploração de óleo e gás; tais leis foram elaboradas sob forte pressão das multinacionais, apoiadas por seus países de origem. O resultado desse processo foi o surgimento de ambientes regulatórios fortemente favoráveis às companhias estrangeiras, com estruturas fiscais frágeis. À medida que se verificava o sucesso das concessões iniciais, os governos pressionaram para alterar a legislação com vistas a permitir que o setor público abocanhasse uma parcela maior da renda. Assim, os contratos iniciais foram sendo gradativamente renegociados, apesar das pressões diplomáticas dos países de origem das companhias. Essa constatação fornece uma base para a criação de modelos de barganha nos quais a autoridade reguladora tende a adquirir poder de negociação com o aprendizado obtido diante dos sucessos dos investimentos iniciais.

Não se trata de discutir a validade de cada uma das correntes mencionadas. O que se deve destacar é que o grau de realismo de cada uma delas depende da situação das partes envolvidas. Se o governo é dono do recurso, ele está em uma posição monopolista com respeito à autorização de acesso à exploração; se os candidatos a esse acesso estão em situação competitiva, a autoridade é capaz de extrair receitas iguais à renda esperada do recurso. Por outro lado, se existe monopólio na oferta de investimento, no sentido de não haver substitutos viáveis de um determinado grupo investidor, as relações entre governo e petrolíferas adquirem a forma de um monopólio bilateral, em que a agência reguladora, muitas vezes, cede às influências do setor privado. As razões para a existência de monopólio ou oligopólio na oferta de investimentos vão de características da organização industrial, como integração vertical, economias de escala e acesso a financiamentos, até questões tecnológicas, como a capacidade de exploração em águas profundas.

Em síntese, embora os elementos de barganha em monopólios bilaterais sempre estejam presentes, pode ser possível identificar elementos de um ambiente competitivo, de modo que a abordagem da renda do recurso fornece um bom embasamento teórico para a análise. Deve-se lembrar também que, em face das razões mencionadas no capítulo anterior, a atividade extrativa sempre abre espaço para o surgimento de rendas, independentemente das condições de competição ou concentração do mercado. A vantagem dessa visão é a possibilidade de preservar procedimentos que criem um ambiente institucional estável que reduza os riscos de soberania.

Um primeiro debate sobre a contribuição do governo na minimização dos riscos percebidos pelo investidor é quanto ao estabelecimento de regras *ex ante* ou *ex post*, ou seja, antes ou depois de o investidor obter a concessão. Pelo fato de existirem incertezas quanto ao tamanho e à viabilidade das reservas, o governo pode estar interessado em postergar a definição dos critérios de sua participação, monitorando os resultados para poder estabelecer um arranjo fiscal vantajoso para si, conforme se revelem potenciais de lucro. No entanto, na maioria das vezes, a agência reguladora pode ser forçada a definições antecipadas, se quiser garantir investimentos exploratórios e competição na oferta de investimento, pois a postura de atrasar o arranjo bem como o estabelecimento de cargas fiscais adicionais, diante de lucros inesperados, podem afugentar investimentos futuros em exploração, pela presença de um componente do risco de soberania.

Em termos mais precisos, o estabelecimento de um arranjo antecipado deve supor maior variância dos resultados esperados na avaliação da participação do governo nos benefícios do projeto, o que eleva a taxa de desconto aplicada e, conseqüentemente, reduz a renda total disponível para a União. No entanto, conforme se realizam os gastos exploratórios, a incerteza vai diminuindo, reduzindo a variância dos resultados e a taxa de desconto. Desse modo, verifica-se que a receita do governo poderia aumentar se a carga de impostos fosse alterada. Isso gera um argumento para que a autoridade reguladora atrase a definição das regras fiscais, com vistas a avaliar o potencial dos recursos. Esse atraso, todavia, aumenta o custo da incerteza para o investidor privado, ocasionando impactos negativos em sua disposição exploratória, pois a firma se depara com uma insegurança política adicional por não conhecer com clareza as suas obrigações futuras. Assim, não existe garantia de que o atraso possa aumentar os recursos à disposição do governo, pois investimentos potenciais podem ser descartados.

Sintetizando, sob a ótica normativa da escola da *Commonwealth*, uma agência reguladora que procura maximizar a renda mineral disponível para o governo deve implementar o conjunto de regras (incluindo as fiscais) antes de se definirem as concessões, sobretudo quando as firmas interessadas operam em condições competitivas. Vale ressaltar que as regras prefixadas não são garantia de compromisso assumido pela autoridade reguladora. É necessário criar um ambiente de credibilidade, a fim de dissipar ameaças de alterações unilaterais na legislação ao longo da execução do projeto.

Por fim, deve-se mencionar que a abordagem da renda do recurso, na qual se baseiam os conselhos de definição antecipada de regras, pressupõe competição na disputa por concessões no setor. Entretanto, Carnaut e Ross (1983) argumentam que o arranjo antecipado é aconselhável mesmo na situação de monopólio, pois o poder de barganha do governo tende a crescer conforme o potencial do projeto vá se revelando, ocasionando os mesmos desincentivos exploratórios se houver a possibilidade de fixação de regras *ex post*.

Um outro debate, intimamente relacionado ao anterior, diz respeito ao estabelecimento de regras *estáveis* ou *flexíveis*. Trata-se de uma discussão presente não apenas na regulação dos setores de óleo e gás, mas na teoria da regulação como

um todo. No caso específico dos recursos extrativos, esse debate adquire características próprias, em decorrência do perfil de longo prazo dos projetos envolvidos e das peculiaridades da função de custo.

O maior argumento a favor da adoção de regras estáveis, no sentido de manter a carga fiscal ao longo do tempo independentemente dos resultados obtidos, é a minimização do risco de soberania. Em outras palavras, firmas que se deparam com possibilidades de alterações unilaterais do regime tributário tendem a aplicar um prêmio à sua taxa de desconto a fim de fazer frente a esse risco, o que reduz a renda econômica, pois projetos outrora viáveis podem ser abandonados. Assim, o governo também teria interesse em adotar arranjos estáveis, para evitar perdas de receitas potenciais. Vale ressaltar que a adoção de regras estáveis não significa que os contratos devam permanecer imutáveis e a carga fiscal inalterada durante toda a vida do projeto, pois renegociações periódicas podem ser necessárias. O essencial é que a firma deve prever a possibilidade de mudança nos montantes pagos ao governo, de modo que os contratos devem conter cláusulas de revisão automática, para não abrirem espaço a pressões políticas irracionais.

Além da questão do risco político, Osmundsen (1998) aponta uma outra razão para a necessidade de adoção de um arranjo estável. Analisando os impactos da assimetria de informação na apropriação de rendas pelo governo, bem como o esquema ótimo de incentivos sob essa situação, argumenta que as funções de custo das firmas petrolíferas apresentam uma peculiaridade crucial: elas dependem inversamente do tamanho das reservas, de modo que a continuidade da extração, ao reduzir o montante de petróleo disponível no campo, tende a elevar o custo de produção. Dessa forma, existe uma relação de dependência temporal entre as funções de custo nas diversas etapas do projeto, resultando na alteração das condições de lucratividade em cada uma delas. Portanto, Osmundsen sugere que os termos do acordo sejam oferecidos de uma única vez, no início do período de concessão.

A flexibilidade das regras, por outro lado, pode ser defendida do ponto de vista dos benefícios do governo. No momento da realização da concessão, não existe clareza quanto aos potenciais de lucratividade do investimento, e as condições fiscais podem se revelar insatisfatórias para a União. Assim, conforme os resultados superem as expectativas, pode haver pressões políticas para que se aumentem os impostos sobre o setor. A revisão dos termos contratuais, sobretudo se existir baixo grau de competitividade na oferta de investimento, pode ser conduzida sem elevar a percepção de instabilidade futura, desde que haja critérios transparentes e ausência de arbitrariedades políticas. Além disso, o governo pode desejar renegociar os parâmetros da concessão em caso de descoberta de um campo bem maior do que o esperado, em situações em que a atração de novos investidores for difícil.

A prescrição, em síntese, é pela adoção de regras estáveis com vistas a evitar a percepção de risco de soberania pelo investidor. Se houver necessidade de revisão de regras, o processo de renegociação deve ser conduzido com critérios econômicos e longe de pressões políticas. A renegociação é menos danosa quanto maior o poder de barganha da firma.

Por fim, um último debate sobre a contribuição do governo para a estabilidade do ambiente diz respeito ao estabelecimento de regras gerais ou *ad hoc*. Quanto a isso, não existe um consenso claro, tanto em termos teóricos quanto práticos, já que a importância relativa de cada sistema varia de país para país.

A escola norte-americana propõe arranjos *ad hoc*, ou seja, os termos fiscais devem ser negociados para cada projeto específico. A vantagem é permitir ao governo coletar rendas de alguns empreendimentos cuja carga de impostos não seria suportada por outros projetos. No entanto, a grande desvantagem das regras *ad hoc* é que elas exigem um conjunto grande de informações *ex ante* quanto ao potencial das reservas, o que quase nunca é possível. Assim, os acordos caso a caso serão mais apropriados se as negociações forem realizadas após a conclusão da fase de exploração ou quando as negociações forem tardias, associadas a monopólio bilateral.

As regras gerais, por sua vez, são mais vantajosas do ponto de vista da baixa informação necessária sobre os projetos individuais e dos baixos custos administrativos decorrentes disso. Além disso, evitam-se atrasos no processo licitatório que poderiam resultar da necessidade de obtenção de informações. Trata-se de um procedimento adequado para situações pré-exploração. Mesmo sob a ótica da barganha, as regras gerais são defensáveis, pois poderiam aumentar a força da agência reguladora, criando um ambiente de credibilidade essencial para a manutenção da estabilidade, já que elas, estabelecidas em instâncias elevadas da legislação, possuem maior probabilidade de serem estáveis do que as regras *ad hoc*. As regras gerais, todavia, podem reduzir as rendas disponíveis para o governo, ao obstruírem alguns investimentos que não suportariam a mesma carga fiscal imposta a outros projetos.

Deve-se ter em vista que, no que se refere à generalidade ou individualidade dos arranjos, não existe uma superioridade clara de um tipo de regras em relação a outro, já que cada um possui seus méritos e seus problemas, conforme descrito. A adoção de um ou outro depende de circunstâncias próprias de cada país, como o grau de definição institucional do setor, das informações possuídas pela agência reguladora e do poder de barganha dos agentes envolvidos.

Dos três debates expostos de forma sucinta nesta seção, podemos inferir que um ambiente regulatório adequado, no sentido de reduzir as incertezas para o investidor privado e aumentar a receita esperada para o governo, deve compreender a adoção de regras anteriores ao início dos projetos, estáveis ao longo do tempo e gerais para todo o setor, isto é, evitando as negociações caso a caso. No entanto, essa conclusão é válida sob a ótica da escola da renda do recurso, que destaca o papel do ambiente competitivo em suas sugestões de política econômica. O procedimento mais adequado depende da situação de cada país na criação do aparato institucional do setor de petróleo e da fase dos projetos de investimentos em que ocorrem as negociações.

Como considerações conclusivas, podemos dizer que cada um dos modelos de relações entre a União e os investidores privados possui seus méritos relativos.

Garnaut e Ross, notórios defensores da *Commonwealth*, admitem que a escola norte-americana é boa para explicar concessões em períodos pós-coloniais, em que os governos procuravam rever contratos desvantajosos estabelecidos no passado. Mas, com o passar do tempo, caminhou-se para processos mais competitivos; e, se os governos seguissem as recomendações da escola da barganha, estariam abrindo mão de receitas desnecessariamente, pois de maneira involuntária aumentariam os riscos políticos. O grande objetivo da autoridade reguladora deve ser criar um ambiente institucional estável, sem riscos de soberania e com grande credibilidade da agência na manutenção de compromissos, o que conduz às análises da escola da renda do recurso. Vale notar também que, como apontam Garnaut e Ross, a escola norte-americana não oferece resposta para a razão da existência de monopólios. Estes podem se dar por motivos já mencionados (tecnologia, escala etc.), como também por questões políticas, como a distribuição arbitrária anterior de direitos de concessão (o caso da Petrobras no Brasil). Esse segundo tipo de restrição pode ser revisto, aumentando o grau de competição na oferta de investimentos na indústria do petróleo. É isso o que vem fazendo o Brasil, que será assunto do último capítulo deste trabalho.

2.3. Distribuição de riscos entre o governo e os investidores

Como mencionamos, uma das formas pelas quais o governo pode resolver o problema do livre acesso aos recursos minerais, como o petróleo e o gás natural, é definindo a União como sua proprietária, de modo que as atividades de exploração exijam sua autorização. Os direitos de propriedade sobre o petróleo são concedidos à iniciativa privada em troca de compensações, na forma de pagamentos condicionais ou incondicionais. Argumentamos antes que os pagamentos que dependem de resultados do investimento representam uma carga menor de risco para as firmas. O governo, por sua vez, tem interesse no sucesso dos projetos, já que isso resulta em maiores rendas disponíveis para si. Essa constatação nos remete à seguinte questão: em face das distintas reações dos agentes à incerteza, existe alguma forma ótima de distribuição de riscos?

Leland (1978) analisou essa questão para o caso dos contratos de concessão na forma de *leasing*, nos quais os concessionários devem pagar *royalties* ao poder público. O argumento principal é que diferentes tipos de pagamento (*royalties*, imposto sobre o lucro, bônus de assinatura) têm diferentes implicações na partilha dos riscos da exploração, do desenvolvimento e da produção. Os principais elementos do modelo encontram-se a seguir.

Seja P o esquema de pagamentos estabelecido no contrato de concessão. Este pode ser um pedágio único de acesso, uma porcentagem fixa sobre o valor da produção (*royalty*), um imposto progressivo sobre o lucro ou um imposto sobre a renda do recurso. O montante que é auferido pelo governo a título de participação depende do valor presente líquido do projeto, V , de modo que $P(V)$ é o total arrecadado em tributos sobre a indústria do petróleo. O problema é que V só se torna

conhecido conforme os gastos exploratórios vão se efetuando, de modo a avaliar o verdadeiro potencial das reservas. Assim, mudanças no valor esperado de V resultantes de acúmulo de informações podem resultar em alterações em P , o que implica diferentes cargas de risco para as partes envolvidas. Leland caracteriza dois casos-limite, de acordo com o valor da derivada $dP(V)/dV$, que mede o grau de transferência de risco para o governo:

Caso 1: $\frac{dP(V)}{dV} = 0$, ou seja, o esquema de pagamentos é fixo e não se altera

com as variações no valor presente líquido esperado. Trata-se de um esquema puramente incondicional, em que o governo não assume nenhum grau de risco, jogando-o integralmente para a firma investidora.

Caso 2: $\frac{dP(V)}{dV} = 1$, representando um sistema condicional puro. Nessa situação,

o volume de pagamentos se altera na exata proporção das modificações no valor esperado do projeto. Nesse caso, é o governo que assume toda a carga de risco, já que a firma só realizará pagamentos, na forma de tributos, de acordo com o resultado de seus investimentos.

É claro que esses dois casos representam situações-limite e nenhum governo escolhe um esquema puro de pagamentos, já que isso pode distorcer o risco percebido pelos agentes privados. Na prática, o grau de transferência de risco, $dP(V)/dV$, varia entre 0 e 1.

A partir de cada um dos interesses envolvidos, Leland define $U(\cdot)$ e $W(\cdot)$ como funções de utilidade do investidor e do público (as quais, dadas as hipóteses sobre a propriedade do mineral, são a própria função de bem-estar social proveniente do recurso), supostas côncavas e diferenciáveis. Além disso, por argumentos já mencionados, supõe-se que tanto o governo quanto o investidor são avessos ao risco, ou seja, $U'(\cdot) > 0$, $U''(\cdot) < 0$,¹⁷ $W'(\cdot) > 0$ e $W''(\cdot) < 0$.

O objetivo do governo é maximizar

$$\int_{\underline{V}}^{\bar{V}} W[P(V)]f(V)dV \quad (2.1)$$

sujeito a

$$\int_{\underline{V}}^{\bar{V}} U[V - P(V)]f(V)dV \geq U(0) \quad (2.2)$$

onde $f(V)$ é a função de densidade de probabilidade do valor presente líquido do projeto. Vale notar que a suposição de que o governo e o investidor partilham da mesma função de distribuição de probabilidade não compromete o resultado que desejamos mostrar.

Em outras palavras, (2.1) e (2.2) indicam que o governo procura maximizar os benefícios provenientes de sua participação no setor petrolífero e revertê-los em favor da sociedade, sob a restrição dos benefícios que a firma auferre para si, caracterizados pela diferença entre o valor presente líquido do projeto, V , e o montante pago ao governo a título de impostos, $P(V)$. A relação (2.2) também é conhecida como restrição de participação e, para efeitos de normalização, supõe-se que $U(0) = 0$.

As condições de primeira ordem, provenientes da maximização do lagrangeano com relação a P ,¹⁸ são:

$$W'[P(V)] - \lambda U'[V - P(V)] = 0 \quad (2.3)$$

para todo $V \in [\underline{V}, \bar{V}]$. Mostra-se, para essa classe de problemas, que o multiplicador λ é constante (Chiang [1992, Cap. 6]).

Por fim, é importante definir o conceito de *grau de aversão absoluta ao risco*, de Arrow-Pratt, presente na teoria da utilidade esperada de Von-Neuman e Morgenstern. Dada uma função de utilidade com relação à riqueza, $U(\cdot)$, o grau de aversão absoluto ao risco (AR) pode ser definido como:

$$AR = -\frac{U''(\cdot)}{U'(\cdot)}$$

Dado que $U''(\cdot) < 0$, o AR é sempre positivo. Quanto maior esse índice, maior a aversão ao risco do agente.

Esses resultados nos permitem enunciar um importante teorema:

Teorema (Leland, 1978) – Quanto menor a aversão ao risco do governo em relação à aversão ao risco da firma, maior é a divisão de riscos no contrato ótimo.

Prova – A relação entre os graus de aversão ao risco do governo e da firma (AR_G/AR_F) pode ser escrita como:

$$\frac{AR_G}{AR_F} = \frac{-W''[P(V)]/W'[P(V)]}{-U''[V - P(V)]/U'[V - P(V)]}$$

Derivando (2.3) com respeito a V e substituindo λ e $dP(V)/dV$ nessa equação, tem-se:

$$\frac{dP(V)}{dV} = \frac{AR_F}{AR_F + AR_G} \quad \text{ou} \quad \frac{dP(V)}{dV} = \left[1 + \frac{AR_G}{AR_F} \right]^{-1} \quad (2.4)$$

De (2.4), conclui-se que quanto menor AR_G , em relação a AR_F , $dP(V)/dV$ tende a 1, favorecendo um esquema de pagamentos puramente condicional, com a carga de risco sobre o governo; por outro lado, quanto menor AR_F , mais $dP(V)/dV$ se aproxima de 0, ou seja, maior deve ser o risco da firma, com pagamentos incondicionais.

O teorema de Leland fornece uma pista fundamental sobre o esquema ótimo de pagamentos para se atingir uma distribuição de riscos adequada. Desse teorema, segue um corolário:

Corolário – O esquema de pagamentos puramente incondicionais (Caso 1) só é ótimo se a firma é neutra ao risco (ou seja, $AR_f = 0$); por outro lado, se o governo for neutro ao risco ($AR_C = 0$), o esquema de pagamentos condicionais (Caso 2) é ótimo. Por fim, se ambos são neutros ao risco, qualquer esquema de pagamentos é ótimo.

A lição fundamental a se extrair do teorema e do corolário é que, dado que tanto o governo quanto o investidor privado são avessos ao risco, então $0 < dP(V)/dV < 1$, ou seja, uma distribuição ótima de riscos envolve uma combinação de pagamentos condicionais e incondicionais.

Uma observação interessante é que, quando os graus de aversão absoluta ao risco do governo e das firmas são constantes em relação a V , o esquema de pagamentos ótimo é linear. Isso pode ser verificado por meio da solução da equação diferencial (2.4) para AR_f e AR_C constantes:¹⁹

$$\begin{aligned}dP(V)/dV &= \beta \\ P(V) &= \alpha + \beta V\end{aligned}\tag{2.5}$$

onde α e β são constantes, $\beta \in [0, 1]$. Nesse caso, o contrato ótimo inclui a criação de um sistema que contemple um leilão (bônus de assinatura) com um imposto que é função do valor presente líquido do projeto (imposto sobre a renda, por exemplo). Deve-se ressaltar que a constância do grau de aversão absoluta ao risco em relação à riqueza só é válida para uma classe muito específica de funções de utilidade: a exponencial.²⁰

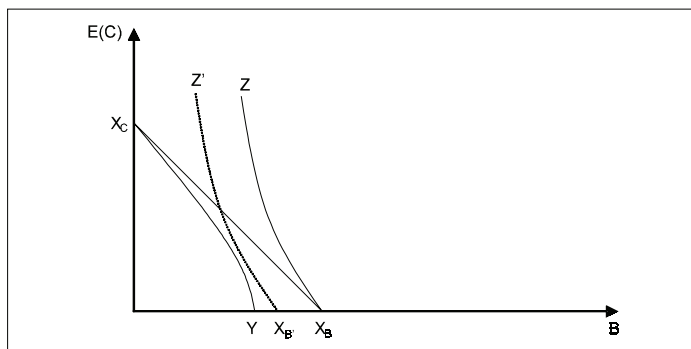
As principais conclusões do teorema e do corolário de Leland podem ser visualizadas no Gráfico 2.1, conforme fizeram Emerson e Garnaut (1984). No eixo horizontal, encontra-se o pagamento incondicional (B) e, no eixo vertical, a esperança dos pagamentos condicionais ($E(C)$), já que estes dependem de parâmetros conhecidos *a posteriori*. Suponhamos, inicialmente, que tanto a firma quanto o governo sejam neutros ao risco, ou seja, suas curvas de indiferença quanto às preferências de formas de pagamento são lineares, representadas por $X_C X_B$. Pode-se notar no gráfico que, no ótimo, ambas as curvas coincidem, tornando qualquer distribuição de riscos ótima. Isso porque, em qualquer situação, a receita esperada pelo governo e os lucros esperados pelas firmas não se alteram.

Agora, suponha-se que a firma seja avessa ao risco, enquanto o governo seja neutro. Nesse caso, a curva de indiferença da firma, $X_C Y$, será côncava em relação à origem, e o ponto ótimo, quando a União maximiza o bem-estar público sujeito ao benefício da firma, é representado pelo ponto X_C . Assim, o esquema de pagamentos ótimo seria puramente condicional.

Vale registrar também que a análise gráfica nos permite estudar a situação atípica em que o governo é avesso ao risco, enquanto a firma investidora é neu-

GRÁFICO 2.1

Contrato ótimo dada a aversão ao risco



tra.²¹ Nesse caso, a curva de indiferença do governo é representada por $X_B Z$, convexa à origem, pois agora ele requer uma compensação para participar do esquema condicional ($E(C) > B$). O ponto de tangência entre as curvas ocorre no ponto X_B , isto é, o contrato ótimo deveria ser composto apenas pelo pagamento da licitação (leilão, bônus de assinatura etc.)

O caso mais interessante é aquele em que tanto o governo quanto a firma investidora são avessos ao risco. Quando isso acontece (e é de se supor que seja a situação mais verificada na prática), o contrato ótimo deve envolver uma combinação de pagamentos condicionais e incondicionais, conforme atestado pelo teorema de Leland. Em termos gráficos, esse resultado pode ser visualizado pela tangência das curvas $X_C Y$ e $X_B Z'$, que representa a solução de (2.1)-(2.2). A demonstração de que esse ponto de tangência existe, quando a firma e a agência são avessos ao risco, é direta: no ponto X_C , a inclinação de $X_B X_C$, que é constante, é igual à inclinação de $X_C Y$, enquanto no ponto X_B a inclinação de $X_B X_C$ é igual à de $X_B Z$. Como $X_C Y$ tem inclinação maior (em módulo) que a de $X_B X_C$ em todos os demais pontos e $X_B Z$ tem inclinação maior que a de $X_B X_C$ em todos os seus demais pontos, deve haver algum ponto interior no qual $X_C Y$ e $X_B Z$ têm a mesma inclinação.

Do que foi dito, podemos concluir que, quando a União e a firma forem avessos ao risco, a solução ótima para o contrato entre ambas envolve uma combinação de pagamentos condicionais e incondicionais; se o grau de aversão ao risco entre ambas é igual em termos de medida de Arrow-Pratt, o resultado ótimo contém B e $E(C)$, de igual valor presente; se a firma é mais avessa ao risco que o governo, então $B < E(C)$, em termos de valor presente.

O fato de o grau de aversão ao risco do governo ser menor que o da firma tem como principal consequência a diferença de avaliação de ambos sobre o pro-

jeto de investimento. Isso significa que a autoridade pública pode aplicar uma taxa de desconto inferior à aplicada pela firma sobre os resultados futuros previstos. Quanto mais a taxa de desconto pública for inferior à privada, mais os pagamentos condicionais são favorecidos na solução ótima, pois indica que o governo espera a obtenção de benefícios maiores que os estimados pela firma, que, desse modo, poderia rever seus investimentos diante de um contrato que jogasse a maior parte do risco para ela. Por outro lado, na eventualidade de uma taxa de desconto pública maior que a privada (pelo fato de o governo ser mais avesso ao risco que a firma, ou por um problema de assimetria de informação), mais B deve ser favorecido na solução ótima, pois a firma estaria prevendo resultados melhores do que o governo estima, podendo, dessa forma, arcar com uma parcela maior de risco.

Já que a solução ótima, na maioria dos casos, deve envolver a presença de um componente incondicional no esquema de pagamentos, cabe-nos fazer algumas considerações sobre os determinantes da quantia ofertada pela firma. Esse assunto faz parte da teoria dos leilões e está além das pretensões deste trabalho, mas podemos fazer algumas analogias, utilizando a teoria da escolha sob incerteza.

Enquanto o pagamento fixo é pago com certeza ao fim do leilão de licitação, resultando em $E(B) = B$, os pagamentos condicionais dependem de parâmetros incertos no momento da assinatura do contrato, de modo que $E(C)$ representa o valor presente esperado dos impostos condicionais, avaliados à taxa de juros livre de risco. O procedimento-padrão é o anúncio dos parâmetros que determinarão C no edital da licitação; se o grau de risco de soberania for quantificável na avaliação da firma, o conhecimento dos determinantes de C (alíquotas, fatos geradores, regras de apuração etc.) leva as firmas a decidirem ofertar B . O lance é então formulado através da inclusão do valor presente líquido esperado na função de utilidade do candidato. O que ele está disposto a oferecer corresponderia ao *equivalente de certeza*,²² isto é, ao montante cujo nível de utilidade para a firma é igual à utilidade esperada do projeto. Em termos mais precisos,

$$U(B) = E[U(V)]$$

onde V é uma variável aleatória que representa o valor presente líquido. Se a firma é avessa ao risco, $U(.)$ é côncava em relação a V , de modo que $B < E(V)$, implicando que $E(V) - B > 0$. Isso requer que a esperança do valor presente líquido após o imposto seja positiva, isto é, o valor presente líquido pré-imposto deve ser mais elevado, para induzir o investimento. Essa constatação sugere que sistemas tributários que não alterem o sinal do valor presente líquido esperado são fundamentais para que haja disposição de investir e, conseqüentemente, haver ofertas em leilões. Portanto, em situações de aversão ao risco, dados os parâmetros condicionantes de C previamente anunciados, em situações de competição, a firma irá oferecer um lance que torne $E(V)$, após o imposto, igual a um mínimo requerido para que o investimento seja atraente, isto é, $E(V) - B = \text{valor mínimo desejável}$.

Por outro lado, se a firma é neutra ao risco, $U(.)$ será linear com relação a V , resultando em $B = E(V)$. Nesse caso, sob pressão competitiva, o investidor irá ofertar

um montante que torna $E(V)$ pós-pagamento igual a zero (isto é, $E(V) - B = 0$). Em outras palavras, a firma irá oferecer o montante igual ao valor presente líquido esperado do projeto. Sob neutralidade ao risco, também é desejável que a agência reguladora construa um sistema tributário que não altere o sinal esperado de V (ou seja, não transforme um lucro esperado positivo em negativo).

Podemos sintetizar o que foi analisado neste capítulo da seguinte forma:

- a) O setor de petróleo e gás natural é caracterizado por níveis de incerteza bastante peculiares, devido à questão exploratória, o que torna o risco uma variável mais que fundamental na determinação da disposição de investir. Além do risco exploratório, o risco político é levado em conta pelo investidor. A principal forma como o agente privado reage ao risco é aplicando um prêmio na taxa de desconto utilizada para avaliar os resultados esperados do projeto: quanto maior o prêmio de risco, maior a taxa de desconto efetiva, reduzindo o montante de rendas disponíveis para o governo, pois diminui a disposição de investir das firmas. O papel da agência reguladora deve ser assumir compromisso com regras estáveis, gerais e ex ante, para manter taxas de desconto adequadas.
- b) A forma como o setor é tributado é fundamental para a percepção do grau de risco pelo agente privado. Pagamentos incondicionais tendem a jogar toda a carga de risco para a firma, ao passo que o governo assume uma parcela maior dele quando estabelece um esquema de pagamentos condicionais aos parâmetros do investimento, em especial o valor presente líquido.
- c) Dado que tanto o governo quanto a firma investidora são avessos ao risco, o contrato ótimo de concessão deve envolver uma combinação de leilão com pagamentos condicionais.

Dois observações devem ser feitas. Em primeiro lugar, partimos da hipótese de que o principal fator que influencia o grau de risco percebido pelo investidor é o regime tributário adotado. Dentro do conjunto de pagamentos condicionais, há aqueles que jogam maior risco para a firma e os que jogam maior risco para o governo, ou seja, alguns esquemas tributários exercem menos efeitos distorcivos sobre o nível de investimentos do que outros. Esse será o objeto de estudo do próximo capítulo.

Em segundo lugar, antecipando um pouco o tema do último capítulo, o desenho institucional do novo mercado de petróleo e gás natural no Brasil assume explicitamente que a maior carga de risco deve ficar por conta do concessionário. Dados os argumentos até aqui apresentados, percebemos que isso pode não ser adequado, pois investimentos podem deixar de ser feitos, reduzindo rendas disponíveis para o governo.

3. Tributação e neutralidade na indústria do petróleo

O elevado grau de sensibilidade ao risco dos empreendimentos do setor de petróleo e gás natural e o direito do governo de usufruir das rendas dessa atividade fazem emergir a importante questão sobre os tipos de tributos mais adequados para cumprir os objetivos de otimização do nível de investimentos e maximização de rendas para a União. Em outras palavras, o setor sofre cargas fiscais especiais pelos benefícios do governo, ao mesmo tempo que o grau de risco percebido pelo investidor é fortemente sensível ao regime tributário exercido.

Neste capítulo, estamos interessados em avaliar algumas formas típicas de tributo sobre o setor, com vistas a identificar as qualidades e os defeitos de cada modalidade no cumprimento de alguns critérios desejáveis do ponto de vista regulatório. Já dissemos anteriormente que os sistemas de pagamentos que dependem do valor presente do projeto reduzem o grau de incerteza da firma, transferindo-o para o governo. Desse modo, os regimes tributários que recaem predominantemente sobre a renda do recurso tendem a distribuir melhor os riscos entre a União e as firmas.

No item 3.1, apresentamos os principais critérios para a avaliação dos benefícios governamentais; no item 3.2, analisamos algumas modalidades de acordo com os critérios apresentados; por fim, no item 3.3, abordamos algumas limitações da análise de tributação neutra, devido a problemas de assimetria de informação, resultando em soluções de “segundo melhor”.

3.1. Critérios de avaliação

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 em maximizar suas receitas decorrentes da tributação sobre o setor. Assim, é necessário criar um regime fiscal que cumpra estes dois objetivos básicos: otimizar o nível de investimentos e maximizar as rendas disponíveis para o governo.

Em termos gerais, neutralidade e maximização da 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, representa 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 mínima. 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. Nesse sentido, 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 a esses critérios, nem todos têm a mesma facilidade de *implementação* ou *administração*. Alguns impostos podem exigir um conjunto complexo de informações, o que inviabiliza sua prática ou encarece seu gerenciamento, pois podem surgir dificuldades para fixar parâmetros adequados; outros podem carecer de capacidade de *enforcement*, isto é, pode haver resistências políticas ou econômicas à sua operação.

Em síntese, os tipos de impostos devem ser avaliados segundo cinco critérios: 1) neutralidade; 2) estabilidade; 3) distribuição de riscos entre governo e investidores; 4) maximização de receitas para o governo; e 5) implementação e administração. Analisemos cada um dos critérios com mais detalhes.

1) *Neutralidade* – O conceito de tributação neutra não está relacionado apenas à indústria do petróleo, pois advém da teoria das finanças públicas. Um imposto é classificado como neutro se não é capaz de desviar recursos de um setor para outro, isto é, se não altera as decisões de investimento que seriam tomadas em sua ausência. O esforço básico da teoria da tributação ótima reside na definição de modalidades tributárias que atendam a tais requisitos.

No que se refere à indústria do petróleo, a neutralidade dos impostos envolve questões mais delicadas, pois cada tributo tem um impacto direto no nível de

risco percebido pelo agente privado. Nesse sentido, para um imposto ser considerado neutro, ele não deve influenciar as expectativas do investidor quanto aos riscos do projeto, pois isso alteraria a taxa de desconto aplicada nos fluxos de caixa futuros esperados, diminuindo a atratividade do investimento.

Um imposto neutro deve obedecer a dois requisitos fundamentais: em primeiro lugar, não deve alterar o sinal estimado do valor presente líquido esperado para um projeto, isto é, se um investimento possui valor presente líquido positivo, qualquer imposto incidente sobre ele deve preservar sua viabilidade, mantendo seu valor presente positivo. Em segundo lugar, não deve alterar a ordem de elegibilidade dos projetos, ou seja, a tributação neutra deve ser capaz de preservar a classificação dos projetos segundo sua ordem de lucratividade.

Como veremos adiante, um imposto que não atende ao princípio da neutralidade resulta em impactos distorcivos não apenas sobre o nível ótimo de investimentos na fase exploratória, mas também sobre a fase de produção, desviando a trajetória de extração daquela fase considerada ótima do ponto de vista da teoria de exploração de recursos não-renováveis. Portanto, a escolha de um imposto mais próximo possível da neutralidade deve ser um dos objetivos do desenho institucional do setor de petróleo e gás.

2) *Estabilidade* – As regras de incidência e as condições de operacionalidade de cada imposto levantam dúvidas quanto à sua solidez, pois, dependendo do mecanismo tributário escolhido, o investidor pode considerar a carga fiscal vulnerável a alterações unilaterais por parte da entidade reguladora. Conforme já argumentamos no capítulo anterior, a possibilidade de mudanças nas regras do jogo, sem a devida negociação com o investidor privado, pode acarretar a inclusão do risco de soberania nas previsões. Como consequência, a disposição de investir é abalada e a capacidade tributária é afetada, pois o agente privado se torna menos disposto a oferecer recursos à União, em decorrência da queda da lucratividade esperada.

Os projetos da indústria do petróleo são de longa maturação, compreendendo três fases distintas, sendo a de exploração a mais sensível. O conjunto dessas fases pode envolver décadas, ultrapassando gerações e mandatos governamentais. Dependendo das condições políticas vigentes, o investidor pode se sentir frágil diante da possibilidade de mudanças inesperadas no contrato em ocasiões de renovação de governos. Assim, a estabilidade das regras tributárias deve ser um objetivo crucial de política regulatória dessa atividade econômica. O cumprimento dessa meta exige a constituição de uma agência reguladora dotada de credibilidade e força para se sobrepôr a interesses políticos e corporativos.²³

As modalidades típicas de tributação do setor de óleo e gás possuem suas particularidades quanto ao atendimento desse critério. Em geral, a transparência das regras e a solidez contratual contribuem para que o agente privado acredite na veracidade da estabilidade da carga tributária ao longo do tempo de vida do projeto. Trata-se, portanto, de uma questão de credibilidade da agência reguladora, representante dos interesses da União. Além disso, deve-se ter em vista que alguns

regimes fiscais são mais sensíveis a pressões políticas do que outros, dependendo de seu impacto sobre a distribuição de renda e de riscos entre os agentes envolvidos.

3) *Distribuição de riscos* – Retomando algumas conclusões do capítulo anterior, algumas modalidades de pagamentos jogam a carga de risco predominantemente sobre o governo, ao passo que outras a transferem basicamente para a firma. Em geral, impostos que incidem sobre variáveis dependentes do valor presente líquido do projeto (como a renda ricardiana) reduzem o risco suportado pelo investidor e aumentam o da União. O inverso ocorre com um esquema de pagamentos incondicionais. É preciso deixar claro que não deve ser considerado indesejável do ponto de vista social o fato de o governo encarar parte do risco, pois isso melhora as perspectivas da firma, contribuindo para a neutralidade do imposto. Além disso, os recursos do subsolo são propriedade da União, justificando a sua participação mais ativa no suporte das incertezas.

4) *Maximização de receitas* – Esse critério de avaliação está associado à capacidade do tributo de elevar a arrecadação do governo, de acordo com parâmetros e alíquotas estabelecidos. Já dissemos que esse critério deriva diretamente da neutralidade, na medida em que um imposto capaz de preservar o nível de investimentos não reduz o potencial de benefícios para o governo com a obstrução de projetos marginais viáveis.

Para especificar melhor essa propriedade, Garnaut e Ross (1983) definem o *teste da receita máxima*. Trata-se da capacidade relativa dos tributos de gerar benefícios ao governo sobre um projeto particular e típico, mantendo-o viável quando a alíquota aplicada produz o máximo de receita compatível com os efeitos desejáveis dos incentivos de minimização de custos. Em outras palavras, para que um tributo sobre a indústria do petróleo tenha grande potencial arrecadatório, ele deve ser capaz de produzir o máximo de receitas para a União, sem reduzir o incentivo para que a firma invista na redução de seus custos. Determinados tributos, se estabelecidos em alíquotas muito elevadas, podem levar os investidores a agir como firmas ineficientes, de modo a pagar menos impostos.

Para avaliar o valor presente esperado, o investidor precisa definir uma taxa de desconto. A taxa de juros de mercado é um bom indicador desse parâmetro. Entretanto, deve-se ressaltar que a taxa de desconto aplicada pelo governo nem sempre coincide com a do investidor. Em geral, as taxas privadas são maiores que a do governo, pois embutem um prêmio de risco. Assim, alguns projetos lucrativos aos olhos da agência reguladora podem não o ser do ponto de vista do investidor, ocasionando algumas divergências de avaliação de alíquotas ótimas. Nesse sentido, um imposto neutro e capaz de maximizar a receita do governo não deve tornar negativo o valor presente líquido de um projeto, tanto na avaliação do governo quanto na do investidor.

Em síntese, a maximização da receita para o governo envolve não apenas a neutralidade, mas ainda a capacidade do tributo de manter a lucratividade do projeto diante de alterações em sua alíquota. Um imposto que inviabiliza determi-

nados investimentos também torna inviável a obtenção de certos recursos para a União. Além disso, deve-se ressaltar que um nível exagerado de investimentos não é desejável, pois, além da possibilidade de rendimentos decrescentes, a maior arrecadação não se traduzirá em maior bem-estar social, devido ao desperdício de gastos em inversões.

5) *Implementação e administração* – A neutralidade de um imposto é sempre uma característica desejável. No entanto, podem existir grandes dificuldades práticas para implementá-lo, resultando em alternativas subótimas (*second best*) de tributação do setor de óleo e gás. O maior dos obstáculos, como veremos a seguir, pode ser o conjunto de informações requerido: alguns impostos exigem o conhecimento de um volume grande de parâmetros que podem ser de responsabilidade do concessionário. Este, por sua vez, pode não estar interessado em fornecê-los de modo verossímil, ainda que a legislação o obrigue a isso. Trata-se, pois, de uma questão de *assimetria de informações*. As tentativas de superar esse problema podem encarecer muito a administração de determinado regime tributário, levando a opções menos vantajosas do ponto de vista da neutralidade e da maximização de receitas, embora mais viáveis na prática.

Portanto, a escolha do regime tributário sobre o setor deve levar em consideração, além da neutralidade e dos demais critérios, a sua viabilidade prática. O problema é que, conforme abordaremos a seguir, à medida que aumenta a neutralidade de um imposto, sua facilidade administrativa se reduz.

Essas considerações a respeito dos critérios de avaliação dos regimes tributários sobre o setor de petróleo e gás natural são importantes para verificar o impacto dos impostos sobre o nível ótimo de investimentos. Assim, é importante estudarmos como o setor privado determina a quantidade ótima de inversões na inexistência de participações do poder público. Trata-se de uma situação em que a firma operadora é proprietária dos recursos explorados.

O modelo a seguir tenta explicar as condições ótimas de investimento e de extração quando não existem tributos incidindo sobre o setor. O produtor deseja maximizar o valor presente líquido de seu investimento durante todo o período da concessão, que vai do instante 0 até o instante T . Seja $q(t)$ a quantidade extraída ao longo do tempo ao preço p , dado pelo mercado internacional.²⁴ A função de custo de produção, $C(q, S)$, contém dois argumentos: a quantidade produzida q e o tamanho da reserva S . As seguintes hipóteses são formuladas a respeito da função de custo:

$$\text{I) } C_q = \frac{\partial C(q, S)}{\partial q} > 0$$

$$\text{II) } C_S = \frac{\partial C(q, S)}{\partial S} < 0$$

$$\text{III) } \lim_{S \rightarrow 0} C(q, S) = +\infty$$

A hipótese I mostra que o custo de produção é crescente com o nível de produção; a hipótese II refere-se a questões de tecnologia, indicando que o custo de produção é crescente ao longo do tempo, na medida em que a reserva tende a se esgotar. Isso ocorre devido à diminuição gradativa na pressão dos poços, de modo que os investimentos devem crescer para que haja continuidade na extração. Por fim, a hipótese III deriva diretamente da hipótese II, representando as crescentes dificuldades em sustentar a produção em cada poço. A função de custo tende a explodir conforme a reserva se esgota.

Para incrementar um pouco a análise, introduzimos um novo componente de custo: o $\phi(d)$, que pode ser entendido como o custo das descobertas d . Trata-se de um importante indicador do volume de investimentos exploratórios empreendidos pela firma. Quanto maior esse nível de gastos, maiores tendem a ser as descobertas, ou seja, $\phi'(d) > 0$. Supõe-se também custos marginais de descoberta crescentes, isto é, $\phi''(d) > 0$. A taxa de desconto r , aplicada pelo investidor para o cálculo do valor presente, é diretamente proporcional à taxa de juros do mercado, acrescida de um prêmio de risco que depende do grau de aversão ao risco do agente e das condições de incerteza do projeto em questão: quanto menor a confiança do agente nos resultados do investimento e quanto maior o seu grau de aversão ao risco, maior esse parâmetro.²⁵

Dessa forma, o valor presente de um projeto de investimentos pode ser expresso por:

$$V = \int_0^T [pq(t) - C(q, S) - \phi(d)] e^{-rt} dt \quad (3.1)$$

O problema do investidor é maximizar V com relação a q e a d , sujeito a:

$$\frac{dS}{dt} = d - q \quad (3.2)$$

A equação (3.2) indica que a variação no nível das reservas (conhecidas) é igual ao montante de recursos descoberto menos o total extraído. Trata-se de uma restrição típica da teoria de recursos não-renováveis.²⁶

O hamiltoniano do problema (3.1)-(3.2) é dado por

$$H = pq(t) - C(q, S) - \phi(d) + \lambda(d - q) \quad (3.3)$$

O princípio do máximo da teoria do controle ótimo (Chiang [1992, Cap. 7]) estabelece que a derivada do hamiltoniano com relação às variáveis de controle, q e d , deve ser igual a zero, de modo que

$$\frac{\partial H}{\partial q} = p - C_q - \lambda = 0 \Rightarrow \lambda = p - C_q \quad (3.4)$$

$$\frac{\partial H}{\partial d} = -\phi'(d) + \lambda = 0 \Rightarrow \lambda = \phi'(d) \quad (3.5)$$

Igualando (3.4) e (3.5), temos a primeira condição de ótimo, isto é:

$$p = C_q + \phi'(d) \quad (3.6)$$

Como já vimos no primeiro capítulo, λ representa o valor-sombra do recurso, isto é, a renda decorrente da exauribilidade desse recurso. A equação (3.6) é típica das condições de ótimo de uma economia concorrencial, em que o preço deve ser igual ao custo marginal. Nesse caso, esse custo apresenta dois componentes: o custo marginal de produção, C_q , e o custo marginal de descoberta, $\phi'(d)$. O nível de produção e as descobertas serão determinados de modo a obedecer à equação (3.6).

A equação (3.5) fornece uma outra dimensão para a renda de Hotelling. Ela diz que o valor-sombra de uma unidade do recurso é igual ao custo de substituí-lo, em equilíbrio competitivo. Dissemos que a renda de recurso (custo de uso) pode ser interpretada como o benefício de ter uma unidade adicional no estoque e, para uma unidade ser adicionada, que o benefício deve ser comparado ao custo de obtê-la através de descoberta. Trata-se de um resultado útil, pois fornece uma medida apropriada para o custo de uso, que, em geral, não é uma variável facilmente observada. Assim, a mensuração do custo marginal de descoberta pode oferecer uma idéia do grau de escassez do petróleo.

Uma outra condição de ótimo da teoria do controle estabelece que a derivada da variável co-estado²⁷ com relação ao tempo deve ser igual ao oposto da derivada do hamiltoniano com relação à variável de estado. É a chamada *equação de movimento para λ* , expressa por

$$\frac{\partial(\lambda e^{-rt})}{\partial t} = -\frac{\partial H}{\partial S} \Rightarrow \frac{d\lambda}{dt} = r\lambda + C_S \quad (3.7)$$

Ou seja, a condição (3.7) estabelece o movimento do custo de uso ao longo do tempo. Embora o sinal de $d\lambda/dt$ seja indeterminado, pois $C_S < 0$, de acordo com a hipótese II, é de se esperar que ele seja positivo, pois a renda de Hotelling tende a crescer conforme o petróleo se esgota. De fato, a solução geral da equação diferencial (3.7) é dada por

$$\lambda = ke^{rt} + e^{rt} \int C_S(t)e^{-rt} dt$$

onde k é uma constante. Supondo C_S constante e fazendo $\lambda(0) = \lambda_0$, a solução final da equação diferencial é:

$$\lambda(t) = \left(\lambda_0 + \frac{C_S}{r} \right) e^{rt} - \frac{C_S}{r} \quad (3.8)$$

Nota-se, por (3.8), que, se $\lambda_0 > -C_s/r$, a renda de Hotelling do petróleo tende a crescer no tempo.

A equação de movimento para a variável de estado, S , pode ser expressa pela igualdade das derivadas de S com relação ao tempo e do hamiltoniano com relação a λ . O resultado é a própria restrição do problema do controle ótimo, representando a finitude do petróleo, cujas reservas só podem ser aumentadas por meio de descobertas:

$$\frac{dS}{dt} = \frac{\partial H}{\partial \lambda} \Rightarrow \frac{dS}{dt} = d - q \quad (3.2')$$

Por fim, a caracterização completa das condições de ótimo deve compreender o ponto terminal T , isto é, devemos encontrar as condições de transversalidade do problema, que são as seguintes:

$$C_1: \lambda(T)S(T) = 0$$

$$C_2: [H]_{t=T} = 0 \Rightarrow pq(T) - C(q(T), S(T)) - \phi(d(T)) + \lambda(T)[d(T) - q(T)] = 0$$

A condição C_1 estabelece que, no instante final do projeto, o valor das reservas remanescentes deve ser nulo, a fim de que o seu aproveitamento seja máximo. Há duas possibilidades: a primeira é que $\lambda(T) > 0$ e $S(T) = 0$, ou seja, quando a reserva se esgota fisicamente. Entretanto, pela hipótese III, sobre a função de custo, essa situação não existe, pois o campo já teria sido abandonado devido aos altos custos. Assim, só resta a segunda possibilidade, e a condição de transversalidade C_1 pode ser reescrita como:

$$C_1: \lambda(T) = 0 \text{ e } S(T) > 0$$

A condição C_2 estabelece que o valor do hamiltoniano em T deve ser igual a zero. A intuição disso é que no instante terminal do prazo de concessão o projeto deve ter valor nulo para que o tempo de duração seja ótimo. Utilizando $\lambda(T)$, decorrente de C_1 , e substituindo em C_2 , obtemos:

$$p = \frac{C(q(T), S(T)) + \phi(d(T))}{q(T)} \quad (3.9)$$

Por C_1 e por (3.4), temos $p = C_q(T)$, de modo que

$$C_q(T) = \frac{C(q(T), S(T)) + \phi(d(T))}{q(T)} \quad (3.10)$$

A equação (3.10) indica que, no ótimo, o custo marginal de extração será igual ao custo médio total, isto é, o custo médio de produção mais o custo das descobertas por unidade extraída. Isso significa que a jazida será explorada até que se verifique essa condição.

Resolvendo o problema de maximização intertemporal expresso por (3.1), encontramos as condições de ótimo resumidas em (3.6) e (3.10). Deve-se ter em vista que (3.6) estabelece o nível de investimentos em descoberta que o consórcio escolhe nas condições de ótimo. A equação (3.10), por sua vez, está associada às condições de nível ótimo de extração segundo os preceitos da teoria dos recursos não-renováveis.

Na seção a seguir, definiremos algumas modalidades tributárias sobre a indústria do petróleo e avaliaremos os impactos de cada uma delas no nível de investimentos no setor e na quantidade ótima extraída. Estamos interessados em descobrir como um imposto destinado a extrair os benefícios do governo pode alterar tais condições de ótimo.

3.2. Tributos sobre a indústria do petróleo

As modalidades de tributos para a extração dos benefícios governamentais do setor de recursos extrativos variam muito. No entanto, podemos classificá-las em três tipos básicos, segundo a condicionalidade ou não dos pagamentos e a base de incidência: i) o *bônus fixo*; ii) os *royalties*; e iii) o *imposto sobre a renda do recurso*. Trata-se das três categorias puras e o estudo delas ajuda a compreender seus impactos sobre o nível de investimentos, apesar de existirem variantes e peculiaridades de país para país.

3.2.1. *Bônus fixo (BF)*

Uma das formas de o governo extrair renda do setor de petróleo é 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 ele 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.

O BF, como abordado no capítulo anterior, se enquadra na categoria de pagamentos incondicionais, de modo que a carga de risco recai integralmente sobre o investidor. Ele só é adequado para situações em que exista 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 verificarem, 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 BF, ainda que através de leilão, tem pouca utilidade prática se for aplicado sozinho, tendo em vista 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.

A despeito dessas considerações sobre o BF, o nosso objetivo agora é estudar o grau de neutralidade dessa modalidade de tributo, ou seja, desejamos avaliar se ele é capaz de alterar decisões de investimento, no sentido de tornar inviáveis projetos lucrativos antes do imposto. Assim, precisamos verificar se ele é capaz de alterar o sinal do valor presente líquido esperado do investimento e se altera as condições ótimas de investimentos exploratórios, conforme definido em (3.6).

Suponhamos que o governo venda os direitos de exploração por uma quantidade fixa M , que pode ser o lance mínimo fixado para o leilão. A equação para o valor presente líquido do investidor deverá incluir esse montante, tornando-se:

$$V = \int_0^T \{pq - C(q, S) - \phi(d) - M\} e^{-rt} dt \quad (3.11)$$

É importante observar como a inclusão de M no valor presente líquido esperado pode alterar a sua magnitude, invertendo seu sinal. O estabelecimento de um bônus inadequado pode levar projetos viáveis a serem excluídos. Desse modo, a adoção apenas de um bônus fixo, sem outros tributos condicionais, não é aconselhável, pois é capaz de afugentar investimentos privados. O hamiltoniano correspondente é:

$$H = pq - C(q, S) - \phi(d) - M + \lambda(d - q)$$

Utilizando o mesmo procedimento de princípio do máximo, chegamos a:

$$p = C_q + \phi'(d) \quad (3.12)$$

Comparando (3.12) com o caso da ausência de tributo (3.6), nota-se que o BF não altera as condições de ótimo para a decisão de investir, isto é, o preço continua sendo igual ao custo marginal total. Na prática, é como se houvesse um custo fixo adicional para o consórcio. As condições de transversalidade do problema se tornam:

$$C_1: \lambda(T) = 0 \text{ e } S(T) > 0$$

$$C_2: pq(T) - C(q(T), S(T)) - \phi(d(T)) - M + \lambda(T)[d(T) - q(T)] = 0$$

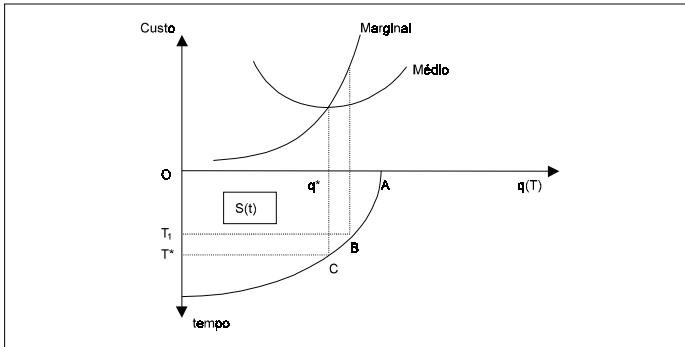
lembrando que $\dot{\lambda}(T) = \phi'(T) = 0$ e, por (3.12),

$$C_q(T) = \frac{C(q(T), S(T)) + \phi(d(T)) + M}{q(T)} \quad (3.13)$$

Agora, o fim da extração ocorrerá em um ponto em que o custo marginal é maior que o custo médio. Como o custo marginal tende a ser crescente com o tempo (devido à progressiva exaustão), devemos ter um tempo de extração menor, isto é, a jazida será abandonada antes que seu potencial produtivo tenha se esgotado.

GRÁFICO 3.1

Bônus fixo gerando subaproveitamento da jazida



O Gráfico 3.1 ajuda a compreender a questão. O quadrante superior direito representa as curvas de custo médio e custo marginal: na ausência de tributos, a condição de transversalidade estabelece que, no ponto terminal, o custo marginal de extração deve ser igual ao custo médio total, incluindo as descobertas. A presença do bônus M fará com que, no ponto terminal, o custo marginal supere o custo médio por um montante igual a $M/q(T)$, isto é, a quantidade extraída no instante final será superior à quantidade produzida na ausência do bônus fixo. Isso significa que a produção se encerrará em $T_1 < T^*$, dado que a produção é decrescente ao longo do tempo. Como consequência, do total da reserva S , representada pela área sob a curva do quadrante inferior direito, será aproveitada a quantidade representada por $OABT_1$, contra um total de $OACT^*$ no caso em que não há bônus fixo. Desse modo, haverá uma distorção no perfil temporal do empreendimento, com o abandono precoce da jazida.

Uma questão interessante é encontrar os determinantes do bônus oferecido pela firma. Kretzer (1994) trabalha com esse tema à luz do contexto dos investimentos exploratórios pré-leilão, ou seja, quando se permite ao consórcio realizar pesquisas na área de concessão antes de fazer sua oferta.²⁸ A base do argumento é que a firma tem interesse na exploração, pois a incerteza sobre o potencial da reserva tende a diminuir e, conseqüentemente, o lucro esperado a crescer, pois a firma poderia instalar uma capacidade extrativa mais próxima da ótima. Desse modo, o valor de M oferecido pelo investidor tenderia a refletir melhor a renda do recurso.

O objetivo da firma, no modelo de Kretzer (1994), é definir um lance ótimo M^* com vistas a adquirir a concessão. Ela decide o lance pela maximização da equação:

$$E\pi(M) = [E\pi(k^*) - M]. P(\text{ganhar} | M, n) \quad (3.14)$$

Onde $E\pi(M)$ é a esperança de lucro como função do lance M ; $E\pi(k^*)$ é o lucro esperado como função da capacidade instalada ótima k^* para exploração²⁹ e $P(\text{ganhar}|M, n)$ é a probabilidade de o consórcio vencer o leilão, dados o lance oferecido e o número de competidores n , supostamente conhecido por todos os jogadores. Supõe-se, também, que cada empresa avalie os lances possíveis dos outros competidores por uma função de probabilidade acumulada $G(M)$, independente e identicamente distribuída para todas as firmas. Desse modo, temos que:

$$P(\text{ganhar}|M, n) = [G(M)]^{n-1} \quad (3.14')$$

Ou seja, $G(M)$ é a probabilidade de as outras firmas efetuarem lances menores que M . Assim, a probabilidade de a empresa ganhar o leilão é igual à probabilidade de as outras oferecerem lances inferiores ao vitorioso. Nota-se que a probabilidade de vitória diminui com o aumento do número de competidores, pois

$$\frac{d}{dn} [G(M)]^{n-1} = [G(M)]^{n-1} \log G(M) < 0, \text{ já que } 0 \leq G(M) \leq 1$$

Da maximização de (3.14) com respeito a M :

$$\frac{\partial E\pi(M)}{\partial M} = 0 \Rightarrow E\pi(k^*) - M = \frac{1}{n-1} \frac{G(M)}{G'(M)} \quad (3.15)$$

onde $G'(M)$ é a derivada de $G(M)$ com relação a M .

Para efeitos de ilustração, suponha-se que os lances dos outros jogadores tenham distribuição uniforme no intervalo $[M, \underline{M}]$. Desse modo, $G(M)$ pode ser expresso por:

$$G(M) = \frac{M - \underline{M}}{\overline{M} - \underline{M}}$$

que, substituído em (3.15), resulta em:

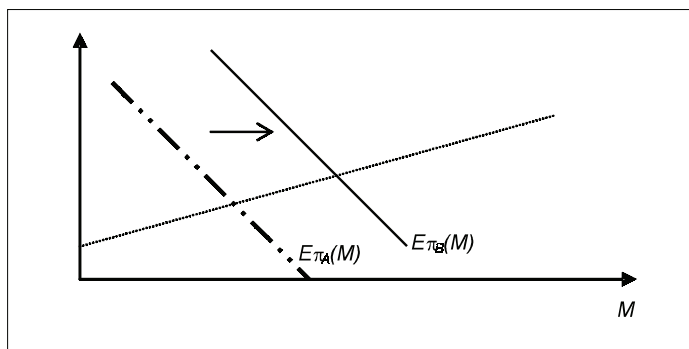
$$E\pi(k^*) - M = \frac{1}{n-1} [M - \underline{M}] \quad (3.16)$$

O lucro esperado deduzido do lance será uma reta com inclinação $1/(n-1)$ e intercepto $\underline{M}/(n-1)$. Um aumento da atividade exploratória, por hipótese, eleva a esperança de lucro $E\pi(k^*)$ e, de modo a manter a igualdade (3.16), haverá um aumento correspondente no lance M . Esse resultado pode ser expresso por um diagrama.

No Gráfico 3.2, o lance ótimo é definido pela interseção das curvas de lucro esperado, com a reta $G(M)/(n-1)G'(M)$ (pontilhada crescente), conforme a equação (3.16). $E\pi_A(M)$ e $E\pi_B(M)$ representam, respectivamente, os lucros esperados sob alta e sob baixa incerteza. Um nível de incerteza menor desloca a curva de lucro esperado para a direita, contribuindo para elevar o lance ofertado pelo consórcio.

GRÁFICO 3.2

Lance ótimo aumenta com a exploração, pois a incerteza diminui



A firma confia que a exploração eleve o valor da concessão em termos de lucro esperado e, conseqüentemente, que o seu lance seja elevado mais que o dos outros competidores. Isso aumenta as suas chances esperadas de vencer o leilão. Como $E\pi(k^*) - M$ é maior no caso de baixa incerteza do que no de alta, nos termos da equação (3.14), há um incentivo em buscar a redução da incerteza através de pesquisas exploratórias. Desse modo, a permissão para a realização de exploração antes de efetuar o leilão de concessão contribui para elevar os recursos arrecadados pela agência. Deve-se ressaltar, entretanto, que o estímulo à exploração não é infinito, pois encontra seus limites no custo da pesquisa e nos benefícios marginais decrescentes das informações obtidas.

Voltando à questão da neutralidade, podemos concluir que o bônus fixo não altera o volume de investimentos ótimo, apesar de provocar uma distorção no perfil temporal do projeto, através de um subaproveitamento das jazidas.

Com relação à estabilidade, o bônus fixo, utilizado sozinho, não é adequado, pois o investidor, ao tomar sua decisão, poderá levar em conta a possibilidade de criação de novos tributos no futuro, caso o governo perceba que o bônus estabelecido foi muito aquém do potencial lucrativo dos recursos. O BF só deve ser utilizado sozinho e de modo significativo quando houver alta dose de certeza sobre o petróleo na área a ser explorada, com vistas a se chegar a um valor compatível com sua renda e afastar riscos de cobranças futuras por parte da agência.

No que se refere à distribuição de riscos, já dissemos que a principal característica dos tributos incondicionais é jogar toda a carga de incerteza sobre o investidor. Assim, nessa situação, os lances tenderiam a se retraindo, reduzindo o potencial de receitas para o governo. Nesse sentido, seria melhor a União partilhar o risco, o que desaconselharia a adoção de um BF puro.

Embora o potencial arrecadatório do bônus fixo seja baixo, devido aos seus problemas de estabilidade e de risco, essa modalidade de pagamento de benefícios governamentais apresenta um bom desempenho no teste da receita máxima, segundo argumentos de Garnaut e Ross (1983). Trata-se da capacidade de um tributo de produzir o máximo de receita compatível com o incentivo à minimização de custos do projeto. Como não há limite para o patamar mínimo estabelecido, pela necessidade de preservar os incentivos ao custo mínimo, esses autores julgam apropriado considerar o bônus fixo como tendo um bom desempenho nesse critério. Ou seja, pode-se estabelecer um lance mínimo maior ou menor sem que ele remova os incentivos à eficiência por parte da firma operadora.

Por fim, um dos maiores atrativos do bônus fixo é a sua facilidade de implementação e gerenciamento. Apesar de as incertezas sobre o potencial dos recursos a serem concedidos constituírem um obstáculo à definição de um lance mínimo adequado e dos impactos já considerados sobre a viabilidade de certos projetos, não existem grandes dilemas na imposição dessa forma de tributo. Deve-se considerar também que sua imposição em termos gerais é difícil, pois ele tende a não respeitar as peculiaridades de cada área, podendo afugentar investidores. É por essa razão que o bônus fixo não deve ser utilizado como único instrumento de extração de benefícios governamentais sobre o petróleo, devendo assumir um papel significativo apenas em situações de elevado grau de certeza sobre os recursos.

A título de ilustração, a Agência Nacional do Petróleo, no Brasil, foi criticada por ter estabelecido bônus de assinatura considerados baixos nas licitações das primeiras áreas para a iniciativa privada, ocorrida em junho de 1999. No entanto, à luz dos nossos argumentos, a imposição de valores muito elevados poderia resultar em um fracasso ainda maior, devido às incertezas de cada campo. Além disso, deve-se ter em vista que o bônus de assinatura não representa a principal forma de pagamento de benefícios ao governo (na verdade, ele nem é obrigatório nos contratos de concessão). A principal e mais difundida forma de tributo é a que será considerada a seguir.

3.2.2. *Imposto ad Valorem*

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 eles os Estados Unidos, o Reino Unido e o Brasil. Consiste no pagamento de uma parcela do valor bruto da produção de petróleo ou gás à União, geralmente pela aplicação de uma alíquota τ .³⁰

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 se resume a medir o volume de produção e a aplicar um preço sobre ele, que pode ser o próprio preço de mercado ou uma função dele.

Apesar dessas vantagens, os *royalties* apresentam alguns dos efeitos distorcivos do BF sobre o nível de investimentos, conforme veremos a seguir. Isso significa que esse imposto é capaz de obstruir investimentos, na medida em que pode inviabilizar um projeto viável em sua ausência. Além disso, o imposto *ad valorem* acarreta impactos sobre a trajetória de extração, desviando-a do ótimo e afetando as condições terminais.

Para verificar isso, lançamos mão do mesmo modelo anterior. Na presença de *royalties* a uma alíquota τ , o objetivo do investidor privado será maximizar:

$$V = \int_0^T [(1-\tau)pq(t) - C(q, S) - \phi(d)] e^{-rt} dt \quad (3.17)$$

sujeito a $\frac{dS}{dt} = d - q$.

É importante observar como a aplicação de uma alíquota τ na forma *ad valorem* pode inviabilizar um investimento, pois o sinal algébrico de V pode se tornar negativo. O hamiltoniano do problema (3.17) é:

$$H = (1-\tau)pq(t) - C(q, S) - \phi(d) + \lambda(d - q)$$

Aplicando o princípio do máximo, chegamos às seguintes condições de ótimo:

$$\lambda = (1-\tau)p - C_q \quad \text{e} \quad \lambda = \phi'(d)$$

que, reunidas, se tornam:

$$p = \frac{C_q + \phi'(d)}{1-\tau} \quad (3.18)$$

Comparando (3.6) com (3.18), percebe-se que a condição de ótimo é afetada pela presença de $1 - \tau$ no denominador. Como o preço do recurso p é dado, se a alíquota τ se eleva para um dado custo marginal de produção, $\phi'(d)$ deve ser reduzido para satisfazer (3.18), isto é, o consórcio investidor tenderá a restringir seus investimentos em descoberta como forma de diminuir seu custo marginal. A intuição desse resultado é que a aplicação da alíquota *ad valorem* representa um elemento adicional de custo para a firma, que deve compensá-lo reduzindo seus investimentos em descoberta. Ou então, como se pode notar por (3.18), o preço percebido pelo produtor se reduziu na proporção $(1 - \tau)$, tornando novas descobertas menos atrativas.

Além dessa distorção no volume de investimentos, os *royalties* afetam a trajetória ótima de produção, pois alteram as condições ótimas terminais. Isso pode ser verificado analisando-se a condição de transversalidade C_2 (C_1 não é alterada), que se torna:

$$(1 - \tau)pq(T) - C(q(T), S(T)) - \phi(d(T)) + \lambda(T)[d(T) - q(T)] = 0$$

lembrando que $\lambda(T) = 0$,

$$\rho = \frac{C(q(T), S(T)) + \phi(d(T))}{(1 - \tau)q(T)} \quad (3.19)$$

Finalmente, substituindo (3.18) em (3.19), chegamos à condição de ótimo no instante final:

$$C_q(T) = \frac{C(q(T), S(T)) + \phi(d(T))}{q(T)} \quad (3.20)$$

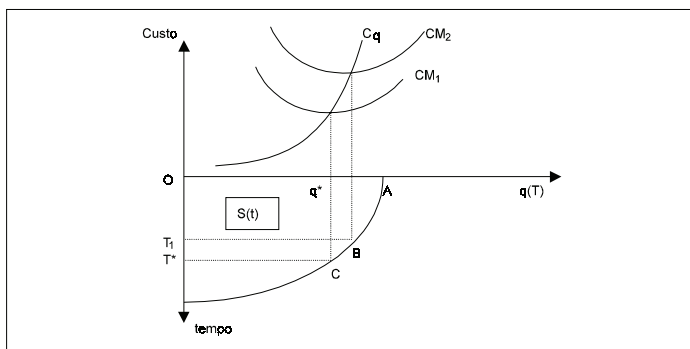
No ponto terminal, o custo médio total (incluindo as descobertas) continuará a ser igual ao custo marginal de produção. Entretanto, os *royalties* irão provocar uma elevação do custo unitário, como se pode observar pela equação (3.19), já que $(1 - \tau) < 1$ e, como consequência, a jazida será subaproveitada, com o seu abandono antes da exploração de todo o seu potencial.

O Gráfico 3.3 elucida a questão. À semelhança do bônus fixo, a alíquota *ad valorem* irá fazer com que, no instante final, a quantidade extraída seja maior que no caso da ausência de tributo. Nessa situação, não devido a uma desigualdade entre custos marginal e médio, mas por causa de uma elevação deste. Como a extração tende a decrescer com o tempo, isso significa que um montante equivalente à área BCT^*T_1 deixará de ser aproveitado, implicando perdas sociais, já que o tempo de extração será menor.

O modelo de Kretzer (1993) também auxilia a compreender uma outra dimensão das distorções no nível de investimentos devidas aos *royalties*. O objetivo

GRÁFICO 3.3

Imposto *ad valorem* e distorção no tempo ótimo de produção



do investidor é encontrar a capacidade ótima a ser instalada k^* (também denominado programa ótimo de investimentos, medido em unidades do recurso), a fim de se extrair uma quantidade S de recursos de tamanho desconhecido. Para isso, deve maximizar o seu lucro esperado, definido por:

$$E[\pi(k, S)] = (1 - \tau)p \left(\int_0^k S f(S) dS + \int_k^\infty k f(S) dS \right) - ck \quad (3.21)$$

onde k é o volume de capital investido para extrair um montante de recursos S , de tamanho desconhecido; $f(S)$ é a função de distribuição de probabilidade de S ; c é o custo de uma unidade de capital k e p o preço do recurso (dado); τ é a alíquota dos *royalties*, anunciado *ex ante* pela agência reguladora. A firma sabe que deverá pagar ao governo uma porcentagem τ do valor da produção esperada e, tendo isso em vista, deve decidir qual o volume de capital a ser empregado. O termo entre parênteses representa a quantidade de recurso que a firma espera extrair, dada a incerteza quanto ao seu potencial, indicada por $f(S)$. Ela deve decidir k^* de modo a evitar um volume de capital insuficiente (não podendo aproveitar todo o potencial da reserva, limitando a produção a k) ou a sobrecapitalização do projeto, resultando em desperdício de recursos.

O consórcio deve ponderar os custos esperados de sub e sobrestimar *ex post* a capacidade instalada, para tomar a decisão de investir. Maximizando (3.21) com respeito a k , tem-se a condição de primeira ordem:

$$(1 - \tau)p \int_{k^*}^\infty f(S) dS - c = 0$$

ou, rearranjando:

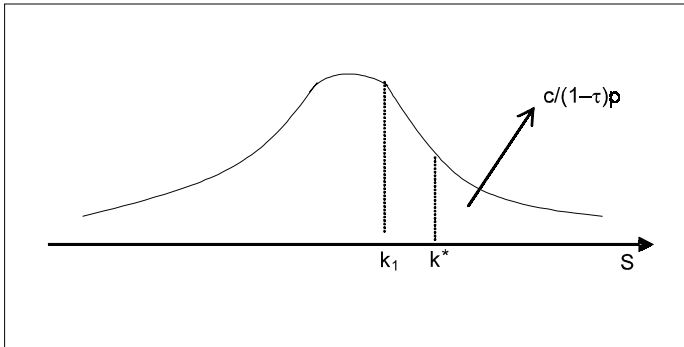
$$\int_{k^*}^\infty f(S) dS = \frac{c}{(1 - \tau)p} \quad (3.22)$$

A condição (3.22) estabelece que a firma irá decidir k^* , igualando a probabilidade de ultrapassar o volume ótimo de capital à razão custo-preço líquido. Ou seja, o investimento decidido depende da incerteza sobre as reservas: quanto menor a razão entre o custo do capital e o preço, maior deverá ser k^* . Nota-se que, dados c e p , uma elevação em τ irá aumentar essa razão, gerando uma diminuição em k .

Essa conclusão pode ser verificada no Gráfico 3.4. A curva representa a função de distribuição de probabilidade $f(S)$. Se $\tau = 0$, o volume ótimo de investimento será k^* , pois a relação custo-preço percebido será mínima (correspondendo, no ótimo, à área sob a curva à direita de k^*). Por sua vez, se $\tau > 0$, a mencionada razão irá se elevar e, assim, o volume de capital se reduzirá para k_1 .

GRÁFICO 3.4

Alíquota de *royalties* aumenta a relação custo-preço, reduzindo k



Em síntese, o modelo de Kretzer permite avaliar a distorção de investimentos que a presença do imposto *ad valorem* provoca. A vantagem dele em relação ao anterior é a incorporação explícita da incerteza como fator determinante da capacidade instalada.

Como já dissemos, apesar das distorções provocadas pelo *royalty*, essa modalidade é uma das formas mais comuns de tributação do petróleo no mundo. A razão disso é o bom desempenho desse imposto em outros critérios.

A estabilidade do regime tributário é crucial para avaliar o potencial arrecadatório para a União, na medida em que reduz o risco político e, dessa forma, contribui para a otimização do nível de investimentos. Quanto a isso, o imposto *ad valorem* padece de um defeito, pois pode tornar inviável um projeto lucrativo em sua ausência (basta verificar, em (3.17) ou em (3.21), que $1 - \tau$ pode tornar negativo o lucro esperado), resultando em perdas potenciais de receita para o governo.³¹ Além disso, os *royalties* não eliminam os efeitos deletérios da incerteza sobre a decisão de investir, apesar de uma carga maior de risco ser suportada pelo governo. Por fim, o concessionário pode não acreditar no compromisso da agência em manter a alíquota dos *royalties*, levando-o a embutir uma taxa de risco em suas avaliações. Isso torna necessária a existência de um contrato sólido e de uma legislação que se faça cumprir.

Embora os riscos do imposto *ad valorem* resultem em certa instabilidade para as receitas do governo, vale ressaltar que o seu desempenho no teste da receita máxima é bastante satisfatório, ou seja, pelo fato de incidir sobre a receita da atividade, o aumento de sua alíquota não provocará redução de incentivos para a minimização de custos: o consórcio investidor não teria interesse em mimetizar uma firma ineficiente, de modo a pagar menos impostos, pois estes não têm rela-

ção com os custos. Dessa forma, as receitas dos *royalties* são relativamente imunes a comportamentos estratégicos da firma, desde que o projeto permaneça viável.

Por fim, a grande atratividade do imposto *ad valorem* é a sua facilidade de administração e implementação, sendo uma modalidade de benefício governamental bastante difundida no mundo. O conjunto de informações necessárias para apurar o tributo devido se resume à medição da produção e ao conhecimento de um preço de referência diretamente dependente do preço do recurso no mercado. Nesse sentido, a receita para o governo será proporcional à produção e ao preço e não dependerá do comportamento da firma em relação a seus custos. Apesar disso, há uma dificuldade em implementar os *royalties* com uma alíquota unificada para todo o setor, pois os projetos são heterogêneos e seus valores presentes líquidos são muito sensíveis a ela. Assim, alguns investimentos marginais podem deixar de ser realizados, ocasionando perdas de receita para a União.

Apesar de tudo, a facilidade administrativa não justifica a ampla utilização dos *royalties* na indústria mundial do petróleo. Como veremos mais adiante, a razão desse sucesso pode residir no fato de tal modalidade de benefício governamental constituir um mecanismo de incentivo para a revelação de informação oculta.

Essas considerações sobre os impactos dos *royalties* fazem surgir a questão do aprimoramento do sistema de benefícios governamentais, com vistas a evitar níveis de investimento não-ótimos ou receitas menores para o governo. Em outras palavras, desejamos saber se existe outra modalidade de tributo que não afete as decisões de investir. Esse será o tema da subseção a seguir.

3.2.3. Imposto sobre a renda do recurso (IRR)

Já verificamos, no capítulo introdutório, 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,³² mas o que se deve reter é que a extração da renda de Hotelling, seguindo os argumentos já relatados no capítulo inicial, 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 que utilizamos neste estudo, para efeitos de ilustração do argumento, é o chamado *imposto de Brown*, que pode ser entendido como uma forma pura de IRR. Posteriormente, faremos algumas considerações sobre sua aplicação.

O imposto de Brown estabelece a aplicação de uma alíquota, que chamaremos de τ , 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. Dessa forma, o valor presente líquido de investimento pode ser expresso por

$$V = \int_0^T (1-\tau)[pq(t) - C(q,S) - \phi(d)]e^{-rt} dt \quad (3.23)$$

É interessante observar como a mencionada alíquota é aplicada para quaisquer valores de V . Isso significa que nos instantes iniciais do projeto, em que os custos são maiores que o faturamento com a exploração, o imposto se torna um subsídio. Trata-se, pois, da modalidade tributária puramente condicional, em que o governo assume a maior carga de risco possível, minimizando-a para a empresa investidora. Como observa Mayo (1979), o imposto de Brown diminui o risco da firma investidora, na medida em que reduz tanto o ganho quanto a perda na mesma proporção, ou seja, o desvio-padrão dos resultados esperados torna-se menor.

Note-se, além disso, que a alíquota pode ser elevada a qualquer valor menor que 1 sem obstruir investimentos marginais, já que sempre preservará o sinal algébrico de V . Dessa forma, é possível estabelecer uma única alíquota para todos os tipos de projeto, mesmo que sejam heterogêneos.

O problema da firma investidora será maximizar a equação (3.23), sujeita a $\frac{dS}{dt} = d - q$. Obedecendo ao procedimento já feito, é construído o hamiltoniano correspondente:

$$H = (1-\tau)[pq(t) - C(q,S) - \phi(d)] + \lambda(d - q) \quad (3.24)$$

Pelo princípio do máximo:

$$(1-\tau)[p - C(q,S)] - \lambda = 0 \quad (3.25)$$

$$-(1-\tau)\phi'(d) + \lambda = 0 \quad (3.26)$$

Juntando (3.25) e (3.26), chega-se a

$$p = C_q + \phi'(d) \quad (3.27)$$

Deve-se notar que a equação (3.27) é idêntica à (3.6), isto é, a condição de ótimo para a decisão de investir não se altera em relação à ausência do tributo. Dessa forma, o IRR não é capaz de reduzir o programa de investimentos.

A condição de transversalidade do problema pode ser expressa por:

$$(1-\tau)[pq(T) - C(q(T), S(T)) - \phi(d(T))] + \lambda(T)[d(T) - q(T)] = 0 \quad (3.28)$$

Utilizando (3.27) e lembrando que $\lambda(T) = 0$ no ótimo terminal, chegamos à conclusão de que o custo marginal de produção deve ser igual ao custo médio total no instante final, ou seja:

$$C_q(T) = \frac{C(q(T), S(T)) + \phi(d(T))}{q(T)} \quad (3.29)$$

Do mesmo modo que a condição ótima do nível de investimentos, a condição terminal não é alterada em relação à ausência de imposto. Assim, não haverá distorções na trajetória de extração dos recursos, sem o desperdício de frações potenciais das jazidas.

Outra forma de verificar a neutralidade do IRR é utilizar o modelo de Kretzer (1993), já introduzido neste trabalho e cuja maior vantagem é a incorporação explícita do nível de incerteza na decisão de investir. Seguindo a nomenclatura anterior, o objetivo do consórcio será maximizar o seu lucro esperado total, que, sob a aplicação do IRR, se torna:

$$E[\pi(k, S)] = (1 - \tau) \left[p \left(\int_0^k Sf(S) dS + \int_k^\infty kf(S) dS \right) - ck \right] \quad (3.30)$$

A condição necessária para máximo é que

$$\frac{\partial E[\pi(k, S)]}{\partial k} = (1 - \tau) \left[p \int_{k^*}^\infty f(S) dS - c \right] = 0$$

resultando em:

$$\int_{k^*}^\infty f(S) dS = \frac{c}{p} \quad (3.31)$$

Como se pode verificar em (3.31), o agente irá decidir o nível ótimo de capacidade k^* , de modo a igualar a probabilidade de excesso de investimentos à relação custo-preço, que, dessa vez, independe da alíquota τ . A conclusão a que podemos chegar é que a presença do IRR não afetará a capacidade ótima instalada, sendo equivalente à situação de imposto *ad valorem* com alíquota zero (ver Gráfico 3.4).

Embora a neutralidade, em todos os aspectos, seja uma característica desejável de um sistema tributário (e já observamos que o IRR tem bom desempenho nesse critério, pelo menos em sua forma pura), o imposto sobre a renda do recurso apresenta alguns problemas no que se refere ao atendimento dos outros quesitos.

Com relação à capacidade de arrecadação de recursos para a União, é de se esperar que o IRR seja mais adequado que os *royalties*, em função do seu potencial maior em preservar a viabilidade de projetos marginais. No entanto, deve-se ter em vista que o funcionamento ideal de um imposto de Brown deve incluir a adoção de subsídios, sobretudo na fase exploratória do projeto, o que, de certa forma, levanta resistências políticas, pois implica gastos adicionais para o Tesouro. Em outros termos, apesar de sua neutralidade, um IRR puro faz emergir um componente de risco político (ou risco de soberania). O resultado pode ser um baixo grau de confiança do investidor na estabilidade do sistema. Assim, embora a neutralidade seja um fator pró-arrecadação, o IRR pode apresentar o *efeito colateral* de elevar o risco percebido, contribuindo para retrain possíveis investimentos e, conseqüentemente, reduzir os benefícios governamentais.

Outro aspecto interessante com relação ao IRR é seu fraco desempenho no teste da receita máxima. Pelo fato de sua base tributária requerer a dedução de todos os custos da receita bruta, sua alíquota não pode ser elevada indefinidamente em direção à unidade sem provocar queda de receita para o governo, pois, a partir de certo ponto, a firma pode perder o incentivo para minimizar os seus custos, procurando recolher menos imposto. Assim, embora, em tese, a alíquota do IRR possa ser elevada sem quebrar a viabilidade dos investimentos, a firma pode perder incentivos para maximizar sua eficiência.

Outro problema associado a esse é a presença de assimetria de informação entre os agentes envolvidos. É natural que, com o desenrolar dos investimentos em exploração, a firma adquira um conjunto de informações que não é compartilhado pelo agente regulador. Isso significa que o concessionário está melhor informado sobre a qualidade e o potencial de suas reservas, conhecendo, portanto, um parâmetro importante de seus custos. Já a agência reguladora não tem condições de saber se os custos relatados a ela decorrem de problemas geológicos ou do fato de a operadora estar mimetizando uma firma ineficiente, superdimensionando seus gastos e reduzindo o benefício governamental. Dessa forma, o conjunto de informações exigido para a administração adequada do IRR nem sempre está disponível para a agência de forma verossímil, tornando difícil seu gerenciamento.

As conclusões analíticas que obtivemos nos modelos de Neher (1990) e Kretzer (1993) sobre a neutralidade do IRR são limitadas, pois em ambos a aversão ao risco não foi levada em consideração. Campbell e Lindner (1985a) abordam o problema procurando incorporar esse conceito à análise. Espera-se que, se o investidor for avesso ao risco, o IRR também não será neutro, devido ao seu perfil de partilha da incerteza. Em outras palavras, um imposto sobre a renda do recurso, como abordado no Capítulo 2, desloca a maior fatia do risco para o governo e sua adoção tenderia a favorecer os projetos menos lucrativos. Pelo fato de influenciar a decisão de investir, ainda que estimulando-a, o IRR perde sua característica de neutralidade, como no caso de o investidor ser indiferente ao risco.

Campbell e Lindner (1985a e 1985b) mostram que o imposto sobre a renda na modalidade de Brown não será neutro se o investidor for avesso ao risco. A dificuldade reside em avaliar a magnitude do impacto, ou seja, se um aumento

da alíquota do IRR favorece ou retrai o investimento. Para isso, reproduzimos simplificadaamente, a seguir, seu modelo.

Se um candidato a concessionário de um projeto de exploração de petróleo for avesso ao risco, ele só irá realizar o empreendimento se o *equivalente-certeza* do valor presente líquido do projeto for positivo. Todavia, esse parâmetro não pode ser conhecido de antemão, pois a lucratividade só será melhor avaliada quando a fase exploratória se encerrar. O que o investidor possui é uma crença inicial sobre os resultados do projeto.

Suponhamos que o investidor acredite que o valor presente de seu investimento tenha uma função de distribuição de probabilidade normal com média V e variância σ^2 , ou seja, $\tilde{V} \sim N(V, \sigma^2)$. Se introduzirmos um IRR de alíquota τ , teremos $\tilde{V} \sim N((1-\tau)V; (1-\tau)^2\sigma^2)$. Considerando que a função de utilidade sobre a riqueza é da classe exponencial, isto é, $U(V) = 1 - \exp(-bV)$, é possível demonstrar que o equivalente-certeza, Ω , terá a forma

$$\Omega = V - 1/2b\sigma^2$$

O parâmetro b , positivo, é diretamente proporcional ao grau de aversão ao risco do agente. Com a introdução de um IRR de alíquota τ , o equivalente-certeza será $\Omega_\tau = (1 - \eta)V - 1/2b(1 - \eta)^2\sigma^2$. Como V é uma variável aleatória, Ω também o será. O imposto será neutro se não for capaz de alterar a probabilidade de o equivalente-certeza ser maior que zero. Assim, definimos a função Θ como

$$\begin{aligned}\Theta(\eta) &= \text{Prob}(\Omega_\tau > 0) = \text{Prob}((1 - \eta)V - 1/2b(1 - \eta)^2\sigma^2 > 0) \\ &= \text{Prob}(V > 1/2b(1 - \eta)\sigma^2)\end{aligned}$$

Em se tratando de distribuição normal, temos que

$$\Theta(\tau) = \int_k^\infty \frac{1}{\sqrt{2\pi(1-\tau)\sigma}} \exp\left\{-\frac{\tilde{V}-V}{\sigma^2(1-\tau)}\right\} dV = 1 - F(k)$$

onde $k = 1/2b(1 - \eta)\sigma^2$ e F são a função de distribuição acumulada normal.

O impacto de um aumento na alíquota do IRR pode ser medido por:

$$\frac{d\Theta(\tau)}{d\tau} = \frac{1}{2}b\sigma^2 F'\left(\frac{1}{2}b(1-\tau)\sigma^2\right) \quad (3.32)$$

O sinal de (3.32) é dado pelo sinal de F' , já que b e σ^2 são positivos. Dessa forma, o IRR não será neutro, a não ser que o investidor seja neutro ao risco, quando $b = 0$, confirmando os resultados do modelo de Kretzer. Se F' for positivo, conforme sugestão de Campbell e Lindner,³³ um aumento na alíquota τ irá favorecer o investimento, na medida em que eleva a probabilidade *ex ante* de o equivalente de certeza ser maior que zero.

TABELA 3.1

Comparação dos desempenhos de acordo com o critério de avaliação

CRITÉRIO	BÔNUS FIXO	ROYALTIES	IRR
Neutralidade	-	-	+
Receita do governo			
Estabilidade	-	+	?
Teste da receita máxima	+	+	-
Risco do investidor (+ = baixo)	-	-	+
Risco do governo	+	+	-
Administração	+	+	-

Legenda: (+) bom desempenho; (-) desempenho ruim.

A Tabela 3.1 resume as principais conclusões do que foi exposto até agora sobre o desempenho de cada modalidade de benefício governamental, segundo os diversos critérios. Nota-se, em particular, que o grau de neutralidade cresce juntamente com a dificuldade de administração. Além disso, os riscos para o investidor diminuem conforme a base tributária se aproxima da renda do recurso, ocorrendo o inverso com a carga de incerteza suportada pelo governo.

Deve-se notar, na tabela, que o critério de receita do governo apresenta-se inconcluso sobre qual o melhor tributo: por um lado, o IRR reduz o risco do investidor, contribuindo para a manutenção de investimentos marginais; por outro, o IRR pode levar a firma investidora a manipular a base de arrecadação, reportando custos irreais à agência reguladora.

Uma tentativa de avaliar o potencial arrecadatário comparativo entre os *royalties* e o IRR foi feita por Fraser e Kingwell (1997) e por Fraser (1998). No primeiro artigo, os autores procuram encontrar as condições em que a agência pode transferir o esquema tributário do *ad valorem* para o IRR sem provocar diminuição de receitas para o governo; no trabalho seguinte, Fraser avalia a relação entre a tributação e a exploração como atividade redutora de risco, na linha de Kretzer (1994). Uma versão simplificada do modelo é apresentada a seguir.³⁴

Sejam τ_v e τ_b , respectivamente, as alíquotas dos impostos *ad valorem* e sobre a renda do recurso. No primeiro caso, temos a equação (3.21) para o lucro esperado da firma. Chamando a quantidade de recursos esperada de $E(S)$, temos:

$$E[\pi(k, S)] = (1 - \tau_v)pE(S) - ck \quad (3.33)$$

Nessas condições, o total de benefícios que o governo espera arrecadar pode ser expresso por

$$E[R_v(S)] = \tau_v pE(S) \quad (3.34)$$

No caso da adoção de um IRR na configuração de Brown, a equação do lucro da firma investidora é dada por

$$E[\pi(k, S)] = (1 - \tau_B)[\rho E(S) - ck] \quad (3.35)$$

de modo que o total de arrecadação esperada pelo governo será:

$$E[R_B(S)] = \tau_B \rho E(S) - \tau_B ck \quad (3.36)$$

Dividindo (3.35) por (3.33), temos:

$$\frac{E[R_B(S)]}{E[R_V(S)]} = \frac{\tau_B}{\tau_V} \left[1 - \frac{ck}{\rho E(S)} \right] \quad (3.37)$$

Para que o total esperado de IRR arrecadado supere o total de *royalties* recolhido pelo governo, a razão entre suas receitas esperadas deve ser superior à unidade. Como a expressão entre colchetes é menor que 1, para que o imposto sobre a renda gere mais recursos esperados para a União é necessário que $\tau_B > \tau_V$ no montante necessário para tornar (3.37) maior que 1.

Fraser (1998) descreve o resultado de simulações numéricas que comprovam que, em geral, $E[R_B(S)] > E[R_V(S)]$, ou seja, uma proporção maior dos benefícios vai para o governo no caso da adoção de um IRR. Para tais simulações, ele supõe que o tamanho da reserva S tem função de distribuição de probabilidade lognormal. No entanto, ele constata que, sob níveis de incerteza mais elevados (expressos pela variância elevada da distribuição), as proporções de recursos abocanhados pela União nos dois regimes são quase equivalentes, sendo ligeiramente maior sob IRR. Tais constatações sugerem que o IRR apresenta vantagens em relação aos *royalties* quanto ao critério de maximização de receitas para o governo.

Para finalizar, devemos ter em mente que o imposto de Brown não existe em sua forma pura, devido às resistências políticas já mencionadas. Na realidade, os governos que utilizam a tributação sobre a renda do recurso (como a Austrália, por exemplo) permitem à firma acumular suas perdas a uma certa taxa de juros para, no período de produção, tributar os lucros, permitindo a dedução de tais dispêndios. Na avaliação de Garnaut e Ross (1983), essa variante continua apresentando propriedades de neutralidade, mas em menor proporção, com a vantagem de ser mais estável, pois seu risco político é menor.

As conclusões fornecidas por esses modelos nos levariam a recomendar à agência reguladora a utilização de um modelo de tributação baseado na renda do recurso, e não no valor bruto da produção. Isso traz à tona a seguinte questão: se as vantagens do IRR sobre o *ad valorem* são tão evidentes, tanto em termos de neutralidade quanto em termos de benefícios governamentais, por que os *royalties* são mais amplamente utilizados pelos países produtores de petróleo?

3.3. Assimetria de informações e tributação

Parte da resposta já foi fornecida anteriormente: a administração de um imposto sobre a renda é muito mais complicada, pois exige um conjunto de informações mais amplo, quase sempre indisponível de forma confiável para a agência reguladora. No entanto, existe uma outra dimensão mais específica do problema que pode justificar a adoção dos *royalties*, a despeito de seus efeitos distorcivos sobre o investimento e a extração: o problema da *assimetria de informações*.

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 consequência, 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 dela. 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 imposto sobre a renda do recurso, 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 que induza a firma a revelar seu verdadeiro parâmetro de custos e a não se apropriar de rendas que pertenceriam à União?

Osmundsen (1995), em um modelo estático, procura analisar essa questão, supondo que a firma possua 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 de custo torna-se correlacionada no tempo. É com base nesse último modelo que procuraremos encontrar uma resposta ao problema.

O modelo de Osmundsen supõe dois períodos para o projeto. A firma possui melhor conhecimento sobre suas reservas no primeiro período, S_1 , enquanto a agência só possui uma estimativa de acordo com uma função de distribuição de probabilidade $f(S_1)$, com $S_1 \in [S_1, \bar{S}_1]$. Assim, o estoque remanescente na jazida dependerá dos níveis de extração em cada período, tal que:

$$S_2 = S_1 - q_1 \quad (3.38)$$

As seguintes hipóteses são formuladas para a função de custo, para $t = 1, 2$:

$$C_S = \frac{\partial C(q_t, S_t)}{\partial S_t} < 0 \quad (A1)$$

$$C_{Sq} = \frac{\partial^2 C(q_t, S_t)}{\partial S_t \partial q_t} < 0 \quad (A2)$$

$$C_{qq} = \frac{\partial^2 C(q_t, S_t)}{\partial q_t^2} > 0 \quad (A3)$$

$$\lim_{\sum_t q_t \rightarrow S_t} \sum C(q_t, S_t) = \infty \quad (A4)$$

$$C_{SS} = \frac{\partial^2 C(q_t, S_t)}{\partial S_t^2} > 0 \quad (A5)$$

A hipótese A1 é o já mencionado *efeito-estoque*, segundo o qual os custos são menores quanto maior o nível da reserva; analogamente, A2 indica que o custo marginal é crescente conforme a jazida se esgota; A3 refere-se à convexidade do custo em cada período, indicando ser lucrativo distribuir a produção no tempo, em vez de realizá-la somente no instante 1; A4 é decorrência de A1, referindo-se às propriedades assintóticas da função de custo, que tende a crescer ao infinito conforme ocorre a exaustão; por fim, A5 é denominada por Osmundsen *efeito cruzado dinâmico*, segundo o qual a taxa de redução dos custos decorrentes de estoques adicionais é decrescente.

O objetivo básico da regulação é maximizar uma função de bem-estar, que pode ser representada pela equação:

$$W_t(S_t) = (1 + \lambda)R_t(S_t) + (1 - \mu)\Pi_t(S_t) \quad (3.39)$$

onde R_t é o total de benefícios governamentais decorrente da produção de petróleo (ou gás), Π_t é a renda obtida pela firma concessionária ($t = 1, 2$), μ é a parcela correspondente à participação estrangeira na atividade e $1 + \lambda$ é o custo-sombra dos fundos públicos.³⁵ A equação (3.39) apresenta outra razão para extrair o máximo de rendas da atividade: evitar queda de bem-estar com a remessa de lucros ao exterior. A renda do concessionário, para $t = 1, 2$, é dada por

$$\Pi_t = p_t q_t - C(q_t, S_t) - R_t \quad (3.40)$$

Substituindo (3.40) em (3.39), a função de bem-estar do governo se torna

$$W_t = (1 + \lambda)(p_t q_t - C(q_t, S_t)) - (\mu + \lambda)\Pi_t \quad (3.41)$$

Essa equação indica que o bem-estar total é dado por duas parcelas: a primeira é o bem-estar que resultaria se o governo abocanhasse toda a renda da atividade e a segunda é a perda social decorrente do fato de firmas privadas se apropriarem de parte dos benefícios.

Os valores presentes do benefício governamental e do lucro da firma são dados, respectivamente, por $R_t \equiv R_1 + \delta R_2$ e $\Pi_t \equiv \Pi_1 + \delta \Pi_2$, onde δ é uma taxa de desconto. A autoridade reguladora deve oferecer um mecanismo direto, $H = \{(q_1(\hat{S}_1), q_2(\hat{S}_1), R(\hat{S}_1)), \hat{S}_1 \in [S_1, \bar{S}_1]\}$, a fim de que a concessionária revele o nível de suas reservas através da escolha de q_1 , q_2 e R . Esse mecanismo direto de revelação assume a forma de um menu de contratos.

Para encontrar esse *menu*, a agência tem como critério a maximização do bem-estar social. Lembrando que a autoridade possui apenas uma estimativa de S_1 e incorporando o valor presente dos lucros em (3.41), a função de bem-estar se torna

$$W = \int_{\underline{S}_1}^{\bar{S}_1} \{(1 + \lambda)[p_1 q_1(S_1) - C(q_1(S_1), S_1) + \delta(p_2 q_2(S_1) - C(q_2(S_1), S_2))] - (\lambda + \mu)\Pi(S_1)\} f(S_1) dS_1 \quad (3.42)$$

O objetivo do governo será encontrar o máximo de (3.42) com relação a $q_1(S_1)$, $q_2(S_1)$ e $R(S_1)$, sujeito às seguintes restrições:

$$\Pi(S_1) \equiv \Pi(S_1, S_1) \geq 0 \quad \text{para } \forall S_1 \in [S_1, \bar{S}_1] \quad (R1)$$

$$\Pi(S_1) \geq \Pi(\hat{S}_1, S_1) \quad \text{para } \forall \hat{S}_1, S_1 \in [S_1, \bar{S}_1] \quad (R2)$$

$$q_1 + q_2 \leq S_1 \quad (R3)$$

As duas primeiras restrições são clássicas do problema principal-agente: R1 é a chamada *restrição de participação*, indicando que o agente (no caso, a firma concessionária) só irá participar do esquema de incentivos se puder obter benefícios líquidos, representados na forma de uma renda; R2, por sua vez, é a *restrição de compatibilidade de incentivo*, ou seja, o agente só estará disposto a revelar seu verdadeiro parâmetro de custo (no caso, seu nível de reservas) se essa for a estratégia mais lucrativa em relação à revelação de qualquer outro valor $\hat{S}_1 < S_1$. Por fim, R3 é a *restrição de exauribilidade*, típica dos recursos não-renováveis.

A solução do problema envolve os procedimentos usuais do problema agente-principal. Sabe-se, por (3.40), que

$$\Pi(S_1, \hat{S}_1) \equiv \Pi_1(S_1, \hat{S}_1) + \delta \Pi_2(S_1, \hat{S}_1) = p_1 q_1(\hat{S}_1) - C(q_1(\hat{S}_1), S_1) + \delta p_2 q_2(\hat{S}_1) - \delta C(q_2(\hat{S}_1), S_2) - R(\hat{S}_1)$$

Derivando essa equação com relação a S_1 , temos:³⁶

$$\Pi'(S_1) = -\frac{\partial C(q_1(S_1), S_1)}{\partial S_1} - \delta \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial S_2} \quad (3.43)$$

Por (3.43), nota-se que a renda da firma é crescente com relação ao nível de reservas, dadas as hipóteses formuladas sobre a função de custo. Para que o problema apresente solução, devemos supor também que

$$\frac{dq_1(S_1)}{dS_1} \geq 0 \text{ e } \frac{dq_2(S_1)}{dS_1} \geq 0$$

Ou seja, quanto maior o nível da reserva, maior a quantidade extraída.³⁷ A firma pode não se sentir estimulada a reportar o verdadeiro tamanho da reserva, preferindo desempenhar o papel de uma firma ineficiente. Ela pode preferir declarar um nível de reservas $\underline{S}_1 < S_1$, com vistas a reduzir a base de arrecadação de imposto no caso de IRR. Integrando a equação (3.43) do nível mínimo de reservas até o nível verdadeiro, tem-se

$$\Pi(S_1) = \int_{\underline{S}_1}^{S_1} \Pi'(S_1) dS_1 = \int_{\underline{S}_1}^{S_1} \left[-\frac{\partial C(q_1(S_1), S_1)}{\partial S_1} - \delta \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial S_2} \right] dS_1 \quad (3.44)$$

$\Pi(S_1)$ pode ser definida como a *renda de informação* obtida pelo concessionário, por revelar um nível de custos superior ao verdadeiro (isto é, um potencial de reservas aquém do nível real). Ao invés de revelar o verdadeiro S_1 e produzir de acordo com ele, a companhia pode preferir revelar um nível $S_1 - dS_1$, de modo que há dois tipos de firmas, S_1 e $S_1 - dS_1$, e a diferença de rendas entre ambas é igual à vantagem de custos da primeira em relação à segunda, em termos de valor presente. Ou seja, a firma irá se apropriar do diferencial de custos por declarar um estoque de recursos inferior ao verdadeiro.

O governo, por sua vez, irá arrecadar a renda do recurso menos a renda de informação, ou seja:

$$R(S_1) = p_1 q_1(S_1) - C(q_1(S_1), S_1) + \delta (p_2 q_2(S_1) - C(q_2(S_1), S_2)) - \Pi(S_1) \quad (3.45)$$

As condições necessárias para que (3.42) seja máximo com relação ao nível de extração são:

$$\frac{\partial W}{\partial q_1} = \int_{\underline{S}_1}^{\bar{S}_1} \left\{ (1 + \lambda) \left[p_1 - \frac{\partial C(q_1(S_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial S_2} \right] - (\lambda + \mu) \frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_1} \right\} f(S_1) dS_1 = 0$$

$$\frac{\partial W}{\partial q_2} = \int_{\underline{S}_1}^{\bar{S}_1} \left\{ (1 + \lambda) \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial q_2} \right) - (\lambda + \mu) \frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_2} \right\} f(S_1) dS_1 = 0$$

onde:

$$\frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_1} = - \int_{S_1}^{S_1} \left(\frac{\partial^2 C(q_1(S_1), S_1)}{\partial S_1 \partial q_1} - \frac{\partial^2 C(q_2(S_1), S_2)}{\partial S_2^2} \right) dS_1 > 0$$

$$\frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_2} = - \int_{S_1}^{S_1} \delta \frac{\partial^2 C(q_2(S_1), S_2)}{\partial S_2 \partial q_2} dS_1 > 0$$

dadas as hipóteses (A1)-(A5). Rearranjando as condições de primeira ordem, podemos resumi-las da seguinte forma:

$$p_1 - \frac{\partial C(q_1(S_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial S_2} = \frac{(\lambda + \mu)}{1 + \lambda} \frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_1} \quad (3.46)$$

$$p_2 - \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial q_2} = \frac{\lambda + \mu}{1 + \lambda} \frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_2} \quad (3.47)$$

Se as rendas de informação auferidas pela firma fossem iguais a 0 (informação simétrica), (3.46) e (3.47) representariam as condições usuais de igualdade entre preço e custo marginal.³⁸ Entretanto, sob assimetria de informação, em ambos os períodos, haverá uma diferença entre preço e custo marginal, formado pelo custo marginal da informação. Para que o governo aumente a extração de renda da firma, é necessário reduzir o nível de extração para todos os tipos de firma com $S_1 < \bar{S}_1$. Quando a agência reduz o nível de extração, um concessionário tipo S_1 acha menos favorável mimetizar um tipo $S_1 - dS_1$, de modo que será necessário menos renda para revelar sua informação. Isso significa que a restrição de incentivo (R2) é relaxada.

No entanto, escolher um nível de extração menor implica um nível de produção subótimo. Assim, a agência reguladora, representante do governo, se depara com um *trade-off* entre capturar o máximo possível de renda de informação dos concessionários e maximizar o valor da produção; em outras palavras, para capturar a máxima parcela de renda, é preciso distorcer para baixo a produção.

Dessa forma, as conclusões que obtivemos anteriormente sobre tributação neutra se modificam: sob assimetria de informação, a tributação neutra não irá propiciar ao governo uma fatia maior da renda total da atividade. Para lograr tal objetivo, a agência reguladora deve reduzir o volume de petróleo extraído. A razão econômica dessa distorção é que as propriedades dinâmicas da função de custo, em especial (A2) e (A5), implicam que os custos marginais de extração (diretos, causados pelo efeito-estoque) são decrescentes em S_1 , de modo que um produtor do tipo S_1 tem um custo marginal menor que um produtor tipo $S_1 - dS_1$. A restrição da produção, dessa forma, reduz essa vantagem de custos, pois a renda de informação varia diretamente com a quantidade extraída.

Além disso, as equações para $\partial \Pi(S_1)/\partial q_1$ e $\partial \Pi(S_1)/\partial q_2$ mostram que deve ocorrer uma redução maior no primeiro período, quando a magnitude da renda de informação é maior. Assim, a resposta para a assimetria de informação não é só reduzir a quantidade extraída, mas também o ritmo de produção ao longo do tempo.

A questão que surge agora é como implementar um tributo que alcance os objetivos de distorcer para baixo o nível de extração, de modo a permitir ao governo abocanhar fatia maior da renda. Para isso, deve-se derivar um mecanismo direto de revelação, com a firma produzindo de acordo com (3.46)-(3.47) e pagando benefícios ao governo conforme (3.45). O imposto deve ser função de uma variável observável, como $\mathbf{q} = (q_1, q_2)$. Define-se $R(\hat{S}_1, \mathbf{q})$ como sendo a arrecadação de rendas como função do nível declarado de reservas e da quantidade extraída. Como essa função é côncava,³⁹ ela pode ser expressa pela família de seus planos tangentes. Fazendo uma expansão de Taylor de primeira ordem em torno de R^* e de q^* , respectivamente receita e quantidades determinadas pelo mecanismo ótimo, tem-se:

$$R(\hat{S}_1, \mathbf{q}) - R^*(\hat{S}_1) = \nabla R(q^*)(\mathbf{q} - q^*) \quad (3.48)$$

com $\nabla R(q^*) = \left(\frac{\partial R(q_1, q_2)}{\partial q_1}, \frac{\partial R(q_1, q_2)}{\partial q_2} \right)$. Substituindo os valores de acordo com a derivada de (3.45):

$$\begin{aligned} R(\hat{S}_1, q_1, q_2) = R^*(\hat{S}_1) &+ \left(p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2} \right) (q_1 - q_1^*(\hat{S}_1)) + \\ &+ \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right) (q_2 - q_2^*(\hat{S}_1)) \end{aligned}$$

Essa equação nos permite concluir que a política de distorção para baixo nos níveis de produção pode ser implementada por meio da adoção de um bônus fixo combinado com *royalties*, segundo a equação:

$$R(\hat{S}_1, q_1, q_2) = \alpha(\hat{S}_1) + \beta_1(\hat{S}_1)q_1 + \beta_2(\hat{S}_1)q_2 \quad (3.49)$$

onde:

$$\begin{aligned} \alpha(\hat{S}_1) = R^*(\hat{S}_1) &- \left(p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2} \right) q_1^*(\hat{S}_1) - \\ &- \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right) q_2^*(\hat{S}_1) \end{aligned}$$

$$\beta_1(\hat{S}_1) = p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2}$$

$$\beta_2(\hat{S}_1) = \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right)$$

Dessa forma, o mecanismo ótimo de revelação requer a utilização de um *menu* linear de contratos, $H = \{q_1(\hat{S}_1), q_2(\hat{S}_1), R(\hat{S}_1)\}$, na forma de um pagamento fixo mais um tributo *ad valorem*. Deve-se enfatizar que o *menu* de contratos deve ser apresentado antes do início da produção e não deve ser alterado no período seguinte, devido à correlação temporal da função de custo. Essa 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. Já 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.

Com esse mecanismo, a agência reguladora será capaz de inferir o verdadeiro tipo de jazida de que a firma dispõe, apesar de ter distorcido o nível de extração através desse esquema tributário. É possível demonstrar matematicamente que esse arranjo induz a revelação $\hat{S}_1 = S_1$ e a extração ótima⁴⁰ $\{q_1^*, q_2^*\}$. A equação para o valor presente do lucro da firma, de (3.40), será:

$$\Pi(S_1) = p_1 q_1(\hat{S}_1) - C(q_1(\hat{S}_1), S_1) + \delta (p_2 q_2(\hat{S}_1) - C(q_2(\hat{S}_1), S_2)) - R(\hat{S}_1, q_1, q_2) \quad (D1)$$

onde:

$$R(\hat{S}_1, q_1, q_2) = R^*(\hat{S}_1) + \left(p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2} \right) (q_1 - q_1^*(\hat{S}_1)) + \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right) (q_2 - q_2^*(\hat{S}_1))$$

As condições de primeira ordem para o máximo lucro são:

$$\frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_1} = \frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial q_2} = \frac{\partial \Pi(S_1)}{\partial \hat{S}_1} = 0$$

Ou seja,

$$p_1 - \frac{\partial C(q_1(S_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial S_2} - \left(p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2} \right) = 0 \quad (D2)$$

$$p_2 - \frac{\partial C(q_2(S_1), S_2)}{\partial q_2} - \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right) = 0 \quad (D3)$$

$$\begin{aligned} & - \frac{dR^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} + \left(p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2} \right) \frac{dq_1^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} + \\ & + \left(\frac{\partial^2 C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1^2} + \delta \frac{\partial^2 C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2^2} \right) \frac{dq_1^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} (q_1 - q_1^*(\hat{S}_1)) + \\ & + \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right) \frac{dq_2^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} + \delta \left[\frac{\partial^2 C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2^2} \frac{dq_2^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} - \right. \\ & \left. - \frac{\partial^2 C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2 \partial S_2} \frac{dq_1^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} \right] (q_2 - q_2^*(\hat{S}_1)) = 0 \end{aligned} \quad (D4)$$

De (D1), podemos derivar:

$$\frac{dR^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} = \left(p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2} \right) \frac{dq_1^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} + \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right) \frac{dq_2^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1}$$

que, substituindo em (D4), resulta em:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\partial^2 C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1^2} + \delta \frac{\partial^2 C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2^2} \right) \frac{dq_1^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} (q_1 - q_1^*(\hat{S}_1)) + \delta \left[\frac{\partial^2 C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2^2} \frac{dq_2^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} - \right. \\ & \left. - \frac{\partial^2 C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2 \partial S_2} \frac{dq_1^*(\hat{S}_1)}{d\hat{S}_1} \right] (q_2 - q_2^*(\hat{S}_1)) = 0 \end{aligned} \quad (D4')$$

Desse modo, verifica-se diretamente que $\{\hat{S}_1, q_1, q_2\} = \{S_1, q_1^*(S_1), q_2^*(S_1)\}$ soluciona o sistema (D2)-(D3)-(D4').

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, a fim de inferir uma *informação oculta* (*hidden information*) sobre um

parâmetro de custo da firma. Assim, 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 pertenceriam, por direito, à União.

3.4. Síntese

Dos modelos que foram expostos neste capítulo a respeito da tributação do setor de petróleo, podemos extrair algumas conclusões:

- a) Podemos classificar as modalidades de benefícios governamentais em três grupos principais: o pagamento único (bônus fixo – BF), o tributo *ad valorem* (ou *royalty*) e o imposto sobre a renda do recurso (IRR). Nessa ordem, a condicionalidade dos pagamentos tende a crescer, juntamente com a parcela de risco assumida pelo governo.
- b) O BF e os *royalties* constituem formas de impostos não-neutras, na medida em que são capazes de obstruir projetos marginais viáveis em sua ausência, ou produzir um nível de investimentos subótimo. Além disso, tais mecanismos tributários distorcem o ritmo e o volume de extração, resultando em um aproveitamento da jazida aquém de seu potencial.
- c) O IRR, por sua vez, apresenta um bom desempenho no critério de neutralidade, não alterando a ordem de lucratividade dos projetos. Isso contribui para que a parcela de benefícios governamentais nesse sistema cresça. No entanto, deve-se ter em vista que a adoção de um IRR na forma pura (imposto de Brown) pode elevar o risco político, contribuindo para aumentar a instabilidade do arranjo, com suas conseqüências deletérias sobre o nível de investimentos e de receitas para a União.
- d) Sob *simetria de informações*, a literatura sugere a utilização de uma forma de imposto sobre a renda, devido à sua reduzida capacidade em distorcer a alocação de recursos produtivos, além de seu potencial de arrecadação para o governo, sobretudo em situações de incerteza moderada. No entanto, os resultados clássicos sobre a neutralidade do IRR valem apenas para os casos em que o investidor é neutro ao risco. Por permitir uma partilha maior de riscos entre governo e investidor, esse tributo pode favorecer determinados investimentos, tornando-se capaz de influir na alocação dos recursos produtivos.
- e) O problema do IRR é que sua base de incidência é manipulável pela firma concessionária, que pode sobreavaliar seus custos, com vistas a recolher menos tributos. Isso reduziria os benefícios governamentais, pois abre espaço para a apropriação de rendas indevidas (rendas de informação) pelo agente concessionário.

- f) Sob *assimetria de informação*, o governo é capaz de abocanhar uma parcela maior da renda da atividade, oferecendo um *menu* linear de contratos (de uma única vez, devido à dinâmica de custos), na forma de uma combinação de *royalties* com bônus fixo. Esse mecanismo direto é confiável, pois induz o agente a revelar seus verdadeiros parâmetros de custo (como o potencial da jazida, por exemplo), mas provoca uma distorção para baixo no ritmo e no volume de extração em relação à situação de simetria de informação. Trata-se, pois, de um *trade-off* entre a apropriação do máximo de renda pelo governo e o volume de produção.

O objetivo deste capítulo foi fornecer uma resenha de alguns modelos relevantes no estudo dos impactos da forma de tributação sobre os investimentos no setor de óleo e gás e extrair deles algumas conclusões sobre suas conseqüências. No capítulo seguinte, faremos uma descrição das transformações institucionais do setor de petróleo no Brasil e, a partir dos resultados desse capítulo, tentaremos fornecer alguns prognósticos de acordo com o esquema tributário escolhido pelo país para extrair os benefícios do governo.



4. Tributação dos setores de petróleo e gás natural no Brasil

O objetivo deste capítulo é apresentar um panorama institucional do setor de petróleo e gás natural no Brasil, que vem sendo elaborado desde 1995, com ênfase nas participações do governo nas rendas geradas pela atividade. No item 4.1, apresentamos uma breve história do setor de petróleo no Brasil; no item 4.2, analisamos a Lei 9.478, a chamada “Lei do Petróleo”, aprovada em 1997 e destinada a regular esse mercado; no item 4.3, estudamos as formas de tributação previstas na mencionada lei; por fim, estabelecemos a conexão entre a tributação da indústria de petróleo e as consequências previstas sobre o nível de investimentos, de acordo com as conclusões dos capítulos anteriores.

4.1. Contexto histórico

O Brasil é um país que possui um potencial considerável de campos de petróleo e de gás natural, totalizando 4 milhões de km² de áreas sedimentares em terra (*onshore*) e aproximadamente 1 milhão de km² na plataforma continental (*offshore*), compreendendo 29 bacias, as quais diferem grandemente entre si quanto à idade, características geológicas, tamanho, potencial de prospectividade, grau de exploração e acessibilidade. Isso, em conjunto com a sua vastidão territorial e a dificuldade de acesso a muitas regiões, representa um enorme desafio para qualquer empresa petrolífera que deseje explorar as potencialidades minerais do território brasileiro.

Historicamente, com vistas a se apropriar dos benefícios econômicos do petróleo e do gás natural, o governo federal desenvolveu uma estratégia de cunho nacionalista baseada no pressuposto de que as riquezas do subsolo constituem propriedade da União, sob o argumento de se tratar de um insumo vital para a segurança nacional. Tal estratégia previa a monopolização das operações de explo-

ração, refino e produção de petróleo no Brasil, com o objetivo de abastecer o mercado interno e garantir os interesses do país. Assim, visando alcançar tais metas, foi criado em 1938, no governo Vargas, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), destinado a traçar diretrizes para a viabilização da indústria de petróleo no Brasil, já que, nessa época, todo o consumo de óleo era importado e somava 38 mil barris por dia, segundo dados do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP).

A criação do CNP representa o nascimento da indústria de petróleo no Brasil e, nos anos que se seguiram à sua constituição, foram empreendidos estudos para avaliar o potencial das bacias sedimentares brasileiras, a fim de buscar evidências que justificassem investimentos na exploração petrolífera. Os esforços nesse sentido se concentraram inicialmente no Recôncavo baiano, resultando na descoberta de campos importantes, como os de Dom João, Aratu, Água Grande e Pojuca, de modo que essa região se tornou a primeira bacia petrolífera a ser explorada no Brasil, permanecendo como a mais importante até o início dos anos 70.

No intuito de impulsionar a indústria petrolífera e embalado nos ideais nacionalistas, o governo criou, em 1953, a Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.), empresa estatal destinada a empreender as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil. O desinteresse do setor privado em empreender uma atividade de alto risco, caracterizada por elevados investimentos e pesadas economias de escala, bem como as resistências políticas à abertura do setor ao capital estrangeiro, levaram a União a instituir o monopólio sobre as operações com recursos hidrocarbonetos líquidos.⁴¹ Desde então, a Petrobras se firmou como a única executora desse monopólio e a Constituição de 1988 consagrou esse direito, confirmando a exclusividade da União nas operações na indústria do petróleo no Brasil.

Inicialmente, nos anos 50, a capacidade produtiva da Petrobras totalizava 2,7 mil barris por dia, o que, de longe, era insuficiente para atender à demanda interna de petróleo, que crescia proporcionalmente mais que o PIB. No entanto, a importação desse insumo só veio a se transformar em problema sério com os choques do petróleo na década de 70, quando a explosão do preço do barril acarretou grande redução no saldo comercial brasileiro. Desde então, a Petrobras intensificou seus esforços para reduzir a dependência externa de petróleo, através de duas diretrizes básicas: pesquisa de fontes alternativas de energia, com o Projeto Pró-Álcool, e intensificação dos esforços exploratórios, no intuito de aumentar a produção nacional e reduzir as importações.

Além disso, como forma de aumentar a produção, diante das dificuldades externas, e abrir o setor ao capital estrangeiro, o governo Geisel introduziu uma forma de concessão denominada *contrato de risco*. Por essa modalidade, uma empresa obtinha o direito de realizar pesquisas exploratórias e de prospecção em uma determinada área. Se houvesse sucesso na descoberta de petróleo ou gás natural, adquiria o direito de produzi-lo e vendê-lo; caso contrário, diante de fracasso, deveria arcar com todos os prejuízos dos gastos empreendidos, devolvendo as áreas à União. Entretanto, os contratos de risco não surtiram o efeito desejado pelo governo: foram firmados 243 acordos entre 1975 e 1988, quando a nova

Constituição proibiu as concessões à iniciativa privada e apenas um deles obteve sucesso.

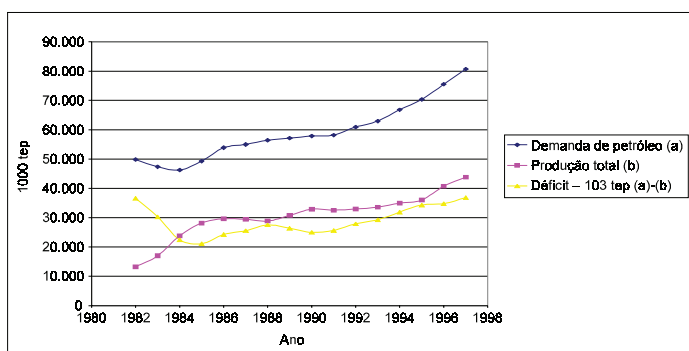
Apesar do fracasso dos contratos de risco, o balanço do esforço exploratório da Petrobras foi positivo. Em 1974, foi descoberto óleo na Bacia de Campos, plataforma continental do estado do Rio de Janeiro, a qual se tornou a maior província petrolífera do país e a pioneira na tecnologia de exploração em águas profundas. Em 1981, entraram em operação os campos de Garoupa, Namorado, Anchova, Pampo e Badejo, consolidando a Bacia de Campos como a mais importante área produtora de petróleo no país, sendo responsável atualmente por aproximadamente 73% da produção brasileira. Nos dias de hoje, operam nessa bacia campos-gigantes como Albacora, Barracunda e Marlim, mas a grande promessa da área é o campo de Roncador, já em fase de pré-produção, com capacidade comprovada de 2,8 bilhões de barris (um campo é considerado gigante a partir dos 500 milhões).

Avaliando em perspectiva, pode-se considerar que a estratégia da Petrobras em substituir o petróleo importado pelo nacional obteve sucesso satisfatório: os Gráficos 4.1 e 4.2 resumem alguns dados relativos à dependência externa de petróleo no Brasil entre 1982 e 1997, quando a produção na Bacia de Campos já era significativa.

O Gráfico 4.1 fornece a evolução da demanda nacional de petróleo comparada à produção interna, além das necessidades de importação. O Gráfico 4.2 expressa o déficit de petróleo no país, como porcentagem da demanda interna. Percebe-se que a porcentagem do consumo caracterizado por petróleo importado se reduziu substancialmente ao longo dos anos, com um visível salto a partir de 1984, graças ao crescimento da produção na Bacia de Campos: em 1982, o Brasil dependia de 73,4% de petróleo importado para satisfazer à demanda nacional e, em 1997, esse valor era de 45,7%.⁴² A meta para o ano 2000, segundo a própria Petrobras, é produzir 1,5 milhão de barris diariamente. Portanto, não apenas a

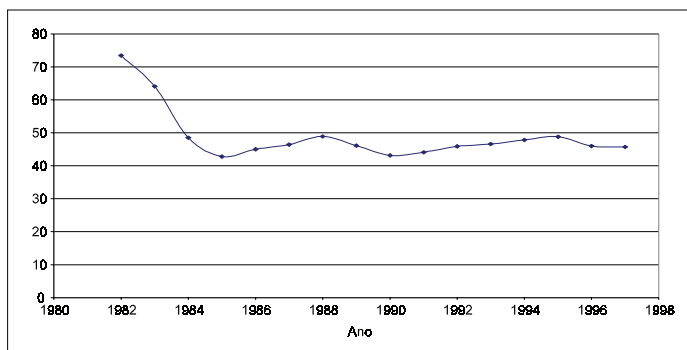
GRÁFICO 4.1

Demanda e produção interna de petróleo



85

GRÁFICO 4.2

Déficit de petróleo (% da demanda interna)

produção nacional cresceu, como também a dependência do óleo importado demonstra trajetória decrescente, o que constitui, de fato, um êxito dos objetivos da política energética brasileira mencionados.

Vale ressaltar, por fim, que, em decorrência do monopólio exercido por 45 anos, a Petrobras se tornou detentora de um conjunto apreciável de informações técnicas e geológicas a respeito do potencial das bacias sedimentares brasileiras, além de possuidora da tecnologia mais avançada do mundo em exploração de petróleo em lâminas situadas entre mil e 2 mil metros de profundidade na plataforma continental, de acordo com a Offshore Technology Conference (OIC). Tais conhecimentos habilitam a Petrobras a um papel estratégico no ambiente de competição que se pretende instalar daqui para frente no país, sobretudo no que se refere à constituição de parcerias para a disputa de concessões e aos padrões tecnológicos desejados para as firmas que operam no setor.

A partir dos anos 90, a concepção nacionalista sobre o petróleo começou a sofrer modificações, com os ventos liberais que sopravam no Brasil. Com o objetivo de atrair o maior número possível de investimentos para o 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 brasileira. Passou-se a considerar gradativamente a possibilidade de se conceder à iniciativa privada a permissão de levar adiante atividades de exploração, desenvolvimento, refino, produção e importação de petróleo e gás natural. Buscou-se, assim, quebrar o monopólio estatal nessas atividades, a fim de modernizar o setor de petróleo e gás natural no Brasil, bem como elevar a participação do governo nas rendas dos recursos minerais fluidos.

Em 1995, o Congresso Nacional aprovou a Emenda Constitucional 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 no Brasil. Até então, apenas a distribuição era permitida à iniciativa privada. 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 do Brasil 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. Otto (1998) apresenta um panorama sobre a questão: segundo esse autor, 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, essas 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 esses anos foram marcados 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 atraentes a exploração de petróleo e gás nos países menos desenvolvidos, dentre eles o Brasil: em geral, tais países passaram de um sistema de *monopólio estatal pleno* para um *regime de concessões* à iniciativa privada. Ou seja, as novas legislações visavam garantir restrições aos direitos de exploração, mantendo a propriedade governamental sobre os recursos do subsolo e solucionando externalidades provenientes de direitos de propriedade, abordados no capítulo inicial.

Assim, em agosto de 1997, o presidente da República sancionou a Lei do Petróleo (9.478/97), que será objeto de análise da seção a seguir.

4.2. A Lei do Petróleo

A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, também conhecida como “Lei do Petróleo”, estabelece as diretrizes básicas para a regulação da indústria do petróleo⁴³ no Brasil. Em termos gerais, a lei complementa a Emenda Constitucional 9/95, que quebra o monopólio da União em relação às atividades ligadas a esse mercado. Ela prevê que todas as atividades que antes constituíam exclusividade estatal poderão ser objeto de concessão para operação de empresas privadas nacionais.⁴⁴ Ou seja, a nova legislação não altera o princípio constitucional de que “a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos”, bem como a importação e a exportação de derivados e o seu transporte dutoviário ou marítimo, constituem monopólio da União (Constituição Federal de 1988, art. 177), mas a autoriza a contratar terceiros para a execução de tais atividades.

Deve-se ressaltar dois aspectos. Em primeiro lugar, a forma como a legislação consagra o fim do monopólio, enfatizando os direitos exclusivos da União na exploração e produção de petróleo e gás natural, longe de ser contraditória, visa estabelecer com clareza a questão dos direitos de propriedade: a União é a única proprietária dos minerais hidrocarbonetos presentes no subsolo nacional e na plataforma continental, de modo que qualquer candidato a explorá-los deve ser submetido à autorização do governo federal, que, em virtude de sua soberania sobre tais recursos, possui direito de extrair parte de seus benefícios. Com isso, a legislação resolve problemas conhecidos na literatura como os de “livre acesso” e “propriedade comum”, debatidos no capítulo inicial, evitando a exploração descontrolada e a entrada irrestrita e, com elas, a dissipação de rendas.

Em segundo lugar, a nova legislação prevê um papel distinto para a Petrobras, até então a executora do monopólio estatal. Embora se tenha como objetivo estimular a competição no setor, a União permanece como acionista majoritária da empresa. No entanto, ela deve receber o mesmo tratamento dado às operadoras privadas em processos licitatórios, apesar das situações de empate serem decididas, segundo a Lei do Petróleo, em seu favor. Deve-se salientar que, nos últimos meses, propostas de privatização da Petrobras ganharam voz.⁴⁵ Entretanto, a Lei 9.478 estabelece que a Petrobras deve permanecer como propriedade da União e qualquer alteração nesse sentido deve ser precedida de intensos debates e de modificações na legislação.

A Lei do Petróleo procura enquadrar o setor nos princípios e objetivos da política energética nacional, dentre os quais podemos citar:

- i) preservar o interesse nacional;
- ii) incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural;
- iii) promover a livre concorrência;
- iv) atrair investimentos na produção de energia; e
- v) ampliar a competitividade do país no mercado internacional (Lei 9.478, de 6-8-97).

Essas e outras metas, bem como os critérios de abastecimento e aproveitamento racional dos recursos, além da composição da matriz energética nacional, são prerrogativas do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão criado pela Lei do Petróleo, vinculado à Presidência da República e presidido pelo ministro das Minas e Energia. Com isso, o Brasil procura modernizar não apenas a legislação do setor de petróleo e gás natural, mas também todo o planejamento energético brasileiro nos moldes da integração de recursos,⁴⁶ enfatizando a análise conjunta das fontes de energia no suprimento da demanda nacional.

Com vistas a administrar os interesses da União anteriormente descritos, a Lei do Petróleo criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), autarquia federal vinculada ao Ministério das Minas e Energia e que tem como finalidade básica “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo” (art. 8º, Lei 9.478/97). A ANP foi concebida

para exercer as atividades de uma agência reguladora tal como previsto pela teoria econômica, com o objetivo de zelar pelos interesses da sociedade (representada pela União) nos resultados da exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como evitar ações que contrariem as “boas práticas da indústria do petróleo”.

A lei estabelece uma série de atribuições à ANP relacionadas à fiscalização das atividades de distribuição e comercialização de derivados de petróleo e de gás natural – em substituição ao Departamento Nacional de Combustíveis (DNC), cujas funções foram englobadas pela ANP –, bem como ao estímulo de pesquisas geológicas e tecnológicas, com o objetivo de proteger os interesses nacionais e aprimorar a eficiência das unidades produtoras. Todas essas funções são de suma importância para o funcionamento adequado do mercado de combustíveis no Brasil, mas o nosso estudo se concentra em suas atribuições como administradora das relações entre o governo e os investidores privados na indústria do petróleo. Nesse sentido, a Lei 9.478 estabelece que, dentre as funções primordiais da ANP, cabe-lhe “*elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua execução*”, já que, conforme consagra o artigo 21 da mencionada lei, “*todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP*”.

Fica claro, portanto, que todas as atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural, incluindo sua exploração e produção, só podem ser realizadas mediante autorização da ANP, que deve obrigatoriamente firmar um contrato de concessão com os investidores privados. Cabe também observar que, nos moldes da visão normativa da teoria da regulação,⁴⁷ o desenvolvimento do aparato institucional para a indústria de petróleo no Brasil seguiu seus estágios fundamentais, quais sejam:

- a) A criação de uma *legislação* voltada para o setor visando ao estabelecimento de objetivos gerais de política, à construção de uma agência reguladora e à definição de suas competências. Procurou-se inicialmente quebrar o monopólio da União, permitindo ainda a participação de capital estrangeiro. Isso foi realizado por meio da Emenda Constitucional 9/95 e da aprovação da Lei 9.478/97.
- b) Com base no aparato legal construído, partiu-se para o processo de *implementação* das novas regras para o funcionamento da indústria do petróleo, quando a ANP passa a exercer suas funções na administração das relações entre a União e o setor privado, em substituição ao antigo monopólio da Petrobras e aos órgãos reguladores existentes anteriormente (no caso, o DNC).
- c) Por fim, e como um dos objetivos principais, a nova legislação busca a *desregulamentação* do setor, através da liberação do preço dos combustíveis, inicialmente nas bombas (já em fase de vigência) e posteriormente nas refinarias (previsto inicialmente para agosto de 2000 na Lei do Petró-

leo e adiado por resolução do Senado para dezembro de 2001). Desde janeiro de 2002, a liberalização de preços nas refinarias vem sendo implementada e a Petrobras vem adotando uma política de reajustes atrelados à trajetória do preço internacional do petróleo e à taxa de câmbio.

Cada uma dessas fases se caracteriza pela introdução de novas leis e normas visando fortalecer o papel da União não apenas como soberano sobre os recursos, mas também como agente fiscalizador do mercado, inclusive no tocante a questões de segurança e meio ambiente. Assiste-se, portanto, a um deslocamento do papel do Estado de *agente produtor* para *agente regulador*.

Para firmar contratos de concessão, a ANP deve empreender um processo licitatório. A ANP é a responsável pela elaboração e divulgação dos editais de licitação, que devem, obrigatoriamente, conter uma minuta do contrato, informações sobre o objeto de concessão, os prazos de exploração, os investimentos e os programas exploratórios mínimos, além das qualificações técnicas, econômicas e jurídicas necessárias para a habilitação. As empresas (ou consórcios) interessadas em se qualificar para a disputa devem realizar uma pré-inscrição junto à agência, com vistas à obtenção de dados referentes aos blocos oferecidos, mediante o pagamento de uma taxa e a assinatura de um termo de confidencialidade para o uso das informações adquiridas.

A partir das informações obtidas, as companhias devem avaliar se irão participar da licitação, fazendo suas ofertas para os blocos em disputa, nos prazos definidos pela ANP. O julgamento da licitação deve selecionar a proposta mais vantajosa, de acordo com critérios estabelecidos no edital (podendo incluir o maior lance para o bônus de assinatura), levando-se em conta o programa de trabalho, os projetos para a atividade de exploração, os prazos e os volumes mínimos de investimento, bem como as capacidades técnica, jurídica e financeira do consórcio.⁴⁸ Conforme dissemos, a lei prevê que as situações de empate segundo esses critérios devem ser decididas em favor da Petrobras. O consórcio vencedor, assim, deve assinar um contrato de concessão com a agência reguladora, mediante ou não o pagamento de um bônus, para exercer as atividades previstas no edital.

Cada contrato deve prever sempre duas fases: a exploração e a produção, cada uma com períodos determinados, prorrogáveis sob certas condições. A fase de exploração engloba as atividades de pesquisa e avaliação de descobertas de petróleo ou gás natural, para determinar sua viabilidade comercial; a fase de produção (ou lavra) inclui o desenvolvimento (investimentos necessários) e a extração propriamente dita.⁴⁹ 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"* (Lei 9.478/97; grifo nosso). Isso significa que, em caso de fracasso (*dry hole*), o concessionário deve devolver o bloco aos cuidados da ANP, responsabilizando-se por todos os dispêndios realizados. Esse risco exploratório é uma variável crucial para a decisão de empreender ou não determinado projeto de investimento.

Qualquer descoberta deve ser comunicada à ANP no prazo máximo de 72 horas. O concessionário deve entregar o Plano de Avaliação da Descoberta à agência, que pode aprová-lo ou exigir alterações a seu critério. Se o procedimento de avaliação concluir que as reservas descobertas são economicamente viáveis, o concessionário deve comunicar à ANP o interesse em prosseguir com a fase de produção, enviando a Declaração de Comercialidade do recurso e um programa de investimentos denominado Plano de Desenvolvimento, que pode ou não ser aprovado pela agência. Uma vez aprovado o projeto, o concessionário deve prosseguir com as fases de desenvolvimento e produção pelo restante do período da concessão (até 27 anos). O prazo máximo para a emissão da declaração de interesse na produção do recurso é o término do período de exploração.

Sob condições muito específicas, o concessionário pode pedir à agência a prorrogação da fase de exploração. Em casos de descoberta de recurso cuja comercialização exija uma infra-estrutura própria inexistente ou para o qual não exista um mercado maduro por questões de especificidades da matriz energética, o consórcio pode obter um prazo adicional de até cinco anos para emitir a Declaração de Comercialidade. Nesse caso, ele deve justificar à agência o pedido de prorrogação, argumentando que os investimentos necessários estarão concluídos ao fim do período, tornando viável a comercialização do produto em questão.⁵⁰

O contrato de concessão com a Petrobras foi o primeiro a ser estabelecido. O prazo de exploração foi fixado em três anos pela Lei do Petróleo pois, de modo geral, a estatal obteve direitos de exploração em campos nos quais já possuía alguma atividade de pesquisa, correspondente a 7% das bacias sedimentares brasileiras.⁵¹ Em junho de 1999, foi realizada a primeira rodada de licitações para a iniciativa privada. Ao todo, foram postas em leilão 27 áreas em oito bacias. O edital de licitação previa a obrigatoriedade da presença de uma operadora, em cada consórcio, com pelo menos 30% de participação. Cada operadora foi classificada em três categorias (A, B e C), de acordo com a capacidade para operar os campos. Essa classificação também foi feita para cada um dos blocos licitados, cada um exigindo uma operadora correspondente.⁵² Em junho de 2000, foi realizada a segunda rodada de licitações, com o mesmo conjunto de regras.

Nessas duas rodadas de licitações, a concessão foi realizada ponderando-se três critérios: 85% para o bônus de assinatura oferecido pelo consórcio, 3% para o compromisso de porcentagens de consumo de bens e serviços nacionais na fase de exploração (até o limite de 50%) e 12% para o compromisso de porcentagens de bens e serviços nacionais na fase de desenvolvimento (até o limite de 70%).⁵³ Os resultados dessas rodadas encontram-se resumidos em duas tabelas anexas ao final deste capítulo (Anexos 4.1 e 4.2)

Os resultados da primeira rodada ficaram aquém das expectativas da ANP: dos 27 blocos colocados em licitação, 15 não apresentaram interessados. O sucesso da segunda rodada foi bem maior, em parte pelo preço do petróleo, muito acima do nível de 1999, e em parte pela redução do patrimônio líquido mínimo exigido das empresas, de R\$ 10 milhões para R\$ 1 milhão. Deve-se notar que,

91

apesar da forte presença da Petrobras, sobretudo na segunda rodada, quando apresentou os ágios mais significativos, o objetivo de quebra do monopólio foi cumprido e agora, além da estatal brasileira, há quase duas dezenas de empresas explorando petróleo e gás no Brasil.

A fase de exploração é variável para cada bloco e poderá ter duração de até nove anos, sendo subdividida em períodos de dois a quatro anos. Segundo informações do edital da primeira rodada de licitações, em áreas maduras, a fase de exploração será dividida em dois períodos de dois ou três anos de duração. Blocos situados em águas ultraprofundas ou em áreas complexas terão a fase de exploração dividida em três períodos, com um período inicial de três ou quatro anos, seguido de dois períodos seguintes de dois ou três anos. Em cada fase, o concessionário é obrigado a executar o programa exploratório mínimo determinado pelo contrato e, ao fim de cada um deles, é obrigado a devolver à agência parte do bloco de concessão. A título de ilustração, a Tabela 4.1 resume essas informações para algumas das bacias colocadas em licitação na primeira rodada. Todas elas, exceto a do Paraná, são *offshore*.

Vale notar que cada uma das bacias é subdividida em blocos segundo seus potenciais e, para cada bloco, é designado um tempo de exploração (máximo de nove anos) dividido em períodos, segundo a maturidade ou as dificuldades de cada campo. A definição desse tempo, conforme estabelece o pré-edital, segue critérios técnicos resultantes do grau de conhecimento do teor das reservas e das dificuldades previstas. Quanto maior o nível de certeza sobre o potencial dos recursos e quanto maior a facilidade exploratória, menor o prazo destacado para o período de exploração.

Uma questão interessante é saber qual é o prazo ótimo de concessão para exploração. Guimarães Dias e Rocha (1999), baseados nos modelos de Dixit e Pindyck (1994) e de Sunnevåg (1998), desenvolvem um estudo que procura encontrar uma resposta a isso, estabelecendo uma comparação com o mercado de

TABELA 4.1

Fases da exploração e áreas a devolver

BACIA	BLOCO (NOME E SIGLA)*	PERÍODOS DE EXPLORAÇÃO	DEVOLUÇÃO (% DA ÁREA ORIGINAL)
Santos	BM-S-1 a 6	3+2+2	50,25,25
Campos	BM-C-1 a 5	3+2+2	50,25,25
	BM-C-6	3+3	50,50
Espírito Santo	BM-ES-1 e 2	3+3+2	50,25,25
	BM-ES-3	3+2+2	50,25,25
	BM-ES-4	3+3	50,50
Foz do Rio Amazonas	BM-FZA-1	3+3+3	50,25,25
Paraná	BT-PAR-1 a 3.	4+3+2	50,25,25

Fonte: Edital da Primeira Rodada de Licitações, ANP.

* Os blocos são designados por BY – sigla da bacia a que pertence – e o número do bloco, onde Y pode ser M ou T, representando, respectivamente, mar ou terra.

opções. Segundo os autores, o detentor da concessão para a exploração de petróleo e gás tem uma opção de investimento até a data final de expiração, definida pela agência. Essa data, sob certas condições, pode ser prorrogada mediante um custo adicional.⁵⁴ Nesse sentido, o valor dos direitos de concessão e o investimento ótimo são definidos pela solução de um problema de controle ótimo estocástico de uma opção americana de compra com maturidade estendível.⁵⁵ Partindo da suposição de que o preço do petróleo segue um movimento de saltos com reversão à média⁵⁶ (modelo Poisson-Gaussiano), os autores chegam à conclusão de que, na época da expiração do prazo, o consórcio irá optar entre devolver o campo à agência (desistir), pedir a dilatação da concessão ou então desenvolver a área, dependendo do nível do preço do recurso na ocasião. Em outras palavras, o movimento de preços representa um componente fundamental para a determinação do valor presente líquido do projeto, e movimentos súbitos podem alterar sua magnitude, de modo que pode ser preferível para a firma esperar melhores condições de mercado para desenvolver o campo. Além disso, análises de sensibilidade dos parâmetros feitas pelos autores sugerem que o valor da opção aumenta com o alargamento do prazo de concessão, sem atrasos significativos em investimentos.⁵⁷ Um valor maior para a opção implicaria maior disposição dos candidatos em oferecer compensações ao governo pela obtenção da licença. Ou seja, os lances no leilão de direitos de exploração tenderiam a ser maiores, implicando maior esperança de receita para a União. Dessa forma, o artigo prescreve que os prazos para a exploração devem ser ampliados em relação ao que foi definido inicialmente pela ANP.⁵⁸ Cabe-nos salientar que o estudo aprofundado desses modelos de avaliação de investimentos por opções reais requer a modelagem do preço do petróleo, o que está além do alcance dos objetivos deste trabalho.

Se o consórcio explorador julgar viáveis as reservas encontradas, ele pode seguir com a fase de desenvolvimento dos campos. Essa fase compreende os investimentos na infra-estrutura necessária para o *upstream*, isto é, a produção do óleo ou do gás e seu escoamento para as refinarias ou outro destino eventual. O contrato de concessão deve prever um prazo para a fase de desenvolvimento/produção,⁵⁹ durante o qual a propriedade dos recursos extraídos é transferida para o consórcio investidor. Tanto no contrato com a Petrobras quanto nas duas rodadas de licitação realizadas, o prazo dessa fase é de 27 anos, a contar da data de emissão da Declaração de Comercialidade. Nesse período do projeto, o concessionário é obrigado a *“adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas”* (Lei 9.478/97, art. 44, inc. VI). A Lei do Petróleo permite ainda que haja transferência de contratos de concessão entre agentes privados, sob aprovação da ANP, desde que seu conteúdo não se altere e o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela agência.

A qualquer momento da fase de desenvolvimento, o concessionário pode desistir de levar avante o projeto. Para isso, deve submeter à ANP o Plano de Desativação das Instalações, cabendo ao órgão aprová-lo ou não, exigindo modificações a seu

critério. Ao fim do prazo estipulado no plano, o concessionário deve devolver à agência as áreas sob sua responsabilidade, assumindo todos os ônus disso.

Até o dia 31 de outubro de cada ano, o concessionário deve submeter à ANP o Plano Anual de Produção para o ano seguinte. Como nos outros planos mencionados, o órgão pode exigir modificações no programa. No decorrer do ano, o consórcio deve enviar boletins mensais de produção e qualquer variação que exceder em 15% o previsto no Plano Anual de Produção deve ser justificada. É assegurado ao concessionário a livre disposição dos volumes de óleo e gás produzidos, exceto em situações de emergência decretadas pelo presidente da República.

Deve-se ressaltar, por fim, que a ANP é responsável por toda a fiscalização do mercado de petróleo no Brasil, cabendo-lhe a prerrogativa exclusiva de fornecer autorizações para todas as atividades ligadas a ele, incluindo abastecimento, importação, exportação, transporte rodoviário ou dutoviário, bem como alterações na composição dos consórcios e mudanças no cronograma das atividades. A responsabilidade do consórcio reside no fornecimento adequado de informações solicitadas pela agência, devendo estar à disposição para o envio de missões de fiscalização e auditoria.

Cada país possui um sistema próprio de extrair os benefícios governamentais da indústria do petróleo, mas, em geral, os mecanismos são muito semelhantes. O esquema tributário definido pela Lei do Petróleo no Brasil será objeto da seção a seguir.

4.3. Compensações governamentais no Brasil

O artigo 45 da Lei do Petróleo estabelece os princípios genéricos para a tributação do setor, prevendo a existência de quatro modalidades básicas: i) bônus de assinatura; ii) *royalties*; iii) participações especiais; e iv) taxa de ocupação e retenção da área. Os itens ii e iv são obrigatórios em todos os contratos de concessão. Os detalhes de cada mecanismo, em especial as participações especiais, estão regulamentados no Decreto 2.705, de 3-8-98.

O *bônus de assinatura* corresponde ao montante ofertado pelo vencedor no leilão para a obtenção da concessão e não pode ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. O Decreto 2.705/98 determina que o bônus de assinatura deve ser pago integralmente, em parcela única, no ato de assinatura do contrato. O lance vencedor do leilão de concessão pode ser um dos critérios para a definição do consórcio vitorioso na licitação. Os outros critérios, conforme especificado anteriormente, estão associados à capacidade técnica e financeira ou a compromissos de compra de fornecedores nacionais, como ocorreu na primeira e na segunda rodadas.

Os *royalties* constituem uma compensação financeira à União incidente sobre o valor total da produção de óleo e gás. Devem ser pagos mensalmente e

correspondentes a cada campo. Em geral, a alíquota desse tributo é de 10% sobre o valor da produção,⁶⁰ avaliada de acordo com um preço de referência calculado pela média ponderada dos preços de venda no mercado ou por um preço mínimo fixado pela ANP, utilizando-se o maior. Esse preço mínimo é definido pela utilização de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, segundo informações prestadas pelo concessionário sobre a qualidade de seu óleo. Em cada mês, a agência deve emitir a consolidação do preço mínimo do petróleo extraído em cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a cesta-padrão. Uma regra similar precifica o gás natural para efeitos de pagamentos de *royalties*, só que nesse caso não há preço mínimo calculado pela ANP: o preço do gás é a média ponderada dos preços praticados no mercado, deduzidas as tarifas de transportes e demais tributos incidentes.

A ANP pode estabelecer em edital de licitação a redução, em até cinco pontos percentuais, da alíquota desse tributo, se julgar que as condições de produção e os riscos geológicos justifiquem tal medida. Os recursos arrecadados pelo governo, correspondentes a até 5%, são aplicados em conta única do Tesouro Nacional. A parcela que excede esse valor deve ser distribuída da forma como mostra a Tabela 4.2.

Vale ressaltar que, embora o processo de pagamento de *royalties* seja feito pelo auto-recolhimento (pois o próprio concessionário apura o montante devido, de acordo com o volume produzido e os preços de referência), a ANP pode, a seu critério, requisitar ao concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo de apuração do imposto, bem como enviar equipes de auditoria e fiscalização.

As *participações especiais* caracterizam-se por compensações extraordinárias ao governo resultantes de casos de grande volume de produção ou de grande

TABELA 4.2

Distribuição dos *royalties* que excedem 5%

DESTINO	TERRA (%)	PLATAFORMA CONTINENTAL (%)
Estado produtor	52,5	22,5
Município produtor	15,0	22,5
Municípios afetados ¹	7,5	7,5
Ministério da Ciência e Tecnologia ²	25,0	25,0
Ministério da Marinha ³	-	15,0
Fundo Especial ⁴	-	7,5
Total	100,0	100,0

Fonte: Lei 9.478, de 6-8-97.

¹Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, nas formas estabelecidas pela ANP.

²Destinado ao financiamento de programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria do petróleo.

³Para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção.

⁴A ser distribuído entre todos os estados, territórios e municípios.

rentabilidade, com relação a cada campo de uma área de concessão. A apuração desse imposto é feita pela aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, isto é, a receita bruta deduzidos os *royalties*, os investimentos exploratórios, os custos operacionais, a depreciação e os tributos legais. Tais alíquotas dependem da localização da lavra, do número de anos da produção e do respectivo volume trimestral de produção fiscalizada. A apuração do imposto deve ser realizada pelo próprio concessionário, que deve encaminhar à agência os demonstrativos de produção e os respectivos comprovantes de recolhimento.

O objetivo principal da participação especial é permitir ao governo obter uma parcela maior de renda dos projetos mais lucrativos. Existem seis faixas de tributação para esse tipo de imposto: isento, 10%, 20%, 30%, 35% e 40% da receita líquida. A Tabela 4.3 resume as faixas de isenção, em milhares de m³ de equivalente-petróleo.

A análise de limites de produção para isenção das participações especiais permite extrair algumas informações sobre a carga tributária. Em primeiro lugar, quanto mais inóspito o local de produção, mais difícil a extração e, conseqüentemente, maior o limite de isenção. Em segundo lugar, conforme o tempo vai passando, o limite de isenção se reduz, pois campos que operam por muitos anos representam um grande potencial de recursos e de lucratividade. Além disso, a agência reguladora oferece uma faixa maior de isenção nos anos iniciais para que o investidor consiga diluir os gastos exploratórios realizados anteriormente à fase de produção. Se em um determinado trimestre a receita líquida de um campo for negativa, ela poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida no mesmo campo nos trimestres subseqüentes.

Os recursos provenientes das participações especiais, independentemente do local de prospecção, devem ser distribuídos da seguinte forma, segundo a Lei do Petróleo:

- 40% para o Ministério das Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica de prospecção de petróleo e gás natural, promovidos pela ANP;
- 40% para o estado em que ocorrer a produção;

TABELA 4.3

Limites de isenção das participações especiais

BACIA	1º ANO	2º ANO	3º ANO	APÓS O 3º ANO
<i>Onshore</i>	450	350	250	150
<i>Offshore</i> até 400m	900	750	500	300
<i>Offshore</i> acima de 400m	1.350	1.050	750	450

Fonte: Decreto 2.705, de 3-8-98.

- 10% para o Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados a projetos ambientais e à recuperação de danos provocados pela atividade petrolífera;

- 10% para o município produtor.

Essa modalidade de participação do governo possui fortes semelhanças com o que se convencionou denominar “imposto sobre a renda do recurso”, nos moldes descritos no capítulo anterior. Trata-se de um tributo destinado a projetos de lucratividade elevada, identificados através do volume medido de produção. O imposto sobre a renda apresenta efeitos de neutralidade desejáveis, do ponto de vista de otimização do nível de investimentos, e, por incidir apenas sobre a parcela do faturamento que excede os custos de produção, não é capaz de inviabilizar um projeto lucrativo em sua ausência, embora altere a distribuição de riscos entre governo e concessionário.

Por fim, a Lei do Petróleo e o Decreto 2.705/98 prevêem uma quarta modalidade de participação do governo nos benefícios da atividade petrolífera: o pagamento de uma *taxa de ocupação ou retenção de áreas*, cujo valor é determinado no contrato de concessão e deve ser recolhido, anualmente, em 15 de janeiro. Os valores unitários por km² ou fração da área concedida devem ser fixados em edital, sendo aplicáveis nas fases de exploração, desenvolvimento e produção.

Para a fixação dos valores unitários da taxa de retenção, a ANP deve levar em conta as características geológicas e a localização da bacia em que se encontra o bloco. A Tabela 4.4 resume as faixas mínimas de valores para esse tributo, fixadas pelo decreto presidencial.

Percebe-se, pelos dados contidos na tabela, que o custo da opção de prorrogação do período exploratório consiste em um aumento na taxa pela retenção de área. O valor do imposto é crescente com a fase em que o projeto se encontra. Por essa razão, essa modalidade de participação governamental possui características de imposto incondicional, pois, ao mesmo tempo que se trata de um aluguel das terras em que se realizam os investimentos, seu valor cresce conforme o projeto ganha resultados.

TABELA 4.4

Pisos e tetos para a taxa de ocupação e retenção de área		
<i>FASE DO PROJETO</i>	<i>VALOR MÍNIMO POR KM² OU FRAÇÃO (R\$)</i>	<i>VALOR MÁXIMO POR KM² OU FRAÇÃO (R\$)</i>
Exploração	10,00	500,00
Prorrogação da exploração		200% do valor fixado na fase de exploração
Desenvolvimento	20,00	1.000,00
Produção	100,00	5.000,00

Fonte: Decreto 2.705, de 3-8-98, ano-base de 1998. Tais valores são reajustados anualmente pelo IGP-DI acumulado.

Em síntese, a lei prevê a existência das quatro modalidades de participação governamental sobre a indústria do petróleo, sendo que os *royalties* e a taxa pela retenção e ocupação são obrigatórios em todos os contratos. As participações especiais só devem ser pagas em casos de lucratividade elevada, segundo uma tabela de alíquotas progressivas incidentes sobre o volume medido de produção. O bônus de assinatura, por sua vez, é o próprio lance vencedor do leilão de licitação das áreas, cujo processo inclui também exigências técnicas, jurídicas e financeiras para a definição do consórcio vitorioso.

Conforme as conclusões dos capítulos anteriores, cada modalidade de carga tributária sobre atividades de petróleo e gás possui conseqüências específicas sobre o volume de investimentos e sobre a capacidade arrecadatória do governo. O capítulo seguinte tece algumas considerações conclusivas.

ANEXO 4.1

Resultados do primeiro leilão de áreas de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, realizado em 15 e 16-6 de 1999*

BLOCO (OPERADORA)	CONSÓRCIO	BÔNUS OFERECIDO (EM R\$)	FORNECEDORES NACIONAIS EXPLORAÇÃO/ DESENVOLVIMENTO (%)	ÁGIO (%)
BM-S-2 (A)	Texaco	28.263.463,00	50-35	11.205
BM-S-3 (A)	Amerada Hess, Kerr McGee, Petrobras	18.165.365,00	5-20	7.166
BM-S-4 (A)	Agip Oil	134.162.101,00	25-20	53.564
BM-C-3 (A)	Petrobras, Agip Oil, YPF.	6.121.123,00	25-20	2.348,45
BM-C-4 (A)	Agip Oil, YPF	51.000.128,00	10-20	20.300
BM-C-5 (A)	Texaco	6.056.966,00	50-35	2.322
BM-C-6 (B)	Petrobras	5.032.437,00	50-60	2.860
BM-ES-1 (A)	Esso	19.226.900,00	5-15	7.590
BM-ES-2 (A)	Unocal, Texaco, YPF	31.742.736,00	50-35	12.597
BM-FZA-1(A)	British Petroleum, Esso, Petrobras, Shell, British Borneo	13.060.490,00	20-20	5.124
BM-CAL-1(A)	Petrobras, YPF	824.327,00	5-20	229,73
BM-POT-1(A)	Agip	8.000.601,00	10-20	3.100

Nota: Sigla: S – Bacia de Santos; C – Bacia de Campos; ES – Bacia do Espírito Santo; FZA – Foz do Amazonas; CAL – Camamu/Almada; POT – Potiguar; CUM – Cumuruzatiba; Os demais blocos – BM-S-1,5 e 6, BM-C-1 e 2, BM-ES-3 e 4, BM-CUM-1 e 2, BM-CAL-2 e 3, BM-POT-1, BT-POT-2; BT-PAR-1 e 2 – não apresentaram interessados. Fonte: ANP.

(*) Os blocos que exigiam operadoras de nível A tiveram bônus de assinatura mínimo fixado em R\$ 250 mil na primeira rodada de licitações e R\$ 300 mil na segunda; as de nível B, R\$ 170 mil e R\$ 200 mil; e as de nível C, R\$ 85 mil e R\$ 100 mil, respectivamente.

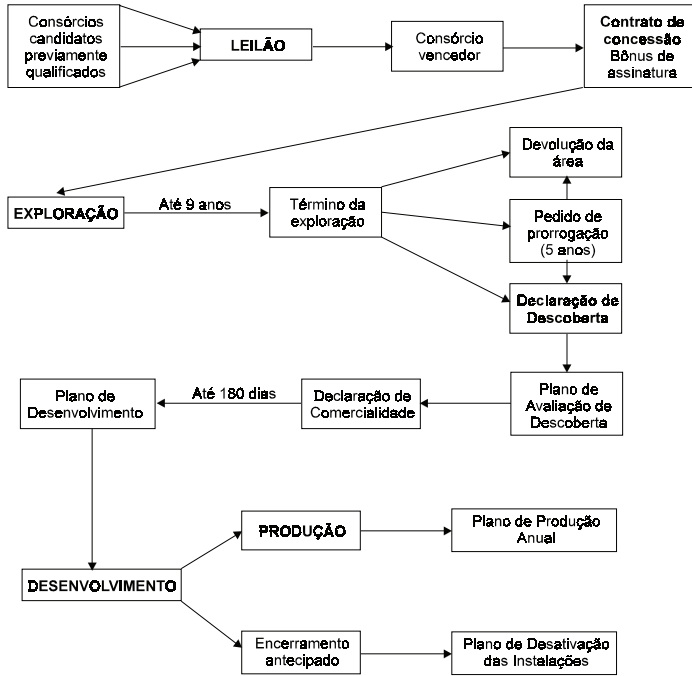
ANEXO 4.2

**Resultados do segundo leilão de áreas de exploração de petróleo e gás natural
no Brasil, realizado em 7-6-2000**

BLOCO (OPERADORA)	CONSÓRCIO	BÔNUS OFERECIDO (EM R\$)	FORNECEDORES NACIONAIS EXPLORAÇÃO/ DESENVOLVIMENTO (%)	ÁGIO (%)
BM-C-7 (B)	PanCanadian	4.693.577,00	35-35	2.246
BM-C-8 (B)	Santa Fé/SK/ Odebrecht	12.025.000,00	35-40	5.912,50
BM-C-10 (A)	Shell	65.160.016,00	36-30	21.620
BM-CAL-4 (B)	Coastal	2.214.556,00	50-50	1.007
BM-PAMA-1 (B)	Coastal/Pan Canadian	9.225.007,00	50-40	4.512
BM-S-7 (B)	Chevron/Petrobras	67.635.032,00	35-35	33.717
BM-S-8 (A)	Petrobras/Shell/ Petrogal	51.450.054,00	35-30	17.050
BM-S-9 (A)	Petrobras/ BC/ YPF	116.278.032,00	35-30	38.659
BM-S-10 (A)	Petrobras/Chevron/BG	101.995.032,00	35-30	33.899
BM-S-11(A)	Petrobras/BG/ Petrogal	15.164.232,00	35-30	4.954
BM-SEAL-4 (A)	Petrobras/ Amerada Hess	2.364.032,00	35-30	688
BM-SEAL-5 (A)	Amerada Hess/Odebrecht	9.000.366,00	21-36	2.900
BT-SEAL-1 (C)	Union Pacific	902.374,00	40-50	802,40
BT-SEAL-2 (C)	Petrobras	432.325,00	50-70	332,23
BT-SEAL-3 (C)	Rainier	105.666,00	50-70	5,60
BT-POT-3 (C)	Rainier	1.051.666,00	50-70	951,60
BT-POT-4 (C)	Petrobras	658.789,00	50-70	558
BT-PR-4 (B)	Coastal	4.680.001,00	50-50	2.240
BT-REC-1 (C)	Queiroz Galvão/ Ipiranga	2.220.000,00	50-70	2.120
BT-REC-2 (C)	Rainier	851.666,00	50-70	751,60
BT-REC-3 (C)	Rainier	151.666,00	50-70	51,66

Nota: Não houve interessados nas bacias BT-AM-1 e BM-C-9. Siglas: SEAL: Sergipe-Alagoas; AM: Amazonas; PAMA: Pará-Maranhão; REC: Recôncavo; POT: Potiguar. Lances mínimos: Tipo A: R\$ 300 mil; tipo B: R\$ 200 mil; e tipo C: R\$ 100 mil. Fonte: ANP.

Organograma do investimento em exploração de petróleo no Brasil



Conclusões

O objetivo deste trabalho foi apresentar uma resenha das principais contribuições teóricas sobre a regulação de recursos minerais não-renováveis, com vistas a avaliar algumas perspectivas quanto às conseqüências do novo desenho institucional do setor de petróleo e gás natural no Brasil. Em particular, procuramos descrever os impactos que as diversas modalidades de extração de benefícios governamentais exercem sobre as decisões de investir.

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 imposto sobre a renda do recurso, tendem a deslocar uma parcela maior de risco para o governo, em detrimento de tributos incondicionais, como o bônus fixo, que resultam em 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, buscando 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.

Pelo que se pode depreender da nova legislação do setor de petróleo e gás no Brasil, o principal instrumento de auferição de benefícios governamentais são os *royalties*, cabendo ao governo 10% do valor bruto da produção de petróleo no país, redutível a 5% em casos excepcionais de baixa lucratividade esperada. A intenção da Agência Nacional do Petróleo, de acordo com suas manifestações na imprensa diante dos resultados da primeira rodada de licitações, é tornar o bônus de assinatura um instrumento coadjuvante na tributação do setor, tendo em vista os baixos valores mínimos fixados, bem como a não-obrigatoriedade da presença dessa modalidade tributária nos contratos de concessão.

Nesse sentido, pode-se afirmar que não existe, de modo relevante, uma componente incondicional de benefícios governamentais no Brasil, dado que a taxa por ocupação e retenção de áreas, embora em tese constitua uma participação do governo, representa na prática um aluguel que pode ser incorporado ao custo fixo da concessionária.

Por outro lado, a adoção das participações especiais sobre elevados volumes de produção constitui uma preocupação da agência em garantir à União uma parcela maior de benefícios sobre os projetos mais lucrativos. Essa modalidade prevê a cobrança de alíquotas progressivas sobre a receita bruta de produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos em exploração, os custos operacionais, a depreciação e os demais tributos. Trata-se, dessa forma, de uma espécie de imposto sobre a renda do recurso, embora com um desenho bem menos favorável ao investidor do que o que conceituamos no Capítulo 3 (imposto de Brown).

O estabelecimento de uma alíquota unificada para os *royalties* pode prejudicar os investimentos, pois eles variam muito em lucratividade esperada, e o tributo pode obstruir a viabilidade de alguns projetos. Essa pode ser uma das razões pelas quais 15 das 27 áreas de exploração levadas a leilão na primeira rodada de licitação não tenham recebido ofertas.⁶¹ 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 sua escolha, em combinação com o bônus.

Por outro lado, percebe-se que a legislação do setor de óleo e gás atribui um papel secundário ao lance vencedor no leilão de licitação, como se pode verificar pelos baixos valores mínimos fixados nas duas primeiras rodadas. 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 particular. 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 ao risco de cada projeto.

Além disso, a escolha de uma combinação *bônus-royalties* pelo investidor representa um modo de avaliar a sua disposição de risco: contratos com ênfase no *bônus* de assinatura tenderiam a revelar uma disposição maior do concessionário em assumir as incertezas do projeto, ao passo que contratos privilegiando os *royalties* revelariam um investidor mais avesso ao risco. Dessa forma, o *menu* de contratos contribuiria para que se atingisse uma distribuição de riscos mais próxima do ótimo, conforme os resultados do modelo de Leland (1978).

É interessante observar como, ao longo do processo de investimento (resumido em um quadro anexo anteriormente), a informação vai se revelando de modo assimétrico: parte-se de uma situação inicial em que a agência reguladora e o concessionário partilham o mesmo conjunto de informações, que são colocadas à disposição dos interessados em explorar petróleo. Todavia, conforme os investimentos se realizam, a firma concessionária tende a adquirir um maior grau de conhecimento de seus parâmetros de custo e, por ocasião da Declaração de Comercialidade, o concessionário irá se deparar com um arranjo contratual uniforme para todos os tipos de investimentos. Uma firma que encontra reservas de baixa qualidade tenderia a devolver a área para a União, ao passo que o arranjo tributário pode favorecer investidores cujas reservas apresentem elevado potencial. Assim, o oferecimento de um *menu* de contratos com *trade-off* entre as cargas de *bônus* e *royalties* não apenas contribuiria para revelar a informação em posse do concessionário, como também flexibilizaria as alíquotas tributárias, de modo a adequá-las à diversidade de projetos.

Deve-se ressaltar que a opção brasileira por alíquotas gerais se insere nas recomendações da escola da renda de recurso (*Commonwealth*): regras estáveis, gerais e *ex ante*, estabelecidas em lei, contribuem para a redução do risco político e, conseqüentemente, para a atração de potenciais investidores. Isso não significa, entretanto, que os contratos sejam fixos para todos os casos. A flexibilidade de alguns parâmetros poderia preservar alguns projetos de baixa lucratividade, aumentando o potencial de receitas para a União.

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 Agência Nacional do Petróleo deva rever o critério de seleção de concessionários, adotando, por exemplo, o programa de investimentos da firma. Basta que parte do benefício proposto pelo investidor como *bônus* de assinatura seja pago após o fim da exploração.⁶² Essa conclusão não se justifica apenas pelo problema principal-agente na captura das rendas de informações, mas também é consistente com os resultados do modelo de Kretzer (1993 e 1994), no qual o incentivo à exploração é dado pela redução das incertezas, o que, como conseqüência, eleva a lucratividade esperada, permitindo um maior nível de benefícios governamentais.

Para finalizar, devemos ter em mente que, dadas as peculiaridades dos riscos envolvidos nos investimentos no setor de óleo e gás, seria desejável que a União assumisse um papel mais ativo na partilha das incertezas enfrentadas pelos investidores privados. Esse papel poderia ser desempenhado, em termos tributários, por uma ênfase maior das participações especiais, que possui um perfil próximo ao imposto sobre a renda do recurso. A principal característica dessa modalidade de benefício governamental, como vimos, 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 uma probabilidade maior de todo o potencial de rendas do setor de petróleo e gás, estimado em R\$ 60 bilhões, nos próximos 20 anos, segundo a ANP, ser aproveitado pela sociedade.

Perspectivas de pesquisas futuras

Alguns tópicos da teoria da regulação do setor de petróleo remontam há mais de 30 anos. Outros ainda estão engatinhando, como a regulação por incentivos. A dificuldade enfrentada neste trabalho foi reunir os diversos aspectos da teoria e apresentá-los de forma sucinta. É claro que, com isso, acabamos perdendo detalhes e desdobramentos interessantes. A seguir, enumeramos alguns deles:

- 1) *O grau de neutralidade do IRR sob aversão ao risco* – Muitos dos resultados derivados aqui pressupõem uma atitude de indiferença em relação ao risco. Na prática, contudo, seria mais realista supor que o candidato a concessionário fosse avesso ao risco e, sob tais condições, espera-se que mesmo o imposto sobre a renda do recurso altere a disposição de investir do agente. No modelo de Campbell e Lindner (1985a) aqui abordado, não concluímos a direção do impacto, ou seja, se o IRR favorece ou obstrui os investimentos. Embora se possa postular o efeito com base em hipóteses quanto à natureza do tributo, a resposta adequada a essa questão passaria por simulações numéricas, o que deixamos de realizar aqui, mas propomos como assunto interessante de pesquisa.
- 2) *Endogeneidade das reservas* – Seguindo a crítica de Cairns (1990), nem sempre é realista supor que as reservas petrolíferas sejam exogenamente dadas. Quer dizer, as descobertas são resultado não apenas de condições físicas, mas também de decisões econômicas. O nível de reservas, pois, seria dependente também de fatores como preço, renda e tecnologia. Um campo interessante de pesquisa é procurar encontrar os determinantes das reservas que não a natureza.
- 3) *Preço do petróleo* – Apesar de o preço do petróleo ser uma variável crucial para a decisão de investir, não incluímos nenhum modelo para o seu comportamento. Já que a regulação de preço não é a preocupação básica do setor de petróleo (pois ele é dado pelo mercado internacional e há uma tendência à desregulamentação em vários países, incluindo o Brasil), um

campo fértil de pesquisas é a modelagem do seu preço e seu impacto sobre a decisão de investir. Deve-se ressaltar que o preço do petróleo concentrou as atenções a partir do início de 1999, em decorrência da alta expressiva provocada pelas restrições de oferta pela Opep (Organização dos Países Exportadores de Petróleo).



Notas

- ¹ Em 2001 e 2002, também foram realizadas rodadas de licitação, que não estão analisadas neste trabalho, já que ele foi concluído antes da realização dessas rodadas.
- ² Ricardo estabelece a distinção entre *preço natural* e *preço de mercado*. O preço natural seria aquele derivado do trabalho como medida do valor, ao passo que o preço de mercado constituiria desvios do preço natural decorrentes de fatores de mercado, tais como acidentes naturais, desequilíbrio entre oferta e demanda etc.
- ³ Ver, a esse respeito, Tollison (1995) e Buchanan (1995).
- ⁴ Na verdade, Gray (1914) já havia aventado a idéia, mas foi Hotelling (1931) quem analisou sua origem e sua trajetória temporal de equilíbrio.
- ⁵ Ver Chiang (1992), para os detalhes do princípio do máximo.
- ⁶ Posteriormente, trabalharemos com uma função de custo mais elaborada, que inclui o estoque remanescente do recurso.
- ⁷ Em seu artigo, Hartwick (1977) definiu capital reprodutível apenas como capital físico, ou seja, máquinas, equipamentos e infra-estrutura. Ele não incluiu especialização, tecnologia, conhecimento e outras formas de capital humano e considerou população e força de trabalho como constantes. No entanto, seus resultados permanecem mesmo quando tais hipóteses são relaxadas em modelos que contêm progresso tecnológico e crescimento populacional.
- ⁸ Note-se que o termo “diretamente” exclui situações em que a ação de um agente afeta a de outros via preços. Esse tipo de externalidade, também chamada de “externalidade pecuniária” por Viner, está presente em todo mercado competitivo e não causa ineficiências.
- ⁹ A definição de bem público está associada a situações em que o consumo não é excludente, isto é, o consumo de uma unidade do bem por um agente não exclui outro agente de também consumi-lo. Exemplos puros são a segurança nacional, o farol marítimo e a televisão entre colegas de quarto. Nesses casos, é comum o surgimento de uma ineficiência conhecida como “carona” (*free rider*), quando um agente não tem incentivos para revelar suas verdadeiras avaliações sobre o bem. Mais detalhes em Mas-Colell, Whinston e Green (1995, Cap. 11).
- ¹⁰ No caso, recursos cuja reprodução não pode ser controlada pelo homem (biológica).

¹¹ A teoria normativa da regulação busca encontrar razões que justifiquem a intervenção do governo nos mercados do ponto de vista estritamente econômico, como a necessidade de corrigir falhas (externalidades e monopólios naturais). Ela convive com a teoria da captura, segundo a qual as agências reguladoras acabam servindo aos interesses de grupos de pressão capazes de impor seus interesses no processo decisório. Para maiores detalhes, ver Viscusi, Vernon e Harrington (1998).

¹² $B(q)$ pode representar a coleta de rendas minerais por meio de impostos.

¹³ Note-se que não estamos fazendo a distinção entre risco e incerteza, proposta por Knight. Para todos os efeitos, risco e incerteza são sinônimos.

¹⁴ O valor presente líquido é dado por:
$$\int_0^T R(t)e^{-rt} dt$$

onde $R(t)$ são os rendimentos futuros. Quanto mais próximo de T , maior a parcela de desconto, aplicando-se um peso menor para os resultados situados mais adiante no tempo de vida do projeto.

¹⁵ Considerando-se a firma neutra ao risco. Se a firma for avessa ao risco, ela oferecerá um montante estritamente menor que o valor presente esperado.

¹⁶ Nesse caso, estamos excluindo a possibilidade de criação de pagamentos condicionais ao longo do desenrolar do projeto, situação em que a presença do risco de soberania não teria qualquer influência na disposição do investidor para pagamentos incondicionais.

¹⁷ As notações $U'(\cdot)$ e $U''(\cdot)$ representam, respectivamente, a primeira e a segunda derivadas.

¹⁸ Trata-se de um problema da classe conhecida como "isoperímetro". Para maiores detalhes do procedimento, ver Chiang (1992, Cap. 6).

¹⁹ Em seu artigo, Leland (1978) prova que o resultado é válido também quando AR_F e AR_C crescem à mesma taxa em relação a V .

²⁰ Entende-se por classe de funções de utilidade exponenciais as que assumem a seguinte forma: $U(x) = a - ke^{-bx}$.
Nessa situação, é fácil perceber que $-U''(x)/U'(x) = b$.

²¹ Essa situação é muito difícil de ser verificada na prática. Poderia ser o caso de um país cujas receitas fiscais dependem de modo crucial da atividade petrolífera, com uma multinacional do setor interessada em obter concessões para exploração.

²² Para maiores detalhes, ver Luenberger (1998, Cap. 9).

²³ Os diretores da Agência Nacional do Petróleo, no Brasil, possuem mandatos fixos de quatro anos não-coincidentes. No entanto, o artigo 12 da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), que versava sobre a impossibilidade de os quadros da diretoria serem demitidos sem processo, foi vetado pelo presidente da República.

²⁴ Este não precisa ser exatamente o preço internacional. Basta que seja uma função direta dele. É claro que a trajetória intertemporal do preço é fundamental para avaliar o valor presente do projeto. Alguns trabalhos mais avançados procuram modelá-lo, geralmente, como um movimento browniano geométrico ou um movimento de saltos com reversão à média (Poisson). Detalhes podem ser encontrados em Dixit e Pindyck (1994) e uma aplicação interessante é a de Guimarães Dias e Rocha (1999).

²⁵ Conforme os argumentos de Garnaut e Ross (1983), o prêmio de risco embutido na taxa de desconto representa uma forma simples de expressar a aversão ao risco do agente. Se o investidor

fosse neutro ao risco, a taxa de desconto seria a própria taxa de juros. É por essa razão que o governo deve se esforçar para manter um ambiente de estabilidade, a fim de permitir taxas de desconto adequadas à preservação dos investimentos.

- ²⁶ Normalmente, os modelos de extração de recursos não-renováveis clássicos, como Hotelling (1931), Dasgupta e Heal (1974) e Stiglitz (1976), não-incorporam o efeito das descobertas. Neher (1990) introduz essa variável em seu modelo. Vicent, Mohamed et alii (1997) fazem o mesmo.
- ²⁷ Por se tratar de um problema de máximo de valor presente, devemos, na verdade, utilizar o valor presente da variável co-estado, isto é, λe^{-rt} .
- ²⁸ Esse tipo de situação não reflete com precisão o que ocorre no Brasil no novo mercado de petróleo, em que as firmas devem fazer seus lances antes de explorar a região. Entretanto, a hipótese pode ser adaptada ao caso brasileiro, pois os consórcios interessados podem comprar um pacote de dados junto à ANP, o que equivaleria a desembolsar recursos para ter alguma idéia do potencial da área. Os detalhes do novo quadro institucional da indústria do petróleo no Brasil serão abordados no próximo capítulo.
- ²⁹ Nesse mesmo artigo, Kretzer constrói um modelo para a definição de k^* , em sistemas de concessão baseados apenas em programas de trabalho. Trata-se de uma forma discricionária de efetuar a concessão, peculiar a bacias *offshore* no Reino Unido. Para efeitos de definição de lance, considere-se que a firma define k^* a partir de informações obtidas em estudos pré-leilão ou junto ao banco de dados da agência, como ocorre no Brasil. Para mais detalhes, ver Kretzer (1994).
- ³⁰ Esse tributo possui duas variantes. O *imposto específico* consiste em um pagamento fixo por unidade de recurso produzida. A sua análise e seus efeitos são idênticos aos do *ad valorem*. Outra variante é a *production sharing*, que consiste em entregar parte da produção ao governo. Seus impactos são análogos ao pagamento de *royalties*, mas sua aplicação não é muito difundida em sua forma pura, pois pode acarretar custos de administração de estoques à agência, além de outras dificuldades.
- ³¹ Uma forma de reduzir o impacto do imposto sobre os projetos marginais é leiloar a alíquota para cada concessão. Como a legislação brasileira não prevê essa situação para os *royalties*, ela não será considerada. Conforme argumentam Garnaut e Ross (1983), isso reduziria a distorção, mas não a eliminaria.
- ³² Uma pista da componente do custo de uso pode ser fornecida pela avaliação dos investimentos marginais em descobertas, como se pode depreender pela análise das condições de ótimo do princípio do máximo [equação (3.5)].
- ³³ Os autores argumentam que o IRR apresenta um perfil de divisão de riscos, de modo que se espera um sinal positivo. No entanto, a verificação exata do impacto necessitaria de algumas simulações numéricas.
- ³⁴ Na realidade, Fraser e Kingwell (1997) e Fraser (1998) trabalham com uma versão mais *realista* do IRR, em que o governo tributa apenas os lucros acima de uma faixa de isenção (*Threshold Rate*). Nessa modalidade, o governo permite que a firma acumule as perdas ao longo dos anos, tributando apenas quando há lucros, descontando os gastos anteriores. Como já dissemos, o imposto de Brown estabelece uma alíquota para qualquer nível de lucro, o que implica subsídios em períodos de perda. Mesmo assim, suas conclusões são as mesmas, apoiadas por simulações numéricas.
- ³⁵ As receitas resultantes da atividade petrolífera permitem ao governo reduzir o impacto distorcivo da tributação de outros setores, devido a uma redução no peso morto. Assim, o ganho de receita deve ser multiplicado pelo custo-sombra dos fundos públicos, supostamente exógeno. Para mais detalhes sobre esse parâmetro, ver Laffont e Tirole (1993).

- ³⁶ É possível demonstrar que essa é uma condição de ótimo para a firma concessionária revelar seu verdadeiro parâmetro S_1 . Basta verificar as condições de ótimo do lucro da firma com respeito a S_1 e a \hat{S}_1 e igualá-las entre si.
- ³⁷ No caso da regulação de petróleo, essa hipótese é fraca e bastante intuitiva. Entretanto, trata-se de uma condição necessária para a implementabilidade do mecanismo. É a chamada condição de *monotonicidade*, segundo a qual a variável de decisão (no caso, q) deve ser não-decrescente com relação ao parâmetro a ser revelado. Para maiores detalhes, bem como para a demonstração da condição em termos genéricos, ver Guesnerie e Laffont (1984) ou ainda o teorema 7.2 (p. 260) em Fudenberg e Tirole (1993).
- ³⁸ Note-se que o custo marginal incorpora o efeito-estoque, caracterizado pela derivada da função de custo com relação ao nível de reservas. Trata-se do custo de oportunidade, devido à ligação temporal das funções de custo.
- ³⁹ Pode-se demonstrar que a função receita $R(.)$ é estritamente côncava, dada a convexidade da função de custo, definida por A3.
- ⁴⁰ Nesse caso, trata-se de um ótimo de *second best*, pois será um nível de extração menor do que na situação de simetria de informação.
- ⁴¹ É interessante destacar que o projeto original do governo Vargas não previa a instituição do monopólio. Ele acabou sendo introduzido após um substitutivo do deputado Euzébio Rocha (PTB). Os intensos debates que se seguiram acabaram resultando no sancionamento do monopólio pelo presidente.
- ⁴² Note-se que o decréscimo da dependência não foi sistemático. No triênio 1986-1988, a porcentagem das importações sobre o consumo total cresceu em decorrência da forte queda dos preços do petróleo no mercado internacional. O déficit voltou a se reduzir a partir de 1989. Em 1991, detecta-se novamente um ligeiro salto, mas o grau de dependência se estabiliza em torno de 46% a partir de 1996. Deve-se ressaltar, no entanto, que nos anos 90 a produção de petróleo sempre foi crescente. A elevação do déficit se deveu, portanto, ao crescimento mais que proporcional da demanda interna.
- ⁴³ O termo “indústria do petróleo” designa, para todos os efeitos, o petróleo propriamente dito e o gás natural.
- ⁴⁴ As empresas estrangeiras podem se candidatar a operadoras, desde que, após o resultado da licitação, constituam consórcios sob leis nacionais.
- ⁴⁵ O governo chegou a realizar uma venda pulverizada de ações da empresa, em julho de 2000, na qual os trabalhadores puderam aplicar parte do seu saldo do FGTS na compra. Foi vendida apenas a parcela de ações que excedia o mínimo necessário para a manutenção do controle acionário da empresa nas mãos da União.
- ⁴⁶ O trabalho de Santos (1997) apresenta uma boa descrição do que constitui o “Planejamento Integrado de Recursos”, nos moldes dos Estados Unidos, bem como as perspectivas para sua aplicação no Brasil.
- ⁴⁷ A teoria normativa da regulação busca encontrar razões que justifiquem a intervenção do governo nos mercados do ponto de vista estritamente econômico, como a necessidade de corrigir falhas (externalidades e monopólios naturais). Ela convive com a teoria da captura, segundo a qual as agências reguladoras acabam servindo aos interesses de grupos de pressão capazes de impor seus interesses no processo decisório. Para maiores detalhes, ver Viscusi, Vernon e Harrington (1998).

- 48 A Lei do Petróleo estabelece que o programa de trabalho proposto pode ser um dos critérios de seleção. No entanto, os processos de licitação podem variar de rodada para rodada. Nas duas primeiras rodadas, realizadas, respectivamente, em junho de 1999 e em junho de 2000, a ANP só permitiu a participação de consórcios previamente qualificados de acordo com exigências técnicas e financeiras mínimas. Todas as operadoras deverão cumprir um programa exploratório mínimo definido em edital.
- 49 Vale ressaltar que as atividades de refino não estão vinculadas à produção. Um dos objetivos da nova legislação é conceder autorização para a construção de refinarias privadas e a privatização de algumas pertencentes à Petrobras. Assim, o consórcio produtor não precisa ser necessariamente o responsável pelo refino.
- 50 O contrato de concessão com a Petrobras associa esse dispositivo à descoberta de gás não-associado, isto é, encontrado em jazidas próprias e não dissolvido no óleo.
- 51 Algumas dessas áreas foram devolvidas posteriormente à ANP.
- 52 Uma operadora A podia se candidatar a qualquer bloco; a B apenas a bacias terrestres ou de águas rasas; as operadoras de nível C só podiam oferecer lances para o bloco 2 da bacia do Potiguar.
- 53 Tais limites foram definidos após um estudo encomendado à PUC-RJ sobre a capacidade do mercado brasileiro em fornecer os equipamentos necessários aos investimentos. Os consórcios vencedores podem se inscrever em um regime de isenção temporária de impostos para equipamentos importados, desde que eles retornem ao país de origem após o fim da concessão.
- 54 Esse custo pode ser expresso em um aumento da taxa de retenção da área ou na exigência de investimentos adicionais.
- 55 Uma opção estendível é aquela que oferece uma tripla opção na data de sua maturidade: exercer, desistir ou prorrogar mediante um custo adicional. O seu *payoff* pode ser resumido da seguinte forma: $c(p, T_1) = \max\{VPL, E[VP(cP + dp_t + dt) - k], 0\}$ e $c(p, T_2) = \max\{VPL, 0\}$, onde $c(\cdot, \cdot)$ é o valor da opção, T_1 a maturidade com a opção de prorrogar a um custo k , T_2 a maturidade final (improrrogável), VPL o valor presente líquido esperado do projeto. A sigla $VP(\cdot)$ significa valor presente da expressão entre parênteses. $E(\cdot)$ é o operador esperança. Maiores detalhes encontram-se em Guimarães Dias e Rocha (1999).
- 56 Esse processo baseia-se na hipótese de que a chegada de informações normais em um intervalo infinitesimal de tempo gera apenas ajustamentos marginais nos preços modelados por um processo de difusão contínua. As informações anormais, por sua vez, geram saltos estocásticos na variável, os quais são modelados por um processo de Poisson. O salto de Poisson pode ser positivo ou negativo, dependendo da informação.
- 57 Esses estudos são consistentes com modelos de precificação de Black e Scholes, nos quais o preço da opção de compra (*call*) tende a crescer conforme o prazo do seu vencimento se eleva.
- 58 Vale ressaltar que essa sugestão confirma pronunciamentos de algumas eventuais candidatas de que os prazos definidos pelo poder público são insuficientes. Em especial, a fixação do prazo da exploração nas áreas sob responsabilidade da Petrobras em apenas três anos contribuiu, segundo analistas, para a desistência de algumas parcerias de empresas privadas com a estatal.
- 59 A Lei do Petróleo engloba essas duas fases do projeto na produção.
- 60 O volume de produção é medido segundo padrões técnicos mínimos estabelecidos pela ANP. Mensalmente, o concessionário deve preencher um boletim relatando os volumes produzidos.

⁶¹ A segunda rodada de licitações, realizada em junho de 2000, obteve um sucesso bem maior, já que para apenas duas das 25 áreas colocadas em leilão não foram apresentadas propostas. O aumento do interesse pode ser creditado a dois fatores básicos: a) à redução do patrimônio líquido mínimo exigido das firmas participantes, de R\$ 10 milhões para R\$ 1 milhão; e b) ao aumento substancial do preço do petróleo ao longo de 1999 e no início de 2000. A legislação sobre benefícios governamentais não se modificou.

⁶² Ou então a concessionária poderia adquirir um crédito com o bônus de assinatura, a ser compensado no pagamento do bônus da Declaração de Comercialidade.

Referências bibliográficas

- BUCHANAN, J. M. Rent seeking and profit seeking. In: TOLLISON R. D. e CONGLETON R. D. (eds.). *The economic analysis of rent seeking*. Camberley: Edward Elgar Publishing Ltd., Coleção The International Library of Critical Writings in Economics, vol. 49, 1995.
- CAIRNS, R. D. The economics of exploration for non-renewable resources. *Journal of Economic Surveys*, v. 4, n. 4, p. 361-95, dezembro de 1990.
- _____. On Gray's rule and the stylized facts of non-renewable resources. *Journal of Economic Issues*, v. 28, n. 3, p. 777-98, setembro de 1994.
- CAMPBELL, H. F. e LINDNER, R. K. Mineral exploration and the neutrality of rent royalties. *Economic Record*, v. 61, n. 172, p. 445-9, março de 1985a.
- _____. A model of mineral exploration and resource taxation. *Economic Journal*, v. 95, n. 377, p. 146-60, março de 1985b.
- CHIANG, A. *Elements of dynamic optimization*. New York: McGraw-Hill Inc., 1992.
- COMMON, M. *Environmental and resources economics*. New York: Longman, 1992 (1988).
- DASGUPTA, P. e HEAL, G. M. The optimal depletion of exhaustible resources. *Review of Economic Studies*, Symposium, p. 3-28, 1974.
- DASGUPTA, P., HEAL, G. M. e STIGLITZ, J. The taxation of exhaustible resources. In: *Public policy and the tax system*. In: HUGHES, G. A. e HEAL, G. M. (eds.). London: George Allen & Unwin Ltd., 1980.
- DEVARAJAN, S. e FISHER, A. C. Hotelling's economics of exhaustible resources: fifty years later. *Journal of Economic Literature*, v. 19, n. 1, p. 65-73, 1989.
- DIAS LEITE, A. *A energia no Brasil*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira, 1997.
- DIXIT, A. K. e PINDYCK, R. S. *Investment under uncertainty*. New Jersey: Princeton University Press, 1994.

- EMERSON, C. e GARNAUT, R. Mineral leasing policy: competitive bidding and the resources rent tax given various responses to risk. *Economic Record*, v. 60, n. 169, p. 133-42, junho de 1984.
- FISHER, A. C. *Resource and environmental economics*. Cambridge: Cambridge University Press, Cambridge Surveys of Economic Literature, 1981.
- FRASER, R. On the neutrality of the resource rent tax. *Economic Record*, v. 69, n. 204, p. 56-60, março de 1993.
- _____. An analysis of the relationship between uncertainty-reducing exploration and resource taxation. *Resources Policy*, v. 24, n. 4, p. 199-205, dezembro de 1998.
- FRASER, R. e KINGWELL, R. Can expected tax revenue be increased by an investment-preserving switch from *ad valorem* royalties to a resource rent tax? *Resources Policy*, v. 23, n. 3, p. 103-8, setembro de 1997.
- FRASER, R. W. e VAN NOORDEN, R. J. Extraction of an exhaustible resource: the effects on investment of several parameters being subject to uncertainty. *Economic Record*, v. 59, n. 167, p. 365-74, dezembro de 1983.
- FUDENBERG, D. e TIROL, E. J. *Game theory*. Cambridge: MIT Press, 1993.
- GARNAUT, R. e ROSS, A. C. Uncertainty risk aversion and the taxing of natural resources projects. *Economic Journal*, v. 85, n. 338, p. 272-87, junho de 1975.
- _____. The neutrality of the resource rent tax. *Economic Record*, v. 55, n. 150, p. 193-201, setembro de 1979.
- _____. *Taxation of mineral rents*. New York: Oxford University Press, 1983.
- GILBERT, R. J. e GOLDMAN, S. M. Potential competition and the monopoly price of an exhaustible resource. *Journal of Economic Theory*, v. 17, p. 319-31, 1978.
- GORDON, R. L. A reinterpretation of the pure exhaustion theory. *Journal of Political Economy*, v. 75, p. 274-86, 1967.
- GRAY, L. C. Rent under assumption of exhaustibility. *The Quarterly Journal of Economics*, v. 28, n. 3, p. 466-89, maio de 1914.
- GUESNERIE, R. e LAFFONT, J. J. A complete solution to a class of principal-agent problems with an application to the control of a self-managed firm. *Journal of Public Economics*, v. 25, p. 329-69, 1984.
- GUIMARÃES DIAS, M. A. e ROCHA, K. M. C. Petroleum concessions with extendible options: investment timing and value using mean reversion and jump processes for oil prices. *Texto para Discussão*, n. 620. Rio de Janeiro: Ipea, 1999 .
- HARTWICK, J. M. Intergenerational equity and the investing of rents from exhaustible resources. *American Economic Review*, v. 67, n. 5, dezembro de 1977.
- HEAL, G. The relationship between price and extraction cost for a resource with a backstop technology. *The Bell Journal of Economics*, v. 7, n. 2, p. 371-8, 1976.

- HEAL, G. M. The optimal use of exhaustible resources. In: KNEESE, A. V. e SWEENEY, J. L. *Handbook of natural resource and energy economics*. New York: Elsevier Science Publishers B.V., p. 855-80, vol. III, 1993.
- HOEL, M. Resource extration, substitute production and monopoly. *Journal of Economic Theory*, v. 19, p. 28-37, 1978.
- HOTELLING, H. The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy*, p. 137-75, abril de 1931.
- JOHNSON, B. B. et alii. *Serviços públicos no Brasil: mudanças e perspectivas*. São Paulo: Ed. Edgard Blücher, 1996.
- KRETZER, U. M. H. Allocating oil leases: overcapitalization in licensing systems based on size of work programme. *Resources Policy*, v. 19, n. 4, p. 299-311, dezembro de 1993.
- _____. Exploration prior to oil lease allocation: a comparison of auction licensing and allocations based on size of work programme. *Resources Policy*, v. 20, n. 4, p. 235-46, dezembro de 1994.
- LAFFONT, J. J. e TIROL, E. J. *A theory of incentives in procurement and regulation*. Cambridge: The MIT Press, 1993.
- LECOMBER, R. *The economics of natural resources*. London: The Macmillan Press, 1979.
- 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. 413-37, agosto de 1978.
- LEVHARI, D. e LIMATAN, N. Notes on Hotellings economics of exhaustible resources. *Canadian Journal of Economics*, v. 10, p. 177-92, maio de 1977.
- LEWIS, T., MATTHEWS, S. A. e BURNES, H. S. Monopoly and the rate of extraction of exhaustible resources: Note. *American Economic Review*, p. 227-30, 1979.
- LIBECAP, G. D. e WIGGINS, S. N. Contratual responses to common pool prorating of crude oil production. *American Economic Review*, v. 74, n. 1, p. 87-98, março de 1984.
- LUCZYNSKI, E. Paineis da evolução dos regimes de concessões e licenças para exploração de petróleo e a flexibilização do monopólio no Brasil. Programa de Pós-Graduação em Energia (PIPGE), USP. São Paulo: USP, 1999.
- LUENBERGER, D. *Investment science*. Oxford: Oxford University Press, 1998.
- MARSHALL, ALFRED. *Princípios de economia*. São Paulo: Nova Cultural, Col. Os Economistas, 1996.
- MAS-COLELL, A., WHINSTON, M. D. e GREEN, J. R. *Microeconomic theory*. New York: Oxford University Press, 1995.
- MAYO, W. Rent royalties. *Economic Journal*, v. 55, n. 150, p. 202-13, setembro de 1979.

- MAYORGA-ALBA, E. Deregulation and reform of petroleum markets: from monopolies to new regulated markets. *Energy Issues*. Banco Mundial, setembro de 1995.
- NEHER, P. A. *Natural resource economics: conservation and exploration*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.
- OSMUNDSEN, P. Taxation of petroleum companies possessing private information. *Resource and Energy Economics*, v. 17, n. 4, p. 357-77, dezembro de 1995.
- _____. Dynamic taxation of non-renewable natural resources under asymmetric information about reserves. *Canadian Journal of Economics*, v. 31, n. 4, p. 933-51, outubro de 1998.
- OTTO, J. M. Global changes in mining laws, agreements and tax systems. *Resources policy*, v. 24, n. 2, p. 79-86, junho de 1998.
- PEARCE, D. W. e TURNER, R. K. *Economics of natural resources and the environment*. Baltimore: The Johns Hopkins University Press, 1990.
- PETERSON, F. M. e FISHER, A. C. The exploitation of extractive resources. A survey. *The Economic Journal*, v. 87, n. 347, p. 681-721, dezembro de 1977.
- RAZAVI, H. *Financing oil and gas projects in developing countries*. Banco Mundial, junho de 1996.
- RICARDO, D. *Princípios de economia política e tributação*. São Paulo: Nova Cultural, Col. Os Economistas, 1996.
- ROWSE, J. On *ad valorem* taxation of nonrenewable resource production. *Resource and Energy Economics*, v. 19, n. 3, p. 221-39, agosto de 1997.
- SANTOS, R. H. O planejamento integrado de recursos e a regulação: a experiência dos EUA e as perspectivas no Brasil. Dissertação de Mestrado, Programa Inter-Unidades de Pós-Graduação em Energia da USP. São Paulo: Universidade de São Paulo, 1997.
- SOLADAY, J. J. Monopoly and crude oil extraction. *American Economic Review*, v. 69, n. 1, p. 234-9, março de 1979.
- SOLLOW, R. M. Intergenerational equity and exhaustible resources. *Review of Economic Studies*, Symposium, p. 29-45, 1974a.
- _____. The economics of resources or the resources of economics. *American Economic Review*, v. 64, n. 2, p. 1-14, maio de 1974b.
- SOLLOW, R. M. e WAN, F. Y. Extraction costs in the theory of exhaustible resources. *The Bell Journal of Economics*, v. 7, n. 2, p. 359-70, 1974.
- STIGLITZ, J. E. Monopoly and the rate of extraction of exhaustible resources. *American Economic Review*, p. 655-61, setembro de 1976.
- STUART MILL, John. *Princípios de economia política*. São Paulo: Nova Cultural, Col. Os Economistas, 1996.

- SUNNEVÅG, K. An option pricing approach to exploration licensing strategy. *Resources Policy*, v. 24, n. 1, p. 25-38, março de 1998.
- SWEENEY, J. L. Economics of depletable resources: market forces and intertemporal bias. *Review of Economic Studies*, v. 44, p. 125-41, fevereiro de 1977.
- TOLLISON, R. D. Rent seeking: a survey. In: TOLLISON, R. D. e CONGLETON, R. D. (eds.). *The economic analysis of rent seeking*. Camberley: Edward Elgar Publishing Ltd., Coleção The International Library of Critical Writings in Economics, vol. 49, 1995 (1982).
- TULLOCK, G. Monopoly and the rate of extraction of exhaustible resources: note. *American Economic Review*, v. 69, n. 1, p. 231-3, março de 1979.
- VARIAN, H. R. *Microeconomic analysis*. New York: W.W. Norton & Company, 1992.
- VICENT, J. R. e MOHAMED ALI, R. et alii. *Environment and development in a resource-rich economy: Malaysia under the new economic policy*. London: Harvard Institute for International Development, Harvard University Press, 1997.
- VILHENA FRANCISCO, C. A. Brazil's mineral policy. *Resources Policy*, v. 23, n. 1, p. 45-50, junho de 1997.
- VISCUSI, W. K., VERNON, J. M. e HARRINGTON JR., J. E. *Economics of regulation and antitrust*, Cambridge: The MIT Press, 1998.
- VIVAS AGUERRO, P. H. Avaliação econômica dos recursos naturais. Tese de Doutorado apresentada ao Departamento de Economia da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. São Paulo, USP, 1996.

Documentos

- Balanço Energético Nacional de 1998. Ministério das Minas e Energia.
- Contrato de Concessão da Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural entre a ANP e a Petrobras, 1998
- Decreto 2.455, de 14 de janeiro de 1998
- Decreto 2.705, de 3 de agosto de 1998.
- Edital de Licitação para a Contratação de Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural: Primeira Rodada de Licitações*. Agência Nacional do Petróleo, abril de 1999.
- Edital de Licitação para a Contratação de Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural: Segunda Rodada de Licitações*. Agência Nacional do Petróleo, abril de 2000.
- Lei 9.478/97: Lei do Petróleo.
- Portaria 10, Agência Nacional do Petróleo, 13-1-99.
- Portaria 174, Agência Nacional do Petróleo, 25-10-99.

Primeira Rodada de Licitações para Concessão de Permissão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural: Pré-Edital. Agência Nacional do Petróleo, janeiro de 1999.

Agência Nacional do Petróleo (ANP): www.anp.gov.br

Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP): www.ibp.org.br

Ministério das Minas e Energia (MME): www.mme.gov.br

Petrobras: www.petrobras.com.br



Abstract

The goal of this work is to present a report of the main contributions in the regulation of nonrenewable resources, searching to evaluate some of the perspectives about the future of the oil and natural gas sectors in Brazil, which have being the object of substantial institutional changes in the last years. To begin with, we present a historical overview about the idea of rent along literature, trying to show the particularities of mineral rent. We argue that the way the government taxes mineral rent, with the purpose of extracting its benefits, has an impact over investor's risk sensitiveness, possibly leading to a change of investment decision. We search mainly to evaluate under which conditions a tax over oil sector is neutral and which possible consequences the new Brazilian institutional model will have over the attraction of investments in exploration.