CAPÍTULO 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 desta 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 em 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. Deste 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 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 antes 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 máxima receita são dois objetivos simultâneos, pois uma alocação eficiente de recursos eleva a renda disponível e a capacidade contributiva do investidor. Um sistema que obstrui investimentos que de outro modo seriam realizados, ou que incentiva um nível exagerado de inversões, reduz o potencial arrecadatório. Isso significa que a carga fiscal não pode induzir um nível de investimentos aquém ou além do ponto ótimo pois, neste último caso, representa um desperdício de recursos produtivos. Neste 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 do empreendimento ser considerado viável. Neste caso, o candidato a concessionário estaria disposto a oferecer mais como participação ao Governo, seja em leilão de licitação, seja em tributos ao longo do andamento do projeto. É por isso que a agência reguladora deve se esforçar para criar um ambiente favorável à manutenção de regras, diminuindo o risco de soberania.

Embora alguns sistemas tributários atendam melhor aos critérios acima definidos, nem todos têm a mesma facilidade de **implementação** ou **administração**. Alguns impostos 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, podem 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, mas 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, 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 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. 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.

Em termos mais precisos, 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 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, ou seja, 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 na regra do jogo sem a devida negociação com o investidor privado pode acarretar a inclusão do risco de soberania nas previsões. Como conseqüência, 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 destas fases pode envolver décadas, extravasando 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 desta atividade econômica. O cumprimento desta meta exige a construção de uma agência reguladora dotada de credibilidade e força para se sobrepor a interesses políticos e corporativos[1].

As modalidades típicas de tributação do setor de óleo e gás possuem suas particularidades quanto ao atendimento deste 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

[1] Os diretores da Agência Nacional do Petróleo no Brasil possuem mandatos fixos de quatro anos não coincidentes. No entanto, o artigo 12º da Lei nº 9478/97 (Lei do Petróleo), que

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 sobre 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. Deve-se deixar claro que o fato do Governo encarar parte do risco não deve ser considerado indesejável do ponto de vista social, pois isso melhora as perspectivas da firma, contribuindo para a neutralidade do imposto. Além disso, os recursos do subsolo são de propriedade da União, justificando a sua participação mais ativa na administração das incertezas.

4) Maximização de Receitas: este critério de avaliação está associado à capacidade do tributo de elevar a arrecadação do governo, de acordo com parâmetros e alíquotas estabelecidos. Já dissemos anteriormente que este 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 esta propriedade, Garnaut e C. 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 com vistas a pagar menos impostos.

---

versava sobre a impossibilidade dos quadros da diretoria serem demitidos sem processo

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. Neste 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 também a capacidade do tributo de manter a lucratividade do projeto diante de alterações em sua alíquota. Um imposto que inviabiliza determinados investimentos também torna inviável a obtenção de certos recursos para a União. Deve-se ressaltar que um nível exagerado de investimentos também 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 sub-ótimas (*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. Trata-se, pois, de uma questão de *assimetria de informações*. As tentativas de superar este 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, porém mais viáveis na prática.

---

administrativo foi vetado pelo Presidente da República.

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.

As considerações acima 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 abaixo tenta explicar as condições ótimas de investimento e de extração quanto 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[2]. A função 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 custo:

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

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

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

A hipótese I indica 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

[2] Este não precisa ser exatamente o preço internacional. Basta que seja uma função direta do mesmo. É claro que a trajetória inter-temporal 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 & Rocha (1999).

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 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 este 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 este parâmetro[3].

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

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

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

$$\frac{dS}{dt} = d - q \tag{3.2}$$

A expressão (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[4].

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

---

[3] Conforme os argumentos de Garnaut e C.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 livre de riscos.

[4] Normalmente, os modelos de extração de recursos não renováveis clássicos, como Hotelling (1931), Dasgupta & Heal (1974) e Stiglitz (1976) não incorporam o efeito das descobertas. Neher (1990) introduz esta variável em seu modelo. Vicent, Mohamed *et alli*. (1997) fazem o mesmo.

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

O Princípio do Máximo da teoria do controle ótimo[5] estabelece que a derivada do hamiltoniano com relação às variáveis de controle, q e d, devem ser iguais a zero, de modo que:

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

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

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

$$p = C_q + \phi'(d) \tag{3.6}$$

Como já vimos no primeiro capítulo, λ representa o valor-sombra do recurso, isto é, a renda decorrente da exaustibilidade do mesmo. A expressão (3.6) é típica das condições de ótimo de uma economia concorrencial, em que o preço deve ser igual ao custo marginal. Neste caso, o custo marginal 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 a expressão (3.6).

A expressão (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. Anteriormente, dissemos que a renda de recurso (custo de uso) pode ser interpretada como o benefício de ter uma unidade adicional no estoque e, para que uma unidade seja adicionada, 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-estado[6] com relação ao tempo deve ser igual ao oposto

[5] Ver Chiang (1992), cap.7.

da derivada do hamiltoniano com relação à variável de estado. É a chamada *equação de movimento para* λ, expressa por:

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

Em palavras, 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:

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

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 através de descobertas.

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

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

---

[6] Por se tratar de um problema de máximo de valor presente devemos, na verdade, utilizar o

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 custo, esta situação não existe, pois o campo já teria sido abandonado devido aos altos custos. Assim, só resta segunda possibilidade e a condição de transversalidade C_1 pode ser reescrita como:

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

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

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

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

A expressão (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 a condição acima.

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 expressão (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.

---

valor presente da variável co-estado, isto é, λe^{-rt}.

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 à base de incidência: i) o *Bônus Fixo*; ii) os *Royalties*; e iii) o *Imposto sobre a Renda do Recurso*. Trata-se das três categoria puras e o estudo das mesmas ajuda a compreender seus impactos sobre o nível de investimentos, apesar de existirem variantes e peculiaridades de país para país.

3.2.A. *Bônus Fixo (BF)*:

Uma das formas do 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 o mesmo pode ser realizado ao longo do tempo. O que caracteriza a natureza fixa do imposto é a sua independência em relação aos resultados do projeto.

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 verificam, o valor dos lances no leilão de disputa da concessão tenderá a convergir para o valor da renda do recurso, já que se trata do resultado de um mecanismo competitivo. No entanto, o BF, mesmo que através de leilão, tem pouca utilidade prática se for aplicado sozinho, na medida em que o conhecimento sobre a extensão e o potencial dos depósitos geralmente é imperfeita no momento da licitação e é muito difícil que haja competição, de modo que a disputa por áreas de concessão pode conter coalizão entre os agentes.

A despeito das considerações acima sobre o BF, o nosso objetivo agora é estudar o grau de neutralidade desta 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 o BF altera as condições ótimas de investimentos exploratórios, conforme definido em (3.6).

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

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

É importante observar como a inclusão de M no valor presente líquido esperado pode alterar a sua magnitude, invertendo seu sinal e aumentando o risco do investimento. O estabelecimento de um bônus inadequado pode levar projetos viáveis a serem excluídos. 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:

$$p = C_q + \phi'(d) \tag{3.12}$$

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: $\lambda(T) = 0$ e $S(T) > 0$

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

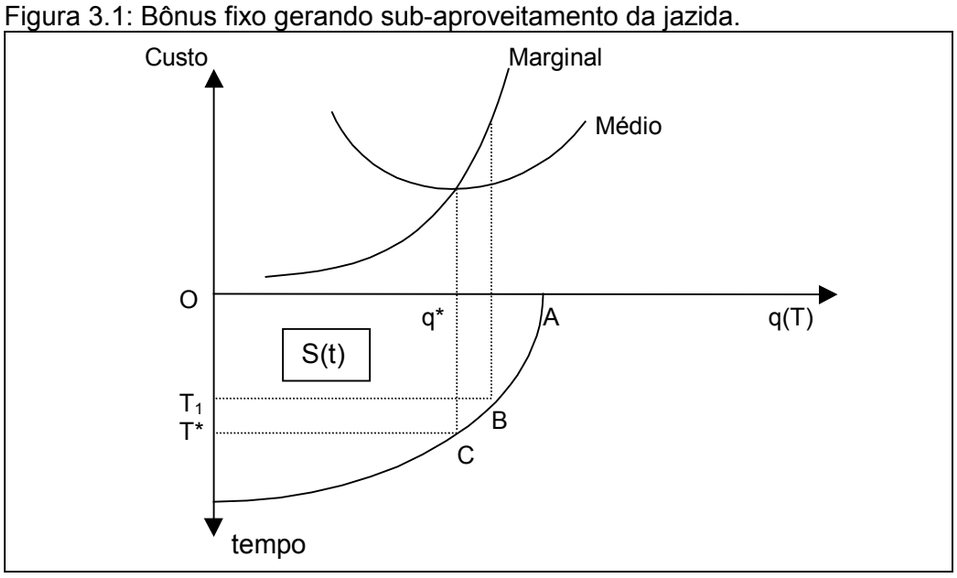
Lembrando que $\lambda(T) = \phi'(T) = 0$ e, por (3.12):

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

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.

Figura 3.1: Bônus fixo gerando sub-aproveitamento da jazida.



A figura acima 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 conseqüência, 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. Deste 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 este 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[7]. A base do argumento é que o investidor tem interesse na exploração pois a incerteza sobre o potencial da reserva tende a diminuir e, consequentemente, o lucro esperado a crescer, pois a firma poderia instalar uma capacidade extrativa mais próxima da ótima. Deste modo, o valor de M oferecido pelo candidato 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 expressão:

$$E\pi(M) = [E\pi(k^*) - M].\ P(ganhar \mid M, n) \qquad (3.14)$$

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 exploração[8] e $P(ganhar \mid M, n)$ é a probabilidade do consórcio vencer o leilão, dados o lance oferecido e o número de competidores *n*, suposto conhecido por todos os jogadores. Supõe-se, também, que cada empresa avalia os lances possíveis dos outros competidores por uma função de probabilidade acumulada $G(M)$, independente e identicamente distribuída para todas as firmas. Deste modo, temos que:

$$P(ganhar \mid M, n) = [G(M)]^{n-1} \qquad (3.14)$$

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

---

[7] Este tipo de situação não reflete com precisão o que ocorre no Brasil no novo mercado de petróleo, onde 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 capítulo próximo.

[8] Neste 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, considera-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).

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

Da maximização de (3.13) com respeito a M:

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

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

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

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

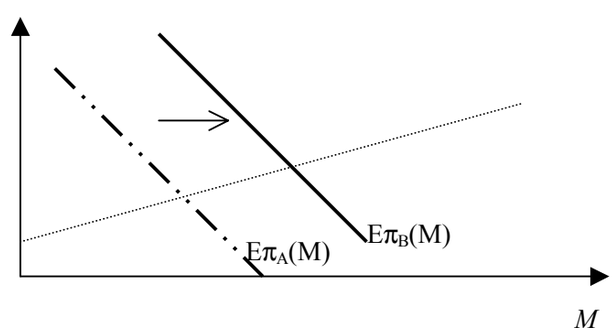
que, substituído em (3.15), resulta em:

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

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.

Na figura 3.2, o lance ótimo é definido pela intersecção 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.

Figura 3.2: Lance ótimo aumenta com a exploração, pois a incerteza diminui.



A firma espera que a exploração eleve o valor da concessão em termos de lucro esperado e, consequentemente, 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 (3.13), há um incentivo em buscar a redução da incerteza através de pesquisas exploratórias. Deste 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, embora possa transformar lucro em prejuízo esperado, não altera o volume de investimentos ótimo, apesar de provocar uma distorção no perfil temporal do projeto, através de um sub-aproveitamento 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, 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 anteriormente que a principal característica dos tributos incondicionais é jogar toda a carga de incerteza sobre o investidor. Assim, nesta situação, os lances tenderiam a se retrair, reduzindo o potencial de receitas para o Governo. Neste sentido, seria melhor a União partilhar parte do risco, o que desaconselharia a adoção de um BF puro.

Embora o potencial arrecadatório do BF seja baixo devido aos seus problemas de estabilidade e de risco, esta modalidade de pagamento de benefícios governamentais apresenta um bom desempenho no teste da Receita Máxima, segundo argumentos de Garnaut & C. 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, estes autores julgam apropriado considerar o bônus fixo como tendo um bom desempenho neste 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 das incertezas sobre o potencial dos recursos a serem concedidos constituírem um obstáculo à definição de um lance mínimo adequado, não existem grandes dilemas na imposição desta forma de tributo, apesar dos impactos já considerados sobre a viabilidade de certos projetos. 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 esta 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 para a licitações das primeiras áreas à iniciativa privada, ocorridas em junho de 1999 em junho de 2000. No entanto, à luz dos nossos argumentos, a imposição de valores muito elevados poderia resultar em fracasso, 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.B. 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 à União de uma parcela do valor bruto da produção de petróleo ou gás, geralmente pela aplicação de uma alíquota τ[9].

Em termos de distribuição de incertezas, os *royalties* representam um avanço em relação ao bônus fixo, pois sua natureza condicional implica no 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 deste.

Apesar destas vantagens, os *royalties* apresentam alguns dos efeitos distorcivos do BF sobre o nível de investimentos, conforme veremos a seguir. Isso significa que este 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:

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

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:

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

[9] Este 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.

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:

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

Comparando (3.6) com (3.18), percebe-se que a condição de ótimo é afetada pela presença de 1 – τ 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 deste 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 – τ), tornando novas descobertas menos atrativas.

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

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

Lembrando que $\lambda(T) = 0$:

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

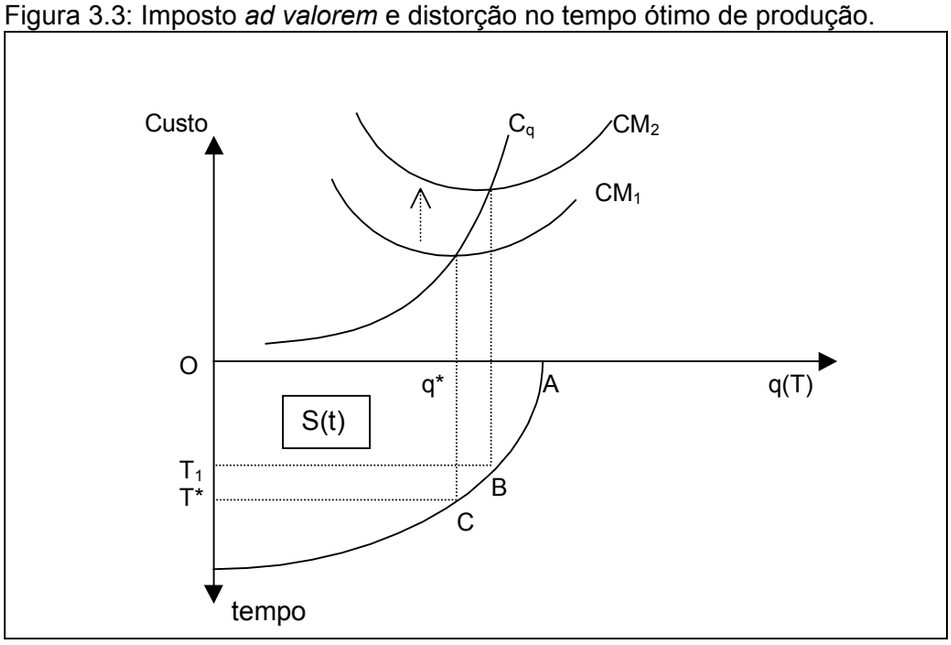
Finalmente, substituindo (3.18) em (3.19), chegamos à condição de ótimo no instante final:

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

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

expressão (3.19), já que (1 – τ) < 1 e, como consequência, a jazida será sub-aproveitada, com o seu abandono antes da exploração de todo o seu potencial.

Figura 3.3: Imposto *ad valorem* e distorção no tempo ótimo de produção.



A figura acima 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. Neste caso, não devido à 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 em 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 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:

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

onde k é o volume de capital investido para extrair um montante de recursos S, de tamanho desconhecido; $f(S)$ é a função 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 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 sobre-capitalização 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:

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

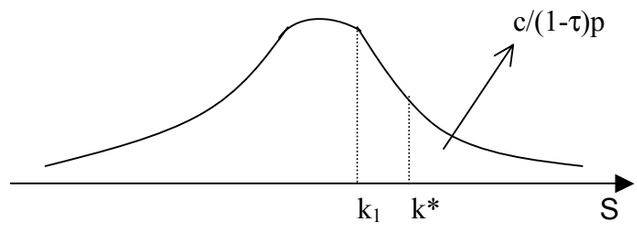
ou, rearranjando:

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

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 custo do capital – preço, maior deverá ser k^*. Nota-se que, dados c e p, uma elevação em τ irá aumentar esta razão, gerando uma diminuição em k.

Esta conclusão pode ser verificada na figura abaixo. A curva representa a função distribuição de probabilidade $f(S)$. Se τ = 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 τ > 0, a mencionada razão irá se elevar e, assim, o volume de capital se reduzirá para k_1.

Figura 3.4: Alíquota de *royalties* aumenta 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.

Apesar das distorções provocadas pelo *royalty*, esta modalidade é uma das formas mais comuns de tributação do petróleo no mundo. A razão disso é o bom desempenho deste imposto em outros critérios, conforme veremos a seguir.

A estabilidade do regime tributário é crucial para avaliar o potencial arrecadatório para a União, na medida em que reduz o risco político e, desta 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[10]. 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*

[10] 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 esta situação para os royalties,

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 com vistas a pagar menos imposto, pois estes não têm relação com os custos. Desta 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 necessário 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. Neste sentido, a receita para o governo será diretamente 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 deste sucesso pode residir no fato de que esta modalidade de benefício governamental constituir um mecanismo de incentivo para revelação de informação oculta.

As considerações acima sobre os impactos dos *royalties* fazem emergir 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 afeta as decisões de investir. Este será o tema da sub-seção a seguir.

---

ela não será considerada. Conforme argumentam Garnaut & C.Ross (1983), isso reduziria a

3.2.C. 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[11], 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 da regras de apuração e dedução de base tributária. A modalidade que utilizamos neste estudo, para efeitos de ilustração de 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. Desta forma, o valor presente líquido de investimento pode ser expresso por:

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

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 em decorrência da exploração, o imposto se torna um subsídio. Trata-se, pois, da modalidade tributária

---

distorção, mas não a eliminaria.

[11] 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).

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. Desta 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 expressão (3.23) sujeito a $\frac{dS}{dt} = d - q$. Obedecendo ao procedimento já feito anteriormente, é construído o hamiltoniano correspondente:

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

Pelo Princípio do Máximo:

$$\frac{\partial H}{\partial q} = (1-\tau)[p - C(q,S)] - \lambda = 0 \tag{3.25}$$

$$\frac{\partial H}{\partial d} = -(1-\tau)\phi'(d) + \lambda = 0 \tag{3.26}$$

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

$$p = C_q + \phi'(d) \tag{3.27}$$

Deve-se notar que a expressão (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:

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

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:

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

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 anteriormente 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:

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

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:

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

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, desta 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 figura 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 neste 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, cria resistências políticas, pois implica em 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 retrair possíveis investimentos e, consequentemente, 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 em 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 este 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 da operadora estar mimetizando uma firma ineficiente, super-dimensionando seus gastos e reduzindo o benefício governamental. Desta 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 & Lindner (1985) abordam o problema procurando incorporar este 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 seja estimulando-a, o IRR perde sua característica de neutralidade, como no caso do investidor ser indiferente ao risco.

Campbell & Lindner (1985a, 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 simplificadamente seu modelo a seguir.

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, este 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 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 $\tilde{V} \sim N((1-\tau)V; (1-\tau)^2\sigma^2)$. Assumindo que a função de utilidade sobre a riqueza é da classe exponencial, isto é, $U(V) = 1 - e^{-bV}$, 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 $\Omega_\tau = (1 - \tau)V - 1/2b(1 - \tau)^2\sigma^2$. Como V é uma variável aleatória, Ω também será. O imposto será neutro se não for capaz de alterar a probabilidade do equivalente-certeza ser maior que zero. Assim, definimos a função Θ como:

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

$$= \text{Prob}(V > 1/2b(1 - \tau)\sigma^2).$$

Em se tratando de distribuição normal, temos que:

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

onde k = 1/2b(1 - τ) σ^2 e F é a função de distribuição acumulada normal.

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

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

O sinal de (3.32) é dado pelo sinal de F', já que b e σ^2 são positivos. Desta 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[12], um aumento na alíquota τ irá favorecer o investimento, na medida em que eleva a probabilidade ex-ante do equivalente-certeza ser maior que zero.

A tabela a seguir 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.

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 Rec. Máxima	+	+	–
Risco do Investidor (+=baixo)	–	–	+
Risco do Governo	+	+	–
Administração	+	+	–

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

[12] 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 algumas simulações numéricas.

Deve-se notar, ao observar a tabela acima, 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 lado, 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 arrecadatório 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 segue abaixo[13].

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

$$E[\pi(k,S)] = (1-\tau_V)pE(S) - ck \tag{3.33}$$

Nestas condições, o total de benefícios que o Governo espera arrecadar pode ser expresso por:

$$E[R_V(S)] = \tau_V pE(S) \tag{3.34}$$

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

$$E[\pi(k,S)] = (1-\tau_B)\left[pE(S) - ck\right] \tag{3.35}$$

De modo que o total de arrecadação esperada pelo Governo será:

$$E[R_B(S)] = \tau_B pE(S) - \tau_B ck \tag{3.36}$$

Dividindo (3.35) por (3.33), temos:

---

[13] 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)*. Nesta 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 em subsídios em períodos de perda. Mesmo assim, suas conclusões são as mesmas, apoiadas por simulações numéricas.

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

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 (3.36) 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 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 abocanhadas 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 C. Ross (1983), esta 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 pelos modelos acima nos levariam a recomendar à agência reguladora a utilização de um modelo de tributação baseada na renda do recurso, e não no valor bruto da produção. Isso traz a tona a seguinte questão: se existem vantagens do IRR sobre o *ad valorem*, tanto em termos de neutralidade quanto em termos de benefícios

governamentais, porque 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 da mesma. Note-se que o problema é mais sério do que simplesmente repassar informações falsas à agência: uma firma eficiente, que opera a custos baixos, sempre possui a capacidade de mimetizar uma firma ineficiente, de modo que a entidade reguladora não tem condições de avaliar se os custos reportados a ela se devem à baixa qualidade das reservas ou se o concessionário não está tomando as devidas providências para minimizá-los.

Este 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.

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

Osmundsen (1995), em um modelo estático, procura analisar esta questão, supondo que a firma possua informações privadas sobre um parâmetro de custo genérico θ. Posteriormente, em Osmundsen (1998), este parâmetro é ligado ao teor e ao potencial das reservas, conferindo ao modelo características dinâmicas, já que a função custo torna-se correlacionada no tempo. É com base neste 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 distribuição de probabilidade $f(S_1)$, com $S_1 \in [\underline{S_1}, \overline{S_1}]$. Assim, o estoque remanescente na jazida dependerá dos níveis de extração em cada período, tal que:

$$S_2 = S_1 - q_1 \tag{3.38}$$

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

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

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

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

$$\lim_{\sum_t q_t \to S_1} \sum C(q_t, S_t) = \infty \tag{A4}$$

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

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 ao invés de realizá-la somente no instante 1; A4 é decorrência de A1, referindo-se às propriedades assintóticas da função custo,

que tende a crescer ao infinito conforme ocorre a exaustão; por fim, A5 é denominada por Osmundsen de *efeito cruzado dinâmico*, segundo o qual a taxa de redução dos custos decorrente de estoques adicionais é decrescente.

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

$$W_t(S_1) = (1+\lambda)R_t(S_1) + (1-\mu)\prod_t(S_1) \tag{3.39}$$

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[14]. A expressão (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:

$$\prod_t = p_t q_t - C(q_t, S_t) - R_t \tag{3.40}$$

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

$$W_t = (1+\lambda)(p_t q_t - C(q_t, S_t)) - (\mu+\lambda)\prod_t \tag{3.41}$$

A expressão acima 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 $H = \{(q_1(\hat{S}_1), q_2(\hat{S}_1), R(\hat{S}_1)), \hat{S}_1 \in [\underline{S_1}, \overline{S_1}]\}$ 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.

[14] As receitas resultantes da atividade petrolífera permitem ao Governo reduzir o impacto distorcivo da tributação de outros setores, devido à uma redução no peso morto. Assim, o ganho de receita deve ser multiplicado pelo custo-sombra dos fundos públicos, suposto exógeno. Para mais detalhes sobre este parâmetro, ver Laffont e Tirole (1993).

Para encontrar este 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:

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

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:

$$\prod(S_1) \equiv \prod(S_1, S_1) \geq 0 \text{ para } \forall S_1 \in [\underline{S_1}, \overline{S_1}] \quad \text{(R1)}$$

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

$$q_1 + q_2 \leq S_1 \quad \text{(R3)}$$

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 incentivo,* ou seja, o agente só estará disposto a revelar seu verdadeiro parâmetro de custo (no caso seu nível de reservas) se esta 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 exaustibilidade*, típica dos recursos não-renováveis.

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

$$\prod(S_1, \hat{S}_1) \equiv \prod_1(S_1, \hat{S}_1) + \delta \prod_2(S_1, \hat{S}_1) = p_1 q_1(\hat{S}_1) - C(q_1(\hat{S}_1), S_1) + \delta p_2 q_2(\hat{S}_1) - \delta C(q_2(\hat{S}_1), S_2) - R(\hat{S}_1)$$

Derivando a expressão acima com relação a S_1, temos[15]:

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

[15] É possível demonstrar que esta 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.

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[16]. 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 expressão (3.43) do nível mínimo de reservas até o nível verdadeiro, tem-se:

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

$\Pi(S_1)$ 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:

---

[16] No caso da regulação de petróleo, esta 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).

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

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

Onde:

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

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

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

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

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

Se as rendas de informação auferidas pela firma fossem iguais a zero (informação simétrica), (3.46) e (3.47) representariam as condições usuais de igualdade entre preço e custo marginal[17]. 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 $S_1 < \overline{S}_1$. 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 em um nível de produção sub-ótimo. Assim, a agência reguladora, representante do Governo, se depara com um *trade-off* entre capturar o máximo possível de renda de

[17] Note que o custo marginal incorpora o efeito estoque, caracterizado pela derivada da função custo com relação ao nível de reservas. Trata-se do custo de oportunidade devido à ligação temporal das funções de custo.

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.

Desta 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 desta distorção é que as propriedades dinâmicas da função de custo, em especial (A2) e (A5), implicam que os custos marginais de extração (diretos de 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, desta forma, reduz esta vantagem de custos, pois a renda de informação varia diretamente com a quantidade extraída.

Além disso, as expressões para $\partial \prod(S_1)/\partial q_1$ e $\partial \prod(S_1)/\partial q_2$ 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, com vistas 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 esta função é côncava[18], ela pode ser expressa pela família de seus planos tangentes. Fazendo uma expansão de Taylor de 1ª ordem em torno de R^* e de $\mathbf{q}^*$, respectivamente receita e quantidades determinadas pelo mecanismo ótimo, tem-se:

[18] Pode-se demonstrar que a função receita R(.) é estritamente côncava, dada a convexidade da função custo, definida por A3.

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

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

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

A expressão acima nos permite concluir que a política de distorção para baixo nos níveis de produção pode ser implementada através da adoção de um bônus fixo combinado com *royalties* segundo a expressão:

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

Onde:

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

$$\beta_1(\hat{S}_1) = p_1 - \frac{\partial C(q_1^*(\hat{S}_1), S_1)}{\partial q_1} + \delta \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial S_2}$$
$$\beta_2(\hat{S}_1) = \delta \left(p_2 - \frac{\partial C(q_2^*(\hat{S}_1), S_2^*)}{\partial q_2} \right)$$

Desta 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. Esta 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 sequência 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. Desta forma, ela escolherá um contrato composto por alto bônus inicial e *royalties* menores.

Com este 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 deste esquema tributário. É possível demonstrar matematicamente que este arranjo induz a revelação $\hat{S}_1 = S_1$ e a extração ótima[19] $\{q_1^*, q_2^*\}$. A expressão para o valor presente do lucro da firma, de (3.40), será:

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

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 1ª ordem para máximo lucro são:

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

Ou seja,

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

[19] Neste caso, trata-se de um ótimo de *second best*, pois será um nível de extração menor do que na situação de simetria de informação.

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

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

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:

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

Deste 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, com vistas a inferir uma *informação oculta (hidden information)* sobre um parâmetro de custo da firma. Desta forma, o esquema tributário composto pela predominância do imposto *ad valorem* é dotado de um elevado grau de *credibilidade* na Indústria do Petróleo, evitando que a concessionária se aproprie indevidamente de rendas que 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). Nesta 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 sub-ótimo. 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 neste 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 elevar 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, este 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 sobre-avaliar seus custos com vistas a recolher menos tributos. Isso pode reduzir 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. Este 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 deste capítulo, tentaremos fornecer alguns prognósticos de acordo com o esquema tributário escolhido pelo país para extrair os benefícios do governo.