CAPÍTULO 4

Tributação dos setores de petróleo e gás natural no Brasil

O objetivo deste capítulo é apresentar um panorama institucional do setor de petróleo e gás natural no Brasil que vem sendo construído desde 1995, com ênfase às participações do Governo nas rendas geradas pela atividade. No item 4.1, apresentamos uma breve história do setor de petróleo no Brasil; no item 4.2, analisamos a Lei nº 9478, a chamada Lei do Petróleo, aprovada em 1997 e destinada a regular este mercado; no item 4.3, estudamos as formas de tributação previstas na mencionada Lei; por fim, no capítulo seguinte, estabelecemos a conexão entre a tributação da Indústria de Petróleo e as conseqüências previstas sobre o nível de investimentos, de acordo com as conclusões dos capítulos anteriores.

4.1. *Contexto histórico:*

O Brasil é um país que possui um potencial considerável de campos de petróleo e de gás natural, totalizando 4 milhões de km^2 de áreas sedimentares em terra (*onshore*) e aproximadamente um milhão de km^2 na plataforma continental (*offshore*), compreendendo 29 bacias, as quais diferem grandemente entre si quanto à idade, características geológicas, tamanho, potencial de prospectividade, grau de exploração e acessibilidade. Isso, em conjunto com a sua vastidão territorial e a dificuldade de acesso a muitas regiões, representa um enorme desafio para qualquer empresa petrolífera que deseje explorar as potencialidades minerais do território brasileiro.

Historicamente, com vistas a se apropriar dos benefícios econômicos do petróleo e do gás natural, o governo federal desenvolveu uma estratégia de cunho nacionalista, baseado no pressuposto de que as riquezas do subsolo constituem propriedade da União, sob o argumento de se tratar de um insumo vital para a segurança nacional. Tal estratégia previa a monopolização das operações de exploração, refino e produção de petróleo no Brasil, com vistas a abastecer o mercado interno e garantir os interesses do país. Assim, visando

alcançar tais metas, foi criado em 1938, no governo Vargas, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), destinado a traçar diretrizes para a construção da indústria de petróleo no Brasil, já que, nesta época, todo o consumo de óleo era importado e somava 38 mil barris por dia[1].

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

No intuito de impulsionar a indústria petrolífera e embalado nos ideais nacionalistas, o governo criou em 1953 a Petrobrás – Petróleo Brasileiro S.A., empresa estatal destinada a empreender as atividades de pesquisa, exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural no Brasil. O desinteresse do setor privado em empreender uma atividade de alto risco, caracterizada por elevados investimentos e pesadas economias de escala, bem como as resistências políticas à abertura do setor ao capital estrangeiro, levaram a União a instituir o monopólio sobre as operações com recursos hidrocarbonetos líquidos[2]. Desde então, a Petrobrás se firmou como a única executora deste monopólio e a Constituição de 1988 consagrou este direito confirmando a exclusividade da União nas operações na Indústria do Petróleo no Brasil.

Inicialmente, nos anos 50, a capacidade produtiva da Petrobrás totalizava 2,7 mil barris por dia, o que de longe era insuficiente para atender a demanda interna de petróleo, que crescia mais que proporcionalmente que o PIB. No entanto, a importação deste insumo só veio a se transformar em

---

[1] Fonte: Instituto Brasileiro do Petróleo, IBP.

[2] É interessante destacar que o projeto original do governo Vargas não previa a instituição do monopólio. Este acabou sendo introduzido após um substitutivo do deputado Euzébio Rocha (PTB). Os intensos debates que se seguiram acabaram resultando no sancionamento do monopólio pelo Presidente.

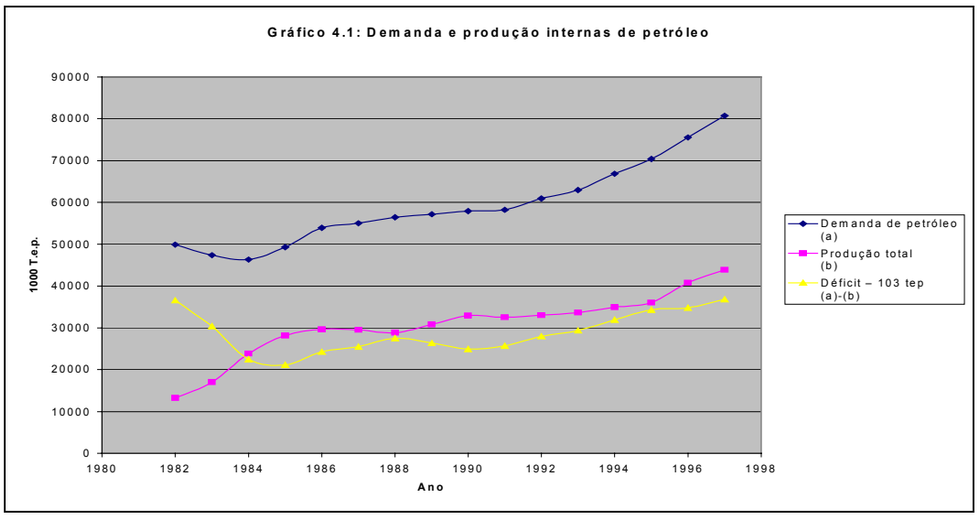
problema sério com os choques do petróleo na década de 70, quando a explosão do preço do barril acarretou grande redução no saldo comercial brasileiro. Desde então, a Petrobrás intensificou seus esforços em reduzir a dependência externa de petróleo através de duas diretrizes básicas: pesquisa de fontes alternativas de energia sob o Projeto Pró-Álcool e intensificação dos esforços exploratórios no intuito de aumentar a produção nacional e reduzir as importações.

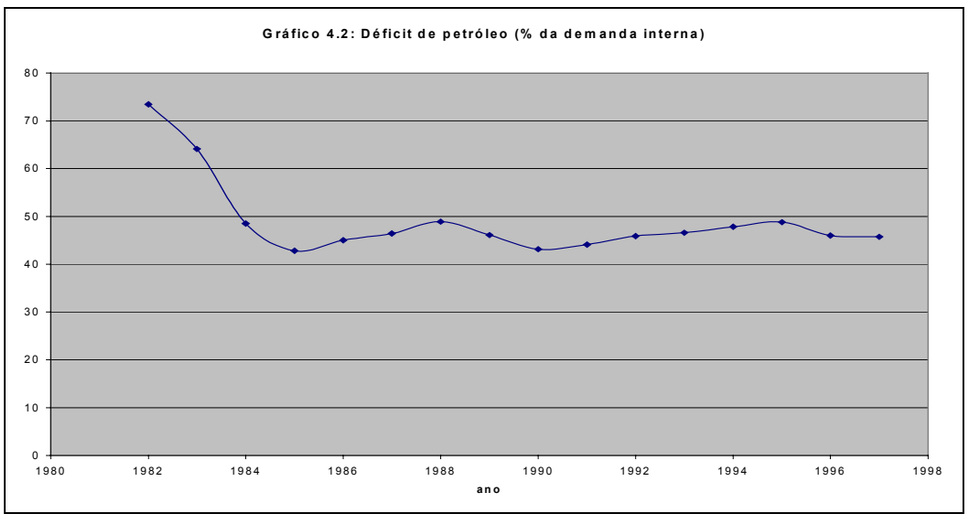
Além disso, como forma de aumentar a produção diante das dificuldades externas e abrir o setor ao capital estrangeiro, o governo Geisel introduziu uma forma de concessão denominada *contrato de risco*. Por esta modalidade, uma empresa obtinha o direito de realizar pesquisas exploratórias e de prospecção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

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

Avaliando em perspectiva, pode-se considerar que a estratégia da Petrobrás em substituir o petróleo importado pelo nacional obteve sucesso satisfatório: os gráficos a seguir resumem alguns dados relativos à

dependência externa de petróleo no Brasil entre 1982 e 1997, quando a produção na Bacia de Campos já era significativa.





O primeiro gráfico fornece a evolução da demanda nacional de petróleo comparada à produção interna, além das necessidades de importação. O gráfico 4.2 expressa o déficit de petróleo no país, expresso como porcentagem da demanda interna. Percebe-se que a porcentagem do consumo caracterizado por petróleo importado se reduziu substancialmente ao longo dos anos, com um visível salto a partir de 1984, graças ao crescimento da produção na bacia de Campos: em 1982, o Brasil dependia de 73,4% de petróleo importado para satisfazer a demanda nacional e, em 1997, este valor

era de 45,7%[3]. A meta para o ano 2000, segundo a própria Petrobrás, é produzir 1,5 milhões de barris diariamente. Portanto, não apenas a produção nacional cresceu, como também a dependência do óleo importado demonstra trajetória decrescente, o que constitui de fato um êxito dos objetivos da política energética brasileira acima mencionados.

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

A partir dos anos 90, a concepção nacionalista sobre o petróleo começou a sofrer modificações com os ventos liberais que sopravam no Brasil. Com o objetivo de atrair o maior número possível de investimentos no setor e, dessa forma, aproveitar todo o potencial das bacias sedimentares brasileiras, o Governo Federal começou a desenhar um novo modelo para a indústria petrolífera brasileira. Passou-se a considerar gradativamente a possibilidade de conceder à iniciativa privada a permissão de levar adiante atividades de exploração, desenvolvimento, refino, produção e importação de petróleo e gás natural. Buscou-se, assim, quebrar o monopólio estatal nestas atividades, a fim de modernizar o setor de petróleo e gás natural no Brasil, bem como elevar a participação do Governo nas rendas dos recursos minerais fluidos.

---

[3] Nota-se que o decrescimento da dependência não foi sistemático. No triênio 1986-88, a porcentagem das importações sobre o consumo total cresceu em decorrência da forte queda dos preços do petróleo no mercado internacional. O déficit voltou a se reduzir a partir de 1989. Em 1991, detecta-se novamente um ligeiro salto, mas o grau de dependência se estabiliza em torno de 46% a partir de 1996. Deve-se ressaltar, no entanto, que nos anos 90, a produção de petróleo sempre foi crescente. A elevação do déficit se deveu, portanto, ao crescimento mais que proporcional da demanda interna.

Em 1995, o Congresso Nacional brasileiro aprovou a emenda constitucional nº 9, que pôs fim a mais de quarenta anos de monopólio estatal da Petrobrás em atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e seus derivados no Brasil. Até então, apenas a distribuição era permitida à iniciativa privada. A emenda não revoga a propriedade exclusiva da União sobre todos os recursos minerais existentes no subsolo e na plataforma continental brasileira, mas a autoriza a contratar empresas constituídas sob lei nacional para levar avante as mencionadas atividades.

A reforma institucional no setor de petróleo e gás do Brasil pode ser inserida em um contexto mais amplo, caracterizado por alterações substanciais nas políticas minerais regulatórias dos países em desenvolvimento, com vistas a atrair investimentos. Otto (1998) apresenta um panorama sobre a questão: segundo este autor, os países menos desenvolvidos da América Latina, da Ásia e da África resistiam historicamente a abrir este setor ao capital estrangeiro devido a traumas resultantes da exploração colonial. A partir dos anos 80 e 90, estas concepções nacionalistas começaram a ser gradativamente revistas, com a criação de uma legislação mais favorável à participação do capital privado na exploração de petróleo. Além disso, deve-se ressaltar que estes anos foram marcados por um redirecionamento dos investimentos dos países ricos, devido, por um lado, ao esgotamento das oportunidades e, por outro, às novas tecnologias que permitiram a redução dos custos e, consequentemente, um excedente de recursos para investimentos em outros países. Essa conjunção de fatores internacionais e a nova política regulatória tornaram atraentes a exploração de petróleo e gás nos países menos desenvolvidos, dentre eles o Brasil: em geral, tais países passaram de um sistema de *monopólio estatal pleno* para um *regime de concessões* à iniciativa privada. Ou seja, as novas legislações visavam garantir restrições aos direitos de exploração, mantendo a propriedade governamental sobre os recursos do subsolo e solucionando externalidades provenientes de direitos de propriedade abordados no capítulo inicial.

Assim, em agosto de 1997, o Presidente da República sancionou a Lei do Petróleo (nº 9478/97), o que será objeto da seção a seguir.

4.2. *A Lei do Petróleo:*

A Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, também conhecida como "Lei do Petróleo", estabelece as diretrizes básicas para a regulação da Indústria do Petróleo[4] no Brasil. Em termos gerais, a lei complementa a Emenda Constitucional nº 9/95, que quebra o monopólio da União em relação às atividades ligadas a este mercado. Ela prevê que todas as atividades que antes constituíam exclusividade estatal poderão ser objeto de concessão para operação de empresas privadas nacionais[5]. Ou seja, a nova legislação não altera o princípio constitucional de que "*a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos*", bem como importação e exportação de derivados e o seu transporte dutoviário ou marítimo constituem monopólio da União (CF, 1988, art. 177), mas a autoriza a contratar terceiros para a execução de tais atividades.

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

Em segundo lugar, a nova legislação prevê um papel distinto para a Petrobrás, até então a executora do monopólio estatal. Embora se tenha como objetivo estimular a competição no setor, a União permanece como acionista majoritária da empresa. No entanto, ela deve receber o mesmo tratamento

---

[4] O termo "Indústria do Petróleo" designa, para todos os efeitos, o petróleo propriamente dito e o gás natural.

dado às operadoras privadas em processos licitatórios, apesar das situações de empate serem decididas, segundo a Lei do Petróleo, em seu favor. Deve-se salientar que, nos últimos meses, propostas de privatização da Petrobrás ganharam voz[6]. Entretanto, a Lei 9478 estabelece que a Petrobrás deve permanecer como propriedade da União e qualquer alteração neste sentido deve ser precedida de intensos debates e de modificações na legislação.

A Lei do Petróleo procura enquadrar o setor nos princípios e objetivos da política energética nacional, dentre os quais podemos citar: i) preservar o interesse nacional; ii) incrementar, em bases econômicas, a utilização do gás natural; iii) promover a livre concorrência; iv) atrair investimentos na produção de energia e iv) ampliar a competitividade do País no mercado internacional (Lei nº 9.478 de 6/08/97). Estas e outras metas, bem como os critérios de abastecimento e aproveitamento racional dos recursos, além da composição da matriz energética nacional, são prerrogativas do Conselho Nacional de Política Energética, CNPE, órgão criado pela Lei do Petróleo, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro das Minas e Energia. Com isso, o Brasil procura modernizar não apenas a legislação do setor de petróleo e gás natural, mas também todo o planejamento energético brasileiro nos moldes da integração de recursos[7], enfatizando a análise conjunta das fontes de energia no suprimento da demanda nacional.

Com vistas a administrar os interesses da União anteriormente descritos, a Lei do Petróleo criou a *Agência Nacional do Petróleo,* a *ANP*, autarquia federal vinculada ao Ministério das Minas e Energia e que tem como finalidade básica "(...) *promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo*" (Art. 8º, Lei nº 9478/97). A ANP foi concebida para exercer as atividades de uma agência reguladora nos moldes previstos pela teoria econômica, com o objetivo de zelar pelos

---

[5] As empresas estrangeiras podem se candidatar a operadoras, desde que, após o resultado da licitação, constituam consórcios sob leis nacionais.

[6] O governo chegou a realizar uma venda pulverizada de ações da empresa, em julho de 2000, na qual os trabalhadores puderam aplicar parte do seu saldo do FGTS na compra. Foram vendidas ações que excediam o necessário para a manutenção do controle acionário nas mãos da União.

[7] O trabalho de R.H. Santos (1997) apresenta uma boa descrição do que constitui o "Planejamento Integrado de Recursos", nos moldes dos EUA bem como as perspectivas para sua aplicação no Brasil.

interesses da sociedade (representada pela União) nos resultados da exploração e produção de petróleo e gás natural, bem como evitar ações que contrariem as "boas práticas da Indústria do Petróleo".

A Lei estabelece uma série de atribuições à ANP, relacionadas à fiscalização das atividades de distribuição e comercialização de derivados de petróleo e de gás natural (em substituição ao Departamento Nacional de Combustíveis, DNC, cujas funções foram englobadas pela ANP) bem como ao estímulo de pesquisas geológicas e tecnológicas, com o objetivo de proteger os interesses nacionais e aprimorar a eficiência das unidades produtoras. Todas essas funções são de suma importância para o funcionamento adequado do mercado de combustíveis no Brasil, mas o nosso estudo se concentra em suas atribuições como administradora das relações entre o Governo e os investidores privados na Indústria do Petróleo. Neste sentido, a Lei nº 9478 estabelece que dentre as funções primordiais da ANP, cabe-lhe *"elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando sua execução"*, já que, conforme consagra o art. 21º da mencionada lei, *"todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva pertencem à União, cabendo sua administração à ANP".*

Fica claro, portanto, que todas as atividades relacionadas ao petróleo e ao gás natural, incluindo sua exploração e produção, só podem ser realizadas mediante autorização da ANP, que deve obrigatoriamente firmar um contrato de concessão com os investidores privados. Cabe também observar que, nos moldes da visão normativa da teoria da regulação[8], o desenvolvimento do aparato institucional para a indústria de petróleo no Brasil seguiu seus estágios fundamentais, qual seja:

---

[8] A teoria Normativa da Regulação busca encontrar razões que justifiquem a intervenção do Governo nos mercados do ponto de vista estritamente econômico, como a necessidade de corrigir falhas (externalidades e monopólios naturais). Ela se opõe à Teoria da Captura, segundo a qual as agências reguladoras acabam servindo aos interesses de grupos de pressão capazes de impor seus interesses no processo decisório. Para maiores detalhes, ver Kip Viscusi *et alli* (1998).

a) Criação de uma **legislação** voltada para o setor, visando o estabelecimento de objetivos gerais de política, construção de uma agência reguladora e definição de suas competências. Procurou-se inicialmente quebrar o monopólio da União, permitindo ainda a participação de capital estrangeiro. Isso foi realizado através da Emenda Constitucional nº 9/95 e da aprovação da Lei nº 9478/97;
b) Com base no aparato legal construído, partiu-se para o processo de **implementação** das novas regras para o funcionamento da Indústria do Petróleo, quando a ANP passa a exercer suas funções na administração das relações entre a União e o setor privado, em substituição ao antigo monopólio da Petrobrás e aos órgãos reguladores existentes anteriormente (no caso, o DNC);
c) Por fim e como um dos objetivos principais, a nova legislação busca a **desregulamentação** do setor, através da liberação do preço dos combustíveis, inicialmente nas bombas (já em fase de vigência) e posteriormente nas refinarias (previsto inicialmente para agosto de 2000, na Lei do Petróleo e adiado por Resolução do Senado para dezembro de 2001).

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

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

A partir das informações obtidas, as companhias devem avaliar se irão participar da licitação, fazendo suas ofertas para os blocos em disputa, nos prazos definidos pela ANP. O julgamento da licitação deve selecionar a proposta mais vantajosa de acordo com critérios estabelecidos no edital (podendo incluir o maior lance para o bônus de assinatura), levando-se em conta o programa de trabalho, os projetos para a atividade de exploração, os prazos e os volumes mínimos de investimento, bem como as capacidades técnica, jurídica e financeira do consórcio[9]. Conforme dito anteriormente, a Lei prevê que as situações de empate segundo os critérios acima devem ser decididos em favor da Petrobrás. O consórcio vencedor, assim, deve assinar um contrato de concessão com a Agência, mediante ou não o pagamento de um bônus, para exercer as atividades previstas no edital.

Cada contrato deve prever sempre duas fases: a exploração e a produção, cada uma com períodos determinados prorrogáveis sob certas condições. A fase de exploração engloba as atividades de pesquisa e avaliação de descobertas de petróleo ou gás natural, com vistas a determinar sua viabilidade comercial; a fase de produção (ou lavra) inclui o desenvolvimento (investimentos necessários), e a extração propriamente dita[10]. A obtenção da concessão implica, para o concessionário, a "*obrigação de explorar,* ***por sua conta e risco****, e em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos."* (Lei nº 9478/97. Grifo nosso). Isso significa que, em caso de fracasso ("*dry hole"*) o concessionário deve devolver o bloco aos cuidados da ANP, se responsabilizando por todos os dispêndios realizados. Esse risco exploratório é uma variável crucial para a decisão de empreender ou não determinado projeto de investimento.

---

[9] A Lei do Petróleo estabelece que o programa de trabalho proposto pode ser um dos critérios de seleção. No entanto, os processos de licitação podem variar de rodada para rodada. Nas duas primeiras rodadas, realizadas respectivamente em junho de 1999 e em junho de 2000, a ANP só permitiu a participação de consórcios previamente qualificados de acordo com exigências técnicas e financeiras mínimas. Todas as operadoras deverão cumprir um programa exploratório mínimo definido em edital.

[10] Vale ressaltar que as atividades de refino não estão vinculadas à produção. Um dos objetivos da nova legislação é conceder autorização para a construção de refinarias privadas e a privatização de algumas pertencentes à Petrobrás. Assim, o consórcio produtor não precisa ser necessariamente o responsável pelo refino.

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

Sob condições muito específicas, o concessionário pode pedir à agência a prorrogação da fase de exploração. Em casos de descoberta de recurso cuja comercialização exija uma infraestrutura própria inexistente ou para o qual não exista um mercado maduro por razões de especificidades da matriz energética, o consórcio pode obter um prazo adicional de até 5 anos para emitir a Declaração de Comercialidade. Neste caso, ele deve justificar à agência o pedido de prorrogação, argumentando que os investimentos necessários estarão concluídos ao fim do período, tornando viável a comercialização do produto em questão[11].

O contrato de concessão com a Petrobrás foi o primeiro a ser estabelecido. O prazo de exploração foi fixado em três anos pela Lei do Petróleo pois, de um modo geral, a estatal obteve direitos de exploração em campos nos quais já possuía alguma atividade de pesquisa, correspondente a 7% das bacias sedimentares brasileiras[12]. Em junho de 1999, foi realizada a primeira rodada de licitações para a iniciativa privada. Ao todo, foram postas a leilão 27 áreas em oito bacias. O edital de licitação previa a obrigatoriedade da presença de uma operadora em cada consórcio, com pelo menos 30% de participação. Cada operadora foi classificada em 3 categorias, A, B e C, de

[11] O contrato de concessão com a Petrobrás associa este dispositivo à descoberta de Gás Não-Associado, isto é, encontrado em jazidas próprias e não dissolvidos no óleo.
[12] Algumas destas áreas foram devolvidas posteriormente à ANP.

acordo com a capacidade para operar os campos. Esta classificação também foi feita para cada um dos blocos licitados, cada um exigindo uma operadora correspondente[13]. Em junho de 2000, foi realizada a segunda rodada de licitações, com o mesmo conjunto de regras.

Nestas duas rodadas de licitações, a concessão foi realizada ponderando-se três critérios: 85% para o bônus de assinatura oferecido pelo consórcio, 3% para compromisso de porcentagens de consumo de bens e serviços nacionais na fase de exploração (até o limite de 50%) e 12% para o compromisso de porcentagens de bens e serviços nacionais na fase de desenvolvimento (até o limite de 70%)[14]. Os resultados destas rodadas encontram-se resumidos em duas tabelas anexas ao final deste capítulo (anexos 4.1 e 4.2)

Os resultados da Primeira Rodada ficaram aquém das expectativas da ANP: dos 27 blocos colocados em licitação, 15 não apresentaram interessados. O sucesso da Segunda Rodada foi bem maior, em parte pelo preço do petróleo muito acima do nível de 1999 e em parte pela redução do patrimônio líquido mínimo exigido das empresas, de R$ 10 milhões para R$ 1 milhão. Deve-se notar que apesar da forte presença da Petrobrás, sobretudo na Segunda Rodada, quando apresentou os ágios mais significativos, o objetivo de quebra do monopólio foi cumprido e agora, além da estatal brasileira, há quase duas dezenas de empresas explorando petróleo e gás no Brasil.

A fase de exploração é variável para cada bloco e poderá ter duração de até nove anos, sub-dividida em períodos de dois a quatro anos. Segundo informações do edital da primeira rodada de licitações, em áreas maduras, a fase de exploração será dividida em dois períodos de dois ou três anos de duração. Blocos situados em águas ultra-profundas ou em áreas complexas terão a fase de exploração dividida em três períodos, com um período inicial de

---

[13] Uma operadora A podia se candidatar a qualquer bloco; a B apenas a bacias terrestres ou de águas rasas; as operadoras nível C só podiam oferecer lances para o bloco 2 da bacia do Potiguar.

[14] Tais limites foram definidos após um estudo encomendado à PUC-RJ sobre a capacidade do mercado brasileiro em fornecer os equipamentos necessários aos investimentos. Os consórcios vencedores podem se inscrever em um regime de isenção temporária de impostos para equipamentos importados, desde que eles retornem ao país de origem após o fim da concessão.

três ou quatro anos, seguido de dois períodos seguintes de dois ou três anos. Em cada fase, o concessionário é obrigado a executar o programa exploratório mínimo determinado pelo contrato e, ao fim de cada uma delas, é obrigado a devolver à agência parte do bloco de concessão. A título de ilustração, tabela a seguir resume estas informações para algumas das bacias colocadas em licitação na primeira rodada. Todas elas, exceto a do Paraná, são *offshore*:

Tabela 4.1: Fases da exploração e áreas a devolver.

Bacia	*Bloco (Nome e sigla)*[15]	*Períodos de exploração*	*Devolução (%da área original)*
Santos	BM-S-1 a 6	3+2+2	50,25,25
Campos	BM-C-1 a 5	3+2+2	50,25,25
	BM-C-6	3+3	50,50
Espírito Santo	BM-ES-1 e 2	3+3+2	50,25,25
	BM-ES-3	3+2+2	50,25,25
	BM-ES-4	3+3	50,50
Foz Amazonas	BM-FZA-1	3+3+3	50,25,25
Paraná	BT-PAR-1 a 3.	4+3+2	50,25,25

Fonte: Edital da 1ª rodada de licitações – ANP.

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

Uma questão interessante é saber qual é o prazo ótimo de concessão para exploração. Guimarães Dias e Rocha (1999), baseados nos modelos de Dixit e Pindyck (1994) e de Sunnevåg (1998) desenvolvem um estudo que procura encontrar uma resposta a isso, estabelecendo uma comparação com o mercado de opções. Segundo os autores, o detentor da concessão para exploração de petróleo e gás tem uma opção de investimento até a data final de expiração, definida pela agência. Esta data, sob certas condições, pode ser

[15] Os blocos são designados por BY- sigla da bacia a que pertence - nº do bloco, onde Y pode ser M ou T representando, respectivamente, mar ou terra.

prorrogada mediante um custo adicional[16]. Neste sentido, o valor dos direitos de concessão e o investimento ótimo são definidos pela solução de um problema de controle ótimo estocástico de uma opção americana de compra com maturidade estendível[17]. Partindo da suposição de que o preço do petróleo segue um movimento de saltos com reversão à média[18] (modelo Poisson-Gaussiano), os autores chegam a conclusão que, na época da expiração do prazo, o consórcio irá optar entre devolver o campo à agência (desistir), pedir a dilatação da concessão ou então desenvolver a área, dependendo do nível do preço do recurso na ocasião. Em outras palavras, o movimento de preços representa um componente fundamental para a determinação do valor presente líquido do projeto e movimentos súbitos podem alterar sua magnitude, de modo que pode ser preferível para a firma esperar melhores condições de mercado para desenvolver o campo. Além disso, análises de sensibilidade dos parâmetros feitas pelos autores sugerem que o valor da opção aumenta com o alargamento do prazo de concessão, sem atrasos significativos em investimentos[19]. Um valor maior para a opção implicaria em maior disposição dos candidatos em oferecer compensações ao governo pela obtenção da licença. Ou seja, os lances no leilão de direitos de exploração tenderiam a ser maiores, implicando em uma maior esperança de receita para a União. Desta forma, o artigo prescreve que os prazos para a exploração devem ser

---

[16] Este custo pode ser expresso em um aumento da taxa de retenção da área, ou a exigência de investimentos adicionais.

[17] Uma opção estendível é aquela que oferece uma tripla opção na data de sua maturidade: exercer, desistir ou prorrogar mediante um custo adicional. O seu *payoff* pode ser resumido da seguinte forma:
$c(p,T_1) = \text{máx}\{VPL, E[VP(c(P+dP, t+dt) - k], 0\}$ e $c(p,T_2) = \text{máx}\{VPL, 0\}$, onde c(.,.) é o valor da opção, T_1 a maturidade com a opção de prorrogar a um custo k, T_2 a maturidade final (improrrogável), VPL o valor presente líquido esperado do projeto. A sigla VP(.) significa valor presente da expressão entre parênteses. E(.) é o operador esperança. Maiores detalhes encontram-se em Guimarães Dias & Rocha (1999).

[18] Este processo baseia-se na hipótese de que a chegada de informações normais em um intervalo infinitesimal de tempo gera apenas ajustamentos marginais nos preços modelados por um processo de difusão contínua. As informações anormais, por sua vez, geram saltos estocásticos na variável, os quais são modelados por um processo de Poisson. O salto de Poisson pode ser positivo ou negativo, dependendo da informação.

[19] Estes estudos são consistentes com modelos de precificação de Black & Scholes, nos quais o preço da opção de compra (*call*) tende a crescer conforme o prazo do seu vencimento se eleva.

ampliados em relação ao que foi definido inicialmente pela ANP[20]. Cabe-nos salientar que o estudo aprofundado destes modelos de avaliação de investimentos por opções reais requer a modelagem do preço do petróleo, o que está além do alcance dos objetivos deste trabalho.

Se o consórcio explorador julgar viáveis as reservas encontradas, ele pode seguir com a fase de desenvolvimento dos campos. Esta fase compreende os investimentos na infraestrutura necessária para o *upstream*, isto é, a produção do óleo ou do gás e seu escoamento para as refinarias ou outro destino eventual. O contrato de concessão deve prever um prazo para a fase de desenvolvimento/produção[21], durante o qual a propriedade dos recursos extraídos é transferida para o consórcio investidor. Tanto no contrato com a Petrobrás quanto nas duas Rodadas de Licitação realizadas, o prazo desta fase é de 27 anos, a contar da data de emissão da Declaração de Comercialidade. Neste período do projeto, o concessionário é obrigado a *"adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas"(*Lei 9478/97, artº 44, inc. VI). A Lei do Petróleo permite ainda que haja transferência de contratos de concessão entre agentes privados sob aprovação da ANP, desde que seu conteúdo não se altere e o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela agência.

A qualquer momento da fase de desenvolvimento, o concessionário pode desistir de levar avante o projeto. Para isso, deve submeter à ANP um Plano de Desativação das Instalações, cabendo ao órgão aprová-lo ou não, exigindo modificações a seu critério. Ao fim do prazo estipulado no plano, o concessionário deve devolver à agência as áreas sob sua responsabilidade, assumindo todos os ônus disso.

---

[20] Vale ressaltar que esta sugestão confirma pronunciamentos de algumas eventuais candidatas, segundo os quais os prazos definidos pelo poder público são insuficientes. Em especial, a fixação do prazo da exploração nas áreas sob responsabilidade da Petrobrás em apenas 3 anos contribuiu, segundo analistas, para a desistência de algumas parcerias de empresas privadas com a estatal.

[21] A lei do Petróleo engloba estas duas fases do projeto na produção.

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

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

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

4.3. *Compensações governamentais no Brasil:*

O artigo 45º da Lei do Petróleo (nº 9478/97) estabelece os princípios genéricos para a tributação do setor, prevendo a existência de quatro modalidades básicas: i) Bônus de Assinatura; ii) *Royalties*; iii) Participações Especiais e iv) Taxa de Ocupação e Retenção da área. Os itens ii e iv são obrigatórios em todos os contratos de concessão. Os detalhes de cada mecanismo, em especial as participações especiais, estão regulamentadas no decreto 2705 de 3/08/98.

O **bônus de assinatura** corresponde ao montante ofertado pelo vencedor no leilão para obtenção da concessão e não pode ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação. O decreto 2705/98 determina

que o bônus de assinatura deve ser pago integralmente, em parcela única, no ato de assinatura do contrato. O lance vencedor do leilão de concessão pode ser um dos critérios para a definição do consórcio vitorioso na licitação. Os outros critérios, conforme especificado anteriormente, estão associados à capacidade técnica e financeira, ou a compromissos de compra de fornecedores nacionais, como ocorreu na Primeira e na Segunda Rodada.

Os ***royalties*** constituem uma compensação financeira à União incidente sobre o valor total da produção de óleo e gás. Devem ser pagos mensalmente, correspondente a cada campo. Em geral, a alíquota deste tributo é de 10% sobre o valor da produção[22], avaliada de acordo com um preço de referência calculado pela média ponderada do preços de venda no mercado ou por um preço mínimo fixado pela ANP, utilizando-se o maior. Este preço mínimo é definido pela utilização de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, segundo informações prestadas pelo concessionário sobre a qualidade de seu óleo. Em cada mês, a agência deve emitir a consolidação do preço mínimo do petróleo extraído em cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a cesta-padrão. Uma regra similar precifica o gás natural para efeitos de pagamentos de *royalties*, só que neste caso não há preço mínimo calculado pela ANP: o preço do gás é a média ponderada dos preços praticados no mercado, deduzidas as tarifas de transportes e demais tributos incidentes.

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

---

[22] O volume de produção é medido segundo padrões técnicos mínimos estabelecidos pela ANP. Mensalmente, o concessionário deve preencher um boletim relatando os volumes produzidos.

Tabela 4.2: Distribuição dos *royalties* que excedem 5%.

Destino	*Terra*	*Plataforma continental*
Estado produtor	52,5%	22,5%
Município produtor	15%	22,5%
Municípios afetados[23]	7,5%	7,5%
Ministério da Ciência e Tecnologia[24]	25%	25%
Ministério da Marinha[25]	-	15%
Fundo Especial[26]	-	7,5%
Total	100%	100%

Fonte: Lei nº 9478 de 6/08/97.

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

As **participações especiais** caracterizam-se por compensações extraordinárias ao Governo resultantes de casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, com relação a cada campo de uma área de concessão. A apuração deste imposto é feita pela aplicação de alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, isto é, a receita bruta deduzidos os royalties, os investimentos exploratórios, os custos operacionais, a depreciação e os tributos legais. Tais alíquotas dependem da localização da lavra, do número de anos da produção e do respectivo volume trimestral de produção fiscalizada. A apuração do imposto deve ser realizada pelo próprio concessionário, que deve encaminhar à agência os demonstrativos de produção e os respectivos comprovantes de recolhimento.

O objetivo principal da participação especial é permitir ao Governo obter uma parcela maior de renda dos projetos mais lucrativos. Existem seis faixas de tributação para este tipo de imposto: isento, 10%, 20%, 30%, 35% e 40% da

[23] Municípios afetados por operações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural, nas formas estabelecidas pela ANP.
[24] Destinado ao financiamento de programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à Indústria do Petróleo.
[25] Para atender aos encargos de fiscalização e proteção das áreas de produção.
[26] A ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios.

receita líquida. A tabela abaixo resume as faixas de isenção, em milhares de m^3 de equivalente-petróleo:

Tabela 4.3: Limites de isenção das participações especiais:

Bacia	1º ano	2º ano	3º ano	Após o 3º ano
Onshorre	450	350	250	150
Offshore até 400 m	900	750	500	300
Offshore acima de 400 m.	1350	1050	750	450

Fonte: Decreto 2705 de 3/08/98.

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

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

- 40% para o Ministério da Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica de prospecção de petróleo e gás natural, promovidos pela ANP;
- 40% para o Estado em que ocorrer a produção;
- 10% para o Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal, destinados a projetos ambientais e recuperação de danos provocados pela atividade petrolífera;
- 10% para o Município produtor.

Esta modalidade de participação do Governo possui fortes semelhanças com o que se convencionou denominar “imposto sobre a renda do recurso”, nos moldes descritos no capítulo anterior. Trata-se de um tributo destinado a

projetos de lucratividade elevada, identificados através do volume medido de produção. O imposto sobre a renda apresenta efeitos de neutralidade desejáveis do ponto de vista de otimização do nível de investimentos e, por incidir apenas sobre a parcela do faturamento que excede os custos de produção, não é capaz de inviabilizar um projeto lucrativo em sua ausência, embora altere a distribuição de riscos entre governo e concessionário.

Por fim, a Lei do Petróleo e o decreto 2705/98 prevêem uma quarta modalidade de participação do governo nos benefícios da atividade petrolífera: o pagamento de uma **taxa de ocupação ou retenção de áreas**, cujo valor é determinado no contrato de concessão e deve ser recolhido anualmente em 15 de janeiro. Os valores unitários por km^2 ou fração da área concedida devem ser fixados em edital, sendo aplicáveis nas fases de exploração, desenvolvimento e produção.

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

Tabela 4.4: Pisos e tetos para a taxa de ocupação e retenção de área.

Fase do projeto	*Valor mínimo por km^2 ou fração.*	*Valor máximo por km^2 ou fração*
Exploração	R$ 10,00	R$ 500,00
Prorrogação da exploração	200% do valor fixado na fase de exploração	
Desenvolvimento	R$ 20,00	R$ 1000,00
Produção	R$ 100,00	R$ 5000,00

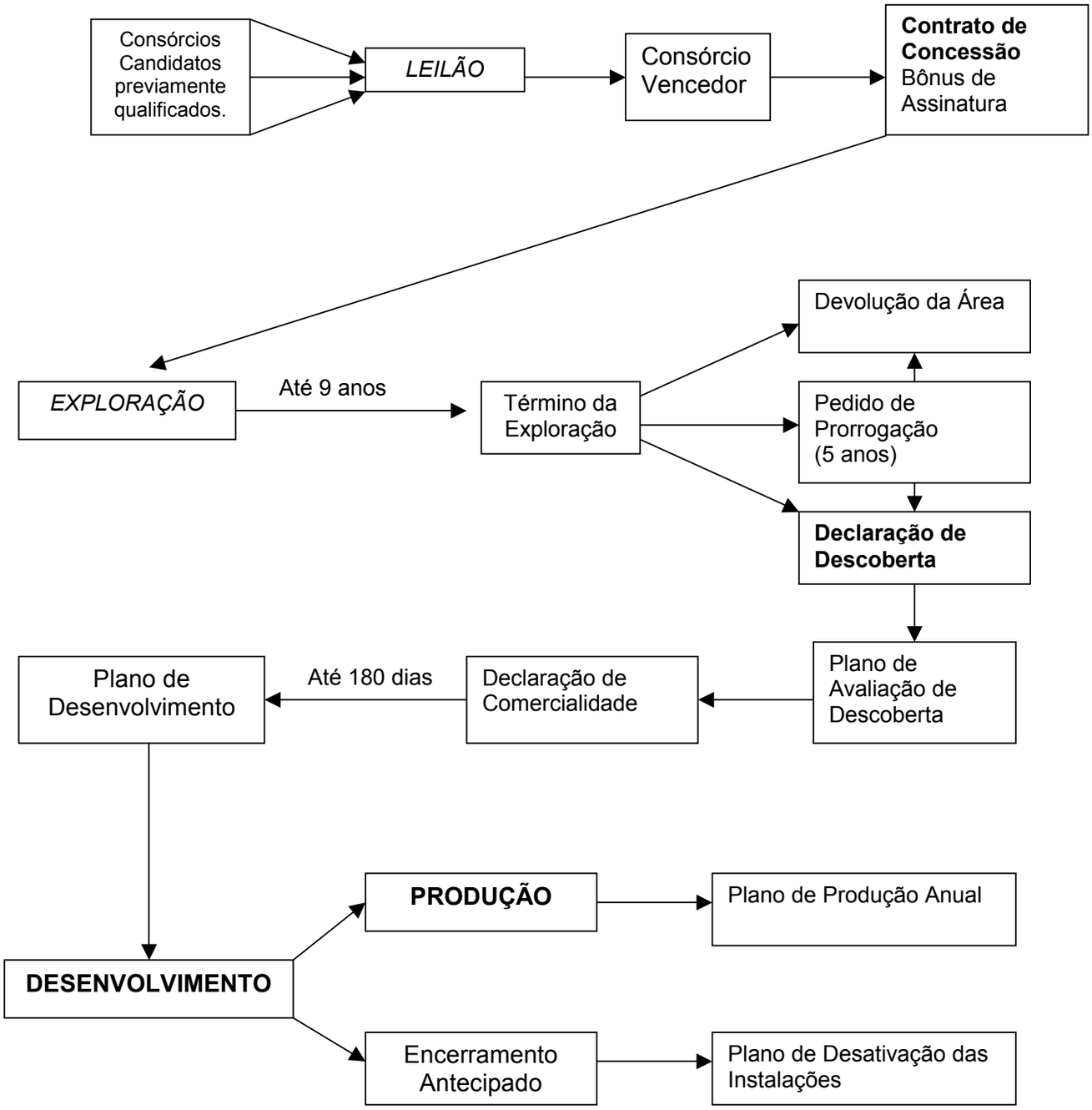
Fonte: Decreto 2705 de 3/08/98. Ano-base 1998. Tais valores são reajustados anualmente pelo IGP-DI acumulado.

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

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

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

Organograma do investimento em exploração de petróleo no Brasil



ANEXO 4.1: Resultados do primeiro leilão de áreas de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, realizado em 15 e 16/06 de 1999[27].

Bloco (Operadora)	*Consórcio*	*Bônus oferecido, em R$*	*Fornecedores nacionais exploração/ desenvolvimento*	*Ágio*
BM-S-2 (A)	Texaco	28.263.463,00	50%/35%	11.205%
BM-S-3 (A)	Amerada Hess, Kerr McGee, Petrobrás	18.165.365,00	5%/20%	7.166%
BM-S-4 (A)	Agip Oil	134.162.101,00	25%/20%	53.564%
BM-C-3 (A)	Petrobrás, Agip Oil, YPF.	6.121.123,00	25%/20%	2.348,45%
BM-C-4 (A)	Agip Oil, YPF	51.000.128,00	10%/20%	20.300%
BM-C-5 (A)	Texaco	6.056.966,00	50%/35%	2.322%
BM-C-6 (B)	Petrobrás	5.032.437,00	50%/60%	2.860%
BM-ES-1 (A)	Esso	19.226.900,00	5%/15%	7.590%
BM-ES-2 (A)	Unocal, Texaco, YPF	31.742.736,00	50%/35%	12.597%
BM-FZA-1(A)	British Petroleum, Esso, Petrobrás, Shell, British Borneo	13.060.490,00	20%/20%	5.124%
BM-CAL-1(A)	Petrobrás, YPF	824.327,00	5%/20%	229,73%
BM-POT-1(A)	Agip	8.000.601,00	10%/20%	3.100%

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

[27] Os blocos que exigiam operadoras nível A tiveram bônus de assinatura mínimo fixado em R$ 250 mil na 1ª Rodada e R$ 300 mil na segunda; as de nível B, R$ 170 mil /R$ 200 mil e o de nível C R$ 85 mil/R$ 100 mil.

ANEXO 4.2: Resultados do segundo leilão de áreas de exploração de petróleo e gás natural no Brasil, realizado em 7/06/2000.

Bloco (Operadora)	*Consórcio*	*Bônus oferecido, em R$*	*Fornecedores nacionais exploração/ desenvolvimento*	*Ágio*
BM-C-7 (B)	PanCanadian	4.693.577,00	35% / 35%	2.246%
BM-C-8 (B)	Santa Fé / SK/ Odebrecht	12.025.000,00	35% / 40%	5.912,5%
BM-C-10 (A)	Shell	65.160.016,00	36% / 30%	21.620%
BM-CAL-4 (B)	Coastal	2.214.556,00	50% / 50%	1.007%
BM-PAMA-1 (B)	Coastal/Pan Canadian	9.225.007,00	50% / 40%	4.512%
BM-S-7 (B)	Chevron/Petrobrás	67.635.032,00	35% / 35%	33.717%
BM-S-8 (A)	Petrobrás/Shell/ Petrogral	51.450.054,00	35% / 30%	17.050%
BM-S-9 (A)	Petrobrás/ BG/ YPF	116.278.032,00	35% / 30%	38.659%
BM-S-10 (A)	Petrobrás/Chevron/ BG	101.995.032,00	35% / 30%	33.899%
BM-S-11(A)	Petrobrás/BG/ Petrogal	15.164.232,00	35% / 30%	4.954%
BM-SEAL-4 (A)	Petrobrás/ Amerada Hess	2.364.032,00	35% / 30%	688%
BM-SEAL-5 (A)	Amerada Hess/Odebrecht	9.000.366,00	21% / 36%	2.900%
BT-SEAL-1 (C)	Union Pacific	902.374,00	40% / 50%	802,4%
BT-SEAL-2 (C)	Petrobrás	432.325,00	50% / 70%	332,23%
BT-SEAL-3 (C)	Rainier	105.666,00	50% / 70%	5,6%
BT-POT-3 (C)	Rainier	1.051.666,00	50% / 70%	951,6%
BT-POT-4 (C)	Petrobrás	658.789,00	50% / 70%	558%
BT-PR-4 (B)	Coastal	4.680.001,00	50% / 50%	2.240%
BT-REC-1 (C)	Queiróz Galvão/ Ipiranga	2.220.000,00	50% / 70%	2.120%
BT-REC-2 (C)	Rainier	851.666,00	50% / 70%	751,6%
BT-REC-3 (C)	Rainier	151.666,00	50% / 70%	51,66%

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

Conclusões

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

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

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

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

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

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

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

O estabelecimento de uma alíquota unificada para os *royalties* pode prejudicar os investimentos, pois estes variam muito em lucratividade esperada, e o tributo pode obstruir a viabilidade de alguns projetos. Esta pode ser uma das razões pelas quais 15 das 27 áreas de exploração levadas a leilão na Primeira Rodada de Licitação não tenham recebido ofertas[28]. A estrutura de

[28] A Segunda Rodada de Licitações, realizada em Junho de 2000, obteve um sucesso bem maior, já que apenas duas das 25 áreas colocadas em leilão não apresentaram interessados. O aumento do interesse pode ser creditado a dois fatores básicos: a) a redução do patrimônio líquido mínimo exigido das firmas participantes, de R$ 10 milhões para R$ 1 milhão; e b) O

extração de benefícios governamentais centrada nos *royalties* pode não ser adequada para preservar a atratividade de algumas áreas com elevado grau de incerteza quanto ao potencial dos recursos. Desta forma, seria desejável que o Governo criasse algum mecanismo que flexibilizasse as suas alíquotas, compatibilizando-as com as potencialidades de cada projeto. Embora a Lei do Petróleo procure alcançar este objetivo através de alíquotas variando entre 5% e 10% da produção bruta, seria interessante um papel mais ativo do investidor privado na sua escolha, em combinação com o bônus.

Por outro lado, percebe-se que a legislação do setor de óleo e gás atribui um papel secundário ao lance vencedor no leilão de licitação, como se pode verificar pelos baixos valores mínimos fixados nas duas primeiras Rodadas. Embora isso seja desejável do ponto de vista do risco suportado pelo investidor, o bônus de assinatura pode assumir um papel mais amplo no processo, com vistas a adequar a carga de impostos a cada projeto particular. A ANP poderia oferecer um menu de contratos nos moldes do modelo de Osmundsen, com um *trade-off* entre bônus de assinatura e alíquota de *royalties*. O objetivo desta medida seria não apenas induzir o concessionário a revelar as verdadeiras condições de suas reservas (permitindo ao governo se apoderar de toda a renda de informação), mas também flexibilizar a estrutura fiscal, tornando-a compatível ao risco de cada projeto.

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

É interessante observar como, ao longo do processo de investimento (resumido em um quadro anexo ao final deste trabalho), a informação vai se revelando de modo assimétrico: parte-se de uma situação inicial em que a

---

aumento substancial do preço do petróleo ao longo de 1999 e início de 2000. A legislação

agência reguladora e o concessionário partilham o mesmo conjunto de informações, as quais são colocadas à disposição dos interessados em explorar petróleo. Todavia, conforme os investimentos se realizam, a firma concessionária tende a adquirir um maior grau de conhecimento de seus parâmetros de custo e, por ocasião da Declaração de Comercialidade, o concessionário irá se deparar com um arranjo contratual uniforme para todos os tipos de investimentos. Uma firma que encontra reservas de baixa qualidade tenderia a devolver a área para a União ao passo que o arranjo tributário pode favorecer investidores cujas reservas apresentam elevado potencial. Desta forma, o oferecimento de um menu de contratos com *trade-off* entre as cargas de bônus e *royalties* não apenas contribuiria para revelar a informação em posse do concessionário como também flexibilizaria as alíquotas tributárias com vistas a adequá-las à diversidade de projetos.

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

A adoção do menu de contratos nos moldes descritos implicaria na necessidade de alteração de alguns dos procedimentos licitatórios previstos na Lei do Petróleo, pois o bônus, pago no ato da assinatura do contrato de concessão, deveria ser transferido para o período compreendido entre o fim da fase de exploração e o início da fase de desenvolvimento. Isso não significa que a Agência Nacional do Petróleo deva rever o critério de seleção de concessionários, adotando, por exemplo, o programa de investimentos proposto pela firma. Basta que parte do benefício proposto pelo investidor como bônus de assinatura seja pago após o fim da exploração[29]. Esta conclusão não se justifica apenas pelo problema principal-agente na captura

---

sobre benefícios governamentais não se modificou.

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

das rendas de informações, mas também é consistente com os resultados do modelo de Kretzer (1993, 1994), no qual o incentivo à exploração é dado pela redução das incertezas o que, como conseqüência, eleva a lucratividade esperada, permitindo um maior nível de benefícios governamentais.

Para finalizar, devemos ter em mente que, dadas as peculiaridades dos riscos envolvidos nos investimentos no setor de óleo e gás, seria desejável que a União assumisse um papel mais ativo na partilha das incertezas enfrentadas pelos investidores privados. Esse papel poderia ser desempenhado, em termos tributários, por uma maior ênfase das Participações Especiais, que possui um perfil próximo ao Imposto sobre a Renda do Recurso. A principal característica desta modalidade de benefício governamental, como vimos anteriormente, é seu menor impacto distorcivo sobre o nível de investimentos (sendo virtualmente neutro no caso de indiferença ao risco). Isso, no nosso entender, contribuiria para que houvesse uma maior probabilidade de todo o potencial de rendas do setor de petróleo e gás, estimado em R$ 60 bilhões[30] nos próximos 20 anos, seja aproveitado pela sociedade.

Perspectivas de pesquisas futuras:

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

1. *O grau de neutralidade do IRR sob aversão ao risco*. Muitos dos resultados derivados aqui pressupõem uma atitude de indiferença em relação ao risco. Na prática, contudo, seria mais realista supor que o candidato a concessionário fosse avesso ao risco e, sob tais condições, espera-se que mesmo o Imposto sobre a Renda do Recurso altere a disposição de investir do agente. No modelo de Campbell e Lindner (1985) aqui abordado, não concluímos a direção

[30] Segundo a ANP.

do impacto, ou seja, se o IRR favorece ou obstrui os investimentos. Embora se possa postular o efeito com base em hipóteses quanto à natureza do tributo, a resposta adequada a esta questão passaria por simulações numéricas, o que deixamos de realizar aqui, mas propomos como assunto interessante de pesquisa.

2. *Endogeneidade das reservas*: Seguindo a crítica de Cairns (1990), nem sempre é realista supor que as reservas petrolíferas sejam exogenamente dadas. Ou seja, as descobertas são resultado não apenas de condições físicas, mas também de decisões econômicas. O nível de reservas, pois, seria dependente também de fatores como preço, renda e tecnologia. Um campo interessante de pesquisa é procurar encontrar os determinantes das reservas que não a natureza.
3. *Preço do petróleo*: apesar do preço do petróleo ser uma variável crucial para a decisão de investir, não incluímos nenhum modelo para o seu comportamento. Já que a regulação de preço não é a preocupação básica do setor de petróleo (pois este é dado pelo mercado internacional e há uma tendência à desregulamentação em vários países, incluindo o Brasil), um campo fértil de pesquisas é a modelagem do seu preço e seu impacto sobre a decisão de investir. Deve-se ressaltar que o preço do petróleo concentra as atenções nos últimos meses, em decorrência da alta expressiva provocada pelas restrições de oferta pela OPEP, a partir do início de 1999.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Buchanan, J. M., 1980, "Rent Seeking and Profit Seeking". In Tollison R.D. & R.D. Congleton (eds), *The Economic Analysis of Rent Seeking*. Coleção *The International Library of Critical Writings in Economics, vol. 49.* Edward Elgar Ed., Inglaterra, 1995.

Cairns, R.D., 1990, "The Economics of Exploration for Non-Renewable Resources". *Journal of Economic Surveys* 4, nº 4, Dez. 1990, 361-395.

Cairns, R.D., 1994, "On Gray's Rule and the Stylized Facts of Non-Renewable Resources". *Journal of Economic Issues* 28, nº 3, Set.94, 777-798.

Campbell, H.F. e. R.K. Lindner, 1985a, "Mineral Exploration and the Neutrality of Rent Royalties". *Economic Record 61*, nº 172, Mar/85, 445-449.

Campbell, H.F. e. R.K. Lindner, 1985b, "A Model of mineral Exploration and Resource Taxation". *Economic journal 95*, nº 377, Mar/85, 146-160.

Chiang, A., 1992, *Elements of Dynamic Optimization*. McGraw-Hill Inc.

Common, M., 1988, *Environmental and Resources Economics*. Nova York, Longman,1992.

Dasgupta, P. e G.M. Heal, 1974, "The Optimal Depletion of Exhaustible Resources", *Review of Economic Studies,* Symposium/1974, 3-28.

Dasgupta, P., G.M. Heal e J. Stiglitz, 1980, "The taxation of Exhaustible Resources". In *Public Policy and the Tax System*. G.A. Hughes e G.M. ed. George Allen & Unwin Ltd. Londres, 1980.

Devarajan, S. e A.C. Fisher, 1981, "Hotelling's Economics of Exhaustible Resources: Fifty Years Later ", *Journal of Economic Literature* 19 no. 1, 65-73.

Dias Leite, A., 1997, *A Energia no Brasil.* Nova Fronteira, Rio de Janeiro.

Dixit, A. K. e R. S. Pindyck, 1994, *Investment under Uncertainty*. Princeton University Press. Nova Jersey.

Emerson, C. e R. Garnaut, 1984, "Mineral Leasing Policy: Competitive Bidding and the Resources Rent Tax Given Various Responses to Risk". *Economic Record 60*, nº 169, junho/1984, 133-142.

Fisher, A.C., 1981, *Resource and Environmental Economics*. Cambridge Surveys of Economic Literature. Cambridge University Press.

Fraser, R. W. e R. J. Van Noorden, 1983, "Extraction of an Exhaustible Resource: The Effects on Investiment of Several Parameters Being Subject to Uncertainty". *Economic Record 59*, nº 167, dezembro/1983, 365-374.

Fraser, R., 1993, "On the neutrality of the Resource Rent Tax". *Economic Record 69*, nº 204, março/1993, 56-60.

Fraser, R. e R. Kingwell, 1997, "Can expected tax revenue be increased by an investment-preserving switch from *ad valorem* royalties to a resource rent tax?". *Resources Policy 23,* nº 3, set./1997, pp. 103-108.

Fraser, R., 1998, "An analysis of the relationship between uncertainty-reducing exploration and resource taxation". *Resources Policy 24*, nº 4, dez./1998, 199-205.

Fudenberg, D. e J. Tirole, 1993. *Game Theory.* MIT Press, Cambridge.

Garnaut, R. e A. Clunies Ross, 1975, "Uncertainty Risk Aversion and the Taxing of Natural Resources projects". *Economic Journal 85,* nº 338, jun/1975, 272-287.

Garnaut, R. e A. Clunies Ross, 1979, "The Neutrality of the Resource Rent Tax". *Economic Record 55,* nº 150, set/1979, 193-201.

Garnaut, R. e A. Clunies Ross, 1983, *Taxation of Mineral Rents*. Oxford University Press, Nova York.

Gilbert, R.J, and S.M. Goldman, 1978, "Potential Competition and the Monopoly Price of an Exhaustible Resource ", *Journal of Economic Theory* 17, 319-331.

Gordon, R.L., 1967, "A Reinterpretation of the Pure Exhaustion Theory", *Journal of Political Economy* 75, 274-286.

Gray, L.C., 1914, "Rent under Assumption of Exhaustibility". *The Quartely Journal of Economics* 28, nº 3, Maio/1914, 466-489.

Guesnerie, R. e J. J. Laffont (1984), "A complete solution to a class of pricipal-agent problems with an application to the control of a self-managed firm". *Journal of Public Economics 25*, pp.329-369.

Guimarães Dias, M.A. e K.M.C. Rocha, 1999, “Petroleum Concessions with Extendible Options: Investment timing and Value using Mean Reversion and Jump Processes for Oil Prices”. IPEA, Rio de Janeiro, texto para discussão nº 620.

Hartwick, J.M., 1977, “Intergenerational Equity and the Investing of Rents from Exhaustible Resources”. *American Economic Review* 67, nº 5, dez/1977, 972-974.

Heal, G. , 1976, “The Relationship between Price and Extration Cost for a Resource with a Backstop Technology ”, *The Bell Journal of Economics* 7 no. 2, 371-378.

Heal, G.M. ,1993, “The Optimal Use of Exhaustible Resources”. *Handbook of Natural Resource and Energy Economics*, vol. III, ed. A.V. Kneese e J.L. Sweeney. Elsevier Science Publishers B.V., 855-880.

Hoel, M. , 1978, “Resource Extration, Substitute Production and Monopoly ”, *Journal of Economic Theory* 19, 28- 37.

Hotelling, H., 1931, “The Economics of Exhaustible Resources”. *Journal of Political Economy,* Abr/1931, pp.137-175.

Johnson, B.B. *et alli,* 1996, *Serviços Públicos no Brasil: Mudanças e Perspectivas*. Edgard Blücher Ed., São Paulo.

Kretzer, U.M.H., 1993, “Allocating oil leases: overcapitalization in licensing systems based on size of work programme”. *Resources Policy 19*, nº 4, dez/1993, pp.299-311.

Kretzer, U.M.H., 1994, “Exploration prior to oil lease allocation: A comparison of auction licensing and allocations based on size of work programme”. *Resources Policy 20*, nº 4, dez/1994, pp.235-246.

Laffont, J.J e J. Tirole, 1993, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press. Cambridge.

Lecomber, R., 1979, *The Economics of Natural Resources*. The Macmillan Press, Londres, 1979.

Leland, H. E., 1978, “Optimal Risk Sharing and the Leasing of Natural Resources, with Application to Oil and Gas Leasing on the OCS”. *The Quartely Journal of Economics 92,* nº 3, agosto/1978, pp. 413-437.

Levhari, D. e N. Liviatan, 1977, “Notes on Hotelling’s Economics of Exhaustible Resources”, *Canadian Journal of Economics* 10, maio/77, 177-192.

Lewis,T., S.A. Matthews e H.S. Burness, 1979, “Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources: Note”. *American Economic Review*, Mar/1979, pp.227-230.

Libecap, G. D. e S. N. Wiggins, 1984, “Contratual Responses to Common Pool Prorationing of Crude Oil Production”. *American Economic Review 74,* nº 1. Março/1984, 87-98.

Luczynski, E., 1999, “Painel da Evolução dos Regimes de Concessões e licenças para Exploração de Petróleo e a Flexibilização do Monopólio no Brasil.” Programa de Pós-Graduação em Energia (PIPGE)/USP.

Luenberger, D., 1998, *Investment Science.* Oxford University Press. Oxford.

Mas-Colell, A., M.D. Whinston & J.R. Green, 1995. *Microeconomic Theory.* Oxford University Press, Nova York, 1995.

Mayo, W., 1979, “Rent Royalties”. *Economic Journal 55*, nº 150, set/1979, 202-213.

Mayorga-Alba, E., 1995, “Deregulation and Reform of Petroleum Markets: From Monopolies to New Regulated Markets”. *Energy Issues*, Banco Mundial, Setembro/1995.

Neher, P. A., 1990, *Natural Resource Economics: Conservation and Exploration*. Cambridge University Press.

Osmundsen, P., 1995, “Taxation of petroleum companies possessing private information”. *Resource and Energy Economics 17*, nº 4, dezembro/1995, pp. 357-377.

Osmundsen, P., 1998, “Dynamic taxation of non-renewable natural resources under asymmetric information about reserves”. *Canadian Journal of Economics 31*, nº 4, out./98, pp. 933-951.

Otto, J.M., 1998, “Global changes in mining laws, agreements and tax systems”. *Resources Policy 24*, nº 2, junho/98, pp.79-86.

Pearce, D. W. e R. K. Turner, 1990, *Economics of Natural Resources and the Environment.* The Johns Hopkins University Press, Baltimore, EUA.

Peterson, F.M e A.C. Fisher, 1977, “The Exploitation of Extractive Resources. A Survey”. *The Economic Journal* 87, nº 347, Dez.1977, 681-721.

Razavi, H., 1996, “Financing Oil and Gas Projects in Developing Countries”. Banco Mundial, junho/1996.

Ricardo, D., 1817, *Princípios de Economia Política e Tributação*. Col. *Os Economistas*. Nova Cultural, São Paulo, 1996.

Rowse, J., 1997, “On *ad valorem* taxation of nonrenewable resource production”. *Resource and Energy Economics 19*, nº 3, ago/97, pp. 221-239.

Santos, R. H., 1997, *O Planejamento Integrado de Recursos e a Regulação: A Experiência dos EUA e as perspectivas no Brasil*. Dissertação de Mestrado: Programa Inter-Unidades de Pós-Graduação em Energia da USP. Universidade de São Paulo. São Paulo.

Soladay, J.J., 1979, "Monopoly and Crude Oil Extraction, *American Economic Review* 69, nº 1, Março, 234-239.

Sollow, R.M. e F.Y. Wan, 1976, "Extraction Costs in the Theory of Exhaustible Resources", *The Bell Journal of Economics* 7, nº 2, 359-370.

Sollow, R.M., 1974, "Intergenerational Equity and Exhaustible Resources", *Review of Economic Studies,* Symposium/1974, 29-45.

Sollow, R.M., 1974, "The Economics of Resources or the Resources of Economics", *American Economic Review* 64, nº 2, Maio, 1-14.

Stiglitz, J.E., 1976, "Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources". *American Economic Review*, Set/1976, pp.655-661.

Stuart Mill, 1848, *Princípios de Economia Política.* Col. *Os Economistas*. Nova Cultural, São Paulo, 1996.

Sunnevåg, K., 1998, "An option pricing approach to exploration licensing strategy". *Resources Policy 24*, nº 1, mar/1998, pp. 25-38.

Sweeney, J.L., 1977, "Economics of Depletable Resources: Market Forces and Intertemporal Bias", *Review of Economic Studies* 44, Fev/77, 125-141.

Tollison, R. D., 1982, "Rent Seeking: A Survey". In Tollison R.D. & R.D. Congleton (eds), *The Economic Analysis of Rent Seeking*. Coleção *The International Library of Critical Writings in Economics, vol. 49.* Edward Elgar Ed., Inglaterra, 1995.

Tullock, G., 1979, "Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources: Note", *American Economic Review* 69 nº 1, Março, 231-233.

Varian, H.R., 1992, *Microeconomic Analysis,* 3ª ed., W.W. Norton & Company, Nova York.

Vicent, J.R., R. Mohamed Ali *et alli*, 1997, *Environment and Development in a Resource-Rich Economy: Malaysia under the New Economic Policy.* Harvard Institute for International Development. Harvard University Press.

Vilhena Fº, C. A., 1997, "Brazil's mineral policy". *Resources Policy 23*, nº 1, junho/97, pp. 45-50.

Viscusi, W. K. , J.M. Vernon & J.E. Harrington Jr., 1998, *Economics of Regulation and Antitrust*, 2ª ed., The MIT Press, Cambridge.

Vivas Aguerro, P.H, 1996, *Avaliação Econômica dos Recursos Naturais*. Tese de Doutorado apresentada ao Departamento de Economia da Faculdade de

Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. São Paulo, 1996.

DOCUMENTOS:

Balanço Energético Nacional de 1998. Ministério das Minas e Energia.

Contrato de Concessão da Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural entre a ANP e a Petrobrás, 1998

Decreto nº 2455 de 14 de janeiro de 1998 .

Decreto nº 2705 de 3 de agosto de 1998.

Edital de Licitação para a Contratação de Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural: Primeira Rodada de Licitações. Agência Nacional do Petróleo, abril de 1999.

Edital de Licitação para a Contratação de Atividades de Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural: Segunda Rodada de Licitações. Agência Nacional do Petróleo, abril de 2000.

Lei nº 9478/97: Lei do Petróleo.

Portaria nº 10, Agência Nacional do Petróleo, 13/01/99.

Portaria nº 174, Agência Nacional do Petróleo, 25/10/99.

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

ANP: www.anp.gov.br

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

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

Petrobrás: www.petrobras.com.br