



## REGIMES FISCAIS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL E NO MUNDO

Rodrigo Dambros Lucchesi

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2011

REGIMES FISCAIS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO  
BRASIL E NO MUNDO

Rodrigo Dambros Lucchesi

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO  
ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE  
ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE  
JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A  
OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO  
ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. Alexandre Salem Szklo, D. Sc.

---

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

---

Dr. Márcio Macedo da Costa, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2011

Lucchesi, Rodrigo Dambros

Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo / Rodrigo Dambros Lucchesi - Rio de Janeiro: UFRJ, COPPE, 2011.

X, 149 p.:il; 29,7 cm

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Dissertação (mestrado) – UFRJ / COPPE / Programa de Planejamento Energético, 2011.

Referências bibliográficas: p. 126-139

1. Avaliação econômica de projetos de petróleo. 2. Regimes fiscais. I. Szklo, Alexandre Salem. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Aos meus pais Celso e Janne, que me deram a vida,  
e aos meus filhos Max e Teo, que a iluminam diariamente.

## AGRADECIMENTOS

Ao longo de minha pesquisa para este trabalho me deparei com uma frase interessante em uma página de agradecimentos de uma tese: "Esta página é a mais fácil e a mais difícil de escrever". De fato, é a mais fácil porque é a única página do trabalho em que não tenho que seguir regras como citar fontes, explicar as premissas, tirar conclusões, etc. Mas ao mesmo tempo é a mais difícil porque é grande a responsabilidade de se homenagear apropriadamente todos os que me ajudaram nestes três anos.

Aos meus pais, obrigado por tantas coisas, algumas óbvias, outras nem tanto, que não cabem nesta página. Aprendi a amar vocês ainda mais e a valorizar a paciência e a dedicação que tiveram comigo depois que eu virei pai. Como disse Affonso Romano de Sant'Anna: *"Aprendemos a ser filhos depois que somos pais"*. Tenho orgulho e prazer de ser colega de empresa do meu pai, cuja reputação na Petrobras como pessoa e profissional é mais um motivo de estímulo para mim. E devo à minha mãe pela insistência para que eu fizesse o concurso da Petrobras.

À minha querida esposa, Alejandra, agradeço a paciência nos momentos de ausência e as injeções de estímulo nos momentos de fraqueza. Mas, sobretudo, agradeço por ser co-autora dos meus projetos mais importantes: meus dois filhos.

Ao Max, agradeço simplesmente por existir e por ser esta criança maravilhosa que chegou ao mundo no meio do curso do Mestrado. Ao Teo, que acompanhou a fase final deste trabalho de dentro da barriga de sua mãe, obrigado por se antecipar e me ajudar a colocar uma meta para o fim do trabalho. Ao contrário de ser um obstáculo à conclusão do trabalho, vocês vieram servir de estímulo, me fazendo querer ser uma pessoa melhor. Espero ser um dia motivo de orgulho e inspiração para vocês como seus avós são para mim.

Ao meu irmão, Fernando, obrigado por estar sempre por perto e pela fundamental ajuda revisando os capítulos e tirando dúvidas sobre os mais variados assuntos.

Ao meu amigo e ex-chefe Homero Ventura, obrigado por autorizar e incentivar minha inscrição no curso de Mestrado e por me apresentar ao mundo dos regimes fiscais.

Aos colegas de Petrobras João Batista, Guilherme Barbosa, Alexandre Barreira e Yron Alvarenga, agradeço pelo aprendizado e troca de informação nas discussões sobre regimes fiscais.

Ao meu chefe atual, Francisco Massá, agradeço por apoiar e me dar espaço na agenda para a conclusão da dissertação.

Agradeço ao meu orientador Alexandre Salem Szklo pela incrível paciência e dedicação na orientação deste trabalho, sempre me estimulando a aprofundar os questionamentos. Sua capacidade e precisão para analisar cada palavra que eu escrevia me impressionam. Além de orientador, foi um dos melhores professores que tive durante o Mestrado.

Aos amigos que fiz no PPE, obrigado pela troca de experiências e pela ajuda no dia a dia de provas e trabalhos.

Agradeço ao professor Roberto Schaeffer e ao Dr. Márcio Macedo da Costa por aceitarem fazer parte da banca examinadora desta dissertação.

O que parecia impossível, muito difícil, ou pelo menos distante e muito trabalhoso, ficou pronto. Enfim, as noites mal dormidas, as férias em frente ao computador, e as horas úteis que deixei de usufruir da companhia dos meus familiares e amigos valeram a pena!

*"Não sabendo que era impossível, foi lá e fez." - Jean Cocteau*

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

## REGIMES FISCAIS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL E NO MUNDO

Rodrigo Dambros Lucchesi

Fevereiro/2011

Orientador: Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

Os regimes fiscais da indústria do petróleo desempenham uma função fundamental na relação entre as companhias de petróleo e o governo de um determinado país, pois determinam os direitos e deveres daquelas na execução de atividades de exploração e produção (E&P). Um dos objetivos do regime fiscal é definir como a renda petrolífera advinda da produção de petróleo será distribuída entre as empresas produtoras e o governo local. Portanto, um mesmo projeto de E&P, com as mesmas premissas técnicas, apresenta rentabilidades distintas em países ou regiões distintas, de acordo com o regime fiscal praticado.

Este trabalho analisa os principais regimes fiscais praticados no mundo, como funcionam e qual o impacto dos mesmos na atratividade econômica de um projeto do ponto de vista tanto do operador quanto do governo local. São avaliados, através de simulações matemáticas, os efeitos de algumas variáveis não-gerenciáveis na rentabilidade do projeto, como o preço do petróleo e o tamanho do campo de petróleo, além do conflito entre a taxa de desconto social e privada.

Também é apresentado um panorama sobre a indústria do petróleo no Brasil, seu histórico e os distintos marcos regulatórios praticados no passado e no presente, bem como o novo marco regulatório, ora em implementação.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## FISCAL SYSTEMS FOR PETROLEUM EXPLORATION AND PRODUCTION IN BRAZIL AND IN THE WORLD

Rodrigo Dambros Lucchesi

February/2011

Advisor: Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning Program

Fiscal systems in petroleum industry play a key role in the relationship among oil companies and countries governments, since it establishes rights and duties for the companies engaged in exploration and production (E&) activities in a given country. One of the purposes of the fiscal systems is to define how the petroleum rent will be shared among oil producers and governments. Therefore, a specific E&P project, keeping its technical premises unchanged, should have different rates of return in different countries/regions, according to local fiscal system.

This study analyzes the main fiscal systems in the world petroleum industry, how do they work and which impacts they have in the economic attractiveness of an E&P project from the oil company point of view, as well as from the government's. Furthermore, mathematical simulations were performed to evaluate the effects of some premises which are not under the operator's control, such as oil price and oil field size, besides the conflict between social and private discount rates.

It is also presented an overview about Brazilian oil industry, its history and legal frameworks from the past and present, as well as the new framework which is being currently implemented.

## ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 JUSTIFICATIVA.....	1
1.2 OBJETIVO .....	6
1.3 RELEVÂNCIA CIENTÍFICA.....	7
1.4 DIVISÃO DA TESE .....	14
2 REGIMES FISCAIS NO MUNDO.....	15
2.1 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) .....	15
2.2 OS REGIMES FISCAIS .....	18
2.2.1 SISTEMAS DE CONCESSÃO .....	19
2.2.2 SISTEMAS CONTRATUAIS.....	22
2.2.2.1 CONTRATO DE PARTILHA DA PRODUÇÃO (PSC).....	22
2.2.2.2 CONTRATO DE SERVIÇO .....	25
2.3 GOVERNMENT TAKE .....	26
2.4 HISTÓRICO DOS REGIMES FISCAIS .....	30
2.5 COMPARAÇÕES ENTRE OS REGIMES FISCAIS.....	35
2.6 EXEMPLOS DE REGIMES FISCAIS .....	38
2.6.1 CONCESSÃO - ESTADOS UNIDOS .....	38
2.6.2 PSC - NIGÉRIA.....	40
2.6.3 COMPARAÇÃO .....	45
3 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E REGIME FISCAL NO BRASIL.....	46
3.1 HISTÓRICO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL.....	46
3.1.1 A ERA PRÉ-MONOPÓLIO.....	46
3.1.2 A ERA DO MONOPÓLIO .....	49
3.1.3 A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO .....	50
3.2 MARCO REGULATÓRIO ATUAL .....	52
3.3 O NOVO MARCO REGULATÓRIO.....	65
4 ESTUDO DE CASO: METODOLOGIA E PREMISSAS .....	70
4.1 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA EM UM PROJETO DE E&P .....	70
4.2 METODOLOGIA ADOTADA NESTE ESTUDO.....	76
4.3 PREMISSAS .....	77
4.3.1 REGIMES FISCAIS.....	77
4.3.2 PREÇO DO PETRÓLEO.....	80

4.3.3 TAMANHOS DOS CAMPOS DE PETRÓLEO.....	83
4.3.4 CAPEX E OPEX.....	84
4.3.5 CURVAS DE PRODUÇÃO.....	86
4.3.6 CENÁRIOS .....	89
4.3.7 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE .....	89
4.4 FLUXO DA SIMULAÇÃO .....	90
5 RESULTADOS E ANÁLISES .....	94
5.1. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS .....	94
5.2. SÍNTESE DOS RESULTADOS - ANÁLISE .....	114
6 CONCLUSÕES.....	119
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	126
ANEXO 1 – FUNDOS PETROLÍFEROS .....	140
ANEXO 2 - CÁLCULO DA TAXA DE PARTICIPAÇÃO ESPECIAL.....	146

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 JUSTIFICATIVA

O petróleo<sup>1</sup> é a fonte primária de energia mais utilizada no mundo, respondendo por 59% do consumo na matriz energética mundial, sendo 35% do consumo em óleo (fração líquida) e 24% do gás natural (BP, 2010a). A demanda mundial pelo hidrocarboneto é de aproximadamente 128 milhões de barris de petróleo equivalente por dia (BP, 2010a). Esta tendência se fortaleceu na década de 1960, quando o uso do óleo (fração líquida do petróleo) ultrapassou o do carvão como principal fonte energética. Antes disso, o carvão vinha sendo o combustível mais utilizado desde o advento da Revolução Industrial (MATHIAS, 2008).

A atividade de extração de petróleo teve início no século XIX e, por muito tempo, as empresas exploradoras enfrentaram poucas restrições junto aos Estados na obtenção de áreas para exploração e de produção (SIMÃO, 2001). As contrapartidas exigidas eram mínimas e, desta forma, a renda petrolífera gerada com a venda do petróleo produzido era capturada em sua maior parte pelos produtores. Somente a partir da década de 1950<sup>2</sup>, os Estados passaram a exigir maiores participações nas rendas extraordinárias geradas com a venda do petróleo. Entre 1950 e 1970, a redistribuição da renda petrolífera foi discutida diversas vezes entre os agentes, acarretando um aperfeiçoamento dos contratos vigentes. Esta tendência foi reforçada pelos movimentos de nacionalização da indústria do petróleo em diversos países no início da década de 1950<sup>3</sup> (BADDOUR, 1997) e pela criação da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) em 1960, cujo objetivo era coordenar e supervisionar as leis petrolíferas de seus países (OPEP, 2010).

O conjunto de leis e normas que regem a atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo de um país, estabelecendo direitos e deveres do Estado e das empresas, bem como regulamentando a divisão da renda petrolífera entre estes é conhecido como o regime fiscal de um país.

---

<sup>1</sup> Para fins didáticos, o conceito de petróleo neste trabalho englobará qualquer composto líquido ou gasoso de ocorrência natural que seja predominantemente composto de hidrocarbonetos (SPE, 2010).

<sup>2</sup> À exceção do México, que nacionalizou sua indústria do petróleo e criou a empresa estatal Pemex em 1938

<sup>3</sup> Este movimento culminou com a criação da empresa estatal de petróleo venezuelana PDVSA em 1975 e da nacionalização da empresa de petróleo saudita Saudi Aramco em 1980.

A importância dos regimes fiscais na indústria do petróleo pode ser entendida na medida em que são estes os responsáveis por definir as “regras do jogo”, os direitos e deveres de uma empresa de petróleo quando esta recebe, do governo de determinado país, o direito de realizar atividades de E&P em determinada região. Segundo Perez (2010), a presença de regulamentação econômica em qualquer indústria é justificada pela existência de falhas de mercado que reduzam a criação de valor em uma sociedade, desde que os custos regulatórios para retificar tais falhas não sejam proibitivos. E a indústria do petróleo apresenta, de fato, falhas de mercado, como, por exemplo, a assimetria de informação entre o Estado e o operador, na medida em que aquele não consegue verificar precisamente os reais esforços do operador em descobrir petróleo e/ou reduzir custos. Se as partes tiverem objetivos diferentes, esta assimetria de informação pode gerar perda de eficiência e uma menor arrecadação da renda petrolífera ao Estado (PEREZ, 2010). Outra falha de mercado presente na indústria do petróleo é que o operador visa maximizar o lucro no curto prazo enquanto o Estado, representando o interesse da sociedade, em tese prioriza a geração de benefícios no longo-prazo por se tratar de exploração de recursos não-renováveis.

Segundo pesquisa realizada por Mohiuddin e Ash-Kuri (1998), o regime fiscal é a 2ª variável mais importante na valoração de um ativo exploratório (área ou região onde se pretende explorar em busca de petróleo). A tabela abaixo mostra a consolidação das respostas de 30 companhias petrolíferas sobre os fatores mais importantes no direcionamento de suas decisões relativas à atividade exploratória.

Tabela 1.1 – Lista das variáveis mais importantes na avaliação de ativos exploratórios

<b>Variáveis mais importantes para avaliação de ativos exploratórios</b>	<b>Número de Empresas</b>	<b>Prioridade</b>	<b>%</b>
Prospectividade (Potencial técnico)	25	1º	83
<b><u>Regime Fiscal</u></b>	<b><u>24</u></b>	<b><u>2º</u></b>	<b><u>80</u></b>
Estabilidade política	18	3º	60
Acordo sobre disputas	16	4º	53
Gerenciamento e Controle do Projeto	12	5º	40
Repatriação de lucros	9	6º	30
Garantia da propriedade das reservas	6	7º	20

Fonte: MOHIUDDIN E ASH-KURI, 1998.

Os regimes fiscais e seus impactos práticos na indústria do petróleo são alvo de diversos trabalhos na literatura científica, com diversas abordagens distintas, cada um abordando um sub-tema específico.

Os dois principais regimes fiscais praticados na indústria do petróleo são o regime de concessão e o regime de partilha de produção (PSC – Production Sharing Contract), cada um com suas regras e *modus operandi* distintos. Uma revisão conceitual e didática sobre estes foi realizada por autores como Johnston (1994), Van Meurs (1971) e Tordo (2007)<sup>4</sup>. Tordo (2007) aborda ainda, assim como Perez (2010), Sunley *et al.* (2002) e Blake e Roberts (2006), a questão do desenho do regime fiscal ideal, aquele que atenda ao mesmo tempo os interesses dos governos e das companhias de petróleo.

De forma sumária, no regime de concessão, a empresa operadora do bloco detém a propriedade de todo petróleo descoberto e produzido, pagando compensação ao Estado em forma de royalties e outros impostos. Já no regime de partilha de produção (PSC), uma parcela do petróleo produzido é utilizada para recuperar os custos do operador e a outra parcela é dividida entre o Estado e o operador. O PSC também pode prever ou não a cobrança de royalties, antes da recuperação de custos.

Os royalties constituem-se em uma das formas mais antigas de pagamento de direitos sobre atividades econômicas. A palavra royalty vem do inglês “*royal*”, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei” e refere-se ao fluxo de pagamentos ao proprietário de um ativo não renovável que o cede para ser explorado, usado ou comercializado por terceiros (LEAL e SERRA, 2003). Ao se introduzir a dimensão de escassez do petróleo e do gás, os royalties podem ser encarados como uma forma de apropriação pela sociedade de parcela da renda gerada pela exploração e produção desses recursos não renováveis. (GUTMAN, 2007).

Em alguns países, está previsto em lei um incentivo fiscal baseado na redução ou eliminação da alíquota de royalties (*royalty relief*), visando favorecer economicamente projetos de desenvolvimento de campos de petróleo de menor porte, de maior complexidade técnica, ou em fase final de produção. O objetivo é incentivar projetos que em princípio, sem o *royalty relief*, não seriam viáveis economicamente. Dismukes *et al.* (2006), Ashton *et al.* (2005) e Hallwood (2007) estudaram o

---

<sup>4</sup> Um resumo da teoria dos regimes fiscais será apresentado no capítulo 2.

mecanismo de *royalty relief* praticado nos Estados Unidos, enquanto Kemp (1992a) estudou os incentivos fiscais para o abandono de campos em produção no Reino Unido.

Outro foco comum de estudos relacionados à indústria do petróleo é o gerenciamento da renda petrolífera arrecadada pelo Estado, que muitas vezes se dá através de Fundos Petrolíferos criados para este fim. Davis *et al.* (2003), Skancke (2003), Tsalik (2003), Fasano (2000) e Ahmad e Mottu (2002) apresentaram contribuições valiosas nesta área. Um resumo detalhado deste assunto se encontra no Anexo 1, visto que o gerenciamento da renda petrolífera por parte dos Estados não será o foco deste estudo.

Alguns países exportadores de petróleo apresentam uma economia muito dependente da renda gerada pela indústria de petróleo local. Se esta renda não for bem administrada, como, por exemplo, através dos fundos mencionados anteriormente, o país pode sofrer o que é conhecido na literatura científica como “maldição dos recursos naturais”. Este tema foi inicialmente abordado na literatura por Sachs e Warner (1995), sendo posteriormente enriquecido com trabalhos de autores como Tornell e Lane (1999), Robinson *et al.* (2006), Kolstad e Wiig (2009), entre outros.

Percebem-se na literatura também estudos com foco na comparação de desempenho entre empresas de petróleo estatais (NOC – National Oil Companies) e privadas (IOC – International Oil Companies). Wolf (2009), Al-Obaidan e Scully (1991) e Victor (2007) estudaram a diferença de produtividade entre estas companhias e indicam que as NOCs tendem a produzir um percentual menor de suas reservas do que as IOCs. As explicações variam entre uma tendência de superdimensionamento de reservas por motivos políticos, um melhor desempenho técnico por parte das IOCs ou mesmo uma preferência das empresas estatais em produzir no futuro ao invés de produzir no presente, por motivos sociais.

Tal preferência pela produção futura em detrimento da produção no presente é tratada na literatura como a taxa de desconto social, ou o ritmo de produção desejado pelo Estado detentor de reservas. Este tema também foi objeto de análise de autores como Adelman (1986), Fisher e Krutilla (1975), Shams (1990), Edwards (1986), Goldfarb (1976), Pope III e Perry (1988) e Cater Jr (1993).

Esta questão de otimização intertemporal da extração do petróleo foi estudada originalmente por Hotelling (1931), em sua formulação da Economia dos Recursos Naturais. Segundo o autor, os recursos naturais finitos (como o petróleo) tendem a se exaurir ao longo do tempo, na medida em que vão sendo produzidos. Com o aumento progressivo da escassez deste recurso, existe uma tendência de aumento de seu preço no longo prazo. Esta tendência pode levar o dono do recurso (Estado) a optar por adiar a sua produção de forma a aumentar a renda petrolífera a ser captada. Este tema foi abordado por Szklo *et al.* (2008), entre outros.

### O petróleo no Brasil

No Brasil, a exploração de petróleo teve início em 1858, quando o imperador Dom Pedro II concedeu licenças exploratórias na Bahia (DUTRA, 2008). Mas, de forma prática, as atividades de E&P somente passaram a ser realizadas de maneira consistente com a criação da Petrobras e da instituição do monopólio, na década de 1950 (ARAGÃO, 2005; LEITE, 1997). Porém, a “Lei do Petróleo” em 1997, tornou flexível o monopólio, abrindo o mercado de E&P para qualquer empresa e instituiu o regime fiscal de concessão, em vigor até hoje<sup>5</sup>.

Nas últimas décadas, a importância do Brasil no cenário mundial da indústria do petróleo vem aumentando gradativamente, com o aumento de sua representatividade nas estatísticas de reservas e produção de petróleo. Com efeito, entre 1980 e 2009, a participação das reservas brasileiras de petróleo no total mundial aumentou 5 vezes, subindo de 0,2% a 1,0% do total de reservas mundiais, fazendo o Brasil mudar da 28<sup>o</sup> para a 16<sup>o</sup> posição no ranking das maiores reservas de petróleo. Neste mesmo período a participação do Brasil na produção de petróleo mundial subiu de 0,3% a 2,5%, um aumento de quase nove vezes. (BP, 2010a).

As recentes descobertas de petróleo na camada do pré-sal brasileiro devem posicionar o Brasil em um lugar ainda mais alto no ranking dos maiores produtores e detentores de reservas (GCA, 2010). Considerando apenas as três primeiras descobertas no pré-sal (campos de Tupi, Iara e Guará), estima-se que as reservas brasileiras podem aumentar no curto-prazo de 13 para algo entre 25 e 30 bilhões de barris, fazendo com que o Brasil suba da 16<sup>a</sup> para a 14<sup>a</sup> ou 12<sup>a</sup> posição no ranking das

---

<sup>5</sup> A indústria de petróleo brasileira será estudada em detalhes no capítulo 3.

maiores reservas de petróleo (PETROBRAS, 2010a). Desta forma, a indústria de petróleo brasileira tende a ganhar exposição e atrair um maior interesse de investidores estrangeiros. Neste ponto, conhecer em detalhes o regime fiscal brasileiro se torna fundamental, dado que este será cada vez mais objeto de análise das empresas estrangeiras, quando estas avaliarem a viabilidade econômica de projetos no Brasil.

Em virtude destas recentes descobertas, o governo brasileiro iniciou em 2009 uma revisão do marco regulatório da indústria de E&P, com projetos de lei que tratam, dentre outros assuntos, da instituição do regime de partilha de produção em algumas áreas do país, consideradas estratégicas, mantendo-se o regime de concessão nas demais áreas, inclusive nas já licitadas (LEMOS e FERES, 2010). Em dezembro de 2010 estes projetos de lei foram aprovados.

Portanto, em suma, torna-se fundamental a qualquer empresa ou governo inserido na indústria do petróleo conhecer as diferenças entre os regimes fiscais e os impactos da adoção de cada um deles na viabilidade econômica dos projetos. O momento de transição entre regimes fiscais que o Brasil vive hoje pode acontecer em qualquer país que se depare com um viés de mudança no seu grau de contribuição para a indústria do petróleo.

## **1.2 OBJETIVO**

De forma a se conhecer em detalhes as diferenças e semelhanças entre os regimes fiscais, uma abordagem interessante seria realizar uma avaliação econômica de um mesmo projeto (em termos físicos) em distintos ambientes econômicos e fiscais para se comparar o comportamento de cada regime fiscal.

Assim, este trabalho tem como objetivo realizar uma detalhada comparação (teórica e prática) dos regimes fiscais de concessão e partilha de produção, bem como entender os impactos de cada um deles na viabilidade econômica de diferentes tipologias de projetos e testar até que ponto os regimes podem ser equivalentes em termos de rentabilidade para o operador e para o Estado. Serão utilizados quatro regimes fiscais, dois de concessão e dois de partilha de produção<sup>6</sup>.

---

<sup>6</sup> No capítulo 4 são apresentadas as premissas do estudo e a razão da escolha dos regimes fiscais.

Além disso, pretende-se estudar o impacto nos projetos de regimes fiscais onde o governo controla o ritmo de produção de petróleo, obrigando o operador a produzir de forma não ótima (do ponto de vista técnico-econômico) e sob a ótica de uma taxa de desconto social inferior a taxa de desconto do operador privado.

Para realização deste objetivo, tornou-se necessária a criação de um simulador de avaliação econômica em ambiente computacional de forma integrada e que permitisse:

- Contemplar a simulação de parâmetros físicos de campos de petróleo fictícios, bem como de variáveis não-gerenciáveis como o preço do petróleo;
- Obter valores de TIR para cada cenário proposto visando à análise de sensibilidade do projeto a determinadas decisões;
- Analisar os impactos de cada regime fiscal na viabilidade econômica do projeto;
- Verificar a rentabilidade do mesmo projeto em cada regime fiscal e em cada cenário proposto;
- Analisar a sensibilidade do projeto a fatores externos como atraso do início do projeto ou controle da curva de produção pelo governo local, que pode acontecer em países sob o regime de partilha de produção.

Este simulador é um resultado parcial da dissertação, sendo descrito no capítulo 4.

### **1.3 RELEVÂNCIA CIENTÍFICA**

A seguir são discutidos alguns dos trabalhos mais relevantes sobre a economia do petróleo na literatura científica, tendo cada um focado em um sub-tema específico. Ao final, é apresentado de que maneira o presente estudo pode agregar valor na discussão dos regimes fiscais.

Autores de renome como Adelman (1984, 2002), Kaufmann *et al.* (2008), Campbell e Laherrère (1998) focam seus trabalhos sobre a indústria de petróleo em temas como a evolução dos preços de referência, bem como o impacto da OPEP nestes, além das previsões de produção mundial. Uma parte dos autores, conhecida

como “pessimistas” (como Campbell e Laherrère) acreditam que a produção de petróleo convencional<sup>7</sup> mundial já atingiu seu pico e encontra-se em queda contínua e irreversível (teoria do pico de Hubbert<sup>8</sup>), dado que já não se repõe reservas na mesma velocidade com que se produz petróleo. Já o grupo dos “otimistas”, com destaque para Adelman, acredita que ainda não foi atingido o pico de produção de petróleo mundial, dado que fontes, hoje tidas como não-convencionais, serão convencionais no futuro, devido aos avanços tecnológicos que viabilizarão sua produção. Adelman (1970) afirma ainda que o volume de petróleo declarado como reserva por uma empresa em um dado momento é consequência da tecnologia disponível e do interesse econômico da empresa em produzi-lo. Entretanto, estes autores analisam a indústria do petróleo sem entrar no mérito do regime fiscal presente em cada país, muito embora os regimes fiscais impactem diretamente a produção e as reservas reportadas pelas companhias, como será visto ao longo desta dissertação.

Com efeito, Matutinovic (2009) critica a teoria do pico de petróleo justamente por ignorar o efeito dos regimes fiscais vigentes nos países detentores de reservas. Segundo o autor, nos países que adotam a partilha de produção, existe uma possibilidade de controle da produção por parte do Estado, tornando-a mais contida e mais duradoura do que uma curva de produção padrão<sup>9</sup>.

Tordo (2008) discute os distintos interesses do Estado e dos investidores privados em um regime fiscal associado à produção de petróleo. Segunda a autora, idealmente, os principais interesses do governo de um país frente à sua indústria do petróleo são:

- Atrair capital e tecnologia para as atividades de exploração e produção, de maneira a fomentar e desenvolver a indústria petrolífera e para-petrolífera em seu país, gerando empregos e impostos;
- Assegurar para si a maior parte possível da renda petrolífera, mantendo o ambiente propício e atraente para os investidores privados;

---

<sup>7</sup> Por petróleo convencional entende-se o petróleo que pode ser produzido pelos métodos atualmente classificados como convencionais de perfuração e produção. Não é considerado petróleo convencional, por exemplo, o petróleo pesado da Venezuela por necessitar de tratamento químico extra para sua produção.

<sup>8</sup> Para mais detalhes, ver Hubbert (1956).

<sup>9</sup> A análise econômica realizada no capítulo 4 contempla a comparação entre uma curva de produção padrão e uma curva com controle da produção.

- Controlar o ritmo de produção de petróleo em seu país visando a otimização dos recursos naturais e a não depletação acelerada dos mesmos, com vistas ao prolongamento dos benefícios para as gerações futuras;
- Gerar estabilidade macroeconômica através de um fluxo de arrecadação tributária estável e previsível.

Em paralelo, ainda segundo Tordo (2008), os investidores privados têm interesse em regimes fiscais que:

- Não apresentem taxações fixas, não-sensíveis ao lucro;
- Permitam a repatriação de lucros aos seus países de origem;
- Sejam transparentes, previsíveis, estáveis e baseados em padrões da indústria reconhecidos internacionalmente.

Perez (2010), Blake e Roberts (2006) e Sunley *et al.* (2002) concordam que a regulação ótima deveria conseguir ao mesmo tempo reduzir a percepção de risco das empresas, atraindo investimentos, e maximizar a arrecadação do Estado, sem sacrificar os incentivos às atividades exploratórias e à redução de custos.

Blake e Roberts (2006) afirmam, ainda, que a maioria dos regimes fiscais não estimula o investimento das companhias em nível ótimo. Segundo o autor, os regimes que geram uma parcela do governo na renda (GT – Government Take) maior para patamares de produção de petróleo mais elevados constituem um desincentivo para as companhias maximizarem a recuperação de suas reservas.

Sunley *et al.* (2002) realizam, ainda, uma revisão conceitual dos regimes de concessão e partilha de produção e discorrem sobre a busca pelo regime fiscal ideal, defendendo a idéia de que o governo deve atrair capital suficiente para receber o maior valor possível por seus recursos naturais. Segundo eles, o benefício mais importante que reservas de petróleo podem dar a um país é a geração de impostos e outras receitas petrolíferas oriundas da aplicação de um regime fiscal.

Mikesell (1984) reforçou a tese de que muitas descobertas de petróleo (e também gás natural) podem ser desprezadas e não desenvolvidas devido aos regimes fiscais serem demasiadamente onerosos aos investidores, principalmente em países sem tradição na indústria do petróleo, que apresentem ainda altos custos de desenvolvimento e/ou falta de infra-estrutura adequada.

Na mesma linha de estudo, Bindemann (1999) alerta para o fato de que projetos marginais (de pouco volume) podem não ser rentáveis aos operadores privados, desestimulando investimentos e indo contra o objetivo do Estado de atrair investimentos estrangeiros. Para contornar esta questão, alguns contratos de partilha de produção prevêm uma divisão do óleo lucro escalonada, que varia de acordo com a evolução do retorno do operador. O autor ainda mostra que a teoria econômica sugere que um contrato de partilha de produção seja uma forma ineficiente de contrato, pois a empresa operadora não recebe seu produto marginal. Ao mesmo tempo, seu uso é cada vez mais difundido na indústria indicando assim sua eficiência como acordo institucional para compartilhamento de riscos, o que leva ao autor concluir que o PSC é um contrato mais político do que econômico.

Adelman (1986) estudou as diferentes percepções de taxa de desconto entre as companhias de petróleo e os governos dos países detentores das principais reservas de petróleo. Segundo o autor, ao contrário do que se pode supor, a taxa de desconto dos países subdesenvolvidos que detêm as principais reservas de petróleo tende a ser tão ou mais alta que as das empresas privadas com alta alavancagem, pois estes países têm necessidades prementes de investimentos no curto-prazo que superam as suas receitas atuais. E são países, em grande maioria, altamente dependentes da receita de petróleo por não apresentarem desenvolvimento econômico em outros setores.

Robinson *et al.* (2006) também sugerem que países com abundância de recursos naturais podem, por vezes, adotar uma taxa de desconto maior do que a de empresas privadas, dado que são comandados por políticos interessados em se re-eleger ou usar a renda petrolífera para benefício próprio.

Shams (1990), por outro lado, defende que os países da OPEP utilizem uma taxa de desconto social unificada para determinar um ritmo de produção que permita o investimento em outros setores de suas economias e, assim, reduzir a dependência do petróleo. Se esta taxa for muito baixa, a produção será restrita, elevando o preço do petróleo e estimulando o aparecimento de combustíveis alternativos no futuro, tornando o petróleo não produzido sem valor. Por outro lado, com uma taxa de desconto muito alta, a produção acelerada acarretaria um rápido esgotamento das reservas e um aproveitamento ineficiente da renda petrolífera gerada, dada a baixa capacidade de absorção dos países membros da OPEP.

Uma alegada consequência da falta ou do mau gerenciamento da renda petrolífera é a suposta “maldição dos recursos naturais” que acomete os países ricos em recursos naturais, principalmente o petróleo, que não conseguem transformar essa vantagem em desenvolvimento econômico. Kolstad e Wiig (2009) e Robinson *et al.* (2006) defendem que o problema não está na abundância de recursos naturais, e sim no mau gerenciamento da renda petrolífera em países com instituições democráticas frágeis, sujeitas ao prevalecimento de interesses particulares em detrimento do interesse da sociedade.

Ahmad e Mottu (2002) defendem que a melhor forma de gerenciar a renda petrolífera é através da centralização da mesma, em vez de dividi-la com as entidades sub-nacionais, pois assim facilita uma melhor fiscalização e aplicação da mesma, visando gerar uma receita regular e menos suscetível à oscilação de preços do petróleo.

Karl (2005) complementa a análise, afirmando que o prejudicial para o crescimento ou desenvolvimento econômico de um país não é a abundância de recursos naturais, mas sim a dependência do mesmo pela renda econômica das exportações de petróleo.

Nessa linha, uma análise feita por Pimentel (2006) mostra que, dos países constituintes da OPEP, Argélia, Líbia e Nigéria são os mais vulneráveis a uma eventual crise do petróleo, pois não possuem economia diversificada, muito pelo contrário são extremamente dependentes da renda da exportação de petróleo, e apresentam conflitos sociais relevantes. Do outro lado, a Indonésia é o país integrante da OPEP menos vulnerável devido a sua economia bastante diversificada, até por conta de uma produção declinante.

Tordo (2007) realizou uma análise econômica de projetos de petróleo fictícios, apenas sob a ótica do PSC, na tentativa de se encontrar um regime fiscal ideal que maximize os benefícios para ambas as partes (governo e investidor). Segundo a autora, não foi simulado um regime de concessão porque “teoricamente é possível replicar com exatidão um dado regime fiscal usando diferentes combinações de instrumentos fiscais—por exemplo, um contrato de partilha de produção pode ser replicado por uma combinação de royalties e impostos de um regime de concessão. Desta forma, a escolha entre aplicar um regime de concessão ou partilha de produção

depende principalmente na capacidade administrativa ou nos objetivos de sua política setorial (BAUNSGAARD, 2001)".

Kemp (1992a) analisa o método mais adequado para se decidir o momento certo do abandono de um campo de petróleo ao fim da sua vida produtiva e realiza um estudo de caso de campos do Mar do Norte da Inglaterra, baseado no regime de concessão vigente no país. O autor aborda, ainda, a existência de mecanismos de incentivo a continuidade da produção, como o royalty reliefs. O critério mais adequado, segundo o autor, é a busca pela maximização do valor presente remanescente (fluxo de caixa do presente em diante, considerando todos os custos e receitas futuros).

Kemp (1992b) afirma que, dado o ambiente de imprevisibilidade e volatilidade do preço do petróleo, taxas baseadas em renda petrolífera tendem a ser mais eficientes do que o royalty, no regime de concessão, ou a divisão do profit oil, ambos tradicionalmente calculados sobre o volume produzido.

Alguns autores - Kemp and Stephen (2006) , Kemp and Kasim (2000), Farzin, (2001) - defendem a tese de que preços altos de petróleo incentivam os investimentos exploratórios em quaisquer circunstâncias. Porém, estas análises não entram no mérito das características dos regimes fiscais existentes.

Em contrapartida, Kretzschmar *et al.* (2008) avaliam as diferenças entre os contratos de concessão e de partilha de produção na rentabilidade dos projetos do ponto de vista do operador. Segundo os autores, o contrato de partilha costuma ter uma escala progressiva de taxa, ou seja, quanto maior a rentabilidade de um projeto (por exemplo, devido ao aumento do preço do petróleo), maior será a parcela do governo, em termos percentuais. Os autores concluem sugerindo que uma empresa não deve ter uma participação muito grande de ativos em regimes de PSC em sua carteira, sob pena de maiores GTs em épocas de aumento de preço do petróleo.

Em uma linha de estudo similar, Young e McMichael (1998) analisaram os efeitos das variáveis de um contrato de partilha nas estatísticas de government take (GT) de um país e conseqüentemente sua comparação com outros regimes fiscais. Os autores concluem que o contrato de partilha está mais exposto à variação de preços do petróleo, na medida em que as reservas de uma companhia diminuem com o aumento do preço do petróleo e aumentam com a queda do mesmo, devido ao

mecanismo de recuperação de custos, o que representa uma lógica contra-intuitiva, que pode afastar investidores ou, pelo menos, limitar a participação de projetos de partilha de produção na carteira de projetos de uma companhia.

No que diz respeito ao ambiente brasileiro, diversos estudos de caso com simulações numéricas avaliaram a economicidade de projetos de petróleo no Brasil (SZKLO *et al.*, 2008; SCHECHTMAN *et al.*, 2000; BARBOSA E GUTMAN, 2001; PEREIRA, 2004).

Szklo *et al.* (2008) analisaram, dentro do regime de concessão brasileiro, quais taxas de desconto e preços futuros de petróleo tornariam indiferente ao agente produtor produzir no presente ou no futuro. Uma análise similar, porém extensiva ao regime de partilha de produção será realizada nesse trabalho.

Pereira (2004), inclusive, comparou a viabilidade econômica de um projeto de petróleo em regimes fiscais de diversos países, entre eles o regime de concessão brasileiro, podendo assim comparar a atratividade dos mesmos para investidores privados.

Estes estudos de caso brasileiros valeram-se apenas do regime de concessão vigente. Porém, dada a iminente introdução do regime fiscal de partilha de produção no Brasil, torna-se importante analisar qual seria o impacto do mesmo nos projetos brasileiros.

Com isto, o presente estudo pretende contribuir para enriquecer as análises econômicas de projetos de petróleo constantes da literatura científica, através da análise dos diferentes resultados que surgem de:

- Distintos cenários de preços de petróleo – fator não gerenciável simulado por análise probabilística
- Distintas preferências pelo presente
- Distintas características dos campos produtores
- Possibilidade de o Estado controlar a curva de produção, alterando o seu perfil (em detrimento da curva típica de produção).

Em suma, será verificado até que ponto distintos regimes fiscais podem ser equivalentes, ou se determinados fatores, como volume do campo de petróleo,

preferência do operador pelo presente ou preço do petróleo podem favorecer a escolha de um deles.

#### **1.4 DIVISÃO DA TESE**

O capítulo 2 apresenta, no início, um resumo conceitual do funcionamento da cadeia de exploração e produção (E&P) na indústria de petróleo e, em seguida, aborda o funcionamento dos regimes fiscais. Os regimes fiscais são apresentados em detalhe, sendo discutidos seus principais conceitos, como funcionam e quais suas semelhanças e diferenças, seguido da apresentação de exemplos práticos de regimes fiscais. Por fim, o capítulo traz um histórico de como os regimes fiscais surgiram na indústria do petróleo mundial.

Na seqüência, o capítulo 3 trata da indústria de petróleo brasileiro, iniciando com um histórico da mesma, desde as primeiras prospecções de petróleo no século XIX até a constituição do marco regulatório vigente no Brasil, com a flexibilização do monopólio. É realizada uma breve análise das participações governamentais previstas na Lei do Petróleo, explicando quais são, como são calculadas e o quanto tem sido arrecadado pelas diversas entidades governamentais. Por fim, é apresentado o novo marco regulatório previsto para entrar em vigor em algumas áreas exploratórias do Brasil.

O capítulo 4 trata de avaliação econômica de projetos de E&P. Ele começa com uma abordagem teórica explicando o passo-a-passo de um EVTE (Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica). Em seguida, descreve a metodologia desenvolvida nesta dissertação e as premissas do estudo de caso objeto deste trabalho, junto com os cenários analisados e as avaliações de sensibilidades propostas. Em resumo são analisados os fluxos de caixas de projetos fictícios de E&P em quatro distintos regimes fiscais, com diferentes premissas de tamanho do campo do petróleo e curvas de produção.

Dando seqüência ao estudo de caso introduzido no capítulo anterior, o capítulo 5 apresenta e analisa os principais resultados das simulações realizadas. Por fim, o capítulo 6 traz as principais conclusões do trabalho e sugestões de aprofundamentos futuros.

## 2 REGIMES FISCAIS NO MUNDO

### 2.1 A ATIVIDADE DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P)

A indústria do petróleo pode ser dividida em duas grandes sub-indústrias ou segmentos. O segmento de exploração e produção (E&P), conhecido em inglês como “upstream” e o segmento de transporte, refino e comercialização, conhecido em inglês como “downstream”<sup>10</sup>. Trata-se de uma indústria de investimentos vultosos, com tecnologia em constante aprimoramento. Cada poço perfurado custa dezenas ou até centenas de milhões de dólares e, na média mundial, 80% dos poços pioneiros (o 1º poço em uma dada região geológica) são terminados como secos, ou seja, sem descobertas comerciais de petróleo (PETROBRAS, 2010b). As atividades de E&P, que são o foco deste trabalho, se dividem basicamente em três fases: exploração, desenvolvimento e produção.

A figura 2.1 ilustra a vida útil de um projeto de E&P, com suas diversas etapas. O projeto normalmente se inicia com um pagamento de bônus ao governo do país em questão pela aquisição de uma licença para operar em determinada região ou bloco. Após a aquisição desta licença é iniciada a fase de exploração.

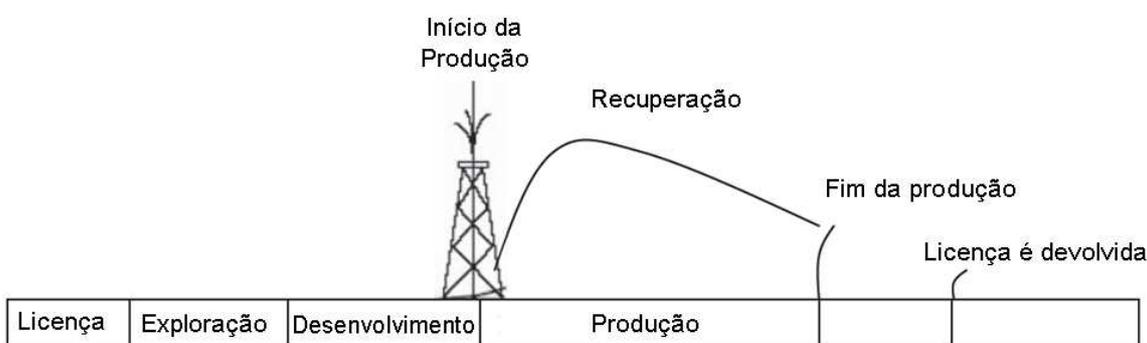


Figura 2.1 – Vida útil de um projeto de E&P (TORDO, 2008)

#### Exploração

Na fase de exploração, o objetivo da empresa detentora de licença ou permissão para atuar em determinada área ou bloco é comprovar a existência de petróleo em volumes comerciais na região. A única maneira de se comprovar a

<sup>10</sup> O setor de “downstream” por vezes é dividido entre “midstream” e “downstream” na literatura, gerando inclusive certa discordância. Alguns autores, como Borsani (2001), consideram o refino como “midstream” e a comercialização como “downstream”, ao passo que outros, como Walls (2010) e Wright e Gallun (2005), consideram o refino como “downstream” e o transporte como “midstream”.

existência de petróleo sem dúvidas é perfurando poços. Mas, antes, é preciso realizar estudos prévios que indiquem (i) se é provável que exista petróleo que compense o custo de perfurar um poço e (ii) qual a melhor localização geográfica (coordenadas) para se furar o poço.

Como Thomas *et al.* (2001) ressaltam, não se pode prever onde existe petróleo, e sim os locais mais favoráveis para sua ocorrência. Diversos estudos e pesquisas geofísicas e geológicas podem ser realizados visando identificar possíveis estruturas que possam conter acumulações de petróleo e qual a probabilidade de se realmente encontrar petróleo nessas estruturas. Em bacias ou regiões sem histórico de descobertas de petróleo, o risco é maior dada a ausência de exemplos de sucesso que embasem as hipóteses. Ao passo que a existência de petróleo em estruturas próximas a que está sendo estudada, aumenta as chances de sucesso na prospecção. Com efeito, Rehr e Friedrich (2006) afirmam que a probabilidade de se descobrir petróleo em regiões com histórico favorável e que já tenham reservas comprovadas é maior do que em áreas sem histórico de descobertas. Isto ocorre, porque o conhecimento geológico de uma região aumenta com descobertas sucessivas.

Os principais estudos realizados antes da perfuração de um poço exploratório, segundo Thomas *et al.* (2001) são os estudos geológicos - com o propósito de reconstituir as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos em uma determinada região - seguidos de estudos geofísicos, como gravimetria, magnetometria e, o método mais comum de prospecção, os estudos sísmicos.

Vale observar que nem sempre são perfurados poços em um determinado bloco. Se não houver obrigação contratual para tanto, e os estudos não indicarem uma chance significativa de existência de acumulações de petróleo (fator de sucesso) na região, a empresa pode devolver o bloco ao governo sem perfurar nenhum poço, se assim o desejar.

Em se perfurando o poço exploratório e havendo a descoberta de petróleo, seja óleo ou gás natural, é necessário se avaliar o volume da descoberta, para que possa ser estudada a hipótese de declaração de comercialidade da mesma e feito um plano de desenvolvimento e produção do campo em questão. Esta fase de avaliação normalmente é considerada dentro do período exploratório nos contratos, e consiste da realização de novos estudos, agora com dados mais concretos, os dados do poço perfurado, seguida da perfuração de poços de extensão, que são poços próximos ao

poço descobridor visando determinar o real volume da acumulação de petróleo descoberta. Segundo Thomas *et al.* (2001), informações importantes como a espessura, porosidade e litologia da rocha são obtidas após a perfuração. Tais informações ajudam a empresa a estimar o volume de petróleo a ser produzido, a velocidade de produção (curva de produção), o tipo de equipamentos necessários para produzir o petróleo, a qualidade do petróleo (densidade, viscosidade, teor de enxofre, etc), entre outras informações. Essas premissas servem de base para o Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica (“EVTE”)<sup>11</sup>, que determinará se a produção do petróleo descoberto é viável tecnicamente e rentável economicamente. Se os resultados do EVTE levarem à empresa optar por declarar a comercialidade da acumulação, se inicia então a fase de desenvolvimento.

### **Desenvolvimento**

A fase de desenvolvimento caracteriza-se por ser a fase de investimentos mais altos, como mostra a curva do fluxo de caixa na figura 3.1. Nesta fase ocorre o desenvolvimento de toda infra-estrutura necessária para a produção de petróleo. Segundo Bittencourt e Horne (1997) e Wang (2003), os principais componentes do sistema de produção de um campo de petróleo, desenvolvidos nesta etapa, são:

- Poços produtores e injetores
- Dutos e linhas de escoamento
- Facilidades para armazenamento e tratamento do petróleo
- Plataformas (no caso de produção em mar)

O alto patamar de investimentos é compensado pelo menor risco, dado que, quando o projeto evolui para esta etapa é porque foi comprovada a existência de petróleo em quantidade economicamente viável de ser produzido.

### **Produção**

Após o desenvolvimento da infra-estrutura necessária, inicia-se a produção de petróleo. O prazo que a empresa tem para produzir petróleo pode ser definido pelo governo no contrato. Por exemplo, no Brasil a fase de produção dura vinte e sete anos, na Nigéria vinte anos (renováveis por mais dez), ao passo que nos Estados

---

<sup>11</sup> O estudo de viabilidade técnico-econômica será detalhado no capítulo 4.

Unidos não existe prazo pré-determinado (IHS, 2010). O início da produção de petróleo marca também, no caso dos regimes de concessão e partilha de produção, o início dos principais compromissos da empresa operadora do bloco com o governo, através das disposições do regime fiscal vigente.

Após o término do prazo contratual ou ao se atingir um patamar onde a produção de petróleo se torna antieconômica<sup>12</sup>, é feito o abandono do campo para devolução da licença ao governo.

## 2.2 OS REGIMES FISCAIS

Regime fiscal, no ambiente da indústria de petróleo, é o conjunto de aspectos legais, contratuais e tributários que regem as operações de petróleo em um dado país ou estado soberano (JOHNSTON, 1994). De maneira mais simples, é o conjunto de regras que determina o funcionamento da relação entre os agentes existentes na indústria petrolífera, sendo os principais:

- Estado: governo do país onde ocorre a atividade de exploração e produção.
- NOC (National Oil Company): companhia de petróleo estatal do país onde ocorrem as atividades de E&P<sup>13</sup>. A NOC pode ser usada como ponto focal do governo para relacionamento com os operadores estrangeiros.
- Operador/Consórcio operador: uma ou mais empresas que, em sociedade, exercem as atividades de exploração e produção de petróleo.

Os regimes fiscais podem ser considerados, ainda, uma força de equilíbrio econômico para investidores que, geralmente, estão dispostos a ceder uma parcela maior da receita ao Governo em lugares onde as reservas são maiores e os riscos e custos, menores (WOODMACKENZIE, 2007).

Segundo Johnston (1994), existem no mundo mais sistemas fiscais para o petróleo do que existem países. Isso porque dentro de uma mesma jurisdição, os governos adotam diferentes exigências fiscais, dependendo das condições

---

<sup>12</sup> Com o passar do tempo, os campos de petróleo tem sua produção diminuída, tendendo à situação em que a receita proveniente da venda do petróleo produzido não é suficiente para cobrir as despesas de manutenção da operação. Esta é a condição de abandono do projeto (THOMAS *et al.*, 2001).

<sup>13</sup> A figura da NOC nem sempre está presente, sendo mais comum nos países que adotam o regime de partilha de produção.

geográficas, econômicas ou técnicas. Entretanto, os regimes fiscais existentes são usualmente classificados dentro das categorias abaixo:

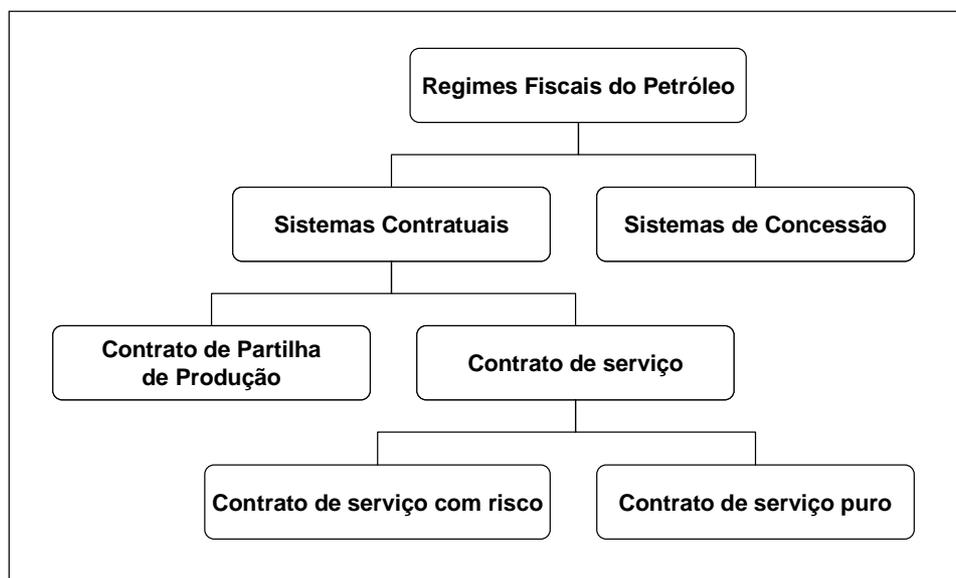


Figura 2.2 - Classificação dos regimes fiscais petrolíferos (JOHNSTON, 1994)

Como mostra a figura 2.2, existem dois grandes grupos de regimes fiscais: os sistemas de concessão e os sistemas contratuais. Segundo Johnston (1994) a diferença fundamental entre eles reside na propriedade dos recursos minerais. Os sistemas de concessão permitem que um ente privado, concessionário de uma determinada área tenha propriedade do petróleo ali produzido. Já os sistemas contratuais mantêm a propriedade da produção no Estado, dando ao produtor apenas uma parcela do petróleo produzido, conforme cláusulas contratuais. Ambos sistemas são detalhados a seguir.

### 2.2.1 SISTEMAS DE CONCESSÃO

O regime de Concessão (citado também como "*Royalty & Tax system*" na literatura estrangeira) confere às empresas petrolíferas o direito de exercer as atividades de exploração e produção em uma determinada área ofertada ou licitada pelo Estado, por um tempo determinado, sob seu próprio risco, sendo, em caso de êxito, o óleo e o gás extraídos de sua propriedade, bastando que paguem compensação financeira ao Estado (OLIVEIRA, 2010). Esta compensação financeira, como o nome do regime em inglês sugere, acontece principalmente na forma de

pagamento de royalties e tributos, podendo também haver, em alguns casos, outras compensações como a apropriação dos lucros extraordinários. Gutman (2007) analisa em seu livro as diversas compensações financeiras do regime de concessão brasileiro, cujos detalhes serão abordados no capítulo 3.

Os royalties constituem-se em uma das formas mais antigas de pagamento de direitos sobre atividades econômicas. A palavra royalty vem do inglês “royal”, que significa “da realeza” ou “relativo ao rei” e refere-se ao fluxo de pagamentos ao proprietário de um ativo não renovável que o cede para ser explorado, usado ou comercializado por terceiros (LEAL e SERRA, 2003).

No contexto da indústria do petróleo, o royalty é uma compensação financeira devida pelas empresas que exploram e produzem petróleo ao proprietário da terra ou área em que ocorre a atividade de extração ou produção de petróleo. É, ainda, uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos, que são escassos e não renováveis. (GUTMAN, 2007).

O contrato para exploração e produção de petróleo sob o regime de concessão costuma ser celebrado entre duas partes: o outorgante (que pode ser um presidente da república, um soberano, ou uma agência governamental destinada a este fim), e o outorgado (que pode ser uma única empresa investidora, ou um consórcio de empresas). Alguns dos principais países que celebram este tipo de contrato são: o Reino Unido, a Noruega, os Estados Unidos e o Brasil. A figura 2.3 apresenta os países que praticam o regime fiscal de concessão no mundo:

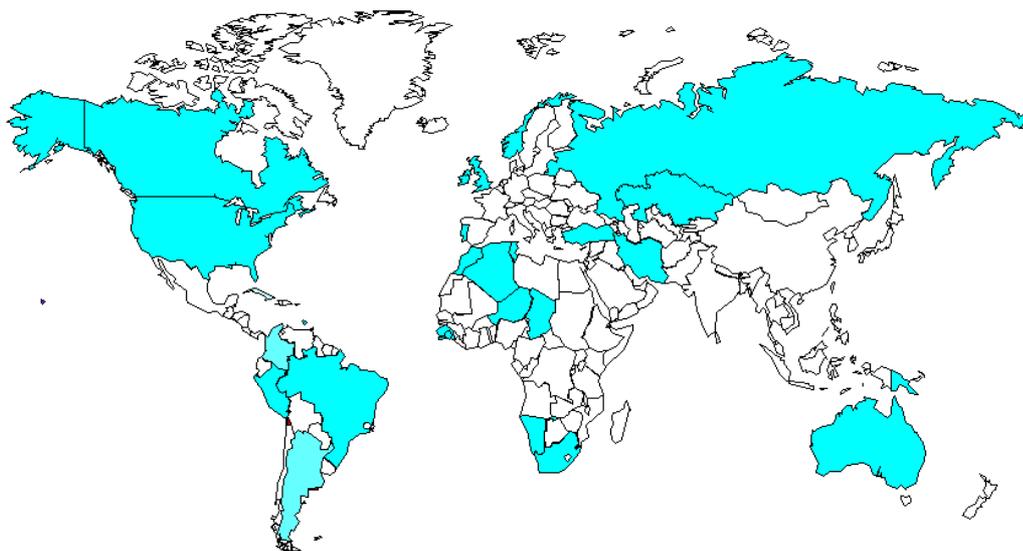


Figura 2.3 – Países praticantes do regime de concessão (SILVEIRA e FERREIRA, 2008)

Apesar de vários países praticarem o sistema de concessão, cada país trabalha com variáveis diferentes dentro do mesmo arcabouço. Por exemplo, nos Estados Unidos, as regras de pagamento de royalties variam de acordo com a localização da produção de petróleo. Em terra, os royalties devidos são de 12,5% e 11,0%, sobre a receita bruta da produção, para o proprietário da terra e para o Estado, respectivamente. Já em águas rasas (menor que 400 metros de profundidade), deve-se royalty de 16,7% ao estado adjacente, ao passo que a produção de petróleo em águas profundas requer o pagamento de 12,5% de royalties ao governo (LUCZYNSKI *et al.*, 1999).

No Brasil, dentro do sistema de concessão vigente, a propriedade dos hidrocarbonetos é do concessionário após a extração dos mesmos, conforme disposto no artigo 26, da Lei n.º 9.478/97: “Art.26. A 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 destes bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.” (BRASIL, 1997). Os detalhes do sistema de concessão atualmente vigente no Brasil serão aprofundados no capítulo 3.

A figura 2.4 apresenta uma típica distribuição de receita entre o operador e o Estado sob o regime de concessão. Quando a empresa começa a auferir receitas provenientes da produção de petróleo, deve pagar royalties proporcionais a receita bruta. Além disso, como qualquer empresa de outro ramo, deve pagar taxas estaduais e federais, incluindo o imposto de renda. Todas estas parcelas constituem arrecadação governamental, cabendo ao operador como fluxo de caixa líquido a receita remanescente após os pagamentos mencionados.



Figura 2.4 – Distribuição de receita no regime de concessão (SILVEIRA e FERREIRA, 2008)

## **2.2.2 SISTEMAS CONTRATUAIS**

Os outros dois regimes fiscais mais comuns são agrupados na literatura sob o nome de sistemas contratuais, que são os contratos de serviços e os contratos de partilha de produção (*"Production sharing contracts"* - PSC).

Segundo Johnston (1994), estes sistemas são classificados como contratuais, pois os contratos celebrados entre o governo e o operador nestes sistemas costumam conter quase todas as disposições legais referentes à atividade de E&P do país, ao passo que os contratos de concessão costumam ser menos densos, rementendo à legislação local de petróleo sempre que possível.

Uma característica fundamental que distingue os sistemas contratuais do sistema de concessão é a propriedade do petróleo. Nos sistemas contratuais, o petróleo pertence ao Estado, mesmo após a sua produção, sendo as companhias de petróleo remuneradas, em moeda ou petróleo, de acordo com as provisões do contrato (JOHNSTON, 1994).

### **2.2.2.1 CONTRATO DE PARTILHA DA PRODUÇÃO (PSC)**

O regime da Partilha de Produção surgiu como uma evolução do regime de Concessão, do ponto de vista dos governos, em alguns países, a partir da década de 1960, como este capítulo detalhará.

Neste modelo, o Estado tem um papel mais atuante e participativo na condução das operações de E&P, pois é o detentor dos recursos minerais (conforme mencionado anteriormente) e participa diretamente das operações, seja através da presença de uma empresa estatal no consórcio, seja através da presença de membros do governo no comitê operacional que se reúne para a tomada das principais decisões.

O Contrato de Partilha da Produção (PSC) é celebrado entre uma empresa ou consórcio de empresas e o Estado (diretamente ou através de sua NOC). Este regime,

como o nome diz, prevê a divisão do petróleo<sup>14</sup> produzido entre as empresas do consórcio operador e o Estado.

Na etapa de prospecção e exploração, a empresa operadora é responsável por todas as atividades e despesas necessárias (por exemplo: aquisição sísmica, estudos geológicos e perfuração de poços exploratórios), assumindo totalmente o risco da empreitada. Em caso de descoberta de petróleo e da declaração de comercialidade do campo<sup>15</sup>, a empresa também é responsável pelo desenvolvimento das facilidades e infra-estrutura para a produção de petróleo (por exemplo: plataforma, poços de produção e dutos para escoamento do petróleo). Um aspecto importante é que todas estas instalações, ao cabo da vigência do contrato, devem passar automaticamente para o poder do Estado, tendo o operador, assim, o direito ao uso das mesmas apenas enquanto vigorar seu contrato de partilha de produção (JOHNSTON, 1994).

Quando se inicia a produção de petróleo, uma parcela da receita de sua comercialização é destinada a cobrir todos (ou parte dos) os custos incorridos nas fases anteriores. O PSC normalmente determina um teto para a recuperação de custos. Por exemplo, o contrato pode determinar que apenas 75% da receita de determinado período seja destinada à recuperação de custos. Essa parcela de petróleo destinada a cobrir os gastos exploratórios, bem como os investimentos de produção (incluindo as instalações em poder do Estado) é chamada de “Cost Oil”, “Óleo Custo” em português (JOHNSTON, 1994).

Recuperados os custos até o limite determinado pelo PSC, o petróleo excedente será dividido entre o operador e o governo, através de fatores também determinados no contrato. Essa parcela de petróleo é chamada de “Profit Oil” (“Óleo Lucro”) (JOHNSTON, 1994). A parte do *profit oil* que couber ao consórcio ainda será usada como base para pagamento de impostos e taxas como impostos de renda, contribuições governamentais, bônus de performance, entre outros, dependendo do previsto em cada contrato. O governo normalmente recebe sua parte do petróleo através da participação de sua empresa estatal (NOC), como sócia do consórcio na fase de produção.

---

<sup>14</sup> A partilha de produção pode ocorrer tanto na forma física, quando cada sócio retira sua parcela de petróleo em espécie, ou de forma financeira, com a divisão da receita oriunda da comercialização do petróleo.

<sup>15</sup> Campo de petróleo é uma área produtora de petróleo, a partir de um ou mais de um reservatório contínuo, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção. O conceito de campo de petróleo considera aspectos geológicos, econômicos e de engenharia (BRASIL, 1998).

A figura 2.5 apresenta os países que praticam o regime fiscal de partilha de produção no mundo.

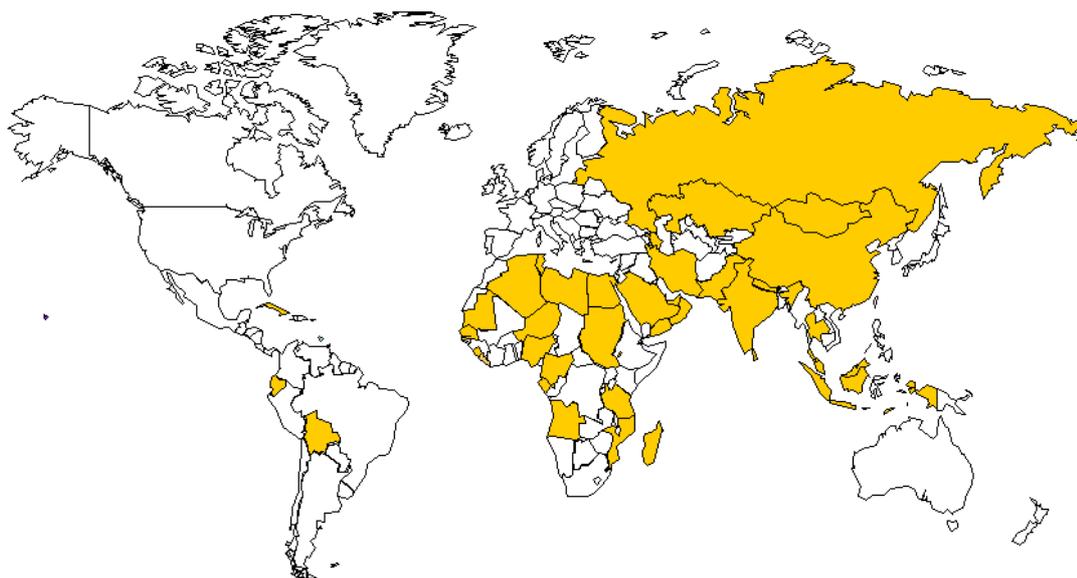


Figura 2.5 – Países que praticam o regime da partilha de produção (SILVEIRA e FERREIRA, 2008)

A figura 2.6 mostra como funciona a divisão de um contrato de partilha de produção típico. Conforme explicado anteriormente, uma parte da receita líquida (após o pagamento de royalties, quando este for previsto) é utilizada para recuperar os custos já incorridos no projeto (“cost oil”). A receita restante, profit oil, é dividido entre o governo (ou sua empresa estatal) e o operador, cabendo ainda o pagamento de tributos sobre a receita do operador.



Figura 2.6 – Distribuição de receita no regime de partilha de produção (SILVEIRA e FERREIRA, 2008)

### 2.2.2.2 CONTRATO DE SERVIÇO

Neste tipo de contrato as atividades de exploração e produção desempenhadas em um determinado bloco ou região são caracterizadas como uma prestação de serviço pelo contratado (empresa que vai realizar as atividades de exploração e produção) e o contratante (governo do país). A companhia contratada não possui direito nem sobre as reservas e nem sobre a produção de petróleo que venha a ser descoberto.

Existem dois sub-tipos de contrato de serviço: o contrato de serviço com cláusula de risco (“Risk Services Contract”) e o contrato de serviço puro (“Pure Service Contract”) (JOHNSTON, 1994). No primeiro, o pagamento pelos serviços prestados é baseado no lucro do empreendimento, ou seja, se após as atividades de exploração não for encontrado petróleo, a contratada, que arcou com todas as despesas por sua própria conta e risco, não será remunerada. Ao passo que, no segundo caso, a contratada é remunerada de maneira previamente acordada independente de o empreendimento ter sido bem sucedido ou não. O pagamento pode ser em moeda (*cash*) ou em petróleo (*kind*).

Esta modalidade de regime fiscal encontra-se em uso restrito na indústria do petróleo, sendo utilizada principalmente no Irã, México, Bolívia e Venezuela, conforme figura 2.7. Portanto, o foco da análise deste estudo daqui em diante será somente nos regimes de concessão e de partilha de produção.



Figura 2.7 – Países que praticam contrato de serviço (SILVEIRA e FERREIRA, 2008)

Além dos regimes fiscais analisados anteriormente, cabe citar uma modalidade com características distintas que está sendo implantada no Brasil. Trata-se da cessão onerosa, uma forma de cessão de áreas exploratórias sem risco exploratório, dado que ali já foi comprovada a existência de petróleo. Pela ausência do risco exploratório, a empresa que recebe a licença desta área paga por ela um valor equivalente ao preço das reservas ali contidas, porém não desenvolvidas. O assunto será abordado com mais detalhes no capítulo 3, na seção que trata do novo marco regulatório no Brasil.

### 2.3 GOVERNMENT TAKE

Um indicador muito utilizado para se comparar a atratividade de distintos regimes fiscais é o government take (GT). A forma mais utilizada para se calcular o GT é o quanto representa a arrecadação governamental dentro da arrecadação total (governo + operador) de um projeto. Por arrecadação governamental, entende-se toda a receita do governo no projeto, incluindo royalties, bônus de assinatura, tributos, divisão do óleo lucro (*profit-oil*), entre outros.

Existe, entretanto, certa variação sobre a forma de se calcular o government take na literatura. Enquanto alguns autores usam a receita total como base do cálculo, outros usam o lucro líquido. Alguns consideram o fluxo de caixa descontado a valor presente, enquanto outros não descontam a valor presente. Entretanto, a forma mais comum (JOHNSTON, 1994) é a apresentada conforme a fórmula abaixo, utilizando-se as receitas totais no horizonte de tempo do projeto sem descontar a valor presente:

$$\text{Govt take} = \frac{\text{Receita do Estado}}{\text{Receita líquida do operador} + \text{receita do Estado}}$$

O complemento do government take é referenciado na literatura como o “contractor take”, tão somente o percentual do operador dentro da receita total do projeto. Desta forma, a soma dos dois indicadores deve ser 100%.

A figura 2.8 apresenta um exemplo simplificado de cálculo do government take em um regime de concessão:

<b>Receita bruta</b>	\$ 100
<b>Royalties</b>	\$ 20
<b>Receita tributável</b>	\$ 80
<b>Impostos</b>	\$ 25
<b>Receita líquida</b>	\$ 55
<b>Government Take</b>	45% = (\$20 + \$25)/ \$100
<b>Contractor take</b>	55% = \$55 / \$100

Figura 2.8: Exemplo de cálculo do GT em regime de concessão (baseado em JOHNSTON, 1994)

Na figura 2.9 é apresentado um exemplo fictício de cálculo simplificado do government take em um regime de partilha de produção. Nota-se que o cálculo neste regime é mais complexo que o do regime de concessão.

<b>Receita bruta</b>	\$ 100
<b>Royalties</b>	\$ 10
<b>Receita líquida</b>	\$ 90
<b>Recuperação de custos</b>	\$ 20
<b>Óleo Lucro (Profit Oil)</b>	\$ 70
<b>Parcela do Governo</b>	\$ 35
<b>Parcela do Operador</b>	\$ 35
<b>Imposto de renda</b>	\$ 12
<b>Lucro líquido operador</b>	\$ 23
<b>Government Take</b>	71% = (\$10 + \$35 + \$ 12)/(\$100 - \$20)
<b>Contractor take</b>	29% = \$23 / (\$100 - \$20)

Figura 2.9: Exemplo de cálculo do GT<sup>16</sup> em regime de partilha de produção (baseado em JOHNSTON, 1994)

Johnston (2004) ressalta, entretanto, que mesmo o government take não é uma estatística perfeita. A comparação entre government takes de dois projetos em distintos regimes fiscais em diferentes países - apesar de ser uma das formas mais utilizadas e completas de se comparar regimes fiscais – pode não ser suficiente para se ponderar todos os aspectos de cada regime. Com efeito, o government take não incorpora alguns aspectos qualitativos (e também outros quantitativos) característicos de cada regime fiscal. A figura abaixo retrata a diversidade de peculiaridades que um regime fiscal pode oferecer ao operador, aparte a análise econômica pura e simples.

<sup>16</sup> Vale ressaltar que nem todos regimes de partilha de produção prevêm a cobrança de royalties.

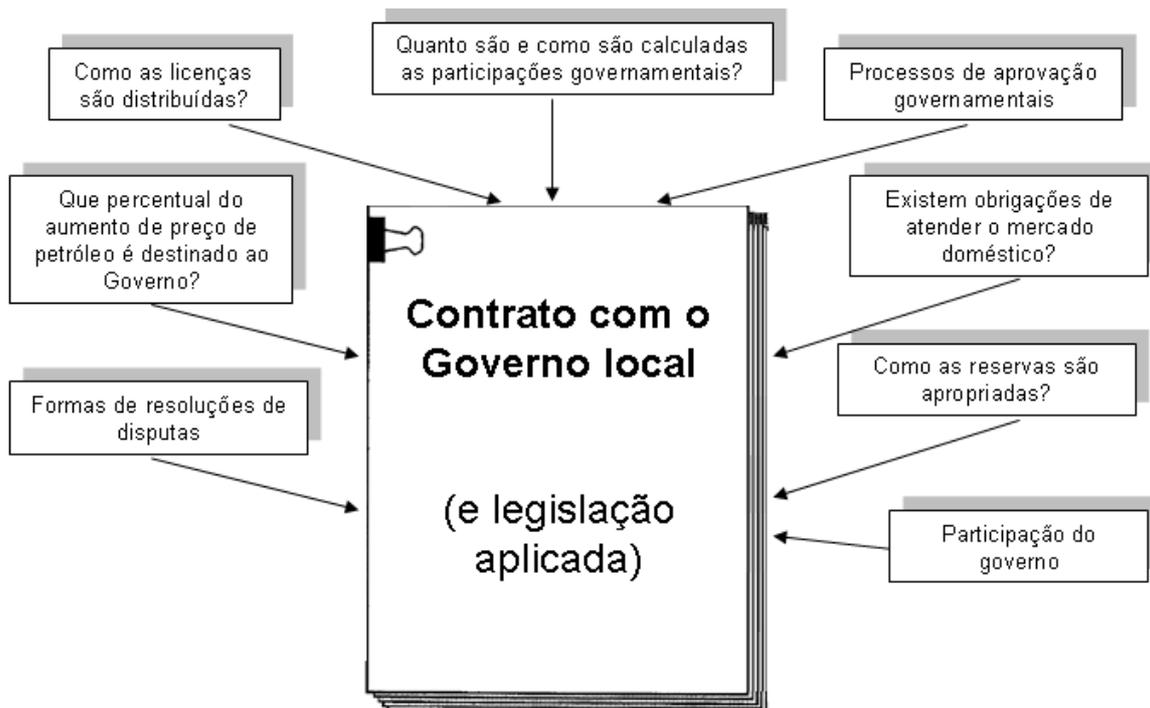


Figura 2.10 – Muito mais que o Government Take (Adaptado de JOHNSTON, 2004)

Segundo a figura 2.10, diversos aspectos da legislação de petróleo de um país são importantes de serem analisados para se entender adequadamente os riscos e oportunidades ali existentes, como:

- Além de quanto o governo arrecada (government take), como o governo arrecada: a forma de cálculo dos tributos e compensações financeiras, bem como quando elas ocorrem ao longo do projeto podem fazer diferença na viabilidade econômica do projeto;
- Processos de aprovação governamentais: um governo que demore mais tempo para aprovar as propostas dos operadores pode comprometer os prazos de um projeto, acarretando prejuízos;
- Obrigações do mercado doméstico: alguns países deficitários em petróleo podem exigir que o petróleo (ou parte do) produzido seja comercializado obrigatoriamente para o mercado interno, a preço diferenciado, o que reduz a lucratividade do projeto, em comparação com outros que permitem a exportação do petróleo a preços internacionais;

- Forma de se apropriar contabilmente das reservas: dependendo da forma de contabilização permitida no país, as reservas de uma empresa podem ser maiores ou menores, o que impacta diretamente no valor de mercado desta empresa<sup>17</sup>;

- Resolução de disputas: alguns países prevêm na legislação que eventuais disputas acerca de alguma questão contratual sejam feitas em uma corte de arbitragem independente em outro país, ao passo que outros países exigem que todas as disputas sejam resolvidas internamente, o que reduz o poder contencioso dos investidores estrangeiros caso sintam-se lesados de alguma forma;

- Participação do governo: se o contrato for um PSC, estão previstas condições para a participação do governo ou de sua NOC na fase de produção, onde terão direito a um percentual do petróleo produzido;

- Que percentual do aumento de preços que é repassado ao governo: em alguns países, as variáveis do regime fiscal são escalonadas. Por exemplo, a divisão do profit-oil pode variar de acordo com a receita bruta do projeto. Neste caso, um aumento no preço do petróleo de referência pode acarretar um aumento na alíquota de divisão do profit-oil. Portanto é importante saber qual o grau de dependência entre as variáveis, ou seja, em quanto um eventual aumento do preço do petróleo impacta a receita do governo e a receita do operador;

- O quão “regressivo” é o sistema: alguns sistemas apresentam alíquotas fixas para as compensações financeiras e tributos, independente da rentabilidade do projeto. Isto torna o regime fiscal regressivo, na medida em que projetos de maior porte tendem a apresentar custos fixos unitários menores, tornando-se mais rentáveis para o operador, tornando o government take menor. Outros sistemas, considerados progressivos, apresentam tabelas com valores escalonados para o cálculo das alíquotas, garantindo que o governo também seja beneficiado de eventuais aumentos de porte dos projetos. Por exemplo, em um dado sistema progressivo, a alíquota de royalties (ou de divisão do profit oil) cresceria em função do volume de petróleo produzido ou da receita gerada, de forma a permitir que o Estado também seja beneficiado na captura da renda extraordinária.

Independente de suas limitações, o government take pode ser utilizado como forma de se medir a evolução temporal do grau de onerosidade (do ponto de vista do operador privado) dos regimes fiscais pelo mundo. Neste sentido, Van Meurs (2008)

---

<sup>17</sup> No regime de concessão a empresa, via de regra, pode contabilizar como reserva todo petróleo a ser produzido, ao passo que no regime da partilha de produção, apenas o percentual da produção que lhe será destinado. Além disso, o cálculo do profit-oil no PSC faz com que um aumento no preço do petróleo gere uma redução no volume de produção intitulado ao operador, redizindo, pois, suas reservas.

afirma que o government take no mundo aumentou entre 2003 a 2008 de quatro formas distintas:

- Alguns regimes fiscais (por exemplo, Angola, Malásia, Rússia e Índia) são estruturados de maneira progressiva, ou seja, a alta nos preços do petróleo durante este período aumentou o government take (através de uma tabela de divisão de profit oil escalonada).

- Alguns países ou regiões (como Inglaterra, Alasca, Argélia e Cazaquistão) mudaram o regime fiscal.

- Na Líbia e na Índia o government take passou a ser fator de bid<sup>18</sup> nas rodadas de leilão de blocos.

- Alguns países (como Rússia, Venezuela e Bolívia) fizeram uma re-nacionalização parcial de sua indústria de petróleo.

## **2.4 HISTÓRICO DOS REGIMES FISCAIS**

A história dos regimes fiscais está intrinsecamente ligada à história da indústria do petróleo. Os regimes fiscais evoluíram junto com o desenrolar do cenário sócio-econômico mundial desde o final do século XIX até os dias de hoje.

Desde o início da atividade de extração de petróleo, seguiu-se um longo período de pouca restrição por parte dos Estados produtores para a liberação de licenças e de concessões de exploração e de produção às companhias petrolíferas. Somente a partir da década de 1950, os Estados passaram a exigir maiores participações nas rendas extraordinárias geradas com a negociação do petróleo. Entre 1950 e 1970, a redistribuição da renda petrolífera foi discutida diversas vezes entre os agentes, acarretando um aperfeiçoamento dos modelos de concessão (SIMÃO, 2001).

Os contratos de concessão têm como marco histórico o acordo estabelecido em 1901 entre o então Xá da Pérsia Muzaffar al-Din e o minerador inglês Willian Knox D'Arcy (SIMÃO, 2001), dando a este o direito de explorar por sessenta anos uma área equivalente a três quartos do território persa. Em contrapartida, o contrato previa o pagamento de um bônus inicial de quarenta mil libras, além de royalties de 16% sobre

---

<sup>18</sup> Fator de bid é qualquer variável do regime fiscal que não é pré-estabelecida, ficando sujeita a oferta das empresas no leilão, considerando que aquele que oferecer o valor mais favorável ao governo terá uma pontuação melhor no leilão.

o lucro líquido da companhia. Mais tarde, em 1925, outro importante acordo de concessão foi assinado entre o governo do Iraque e a empresa turca Turkish Petroleum Company (que posteriormente abriu uma filial no país chamada Iraq Petroleum Company). Gao (1993) afirma que os termos deste contrato serviram como modelo para muitos acordos posteriores, sobretudo, no Oriente Médio.

A figura abaixo resume alguns termos dos principais acordos estabelecidos entre 1901 e 1953. Estes primeiros contratos de concessão, antes de 1950, foram muito benéficos às companhias contratadas, dado que havia poucas obrigações contratuais e os valores a serem pagos para o governo local era uma parcela pequena das receitas geradas com a comercialização do petróleo, além do que os governos não tinham qualquer papel na tomada de decisões das operações (SIMÃO, 2001 e SULEIMAN, 1988).

<b>Termos</b>	<b>Descrição</b>																																
<b>Partes</b>	Muitas das concessões do Oriente Médio eram outorgadas diretamente pelo xeque, sultão, ou por um ministro atuando em nome do soberano. Os concessionários eram, quase invariavelmente, consórcios das <i>majors</i> , o que lhes permitia diluir os riscos, entrar em acordos de produção e de preço, sem que nada nos acordos proibisse tal conduta.																																
<b>Escopo dos Direitos Outorgados</b>	As concessões cobriam imensas áreas ou países inteiros. O governo do Estado do Amazonas chegou a conceder toda sua área sedimentar a três companhias estrangeiras na década de 20. A decisão de produzir era da concessionária, não havendo obrigação de descarte das áreas. Nem tão pouco os governos outorgantes retinham o direito de participar das decisões operacionais, embora seu único benefício, tenha sido o bônus inicial, fosse o royalty sobre a produção. Após o término da concessão, a propriedade era devolvida.																																
<b>Duração</b>	<p>As concessões tinham longos prazos de validade (por volta de 60 anos), como pode ser visto abaixo. Constituía exceções, as concessões mexicanas posteriores à revolução de 1911, que era limitada a 30 anos e continha cláusulas de cancelamento em caso do não cumprimento das obrigações contratuais.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Nome da Concessionária</th> <th>Início</th> <th>Duração</th> <th>Área</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>D'Arcy</td> <td>1901</td> <td>60</td> <td>500.000</td> </tr> <tr> <td>IPC (Iraq Petroleum Company)</td> <td>1925</td> <td>75</td> <td>445.000</td> </tr> <tr> <td>Aramco (Arabian American Oil Company)</td> <td>1933</td> <td>60</td> <td>371.000</td> </tr> <tr> <td>Supp.</td> <td>1939</td> <td>60</td> <td>466.000</td> </tr> <tr> <td>KOC (Kuwait Oil Company)</td> <td>1934</td> <td>75</td> <td>6.000</td> </tr> <tr> <td>ADPC (Abu Dhuabi Petroleum Company)</td> <td>1939</td> <td>75</td> <td>Todo o País</td> </tr> <tr> <td>ADMA (Abu Dhabi Marine Areas)</td> <td>1953</td> <td>65</td> <td>Todo o offshore</td> </tr> </tbody> </table>	Nome da Concessionária	Início	Duração	Área	D'Arcy	1901	60	500.000	IPC (Iraq Petroleum Company)	1925	75	445.000	Aramco (Arabian American Oil Company)	1933	60	371.000	Supp.	1939	60	466.000	KOC (Kuwait Oil Company)	1934	75	6.000	ADPC (Abu Dhuabi Petroleum Company)	1939	75	Todo o País	ADMA (Abu Dhabi Marine Areas)	1953	65	Todo o offshore
Nome da Concessionária	Início	Duração	Área																														
D'Arcy	1901	60	500.000																														
IPC (Iraq Petroleum Company)	1925	75	445.000																														
Aramco (Arabian American Oil Company)	1933	60	371.000																														
Supp.	1939	60	466.000																														
KOC (Kuwait Oil Company)	1934	75	6.000																														
ADPC (Abu Dhuabi Petroleum Company)	1939	75	Todo o País																														
ADMA (Abu Dhabi Marine Areas)	1953	65	Todo o offshore																														
<b>Arrecadação Tributária</b>	A parte devida ao governo se resumia em pequenos royalties pagos com base no volume produzido. As demais taxas e impostos eram isentadas, inclusive o imposto de exportação.																																

Figura 2.11 - Características das antigas concessões de áreas petrolíferas (SIMÃO, 2001)

Nos Estados Unidos, um modelo similar de contrato era praticado no início do século XX. Porém, na década de 30, uma nova condição foi imposta aos operadores pelos donos das terras, que tornou o contrato americano diferente do praticado no Oriente Médio. O operador teria apenas 5 a 10 anos para a prospecção de petróleo, devendo devolver a terra a seu proprietário após o fim deste período, caso não houvesse descobertas (SMITH e DZIENKOWSKI, 1989).

O crescimento do lucro das companhias petrolíferas no início do século XX, fruto do desenvolvimento e da expansão da indústria de petróleo, situado em uma época de forte influência nacionalista – México, Rússia e outros nacionalizaram a indústria do petróleo nas década/das de 1920 e 1930 - resultou em um crescente interesse dos países pelas rendas extraordinárias geradas, levando a modernização dos modelos contratuais de concessão.

De fato, em 1943, na Venezuela, o governo firmou um acordo histórico com as empresas Jersey e Shell, o acordo “*fifty-fifty*” (SIMÃO, 2001). Este acordo foi considerado um *divisor de águas* na indústria petrolífera, pois previa a divisão igualitária do lucro proveniente da venda do petróleo entre o Estado e o consórcio. O modelo do contrato, que previa as condições nas quais seria alcançada a igualdade das partições da renda líquida, se propagou nas regiões onde existiam concessões para a exploração e produção de petróleo.

Segundo Yergin (1992), as autoridades sauditas, inspiradas no modelo venezuelano, renegociaram com a empresa Aramco<sup>19</sup> as condições do acordo de concessão previamente estabelecido entre as partes. A proposta feita pelo governo árabe foi mais facilmente absorvida pela Aramco, pois a legislação americana permitia às companhias com sede no país deduzirem do imposto de renda as despesas com tributos pagos em atividades produtivas no exterior. Desta forma, a maior parte da receita repassada ao governo saudita pela Aramco, sob o novo contrato, adveio da dedução do imposto de renda devido ao governo dos Estados Unidos. Na prática, o que ocorreu foi a transferência de receita fiscal dos Estados Unidos para a Arábia Saudita, propiciando a correção de uma distorção, uma vez que a maior parte da receita gerada pela Aramco no país árabe era transferida para o país americano via imposto de renda.

---

<sup>19</sup> A Aramco, na época, era uma empresa privada, filial da Standard Oil da Califórnia (SOCAL, depois Chevron) e da Texaco. Apenas na década de 80 a empresa passaria para controle do estado Saudita, passando a se chamar Saudi Aramco.

Posteriormente, este contrato estabelecido na Arábia Saudita também influenciou novos acordos como, por exemplo, entre o governo do Kuwait e a Kuwait Oil Co. (consórcio formado pelas empresas Gulf Oil e Anglo-Iranian) em 1952. Desta forma, o modelo *fifty-fifty* influenciou uma reformulação dos contratos de concessão praticados no Oriente Médio e Norte da África, introduzindo uma maior equidade nas partições das rendas petrolíferas e alterando as relações entre Estado e companhia.

Na década de 1960, um passo seguinte foi dado pelos Estados, cada vez mais interessados em aumentar sua parcela na renda petrolífera, passando a constituir empresas estatais (National Oil Companies – NOCs) e a nacionalizar os meios de produção do petróleo. Nesta época, os Estados produtores começaram a ter maior poder de mercado, que levou à criação da OPEP<sup>20</sup>. Com a formação da OPEP, diversos países produtores de petróleo puderam trocar experiências e informações sobre os contratos vigentes, o que os levou a ter maior poder de barganha na renegociação destes contratos (SMITH e DZIENKOWSKI, 1989).

Um marco significativo na evolução destes contratos foi a partir de 1972, quando as companhias operadoras aceitaram adicionar aos contratos de concessão uma cláusula que previa a participação de 25% de uma empresa estatal (NOC) na concessão e, posteriormente, que a participação do Estado cresceria 5% ao ano até chegar a 51% (LENCZOWSKI, 1976).

Com isto, o lucro extraordinário advindo da indústria petrolífera transferiu-se gradualmente das *majors* para os países membros da organização, seja pela venda do petróleo via companhias estatais seja pela maior imposição tributária sobre a produção.

Gao (1993) observa também que os contratos de concessão antigos, de longa duração e sem controle por parte do Estado, não tiveram mais lugar no mundo pós-2ª Guerra Mundial, que vivia uma onda de nacionalismo nos países em desenvolvimento. Desta forma, os contratos foram sendo renegociados para novos termos que permitissem um maior controle estatal sobre os projetos de E&P.

---

<sup>20</sup> A Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) foi fundada em 1960 com o objetivo de coordenar e supervisionar as leis petrolíferas de seus países de forma a assegurar preços de petróleo “justos” e estáveis. Os países fundadores da OPEP foram Arábia Saudita, Irã, Iraque, Kuwait e Venezuela (OPEP, 2010).

Neste contexto, o contrato de partilha de produção acabou sendo uma evolução natural, preenchendo o desejo do Estado de controlar (e ter propriedade sobre) a produção de petróleo, oferecendo, ainda assim, atratividade econômica para os investidores (GAO, 1993).

O primeiro contrato de partilha de produção (PSC) acabou sendo assinado em 6 de setembro de 1968 na Indonésia entre a empresa Independent Indonesian American Petroleum Co. (IIAPCO, empresa independente de Denver, Colorado) com a estatal Permina, hoje Pertamina<sup>21</sup>. Este 1º PSC teve seu mecanismo de funcionamento inspirado na prática do setor agrícola de colheita compartilhada (“sharecropping”), através da qual o dono da terra concede a um fazendeiro o direito de cultivar sua terra e dividir os frutos da mesma com o dono em proporções previamente definidas (BINDEMANN, 1999).

Este contrato previa o poder nas mãos da empresa estatal – no caso a Permina – deixando o operador com o controle operacional do projeto. Desta forma, programas de trabalho, orçamentos, planos de desenvolvimento e grandes contratações deveriam ser aprovados pela estatal. Além do mais, todos ativos pertenciam ao Estado – conforme preconiza o modelo de partilha de produção - e o operador era remunerado com uma parcela do profit oil (MACHMUD, 2000).

Em suma, após um período inicial de vigência de contratos de concessão com prazos muito extensos e sem garantias de retorno aos governos dos países, um processo de renegociação se iniciou na indústria petrolífera, através do qual uma gradual mudança nas condições contratuais garantiu um crescente controle e participação nos lucros das atividades petrolíferas aos Estados. Nos Estados Unidos, o regime de concessão foi mantido, porém com condições mais restritas que as iniciais. No Oriente Médio, a transição dos acordos de concessão para uma partilha de produção foi facilitada pela ameaça de nacionalização das indústrias petrolíferas bem como pela criação da OPEP, que ganhou força para renegociar os contratos existentes, inserindo cláusulas que aumentassem a participação estatal nas operações.

---

<sup>21</sup> Pertamina é a sigla de “Perusahaan Tambang Minyak Negara”, que significa Companhia Estatal de Extração de Óleo em indonésio.

## 2.5 COMPARAÇÕES ENTRE OS REGIMES FISCAIS

De acordo com levantamento de Johnston (2001), 53% dos regimes fiscais no Mundo no final da década de 1990 eram do tipo PSC, com um government take médio de 70%. Analisando apenas os 20% dos países com maior prospectividade geológica, o percentual de regimes PSC subia para 76%, e o government take médio para 78%, o que sugere que quanto menor o risco geológico do país, mais severo é o regime (do ponto de vista do operador), havendo uma preferência dos governos para o regime do PSC.

O motivo pelo qual os países adotam um determinado tipo de contrato, segundo Pereira (2004), também pode estar relacionado com a distribuição das atividades de fiscalização da produção e arrecadação dos tributos nos órgãos públicos. Nos países que utilizam o sistema de concessão (como no Brasil), o órgão responsável pelo controle das atividades de E&P (órgão que emite as licenças), não está vinculado ao órgão que arrecada os tributos (Ministério de Economia ou Finanças). Isto permite que o contrato seja menos rigoroso, quando comparado ao sistema de partilha de produção, no qual o governo tem maior controle sobre o processo.

De fato, o sistema de partilha de produção requer uma capacidade maior do governo para administrar os contratos, uma vez que estes apresentam um maior número de mecanismos de captura de receita. É fundamental para o Estado, por exemplo, que haja um controle e averiguação eficaz do cálculo dos custos recuperáveis de um operador, dado que este cálculo vai determinar a parcela do petróleo produzido intitulada de cost-oil e, conseqüentemente, a parcela do petróleo produzido que vai ser dividida entre o Estado e o operador (profit-oil).

No aspecto funcional, um regime de PSC pode replicar os instrumentos fiscais de um sistema de concessão (tax/royalty), e vice-versa, não havendo uma razão intrínseca para a escolha de um ou outro (Pacheco, 2007). Os dois sistemas em questão possuem instrumentos fiscais que permitem ao governo optar por um trade-off entre risco e retorno baixo, médio ou alto, conforme tabela abaixo.

Tabela 2.1 – Comparações entre os regimes de concessão e partilha de produção

<b>Trade-off entre Risco/Retorno para o Governo, resultante de instrumentos fiscais diversos</b>	<b>Regime de Concessão</b>	<b>Regime de Partilha de Produção</b>
Baixo risco / baixo retorno	Royalties	Pode haver uma alíquota explícita de royalty ou um limite ao cost oil que funcione como uma alíquota implícita de royalty
Médio risco / médio retorno	Imposto de renda aplicado a todas empresas	Imposto de renda, aplicável a todas as companhias, o qual pode ser pago através da parcela do governo na produção.
Alto risco / alto retorno	Imposto sobre a renda do recurso (IRR)	A determinação de uma alíquota altamente progressiva sobre o profit oil pode simular um IRR

Fonte: SUNLEY *et al.*, 2002

Por exemplo, uma alternativa para a cobrança de royalties em um contrato PSC seria a imposição de um limite para a recuperação de custos (cost oil) de, por exemplo, 60%, o que garantiria a existência do óleo lucro (profit oil) imediatamente no início da produção. Neste caso, a imposição de um limite na dedução do cost-oil terá o mesmo impacto econômico que a utilização de uma alíquota de royalty, com o governo recebendo sua parcela da receita, assim que a produção tenha início (SUNLEY *et al.*, 2002).

Já o tradicional imposto de renda aplicado a todos os setores da economia, em um país com regime de partilha de produção, pode ser dispensado dos produtores de petróleo, em troca de uma parcela maior na divisão do profit-oil.

Em projetos de alto risco/alto retorno, uma opção para a cobrança de imposto sobre a renda do recurso seria a instituição de uma alíquota progressiva de divisão do profit-oil. Ou seja, quanto maior fosse o patamar de produção, maior a parcela do governo no profit-oil. Esta lógica está presente no PSC da Nigéria, por exemplo, como será explicado, a seguir, neste capítulo.

Assim, percebe-se que apesar de existirem grandes diferenças teóricas e de terminologia entre os regimes fiscais de concessão e partilha de produção, as

principais diferenças práticas entre os dois regimes são os aspectos sobre a recuperação dos custos e divisão dos lucros<sup>22</sup>.

Alguns autores abordam a concepção do regime fiscal ideal, que atenda, ao mesmo tempo, aos interesses do Estado e do operador privado. Segundo Tordo (2008), esses interesses são:

Interesses do Estado no regime fiscal:

- Garantir estabilidade macro-econômica através de fluxos de caixa previsíveis e estáveis;
- Permitir captura de maior participação da renda petrolífera em períodos de alto preço de petróleo;
- Maximizar o valor presente da renda petrolífera antecipando para o presente, sempre que possível, as apropriações de receita;
- Ser simples de administrar;
- Ser competitivo com outros países, de forma a atrair investimentos estrangeiros.

Interesses do investidor privado no regime fiscal:

- Ter o menor número possível de tributos não sensíveis ao lucro;
- Ser apto a repatriar lucros para os acionistas no seu país de origem;
- Ser transparente, previsível, estável e baseado em padrões da indústria reconhecidos internacionalmente.

Tordo (2008) conclui que os regimes fiscais mais eficientes são os progressivos, ou seja, aqueles com taxações (seja imposto de renda, royalties ou outros) escalonadas e proporcionais ao volume ou valor da produção de petróleo. Conforme já explicado, nestes regimes, quanto maior a produção de petróleo (ou o valor financeiro desta), maiores são as alíquotas de royalties, impostos, etc. Ao mesmo tempo, são considerados menos eficientes pelo autor aqueles que prevêem sistemas regressivos, contendo, por exemplo, altas alíquotas de royalties ou baixos tetos de recuperação de custos.

---

<sup>22</sup> Uma outra diferença existente é uma maior possibilidade de controle do ritmo da produção pelo Estado no regime de partilha de produção. Este aspecto, que está implícito na mudança do marco regulatório no Brasil, será testado e comentado no estudo de caso, descrito nos capítulos 4 e 5.

Sunley *et al.* (2002) corroboram esta abordagem, afirmando que o governo, na busca do regime fiscal ideal, precisa balancear seu desejo de maximizar receitas no curto-prazo com o impacto que tais medidas podem ter no total de investimentos realizados no país. Isto requer uma divisão equilibrada de risco e retorno entre os investidores e o governo, para se conseguir aumentar sua participação na renda petrolífera de maneira justa e progressiva, sem afastar os investidores de seu país.

## 2.6 EXEMPLOS DE REGIMES FISCAIS

A título de exemplo, para facilitar a compreensão dos aspectos teóricos discutidos neste capítulo, são descritas a seguir as principais características de um regime de concessão (no caso o dos Estados Unidos) e de um regime de partilha de produção (no caso o da Nigéria). Estes países foram escolhidos por serem representantes significativos de seus regimes fiscais no que tange o volume de petróleo ali produzidos<sup>23</sup>. As informações foram obtidas em relatórios fornecidos pela consultoria IHS (2010), bem como na legislação local de cada país.

### 2.6.1 CONCESSÃO - ESTADOS UNIDOS

Nos Estados Unidos, as atividades de exploração e produção na plataforma continental são reguladas por uma lei de 1953, chamada *Outer Continental Shelf Lands Act 1953* (“OCSLA”). Segundo a mesma, o órgão MMS (*Minerals Management Service*) é o responsável por conduzir os leilões e administrar as operações junto aos consórcios operadores.

O regime fiscal nos Estados Unidos é o regime de Concessão. Ao contrário da maioria dos países produtores de petróleo, não existe a figura de uma empresa estatal, nem qualquer participação do governo no consórcio.

A oferta de novos blocos para exploração costuma acontecer anualmente, via leilões abertos a qualquer empresa de petróleo interessada. As áreas dos blocos nos Estados Unidos costumam ser menores do que em outros países, não ultrapassando, na maioria dos casos, 25 km<sup>2</sup>.

---

<sup>23</sup> No capítulo 4, é explicada com detalhes a importância de Estados Unidos e Nigéria como representantes dos regimes fiscais de concessão e partilha de produção, respectivamente.

## Fase de Exploração

Os contratos de concessão assinados nos Estados Unidos normalmente têm uma fase de Exploração com duração inicial de 5 anos, podendo ser estendido a 10 anos, desde que atrelado ao comprometimento pelo consórcio de programa de trabalho adicional. Excepcionalmente para os blocos localizados em profundidade de água acima de 800 metros, a duração da fase de exploração já é de 10 anos desde o princípio.

Não existe um programa de trabalho mínimo exigido pelo governo, só será cobrado do consórcio o cumprimento das atividades prometidas no leilão.

O valor do bônus oferecido é o principal elemento da proposta dos consórcios para se determinar o vencedor do leilão. Normalmente, existe um piso de US\$ 37,50 por acre<sup>24</sup> de área para blocos localizados em águas profundas, com lâmina d'água (distância do nível do mar até o solo marinho) maior que 800 metros.

Além do bônus de assinatura do contrato, o consórcio deve pagar anualmente, durante a fase de exploração, um aluguel de superfície, que consiste em um valor que varia de US\$ 750 a US\$ 1.250 por km<sup>2</sup> de área do bloco, a depender da lâmina d'água do bloco<sup>25</sup>. Após o início da produção, esse valor deixa de ser devido, e os royalties começam a ser pagos.

## Fase de Produção

Após a fase de exploração, havendo descobertas economicamente viáveis, inicia-se a fase de produção. No regime de concessão dos Estados Unidos, a fase de produção não tem prazo pré-estipulado. Enquanto for economicamente viável, o consórcio tem o direito de continuar a produção de petróleo em seu bloco.

Na transição da fase de exploração para a fase de produção, o consórcio deve pagar também um bônus extra na submissão do plano de desenvolvimento, normalmente no valor de US\$ 50.000.

---

<sup>24</sup> Equivalente a aproximadamente US\$ 9 mil por km<sup>2</sup>.

<sup>25</sup> O aluguel de superfície por km<sup>2</sup> é mais caro nos Estados Unidos do que nos outros países, porém é compensado pela pequena área dos blocos e pelo fato de que tal aluguel só é devido na fase exploratória.

A principal participação governamental neste sistema é o royalty, cuja alíquota varia de acordo com as propostas oferecidas no leilão, oscilando normalmente entre 12 e 15% da receita bruta, dependendo também da lâmina d'água do bloco. Em alguns casos, pode ser solicitada uma abstenção de pagamento de royalties (*royalty relief*), caso a produção do bloco esteja em fase declinante e se tornando anti-econômica, ou caso seja descoberta uma acumulação de volume tal que não seja viável economicamente de se produzir com pagamento de royalties. Autores como Hallwood (2007) e Dismukes *et al.* (2006) estudaram os efeitos do royalties reliefs na indústria de petróleo dos Estados Unidos, destacando exatamente o efeito do royalty relief como incentivo econômico à produção em campos declinantes ou áreas marginais de produção de petróleo.

O imposto de renda a ser pago pelas empresas incide sobre a receita líquida do projeto e é escalonado, calculado de acordo com a tabela abaixo, atingindo-se o valor máximo de 35%.

Tabela 2.2 – Cálculo do Imposto de Renda nos Estados Unidos

Incremento da Receita Taxável (US\$)	Imposto de Renda
0 – 50.000	15 %
50.000 – 75.000	25 %
75.000 – 10.000.000	34 %
Acima de 10.000.000	35 %

Fonte: IHS, 2010

## 2.6.2 PSC - NIGÉRIA

A atividade de exploração e produção de petróleo na Nigéria é regulada principalmente pelo “Petroleum Act”, de 1969 (NIGERIA, 1969), e pelo “Petroleum Profits Tax Act” de 2007 (NIGERIA, 2007). Sob este arcabouço legal e fiscal, o governo concede licenças para companhias praticarem a exploração e a produção de petróleo em solo e mar nigeriano.

A empresa petrolífera estatal (National Oil Company - NOC) se chama Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), criada em 1977 em sucessão à extinta Nigerian National Oil Company (IHS, 2010).

O regime fiscal vigente no país é o de partilha de produção, sendo o contrato assinado entre o governo e o consórcio licenciado conhecido como *Production Sharing Contract* (PSC) ou *Production Sharing Agreement* (PSA). Um modelo inicial de PSC foi emitido pela NNPC em 1993, tendo vários contratos em vigor sido baseados neste modelo. Em 2005 foi emitido um modelo revisado de PSC (IHS, 2010).

Nos últimos anos, diversas rodadas de leilão ocorreram no país, mais recentemente nos anos 2000, 2005 e 2007. De acordo com o Petroleum Profits Tax Act 2004, as companhias que operam na Nigéria sob o regime de PSC devem pagar um imposto chamado “Petroleum Profits Tax” (PPT) ao mesmo tempo em que ficam isentas do imposto de renda padrão (IHS, 2010 e NIGERIA, 2007).

Os direitos petrolíferos são concedidos a uma companhia pelo Ministro do Petróleo. O licenciamento e acompanhamento das atividades são feitos pelo Departamento de Recursos Petrolíferos, sob o controle do Ministério do Petróleo.

Uma vez a licença concedida, o contrato é assinado entre a empresa (ou consórcio de empresas) licenciada e o governo. O licenciamento de áreas para Exploração e Produção de petróleo na Nigéria apresenta duas fases, conforme abaixo:

#### Fase de Exploração

Na fase de exploração, são concedidas licenças chamadas *Oil Prospecting Licences* (OPL). Esta licença determina a área do bloco a ser explorado, bem como prevê o trabalho mínimo exploratório a ser feito pelo licenciado durante a duração da licença, usualmente de 5 anos. Esta licença pode ser renovada por mais 5 anos se as obrigações estiverem cumpridas. Em alguns casos, a licença já apresenta uma duração de 10 anos, subdividida em fases intermediárias (IHS, 2010).

Normalmente o programa de trabalho exploratório para determinado bloco é proposto pelas empresas no leilão (além do mínimo exigido), e serve como fator de bid.

Para o leilão do ano de 2007, por exemplo, o governo nigeriano pré-definiu que o programa exploratório mínimo seria o seguinte:

Tabela 2.3 – Programa mínimo no leilão de 2007 na Nigéria

Localização	Fase I (5 anos)	Fase II (5 anos)
Blocos em terra	1 poço 1.000 km de sísmica 2D	1 poço 1.000 km de sísmica 2D
Blocos em águas rasas	1 poço 500 km2 de sísmica 3D	2 poços 500 km2 de sísmica 3D
Blocos em águas profundas	1 poço 500 km2 de sísmica 3D	2 poços 500 km2 de sísmica 3D

Fonte: IHS, 2010

O Petroleum (Amendment) Decree 1998 autoriza o Ministro a revogar uma licença caso o consórcio não cumpra o programa mínimo no prazo estipulado.

O bônus de assinatura também faz parte dos leilões nigerianos como fator de bid<sup>26</sup>, ou seja, quanto maior o bônus oferecido por uma empresa, maior sua pontuação no ranking do leilão.

A tabela 2.4 apresenta alguns exemplos de bônus pagos por determinados blocos no leilão de 2007.

Tabela 2.4 – Exemplos de bônus pagos no leilão de 2007

Bloco	Maior Bônus (US\$)
OPL 258 (bloco em terra)	US\$ 60 milhões
OPL 295 (bloco em águas profundas)	US\$ 105 milhões
OPL 239 (bloco em águas rasas)	US\$ 12 milhões

Fonte: IHS, 2010

Na fase de exploração, a única receita do governo junto ao consórcio, além do bônus de assinatura é o aluguel de superfície. Trata-se de um valor anual pago ao governo para retenção da área onde se está operando. Na Nigéria, o aluguel de superfície na fase de exploração é de US\$ 10 por quilômetro quadrado de área do bloco.

<sup>26</sup> Vide nota número 6.

## Fase de Produção

Quando ocorre uma descoberta e a mesma é declarada comercial, a licença de prospecção (OPL) é convertida em uma licença de “mineração”, chamada de Oil Mining Lease (OML). Neste momento, a empresa entra na fase de produção do contrato de PSC. Quem representa o Estado na fase de produção é a NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation), NOC da Nigéria. É ela a signatária da OML com o consórcio operador e a beneficiada dos pagamentos de royalties e profit-oil.

A licença de mineração (OML) é concedida por 20 anos, ou seja, este é o período que o consórcio tem, inicialmente, para produzir petróleo na região. Contudo, a legislação prevê uma renovação de 10 anos mediante solicitação. Durante a fase de produção, aumenta a complexidade do relacionamento do consórcio com o governo, havendo diversos mecanismos de remuneração ao governo pela produção do petróleo.

O royalty é pago em espécie sobre a produção total, antes da dedução da recuperação de custo. As taxas de royalty vigentes, vide tabela 2.5, foram estipuladas em 2007, de acordo com a localização do bloco e da profundidade da água, no caso de blocos em mar.

Tabela 2.5 – Alíquotas de royalties no PSC de 2007 da Nigéria

Localização do bloco	Profundidade (m)	Royalty (%)
Em terra	-	20 %
Águas rasas	< 100	18,5 %
	101 - 200	16,5 %
Águas profundas	201 - 500	12 %
	501 - 800	8 %
	801 – 1.000	8 %
	> 1.000	8 %

Fonte: IHS, 2010

Todos os custos incorridos na execução das atividades de exploração e produção e previstos nos termos do PSC assinado com o governo são recuperáveis. A recuperação dos custos se dá através da alocação de parte da produção, após o pagamento de royalties, de acordo com o teto permitido de recuperação destes custos.

A produção remanescente após o pagamento de royalties, recuperação de custos e pagamentos de impostos, como antes visto, é chamada de profit-oil e deve ser dividida entre o consórcio e a NNPC, de acordo com percentuais pré-estabelecidos. Por exemplo, no modelo de PSC de 1993, a parcela do profit-oil cabível ao consórcio era determinado conforme a tabela 2.6:

Tabela 2.6 – Divisão do profit oil no PSC de 1993 na Nigéria

Produção Cumulativa do campo (milhões de barris)	Parcela do Consórcio no Profit-Oil (%)
0 a 350	80 %
351 a 750	65 %
751 a 1.000	55 %
1.001 a 1.500	50 %
1.501 a 2.000 <sup>27</sup>	40 %

Fonte: IHS, 2010

Qualquer companhia que conduza operações de E&P na Nigéria deve pagar o imposto petrolífero chamado Petroleum Profits Tax (PPT) – que incide sobre a receita líquida do projeto - e, em troca, estará isenta de pagar imposto de renda que é aplicável a outros setores da economia. A tabela 2.7 mostra as taxas devidas para os contratos do leilão de 2007:

Tabela 2.7 – Taxa de PPT no PSC da Nigéria

Localização do bloco	Taxa de PPT (%)
Terra / Água rasa:	
- Novas companhias - 5 primeiros anos	65,75 %
- Novas companhias - anos subseqüentes	85,00 %
- Companhias já atuantes no país	85,00%
Águas profundas	50,00 %

Fonte: IHS, 2010

Durante a fase de produção, o aluguel de superfície é de US\$ 20 por km<sup>2</sup> nos primeiros 10 anos de produção e US\$ 15 por km<sup>2</sup> nos anos subseqüentes.

<sup>27</sup> Neste modelo, a NNPC e o consórcio deveriam acordar um novo percentual caso a produção acumulada ultrapassasse a marca dos dois bilhões de barris.

### 2.6.3 COMPARAÇÃO

A tabela 2.8 resume as principais diferenças entre os regimes apresentados, o dos Estados Unidos e o da Nigéria.

Tabela 2.8 – Comparação entre variáveis dos regimes fiscais de Estados Unidos e Nigéria

País	Estados Unidos	Nigéria
Regime fiscal	Concessão	Partilha de produção
Empresa estatal	-	NNPC
Duração das fases	Exploração: De 5 a 10 anos Produção: indeterminado, enquanto houver interesse do operador	Exploração: De 5 a 10 anos Produção: 20 anos (renovável por mais 10)
Royalties	Entre 12% e 15% sobre receita bruta	Entre 8% e 20% sobre receita bruta
Imposto de renda	Entre 15% e 35%	Entre 50% e 65,75%
Divisão do profit oil	Não aplicável	Parcela do operador varia entre 40% a 80%
Aluguel de superfície	US\$ 750 a US\$ 1250/km <sup>2</sup> (somente na fase de exploração)	US\$10/km <sup>2</sup> na fase de exploração US\$20/km <sup>2</sup> (primeiros 10 anos de produção) e US\$ 15/km <sup>2</sup> (anos subsequentes).

Fonte: baseado em IHS, 2010; MMS, 2006 e NIGERIA, 1969.

Analisando o quadro acima, percebe-se um sistema mais oneroso para os operadores na Nigéria, com alíquotas de royalties e imposto de renda maiores, além da presença da partilha do *profit-oil* com o Estado, o que não ocorre nos Estados Unidos.

Por outro lado, o aluguel de superfície nos Estados Unidos é mais caro, unitariamente, fato que é compensado pela pequena área dos blocos e pelo fato de que tal aluguel só é devido na fase exploratória.

### 3 INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E REGIME FISCAL NO BRASIL

Este capítulo apresenta um breve histórico da indústria do petróleo no Brasil e explica os detalhes do marco regulatório vigente, bem como da nova proposta de regime fiscal.

#### 3.1 HISTÓRICO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

A figura 3.1 apresenta uma evolução dos principais acontecimentos na indústria do petróleo brasileira, explicados na seqüência.

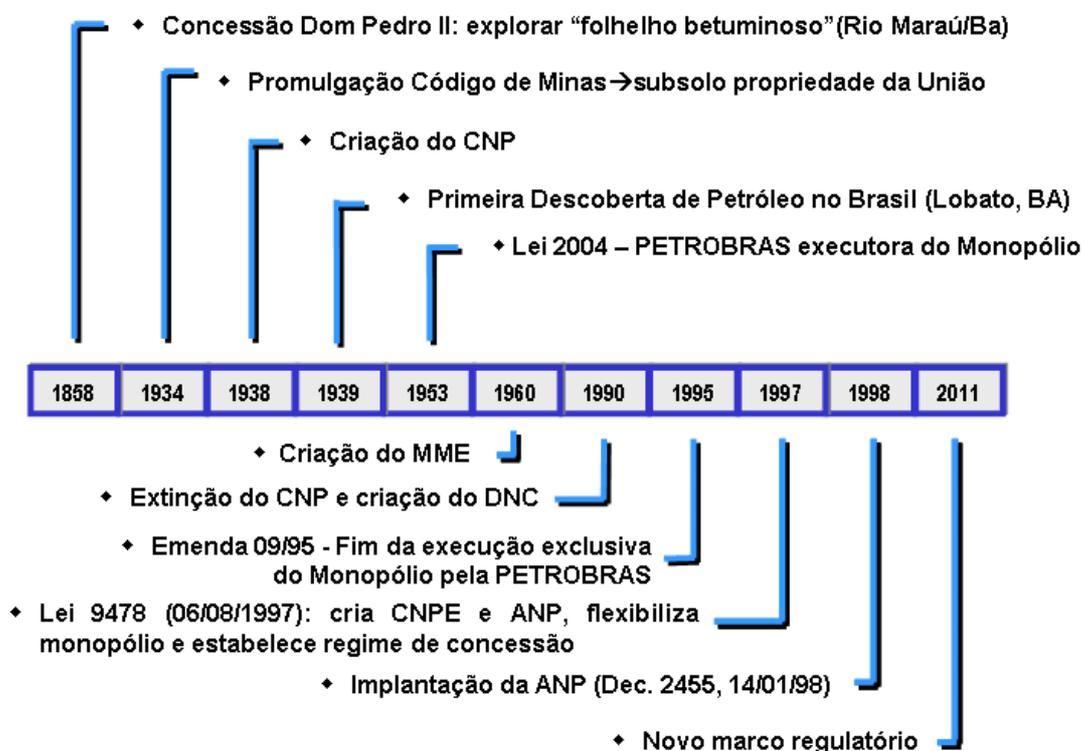


Figura 3.1 – História da indústria brasileira do petróleo (adaptado de DUTRA, 2008)

##### 3.1.1 A ERA PRÉ-MONOPÓLIO

Os primeiros registros de que se tem notícia sobre a procura de petróleo no Brasil são sobre as concessões dadas pelo imperador Dom Pedro II em 1858 para a

pesquisa e lavra de carvão e folhelhos betuminosos<sup>28</sup> na região de Ilhéus, na Bahia, e em 1864, para a pesquisa e lavra de turfa e petróleo na mesma região (DUTRA, 2008).

Entretanto, segundo Aragão (2005), o início da indústria do petróleo brasileira somente pode ser considerado em meados do século XX. Até então, a lenha era o energético predominante do período, utilizada nas ferrovias baseadas nas locomotivas a vapor, na siderurgia a carvão vegetal e nas indústrias.

A 1ª guerra mundial começou a mudar este panorama, tornando o petróleo uma fonte de energia desejada, com o óleo diesel alimentando submarinos e tanques. Neste momento, os Estados Unidos surgiram como primeira potência industrial, pois dispunham de dois terços das reservas mundiais em seu território e uma busca por novas reservas acontecia no Oriente Médio. Esses eventos catalisaram no Brasil o início de uma discussão sobre o suprimento de energia. Na América Latina, México, Argentina e Peru já produziam petróleo. Nesta época, a atividade de exploração no Brasil era realizada de maneira limitada e sem grandes recursos por alguns poucos empreendedores privados e pelo Departamento Nacional da Produção Mineral – DNPM. De fato, em toda a década de 1920, diante da falta de pessoal capacitado, foram perfurados em média apenas quatro poços por ano (LEITE, 1997).

Pinto Jr. *et al.* (2007) afirmam, ainda, que o período entre 1920 e 1950 marcou a transição da economia brasileira, desde sua base agro-exportadora com precária infra-estrutura de transporte e energia à industrialização de grande escala.

No âmbito regulatório, a disposição constitucional vigente até os anos de 1920 era baseada na Constituição Federal de 1891, que estabelecia que “*as minas pertencem aos proprietários do solo*”. Somente na década posterior, com a Constituição Federal de 1934, o governo determinou a separação do direito de propriedade do solo da exploração dos recursos minerais, bem como vinculou a atividade exploratória à autorização ou concessão federal (ARAGÃO, 2005).

Em continuação à Constituição de 1934, o Decreto lei 395, de 1938, caracterizou o estabelecimento da primeira legislação que regulasse a indústria do petróleo no Brasil. Este decreto criou o Conselho Nacional Público, órgão subordinado

---

<sup>28</sup> Rocha sedimentar de alta fissilidade, que serve como fonte não convencional de petróleo através de processo de mineração a céu aberto seguido de pirólise a 500 graus centígrados (PETROBRAS, 2010).

diretamente ao Presidente da República, bem como declarou o petróleo como sendo de utilidade pública, nacionalizando sua indústria. Segundo Leite (1997), o CNP tinha como principais funções fixar os preços dos derivados de petróleo, autorizar novas instalações de refino e executar diretamente a pesquisa geológica.

Em 21 de janeiro de 1939 ocorreu a 1ª descoberta de petróleo em território brasileiro, no bairro de Lobato (Salvador, BA). Entretanto, apesar desta descoberta, conforme explica Aragão (2005), durante os anos de 1938 a 1945, os esforços de pesquisa exploratória realizados pelo CNP foram reduzidos. Sem recursos, pois a tecnologia não era disponível e o custo do petróleo muito baixo, o lucro da atividade no setor petróleo concentrava-se na distribuição de derivados, praticamente nas mãos das *majors* multinacionais. De modo geral, o Brasil se via sem produção de petróleo e sem refino em escala suficiente para atender ao mercado nacional.

Em 1951, teve início uma mobilização na sociedade brasileira (liderada por militares, estudantes, homens públicos e intelectuais) com a campanha “O Petróleo é nosso”, em defesa da instituição do monopólio estatal. Segundo a campanha, influenciada por recentes nacionalizações de indústrias de petróleo em outros países, o petróleo era um recurso estratégico e, como tal, deveria ser de propriedade exclusiva da União. Este movimento levou o então presidente da república, Getúlio Vargas, a autorizar a abertura das negociações no Congresso Nacional para estudar uma proposta de lei neste sentido (ARAGÃO, 2005).

Em 1953, como produto da mobilização em prol da nacionalização da indústria do petróleo, foi sancionada a Lei 2.004/53, que introduziu fundamentalmente duas mudanças: decretou ser monopólio da União a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo, bem como determinou a criação de uma empresa para exercer tal monopólio, a Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobrás<sup>29</sup>). Ficava a cargo do CNP (criado em 1938) atuar como órgão de orientação e fiscalização.

Leite (1997) afirma ainda que, devido ao elevado nível de investimento necessário para se realizar uma campanha exploratória nacional, foi decidido que a Petrobras seria uma sociedade de economia mista, para que pudesse haver contribuição financeira da sociedade, através da subscrição de títulos da empresa. A União garantiria o controle da Petrobras com o mínimo de 51% das ações com direito a voto.

---

<sup>29</sup> O nome da Petrobras deixou de ser acentuado a partir de 1994.

### **3.1.2 A ERA DO MONOPÓLIO**

A Petrobras foi instalada efetivamente em 10/5/1954, e tinha como objetivo atuar na exploração e produção de petróleo, bem como no transporte e refino de derivados. Quando da criação da Petrobras, a produção interna de petróleo respondia por 2% do consumo nacional e a capacidade de refino limitava-se a 5% da demanda, compreendendo uma refinaria particular (Ipiranga) e uma estatal (Mataripe). Já nos primeiros anos de operação, a Petrobras foi capaz de multiplicar os esforços anteriores de perfurações em terra, tendo perfurado quase setecentos poços nos primeiros sete anos (LEITE, 1997).

Segundo Pinto Jr. *et al.*(2007), somente com a instituição do monopólio estatal e da criação da Petrobras (Lei 2.004 de 1953) a indústria do petróleo brasileira teve seu desenvolvimento efetivo.

Em 1961, o geólogo americano Walter Link, ao deixar seu cargo como chefe do departamento de exploração da Petrobras, escreveu uma série de cartas, mais tarde conhecidas como relatório Link, onde concluía pela inexistência de acumulações de grande porte nas bacias sedimentares terrestres brasileiras. Este relatório, aliado ao resultado aquém do esperado na exploração em terra, gradativamente encorajou o início de estudos e análises preliminares sobre o potencial da plataforma continental. Em 1968, foram perfurados os dois primeiros poços no mar – no Espírito Santo e em Sergipe, tendo sido o 2º poço responsável pela primeira descoberta de petróleo na plataforma continental, o campo de Guaricema (LUCCHESI, 1998).

A partir daí, o foco da exploração da Petrobras passou para as bacias marítimas. Sucessivas descobertas no mar na década de 1970 fizeram com que no início da década de 1980 entrassem em operação os campos de Garoupa, Namorado, Anchova, Pampo e Badejo, consolidando a Bacia de Campos como a mais importante área produtora de petróleo no país (POSTALLI, 2002).

#### **Contrato de riscos no Brasil**

Em 1975, durante a época do monopólio, visando acelerar o crescimento da indústria de petróleo no Brasil, o então presidente da república Ernesto Geisel instituiu os contratos de serviço com cláusulas de risco, para que a Petrobras contratasse empresas privadas (estrangeiras ou brasileiras) para a prestação de serviços

exploratórios no Brasil sob a forma de contratos de risco<sup>30</sup>: a empresa contratada arcaria com as despesas exploratórias e somente teria direito a uma remuneração em caso de descoberta (LEITE, 1997).

Estes contratos foram alvo de controvérsias à época. Segundo Cunha (1995), foram manifestados divergentes pontos de vista sobre a aderência constitucional da utilização destes contratos. Alguns juristas afirmavam que o contrato de risco desrespeitava o monopólio da União estabelecido pela lei 2004, enquanto outros alegavam que a lei 2004 não previa a forma na qual a Petrobras deveria exercer o monopólio, e que os contratos de riscos poderiam ser enquadrados como uma prestação de serviço, ou seja, uma modalidade de execução indireta do monopólio da Petrobras, desde que esta mantivesse total controle das operações e propriedade do petróleo descoberto.

Leite (1997) afirma que tal medida não feria os princípios constitucionais de monopólio da União, dado que se tratava de uma prestação de serviços para a Petrobras sem transferência de titularidade sobre as jazidas. Com isso, a Petrobras focou suas atividades nas áreas de menor risco geológico e em fase de pré-descoberta, colocando para licitação extensas bacias sedimentares com menor grau de maturidade geológica.

No total, foram assinados 103 contratos com 32 empresas, entre 1975 e 1987<sup>31</sup>. Apenas uma descoberta comercial foi feita sob esta modalidade, a do campo de Merluza, a cargo da empresa Pecten, subsidiária do grupo Shell. Se não gerou descobertas significativas, a época dos contratos de risco serviu ao menos para colocar a Petrobras e o Brasil na rota de exploração das principais empresas petrolíferas do mundo, o que contribui na propagação de conhecimento técnico (LEITE, 1997).

### **3.1.3 A FLEXIBILIZAÇÃO DO MONOPÓLIO**

Pinto Jr. *et al.* (2007) afirmam que, na década de 1990, o Brasil iniciou um processo de abertura do seu mercado interno em diversos setores de sua economia.

---

<sup>30</sup> Os contratos de risco estão explicados no capítulo 2.

<sup>31</sup> Em 1988, os contratos de risco deixaram de ser praticados, por conta da promulgação da nova Constituição Federal que assim o determinou.

Com o objetivo de se tornar compatível o desenvolvimento do setor petrolífero com o padrão de desenvolvimento aberto do país, e sob inspiração da reforma liberalizante dos setores de infraestrutura no Brasil e no mundo, foi instituída a flexibilização do monopólio, de maneira a permitir que empresas privadas (brasileiras ou estrangeiras) atuassem na exploração e produção de petróleo no Brasil.

Em 1995, foi promulgada a Emenda Constitucional no. 9, modificando o artigo 177 da Constituição Brasileira, que previa ser monopólio da União a “pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos”. Segundo esta emenda, a União poderia passar a “... contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas...”, o que caracterizou uma flexibilização do monopólio (BRASIL, 1995).

Em 06 de agosto de 1997, a Lei 9.478 (“Lei do Petróleo”) entrou em vigor, servindo de arcabouço legal para a indústria do petróleo brasileira até os dias de hoje. A Lei do Petróleo, em acordo com o previsto na Emenda Constitucional no. 9, estipulou que “as atividades econômicas de que trata o artigo anterior<sup>32</sup> serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.” (BRASIL, 1997).

Outra mudança prevista na Lei do Petróleo foi a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP)<sup>33</sup>. Segundo Pinto Jr. *et al.* (2007), a ANP foi criada como agência de regulação, nos moldes de autarquia especial vinculada ao MME. Suas principais responsabilidades, atribuídas pela Lei do Petróleo, no que tange o setor de upstream (E&P) são:

- Implementar a política nacional de petróleo e gás natural;
- Fiscalizar as atividades integrantes da indústria do petróleo;
- Promoção de licitações de blocos petrolíferos;
- Definir a estrutura e controle dos royalties e demais participações governamentais;
- Manter base de dados e difusão das informações geológicas das bacias sedimentares brasileiras.

---

<sup>32</sup> O artigo anterior menciona, entre outras, a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

<sup>33</sup> Posteriormente, conforme a Lei nº 11.097, de 2005, o nome da ANP foi alterado para “Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis”.

### 3.2 MARCO REGULATÓRIO ATUAL

O marco regulatório vigente na indústria de petróleo do Brasil foi criado pela Lei 9.478, mais conhecida como “Lei do Petróleo. Esta lei dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo, dentre outras providências.

O monopólio das atividades de E&P continuou sendo da União, como já era anteriormente à criação da lei. A chamada "quebra do monopólio" foi na verdade uma flexibilização, conforme já explicado, do artigo 177 da Constituição Federal, através da Emenda Constitucional No. 9, de 1995, ratificada posteriormente pela Lei do Petróleo, promulgada 2 anos mais tarde. A ANP passou, então, a ser gestora deste monopólio da União.

O regime fiscal estabelecido para a atividade de E&P no Brasil foi o de concessão<sup>34</sup>, através do qual, a propriedade do subsolo e de seus recursos minerais é da União, passando a propriedade do petróleo produzido ao Concessionário (empresa petrolífera que recebeu a concessão da exploração e produção de petróleo da ANP), no momento da produção.

Com a promulgação da lei 9.478 a oferta de novas áreas exploratórias no Brasil deixou de ser entregue diretamente a Petrobras e passou a ser feita através de leilões realizados pela ANP, aberto às companhias de petróleo interessadas.

A tabela 3.1 apresenta um resumo de todas as rodadas de leilão realizadas pela ANP<sup>35</sup>:

---

<sup>34</sup> Para mais detalhes sobre o regime de concessão consultar capítulo 2.

<sup>35</sup> Antes da 1ª rodada de leilão, houve a necessidade de se regularizar a situação dos blocos que permaneceriam com a Petrobras após a introdução da nova lei e, conseqüentemente, do regime de concessão. Desta forma, em 6 de agosto de 1998, ocorreu a “Rodada Zero”, na qual a Petrobras assinou com a ANP 397 contratos de concessão, relativos a 115 blocos exploratórios, 51 áreas de desenvolvimento e 231 campos em produção, totalizando uma área de 450 mil km<sup>2</sup>, equivalente a 7% das bacias sedimentares brasileiras.(PINTO JR. *et al.*,1997).

Tabela 3.1 – Resumo das rodadas da ANP

Ano	Rodada	Blocos contratados
1999	1	12
2000	2	21
2001	3	31
2002	4	21
2003	5	101
2004	6	154
2005	7	251
2006	8	38
2007	9	117
2008	10	54

Fonte: ANP, 2008

Nestes leilões, o critério para avaliação das propostas recebidas tem variado ao longo do tempo. A título de exemplo, na 10ª rodada, realizada em 2008 (similamente às rodadas 7 e 9), os critérios de avaliação das propostas, e seus respectivos pesos foram:

Tabela 3.2 – Critérios de avaliação da Rodada 10

Critério de avaliação	Peso
Bônus de assinatura	40%
Programa exploratório mínimo	40%
Conteúdo Local – Fase exploratória	5%
Conteúdo Local – Fase desenvolvimento	15%

Fonte: ANP, 2008

Sendo:

- Bônus de assinatura: montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação (explicado em detalhes mais adiante).

- Programa exploratório mínimo: Atividades que o operador se compromete a realizar na área concedida durante a fase inicial do contrato como forma de avaliar o potencial da região (exemplo: aquisição de dados sísmicos 3D, perfuração de poços)

- Conteúdo local: Percentual dos investimentos totais realizados pelo operador na área de concessão que se referem a Bens de Produção Nacional e Serviços Prestados no Brasil (ANP, 2008).

Uma vez assinado o contrato entre a ANP e o vencedor da licitação (operador), este tem um prazo para executar a fase de exploração do bloco. A fase de exploração costuma ter uma duração pré-definida de 5 a 7 anos, a depender de sua localização. Caso seja necessário, e a critério da ANP, essa fase pode ser estendida. Uma vez que haja descoberta comercial no bloco e a empresa decida prosseguir com o desenvolvimento do campo, um plano de produção deve ser desenhado e enviado para aprovação da ANP. Este plano deve conter, em linhas gerais, a previsão de investimento, as atividades que serão executadas, a expectativa de produção anual do campo, entre outras informações pertinentes. A fase de produção tem duração pré-definida de 27 anos, podendo também ser estendida em caso de acordo entre o operador e a ANP.

### **Participações Governamentais**

Durante a fase de monopólio (1953-1997), antes da promulgação da Lei do Petróleo, apenas os royalties eram cobrados da Petrobras, a única produtora de petróleo no Brasil à época. Com a Lei do Petróleo, novas participações governamentais foram previstas no regime de concessão brasileiro e tiveram sua forma de cálculo e alocação definidos pelo decreto 2.705, de 03 de agosto de 1998.

#### **I - Bônus de Assinatura:**

Conforme mencionado anteriormente, é o valor oferecido pelo licitante vencedor na proposta para obtenção de uma concessão. Seu valor mínimo é estabelecido no edital da licitação, e costuma ser diferenciado de acordo com as especificidades dos blocos (GUTMAN, 2007). Quanto maior o bônus oferecido pela empresa, maior sua pontuação no leilão e, portanto, maiores suas chances de obter a concessão de determinado bloco. O bônus deve ser pago no ato da assinatura do contrato. A título de exemplo, os valores de bônus vencedores da 10ª rodada da ANP variaram entre R\$ 180 mil e R\$ 13,6 milhões (ANP, 2009).

Segundo Gutman (2007), o bônus de assinatura, assim como as demais participações governamentais instituídas pela lei do petróleo, é uma compensação financeira, não sendo, portanto, uma receita tributária.

## **II – Royalty:**

Os royalties do petróleo funcionam como uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos, que são escassos e não renováveis. (GUTMAN, 2007)

No regime vigente de concessão no Brasil, os royalties incidem diretamente sobre a receita bruta obtida com a venda do petróleo. Seu pagamento é realizado mensalmente pelo operador ao governo e seu cálculo ocorre conforme a fórmula abaixo (ANP, 2001):

$$\text{Royalty} = \text{Alíquota} \times (\text{VP}_P \times \text{PR}_P + \text{VP}_{\text{GN}} \times \text{PR}_{\text{GN}})$$

Onde:

Alíquota – alíquota de royalty prevista em contrato

$\text{VP}_P$  – volume produzido de petróleo no mês

$\text{PR}_P$  – preço de referência do petróleo

$\text{VP}_{\text{GN}}$  - volume produzido de gás natural no mês

$\text{PR}_{\text{GN}}$  - preço de referência do gás natural

Os preços de referência são calculados pela ANP e divulgados ao mercado mensalmente<sup>36</sup>. Interessante notar que não apenas o volume de petróleo e gás natural comercializado compõe o cálculo dos royalties, senão também o gás natural queimado na plataforma e o petróleo/gás natural utilizado como combustível nas operações. Exceção é feita para o gás natural que for queimado por razões de segurança ou reinjetado no campo para aumentar a produção de petróleo (ANP, 2001).

A alíquota de royalties prevista na lei 2.004 de 1953 era de 5%, tendo sido elevada para 10% em 1997 pela Lei do Petróleo. A distribuição da parcela original de 5% aos beneficiários sofreu diversas alterações desde sua criação em 1953 e hoje é regulada pela Lei n.º 7.990/89 e pelo Decreto n.º 01/91. Já a parcela excedente a 5% é

---

<sup>36</sup> Para mais detalhes sobre os cálculos de volume e preço ver ANP (2001).

distribuída de acordo com os critérios constantes da Lei n.º 9.478/97 e do Decreto n.º 2.705/98 (Decreto das Participações Governamentais), que a regulamentou (GUTMAN, 2007).

Apesar de a taxa padrão de royalties ser de 10%, está previsto na Lei do Petróleo que a mesma pode ser reduzida a até 5% em alguns casos, a critério da ANP, em casos de maior risco geológico, produção em áreas remotas, dificuldades operacionais, entre outros fatores<sup>37</sup>. De qualquer forma, a grande maioria dos contratos em vigor prevê uma alíquota de royalties entre 9,1% e 10,0%, como mostra a figura 3.2.

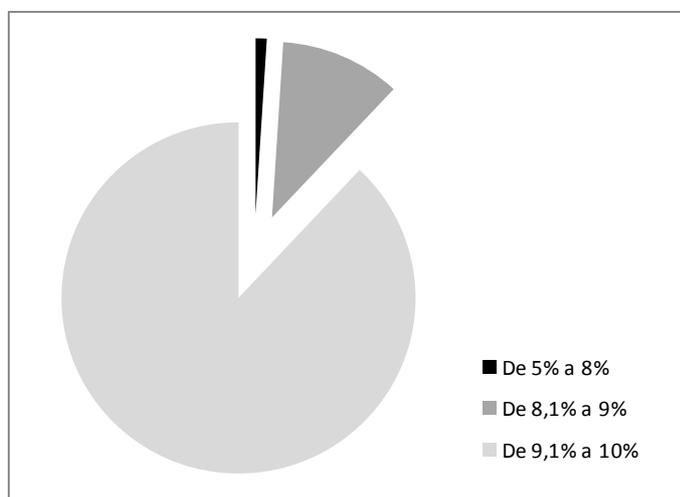


Figura 3.2 – Distribuição da alíquota de royalties no Brasil (ANP, 2001)

A distribuição dos royalties arrecadados entre as entidades governamentais varia de acordo com o local onde se dá a produção de petróleo, se em terra ou em mar. A título de exemplo, a tabela 3.3 apresenta a divisão dos royalties arrecadados na produção em plataforma continental:

<sup>37</sup> Tal redução da alíquota de royalties pode ser encarada como um exemplo de royalty relief, praticado em alguns países como forma de incentivo ao investimento em E&P. Para mais detalhes sobre royalty relief, ver capítulo 2.

Tabela 3.3 – Distribuição de royalties para produção marítima no Brasil

<b>Distribuição do Royalty</b>	<b>%</b>
Municípios produtores	26,25%
Estados produtores	26,25%
Ministério da Marinha	17,50%
Ministério da Ciência e Tecnologia	12,50%
Municípios com instalações de embarque / desembarque	8,75%
Fundo Especial (Estados e Municípios)	8,75%

Fonte: adaptado de BRASIL, 1998.

Analisando a tabela acima, conclui-se que os principais beneficiados com a arrecadação de royalties no regime de concessão vigente são os estados e municípios onde existe produção de petróleo, com 70% da arrecadação dos royalties, cabendo a União os 30% restantes, através do Ministério da Marinha e do Ministério da Ciência e Tecnologia.

Segundo Leal e Serra (2003) e Gutman (2007), a cobrança de royalties na atividade de E&P de petróleo pode ser entendida como:

- Mecanismo de internalização dos custos sociais: serve como recompensa à sociedade pela degradação ambiental causada pela extração do petróleo.

- Instrumento de promoção da justiça intergeracional: a decisão de produzir petróleo (recurso finito) no presente implica na renúncia de produzi-lo no futuro, fazendo com que os royalties sejam encarados como forma de regular o ritmo de exploração das jazidas, tal como previsto no modelo de Hotelling<sup>38</sup>.

- Receita de alienação de patrimônio público: dado que as jazidas e o subsolo pertencem à União (segundo art. 176 da Constituição Federal de 1988) e o petróleo produzido no regime de concessão vigente é de propriedade do operador, existe uma transferência de titularidade do petróleo no momento de sua produção.

---

<sup>38</sup> O modelo de Hotelling e sua formulação da Economia dos Recursos Naturais serão abordados em detalhes no capítulo 4.

### III - Participação Especial:

A participação especial (PE) é uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários apenas nos casos de grande volume de produção ou grande rentabilidade. De acordo com Gutman (2007), ao contrário dos royalties, que incidem na receita bruta e são pagos mensalmente, a apuração da PE é trimestral e sua alíquota incide sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos da exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação.

O cálculo de sua alíquota, explicado no Anexo 2, considera o volume de petróleo produzido no trimestre, a localização do bloco (se em mar, águas rasas ou águas profundas) e o tempo decorrido do início da produção. Vale ressaltar que nem todos os blocos em produção pagam PE, apenas os que ultrapassam determinados limites de volume de produção, conforme estabelecido no decreto 2.705/98. De maneira prática, a tabela 3.4 apresenta os volumes de produção dos blocos a partir dos quais é cobrada participação especial:

Tabela 3.4 – Limites de produção de petróleo para isenção de PE

<i>Em mil barris por dia</i>	<b>1º ano de produção</b>	<b>2º ano de produção</b>	<b>3º ano de produção</b>	<b>4º e demais anos de produção</b>
Blocos em terra	31,45	24,46	17,47	10,48
Blocos em água rasa	62,90	48,92	34,94	20,97
Blocos em água profunda	94,35	73,38	52,42	31,45

Fonte: Adaptado de Brasil, 1998

Ou seja, se a produção em um determinado bloco em água profunda, por exemplo, em um dado trimestre do 1º ano de produção, for o equivalente a 90 mil barris por dia está isento de PE, dado que o limite é de 94,35 mil barris por dia. Entretanto, se este patamar de produção for mantido no 2º ano, será cobrada PE dado que o limite do 2º ano cai para 73,38 mil barris por dia.

A distribuição do valor arrecadado com o pagamento de PE se dá da seguinte maneira:

Tabela 3.5 – Distribuição da arrecadação de PE

<b>Distribuição da Participação Especial</b>	<b>%</b>
Ministério de Minas e Energia	40%
Ministério do Meio Ambiente	10%
Estados produtores	40%
Municípios produtores	10%

Fonte: BRASIL, 1998

Segundo Gutman (2007), outros países com regime de concessão também praticam ou já praticaram no passado cobranças de apropriações de lucro extraordinário no mesmo espírito da PE. É o caso do “*Windfall Profit Tax*”, nos Estados Unidos, do “*Petroleum Revenue Tax*”, no Reino Unido, e do “*Canadian Frontier Royalties*”, no Canadá.

Pode se dizer, ainda, que a PE é semelhante aos royalties no que tange servir como instrumento de promoção de justiça intergeracional, no sentido preconizado por Hotelling, uma vez que sua cobrança representa a decisão de produzir petróleo no presente em renúncia a produzi-lo no futuro (GUTMAN, 2007).

#### **IV - Pagamento pela ocupação ou retenção de área:**

O pagamento pela ocupação ou retenção de área é cobrado do operador de uma determinada concessão proporcionalmente a área do bloco em questão.

A cada rodada de leilão, a ANP estipula no edital da licitação o valor a ser pago anualmente (em R\$ por km<sup>2</sup> da área concedida) pelo operador a União. A título de exemplo, na 10<sup>a</sup> rodada de licitações realizada pela ANP em 2008, a taxa anual a ser paga por km<sup>2</sup> dos blocos em leilão variou de R\$ 27,66 a R\$ 130,13 (ANP, 2008). Este valor, segundo Gutman (2007), uma vez definido no contrato de concessão, é reajustado anualmente pelo índice IGP-DI acumulado de 12 meses, da Fundação Getúlio Vargas. A título de exemplo, em setembro de 2010, o IGP-DI acumulado dos últimos doze meses foi de 7,96% (FGV, 2010).

Assim como ocorre com o bônus de assinatura, não há previsão de critério legal para a repartição do resultado da arrecadação com todas as unidades da federação. Pelo contrário, o artigo 16 da lei nº 9.478/97, prevê que os recursos

arrecadados com esta participação governamental serão exclusivamente utilizados para o financiamento das despesas da ANP no exercício de suas atividades.

Gutman (2007) afirma que o pagamento pela ocupação ou retenção de área tem como objetivo encorajar o abandono voluntário da área de concessão pelo concessionário que não estiver fazendo esforços exploratórios ou que não possuir interesse em desenvolver a produção.

Vale ressaltar que outras exigibilidades estão previstas no contrato de concessão brasileiro, como a aplicação de 1% da receita bruta em pesquisa e desenvolvimento e o pagamento de participação ao proprietário de terra (lavras localizadas em terra), porém estas não são consideradas participações governamentais (SUSLICK, 2001).

Segundo Gutman (2007), além das participações governamentais, cada empresa com atividade no Brasil deve pagar, ainda, tributos diretos como imposto de renda<sup>39</sup> e PIS/COFINS, bem como tributos indiretos (ISS, ICMS, IPI entre outros).

### **Histórico de arrecadação de participações governamentais no Brasil**

Os gráficos a seguir apresentam um histórico de arrecadação de participações governamentais no Brasil ao longo dos últimos anos, desde a promulgação da lei 9.478 em agosto de 1997.

---

<sup>39</sup> Em termos práticos, a alíquota do imposto de renda é de 34%, formada por uma taxa básica de 15%, uma sobretaxa de 10% para companhias com faturamento excedente a R\$ 20 mil/mês (ou R\$ 240 mil/ano) e por uma contribuição social de 9% (GUTMAN, 2007).

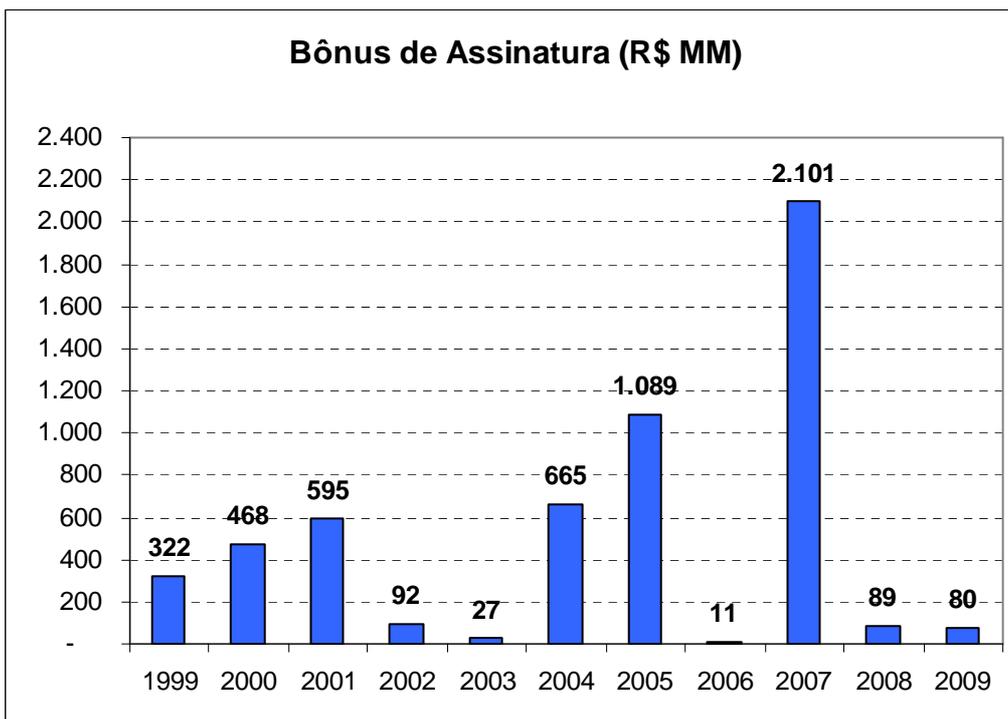


Figura 3.3: Evolução da arrecadação com pagamentos de bônus de assinaturas de contratos. (ANP, 2010)

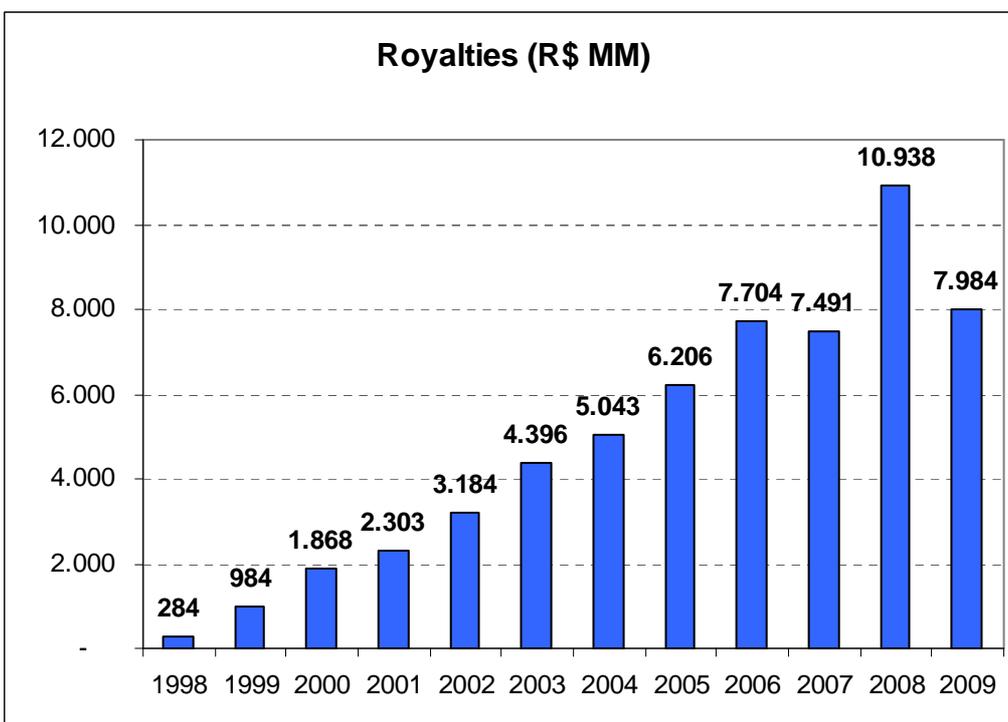


Figura 3.4: Evolução da arrecadação com pagamentos de royalties. (ANP, 2010)

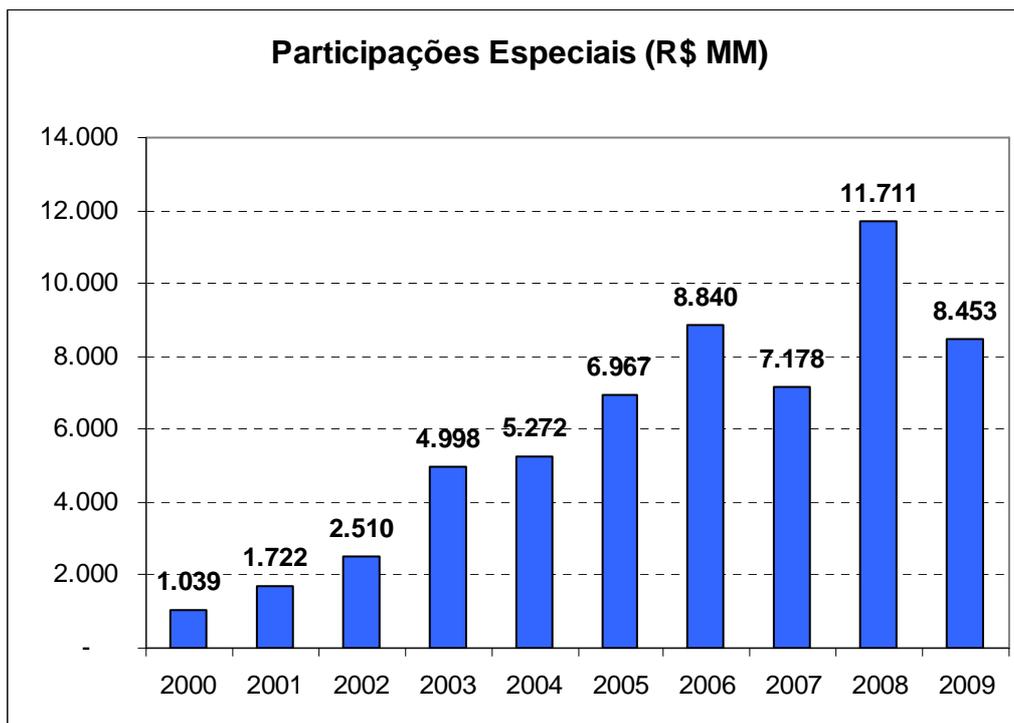


Figura 3.5: Evolução da arrecadação com pagamentos de participações especiais. (ANP, 2010)

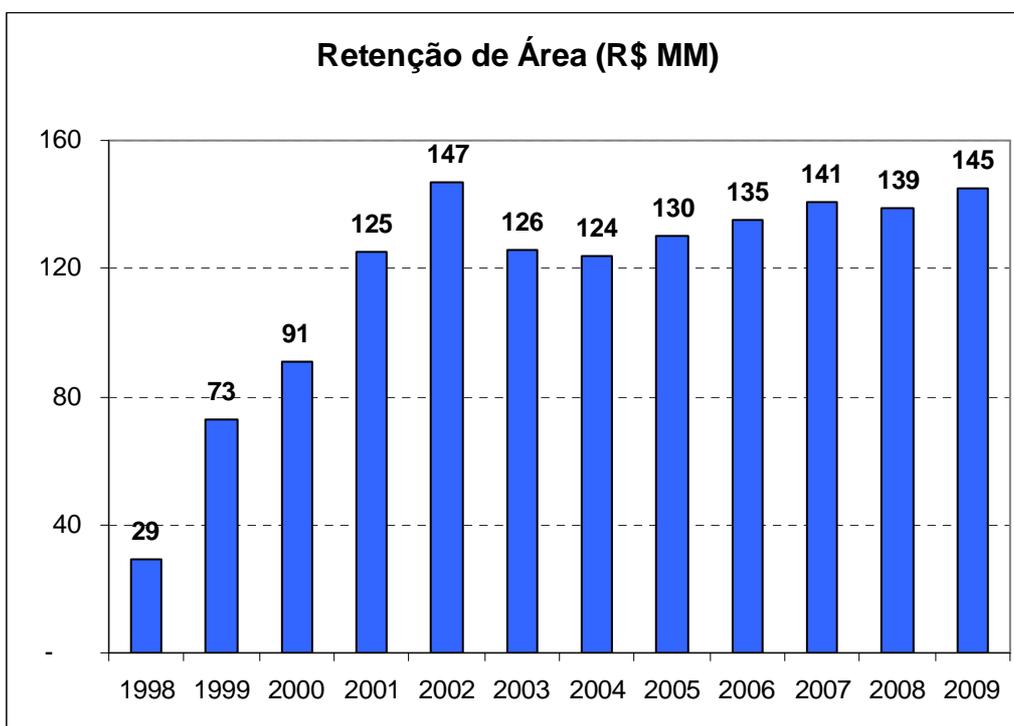


Figura 3.6: Evolução da arrecadação com pagamentos de retenção de áreas. (ANP, 2010)

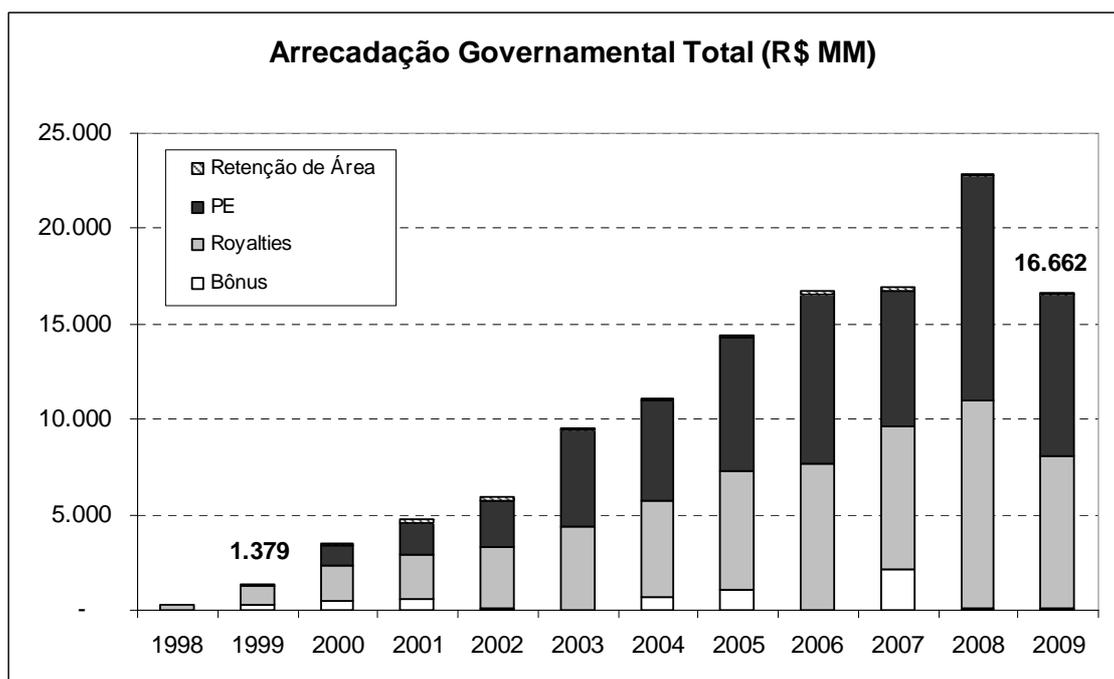


Figura 3.7: Evolução da arrecadação governamental total (ANP, 2010).

Analisando-se o total arrecadado entre 1999 e 2009, percebe-se que a arrecadação governamental no Brasil cresceu mais de 1.000% nos últimos 10 anos, sendo as principais fontes de arrecadação, com montantes arrecadados similares, as participações especiais e os royalties. Vale lembrar, entretanto, que suas formas de cálculo e incidências são distintos, conforme já explicado anteriormente. Já o valor arrecadado com bônus de assinatura e pagamentos por retenção de área é praticamente desprezível, se comparado com a arrecadação de royalties e PE.

Conforme já explicado, no Brasil, a renda petrolífera total arrecadada pelo governo é dividida entre a União, os estados e municípios seguindo algumas regras. As rendas de retenção de superfície e bônus de assinatura são dedicadas exclusivamente à União, ao passo que os royalties e as participações especiais são divididos entre União, estados e municípios, de maneiras distintas.

O gráfico abaixo indica a distribuição da arrecadação governamental (soma dos valores de royalties, PE, bônus e retenção de área arrecadados) ao longo dos últimos anos, desde a promulgação da Lei 9.478. Percebe-se que, em média, 46% da renda petrolífera é destinada à União, 33% aos estados e 21% aos municípios.

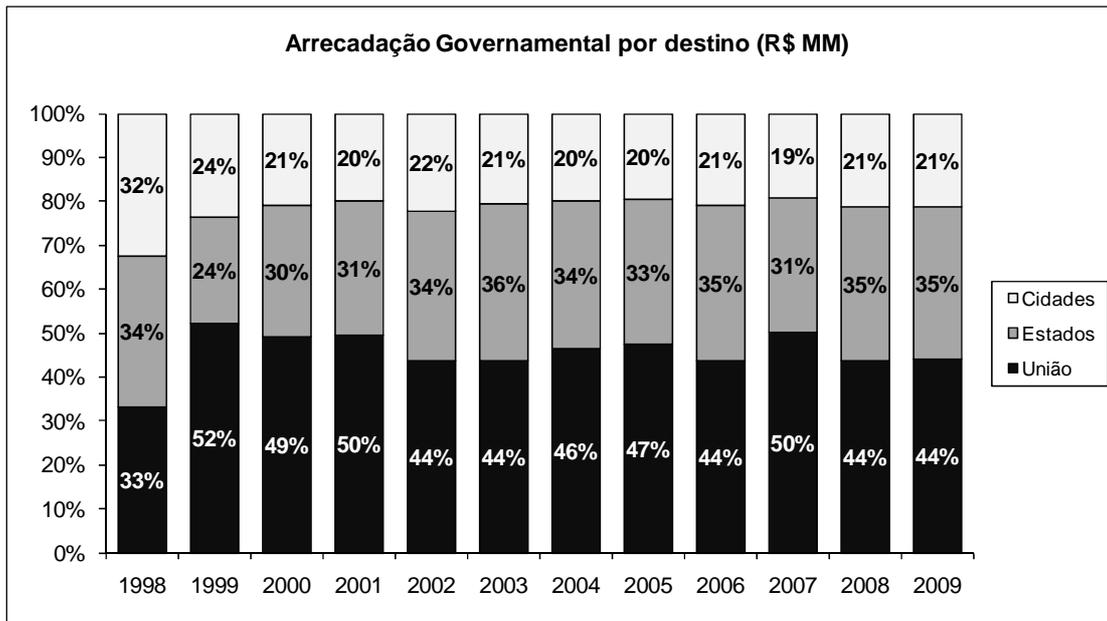


Figura 3.8: Distribuição da arrecadação governamental por órgão de destino. (ANP, 2010)

No gráfico abaixo é possível identificar a evolução da arrecadação governamental unitária (por barril de petróleo produzido) em paralelo a evolução do preço do petróleo brasileiro, entre 1999 e 2009. Percebe-se uma forte correlação entre ambos, na medida em que a valorização do preço do petróleo brasileiro é a principal responsável direta pelo aumento na arrecadação governamental.

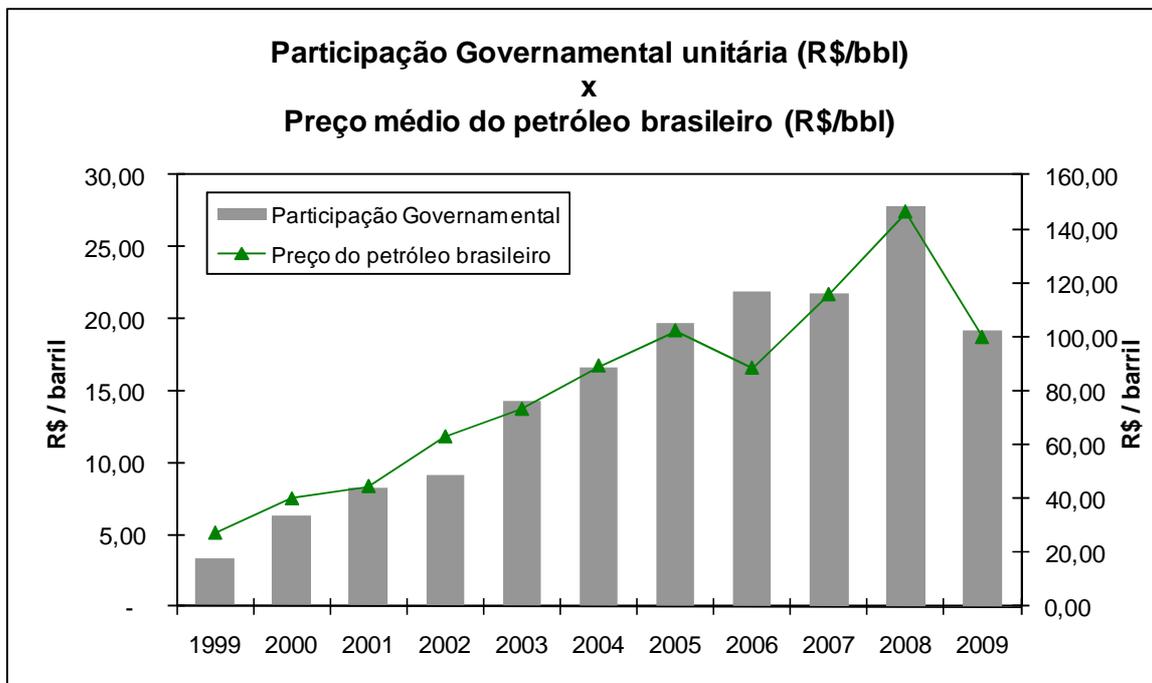


Figura 3.9: Evolução da arrecadação governamental e do preço do petróleo nacional (ANP, 2010).

Com efeito, o percentual do preço do petróleo que é direcionado ao pagamento das participações governamentais oscilou entre 15% e 20% na maior parte do tempo, ao longo dos últimos anos, como mostra a figura 3.10.

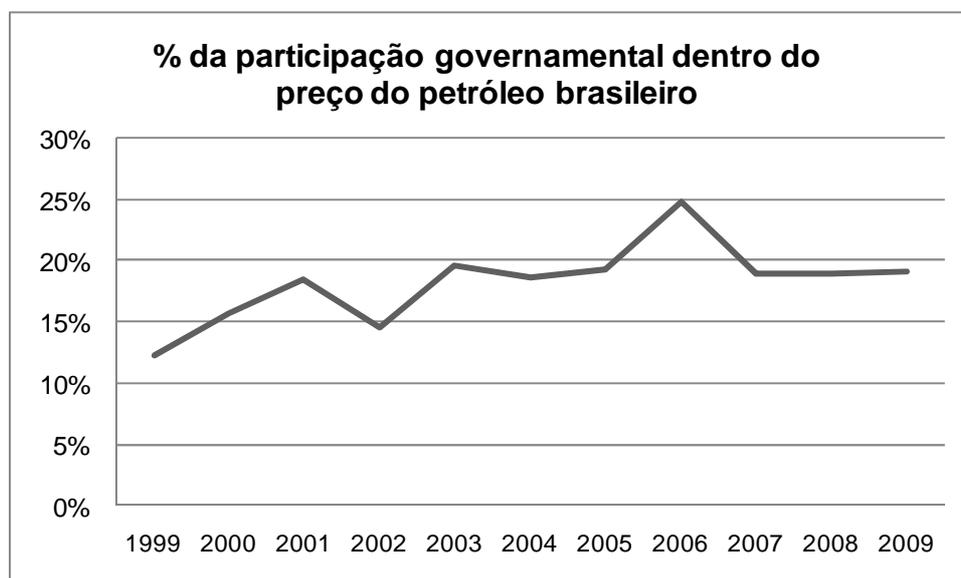


Figura 3.10: Percentual da participação governamental no preço do petróleo nacional (ANP, 2010).

### 3.3 O NOVO MARCO REGULATÓRIO

Por conta das recentes (de 2006 em diante) descobertas de petróleo na camada do pré-sal<sup>40</sup>, o Governo brasileiro anunciou, em agosto de 2009, sua intenção de estabelecer um novo regime fiscal na indústria petrolífera no Brasil, mais compatível com o baixo risco geológico que esta região aparentemente oferece (GCA, 2010). Abrangendo áreas ainda não exploradas, mas consideradas estratégicas pelo Governo, a adoção deste novo regime, no caso a partilha de produção, indica um desejo do Estado de maximizar sua participação na exploração e produção de petróleo neste novo play<sup>41</sup>.

<sup>40</sup> O conceito técnico de "Pré-sal" se refere a camada do subsolo que fica abaixo da camada de sal existente em algumas bacias sedimentares. Trata-se de um novo horizonte de atuação dado que a exploração de petróleo no mundo ocorre majoritariamente na camada pós-sal, localizada acima da camada de sal (PETROBRAS, 2010a).

<sup>41</sup> Play é um termo que se refere a uma região onde potenciais, porém ainda preliminares, acumulações de petróleo se encontram, sendo ainda necessário aquisição de dados e/ou avaliação para se definir "leads" específicos ou prospectos. Lead é uma acumulação potencial que ainda necessita de incorporação de novos dados e/ou estudos a fim de classificá-la como um prospecto. Prospecto refere-se à identificação de uma acumulação potencial suficientemente bem definida para suportar a locação e perfuração de um poço exploratório (PETROBRAS, 2010e).

O novo marco regulatório proposto para as atividades de E&P em determinadas áreas do Brasil é composto de três leis promulgadas em 2010, cada uma tratando de um tema específico:

### **1) Lei 12.351/10 Aplicação do regime de partilha de produção e criação do Fundo Social**

A lei 12.351/10, promulgada em 22 de dezembro de 2010, dispõe sobre dois temas propostos em distintos projetos de lei: a instituição do regime de partilha de produção (projeto de lei 5.938/09) e a criação de um Fundo Social para gerenciamento da renda petrolífera (projeto de lei 5.940/09).

O regime de partilha deverá ser instituído na região do Pré-Sal<sup>42</sup> e em ditas Áreas Estratégicas. A definição das áreas estratégicas será feita pelo CNPE – Conselho Nacional de Política Energética, o MME – Ministério de Minas e Energia, e a Presidência da República. As demais áreas exploratórias do país (já licitadas ou não) continuarão sob o regime de concessão vigente.

O monopólio das atividades continuará sendo da União, assim como a propriedade do subsolo e de seus recursos minerais. O petróleo produzido sob o regime da partilha de produção será compartilhado entre a União e as empresas do consórcio operador (responsável pelas atividades de E&P na área concedida).

Nos contratos de partilha, o Operador, obrigatoriamente, será sempre a Petrobras, que terá no mínimo 30% de participação no consórcio de empresas que atuarem sobre o bloco. Os demais 70% de participação nos blocos serão oferecidos às empresas interessadas nos leilões, como já ocorre para o regime de concessão, cuja realização continua sob responsabilidade da ANP. O critério de escolha do vencedor da licitação será a maior oferta de excedente em óleo (*profit-oil*) para a União.

Quem celebrará o contrato de partilha de produção com o consórcio será a União, por meio do MME. O Contratado (empresa que celebrará o contrato de partilha de produção com o MME) poderá ser a Petrobras, sem prévia licitação, quando o CNPE propor que assim seja, em razão de interesse nacional ou por entender ser isto

---

<sup>42</sup> Polígono de profundidade indefinida, cujas coordenadas se encontram definidas na lei 12.351/10.

importante para atingir objetivos da política energética (pendente de aprovação pela Presidência da República); ou um consórcio que tenha a Petrobras como operadora e os demais sócios vencedores da licitação.

Será criada a figura do "Comitê Operacional", com representantes da União (através de uma nova empresa estatal a ser criada) e dos demais membros do consórcio (Petrobras e outros sócios, se houver). O comitê operacional é o responsável por tomar todas as decisões gerenciais dos projetos exploratórios (aprovação de plano de trabalho e orçamentos anuais, entre outras).

A lei prevê, ainda, que caberá ao CNPE definir o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços. Segundo Oliveira (2010), o novo regime pressupõe um maior controle das operações pelo Governo, na figura da empresa estatal a ser criada e uma maior parcela do governo (government take) na renda petrolífera. A justificativa para a adoção do regime de Partilha de Produção na região do Pré-Sal pode ser entendida como um menor risco exploratório na região, advindo do alto nível de sucesso nas perfurações realizadas e no volume potencial significativo das jazidas descobertas, conforme o relatório da consultoria independente Gaffney, Cline & Associates (GCA, 2010).

O outro tema tratado por esta lei é a criação de um Fundo Social para o gerenciamento da renda petrolífera arrecadada com a produção sob o regime de partilha de produção. O fundo será alimentado pela receita advinda da venda do petróleo que cabe à União, bem como por parcela do valor do bônus de assinatura, dos royalties que cabem à União (ambos na forma que dispuser o contrato de partilha de produção) e dos resultados de aplicações financeiras feitas pelo próprio fundo.

Segundo a lei, o objetivo deste fundo social é constituir uma poupança pública de longo prazo, visando oferecer uma fonte regular de recursos para o desenvolvimento social (combate à pobreza, desenvolvimento da educação, cultura, ciência e tecnologia, e sustentabilidade ambiental), além de mitigar as flutuações de renda e de preços na economia nacional decorrentes das variações na renda geradas

pelas atividades de E&P. Oliveira (2010) afirma que um dos motivos principais para a criação deste fundo seria evitar a "doença holandesa"<sup>43</sup>.

## **2) Lei 12.304/10 Criação de nova empresa estatal**

A lei 12.304/10, promulgada em 02 de agosto de 2010 (oriunda do projeto de lei 5.939/09), autoriza a criação da empresa estatal que vai representar a União na gestão dos novos contratos, chamada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA). A PPSA não será responsável pela execução de atividades de E&P, mas sim pela gestão do contrato de partilha de produção, representando a União nos consórcios formados para a execução dos contratos de partilha de produção, com direito a indicar membros para o comitê operacional. Além disso, a PPSA também pode ter a função de contratar, em nome da União, a empresa que venderá o óleo-lucro (profit oil) da União.

## **3) Lei 12.276/10 Cessão onerosa**

A lei 12.276/10, promulgada em 30 de junho de 2010 (oriunda do projeto de lei 5.941/09), trata da cessão onerosa da União para a Petrobras de algumas áreas exploratórias ainda não licitadas, em troca de subscrição de ações da Petrobras.

Esta lei permitiu a cessão de novas áreas exploratórias pela União a Petrobras, sem a necessidade de licitação, que contivessem até 5 bilhões de barris de petróleo em reservas não desenvolvidas, segundo estimativas feitas por uma consultoria externa independente. Em troca, a Petrobras deveria pagar à União, pela cessão recebida, em títulos da dívida pública mobiliária federal. O preço estabelecido para estas reservas não desenvolvidas foi de aproximadamente R\$ 15 por barril. Para que fosse possível esse pagamento, foi realizado um processo público de capitalização da empresa, em setembro de 2010, através do qual a União e acionistas privados injetaram R\$ 120 bilhões na empresa, através da subscrição de novas ações.

---

<sup>43</sup> Doença Holandesa é um termo cunhado pela revista The Economist em 1977 em alusão a um problema ocorrido na economia holandesa. Trata-se de um fenômeno econômico, através do qual uma crescente exportação de recursos naturais gera uma entrada de capital estrangeiro na economia de um país tal que ocorre a valorização da moeda local. Esta valorização da moeda local estimularia as importações acarretando, assim, em um processo de desindustrialização em outros setores da economia. Outra consequência da hipertrofia do segmento de exportação de recursos naturais é a possibilidade do aumento do custo de fatores de produção. Este tema é amplamente discutido na literatura (CORDEN, 1984; STEVENS, 2003).

Deste total arrecadado, cerca de R\$ 75 bilhões foram utilizados para pagar à União pela cessão de áreas que contêm tais recursos estimados em 5 bilhões de barris de petróleo. (PETROBRAS, 2010c).

As atividades de E&P realizadas na área cedida a Petrobras sob a forma prevista nesta lei serão gerenciadas de forma diferente do previsto no regime fiscal vigente de concessão bem como do previsto no novo regime fiscal de partilha de produção. Portanto, pode se afirmar que se trata de um terceiro regime fiscal no Brasil. Segundo a Lei 12.276/2010, a Petrobras terá a titularidade do petróleo produzido, sendo devido o pagamento de royalties de 10%, com as mesmas regras de cálculo e distribuição previstas no marco regulatório vigente. A lei 12.276/2010 prevê ainda que um contrato a ser assinado entre a Petrobras e o MME conterá disposições específicas sobre demais regras para a exploração da área cedida onerosamente, como metas de produção e índice de nacionalização dos bens produzidos.

O capítulo 3 apresentou uma revisão histórica da indústria do petróleo no Brasil, seguido de uma análise detalhada dos regimes fiscais do país (antigos, atuais e futuros), o que ajuda a entender a evolução da lógica da arrecadação governamental nas atividades de E&P no Brasil e como ela depende de variáveis como ritmo de produção e volumes produzidos. Estas informações servem de base para o estudo de caso abordado nos capítulos 4 e 5, bem como para explicar algumas conclusões explicitadas ao final do trabalho, no capítulo 6.

## 4 ESTUDO DE CASO: METODOLOGIA E PREMISSAS

### 4.1 AVALIAÇÃO TÉCNICO-ECONÔMICA EM UM PROJETO DE E&P

Uma empresa engajada na atividade de exploração e produção de petróleo com atuação internacional (chamada *IOC – International Oil Company*) usualmente detém uma carteira de projetos, cada um com suas características intrínsecas, que representam oportunidades de investimento distintas, em diversos países. Para gerir seu portfólio, a empresa precisa poder comparar os riscos e retornos destes projetos, para se planejar no tocante a demanda de investimentos no curto e médio prazo, bem como conhecer uma expectativa de retorno global.

Uma forma de comparar distintos projetos de E&P, cada um com suas distintas características, é a realização de uma avaliação técnico-econômica. Através desta avaliação, a empresa pode comparar seus projetos em uma mesma base e gerir seu portfólio de forma a minimizar os riscos envolvidos, através da diversificação de ativos (GITMAN, 2000).

O viés técnico da avaliação visa prever as diversas características operacionais do projeto para garantir que o mesmo seja desenvolvido com as ferramentas apropriadas, ou até, se for o caso, postergado ou cancelado. Segundo Pereira (2004), a avaliação técnica de um projeto de E&P serve para estimar os requisitos necessários para a produção do petróleo, de forma que o projeto agregue valor à empresa.

O viés econômico da avaliação tem como objetivo principal estimar o valor daquele projeto na carteira da empresa. Tal avaliação retorna expectativas de indicadores importantes para a gestão da empresa, como: investimento necessário, lucro, taxa interno de retorno, volume de produção, reservas adquiridas, entre outros. A avaliação econômica serve, também, para normalizar a comparação entre os projetos, dado que cada um pode estar sujeito a um diferente ambiente regulatório (regime fiscal).

Ao se iniciar uma avaliação técnico-econômica de um projeto, a empresa busca obter uma série de dados técnicos que possam balizar a estimativa de premissas como a chance de descoberta de petróleo (mais conhecida como fator de sucesso), volumes e reservas de petróleo, investimentos (Capex) e custos operacionais (Opex) para a produção de petróleo, entre outros. Todas essas

informações técnicas servirão de insumo para a avaliação econômica que depende também das características financeiras do projeto como o custo de capital da empresa, a taxa de retorno esperada e o regime fiscal vigente no país.

A figura 4.1 mostra um exemplo de fluxo das diversas atividades e estudos necessários a uma completa avaliação técnico-econômica de um projeto exploratório.

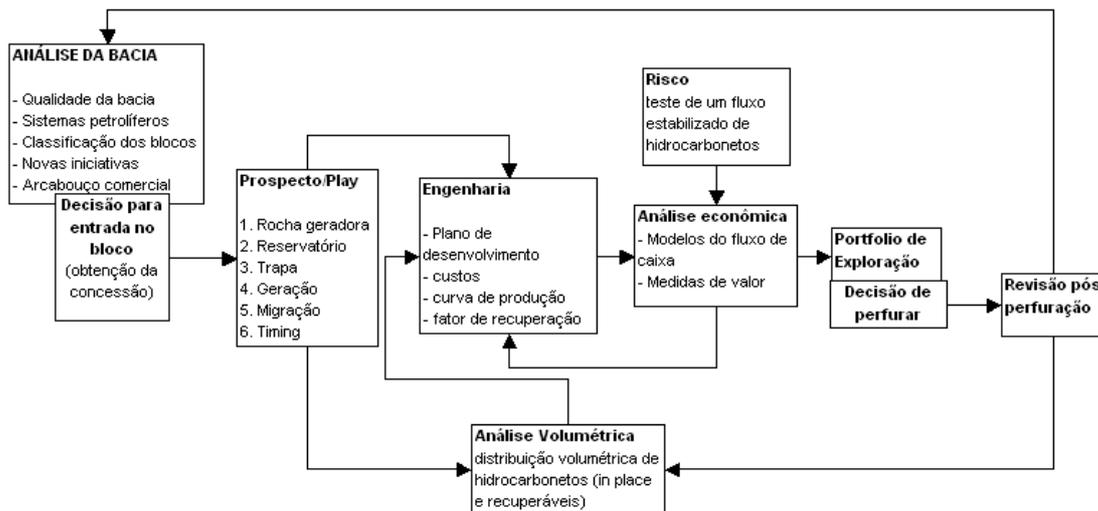


Figura 4.1 – O processo exploratório (SUSLICK, 2001).

Trata-se de um trabalho em cadeia que envolve profissionais de diversas disciplinas (geólogos, geofísicos, engenheiros de perfuração, engenheiros de reservatório, engenheiros de produção, economistas, entre outros) sendo cada um dependente do insumo provido pelo trabalho realizado na etapa anterior. De maneira resumida, pode se dividir o processo de avaliação de um projeto exploratório nas seguintes etapas:

- Análise da bacia sedimentar onde está localizado o bloco, visando fornecer insumos para definição de qual localização apresenta maior mérito para ser investigada por um estudo sísmico mais detalhado (seja 2D ou 3D).

- Com os resultados do estudo sísmico, são feitas análises geológicas e geofísicas visando estimar a melhor localização para perfuração do 1º poço (poço pioneiro), bem como sua respectiva chance de sucesso (descoberta) e o volume de petróleo a ser descoberto.

- Estudos de reservatório visando estimar que percentual do volume de petróleo descoberto é de fato recuperável (fator de recuperação) e em que ritmo (curva de produção anualizada).
- Estudo de instalações, para dimensionar a infra-estrutura necessária para a produção (quantidade de poços, tipo de plataforma e outras facilidades).
- Com base nos estudos anteriores, é realizada a análise econômica do projeto.

Uma vez definidas as premissas técnicas (fator de sucesso, volume potencial, custos para desenvolvimento, etc) e econômicas (preço do petróleo, custo de capital, regras do regime fiscal aplicável) do projeto, é construído o cenário de sucesso deste projeto. Ou seja, monta-se um fluxo de caixa baseado na hipótese de que a exploração será bem-sucedida e no potencial volume de petróleo que será descoberto e produzido. Com este fluxo de caixa, pode se calcular indicadores econômicos do projeto. Segundo Margueron (2003), os dois principais métodos de análise econômico-financeira de projetos são o Método do Valor Presente Líquido (VPL) e Método da Taxa Interna de Retorno (TIR), baseados em considerações sobre o Fluxo de Caixa Descontado do projeto.

Qualquer projeto de E&P, principalmente em fase exploratória, ou seja, sem que tenha havido descoberta de petróleo, está sujeito as incertezas técnicas e econômicas. A principal incerteza técnica é a da própria existência de petróleo na região em análise. Com efeito, mesmo após a realização de todos os estudos sísmicos cabíveis, apenas 25% dos poços pioneiros perfurados no mundo resultam em descoberta de petróleo (PETROBRAS, 2010b). Desta forma, a avaliação econômica de um projeto exploratório deve refletir apropriadamente a existência deste risco. Para incorporar essas incertezas na avaliação econômica, as técnicas tradicionais são o Valor Presente Líquido (VPL) ajustado ao risco (onde o fluxo de caixa é descontado a uma taxa ajustada ao risco), árvore de decisão, ou mesmo análise de risco, através da distribuição de probabilidades de um indicador econômico (ASRILHANT *et al.*, 2004).

A técnica de árvore de decisão, apresentada em detalhes por Margueron (2003), é uma forma de visualização gráfica da ponderação do risco de descoberta de petróleo em determinado projeto. De maneira simplificada, a figura abaixo ilustra uma típica árvore de decisão na avaliação econômica. Indicam-se o cenário de sucesso, no qual ocorre a descoberta de uma acumulação de petróleo, e a mesma é desenvolvida e produzida; e o cenário de fracasso, onde é realizado um investimento exploratório

inicial que se encerra com a perfuração do poço pioneiro sem que haja descoberta. O valor total previsto para ser gasto antes de se ter certeza da existência de petróleo também é conhecido como capital de risco.

De posse dos dois cenários, o sucesso e o fracasso, calcula-se o VPL do fluxo de caixa de cada um deles. Em seguida, calcula-se o Valor Monetário Esperado (VME) do projeto, que nada mais é do que o VPL do cenário de sucesso multiplicado pelo fator de sucesso somado ao VPL do cenário de fracasso multiplicado pela chance de fracasso – Figura 4.2.

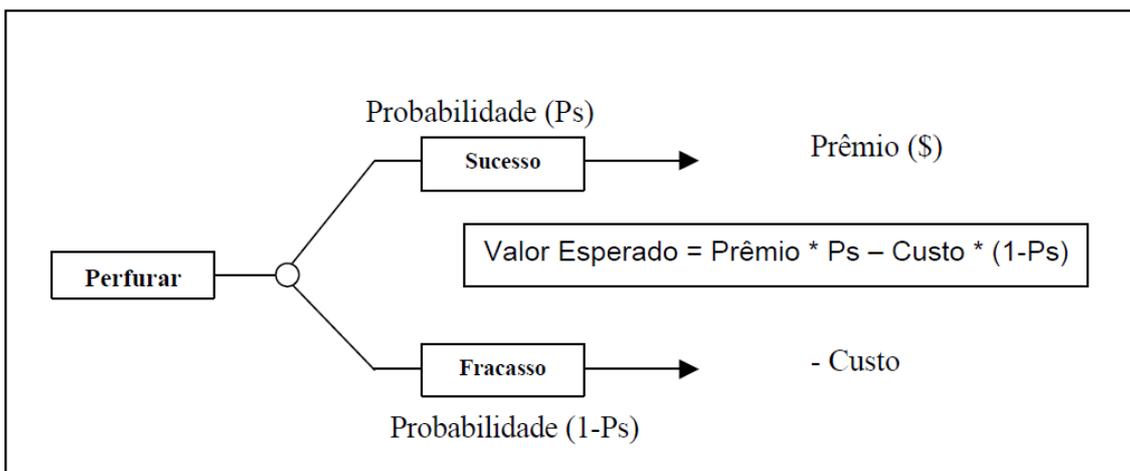


Figura 4.2: Árvore de Decisão para a perfuração de poço pioneiro (REPSOLD JR., 2003)

De maneira mais detalhada, Rose (2001) explica a equação que define o valor monetário esperado (VME) para um empreendimento sob incerteza:

VME = chance de sucesso\*(receita líquida esperada – investimentos previstos – custos operacionais – tributos vigentes) – chance de fracasso\*(custos do poço pioneiro após impostos + custos de exploração e avaliação)

Outro indicador muito usado é a taxa interna de retorno (TIR), que é a taxa de desconto do fluxo de caixa que torna o VPL igual a zero. A avaliação do VPL ou VME de um projeto pode não ser tangível o suficiente para a tomada de decisão. Por exemplo, podemos ter dois projetos de portes diferentes, com diferentes necessidades de investimento, que apresentem o mesmo VPL. Neste caso o indicador VPL não é suficiente para comparar os projetos. A TIR é um indicador mais transparente, na medida em que reflete o retorno de acordo com o investimento inicial.

Na figura 4.3, a título de exemplo, são comparados dois projetos fictícios. O projeto A requer um investimento inicial de 1.000 unidades monetárias (UM) e apresenta VPL, após cinco anos, de 200 UM. O projeto B também tem o mesmo VPL de 200 UM, porém necessita de um investimento inicial de 5.000 UM, o que sugere ser menos atrativo que o projeto A. O reflexo desta discrepância está na TIR dos projetos. O projeto A apresenta uma TIR significativamente superior a do projeto B e, portanto, é o mais indicado do ponto de vista estritamente econômico.

**Projeto A**

Ano	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Fluxo de caixa	-1.000,00	384,87	384,87	384,87	384,87
VPL @ 10%	200,00				
TIR	19,81%				

**Projeto B**

Ano	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5
Fluxo de caixa	-5.000,00	1.646,76	1.646,76	1.646,76	1.646,76
VPL @ 10%	200,00				
TIR	12,02%				

Figura 4.3: Exemplo comparativo de dois projetos com mesmo VPL

Adicionalmente ao cálculo dos indicadores como VPL e TIR, podem ser realizadas análises de sensibilidade para se determinar qual premissa tem um impacto maior no resultado do projeto. O gráfico abaixo (Figura 4.4), conhecido com gráfico de tornado, indica qual o impacto no VPL de um projeto para uma variação de -10% a +10 % de algumas premissas. Pela figura, conclui-se que o resultado do projeto depende consideravelmente do preço do petróleo, que é, neste caso, a variável de maior sensibilidade.

**Influência da variação de cada premissa de -10% a +10% no VPL de um projeto**

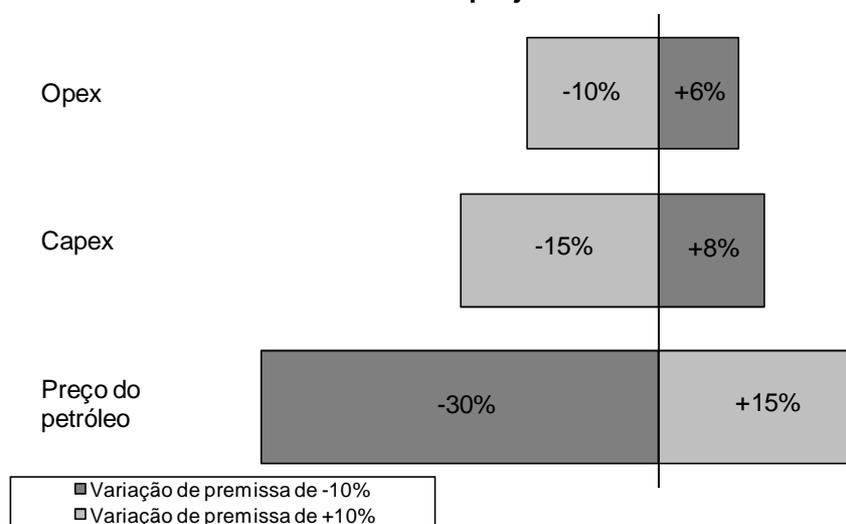


Figura 4.4: Exemplo de gráfico de Tornado (elaboração própria)

Outra forma de análise de sensibilidade é o cálculo do preço de equilíbrio (*break-even*). O gráfico abaixo mostra a variação do valor do VME de um projeto de acordo com o preço pelo qual o gás seria comercializado. Neste tipo de gráfico conseguimos identificar a figura do preço de *break-even*, ou preço de equilíbrio, que é o preço do gás que anula o VME do projeto. Ou seja, no exemplo da figura 4.5, basta que o preço do gás natural seja maior do que o preço de *break-even* para o projeto se tornar rentável.

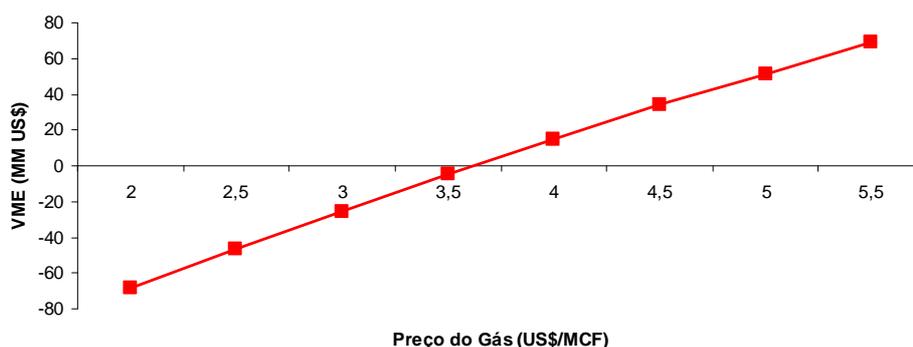


Figura 4.5: Exemplo de gráfico de preço de *break-even* (elaboração própria<sup>44</sup>)

Outra nuance das avaliações econômicas é a existência dos métodos determinístico e probabilístico para se calcular os indicadores de resultado (VPL e TIR). A análise econômica de um projeto pelo método determinístico utiliza valores pré-fixados como premissas, sendo estas as melhores estimativas nos fluxos de caixa descontados. Isto resulta em um único fluxo de caixa e um único grupo de indicadores resultantes.

Já o método probabilístico utiliza distribuições de valores para cada premissa, ao invés de um valor fixo. Este método prevê uma série de simulações em que o valor a ser utilizado para cada premissa será sorteado dentro da distribuição informada. Após uma série de simulações, tem-se um resultado teoricamente mais balanceado e exposto ao risco do que no método determinístico. Por exemplo, se estimamos o custo inicial de um projeto em 100 unidades monetárias (UM) e o mesmo acaba custando 200 UM, a análise econômica realizada não previu essa possibilidade. Já, se for considerado que o custo do projeto pode variar entre 50 e 200 UM e for estimada a probabilidade de cada patamar de preços ocorrer, as inúmeras simulações que ocorrerem no teste probabilístico vão pesar todas as possibilidades e gerar um resultado médio que leva em consideração a chance de se errar a estimativa inicial.

<sup>44</sup> Os valores que serviram de insumo para o gráfico foram adaptados de um exemplo real, descontados linearmente para preservar os dados originais do projeto.

Com a distribuição probabilística é possível calcular, ainda, as chances do projeto se tornar inviável, fornecendo subsídios para decidir entre alternativas que possuem diferentes graus de risco.

## 4.2 METODOLOGIA ADOTADA NESTE ESTUDO

A metodologia adotada neste trabalho foi a de se realizar uma avaliação econômica de um mesmo projeto físico de E&P sob a ótica de quatro diferentes regimes fiscais, para poder se estabelecer uma comparação entre estes. A avaliação econômica, a partir de um simulador<sup>45</sup> criado no software Microsoft Excel®, estudou um projeto de exploração e desenvolvimento da produção de um campo de petróleo fictício, localizado em águas profundas (profundidade acima de 400 metros).

Conforme citado no capítulo 2, os regimes fiscais estabelecem as regras para divisão de produção, pagamento de tributos, apropriação de reservas, enfim, eventos relacionados à fase de produção do projeto. Desta forma, entendeu-se não ser necessário contemplar na análise matemática o cenário de fracasso, onde existe tão somente um prejuízo financeiro em decorrência das despesas exploratórias sem haver descoberta, focando-se a análise no fluxo de caixa decorrente do cenário de sucesso, que é o mais completo, por conter todas despesas iniciais relativas à exploração do bloco (inclusive as do cenário de fracasso), bem como os investimentos em desenvolvimento da produção e a receita oriunda da produção de petróleo.

De modo a abranger um maior número de casos e enriquecer a análise, a atratividade dos regimes fiscais foi calculada em oito distintos cenários, considerando a combinação de quatro tamanhos diferentes de campo de petróleo com duas formas de curva de produção, explicadas mais detalhadamente no decorrer deste capítulo.

Os indicadores econômicos escolhidos para se comparar os cenários foram: a taxa interna de retorno (TIR) e a parcela do Governo no resultado (*Government Take*). Gitman (2000) explica que, em uma base puramente teórica, o uso da TIR é preterido pelo uso do VPL para se comparar fluxos de caixa com prazos distintos, bem como fluxos de caixa que apresentem variações de sentido no saldo financeiro de cada exercício. Entretanto, ainda segundo Gitman (2000), na prática os administradores

---

<sup>45</sup> Algumas etapas da simulação foram automatizadas através de programação utilizando a linguagem Visual Basic.

financeiros preferem usar a TIR em vez do VPL, pois o VPL não mensura os benefícios em relação ao montante investido. Portanto, e como nenhuma das restrições acima ao uso da TIR citadas está presente neste estudo, entendeu-se ser mais objetivo e imparcial o cálculo da TIR, em detrimento ao VPL, conforme apresentado no exemplo na seção anterior. Além disso, o cálculo do VPL exige a estimativa de uma premissa extra que o cálculo da TIR não exige: o custo de capital da companhia. A estimativa do custo de capital para o longo prazo carrega um grau de incerteza muito grande, em se tratando de um fluxo de caixa de 20 a 30 anos. Logo, a análise pela TIR tende a apresentar menos incertezas por depender de uma variável a menos.

### **4.3 PREMISSAS**

#### **4.3.1 REGIMES FISCAIS**

Os sistemas fiscais escolhidos para a análise foram o regime de concessão dos Estados Unidos, o regime de concessão do Brasil e o PSC da Nigéria<sup>46</sup>. Além destes, foi criado um regime fictício de PSC (PSC Teste), com algumas características pré-determinadas.

A escolha dos regimes fiscais de Estados Unidos e Nigéria se deve a sua representatividade no rol dos maiores produtores de petróleo do mundo, o que torna seus regimes fiscais de conhecimento amplo do mercado e de impacto na produção mundial de petróleo. Com efeito, na lista dos principais produtores de petróleo no mundo, Nigéria e Estados Unidos são os principais representantes de seus respectivos regimes fiscais, considerando os países que apresentam um mercado aberto para investimento estrangeiro, conforme a tabela 4.1:

---

<sup>46</sup> Os conceitos e exemplos de regimes fiscais encontram-se explicados detalhadamente no capítulo 2.

Tabela 4.1: Ranking dos maiores produtores de petróleo<sup>47</sup>

#	País	Regime Fiscal / Abertura do país para investidores	Produção em 2009 (milhões barris por dia)
1	Rússia	Difícil acesso	10,21
2	Arábia Saudita	Difícil acesso	7,92
<b>3</b>	<b>Estados Unidos</b>	<b>Concessão</b>	<b>7,37</b>
4	China	Difícil acesso	3,87
5	Irã	Difícil acesso	3,74
6	Canadá	Concessão	3,22
7	México	Serviço	2,97
8	Iraque	Difícil acesso	2,43
9	Noruega	Concessão	2,39
10	Emirados Árabes Unidos	Difícil acesso	2,27
11	Venezuela	Concessão	2,16
12	Brasil	Concessão	2,03
13	Kuwait	Difícil acesso	2,01
<b>14</b>	<b>Nigéria</b>	<b>PSC</b>	<b>1,82</b>
15	Angola	PSC	1,77
	Outros		28,81
	<b>Total</b>		<b>84,99</b>

Fonte: IEA, 2010

Se retirarmos desta lista os países cuja indústria do petróleo não é totalmente aberta a investidores estrangeiros, com regras claramente definidas, podemos dizer que os Estados Unidos são o principal produtor de petróleo sob o regime de Concessão e a Nigéria é a principal produtora de petróleo sob o regime da Partilha de Produção.

A tabela 4.2 apresenta as principais variáveis dos regimes fiscais analisados:

<sup>47</sup> A classificação de “Difícil acesso” foi atribuída pelo autor aos países que não apresentam tradição na oferta de áreas exploratórias para empresas privadas estrangeiras ou que não dispõem de regulamentação para a indústria do petróleo consolidada e conhecida pelo mercado mundial. Resumidamente, essa classificação foi aplicada aos países do Oriente Médio, Rússia e China.

Tabela 4.2: Variáveis dos regimes fiscais

	<b>Concessão EUA</b>	<b>PSC Nigéria</b>	<b>Concessão Brasil</b>	<b>PSC Teste</b>
Royalty	12,50%	8%	10%	10%
Imposto de Renda	35%	50%	34%	34%
Participação Especial	NÃO	NÃO	SIM	SIM
Recuperação de custos	100%	100%	100%	100%
Divisão de Lucros ( <i>Profit Share</i> )	100%	escalonado	100%	50%

Fonte: Baseado em IHS, 2010

As variáveis dos regimes de concessão nos Estados Unidos e no Brasil, bem como do PSC na Nigéria são reais, inspiradas em alguns exemplos de contratos fornecidos pelo relatório da IHS (2010).

Conforme já abordado no capítulo 2, um das principais diferenças entre o regime de concessão e o de partilha de produção é referente à propriedade dos recursos minerais. No regime de partilha de produção, ao contrário do previsto na concessão, os recursos minerais do país pertencem ao Estado que, com isso, exerce um maior controle no desenvolvimento da produção dos mesmos.

Portanto, qualquer país que deseje aumentar sua presença na indústria petrolífera local, assumindo a propriedade do petróleo e um maior controle sobre sua produção – seja motivado por altas de preços, incrementos significativos em suas reservas ou outros motivos – pode vir a optar por ajustes no regime fiscal vigente (por exemplo a mudança de um regime de concessão para um regime PSC). Conforme já explicado no capítulo 3, este é o caso do Brasil atualmente, onde um novo marco regulatório prevendo a adoção da partilha de produção foi aprovado em Dezembro de 2010.

De fato, segundo WoodMackenzie (2007), entre 2001 e 2007, devido ao significativo crescimento do preço do petróleo, vinte e oito países ajustaram seus regimes fiscais para aumentar o *government-take*. Em nove deles (Argélia, Argentina, Bolívia, China, Equador, Rússia, Reino Unido, Estados Unidos (Alasca) e Venezuela) os ajustes aconteceram inclusive nos contratos já assinados com operadores privados.

Desta forma, o regime “PSC Teste” foi adotado para ser comparado com os demais regimes vigentes, em especial com o regime de concessão brasileiro, e tentar avaliar o impacto de sua adoção na atratividade econômica dos projetos de E&P.

Como este suposto regime de PSC que pode vir a ser implantado no Brasil ainda não é oficial, o regime “PSC Teste” foi definido de forma a manter o máximo de fidedignidade com o praticado no regime de concessão, guardando as diferenças teóricas entre os dois tipos de regimes. Portanto, os valores de royalty (10%) e imposto de renda (34%) foram mantidos iguais aos do regime de concessão brasileiro, bem como o pagamento de participações especiais. O teto de recuperação de custos, característica típica de um PSC, foi estipulado em 100%, como no PSC nigeriano. A principal diferença entre o “PSC Teste” e o regime de concessão brasileiro foi a presença da divisão de óleo lucro. A premissa utilizada foi a alocação de 50% do óleo lucro para o Governo, inspirada em Credit Suisse (2009) para o mercado brasileiro.

#### **4.3.2 PREÇO DO PETRÓLEO**

Para este estudo, foi considerado que o petróleo a ser produzido no projeto tem especificações inferiores ao petróleo de referência no mercado internacional (óleo BRENT do mercado de Londres – International Petroleum Exchange – IPE), o que é realidade no caso do Brasil, por exemplo. Desta forma, o preço do petróleo comercializado no projeto em questão deve sofrer um desconto em relação ao preço do petróleo Brent.

O preço do petróleo é uma variável não gerenciável, pois depende de fatores externos à empresa engajada na atividade de exploração e produção. Desta forma, de maneira a refletir o grau de incerteza que o preço do petróleo gera nas avaliações econômicas, o mesmo foi definido como uma variável probabilística, de distribuição triangular.

Para determinar o valor a ser usado na análise econômica, foi criado um sorteio aleatório capaz de definir 100 amostras de preços de petróleo, cuja média seria usada no cálculo dos fluxos de caixa. Antes, para se ter certeza de que o tamanho de 100 amostras era adequado, foram realizados sorteios de 100, 200 e 500 amostras. Após estes sorteios, os três valores médios obtidos apresentaram uma diferença

inferior a 3% entre o maior e o menor valor. Portanto, julgou-se suficiente um sorteio de 100 amostras para determinar o preço médio de petróleo a ser usado.

A distribuição triangular da variável preço de petróleo conferiu aos valores de US\$ 40, US\$ 70 e US\$ 100, as probabilidades de 30%, 40% e 30% de ocorrência, respectivamente.

O patamar inferior de preços foi baseado no preço de robustez utilizado por algumas empresas de petróleo para suas avaliações econômicas. Trata-se de uma previsão conservadora do preço de petróleo ou de um piso de preços que as companhias não consideram provável de ser reduzido. Avaliando seus projetos com este piso de preços, as companhias minimizam o impacto do risco de oscilação do preço do petróleo em seu portfólio. Algumas empresas divulgam em apresentações institucionais o preço de robustez ou de break-even utilizado em suas avaliações, conforme a tabela 4.3:

Tabela 4.3 – Preços de Robustez

<b>Empresa</b>	<b>Preço de Robustez</b>
Petrobras	US\$ 45 / bbl
BP (Inglaterra)	US\$ 35 a 40/bbl
Eni (Itália)	US\$ 40/ bbl

Fonte: PETROBRAS,2010d; BP,2010b; ENI,2010

Desta forma, visando refletir uma média dos preços de robustez adotados pelas empresas de petróleo, optou-se por utilizar o valor de US\$ 40/barril como piso para a distribuição triangular que define o preço do petróleo.

Para o patamar médio da distribuição do preço de petróleo foi escolhido o valor de US\$ 70/barril, baseado na premissa de continuidade dos patamares do preço de petróleo vigentes entre maio de 2009 e maio de 2010, época em que a cotação do Brent oscilou na faixa entre os US\$ 60 e US\$ 80 o barril.

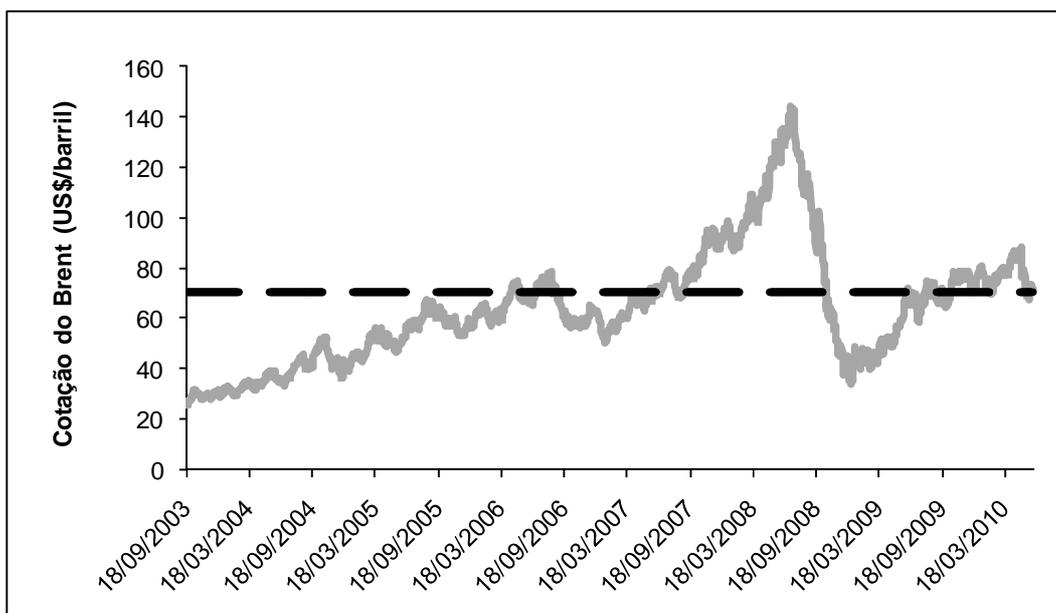


Figura 4.6 – Evolução da cotação do Brent (EIA, 2010a)

O preço do petróleo Brent cresceu, entre dezembro de 2010 e fevereiro de 2011, de aproximadamente US\$ 90/bbl para US\$ 110/bbl (EIA, 2011), por conta de instabilidade política no Oriente Médio. Tal patamar é bem superior ao que vinha se prevendo para o longo prazo (figura 4.7). Portanto, levando-se em conta o patamar de preço do petróleo acima de US\$ 100/bbl e que o petróleo analisado neste trabalho deve sofrer um desconto em relação ao Brent, foi considerado o valor de US\$ 100/bbl como patamar superior da distribuição triangular.

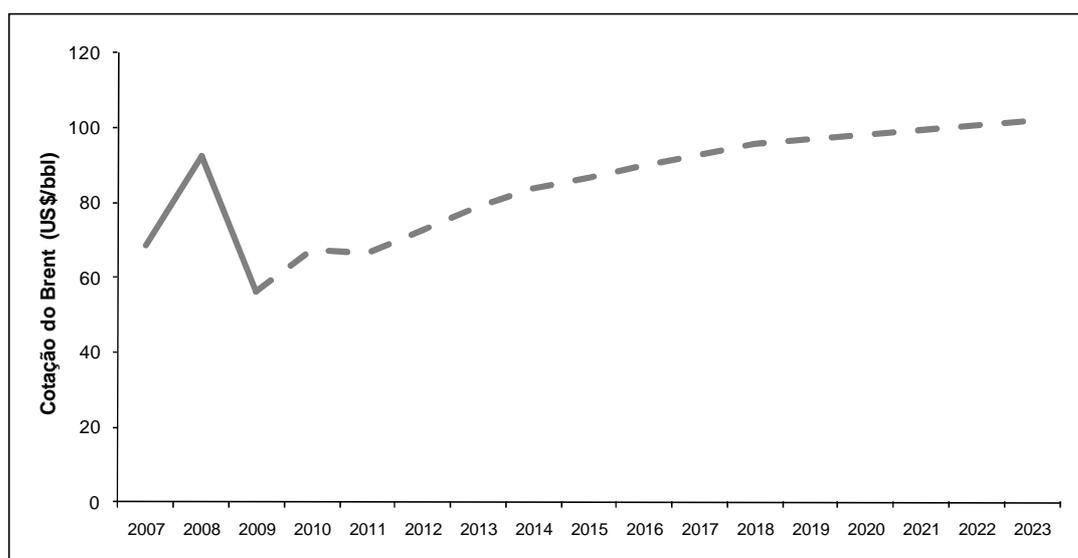


Figura 4.7 – Evolução do Brent no longo-prazo<sup>48</sup> (EIA, 2010b)

<sup>48</sup> A parte contínua da curva representa o histórico e a parte tracejada, a previsão futura.

### 4.3.3 TAMANHOS DOS CAMPOS DE PETRÓLEO

Conforme mencionado anteriormente, foram considerados quatro tamanhos de campo de petróleo neste estudo, para se examinar a viabilidade econômica de cada um deles nos distintos regimes fiscais. Os tamanhos dos campos escolhidos foram de 100 milhões, 200 milhões, 500 milhões e 1 bilhão de barris de petróleo (bbls) recuperáveis, para representar campos de tamanho pequeno, médio, grande e gigante. Alguns autores (MANN *et al.*, 2007 e HÖÖK *et al.*, 2009) afirmam que campos gigantes são os que possuem reservas acima de 500 milhões de barris. Entretanto, devido às recentes descobertas no Brasil de campos com mais de 1 bilhão de barris, optou-se por utilizar este patamar para representar os campos gigantes.

Em uma primeira simulação considerando campos com tamanho de 50 milhões de barris, foi identificada uma tendência generalizada de não haver viabilidade econômica destes nos regimes analisados. Desta forma, decidiu-se utilizar o patamar de 100 milhões de barris para representar os campos de tamanho pequeno.

Diante destes dois extremos (100 milhões e 1 bilhão de barris) optou-se por trabalhar com dois valores intermediários, de 200 e 500 milhões de barris, para representar os campos de tamanho médio e grande.

Desta maneira, foram eleitos os valores de tamanhos de reservas recuperáveis de 100 milhões, 200 milhões, 500 milhões e 1 bilhão de barris para a análise. A título de informação, a tabela abaixo reproduz classificação de Ivanhoe e Leckie (1993) sobre os tamanhos dos campos de petróleo no mundo.

Tabela 4.4 – Tamanhos de campos de petróleo

Tamanho do campo	Milhões de barris
Pequenos e médios	1 - 50
Grandes	50 - 500
Gigantes	500 - 5.000
Super-gigantes	> 5.000

Fonte: adaptado de IVANHOE e LECKIE, 1993

#### 4.3.4 CAPEX E OPEX

O custo operacional de produção de petróleo (Opex) na análise econômica deste trabalho foi estimado em US\$ 6 por barril, inspirado em estudos similares realizados por bancos de investimentos, como o Credit Suisse (2009), por exemplo. Esta despesa é incorrida na fase de produção do projeto, e proporcional ao volume produzido.

Já o valor do investimento do projeto (Capex) é um valor que tende a variar de acordo com o tamanho do campo. Para campos maiores, a tendência é de que o investimento ganhe em escala e represente um valor unitário menor (em US\$ por barril).

Lacerda (2009) utilizou em sua análise econômica o Capex de US\$ 9,00 por barril para o desenvolvimento de um campo de 500 milhões de barris, ao passo que o relatório da Credit Suisse (2009) utilizou US\$ 9,23 para o mesmo tamanho de campo, sendo este último valor o divulgado pela Petrobras como seu capex unitário médio de todos projetos de produção de petróleo no Brasil (PETROBRAS, 2011).

Desta forma, devido à existência de duas fontes distintas com valores semelhantes, decidiu-se utilizar US\$ 9,00 por barril como o valor de Capex para a avaliação econômica do campo de 500 milhões de barris. Barbosa e Gutman (2001) utilizaram em suas análises econômicas de campos de petróleo os valores de US\$ 4,50/bbl (cenário alto) e US\$ 3,00/bbl (cenário baixo) para o Capex de um campo de 250 milhões de barris, e US\$ 4,30/bbl (cenário alto) e US\$ 2,60/bbl (cenário baixo) para o Capex de um campo de 500 milhões de barris. Entretanto, esta análise foi feita em 2001, em uma época em que o preço do petróleo era significativamente inferior aos patamares em que o presente estudo foi realizado. Com efeito, o valor médio do Brent no último trimestre de 2000 foi de US\$ 29,92 por barril ao passo que o valor médio do Brent no 2º trimestre de 2010 foi de US\$ 78,49 por barril. Portanto, foi realizada uma atualização das premissas de Capex de Barbosa e Gutman (2001) usando a relação entre o valor do petróleo Brent à época de seu estudo e à época do presente trabalho.

O capex do campo de 1 bilhão de barris foi trabalhado de maneira diferente, considerando-se a produção em um ambiente com maiores dificuldades técnicas (por exemplo, o pré-sal brasileiro) e, portanto, sem o ganho de escala considerado nos

casos anteriores. Para definir o capex deste campo, foi utilizada a previsão de investimento da Petrobras de US\$ 111,4 bilhões para desenvolver os campos do pré-sal até 2020 (PETROBRAS, 2011). Considerando que neste prazo de tempo, serão desenvolvidas apenas as descobertas já declaradas comerciais (Tupi e Iara) e que estas apresentam, em conjunto, uma reserva média de 10 bilhões de barris (PETROBRAS, 2011), chega-se a um capex unitário de US\$ 11,14/bbl. Vale ressaltar que esta premissa de Capex para o campo de 1 bilhão de barris é ainda muito sujeita a incertezas, dado que foi baseada em expectativas futuras de desenvolvimento de campos em área de fronteira exploratória no Brasil.

Desta forma, os valores definidos como premissas de Capex no presente estudo foram:

Tabela 4.5 – Capex unitário (US\$/bbl) por tamanho de campo de petróleo.

<b>Tamanho do campo (milhões de barris)</b>	<b>Capex unitário (US\$ por barril)</b>
100	14,46
200	11,79
500	9,00
1.000	11,14

Fonte: Elaboração própria

A distribuição temporal do Capex no fluxo de caixa foi baseada em fluxos de caixa de projetos de E&P fornecidos pela consultoria IHS, que concentram nos 5 primeiros anos do projeto todo o investimento. Szklo *et al.* (2008) também consideraram os investimentos concentrados nos cinco primeiros anos do projeto de produção de um campo de petróleo.

Tabela 4.6 - Distribuição temporal do Capex do projeto

<b>Ano do Projeto</b>	<b>Ano 1</b>	<b>Ano 2</b>	<b>Ano 3</b>	<b>Ano 4</b>	<b>Ano 5</b>	<b>Total</b>
Percentual do Capex	6,6%	9,0%	39,3%	37,8%	7,2%	100%

Fonte: Elaboração própria

Outra premissa adotada neste estudo foi de que a aplicação dos investimentos ao longo do tempo, bem como o tempo de entrada em produção do campo independe do tamanho do mesmo, mantendo-se a mesma distribuição de capital ao longo do tempo para os três diferentes tamanhos de campo considerados neste estudo. Esta

premissa foi baseada em Laherrere (1997), que estudou a relação de duração de desenvolvimento de um campo e seu tamanho, mas não conseguiu detectar diferenças significativas.

#### 4.3.5 CURVAS DE PRODUÇÃO

Normalmente, um campo em início de produção apresenta uma pressão no reservatório elevada em comparação com a pressão na cabeça do poço, de forma que a vazão do poço é a maior possível no início de sua produção e vai diminuindo com o passar do tempo e o conseqüente equilíbrio de pressão. A linha rosa do gráfico abaixo (Figura 4.8) mostra a curva de produção de um poço isoladamente, conforme Barros (2004).

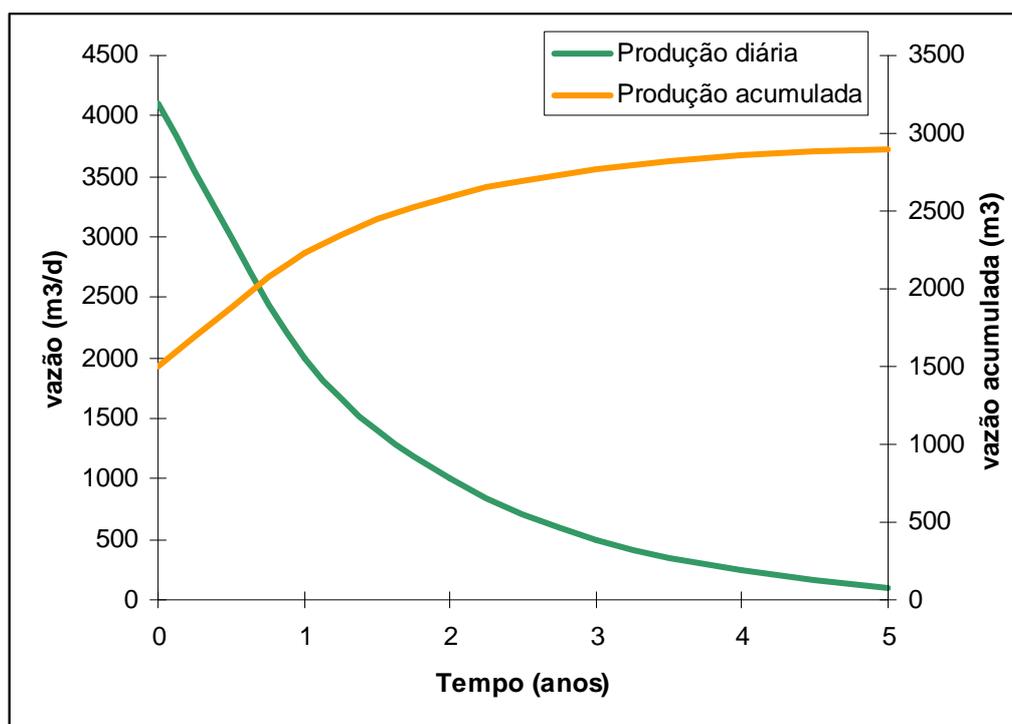


Figura 4.8 – Curva de produção de um poço (BARROS, 2004)

São necessários vários poços (de dezenas a centenas, dependendo do tamanho e das características do reservatório) para se otimizar a produção de um reservatório, e os mesmos são colocados em produção gradualmente. Desta forma, a curva de produção do campo como um todo é o resultado da soma das curvas de produção dos poços, distribuídos no tempo. Com isto, a produção do campo apresenta uma fase inicial de crescimento, à medida que os poços são colocados em produção,

um pico quando se atinge a produção máxima, e uma fase de declínio, conforme a Figura 4.9.

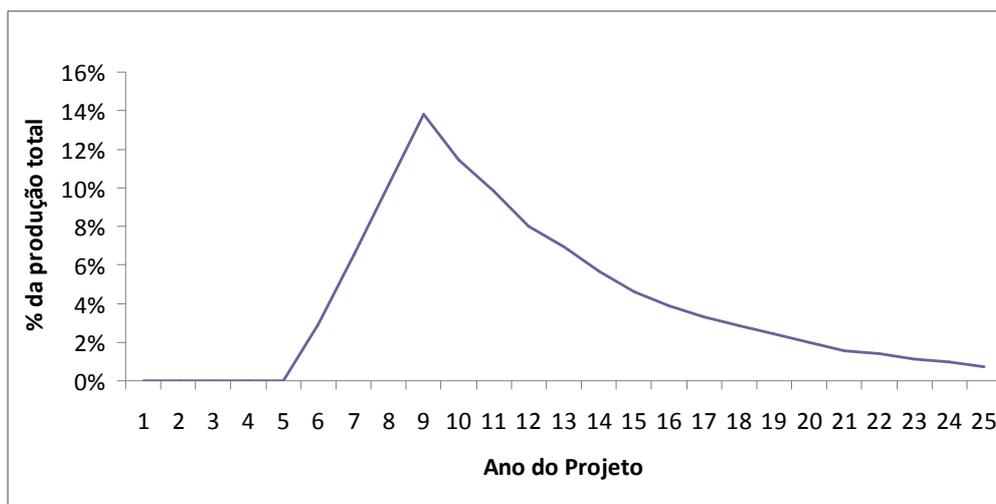


Figura 4.9 - Curva de produção padrão – Baseada em Silva *et al.* (2006), Suslick (2001) e Pereira (2004)

A curva de produção padrão, apresentada acima, pode ser entendida como a curva ótima do ponto de vista técnico, dado que respeita a surgência dos poços, e do operador privado, e maximiza a produção no curto prazo, em detrimento do longo prazo.

Entretanto, outros atores, como o Governo e a sociedade, podem entender que a curva de produção ótima (do ponto de vista social, portanto) não se comporta desta forma. Conforme discutido no capítulo 1, Adelman (1986), Fisher e Krutilla (1975), entre outros, discorrem sobre as divergências entre a taxa de desconto privada e a taxa de desconto social. Em nome da melhor distribuição dos benefícios econômicos advindos da extração dos recursos naturais, o Governo pode preferir uma curva de produção achatada e prolongada, de forma a recompensar igualmente as gerações atuais e futuras pela ausência destes recursos naturais. Esta preferência caracteriza a taxa de desconto social como sendo de valor menor que a taxa de desconto privada. Com efeito, grosso modo, um fluxo de caixa com maior arrecadação no curto-prazo apresenta uma taxa interna de retorno maior que um fluxo de caixa com a mesma arrecadação, porém distribuída mais homogeneamente ao longo do tempo. Por isto, a taxa de desconto reflete a preferência pelo presente. Quanto maior seu valor, maior sua preferência pelo presente.

Outra motivação que pode ser inferida para o Estado preferir um ritmo mais lento de produção seria o de dar tempo para que seu parque industrial se adapte à demanda de bens e serviços oriundos das atividades de exploração e produção de petróleo, fazendo assim com que a participação de conteúdo local na indústria petrolífera aumente, o que traria também benefícios indiretos como maior número de empregos criados, maior arrecadação de impostos, entre outros.

Desta forma, visando incorporar esta visão do Estado na análise econômica, foi criado um cenário com uma curva fictícia de produção que visasse à manutenção da produção de petróleo por mais tempo, havendo um platô de produção menor e mais duradouro, conforme a figura abaixo. Esta curva foi estimada para representar a consequência de uma possível intervenção governamental no projeto, sob o ponto de vista de uma taxa de desconto social.

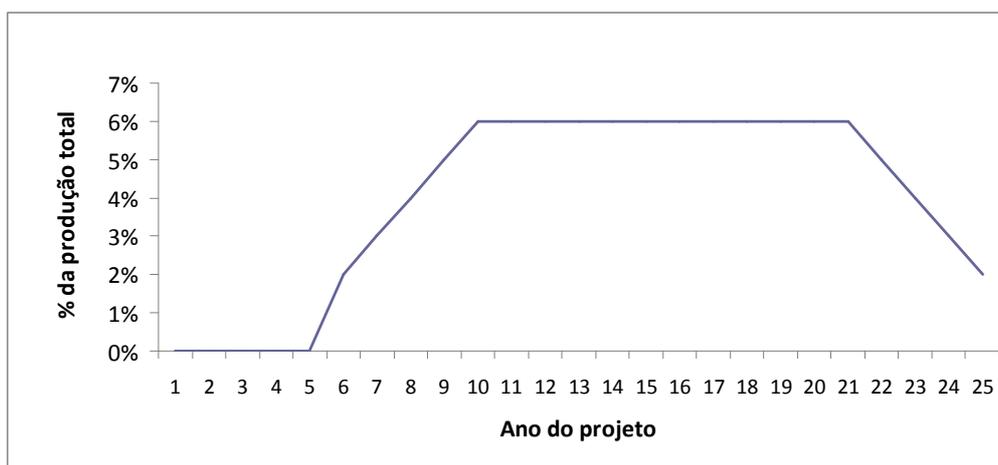


Figura 4.10 - Curva de produção controlada - Elaboração própria

A duração da produção foi estimada em 20 anos, iniciando-se a partir do 5º ano do projeto, após as fases de exploração e desenvolvimento da produção.

#### 4.3.6 CENÁRIOS

Em resumo, a partir das diferentes variáveis e premissas consideradas, a simulação de regimes fiscais deste estudo engloba oito cenários, a saber:

- Cenário 1: Campo de 500 milhões de barris – curva de produção padrão
- Cenário 2: Campo de 500 milhões de barris – curva de produção controlada
- Cenário 3: Campo de 200 milhões de barris – curva de produção padrão
- Cenário 4: Campo de 200 milhões de barris – curva de produção controlada
- Cenário 5: Campo de 100 milhões de barris – curva de produção padrão
- Cenário 6: Campo de 100 milhões de barris – curva de produção controlada
- Cenário 7: Campo de 1 bilhão de barris – curva de produção padrão
- Cenário 8: Campo de 1 bilhão de barris – curva de produção controlada

#### 4.3.7 ANÁLISES DE SENSIBILIDADE

Adicionalmente ao cálculo do fluxo de caixa padrão e dos indicadores de retorno e *government take* (GT) de cada regime fiscal nos oito cenários acima, foram realizadas duas análises de sensibilidade, a saber:

1. Análise de sensibilidade para determinar que patamar de preço de petróleo (*break-even price*) viabiliza determinado patamar de TIR. Foram colocadas como “alvos” de TIR os valores de 5%, 10% e 15%. Estes valores foram escolhidos de modo a se comparar patamares de taxas de desconto sociais com taxas de retorno típicas de empresas privadas. O patamar inferior de 5% foi baseado em dois exemplos de taxas que podem ser utilizadas como “*proxy*” de uma taxa de desconto social: a taxa de juros de longo-prazo (TJLP) de 6% a.a. (BNDES, 2010) e a taxa de longo-prazo do Tesouro Norte-Americano de 3,41% a.a. (US TREASURY, 2010). Já o patamar superior de 15% foi inspirado em Pereira (2004), que mostra os dados de ROCE (Retorno sobre o capital empregado) divulgados nos planos estratégicos e relatórios anuais de algumas empresas do setor, podendo os mesmos ser interpretados como a TIR da carteira de projetos de cada companhia:

Tabela 4.7 - Taxas de ROCE por empresa

<b>Empresa</b>	<b>ROCE (%)</b>
Petrobras	12,0%
Total	12,5%
British Petroleum	13,0%
ENI	13,0%
Shell	14,0%

Fonte: PEREIRA, 2004

2. Análise de sensibilidade de atraso da produção: nos cenários que utilizam a curva de produção padrão foram calculados quantos anos de atraso do início da produção são necessários para impactar a taxa de retorno do projeto segundo os mesmos patamares de 5%, 10% e 15%. Conforme detalhado no capítulo 1, Hotelling (1931) aborda, em sua formulação da Economia dos Recursos Naturais, a questão da alocação intertemporal da extração de um recurso natural finito. Segundo ele, os recursos naturais não-renováveis tendem a se exaurir na medida em que vão sendo produzidos e, por isso, tendem a aumentar de preço no longo-prazo devido a sua escassez. Sollow (1974) afirma ainda que este aumento de preço se dá de forma que o lucro marginal da extração destes recursos (receita marginal menos custo marginal) cresça proporcionalmente à taxa de juros. Logo, esta expectativa de aumento do preço do recurso no longo-prazo pode levar o dono do recurso (Estado) a optar por adiar a sua produção de forma a aumentar a renda petrolífera a ser captada no futuro. Esta análise de sensibilidade, baseada em análise similar realizada por Szklo *et al.* (2008), visa verificar os efeitos de uma possível intervenção governamental no sentido de e suspender as atividades de produção no presente, baseada na expectativa de aumento do preço do petróleo no futuro, que elevaria a economicidade dos projetos de E&P.

#### 4.4 FLUXO DA SIMULAÇÃO

A seguir, são apresentados o processo de simulação e cálculo dos fluxos de caixa dos diversos cenários e regimes fiscais do estudo, a partir das premissas já apresentadas. Para este fim, conforme asseverado anteriormente, foi construído um simulador no programa Microsoft Excel®, com o auxílio da linguagem de programação Visual Basic®.

### **1ª etapa: Sorteio da variável probabilística**

O preço do petróleo foi a única variável considerada probabilística neste estudo, e teve seu valor final a ser usado no cálculo dos fluxos de caixa do estudo definido através do valor médio obtido dentre as amostras sorteadas. Foi construída uma macro (rotina de cálculo) capaz de, por duzentas vezes, sortear um valor de preço de petróleo (conforme premissas da distribuição triangular estipulada) e copiá-lo em uma lista. Ao final dos duzentos sorteios, foi calculado o valor médio das amostras sorteadas e definido este valor como o preço de petróleo a ser utilizado no estudo.

### **2ª etapa: identificação das variáveis determinísticas operacionais**

Dentre as variáveis operacionais (ligadas à execução física do projeto de petróleo e independentes dos regimes fiscais), três foram definidas constantes para todos os cenários:

- Bônus de assinatura (US\$ milhões)
- Opex (US\$/bbl)
- Distribuição temporal do Capex (% do valor total por ano)

As demais variáveis operacionais variam de acordo com a escolha do cenário, a saber:

- Volume do campo (milhões de barris) – conforme descrito anteriormente, foram trabalhados três tamanhos distintos de campos de petróleo;
- Curva de produção (% do volume total / ano) – conforme descrito anteriormente, foram trabalhados dois formatos distintos de curva de produção anual;
- Capex unitário (US\$/bbl) – conforme descrito anteriormente, foi estipulado um Capex unitário diferente para cada volume de campo, considerando a existência de ganho de escala na medida em que quanto maior o campo, menor o Capex unitário (campos de 100, 200 e 500 milhões de barris). Ao mesmo tempo, foram incorporados nesta variável os efeitos da exploração e produção em condições mais onerosas (campo de 1 bilhão de barris).

### **3ª etapa: Construção do fluxo de caixa operacional**

Determinadas as variáveis listadas acima, é calculado o fluxo de caixa operacional do projeto em cada cenário, com volume de produção, receita bruta, investimentos e despesas para cada ano do fluxo de caixa.

#### 4ª etapa: Escolha do regime fiscal

Para cada um dos oito cenários, e seu respectivo fluxo de caixa operacional (conforme apresentado no item anterior), foram aplicadas as variáveis intrínsecas aos quatro regimes fiscais apresentados na tabela 4.2:

- Royalties
- Teto de recuperação de custos
- Imposto de Renda
- Divisão do óleo lucro (*profit split*)
- Pagamento de Participação Especial

Estas variáveis foram agregadas ao fluxo de caixa operacional, gerando, para cada cenário, quatro visões do projeto, com respectivos fluxos de caixa líquido do operador e do Estado, ambos permitindo uma visão anual de lucro (ou prejuízo) de cada parte<sup>49</sup>.

#### 5ª etapa: Cálculo dos principais indicadores de performance

Com os quatro fluxos de caixa completos (incluindo visão governo e operador) para cada um dos oito cenários, foi possível calcular os trinta e dois pares de indicadores - a taxa de retorno do operador privado (TIR) e o government take (GT), conforme tabela abaixo.

	Cenário 1				Cenário 2				Cenário 3				Cenário 4			
	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4
TIR																
GT																

	Cenário 5				Cenário 6				Cenário 7				Cenário 8			
	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4	RF 1	RF 2	RF 3	RF 4
TIR																
GT																

Figura 4.11 – Resumo dos indicadores calculados<sup>50</sup> (Elaboração própria)

A TIR é calculada automaticamente pelo Excel, através de fórmula própria já embutida no programa, ao passo que o GT foi calculado dividindo-se a arrecadação

<sup>49</sup> Os fluxos de caixa de cada regime fiscal em cada cenário encontram-se detalhados no Anexo III.

<sup>50</sup> RF – Regime Fiscal, GT – Government Take. TIR – Taxa Interna de Retorno.

governamental no projeto, pela arrecadação total (governo + operador), sem desconto no tempo<sup>51</sup>.

#### **6ª etapa: Análises de sensibilidade:**

As duas principais análises de sensibilidade realizadas serviram para estimar:

- Preço de break-even do petróleo: para cada combinação de cenário/regime fiscal, foi calculado o preço de petróleo necessário para que o projeto atingisse os patamares de TIR de 5%, 10% e 15% (ao ano). Para calcular estes valores de preço de petróleo, foi utilizado o recurso de “Atingir Metas” do Excel, através do qual o usuário estipula um valor desejado para o resultado de uma fórmula (neste caso, o cálculo da TIR) e define qual premissa deve ser alterada para se chegar no resultado desejado (neste caso, o preço do petróleo). Então, o programa se encarrega de simular diversos valores para a premissa até chegar ao resultado solicitado.

- Tempo de atraso do projeto: para cada combinação de cenário (neste caso, somente os quatro cenários com curva de produção padrão) e regime fiscal, foi estimado o tempo de atraso do projeto que faria a TIR atingir os patamares de TIR de 5%, 10% e 15%. Para tanto, foi feita uma simulação onde, para cada valor de atraso (em anos), os fluxos de caixa de receitas e de investimentos em desenvolvimento da produção eram postergados. Apenas os investimentos exploratórios foram mantidos no mesmo ano. Desta forma, foi possível observar a variação da TIR com os diversos valores de atrasos até se chegar aos patamares pré-estabelecidos.

---

<sup>51</sup> O conceito de government take e sua forma de cálculo são discutidos com detalhes no capítulo 2.

## 5 RESULTADOS E ANÁLISES

Conforme explicado no capítulo anterior, foram realizadas avaliações econômicas do projeto de campos fictícios de petróleo, sob quatro distintos regimes fiscais (Estados Unidos, Nigéria, Brasil e o regime PSC Teste) em oito cenários.

### 5.1. RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DOS CENÁRIOS

#### Cenário 1. Campo de 500 milhões de barris – curva de produção padrão

A tabela 5.1 exibe os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os quatro regimes fiscais no cenário de produção de 500 milhões de barris com curva de produção padrão.

Tabela 5.1: Indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 1)

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	21%	14%	16%	13%
Parcela do Governo	46%	67%	59%	79%

O gráfico de dispersão, Figura 5.1, ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas, através dos indicadores de TIR e government take (GT).

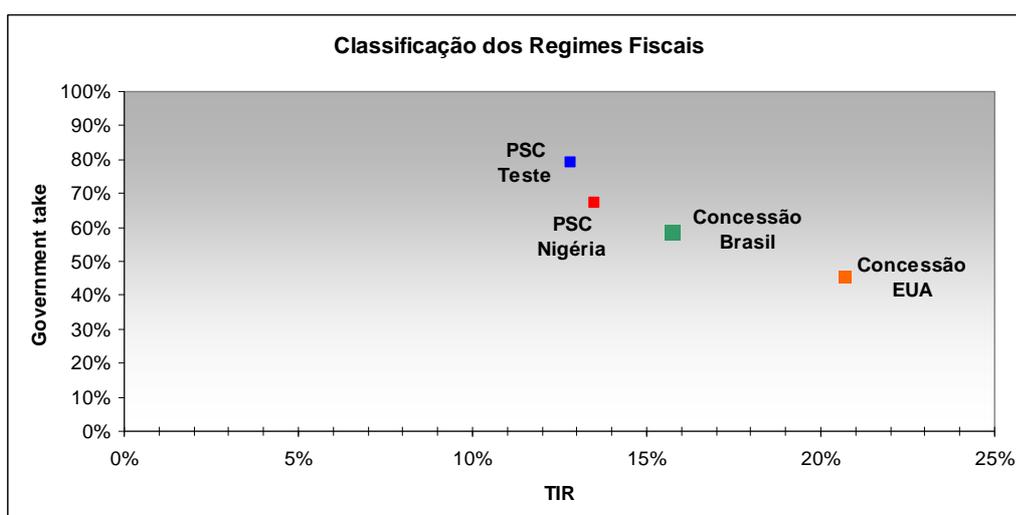


Figura 5.1: Dispersão dos indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 1)

A Figura 5.2 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR propostos nesta dissertação:

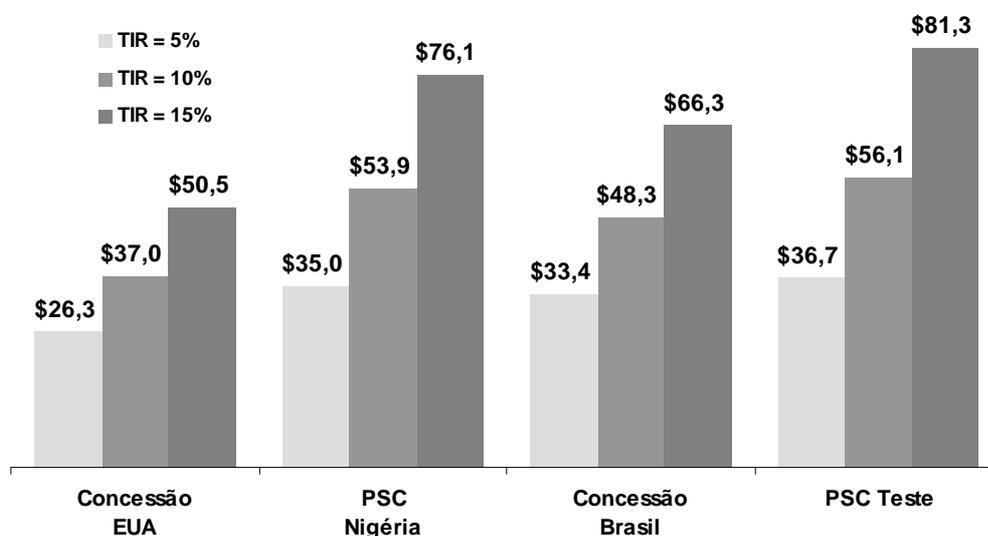


Figura 5.2: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 1)

A tabela 5.2 exibe o resultado da análise de sensibilidade realizada para se determinar qual o tempo necessário de atraso do projeto para que haja impacto na lucratividade do mesmo de forma a alterar sua taxa de retorno para os patamares de 5%, 10% e 15%.

Tabela 5.2: Análise do tempo de atraso necessário para impactar o projeto (cenário 1)

Atraso na produção para a TIR atingir	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR = 5%	Acima de 10 anos			
TIR = 10%	Acima de 10 anos	10 anos	10 anos	7 anos
TIR = 15%	8 anos	-	2 anos	-

## Comentários

O cenário 1 é o cenário com melhores indicadores para as empresas, pois, apesar de não ser o cenário com o maior volume a ser produzido, é o que apresenta um menor capex unitário, devido ao ganho de escala.

Neste cenário todos os regimes fiscais apresentam TIR maior do que 10% de acordo com o preço do petróleo utilizado. E mesmo a TIR de 15% é viável, sendo necessário, no caso mais extremo, que o preço do petróleo atinja US\$ 81,3/bbl, o que é factível nas atuais circunstâncias.

O regime de concessão dos Estados Unidos apresenta o melhor retorno para a empresa operadora e o menor *government-take*, sendo assim o mais atrativo para empresas investidoras. Após o regime dos Estados Unidos, o segundo mais atrativo para as operadoras é o contrato de concessão do Brasil. Na seqüência, os contratos de PSC da Nigéria e o PSC Teste apresentam menores taxas de retorno e maiores participações governamentais.

Neste cenário em particular, o PSC Teste se torna mais oneroso às operadoras do que o PSC da Nigéria, devido à premissa de pagamento de participações especiais, cobrança semelhante à aplicada no Brasil a produções de grande volume.

Na análise de sensibilidade do atraso da produção, percebe-se que, para este cenário, não existe um impacto significativo na rentabilidade do projeto dado que para se atingir o patamar de TIR de 10% poderia ser admitido um atraso de 7 anos no PSC Teste e 10 ou mais anos para os demais regimes.

## Cenário 2: Campo de 500 milhões de barris – curva de produção controlada

A tabela 5.3 exibe os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os quatro regimes fiscais no cenário de produção de 500 milhões de barris com curva de produção controlada.

Tabela 5.3: Indicadores de TIR e GT para os quatro regimes fiscais (cenário 2)

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	15%	10%	12%	10%
Parcela do Governo	46%	68%	56%	78%

A Figura 5.3 ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas.

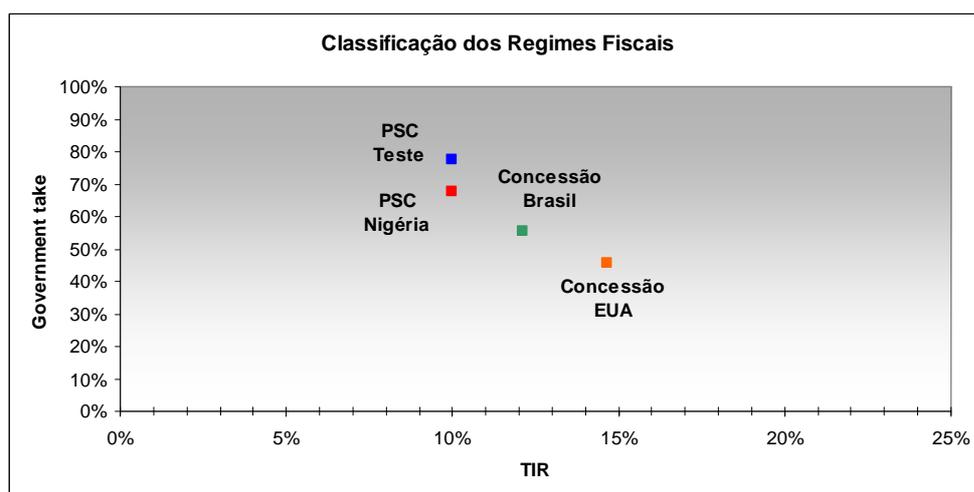


Figura 5.3: Dispersão dos indicadores de TIR e GT para os quatro regimes fiscais (cenário 2)

A Figura 5.4 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR:

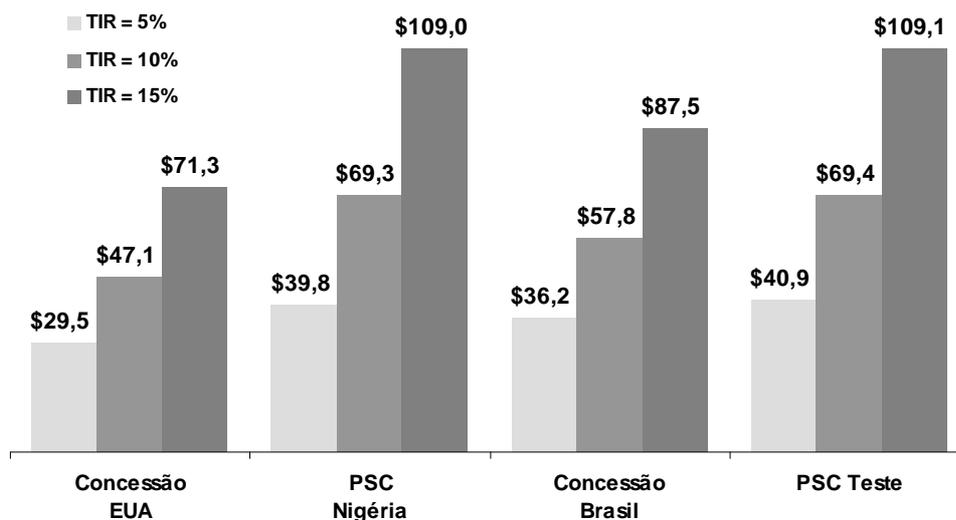


Figura 5.4: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 2)

## Comentários

Esta variação do cenário anterior, com a curva de produção controlada, apresenta menor lucratividade em todos os regimes fiscais, devido ao adiamento da receita oriunda da venda do petróleo produzido.

De maneira geral, a hierarquia entre os regimes se mantém, com a ressalva de que, com a produção em níveis menores, o pagamento de participação especial no regime PSC Teste tarda mais a acontecer e, com isso, sua rentabilidade se aproxima à do PSC da Nigéria. Entretanto, o pagamento continua acontecendo, e isto torna a parcela do governo no regime de teste maior do que na Nigéria, conforme mostra a figura 5.3.

Observando-se o gráfico de preço de break-even, percebe-se que atingir o patamar de TIR de 15% nos contratos de PSC fica mais difícil neste cenário, dado que depende de um preço de petróleo acima de US\$ 100 por barril. Este preço, conforme o cenário de longo-prazo da EIA (figura 4.7), só seria atingido por volta de 2022. Ele também não faz parte do intervalo utilizado por Credit Suisse (2009), que realiza sua análise de sensibilidade com valores entre US\$ 40 e US\$ 90 por barril.

### Cenário 3: Campo de 200 milhões de barris – curva de produção padrão

A tabela 5.4 exibe os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os quatro regimes fiscais no cenário de produção de 200 milhões de barris com curva de produção padrão.

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	16%	10%	13%	11%
Parcela do Governo	46%	66%	55%	77%

Tabela 5.4: Indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 3)

A Figura 5.5 ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas.

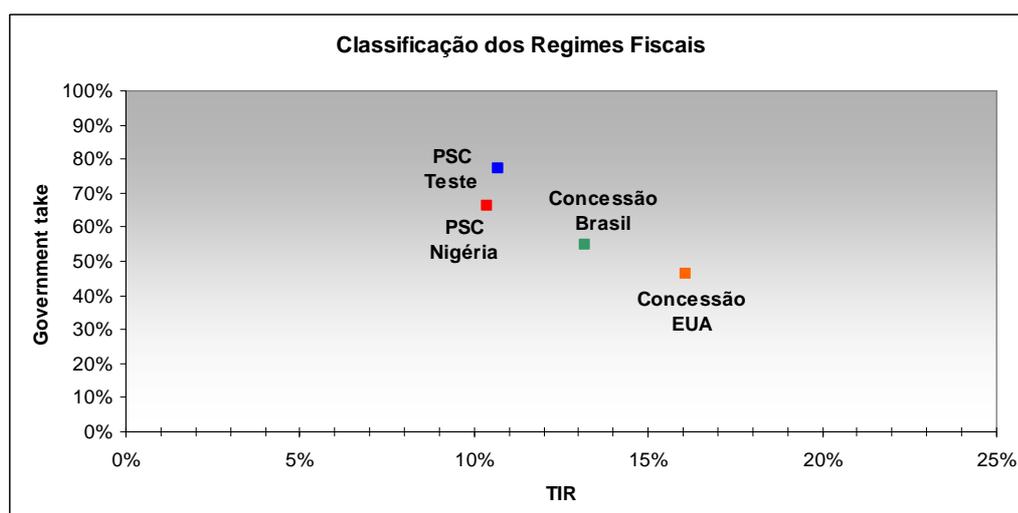


Figura 5.5: Dispersão dos indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 3)

A Figura 5.6 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR:

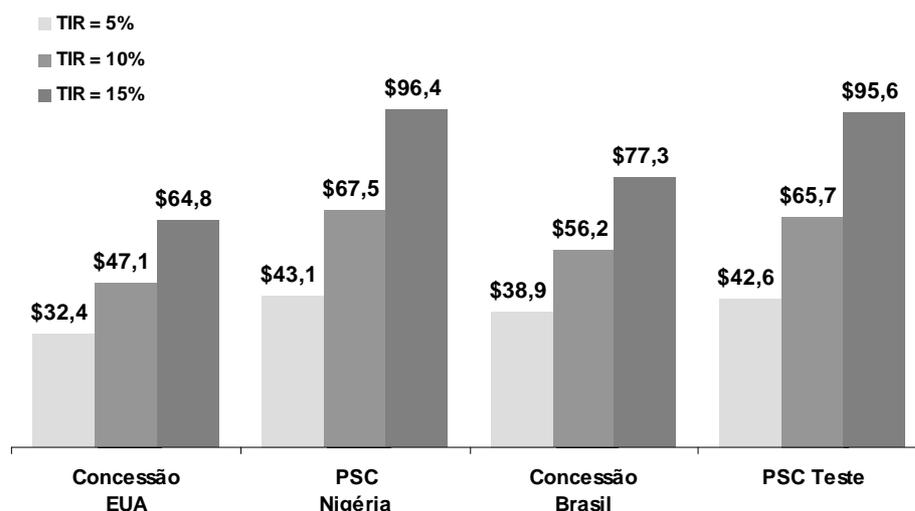


Figura 5.6: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 3)

A tabela 5.5 exibe o resultado da análise de sensibilidade realizada para se determinar qual o tempo necessário de atraso do projeto para que haja impacto na lucratividade do mesmo de forma a alterar sua taxa de retorno para os patamares de 5%, 10% e 15%.

Tabela 5.5: Análise do tempo de atraso necessário para impactar o projeto (cenário 3)

Atraso na produção para a TIR atingir	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR = 5%	Acima de 10 anos			
TIR = 10%	Acima de 10 anos	4 anos	10 anos	2 anos
TIR = 15%	3 anos	-	-	-

## Comentários

Com o volume de petróleo reduzido a 200 milhões de barris, a rentabilidade dos projetos diminui em relação ao primeiro cenário e apenas o regime de concessão nos Estados Unidos apresenta retorno acima de 15%.

O regime de concessão no Brasil continua viável com retorno de 13,2% e preço de break-even de US\$77/barril para se atingir retorno de 15,0%.

Os regimes de PSC dificilmente conseguem atingir retorno de 15,0% neste cenário, dado que dependem de um preço de petróleo no patamar de US\$ 100/barril.

Entretanto, caso um retorno de 10% seja aceitável pela empresa, é muito provável que esses projetos sejam viáveis do ponto de vista do operador, dado que, para isso, seria necessário um preço de petróleo entre US\$50 e US\$70 por barril. Ainda, é muito pouco provável que estes projetos apresentem TIR inferior a 5%, pois seria necessário que o preço do petróleo fosse reduzido ao patamar de US\$ 40 / barril. Este preço, conforme citado no cenário 2, é o patamar inferior do intervalo analisado por Credit Suisse (2009) e tampouco faz parte da projeção de longo-prazo da EIA (2010b).

Quanto à análise do impacto de um possível atraso no início da produção no projeto, percebe-se que o projeto sob o regime de concessão nos Estados Unidos ou no Brasil apresenta maior robustez, suportando atrasos de 10 anos ou menos no desenvolvimento da produção sem perder rentabilidade, ou seja, mantendo a TIR acima de 10%. Por outro lado, os contratos de PSC, justamente por já apresentarem uma rentabilidade próxima de 10% sem atraso, teriam suas rentabilidades reduzidas a 10% mais facilmente, bastando um atraso de 2 a 4 anos.

Aqui se percebe a existência do conflito de percepções entre o Estado e o operador. Caso o Estado preveja, segundo o princípio de Hotelling, que o preço do petróleo deve aumentar no longo-prazo, pode tentar atrasar a produção visando uma maior arrecadação futura em detrimento de arrecadação no presente. Porém o operador não entende desta forma, sua percepção de preços futuros tende a ser diferente, mais conservadora, dado que é ele quem assume os riscos exploratórios e realiza os investimentos necessários. Desta forma, uma intervenção governamental no sentido de atrasar a produção pode afetar a percepção de retorno do operador sobre o projeto. E no regime PSC, por definição, o Estado tem mais meios de intervir no desenvolvimento das operações do que no regime de concessão. Portanto, existe uma dupla exposição para o operador no regime do PSC, uma vez que os projetos neste regime já têm atratividade econômica mais limitada e, ainda por cima, o Estado tem mais poder para atrasar os projetos, reduzindo ainda mais a economicidade dos mesmos.

#### Cenário 4: Campo de 200 milhões de barris – curva de produção controlada

A tabela 5.6. apresenta os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os quatro regimes fiscais no cenário de produção de 200 milhões de barris com curva de produção controlada.

Tabela 5.6: Indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 4)

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	12%	8%	10%	8%
Parcela do Governo	46%	66%	53%	77%

A Figura 5.7 ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas.

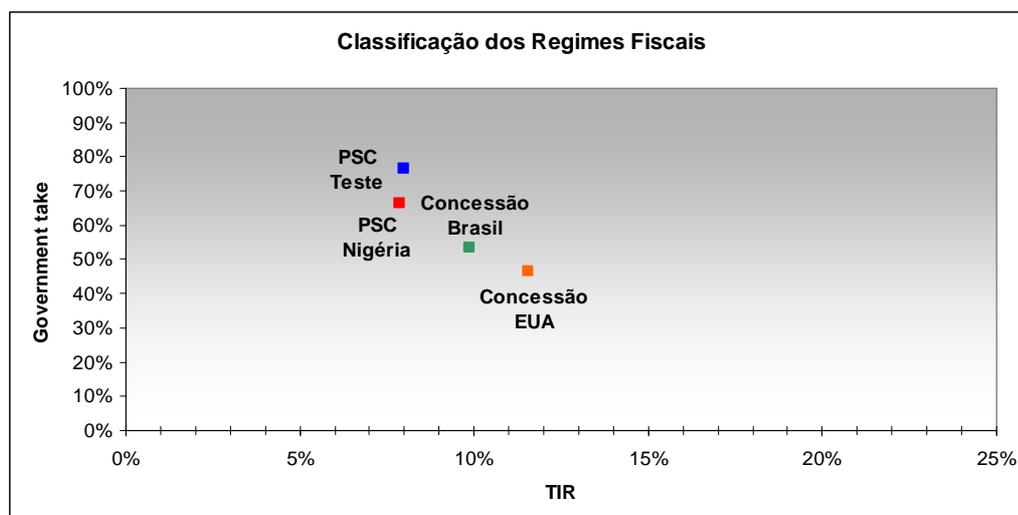


Figura 5.7: Dispersão dos indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 4)

A Figura 5.8 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR:

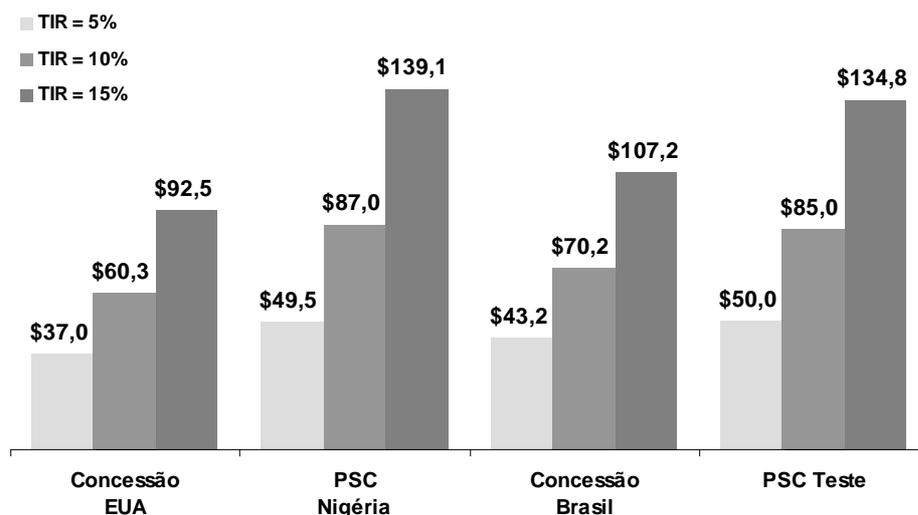


Figura 5.8: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 4)

## Comentários

Ao se aplicar o achatamento da curva de produção para um campo de 200 milhões de barris, nenhum projeto atinge o patamar estipulado como ideal para rentabilidade, sob o prisma do operador privado, ou seja, com TIR igual a 15%, nas condições de preço de petróleo estimadas. Para o projeto atingir uma rentabilidade de 15% neste cenário seria preciso que o preço do petróleo superasse US\$ 92 / barril. E, ainda assim, apenas os Estados Unidos atingiriam esse patamar de rentabilidade.

Entretanto, os regimes de concessão apresentam retorno acima de 10% a.a., que pode ser aceitável de acordo com o custo de capital da empresa. Já os regimes de PSC apresentam sua viabilidade (estimada como retorno de 10%) atrelada à estimativa de preços (leia-se propensão a risco) do operador. Conforme citado anteriormente, a perspectiva do Estado, em tese, é de aumento do preço do petróleo no longo-prazo, inspirada em Hotelling (1931), dado que se trata da crescente exaustão de seu recurso natural não renovável. Desta forma, o projeto pode parecer, aos olhos do Estado, viável de ser implementado por um ente privado, porém esta visão não necessariamente é compartilhada pelo operador.

De fato, como mostra a tabela 4.3, as companhias utilizam preços de robustez na faixa dos U\$ 40 por barril, que serve para filtrar os projetos em sua carteira. Trata-se de uma postura mais conservadora que a do Estado, justificada pelo fato de ser o

ente privado quem assume os riscos exploratórios e realiza os investimentos necessários para a consecução do projeto. Portanto, dadas as atuais premissas, na ausência de motivadores estratégicos ou outros externos à avaliação econômica, pode se inferir que dificilmente um projeto com preço de break-even de US\$ 85 ou US\$ 87 / bbl seria aprovado por uma companhia privada. Neste caso fica clara a diferença de percepção de risco entre o Estado e o ente privado.

## Cenário 5: Campo de 100 milhões de barris – curva de produção padrão

A tabela 5.7 exibe os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os quatro regimes fiscais no cenário de produção de 100 milhões de barris com curva de produção padrão.

Tabela 5.7: Indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 5)

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	13%	8%	11%	9%
Parcela do Governo	48%	67%	55%	78%

A Figura 5.9 ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas.

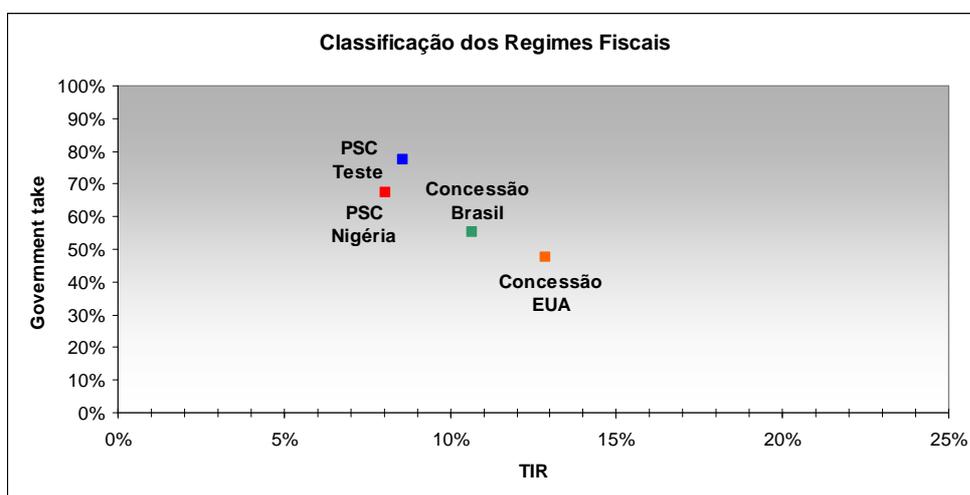


Figura 5.9: Dispersão dos indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 5)

A Figura 5.10 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR:

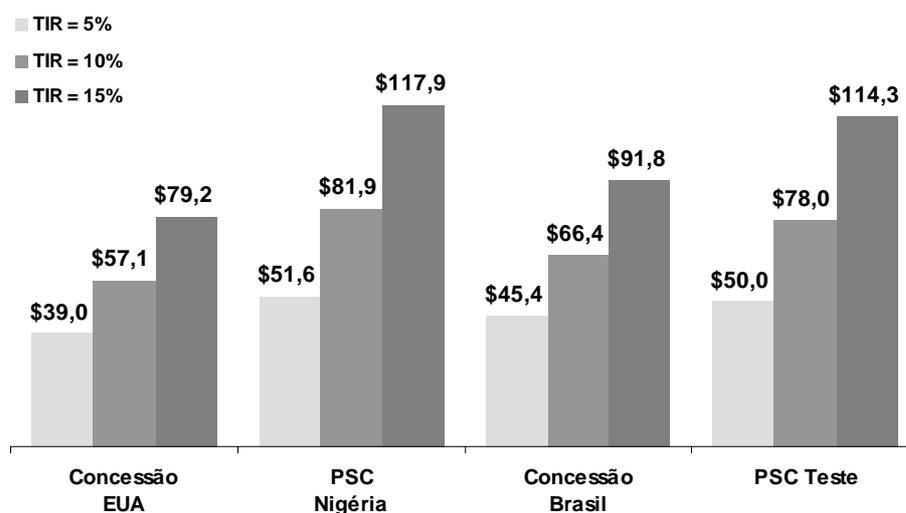


Figura 5.10: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 5)

A tabela abaixo exhibe o resultado da análise de sensibilidade realizada para se determinar qual o tempo necessário de atraso do projeto para que haja impacto na lucratividade do mesmo de forma a alterar sua taxa de retorno para os patamares de 5%, 10% e 15%.

Tabela 5.8: Análise do tempo de atraso necessário para impactar o projeto (cenário 5)

Atraso na produção para a TIR atingir	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR = 5%	Acima de 10 anos			
TIR = 10%	9 anos	-	3 anos	-
TIR = 15%	-	-	-	-

## Comentários

O projeto de um campo de 100 milhões de barris de petróleo apresenta um panorama de difícil viabilidade econômica em regimes mais onerosos para o operador como os PSCs de teste e da Nigéria e mesmo no regime de concessão do Brasil, sendo muito sensível ao preço do petróleo.

Com efeito, uma redução no preço do petróleo para o patamar de US\$ 60/bbl torna os projetos antieconômicos do ponto de vista de uma empresa privada, considerando que esta exige um rendimento de 10 a 15%. A única exceção é o regime de concessão nos Estados Unidos, que apresentaria um retorno de cerca de 10% nesta situação.

Por outro lado, a variável de atraso no início da produção, da mesma forma que nos cenários anteriores, não afeta significativamente a rentabilidade do projeto. Para se atingir um patamar inferior de retorno (por exemplo, 5%), em todos os quatro regimes fiscais, seria possível um atraso superior a 10 anos no início da produção. Este pequeno impacto se deve, basicamente, ao fato de que o atraso no início da produção posterga, também, a realização dos principais investimentos do projeto. Apenas uma parcela menos significativa, relativa à exploração, é realizada no começo do projeto, antes do adiamento.

De qualquer forma, este cenário mostra a dificuldade de se viabilizar a produção em campos menores, principalmente em países onde o regime fiscal prevê uma participação governamental elevada. Por conta disto, em alguns casos, quando é de interesse do Estado incentivar a produção em campos pequenos, é negociado um desconto ou isenção de pagamento de royalties, conhecido como “royalties relief”<sup>52</sup>.

---

<sup>52</sup> No capítulo 1 são citados exemplos de discussão deste tema na literatura.

## Cenário 6: Campo de 100 milhões de barris – curva de produção controlada

A tabela 5.9 exibe os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os 4 regimes fiscais no cenário de produção de 100 milhões de barris com curva de produção controlada.

Tabela 5.9: Indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 6)

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	9%	6%	8%	6%
Parcela do Governo	48%	67%	55%	77%

A Figura 5.11 ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas.

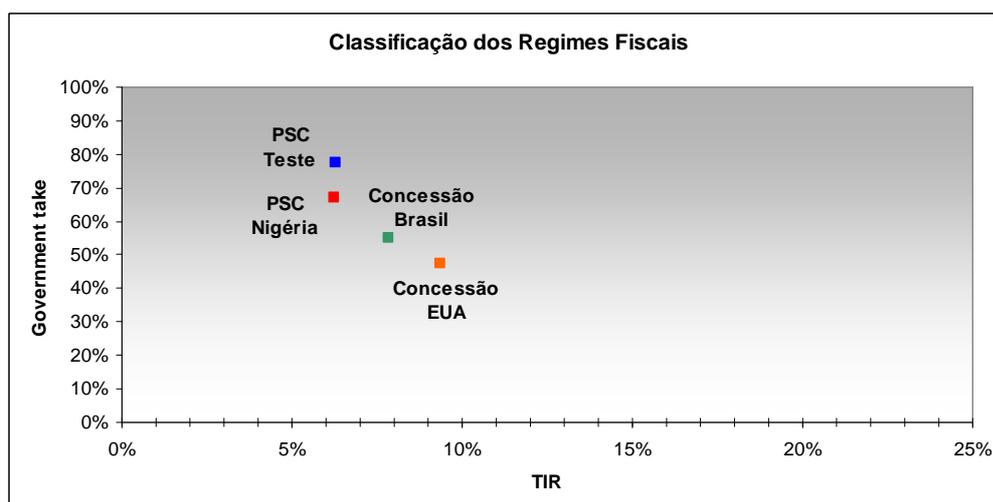


Figura 5.11: Dispersão dos indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 6)

A Figura 5.12 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR:

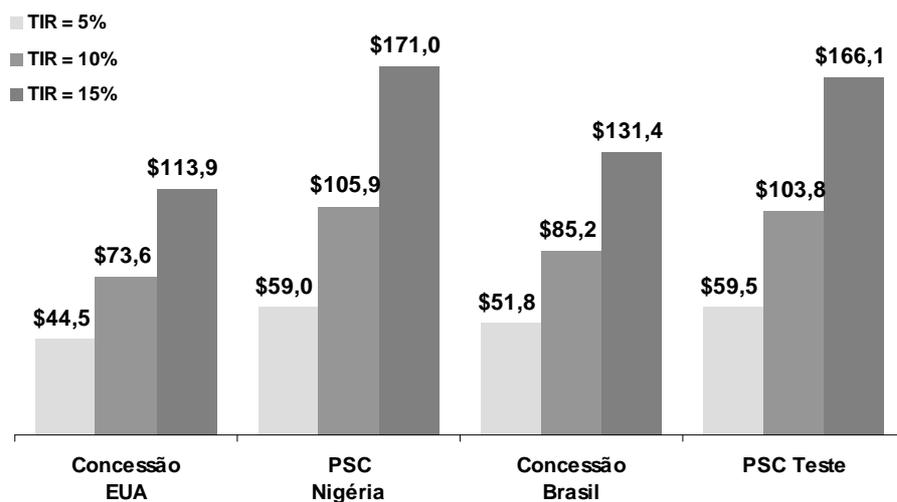


Figura 5.12: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 6)

### Comentários

Neste cenário, pressupondo o controle de produção em um campo de 100 milhões de barris, nenhum dos quatro regimes fiscais torna este projeto economicamente atraente (leia-se com TIR de 15%) nos patamares estimados de preço de petróleo.

Nos Estados Unidos, onde o regime é o menos oneroso, este projeto dependeria de um preço de petróleo de mais de US\$113/bbl para atingir a marca de 15% de retorno.

## Cenário 7. Campo de 1 bilhão de barris – curva de produção padrão

A tabela 5.10 exibe os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os quatro regimes fiscais no cenário de produção de 1 bilhão de barris com curva de produção padrão.

Tabela 5.10: Indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 7)

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	17%	10%	11%	9%
Parcela do Governo	46%	71%	65%	82%

O gráfico de dispersão, Figura 5.13, ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas, através dos indicadores de TIR e government take (GT).

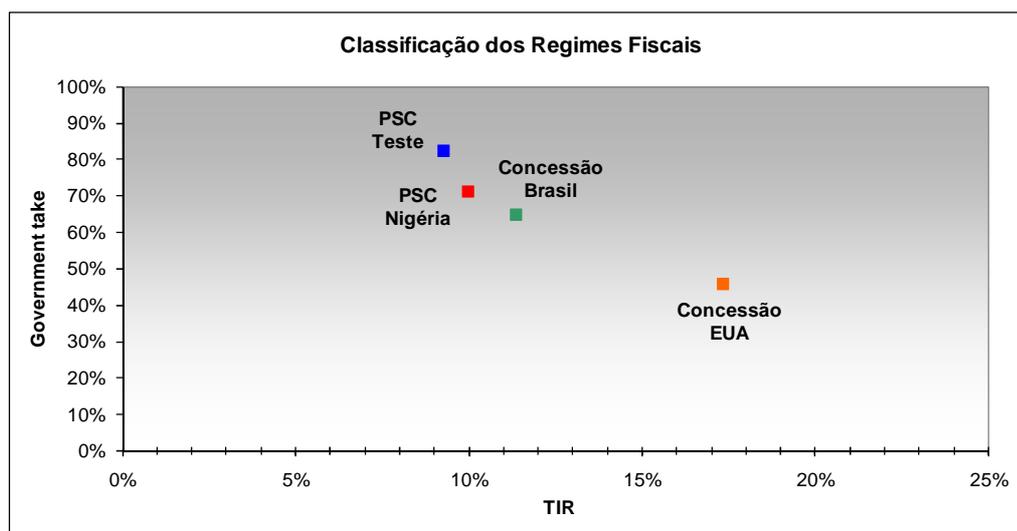


Figura 5.13: Dispersão dos indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 7)

A Figura 5.14 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR propostos nesta dissertação:

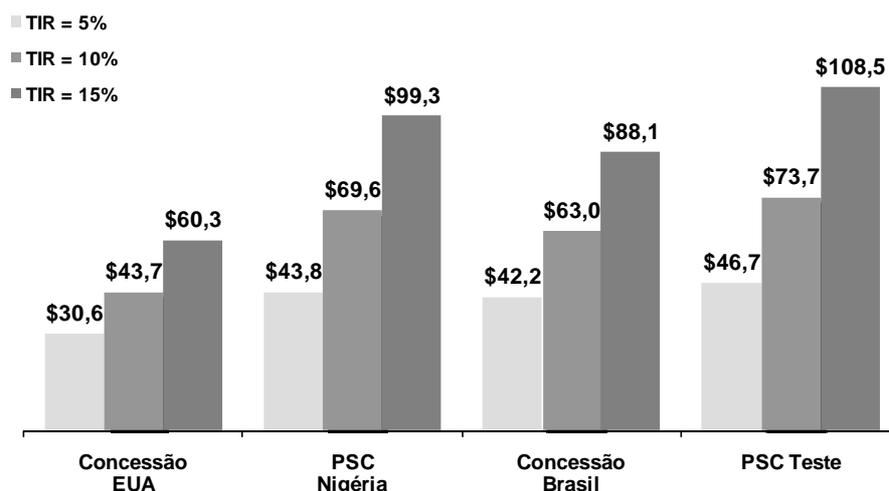


Figura 5.14: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 7)

A tabela 5.11 exibe o resultado da análise de sensibilidade realizada para se determinar qual o tempo necessário de atraso do projeto para que haja impacto na lucratividade do mesmo de forma a alterar sua taxa de retorno para os patamares de 5%, 10% e 15%.

Tabela 5.11: Análise do tempo de atraso necessário para impactar o projeto (cenário 7)

Atraso na produção para a TIR atingir	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR = 5%	Acima de 10 anos			
TIR = 10%	Acima de 10 anos	-	7 anos	-
TIR = 15%	5 anos	-	-	-

## Comentários

O cenário 7, apesar de considerar um campo de 1 bilhão de barris, apresenta rentabilidade menor que o cenário 1 (campo de 500 milhões de barris), devido ao fato de que para o campo de 1 bilhão de barris foi considerado um capex maior, em linha com a premissa de que se trata de um campo de mais difícil acesso e com maiores desafios tecnológicos para ser produzido.

Neste cenário foi detectado o maior índice de government take (GT) do trabalho, no regime PSC Teste (82%), Isto se deve ao fato de haver cobrança de participação especial sobre a produção deste campo, que é o maior do estudo.

## Cenário 8: Campo de 1 bilhão de barris – curva de produção controlada

A tabela 5.12 exibe os indicadores de retorno (TIR) e de parcela do governo para os 4 regimes fiscais no cenário de produção de 1 bilhão de barris com curva de produção controlada.

Tabela 5.12: Indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 8)

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
TIR do Projeto	12%	8%	9%	7%
Parcela do Governo	46%	72%	62%	81%

A Figura 5.15 ajuda a comparar a atratividade dos regimes fiscais para as empresas.

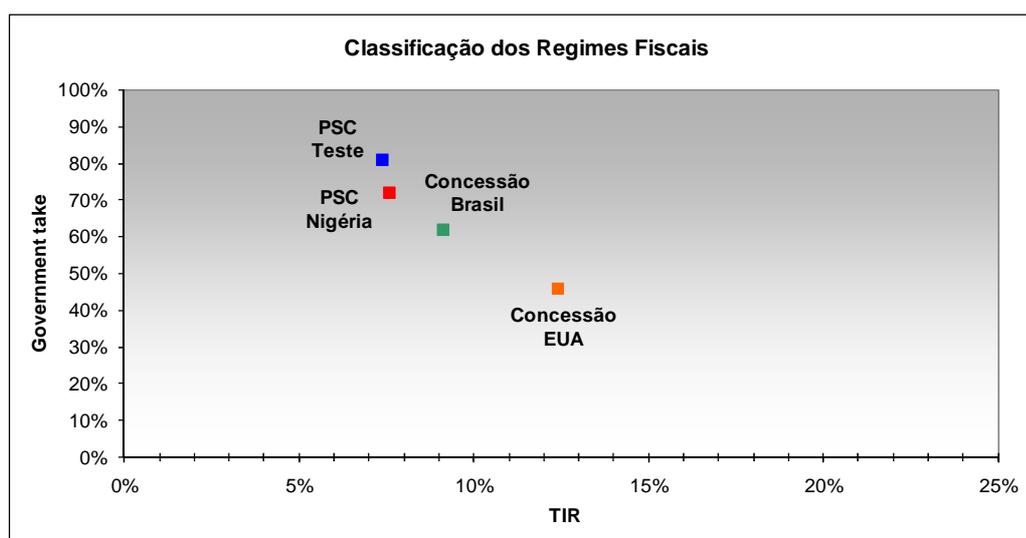


Figura 5.15: Dispersão dos indicadores de TIR e Government Take para os quatro regimes fiscais (cenário 8)

A Figura 5.16 indica o preço de petróleo necessário para que, mantidas as demais condições técnicas, a rentabilidade do projeto atinja cada um dos três patamares de TIR:

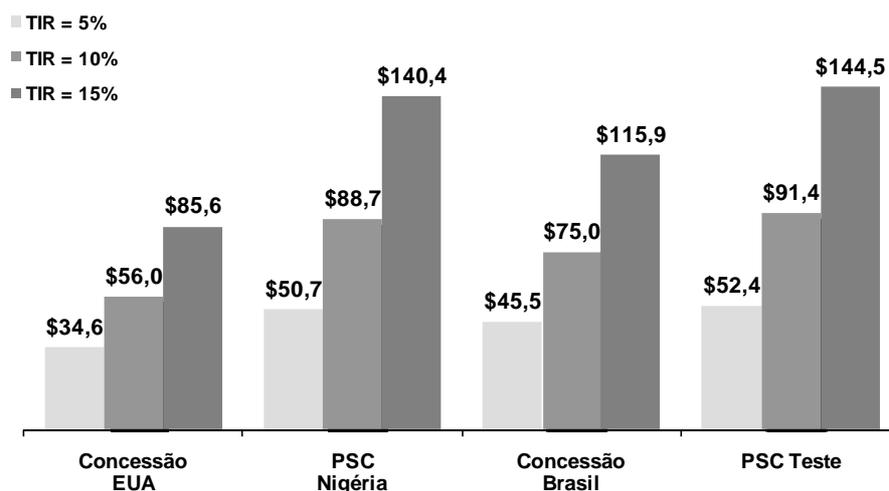


Figura 5.16: Preço de break-even em cada regime fiscal para atingir determinados patamares de TIR (cenário 8)

## Comentários

Como aconteceu nos cenários 2, 4 e 6, o cenário 8 apresenta uma queda de rentabilidade (do ponto de vista do operador privado) em todos regimes fiscais, em se comparando com o cenário anterior, por conta do controle da produção, que adia a geração de renda e, conseqüentemente, o retorno do investimento.

Neste cenário, é muito pouco provável que o projeto alcance rentabilidade de 15% nos regimes de PSC (Nigéria e Teste), dado que, para isso, seria necessário um preço de petróleo acima de US\$ 140/bbl.

## 5.2. SÍNTESE DOS RESULTADOS - ANÁLISE

Como conclusões gerais das simulações realizadas, pode se destacar:

- Os regimes de concessão analisados neste estudo são menos onerosos para o operador privado do que o regime de partilha de produção (PSC), na medida em que este apresenta, após o pagamento das taxas e tributos devidos, uma divisão de receita entre a empresa operadora do projeto e o governo local ou empresa estatal do país.
- O regime de concessão dos Estados Unidos é o menos oneroso para as empresas privadas, na medida em que a parcela de arrecadação do Estado é sensivelmente menor do que em outros regimes, sendo o regime de concessão do Brasil o segundo menos oneroso dos aqui analisados. Com efeito, Barbosa e Bastos (2000) já haviam observado que o sistema norte-americano (assim como o britânico) é mais brando para a empresa exploradora do que o sistema brasileiro, que por sua vez é menos severo que os sistemas nigeriano e angolano. Avaliando as condições contratuais do regime de concessão do Brasil e dos EUA, nota-se certo equilíbrio no que diz respeito às alíquotas de royalties e de Imposto de Renda, ficando a diferença a cargo da participação especial, arrecadação prevista no regime brasileiro para os campos de grande volume. Com efeito, a vantagem da TIR do regime de concessão dos Estados Unidos sobre a TIR do regime de concessão do Brasil cresce com o tamanho do campo analisado. Na tabela abaixo, pode se perceber esta diferença:

Tabela 5.13: comparação da taxa de retorno dos regimes de concessão no Brasil e nos Estados Unidos

	<b>TIR Estados Unidos</b>	<b>TIR Brasil</b>	<b>Diferença (%)</b>
Campo de 1 bi bbls	17,4%	11,4%	<b>52,6%</b>
Campo de 500 MM bbls	20,7%	15,7%	<b>31,5%</b>
Campo de 200 MM bbls	16,1%	13,2%	<b>21,8%</b>
Campo de 100 MM bbls	12,9%	10,6%	<b>20,9%</b>

Dentre os regimes de partilha de produção (PSC), houve neste estudo uma alternância de nível de severidade (do ponto de vista do ente privado) entre o regime da Nigéria e o regime teste. Em projetos com volumes maiores de petróleo a ser

produzido (neste estudo, os campos de 500 milhões e 1 bilhões de barris), o regime PSC Teste seria mais oneroso ao consórcio operador do que o nigeriano, devido ao pagamento de participações especiais. Já em projetos de menor volume (campos de 100 e 200 milhões de barris), a importância da participação especial diminui e equilibra ou até torna menos oneroso o regime de partilha testado neste estudo.

Mesmo nas situações onde o regime PSC Teste é menos oneroso do que o nigeriano, a parcela do governo (Government Take) foi sempre maior neste estudo devido à premissa de divisão do óleo lucro (profit oil) em 50% entre o consórcio e o governo, ao passo que na Nigéria este percentual é escalonado de acordo com o volume produzido.

Considerando-se como preços de petróleo viáveis no médio prazo (2011 a 2016) o intervalo de US\$ 70 a 100 por barril – conforme previsão de preços indicados na figura 4.7 (EIA, 2010b); e como viável economicamente aquele projeto que apresenta uma taxa de retorno de 15% ou mais – conforme patamar de retorno das empresas, indicado na tabela 4.7 (PEREIRA, 2004), dentro das premissas do estudo, conclui-se que, para um operador privado, a produção de um campo de 100 ou 200 milhões de barris só é viável nos Estados Unidos e no Brasil (dentro do regime vigente de concessão).

Observou-se também que o atraso da entrada em produção, neste estudo, não gerou impactos significativos na rentabilidade dos projetos. Já uma possível intervenção externa no sentido de se controlar a curva de produção gera considerável impacto, reduzindo, em média, 26% a taxa interna de retorno do projeto. Desta forma, percebe-se a importância do conflito entre taxas de desconto social e privada no ambiente do PSC, onde o Estado tem influência para controlar a curva de produção de um projeto. Conclui-se que, do ponto de vista do operador privado, é preferível que o Estado atrase o projeto do que controle a curva de produção do mesmo.

É interessante observar na tabela 5.14 que a variação da TIR nos regimes de concessão dos EUA e PSC nigeriano é maior na comparação entre campos de 500 e 200 milhões de barris do que na comparação entre campos de 200 e 100 milhões de barris, o que faz sentido dado que, na primeira, o volume cresce mais proporcionalmente do que na segunda. Entretanto, para o regime brasileiro de concessão e o regime de PSC Teste, a relação é inversa. Ou seja, existe um maior ganho de TIR ao se passar de um campo de 100 para 200 milhões de barris do que ao

se passar de 200 para 500 milhões de barris. Esta contradição pode ser explicada pela cobrança de participação especial nos projetos de grandes volumes ou rentabilidades, o que faz com que a rentabilidade de campos gigantes não cresça proporcionalmente.

Tabela 5.14 – Comparação entre  $\Delta$ TIR nos quatro regimes fiscais

	Concessão EUA	PSC Nigéria	Concessão Brasil	PSC Teste
$\Delta$ TIR entre campos de 500 e 200 mm bbl	28%	31%	19%	20%
$\Delta$ TIR entre campos de 200 e 100 mm bbl	25%	29%	24%	25%

Por fim, comparando-se o regime de concessão brasileiro com o regime de teste de PSC proposto, baseado nas premissas aqui estabelecidas, o regime de PSC se mostrou, em média, 20% menos rentável para as empresas operadoras do que o regime de concessão brasileiro.

Visando verificar se é possível que um regime de PSC apresente rentabilidades semelhantes (do ponto de vista do operador) ao regime de concessão brasileiro, foi calculado qual o valor de divisão do óleo lucro no PSC seria necessário para que sua taxa de retorno se igualasse a do regime de concessão. O gráfico abaixo expõe os valores obtidos para cada um dos oito cenários deste estudo.

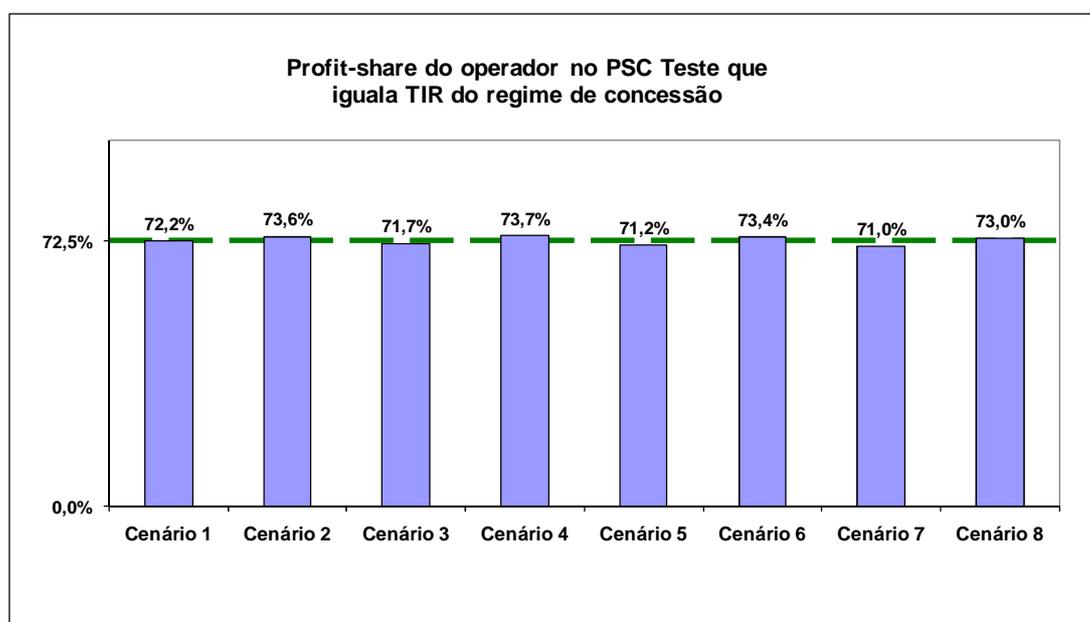


Figura 5.17 – Análise de sensibilidade do profit oil no PSC Teste

Em média, o regime PSC Teste deveria oferecer ao operador 72,5% do óleo lucro (*profit oil*) para igualar sua atratividade econômica a do regime de concessão brasileiro.

Entretanto, de acordo com as simulações realizadas, mesmo que o percentual de 72,5% do óleo lucro (*profit oil*) fosse oferecido ao operador privado, o GT (government take) do projeto seria, em média, 20,3% superior ao GT do regime de concessão, conforme figura 5.18.

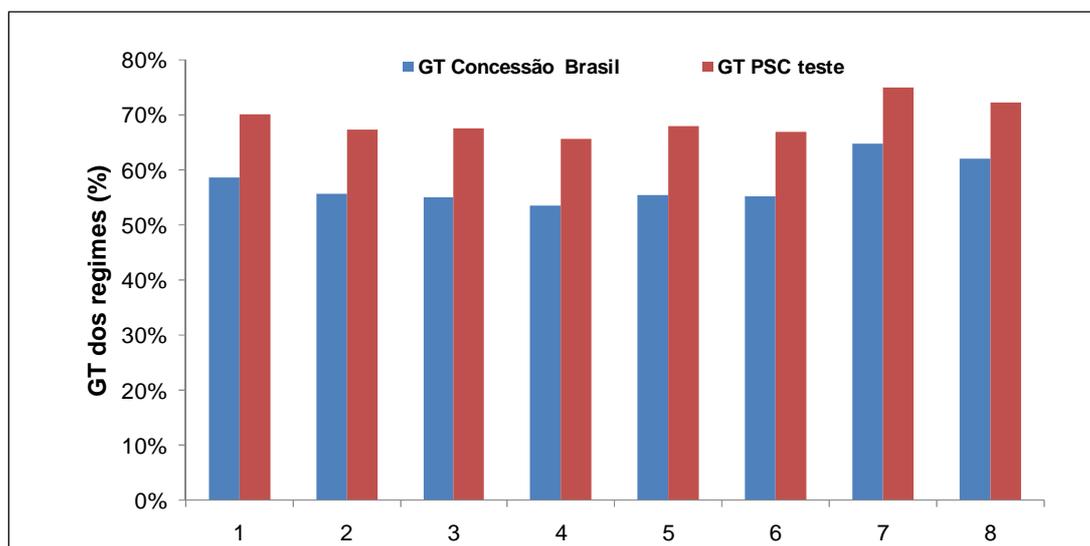


Figura 5.18 – comparação de GT entre o regime de concessão e o PSC Teste com TIR iguais.

Entretanto, vale ressaltar que, conforme apresentado no capítulo 2, as comparações de GT podem não representar fielmente todas as diferenças existentes entre distintos regimes fiscais.

Em outra tentativa de se avaliar uma possível melhoria dos indicadores do regime PSC Teste, foram recalculadas as taxas de retorno deste regime fiscal nos oito cenários com uma alteração: a exclusão da cobrança de participação especial (PE). A Figura 5.19 apresenta a comparação da TIR, nos oito cenários, para o regime de concessão brasileiro, o regime PSC Teste com pagamento de PE e o regime PSC teste sem o pagamento de PE.

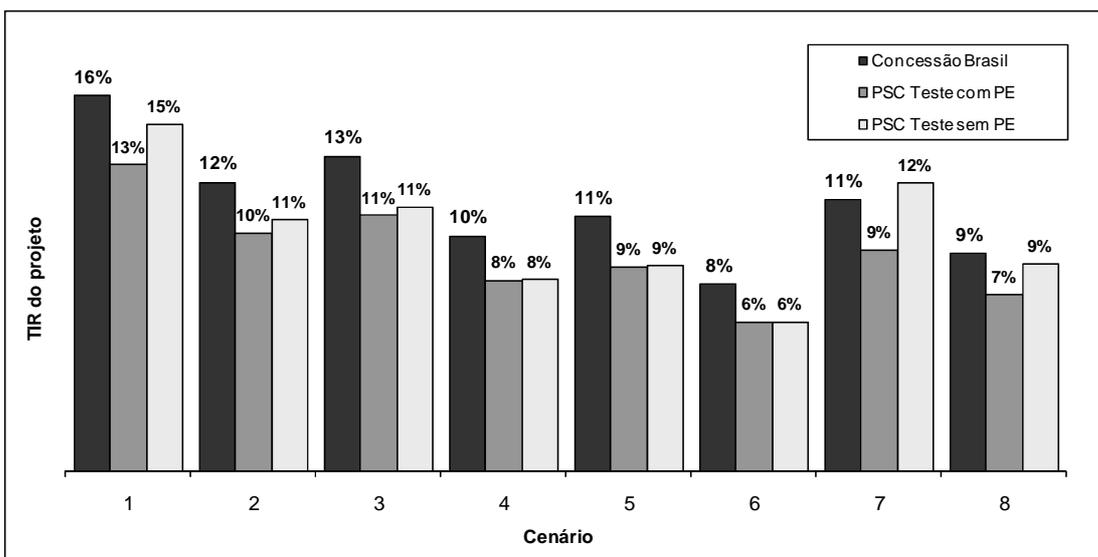


Figura 5.19: Comparação da TIR dos projetos sem pagamento de PE

Percebe-se que, nos cenários 1, 7 e 8, a ausência da PE leva a impactos mais relevantes, na medida em que eleva a TIR do projeto para um patamar mais próximo da TIR do regime de concessão. Porém, é muito pouco provável que o governo resolva abrir mão de tal cobrança, até porque a mesma se destina a campos de maior volume e a expectativa é que um eventual novo regime fiscal no Brasil seja aplicado justamente em áreas ainda não exploradas com maior potencial geológico.

Além disso, vale ressaltar que a não-cobrança de participação especial elevaria a receita tributável pelo imposto de renda. Dado que a arrecadação com a participação especial, no Brasil, é dividida igualmente entre União e estados (UF's)/ municípios<sup>53</sup> e o imposto de renda é arrecadação exclusiva da União, a exclusão da cobrança de participação especial caracterizaria, indiretamente, uma transferência de arrecadação dos estados(UF's)/municípios para a União. Tal constatação torna ainda menos provável a adoção desta medida.

<sup>53</sup> Mais detalhes sobre os diversos instrumentos de arrecadação governamental no regime de concessão brasileiro estão descritos no capítulo 3.

## 6 CONCLUSÕES

Conforme explicado no capítulo 1, o objetivo deste trabalho foi analisar os principais regimes fiscais praticados na indústria do petróleo mundial e seus impactos na avaliação econômica de um projeto de E&P, com estudos de caso no Brasil e em outros países. Desta forma, foi realizada uma comparação detalhada dos regimes fiscais de concessão e partilha de produção, a fim de entender os impactos de cada um deles na viabilidade econômica de diferentes projetos e testar até que ponto os regimes podem ser equivalentes em termos de rentabilidade para o operador e para o Estado. Procurou-se analisar, sob a ótica de quatro regimes fiscais, os resultados econômicos de projetos em campos de petróleo de tamanhos distintos, com curvas de produção de dois perfis: uma curva padrão e uma curva mais achatada, consequência da hipótese de possível contr/ole do ritmo de produção pelo governo, de modo a retardar a depleção do campo.

Este possível desejo de controle do ritmo de produção pelo governo implica na existência de uma taxa de desconto social, ou a menor preferência pelo presente. Em tese, o governo, enquanto representante do dono do recurso mineral (sociedade), quer maximizar no tempo os benefícios advindos da produção deste recurso, prolongando sua existência e beneficiando também as gerações futuras. Desta forma, prefere que o petróleo seja produzido em um ritmo mais lento que o desejado pelo operador privado, que pretende acelerar a produção de petróleo para remunerar seus investimentos no menor tempo possível. Existe, portanto, um conflito entre as percepções de taxas de desconto (e preferências temporais de produção) por parte do governo e dos operadores privados.

Este conflito entre as taxas de desconto sociais e privadas, objeto de diversos estudos presentes na literatura científica, como apresentado anteriormente, está intrinsecamente relacionado com o dilema do regime fiscal ideal, que deve atender simultaneamente aos interesses dos dois principais atores: o Estado e o operador privado. O Estado precisa de um regime fiscal que lhe garanta o máximo possível de captura da renda petrolífera e que permita desenvolver a indústria local de seu país, gerando emprego e impostos. Ao passo que, ao investidor privado, interessa um regime fiscal que propicie um retorno rápido ao capital empregado, de maneira estável e previsível, seguindo padrões da indústria.

A literatura sobre regimes fiscais mostra, ainda, que aumentos de preços do petróleo, na maioria das vezes acarretam aumentos na participação do governo nos projetos, seja porque os regimes fiscais são progressivos, seja porque o aumento do preço de petróleo estimula o Estado a buscar a renegociação dos contratos. Com efeito, segundo WoodMackenzie (2007), a partir do rápido crescimento do preço do petróleo a partir de 2001, 28 países ajustaram seus regimes fiscais para aumentar o government take. Em nove deles (Argélia, Argentina, Bolívia, China, Equador, Rússia, Reino Unido, Estados Unidos (Alasca) e Venezuela) os ajustes aconteceram inclusive nos contratos já assinados com operadores privados.

As simulações realizadas neste estudo mostram que, a princípio, é matematicamente possível que regimes fiscais distintos apresentem o mesmo *government take*, através da configuração de suas variáveis. Perez (2010) reforça a teoria de que diversos regimes fiscais ou estruturas de remuneração, baseados em distintas bases de cálculo como receita bruta, lucro ou volume de produção podem gerar o mesmo volume de arrecadação ao governo.

Entretanto, estas mesmas simulações indicam que os regimes PSC da Nigéria e o regime de teste simulado neste estudo são mais onerosos ao operador privado do que os regimes de concessão dos Estados Unidos e do Brasil. Pesquisas realizadas com um maior número de regimes fiscais (JOHNSTON, 2001) apontam esta mesma tendência.

O fato de um mesmo projeto de produção de um campo de petróleo ter diferentes rentabilidades em diferentes regimes fiscais sugere que em alguns países este projeto seja viável e em outros não. Com isto é possível que alguns países, por conta de regimes fiscais mais severos, apresentem descobertas de petróleo não desenvolvidas e não incorporadas às estatísticas de reservas. Com efeito, autores como Mikesell (1984), Khelil (1995) e Bindemann (1999) já haviam identificado que os regimes fiscais podem tornar um campo de petróleo de pequeno/médio porte não lucrativo, impedindo ou atrasando seu desenvolvimento. Indo além, os níveis de produção e de reservas de petróleo no mundo poderiam ser maiores caso não houvesse essa barreira ao desenvolvimento de campos de pequeno/médio porte.

Esta premissa vale para o novo regime fiscal de partilha a ser implantado no Brasil. Como este regime deverá ser mais oneroso para o operador, dado o interesse do governo de aumentar sua participação na renda petrolífera, sugere-se que o

mesmo seja aplicado apenas em áreas com potencial para grandes acumulações, para evitar que o mesmo inviabilize projetos de campos de pequeno/médio porte.

Considerando-se que a indústria de petróleo apresenta hoje escala global e que mesmo o país mais remoto e menos desenvolvido economicamente pode ter acesso às tecnologias mais modernas em cada disciplina, através do convite de empresas estrangeiras para a exploração ou mesmo constituindo parcerias com as mesmas, um mesmo projeto pode ser viável economicamente para uma empresa e não para outra, dependendo basicamente de:

- custo de capital da empresa, que pode ser interpretado como preferência pelo presente, ou nível de retorno exigido pelos donos e/ou acionistas.

- custo de oportunidade do projeto para a empresa – para uma empresa estatal que representa os interesses de um país importador de petróleo (por exemplo, a China) pode ser mais interessante produzir petróleo com retorno baixo do que importar petróleo de outras companhias. Neste caso, trata-se de comparação e análise do melhor cenário para o país.

Os resultados das simulações mostram, ainda, que um atraso no início do desenvolvimento da produção não impacta diretamente a rentabilidade do projeto, pois a maior parte do investimento é igualmente postergada. Um cenário onde o atraso se dê após a realização do investimento sugere que o impacto na rentabilidade pode ser significativo, o que pode ser objeto de estudos futuros. Já um controle da curva de produção por parte do Estado impacta, sim, de forma significativa a rentabilidade de um projeto para o investidor privado, tornando a taxa de desconto do projeto uma questão central para a viabilidade econômica do mesmo. Desta forma, conclui-se que, do ponto de vista do operador privado, é preferível um atraso no projeto a uma interferência no ritmo de produção que o desloque do ponto ótimo em termos técnicos e econômicos.

O modelo desenvolvido para as simulações deste estudo permitiu, ainda, analisar o impacto de diferentes preços de petróleo na viabilidade econômica do projeto. Além da análise de um cenário-base com preço de petróleo determinado de forma probabilística (via distribuição triangular), foram calculados os preços de

robustez<sup>54</sup> para os projetos conforme diferentes taxas de retorno. Desta forma, foi possível analisar quais projetos são viáveis economicamente com as previsões atuais de preços de petróleo para o futuro.

O regime de partilha de produção, independente de poder embutir um *government take* maior, permite ao Estado o poder de controlar a curva de produção dos operadores, o que lhe é útil, dado que em tese sua taxa de desconto é social (preferência pelo futuro, gerando equilíbrio na distribuição de renda inter-geracional) e deseja que a indústria local acompanhe a evolução da indústria de E&P.

No caso do Brasil, a mudança do marco regulatório brasileiro está ligada à estratégia de desenvolvimento da indústria e da economia. As atividades e investimentos necessários para se produzir o petróleo do pré-sal brasileiro representam uma oportunidade de geração de empregos e desenvolvimento tecnológico no Brasil, desde que realizados em um ritmo tal que permita ao parque industrial do país acompanhar a demanda por serviços. Por isto, é importante ao governo brasileiro o poder de controlar o ritmo de produção do petróleo no pré-sal, para garantir que a indústria para-petrolífera de bens e serviços no Brasil esteja pronta para acompanhar as demandas e não ser substituída por competidores estrangeiros.

Portanto, seria esta uma das grandes vantagens da adoção do regime de partilha de produção ora em curso no Brasil. Um maior *government take* poderia ser obtido simplesmente alterando-se os valores de royalties e participação especial do atual regime de concessão. Mas o PSC vai permitir que o Estado controle, através da nova empresa estatal a ser criada, o ritmo de produção de parte significativa das reservas brasileiras (se as expectativas acerca das reservas do pré-sal se confirmarem).

Por um lado, este controle impacta significativamente a rentabilidade de um projeto para uma empresa privada. Por outro, parece ser benéfico à sociedade, uma vez que a transição do Brasil do status atual de um país importador ou auto-suficiente em petróleo para um país exportador traz embutido o risco do desenvolvimento da doença holandesa, se a renda petrolífera não for bem gerenciada.

Portanto, reforçando o conceito de regime fiscal ideal já apontado por diversos autores, o grande desafio do Estado na implantação deste novo regime de partilha no

---

<sup>54</sup> Preço de equilíbrio, ou preço necessário para que o retorno do projeto atinja um valor pré-determinado.

Brasil é encontrar um equilíbrio que permita atender seus interesses, mantendo a rentabilidade dos projetos de forma a atrair os investidores.

### **Recomendações de Trabalhos Futuros**

Este estudo abordou a questão da arrecadação da renda petrolífera, sem entrar no detalhe do gerenciamento da mesma pelo Estado. Portanto, trabalhos com foco no gerenciamento da renda petrolífera podem ser desenvolvidos no futuro, seja abordando os Fundos Petrolíferos, seus mecanismos e exemplos praticados, seja no relacionamento e transferência de recursos entre entidades nacionais e sub-nacionais. Este tema é de vital importância para países em desenvolvimento que apresentem reservas de petróleo relevantes, como forma de se evitar a Doença Holandesa.

Outra área na qual trabalhos futuros podem se aprofundar é na discussão da taxa de desconto do Estado. Em alguns casos, o governo pode optar por antecipar a arrecadação da renda petrolífera (e, com isso, apresentar maiores taxas de desconto neste setor da economia), visando poder financiar outras atividades econômicas a menores taxas (às taxas sociais, através do BNDES, por exemplo). Portanto, uma proposta de trabalho futuro seria sobre a questão da taxa setorial versus a taxa macro com que o governo pretende trabalhar. Um governo pode arrecadar mais no curto prazo dentro da indústria do petróleo, para estender o prazo em outros setores da economia.

Um ponto citado neste trabalho que também merece um aprofundamento é a possibilidade de controle da produção de petróleo pelo Estado em um país com regime de partilha de produção. Conforme explicado no capítulo 3, a Lei 12.351/10, que dispõe sobre a criação do regime de partilha de produção no Brasil, prevê que caberá ao CNPE definir o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços. Conforme já mencionado, tal medida explicita a vantagem que o regime PSC oferece ao Estado de poder interferir no ritmo de produção de petróleo de seu país, no sentido de permitir o desenvolvimento de sua indústria local garantindo, assim, uma maior participação do conteúdo local nos investimentos realizados pelas empresas de E&P. Pode se estudar até que ponto esta prerrogativa do Estado, de fato, ajuda o desenvolvimento da

indústria local e a partir de que momento ela passa a ser prejudicial ao afastar investimentos estrangeiros.

A lei 12.351/10 que institui o regime de partilha de produção no Brasil foi promulgada em Dezembro de 2010 e não contém as regras detalhadas de funcionamento do regime, detalhes que serão conhecidos somente quando for realizado o 1º leilão de blocos sob este regime. Quando estas informações forem conhecidas, poderá ser realizada uma comparação mais precisa de avaliações econômicas de projetos de E&P entre os regimes de concessão e partilha de produção no Brasil.

Por fim, a coexistência de dois regimes fiscais distintos no Brasil (concessão e PSC), além da própria cessão onerosa recentemente realizada de 5 bilhões de barris, pode gerar alguns conflitos que merecem ser estudados com profundidade. Um deles é a possibilidade de haver uma necessidade de unitização entre 2 blocos com regimes fiscais distintos (concessão e partilha de produção). Quando existe uma descoberta de um reservatório de petróleo que se estenda além dos limites geográficos definidos para um determinado bloco, torna-se necessário um acordo de unitização do reservatório, visando determinar que percentual do petróleo produzido pertence a cada consórcio e em que termos se dará esta divisão. No Brasil, com a introdução do regime de partilha de produção que vai coexistir com o regime de concessão, existe a possibilidade de haver uma unitização entre 2 blocos, cada um sob um regime fiscal diferente, o que aumentaria ainda mais a complexidade da unitização. Tal tema já foi abordado por Derman e Melsheimer (2010), mas carece de uma análise mais profunda. A lei 12.351/10 que institui o regime de partilha de produção no Brasil prevê a ocorrência desta unitização mas não define regras para o acordo, deixando a cargo da ANP supervisionar as discussões que porventura venham a ocorrer neste sentido.

O outro possível conflito diz respeito às regras de recuperação de custos (sob a forma de uma parcela do petróleo produzido) previstas em um regime de partilha de produção, que não existem em um regime de concessão. Se uma empresa pretende produzir petróleo de dois reservatórios distintos, cada um localizado em um bloco sob um regime fiscal distinto, e desejar, por questões de otimização de investimento, compartilhar toda ou uma parte da infra-estrutura da produção<sup>55</sup>, como será feita a

---

<sup>55</sup> Por exemplo, um mesmo duto submarino e um mesmo navio plataforma podem ser usados para transportar e armazenar petróleo produzido de dois campos distintos, um sob o regime de partilha de produção e outro sob o regime de concessão.

alocação de custos comuns para cada um dos projetos? A empresa provavelmente terá interesse em alocar o máximo possível de custos para o projeto sob o regime da partilha de produção, cabendo ao governo a responsabilidade de criar mecanismos para controlar esta alocação de custos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADELMAN, M. A., 1970, "Economics of Exploration for Petroleum and other minerals", *Geoexploration*, n. 8, pp.131-150.

ADELMAN, M. A., 1984, "International Oil Agreements", *The Energy Journal*, 5, issue 3, pp. 1-10.

ADELMAN, M. A., 1986, "Oil Producing Countries Discount Rates", *Resources and Energy*, 8, pp. 309-329.

ADELMAN, M.A., 2002, "World oil production & prices 1947–2000", *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42, pp.169–191.

AHMAD, E., MOTTU, E., 2002, "Oil Revenue Assignments: Country Experiences and Issues", *IMF Working Paper*, FMI (Fundo Monetário Internacional). Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2010.

AL-OBAIDAN, A.M., SCULLY, G.W., 1991. "Efficiency differences between private and state-owned enterprises in the international petroleum industry", *Applied Economics*, 24 (2), pp.237–246.

ANP (Agência Nacional do Petróleo), 2001, *Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 15 set. 2010.

\_\_\_\_\_, 2008, *Pré-Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão – 10ª. Rodada de Licitações*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 15 set. 2010.

\_\_\_\_\_, 2009, *Consolidação das Participações Governamentais – 2009*. Disponível em: <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>. Acesso em: 26 ago. 2010.

\_\_\_\_\_, 2010. *Anuário Estatístico 2009*. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 26 ago. 2010.

APFC (Alaska Permanent Fund Corporation), 2006, *Annual Report*. Disponível em: <[www.apfc.org](http://www.apfc.org)>. Acesso em: 12 set. 2010.

ARAGAO, A.P., 2005, *Estimativa da Contribuição do Setor Petróleo ao Produto Interno Bruto Brasileiro: 1955/2004*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ASHTON, P.K., UPTON, L.O., ROTHKOPF, M.H., 2005, *Effects of Royalty Incentives for Gulf of Mexico Oil and Gas Leases*, Vol. 1: Summary, US Department of the Interior, Minerals Management Service, Economic Division, Herndon, VA, Estados Unidos.

ASRILHANT, B., DYSON, R.G., MEADOWS, M., 2004, "Projetos Estratégicos no Setor de Exploração e Produção de Petróleo", *RAE – Revista de Administração de Empresas - FGV*, volume 44, número 1, pp. 82 – 95.

BADDOUR, J.W., 1997, "The international petroleum industry", *Energy Policy*, 25(2), pp. 143-157.

BARBOSA, D. H.; BASTOS, A. C., 2000, *Impacto da tributação nas atividades de E&P em águas profundas no Brasil*, Monografia de MBA, UNICAMP, Campinas, SP, Brasil.

BARBOSA, D.H., GUTMAN, J., 2001, "Government Share and Economic Analysis: Case Study of Campos Basin", *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Buenos Aires, Argentina, 25-28 Março.

BARROS, P.R.A., 2004, *Metodologia para Seleção de Poços Direcionais ou Horizontais em Campos de Águas Profundas e Ultraprofundas utilizando Simulações Estocásticas*, Dissertação de M. Sc., Universidade Estadual Norte Fluminense, Macaé, RJ, Brasil.

BAUNSGAARD, T., 2001, "A premier on Mineral Taxation", *IMF Working Paper*, FMI (Fundo Monetário Internacional). Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2010.

BINDEMANN, K., 1999, *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, Reino Unido.

BITTENCOURT, A.C, HORNE, R.N.,1997, "Reservoir Development and Design Optimization", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, Estados Unidos, 5–8 Outubro.

BLAKE, A.J., ROBERTS, M.C., 2006, "Comparing petroleum fiscal regimes under oil price uncertainty", *Resources Policy* 31 (2006), pp. 95-105.

BNDES, 2010, *Taxa de Juros de Longo-Prazo (TJLP)*. Disponível em: <[www.bndes.gov.br](http://www.bndes.gov.br)>. Acesso em: 02 set. 2010.

BORSANI, A.J., 2001, *Uma Contribuição à Logística da Indústria do Petróleo: Modelo de Regressão Dinâmica para Previsão dos Preços dos Óleos WTI e BRENT*, Dissertação de M. Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil.

BP (British Petroleum), 2010a, *Statistical Review of World Energy 2010*. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 11 nov. 2010.

\_\_\_\_\_, 2010b, *BP Strategy Presentation*. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 01 set. 2010.

BRASIL, 1995, *Emenda Constitucional no. 9, de 9 de novembro de 1995*. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 31 ago. 2010.

\_\_\_\_\_, 1997, *Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 2 jun. 2009.

\_\_\_\_\_, 1998, *Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998*. Disponível em <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 2 jun. 2009.

CAMPBELL, C.J., LAHERRÈRE, J.H., 1998, "The End of Cheap Oil", *Scientific American*, March 1998, pp. 78-83.

CATER Jr, J.C., 1993, "Environmental Externalities and the Social Rate of Discount", *The Electricity Journal*, pp.66-72.

CORDEN, W.M., 1984, "Booming sector and Dutch disease economics: Survey and consolidation", *Oxford Economic Papers*, Vol.36, pp. 359-380.

CREDIT SUISSE, 2009, *Comparing the economics of concession and PSC models in Brazil*, Latin American Equity Research, Credit Suisse, São Paulo, SP, Brasil.

CUNHA, T. A., 1995, "O Contrato com cláusula de risco para exploração de petróleo no Brasil", *Revista de Informação Legislativa*, Ano 32, nº 127, pp. 223-232.

DAVIS, J., OSSOWSKI, R., DANIEL, J., BARNETT, S., 2003. "Stabilization and Saving Funds for Nonrenewable Resources: Experience and Fiscal Policy Implications". In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp.273-315.

DERMAN, A.B., MELSHEIMER, A., 2010, "Unitization Agreements: A Primer On The Legal Issues For Unitization Of The Brazilian Pre-Salt", *Rio Oil & Gas Conference*, Rio de Janeiro, Brasil, 13-16 setembro.

DISMUKES, D.E., BURKE J.M., MESYANZHINOV, D.V., 2006, "Estimating the impact of royalty relief on oil and gas production on marginal state leases in the US", *Energy Policy*, 34, pp. 1389–1398.

DUTRA, L.E.D., 2008, "Política Petrolífera Brasileira", *apresentação para a Assembléia Legislativa do Estado do Rio de Janeiro*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, setembro.

EDWARDS, S., 1986, "Country Risk, Foreign Borrowing, and the Social Discount Rate in an Open Developing Economy", *Journal of International Money and Finance*, pp. S79-S86.

ENI (Ente Nazionale Idrocarburi), 2010, *2010-2013 Strategy*. Disponível em <[www.eni.com](http://www.eni.com)>. Acesso em: 01 set. 2010.

EIA (US Energy Information Administration), 2010a, *Histórico de preços do petróleo tipo Brent*. Disponível em: <[www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)>. Acesso em: 05 mai. 2010.

EIA (US Energy Information Administration), 2010b, *Projeção de longo-prazo dos preços do petróleo tipo Brent*. Disponível em: <[www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)>. Acesso em: 05 mai. 2010.

EIA (US Energy Information Administration), 2011, Cotação do petróleo tipo Brent. Disponível em: <[www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov)>. Acesso em: 28 fevi. 2011.

ENGEL, E., VALDÉS, R., 2000. “Optimal Fiscal Strategy for Oil Exporting Countries”, *IMF Working Paper*. Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2010.

FARZIN, Y.H., 2001, “The impact of oil price on additions to US Proven Reserves”, *Resources and Energy Economics*. v.23, pp.271–291.

FASANO, U., 2000, “Review of the Experience with Oil Stabilization and Savings Funds in Selected Countries”, *IMF Working Paper*, Disponível em: <<http://www.imf.org>>. Acesso em: 12 jun. 2010.

FGV (Fundação Getúlio Vargas), 2010, *Cotação do Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna (IGP-DI)*. Disponível em: <[www.fgv.br](http://www.fgv.br)>. Acesso em: 08 nov. 2010.

FISHER, A.C., KRUTILLA, J.V., 1975, “Resource Conservation, Environmental Preservation, and the Rate of Discount”, *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. 89, pp.358-370.

GAO, Z., 1993, *International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions*, Graham & Trotman, Londres, Reino Unido.

GCA (Gaffney, Cline & Associates), 2010, *Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil*. Disponível em: <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>. Acesso em: 28 out. 2010.

GITMAN, L. J., 2000, *Principles of Managerial Finance*, 5<sup>th</sup> edition, Pearson Education.

GOLDFARB, R.S., 1976, “A “Missing Link” in the Social Rate of Discount Literature”, *Journal of Public Economics*, v. 6, p.309-312.

GUTMAN, J., 2007, *Tributação e Outras Obrigações na Indústria do Petróleo*, Freitas Bastos Editora, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

HALLWOOD, P., 2007, "A note on US royalty relief, rent sharing and offshore oil production", *Energy Policy*, v.35, pp. 5077–5079.

HÖÖK, M., HIRSCH, R., ALEKLETT, K., 2009, "Giant oil field decline rates and their influence on world oil production", *Energy Policy*, v. 37, pp. 2262-2272.

HOTELLING, H., 1931, "The Economics of Exhaustible Resources". *The Journal of Political Economy*, v. 39, n. 2 (Apr), pp. 137-175.

HUBBERT, M.K., 1956, "Nuclear Energy and Fossil Fuels", *Spring Meeting of the Southern District*, San Antonio, Texas, Estados Unidos, 7-9 Março.

IEA (International Energy Agency), 2010, *Oil Market Report – edição de 13 de Julho de 2010*. Disponível em: <[www.iea.org](http://www.iea.org)>. Acesso em: 25 ago. 2010.

IHS, 2010, *Petroleum Economics and Policy Solutions*. Disponível em: <<http://my.ihsenergy.com/>>. Acesso em: 12 mai. 2010

IVANHOE L.F., LECKIE G.G., 1993, "Global oil, gas fields, sizes tallied, analyzed", *Oil & Gas Journal*, February, pp. 87-91.

JOHNSTON, D., 1994, *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos.

JOHNSTON, D., 2001, *International Petroleum Fiscal System Analysis*, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos.

JOHNSTON, D. 2004, "Petroleum Contract Analysis and Design State-of-the-Art—State-of-the Industry", *Petroleum Revenue Management Workshop*, World Bank, Washington D.C., Estados Unidos, Março 2004.

KARL, T. L., 2005, "Entendendo a Maldição dos Recursos Naturais". In: TSALIK, S., SCHIFFRIN, A. (orgs.), *Reportando o Petróleo: Um Guia Jornalístico sobre Energia e Desenvolvimento*. New York: Open Society Institute.

KAUFMANN, R., KARADELOGLOU. P., MAURO, F.D., 2008, *Will Oil Prices Decline Over the Long Run?*, European Central Bank, Occasional Papers Series, no. 98.

KEMP, A.G., 1992a, "Economic and fiscal aspects of oil and gas field abandonment", *Energy Policy*, v.20, pp. 4-19.

KEMP, A.G., 1992b, "Petroleum policy issues in developing countries", *Energy Policy*, v.20, pp.104-115.

KEMP, A.G., KASIM, S., 2000, "An econometric model of oil and gas exploration development and production in the UK continental shelf: a systems approach", *The Energy Journal*, vol. 24, issue 2, pp. 113-142.

KEMP, A.G., STEPHEN, L., 2006, *Prospects for activity levels in the UKCS to 2035 after the 2006 Budget*, Aberdeen University, North Sea Study Occasional Paper, No. 101.

KHELIL, C., 1995, "Fiscal Systems for Oil - The government "take" and competition for exploration investment", *Public Policy for the Private Sector*, v.46, The World Bank.

KRETZSCHMAR, G.L., KIRCHNER, A., REUSCH, H., 2008, "Risk and return in oilfield asset holdings", *Energy Economic*, v.30, pp. 3141-3155.

KOLSTAD, I., WIIG, A., 2009, "It's the rent, stupid! The political economy of resource curse", *Energy Policy*, v.37, pp.5317-5325.

LACERDA, S. M., 2009, "Modelagem Econômica e soluções computacionais aplicadas à montagem de cenários para a produção de petróleo", *Revista do BNDES*, v.32, pp.77-116.

LAHERRERE, J., 1997, "Evolution of 'development lag' and 'development ratio'", *Oil Reserve Conference*, International Energy Agency, Paris, França, 11 novembro.

LEAL, J. A.; SERRA, R., 2003, "Uma Investigação sobre os Critérios de Repartição dos *Royalties* Petrolíferos". In: PIQUET, R. *Petróleo, Royalties e Região*,. 1. ed. Rio de Janeiro: Garamond.

LEITE, A.D., 1997, *A Energia do Brasil*, Editora Nova Fronteira, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

LEMOS, L.A.M.E., FERES, F.R.C., 2010, "Comparative Analysis between International PSAs and the New Model for the Upstream Industry in Brazil", *Rio Oil & Gas Expo and Conference 2010*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, setembro.

LENCZOWSKI, G., 1976, *Middle East Oil In A Revolutionary Age*, American Enterprise Institute for Public Policy Research, Washington, Estados Unidos.

LUCCHESI, C.F., 1998, "Petróleo", *Estudos Avançados*, vol. 12 no.33, USP, São Paulo, SP, Brasil.

LUCZYNSKY, E., BLANCO, N., SAUER, I., 1999. "Os Regimes de Concessões e Licenças no Setor de Petróleo Internacional e a Flexibilização do Monopólio no Brasil", *VIII Congresso Brasileiro de Energia*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, dezembro.

MACHMUD, T.N., 2000, *The Indonesian production sharing contract: an investor's perspective*, Kluwer Law International, Holanda.

MANN, P., HORN, M., CROSS, I., 2007, "Emerging trends from 69 giant oil and gas fields discovered from 2000-2006", *AAPG Annual Meeting*, Long Beach, California, Estados Unidos, 1-4 Abril.

MARGUERON, M. V. L., 2003, *Processo de Tomada de Decisão sob Incerteza em Investimentos Internacionais na Exploração & Produção de Petróleo: Uma Abordagem Multicritério*, Tese de D. SC., COPEE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MATHIAS, M.C.P.P., 2008, *A Formação da Indústria Global de Gás Natural: Definição, Condicionantes e Desafios*, Tese de D. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

MATUTINOVIC, I., 2009, "Oil and the political economy of energy", *Energy Policy*, v.37, pp.4251-4258.

MIKESELL, R.F., 1984, "Petroleum Exploration in the non-OPEC LDCs", *Energy Policy*, v.12, pp. 13-21.

MMS (Mineral Management Service), 2006, *Minerals Revenue Management*, Disponível em: <[www.boemre.gov](http://www.boemre.gov)>. Acesso em: 01 nov. 2010.

MOHIUDDIN, A., ASH-KURI, S., 1998, "Measures to promote exploration and production investment in Pakistan", *Oil and Gas Law and Taxation Review*, v.7, pp.263–269.

NIGÉRIA, 1969, *Petroleum Act*. Disponível em: <[www.nigeria-law.org](http://www.nigeria-law.org)>. Acesso em: 01 nov. 2010.

\_\_\_\_\_, 2007, *Petroleum Profits Tax Act*. Disponível em <[www.firs.gov.ng](http://www.firs.gov.ng)>. Acesso em: 18 nov. 2010.

OLIVEIRA, D.A., 2010, "O novo marco regulatório das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. - O caso pré-sal", *Jus Navigandi*, Teresina, ano 15, n. 2399, 25 jan. 2010. Disponível em: <<http://jus.uol.com.br/revista/texto/14243>>. Acesso em: 22 abr. 2010.

OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), 2010, *Brief History*. Disponível em: <[www.opec.org](http://www.opec.org)>. Acesso em: 14 set. 2010.

PACHECO, C. A. G., 2007, *Avaliação de Critérios de Distribuição e de Utilização de Recursos das Participações Governamentais no Brasil*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PEREIRA, M. A., 2004, *Avaliação do impacto dos tributos na incorporação de reservas nas empresas do setor de petróleo*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PEREZ, A.H., 2010, "Economics of oil regulation and the Brazilian reform: Some issues", *Energy Policy*, v.39, pp. 57-65.

PETROBRAS, 2010a, *Modelo Regulatório de Exploração e Produção - Pré-sal e áreas estratégicas*. Disponível em: <[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)>. Acesso em: 19 dez. 2010.

\_\_\_\_\_, 2010b, *Os Campos de Petróleo no Brasil*. Disponível em: <[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)>. Acesso em: 14 ago. 2010.

\_\_\_\_\_, 2010c, *Aumento do Capital Social e Avaliação das LFTs*. Disponível em: <[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)>. Acesso em: 04 out. 2010.

\_\_\_\_\_, 2010d, *Plano de Negócios 2009-2013*. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 14 ago. 2010.

\_\_\_\_\_, 2010e, *Manual de Procedimentos de Estimativas de Reservas*. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 31 ago. 2010.

\_\_\_\_\_, 2011, *Petrobras at a Glance*. Disponível em: <www.petrobras.com.br>. Acesso em: 04 mar. 2011.

PIMENTEL, D. A., 2006, *Indicadores de Vulnerabilidade de Produtores de petróleo: O Caso da OPEP*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

PINTO JR, H.Q. et al., 2007, *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Elsevier.

POPE III, C.A., PERRY, G., 1988, "Individual versus Social Discount Rates in Allocating Depletable Natural Resources over Time", *Economic Letters*, v.29, pp.257-264.

POSTALI, F.A.S., 2002, *Renda Mineral, Divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil*, Dissertação de M.Sc., Instituto de Pesquisas Econômicas/USP, São Paulo, SP, Brasil.

REHRL, T., FRIEDRICH, R., 2006, "Modelling long-term oil price and extraction with a Hubbert approach: the LOPEX model", *Energy Policy*, v. 34 pp. 2413-2428.

REPSOLD JR, H., 2003, *A competição e a cooperação na Exploração & Produção de petróleo*, Dissertação de M. Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

ROBINSON, J.A., TORVIK, R., VERDIER, T., 2006, "The political foundations of the resource curse", *Journal of Development Economics*, v. 79, pp.447-468.

ROSE, P.R., 2001, *Risk Analysis And Management Of Petroleum Exploration Ventures*, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, American Association of Petroleum Geologists (AAPG).

SACHS, J.D., WARNER, A.M., 1995, *Natural Resource Abundance and Economic Growth*, NBER Working Paper no. 5398, Universidade de Harvard, Cambridge, MA, Estados Unidos.

SCHECHTMAN, R., BARBOSA, D.H., GUTMAN, J., et al., 2000, “Participações Governamentais Na Nova Lei Do Petróleo”, *Rio Oil & Gas Expo and Conference*, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 16-19 outubro.

SHAMS, M., 1990, “Towards an effective oil conservation policy – a case study for OPEC”, *Energy Policy*, v.18, pp.443-448.

SILVA, B. N., GOMES, L. L., MEDEIROS, R. L., 2006, “Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo: Um Estudo de Caso”, *Brazilian Business Review*, v.3, pp. 229-244.

SILVEIRA, J.B., FERREIRA, I.V., 2008, “Contratos Internacionais da Indústria de Óleo e Gás: Segmento de E&P”, *Apresentação para empregados da Petrobras*, Rio de Janeiro, Setembro de 2008.

SIMÃO, N.B., 2001, *A Reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: A questão da Tributação*, Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

SKANCKE, M., 2003, “Fiscal Policy and Petroleum Fund Management in Norway”. In: Davis, J., Ossowski, R., Fedelino, A. (editors), *Fiscal policy formulation and implementation in oil-producing countries*, Washington, D.C.: International Monetary Fund, pp. 316-338.

SMITH, E.E., DZIENKOWSKI, J.S., 1989, “A Fifty-Year Perspective On World Petroleum Arrangements”, *Texas International Law Journal*, v.13.

SOLOW, R., 1974, “The Economics of Resources or the Resources of Economics”, *American Economic Review*, v. 64, pp. 1-14.

SPE (Society of Petroleum Engineers), 2010, *Petroleum Reserves & Resources Definitions*. Disponível em: <[www.spe.org](http://www.spe.org)>. Acesso em 01 dez. 2010.

STEVENS, P., 2003, *Resource Impact - Curse or Blessing? - a literature survey*, Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy, University of Dundee, UK. Disponível em: <[www.dundee.ac.uk/cepmlp/](http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/)>. Acesso em 17 mai. 2010.

SULEIMAN, A., 1988, "The Oil Experience of the United Arab Emirates and its Legal Framework", *Journal of Energy and Natural Resources Law*, v.6.

SUNLEY, E., BAUNSGAARD, T., SIMARD, D., 2002, "Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience", *Imf Conference On Fiscal Policy Formulation And Implementation In Oil Producing Countries*, Washington D.C., Estados Unidos, 5-6 Junho.

SUSLICK, B. S., 2001, *Regulação em Petróleo e Gás Natural*, Campinas, SP, Ed. Komedi.

SZKLO, A. S., CARNEIRO, J.T.C., MACHADO, G., 2008, "Break-even price for upstream activities in Brazil: Evaluation of the opportunity cost of oil production delay in a non-mature sedimentary production region", *Energy Policy*, v.33 , pp. 589-600.

THOMAS, J.E., TRIGGIA, A.A., CORREIA, C.A., et al. 2001, *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, 2ª edição, Rio de Janeiro, Editora Interciência.

TORDO, S., 2007, *Fiscal Systems for Hydrocarbons - Design Issues*, World Bank Working Paper No. 123, World Bank.

TORDO, S., 2008, "Fiscal Regimes For Exploration, Development And Production Of Hydrocarbons", *SDN Energy Week 2008*, Washington D.C., Estados Unidos, 26 fevereiro.

TORNELL, A., LANE, P.R., 1999, "The voracity effect", *American Economy Review*, v.89, pp.22-46.

TSALIK, S., 2003. *Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit? - Central Eurasia Project*, Open Society Institute, Caspian Revenue Watch. Disponível em: <<http://www.soros.org>>. Acesso em: 18 set. 2010.

U.S. TREASURY, 2010, *Daily Treasury Long-Term Rates*. Disponível em: <[www.ustreas.gov](http://www.ustreas.gov)>. Acesso em: 02 set. 2010.

VAN MEURS, P., 1971, *Petroleum Economics and Offshore Mining Legislation*. Amsterdam, Elsevier Publishing Company.

VAN MEURS, P., 2008, "Trends in Maximizing the value of government revenues from oil and gas", *AIPN International Conference*, Bangkok, Tailândia, 20 out.

VICTOR, N.M., 2007, *On Measuring the Performance of National Oil Companies*, Working Paper 64, Program on Energy and Sustainable Development, Stanford University, Stanford, California, Estados Unidos.

WALLS, W.D., 2010, "Petroleum refining industry in China", *Energy Policy*, v. 38, pp.2110–2115.

WANG, P., 2003, *Development And Applications Of Production Optimization Techniques For Petroleum Fields*, Ph.D. dissertation, Stanford University, Palo Alto, California, Estados Unidos.

WOODMACKENZIE, 2007, *Government Take: Comparing the attractiveness and stability of global fiscal terms*, Disponível em: <[www.woodmacresearch.com](http://www.woodmacresearch.com)>. Acesso em 08 set. 2010.

WOLF, C., 2009, "Does ownership matter? The performance and efficiency of State Oil vs. Private Oil (1987–2006)", *Energy Policy*, v. 37, pp.2642–2652.

WORLD BANK, 2004, *Petroleum Revenue Management Workshop*. Disponível em: <[www.worldbank.org](http://www.worldbank.org)>. Acesso em: 04 ago. 2010.

WRIGHT, C.J., GALLUN, L.A., 2005, *International Petroleum Accounting*, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, Penwell Books.

YERGIN, D. 1992. *O Petróleo, Uma História de Ganância, Dinheiro e Poder*. Tradução: NATALE, L. M., GUIMARÃES, M. C., GÓES, M. C. L., São Paulo, Scritta.

YOUNG, E.D., MCMICHAEL, C.L., 1998, "Impact of Production-Sharing Terms On Investment-Community Performance Statistics", *1998 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Estados Unidos, 27-30 set.

## ANEXO 1 – FUNDOS PETROLÍFEROS

Com a crescente introdução de cláusulas mais favoráveis aos governos nos contratos de exploração e produção de petróleo, houve um aumento na arrecadação governamental, sobretudo nos países com maiores patamares de produção. Desta forma, principalmente nos países mais dependentes da exportação de petróleo e de outros recursos não-renováveis, tornou-se necessário gerenciar apropriadamente a renda petrolífera gerada, para que seus benefícios fossem maximizados. Neste sentido, alguns países estabeleceram Fundos de Recursos Não-renováveis (Nonrenewable Resource Funds – NRF), ou Fundos Petrolíferos (no caso do recurso em questão ser o petróleo), para auxiliar na implementação de políticas fiscais e na gestão das receitas (DAVIS *et al.*, 2003).

A implementação destes fundos é importante para que uma parcela da receita do governo, advinda da exploração petrolífera, seja reservada para cobrir possíveis momentos de declínios destas receitas, por conta de, por exemplo, uma queda no preço do petróleo. Portanto, um fundo deve ser capaz de proporcionar estabilidade às receitas orçamentárias, acumulando renda quando o preço do recurso mineral encontra-se elevado, compensando períodos de baixa no valor dos mesmos. Além disso, um fundo pode ser visto como uma maneira de garantir, às gerações futuras, uma parcela da renda advinda da exploração de um recurso não-renovável no presente. Finalmente, os fundos auxiliam a promoção da boa gestão e transparência no uso das receitas (DAVIS *et al.*, 2003), evitando assim, entre outros problemas, a ocorrência da Doença Holandesa<sup>56</sup>.

Existem, basicamente, três modalidades de fundos, estruturados a partir de receitas de recursos não-renováveis, como o petróleo:

- Fundos de Estabilização:

Mecanismo designado para amenizar as flutuações nas receitas correntes, reduzindo, ou eliminando, a incerteza e a volatilidade relacionadas à parcela das rendas petrolíferas que compõe o orçamento. Ademais, tem por objetivo proporcionar uma disciplina fiscal e maior transparência no gastos das receitas. Estes fundos acumulam recursos quando o preço do mesmo está “elevado” (acima de determinado

---

<sup>56</sup> Ver nota 43.

patamar), criando um montante que irá compensar uma redução dos repasses, quando o preço do recurso estiver “baixo”, caindo abaixo de outro patamar pré-definido (DAVIS *et al.*, 2003).

Além de equilibrar o orçamento do governo, um fundo de estabilização bem sucedido pode, também, proteger a economia contra a Doença Holandesa, ao evitar a valorização da moeda. Isto se consegue, ao investir a poupança do fundo em moedas estrangeiras (títulos negociáveis, ou securities) com objetivo de restringir a pressão para o aumento do valor da moeda no país (TSALIK, 2003).

- Fundos de Poupança:

Estes fundos têm por objetivo assegurar que uma parcela da renda, oriunda das atividades presentes de exploração do petróleo e gás natural seja resguardada para as futuras gerações, garantindo a extensão do benefício de receitas obtidas a partir da depleção de um recurso não-renovável. O montante exato da parcela dos recursos petrolíferos que deve ser resguardada no fundo, para gerações futuras, e quanto deve ser destinada ao consumo presente, é uma decisão que deve considerar o tamanho e a taxa de crescimento da população e mudanças de tecnologias, além de fatores que se alteram freqüentemente (e substancialmente) no decorrer do tempo, como, por exemplo, o preço do petróleo, o volume extraído e o custo de extração (TERSMAN, 1991; ENGEL *et al.*, 2000).

- Fundos de Financiamento:

Os fundos de financiamento operam de maneira a prover o balanço geral orçamentário. De acordo com as regras estabelecidas em cada país, do orçamento geral seriam transferidas, ao fundo, as receitas petrolíferas líquidas, ao passo que o fundo financiaria o déficit de receitas não-petrolíferas do orçamento, através de uma transferência inversa de recursos (DAVIS *et al.*, 2003). Basicamente, se o orçamento está operando, no geral, com lucro, este é transferido ao fundo; se existe um déficit orçamentário, este será financiado por repasses do fundo, promovendo uma conexão explícita e transparente entre a política fiscal e a acumulação de ativos. O Fundo Petrolífero Estatal da Noruega (Norwegian State Petroleum Fund) opera sob este mecanismo (SKANCKE, 2003).

A seguir são apresentados resumos de alguns dos fundos petrolíferos mais estudados na literatura.

### **Fundo Permanente do Alasca (Alaska Permanent Fund)**

Entre as experiências de fundos petrolíferos, o Fundo Permanente do Alasca é uma das mais antigas e originais, dado que o fundo distribui diretamente seus rendimentos aos cidadãos residentes no Alasca, na forma de dividendos. Desde que a produção petrolífera iniciou-se na região do North Slope em 1977, o estado do Alasca criou o fundo e também a instituição responsável pelo seu gerenciamento, a Alaska Permanent Fund Corporation (APFC). A corporação foi instituída de maneira independente do Estado, de maneira que lhe é possível tomar decisões de investimentos autônomas, em relação aos interesses governamentais, embora deva prestar contas de suas ações tanto aos órgãos estaduais de controle, quanto aos cidadãos. Desde sua criação, já foram transferidos para este fundo mais de US\$ 10 bilhões, dos US\$ 70 bilhões arrecadados com a exploração petrolífera (TSALIK, 2003).

As receitas do fundo são provenientes, principalmente, da transferência de 25% dos royalties dos campos descobertos antes de 1980 e 50% para os campos descobertos após 1980, bem como de parcela dos rendimentos dos fundos que retornam ao principal, a fim de cobrir o efeito inflacionário. O patrimônio do fundo passou de US\$ 1 bilhão, em 1980, para US\$ 30 bilhões ao final de 2009 (APFC, 2010).

### **Fundo Petrolífero Estatal da Noruega (Norwegian State Petroleum Fund – NSPF)**

De acordo com Skancke (2003), o Fundo Norueguês (NSPF) foi criado em 1990, tendo iniciado suas operações em 1996. As duas principais finalidades do fundo são a constituição de um fundo de poupança (realizada a partir dos depósitos anuais, em conjuntura de alta dos preços do petróleo, e do incremento de dividendos ao principal do fundo) e a contribuição para a estabilidade macroeconômica.

Segundo o Ministério das Finanças da Noruega, o Fundo Petrolífero tem como principal objetivo colaborar com os desafios financeiros de um país com população em envelhecimento e produção de petróleo declinante, ao transferir riqueza para as

gerações futuras. De fato, a previsão é de aumento nas despesas de aposentadoria (devido ao envelhecimento da população) na mesma época em que são previstas reduções nas receitas petrolíferas auferidas (em função do amadurecimento dos campos petrolíferos noruegueses) (TSALIK, 2003; FASANO, 2000).

O volume dos recursos acumulados apresentou rápido crescimento após sua criação, tendo atingido 41% do PIB no final de 2001 (DAVIS *et al.*, 2003).

### **Fundo Petrolífero de Alberta (Canadá)**

O Fundo Petrolífero de Alberta, no Canadá, (Alberta Heritage Savings Fund – AHSF) foi criado em 1976, tendo os royalties como a principal fonte de recursos. Seu objetivo era diminuir o nível de endividamento da província de Alberta, aumentar a qualidade de vida de seus cidadãos e promover a diversificação produtiva (TSALIK, 2003).

Entretanto, o critério de arrecadação do fundo variou ao longo dos anos, de acordo com a situação fiscal da província. Inicialmente eram direcionados ao fundo 30% das receitas do petróleo e gás natural. Entre 1984 e 1987, em uma conjuntura recessiva, o governo reduziu o percentual para 15%, retendo o saldo remanescente no Tesouro da província de Alberta. Em 1987, diante dos baixos preços do petróleo, o governo passou a desviar inclusive os ganhos do fundo para o seu caixa central, prejudicando a operacionalidade do fundo (TSALIK, 2003). Em 1997, com a redução das reservas do fundo, o governo reestruturou o AHSF, atribuindo uma maior ênfase na geração de um fundo de poupança. A partir de então, não mais se permitiu a utilização dos recursos do fundo para investimentos diretos em projetos de desenvolvimento econômico e investimentos sociais.

### **Experiências de Fundos Petrolíferos no Oriente Médio**

O Fundo de Reserva Geral do Omã (Oman's State General Reserve Fund - SGRF) foi criado em 1980, com objetivo de poupar as receitas petrolíferas para as gerações futuras. Adicionalmente, um fundo de contingência foi criado, em 1990, para amortecer as variações decorrentes dos fluxos das receitas petrolíferas no orçamento do país. Todavia, este fundo de contingência foi substituído pelo Fundo do Petróleo

(Oil Fund), que recebe 15% da renda petrolífera, e destina-se a financiar investimentos no setor de petróleo (DAVIS *et al.*, 2003).

Como os recursos alocados no SGRF podem ser utilizados sem restrição pelo governo, o balanço do fundo vem sendo determinado, em parte, pelas necessidades de gastos do governo (FASANO, 2000). Desta maneira, devido às constantes retiradas de recursos do fundo para subsidiar o orçamento, o SGRF não aparenta ser capaz de atingir o objetivo de acumular recursos suficientes para garantir os investimentos na indústria, quando as reservas de hidrocarbonetos se exaurirem (DAVIS *et al.*, 2003; TSALIK, 2003).

Já o Fundo de Reserva do Kuwait para Gerações Futuras (Kuwait's Reserve Fund for Future Generations - KRFFG), criado em 1976, tem por objetivo gerar uma poupança capaz de garantir um fluxo de renda para gerações futuras. Para isto, o governo deposita no fundo 10% da renda governamental total, independente de serem oriundas das atividades petrolíferas ou não, que serão investidas, principalmente, em ativos estrangeiros (DAVIS *et al.*, 2003; FASANO, 2000). O uso dos recursos do fundo, ao final da Guerra do Golfo, auxiliou na reconstrução do país (TSALIK, 2003).

### **Avaliações das Experiências de Fundos Petrolíferos Internacionais**

Verificou-se que, na maioria dos países que instituíram fundos para gerir as rendas petrolíferas (e de outros recursos não-renováveis), houve uma contribuição para a melhoria da transparência e da responsabilidade fiscal dos governos, mesmo não sendo possível evitar, por completo, o mau-uso das rendas petrolíferas<sup>57</sup>. Entretanto, é importante ressaltar que os fundos não substituem as boas práticas de gestão fiscal. Importantes países produtores de petróleo e gás natural operam sem a necessidade de Fundos Petrolíferos, tais como o Reino Unido, a Arábia Saudita, Indonésia, Austrália e Rússia (WORLD BANK, 2004).

Karl (2005) afirma que quatro fatores principais podem contribuir para o mau desempenho do país abundante em recursos naturais: (i) volatilidade do preço do petróleo; (ii) a “Doença Holandesa”; (iii) defasagem na capacitação local e aumento da desigualdade e (iv) o problema tributário de uma arrecadação com renda petrolífera

---

<sup>57</sup> No capítulo 2 é apresentado um resumo das diferentes opiniões sobre o tema na comunidade científica.

que desestime a tributação dos cidadãos gerando uma desobrigação do Estado em satisfazer suas necessidades.

## ANEXO 2 - CÁLCULO DA TAXA DE PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

(CONFORME DECRETO Nº 2.705, DE 03 DE AGOSTO DE 1998)

### 1º ano de produção

I – Quando a produção ocorrer em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

<b>Produção Trimestral (mil m<sup>3</sup>)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 450	-	Isento
De 450 a 900	450 * RLP / VPF	10
De 900 a 1.350	675 * RLP / VPF	20
De 1.350 a 1.800	900 * RLP / VPF	30
De 1.800 a 2.250	360 / 0,35 * RLP / VPF	35
Acima de 2.250	1.181,25 * RLP / VPF	40

onde: RLP – é a receita líquida da produção trimestral de cada campo (em R\$)

VPF – é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo (em mil m<sup>3</sup>)

II – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade até quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m<sup>3</sup>)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 900	-	Isento
De 900 até 1.350	900 * RLP / VPF	10
De 1.350 até 1.800	1.125 * RLP / VPF	20
De 1.800 até 2.250	1.350 * RLP / VPF	30
De 2.250 até 2.700	517.5 / 0.35 * RLP / VPF	35
De 2.700	1.631.25 * RLP / VPF	40

III – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade acima de quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m<sup>3</sup>)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 1.350	-	Isento
De 1.350 até 1.800	1.350 * RLP / VPF	10
De 1.800 até 2.250	1.575 * RLP / VPF	20
De 2.250 até 2.700	1.800 * RLP / VPF	30
De 2.700 até 3.150	675 / 0,35 * RLP / VPF	35
Acima de 3.150	2.081,25 * RLP / VPF	40

## 2º ano de produção

I – Quando a produção ocorrer em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 350	-	Isento
De 350 até 800	350 * RLP / VPF	10
De 800 até 1.250	575 * RLP / VPF	20
De 1.250 até 1.700	800 * RLP / VPF	30
De 1.700 até 2.150	325 / 0,35 * RLP / VPF	35
Acima de 2.150	1.081,25 * RLP / VPF	40

II – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade até quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 750	-	Isento
De 750 até 1.200	750 * RLP / VPF	10
De 1.200 até 1.650	975 * RLP / VPF	20
De 1.650 até 2.100	1.200 * RLP / VPF	30
De 2.100 até 2.550	465 / 0,35 * RLP / VPF	35
Acima de 2.550	1.481,25 * RLP / VPF	40

III – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade acima de quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 1.050	-	Isento
De 1.050 até 1.500	1.050 * RLP / VPF	10
De 1.500 até 1.950	1.275 * RLP / VPF	20
De 1.950 até 2.400	1.500 * RLP / VPF	30
De 2.400 até 2.850	570 / 0,35 * RLP / VPF	35
Acima de 2.850	1.781,25 * RLP / VPF	40

### 3º ano de produção

I – Quando a produção ocorrer em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 250	-	Isento
De 250 até 700	250 * RLP / VPF	10
De 700 até 1.150	475 * RLP / VPF	20
De 1.150 até 1.600	700 * RLP / VPF	30
De 1.600 até 2.050	290 / 0,35 * RLP / VPF	35
Acima de 2.050	981,25 * RLP / VPF	40

II – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade até quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 500	-	Isento
De 500 até 950	500 * RLP / VPF	10
De 950 até 1.400	775 * RLP / VPF	20
De 1.400 até 1.850	950 * RLP / VPF	30
De 1.850 até 2.300	377,5 / 0,35 * RLP / VPF	35
Acima de 2.300	1.231,25 * RLP / VPF	40

III – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade acima de quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 750	-	Isento
De 750 até 1.200	750 * RLP/VPF	10
De 1.200 até 1.650	975 * RLP/VPF	20
De 1.650 até 2.100	1.200 * RLP/VPF	30
De 2.100 até 2.550	465 / 0,35 * RLP/VPF	35
Acima de 2.550	1.481,25 * RLP/VPF	40

#### 4º ano de produção em diante

I – Quando a produção ocorrer em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 150	-	Isento
De 150 até 600	150 RLP / VPF	10
De 600 até 1.050	375 RLP / VPF	20
De 1.050 até 1.500	600 RLP / VPF	30
De 1.500 até 1.950	255 / 0,35 RLP / VPF	35
Acima de 1.950	881,25 RLP / VPF	40

II – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade até quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 300	-	Isento
De 300 até 750	300 RLP / VPF	10
De 750 até 1.200	525 RLP / VPF	20
De 1.200 até 1.650	750 RLP / VPF	30
De 1.650 até 2.100	307,5 / 0,35 RLP / VPF	35
Acima de 2.100	1.031,25 RLP / VPF	40

III – Quando a produção ocorrer no mar em profundidade acima de quatrocentos metros.

<b>Produção trimestral (mil m³)</b>	<b>Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (R\$)</b>	<b>Alíquota (%)</b>
Até 450	-	Isento
De 450 até 900	450 * RLP/VPF	10
De 900 até 1.350	675 * RLP/VPF	20
De 1.350 até 1.800	900 * RLP/VPF	30
De 1.800 até 2.250	360 / 0,35 * RLP/VPF	35
Acima de 2.250	1.181,25 * RLP/VPF	40