

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA

**ESTIMANDO O VALOR DOS BLOCOS DE  
EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS VIA  
LEILÕES DA ANP**

PEDRO HENRIQUE COSTA MOTTA

**Rio de Janeiro 2009**

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

PEDRO HENRIQUE COSTA MOTTA

**ESTIMANDO O VALOR DOS BLOCOS DE  
EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS VIA  
LEILÕES DA ANP**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO  
INSTITUTO DE ECONOMIA  
MESTRADO EM ECONOMIA

Dissertação apresentada ao Corpo  
Docente do Instituto de Economia  
da Universidade Federal do Rio de  
Janeiro como parte dos requisitos  
necessários à obtenção do título de  
MESTRE em Ciências Econômicas

Orientador: Eduardo Pontual

**Rio de Janeiro 2009**

# **ESTIMANDO O VALOR DOS BLOCOS DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS VIA LEILÕES DA ANP**

Pedro Henrique Costa Motta

Banca Examinadora:

---

Prof. Doutor Eduardo Pontual (Orientador)

---

Prof. Doutor Adilson de Oliveira – IE-UFRJ

---

Prof. Doutora Rosemarie Bröker Bone - UFRJ

---

Prof. Doutor Ricardo Furtado – ANP

**Rio de Janeiro 2009**

## **AGRADECIMENTOS**

A minha família, por todo apoio dado ao longo de toda minha vida. Sem sua ajuda seria impossível chegar até aqui.

A Ana Laura, por todo incentivo e apoio nos momentos mais adversos, dando inúmeras demonstrações de seu amor e companheirismo.

Ao professor Eduardo Pontual, meu orientador, pela atenção e dedicação ao meu trabalho.

Aos professores Adilson, Getúlio e Luciano pelas oportunidades dadas ao longo do mestrado e inúmeras contribuições para minha dissertação e minha vida.

Aos meus queridos amigos Wilson, Lucélia e Bento, que muito me ajudaram e aturaram nestes anos de mestrado.

## **Resumo**

O objetivo da dissertação é melhor entender os leilões de direito de exploração de petróleo e gás no Brasil, verificando como algumas variáveis influenciam as médias e a variância dos lucros que as empresas esperam obter ao adquirir o direito de exploração de um bloco exploratório de petróleo e gás do Brasil. A metodologia utilizada é uma análise de regressões fundamentada na teoria de leilões, conforme apresentado em Rezende (2007). Com isso, é possível obter estimativas das médias destes valores. Isto é feito com base nos dados de bônus de assinatura ofertados nos leilões da Agência Nacional de Petróleo (ANP).

**Palavras-chave:** Leilões, Petróleo, lucro esperado

## **Abstract**

The objective of this work is to better understand auctions of rights oil exploration in Brazil, looking at how certain variables affect the mean and variance of profits that firms expect to obtain by purchasing the right of exploit an exploratory block of oil and gas in Brazil . The methodology used is a regression analysis based on the theory of auctions, as presented in Rezende (2007). Thus, it is possible to estimate the average of these values. This is based on data from the bids offered in the auctions of the National Petroleum Agency (ANP) .

**Key-words:** Auctions, Oil, expected profit





<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>9</b>
<b>1 CAPÍTULO - SOBRE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO.....</b>	<b>12</b>
1.1 A EXPLORAÇÃO E AS EMPRESAS DE PETRÓLEO .....	15
1.1.1 <i>Análise Geológica</i> .....	16
1.1.2 <i>Análise Econômica</i> .....	17
1.1.3 <i>As Empresas de Petróleo e os Leilões de Áreas Exploratórias</i> .....	20
1.2 A EXPLORAÇÃO E OS GOVERNOS.....	21
1.3 A EXPLORAÇÃO E O BRASIL .....	24
<b>2 CAPÍTULO - TEORIA DOS LEILÕES E LEILÕES DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL.....</b>	<b>32</b>
2.1 VALORES PRIVADOS .....	34
2.1.1 <i>Leilões de Primeiro Preço e Descendentes</i> .....	34
2.1.2 <i>Leilões de Segundo Preço e Ascendentes</i> .....	36
2.2 VALORES COMUNS .....	37
2.2.1 <i>Leilões de Primeiro Preço e Descendentes</i> .....	37
2.2.2 <i>Leilões de Segundo Preço e Ascendentes</i> .....	38
2.2.3 <i>Teorema da Equivalência das Rendas</i> .....	39
2.2.4 <i>Aversão ao Risco</i> .....	40
2.2.5 <i>Assimetrias</i> .....	40
2.2.6 <i>Trabalhos Empíricos em Leilões de Petróleo e Gás</i> .....	41
2.3 OS LEILÕES DA ANP .....	42
2.3.1 <i>Da Primeira até a Quarta Rodadas</i> .....	43
2.3.2 <i>Quinta e Sexta Rodadas</i> .....	44
2.3.3 <i>Sétima Rodada em Diante</i> .....	48
2.4 UM MODELO ECONOMETRICO PARA OS LEILÕES DA ANP.....	49
<b>3 CAPÍTULO - RESULTADOS .....</b>	<b>53</b>
3.1 O MODELO .....	54
3.2 ESTIMAÇÃO DO MODELO.....	60
3.3 ROBUSTEZ E APLICAÇÕES.....	65
<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>68</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>71</b>

## **Introdução**

A regulação do setor petrolífero brasileiro passou por uma série de mudanças desde os anos 90 até aqui. Resumidamente, as grandes mudanças são referentes a quebra do monopólio da exploração, desenvolvimento, produção e refino de petróleo e gás por parte da Petrobrás, dando ao governo a possibilidade de contratar empresas privadas para exercer estas atividades, em troca de uma participação governamental.

Com isso, é criada a Agência Nacional de Petróleo, responsável pela regulação de todo o setor. Esta, além de outras diversas atribuições, tem a incumbência de organizar licitações a fim de decidir que empresas devem deter o direito de explorar e posteriormente extrair hidrocarbonetos das diferentes bacias sedimentares brasileiras.

A União continua sendo a proprietária dos recursos naturais e por isso recebe uma devida participação dos frutos da exploração econômica destes recursos. O objeto em questão na negociação via leilões é o direito de exploração de determinada área. Desta forma, tanto governo quanto empresas estão interessados no sucesso dos investimentos a ser efetuados. A única diferença é que enquanto governos, a princípio visam à maximização da utilidade social do recurso natural, as empresas preocupam-se com a maximização de seus lucros.

Surge então a necessidade de se melhor compreender o funcionamento da aplicação destes leilões ao setor petrolífero. O que move os agentes a ofertarem os preços que ofertam? Por que há muitas vezes diferenças significativas entre os preços ofertados pelas empresas para um mesmo bloco? Quais são as variáveis capazes de influenciar as ofertas em uma licitação? Como se dá esta influência? Estas são perguntas que se respondidas podem ajudar a sociedade a melhor entender o funcionamento dos leilões de áreas exploratórias de petróleo e gás do Brasil, fazendo com que governo e empresas estejam mais aptos a atingir suas finalidades.

O objetivo do presente trabalho é melhor entender os leilões de direito de exploração de hidrocarbonetos no Brasil, verificando como algumas variáveis influenciam as médias e a variância dos lucros que as empresas esperam obter ao

adquirir o direito de exploração de um bloco exploratório de petróleo e gás do Brasil. Com isso, é possível obter estimativas das médias destes valores. Isto é feito com base nos dados de bônus de assinatura ofertados nos leilões da Agência Nacional de Petróleo.

Uma empresa, ao entrar na disputa pelos direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos de determinada região visa ampliar suas reservas e maximizar o valor presente de seus retornos esperados. Assim, a decisão de quanto pagar por um bloco exploratório está relacionada com o valor presente de seu retorno esperado. Uma firma maximizadora de lucros jamais aceitará pagar por uma área mais que o valor presente do lucro esperado gerado pelas atividades de exploração e produção desta área. Na verdade, em um leilão as empresas declaram implicitamente, através de seus lances quanto do seu lucro esperado elas estão dispostas a abrir mão em troca de receber os direitos de exploração da área. Com isso, o bid das empresas nada mais é que uma fração do lucro gerado por aquele empreendimento. Tendo isto, a proposta do estudo é fazer o caminho inverso, ou seja, retornar o valor presente do retorno esperado usando os bônus de assinatura.

No Brasil, os trabalhos empíricos utilizando-se os leilões de áreas exploratórias são muito poucos, podendo-se citar Furtado (2004 e 2008). Isto se deve em grande parte ao caráter relativamente inicial desta prática. A primeira rodada de licitações organizada pela Agência Nacional de Petróleo foi em 1999, e até hoje, foram realizadas dez rodadas de licitações. Outra razão é que a econometria de leilões pode ser bastante complicada.

O estudo visa ajudar no entendimento de como se dá a tomada de decisão dos agentes em leilões, especificamente no setor petrolífero, para que empresas, governo e sociedade possam extrair o máximo deste mecanismo.

Para se alcançar o proposto, é utilizada uma adaptação para o setor petrolífero de um modelo econométrico baseado na teoria dos leilões, proposto por Rezende (2007). O modelo estrutura-se sobre algumas hipóteses iniciais, discutidas mais a frente, para que se possa utilizar mínimos quadrados ordinários para estimar parâmetros relacionados a variáveis que influenciam a média dos retornos esperados e mínimos quadrados não lineares para estimar parâmetros relacionados a variáveis que influenciam a variância destes mesmos valores.

O trabalho está estruturado em uma introdução e três capítulos, além da conclusão e das referências bibliográficas. O primeiro capítulo discorre inicialmente sobre alguns conceitos básicos a respeito de petróleo. Em seguida avalia-se a importância da atividade exploratória tanto pela ótica das empresas como pela ótica dos

governos. Finalmente, o capítulo é encerrado com uma breve história da exploração de hidrocarbonetos do Brasil.

O segundo capítulo introduz a teoria de leilões, fazendo um apanhado de seus principais modelos e mais relevantes resultados. Em seguida, é explicado detalhadamente o mecanismo de leilões utilizado pela Agência Nacional de Petróleo e todas as mudanças já ocorridas no mesmo. Por fim, é apresentada a metodologia que será aplicada.

O terceiro e último capítulo trata da aplicação propriamente dita. Desde a origem e análise dos dados até a apresentação dos resultados e sua posterior discussão. Por fim, apresenta-se a conclusão do trabalho e sugere os próximos passos a serem seguidos a fim de se obter futuros melhoramentos.

# 1 Capítulo - Sobre Exploração de Petróleo

Petróleo é uma mistura densa e viscosa de hidrocarbonetos formada no subsolo que migra por entre as formações rochosas. Esta mistura acumula-se em determinado ponto, em geral, rochas porosas, estando o petróleo nestes poros impedido de sair devido a uma formação rochosa que tampa estes reservatórios. Outra possibilidade é esta mistura migrar para a superfície, onde pode escapar, evaporar ou até mesmo se acumular.

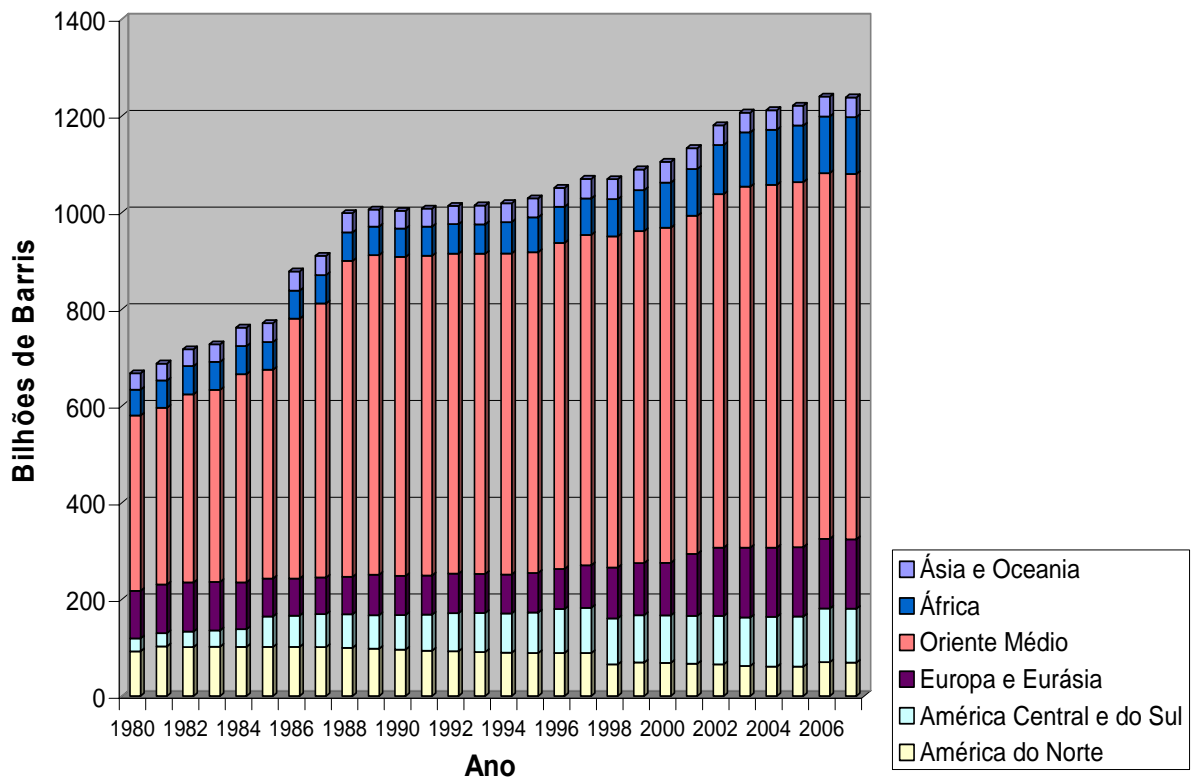
O processo de formação do petróleo pode levar milhões de anos. Devido sua alta taxa de extração em relação a este tempo de reprodução, o petróleo é tido como um recurso esgotável, havendo na natureza um número finito de reservatórios com diferentes potenciais de produção. A quantificação das disponibilidades de petróleo é feita usando-se os conceitos de recursos e reserva.

As reservas de petróleo são definidas como sendo sua quantidade já identificada e passível de ser extraída dado o cenário tecnológico e econômico. Por se tratar de uma previsão, as reservas podem ser classificadas quanto ao seu grau de certeza. Adelman (1983) define como reservas provadas previsões da quantidade de petróleo que podem ser recuperadas com alto grau de certeza, em maior parte advinda dos reservatórios já desenvolvidos, e define reservas prováveis como futuros incrementos das reservas provadas<sup>1</sup>. Em outras palavras, reservas prováveis são reservas recuperáveis a um grau de certeza menor. Existe ainda o conceito de reservas possíveis, "*aquelas que se estima poder produzir em campos em que os trabalhos de prospecção ainda não terminaram, portanto com um nível de certeza muito pequeno*" (Pinto Jr.,2007 pg 51).

---

<sup>1</sup> As reservas provadas são também chamadas de P90, em referência a sua probabilidade de ocorrência. Pela mesma razão, reservas prováveis são chamadas de P50.

**Figura 1.1**  
**Reservas Provadas Mundiais de Petróleo**



**Fonte: Site da BP (2008)**

A figura 1.1 mostra a evolução das reservas provadas no mundo desde 1980 até 2007. Nela nota-se que a maior parte destas reservas situam-se no Oriente Médio. Na verdade, segundo o site da BP (2008), em 2007, 61% das reservas provadas localizavam-se no Oriente Médio<sup>2</sup>.

Os recursos referem-se ao volume que pode ser produzido levando-se em conta a tecnologia disponível. Adelman (1983) expõe duas razões para os recursos serem maiores que as reservas, sendo um deles o fato de alguns reservatórios serem pequenos demais para que seu óleo seja economicamente recuperável e finalmente, o fato de haver áreas pouco exploradas que certamente guardam quantidades economicamente recuperáveis.

As reservas podem ser entendidas como o subconjunto dos recursos onde as jazidas já foram identificadas e a produção é economicamente viável. Clô (2000)

<sup>2</sup> Estes dados não contemplam as reservas provadas de areias betuminosas do Canadá

explica que o total de recursos é estimado somando-se às reservas provadas as reservas a serem descobertas e o aumento das reservas provadas devido a perfurações adicionais, a reavaliação das reservas provadas e ao aumento da taxa recuperação de um reservatório.

Assim, os fatores responsáveis pelas variações das reservas provadas são primeiramente o cenário econômico, que pode mudar a quantidade de óleo recuperável dos campos já existentes conforme mostrado em Farzin (2001), ou transformar óleo não comercial de campos já descobertos em óleo recuperável do ponto de vista econômico. Em segundo lugar, embora não menos importante, tem-se a atividade exploratória, que aumenta as reservas provadas ao descobrir reservatórios economicamente recuperáveis em áreas antes não exploradas ou redefinindo o tamanho das reservas provadas atuais.

**Figura 1.2**  
**Reservas e Recursos**

	Identificado			Não Descoberto	
	Demonstrado		inferido	Hipotético	Especulativo
	Medido	Indicado			
Econômico	Reservas Provadas	Reservas Prováveis	Reservas Possíveis		
Não Econômico					

Fonte: Pinto Jr (2007) adaptado

A figura 1.2 traz em um gráfico a idéia de como as reservas são um subconjunto dos recursos. No caso os recursos são representados por todo o retângulo (tanto a parte branca como a cinza). As reservas são representadas pela parte cinza, sendo esta dividida em medida (o que se refere às reservas provadas), indicado (referindo-se às prováveis) e inferido (reservas possíveis).

A atividade exploratória tem por ofício avaliar áreas de descobertas e identificar jazidas<sup>3</sup>, o que demanda conhecimentos de geofísica, sismologia, processamento de dados e de tecnologia de perfuração e sondagem. A exploração é bastante capital-intensiva devido aos altos custos fixos envolvidos e em grande parte devido à sua natureza de alto risco. Somado ao risco de mercado, a que qualquer atividade está exposta, há na exploração de petróleo, e nas atividades de mineração em geral, o risco geológico, devido a *"imponderabilidade do desconhecido"* (Clô, 2000), isto é: a

<sup>3</sup> Segundo a ANP, jazidas são reservatórios já identificados e possíveis de ser postos em produção

existência, o tamanho e a atratividade econômica de um reservatório só serão realmente confirmados após as perfurações. Soma-se ainda o risco político, que se refere a mudanças inesperadas nos regimes dos países hospedeiros, mudanças, por exemplo, nos direitos de propriedade, na política fiscal ou nas relações contratuais.

A exploração e subsequente produção de petróleo contam com dois importantes participantes; empresas de petróleo e os governos. Os Estados têm como maior objetivo maximizar o valor de seus recursos naturais, e fazem isso incentivando níveis apropriados de atividade exploratória, desenvolvimento e produção. Isto é feito via um sistema fiscal que possibilite um pagamento justo tanto para o Estado como para as empresas de petróleo, que impeça a especulação indevida e crie um ambiente competitivo e um mercado eficiente. Já as empresas têm por objetivo maximizar seus lucros encontrando e produzindo petróleo o gás ao menor custo possível. Para isso elas precisam encontrar grandes campos.

Em seu aclamado trabalho, Hotelling (1931) formaliza o comportamento de produtores com respeito à taxa de extração dos recursos naturais. Em linhas gerais, a Regra de Hotelling postula que o preço (livre de custos) do recurso exaurível em concorrência perfeita deve crescer de acordo com a taxa de desconto. Desta forma, se o preço cresce mais rápido que a taxa de desconto, o produtor retarda a extração e se o preço cresce mais lentamente, a produção é acelerada. Devajaran e Fisher (1981, pg 66) sintetizam a idéia da seguinte forma:

*"...a intuição, conforme estabelecido por Hotelling é que o valor presente de uma unidade extraída deve ser o mesmo em todos os períodos se não há ganhos em mudar a taxa de extração ao longo deles. Para que o valor presente do preço, ou seu valor líquido do custo, seja o mesmo em todos os períodos seu valor tem de crescer precisamente à taxa de juros "* (pg 66)

No caso de monopólio, acrescenta-se a renda do monopólio. O que cresce, neste caso à taxa de juros é a receita marginal.

## **1.1 A Exploração e as Empresas de Petróleo**

À luz das empresas de petróleo, um projeto de exploração e produção de hidrocarbonetos tem por principal finalidade gerar dividendos aos seus acionistas. Conforme mencionado acima, isto é feito encontrando-se e produzindo-se petróleo e gás



pela maior margem de lucro possível. Pesaran (1990) argumenta que quando a extração das reservas disponíveis aumenta, aumenta também o custo marginal de produção futuro (à medida que o óleo é retirado, a pressão no reservatório diminui, aumentando o custo de extração). A adição de reservas, advinda do esforço exploratório, age no sentido contrário a esta tendência. Com isso, a atividade exploratória pode também ser entendida como uma forma de se controlar os custos de extração. Seguindo esta linha, Pesaran (1990) e Devajaran e Fisher (1982) desenvolvem modelos de firmas maximizadoras de lucro onde há conexão entre a taxa de extração da firma e seu esforço exploratório.

A exploração de petróleo é constituída de várias etapas, a fim de amenizar os riscos do processo. É a partir destas etapas que são obtidas informações a respeito da viabilidade do projeto e toma-se decisões a respeito de sua realização.

### **1.1.1 Análise Geológica**

Primeiramente, a partir de resultados de estudos geológicos, potenciais e sísmicos em uma determinada bacia, um grupo de geólogos e geofísicos estima parâmetros geológicos. Segundo Pereira (2004), alguns dos parâmetros a serem estimados nesta etapa são dimensão do reservatório (espessura, área, volume e profundidade), características do reservatório (permeabilidade, porosidade, saturação de água e de hidrocarbonetos, razão de total de rocha em relação a rocha reservatório), desempenho do poço ( índice de produtividade e taxa de decline), migração, integridade da trapa<sup>4</sup> (totalmente selante, não selante) e probabilidade de descoberta.

Os métodos geológicos reconstituem as condições de formação e acumulação de hidrocarbonetos através de mapas topográficos e determinação de feições geológicas a partir de fotos aéreas e imagens de satélites. Os métodos potenciais permitem o reconhecimento de estruturas que não aparecem na superfície. Mas o método de prospecção mais utilizado na indústria do petróleo é o sísmico de reflexão. Este consiste basicamente na emissão de ondas artificiais captando seus "ecos" após percorrerem determinada distância em direção a crosta terrestre e serem refletidas. De posse dos resultados gerados por estes estudos é possível estimar os parâmetros acima descritos.

---

<sup>4</sup> Formação rochosa que tampa o reservatório.

Em resumo, a responsabilidade de geólogos e geofísicos é identificar anomalias geológicas capazes de conter hidrocarbonetos, estimar a probabilidade de ocorrência, quantificar os volumes existentes e a proporção de cada tipo (petróleo e gás). Isto é feito com base em dados e modelos baseados em hipóteses geológicas.

### 1.1.2 Análise Econômica

Assim como na análise geológica, o campo econômico da exploração também tem suas incertezas. Nesta etapa, são estimados os ganhos gerados por determinado projeto. Isto é feito combinando-se os dados adquiridos sobre a geologia da área com dados econômicos como, por exemplo, a evolução do preço do petróleo e dos custos do projeto, a inflação e a taxa mínima exigida pelos acionistas. Com isso decide-se sobre a continuação ou não do projeto, além da quantidade de óleo recuperável.

Existem alguns métodos de avaliação de projetos sob incerteza, um deles é o VPL<sup>5</sup> ajustado ao risco. Neste caso, associa-se ao resultado do VPL uma distribuição de probabilidades e com isso calcula-se o valor monetário esperado para o valor presente (VME).

Para o computo do VME faz-se necessária a construção de um fluxo de caixa, e para isso assume-se algumas hipóteses. A primeira delas refere-se ao perfil da produção. Lerche e Mackay (1999) apresentam um perfil de produção onde  $q(t)$  é a produção em  $t$ ,  $q_{\max}$  a produção durante os anos de pico,  $t_{\min}$  é o primeiro ano de pico,  $t_p$  é o primeiro ano de produção,  $\lambda$  a taxa de decaimento,  $t_{\max}$  o último ano de pico e  $T$  o tempo total do projeto ( $T-t_p$  é o tempo de produção).

$$q(t) = 0 \text{ se } 0 \leq t \leq t_p \quad (1.1)$$

$$q(t) = q_{\max} \frac{t - t_p}{t_{\min} - t_p} \text{ se } t_p \leq t \leq t_{\min} \quad (1.2)$$

$$q(t) = q_{\max} \quad (1.3)$$

$$q(t) = q_{\max} e^{[-\lambda(t-t_{\max})]} \text{ se } t_{\max} \leq t \leq T \quad (1.4)$$

---

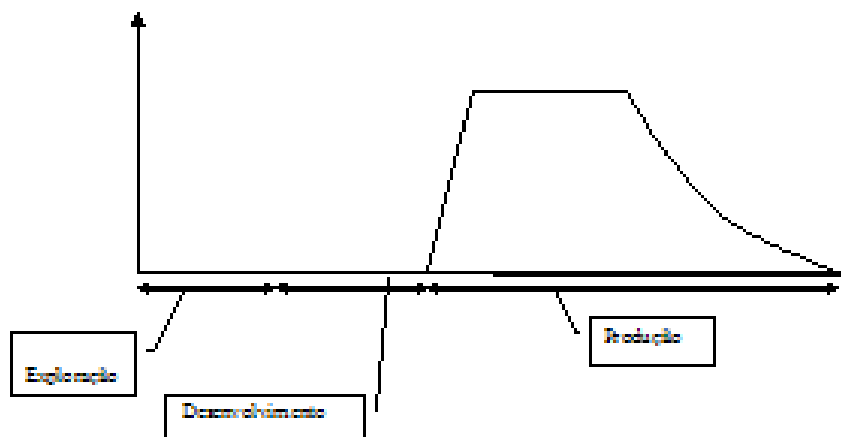
<sup>5</sup> Valor Presente Líquido

Lerche e Mackay (1999) apresentam ainda uma estimativa para  $\lambda$  vinda da fórmula

$$\lambda = \left[ \frac{R}{q_{\max}} + \frac{1}{2}(t_{\min} + t_p) - t_{\max} \right] \quad (1.5)$$

Sendo o problema ter estimativas de  $q_{\max}$ ,  $t_{\min}$ ,  $t_p$ ,  $t_{\max}$ , dado um nível  $R$  de reservas de forma a maximizar os ganhos da empresa. Hannesson (1998) sugere uma curva de produção com um platô durando até que 50% das reservas tenham sido produzidas. A curva de produção é exemplificada na figura 1.3.

**Figura 1.3**



**Fonte: Hannesson (1998)**

Outras hipóteses que precisam ser feitas dizem respeito ao comportamento do preço do petróleo durante a fase de produção, da taxa de inflação e da trajetória dos custos no mesmo período. Tendo isso e o cenário fiscal é possível se calcular um VPL para o projeto, uma vez que este nada mais é que o valor presente da receita tributável (VPRT) menos os impostos pagos (imposto de renda e contribuição social, IR e CS respectivamente) e os investimentos em capital necessários para realização da atividade (CAPEX) mais a depreciação (D), todos trazido a valor presente.

$$VPL = VPRT - VPIR - VPCS - VPCAPEX + VPD \quad (1.7)$$

No Brasil, a receita tributável de um projeto de exploração e produção de hidrocarbonetos é apresentada em Pereira (2004) conforme mostrado abaixo, onde RT é a receita tributável, RB a receita bruta, ROY os royalties, A&E são os custos de avaliação e exploração, OPEX são os custos operacionais, ABEX o custo de abandono, D é a depreciação, P&D pesquisa e desenvolvimento, RA retenção de área, BA é o bônus de assinatura e PE as participações especiais.

$$RT = RB - ROY - A\&E - ABEX - OPEX - D - P\&D - RA - BA - PE \quad (1.8)$$

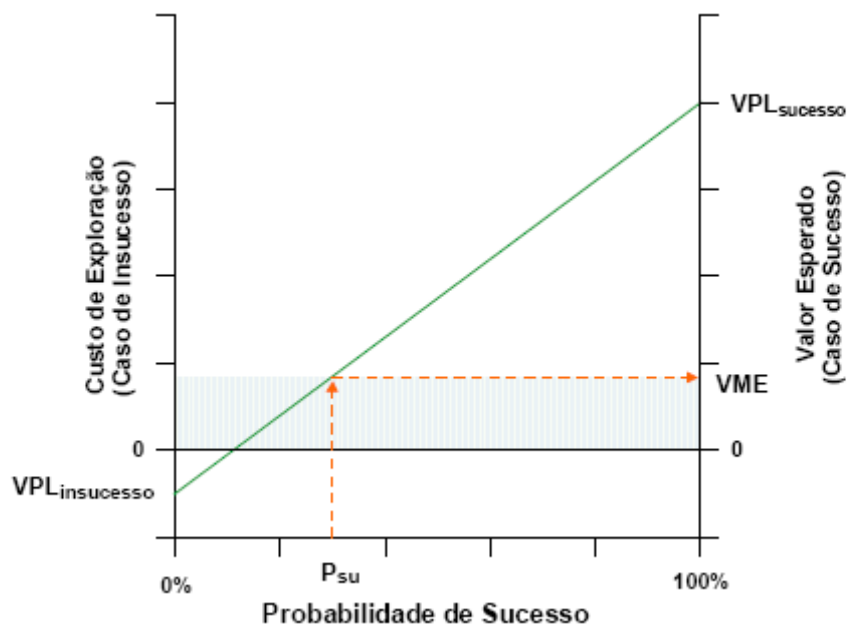
O VME nada mais é do que a média entre os VPLs nos caso de sucesso e fracasso ponderada pelas probabilidades de sucesso e fracasso, ou seja:

$$VME = P_s \times VPL_s + P_f \times VPL_f \quad (1.9)$$

Sendo  $P_s$  a probabilidade de sucesso,  $VPL_s$  o valor presente líquido do projeto em caso de sucesso,  $P_f = (1 - P_s)$  a probabilidade de fracasso e  $VPL_f$  o valor presente líquido do projeto no caso de fracasso.

**Figura 1.4**

**VME**



## **Fonte: Furtado (2004)**

A figura 1.4 ilustra a idéia do VME como sendo função da probabilidade de sucesso e dos VPI's em caso de sucesso e fracasso. Contudo, vale lembrar que há muito mais incertezas relacionadas a esta análise que não somente a descoberta de óleo recuperável. Conforme já visto, para se chegar a determinado valor de VME foram feitas outras hipóteses como, por exemplo, comportamento do preço do petróleo.

### **1.1.3 As Empresas de Petróleo e os Leilões de Áreas Exploratórias**

Em muitos países, para uma empresa adquirir o direito de explorar e extrair hidrocarbonetos de determinada região ela tem de arrematar a área em um leilão. Nestes leilões, como ocorre, por exemplo, no Brasil, o órgão responsável pela regulação da exploração e produção de petróleo e gás repassa informações geológicas da região em questão aos interessados e estes fazem suas ofertas.

Com base nessas informações as empresas fazem suas análises geológicas<sup>6</sup> da região e posteriormente uma análise econômica, chegando a um VME para a área em questão. Caso a oferta mínima exigida no leilão<sup>7</sup> seja maior que o VME calculado pela empresa, ela desiste de participar, caso contrário, esta ofertará um preço entre o preço mínimo exigido no leilão e o VME. Assim, o bônus de assinatura, preço ofertado pelas empresas, pode ser entendido como uma fração do lucro esperado pela empresa que a mesma está disposta a ceder em troca dos direitos de exploração da área.

A empresa deve então decidir o quanto do lucro ela vai abrir mão tendo em vista que quanto maior esta quantia menor seu lucro líquido, contudo, maiores são as chances de sair vencedora do leilão. Furtado (2004) sintetiza em cinco perguntas as incertezas que permeiam a decisão de participar e de quanto oferecer em um leilão de áreas exploratórias, sendo as quatro primeiras referentes aos ganhos esperados e a quinta refere-se ao mecanismo de leilão:

---

<sup>6</sup> Atualmente no Brasil, a aquisição de dados geológicos e geofísicos de áreas ainda não licitadas é contratada pela ANP, por intermédio da Superintendência de Definição de Blocos. ANP (2009).

<sup>7</sup> A oferta mínima exigida no leilão atualmente é composta, conforme especificado em cada edital, de um bônus de assinatura mínimo, um Programa Exploratório Mínimo e um percentual mínimo de comprometimento local com as atividades de exploração e desenvolvimento, o que influencia o VME calculado pela empresa. Em especial o último pode elevar os custos uma vez que alguns insumos brasileiros são potencialmente mais caros.

- 1.O recurso mineral encontra-se na área determinada?
- 2.Qual a estimativa da quantidade de recurso?
- 3.Haverá lucro financeiro?
- 4.Qual o valor da área?
- 5.Qual o nível de competição?

O comportamento das empresas nos leilões depende dentre muitos fatores do tipo de leilão em questão. As diversas estratégias ótimas para os diversos tipos de leilão serão mais a fundo estudadas no próximo capítulo.

## **1.2 A Exploração e os Governos**

A fim de alcançar seu maior objetivo, maximizar o valor de seus recursos naturais (no caso hidrocarbonetos) incentivando níveis apropriados de exploração, desenvolvimento e produção, os Estados se usam de legislações específicas, a fim de regular e conduzir as operações com petróleo e definir a participação do governo e das empresas na receita e nos lucros da atividade. As leis que regulam as atividades relacionadas ao petróleo, segundo Taverne (1994) devem atuar desde a construção e operação de unidades produtoras e dutos aos métodos de trabalho e segurança dos trabalhadores. Devem incluir também encargos e taxa específicas do setor, como royalties e divisões de lucros. Além disso, devem incluir o tipo de relação entre governos e empresas: sistema de concessões ou contratual.

A diferença fundamental entre estes dois sistemas, segundo Johnston (1994), está na titularidade dos recursos. Em sistemas de concessão, o governo transfere a titularidade dos recursos para a empresa detentora da licença. Em sistemas contratuais, esta titularidade fica retida com o governo. Taverne (1994, pg 8) explica esta diferença da seguinte maneira:

*"A licença permite ao seu detentor obter e ganhar o petróleo produzido e constitui uma transferência de título do petróleo se e quando produzido. A*

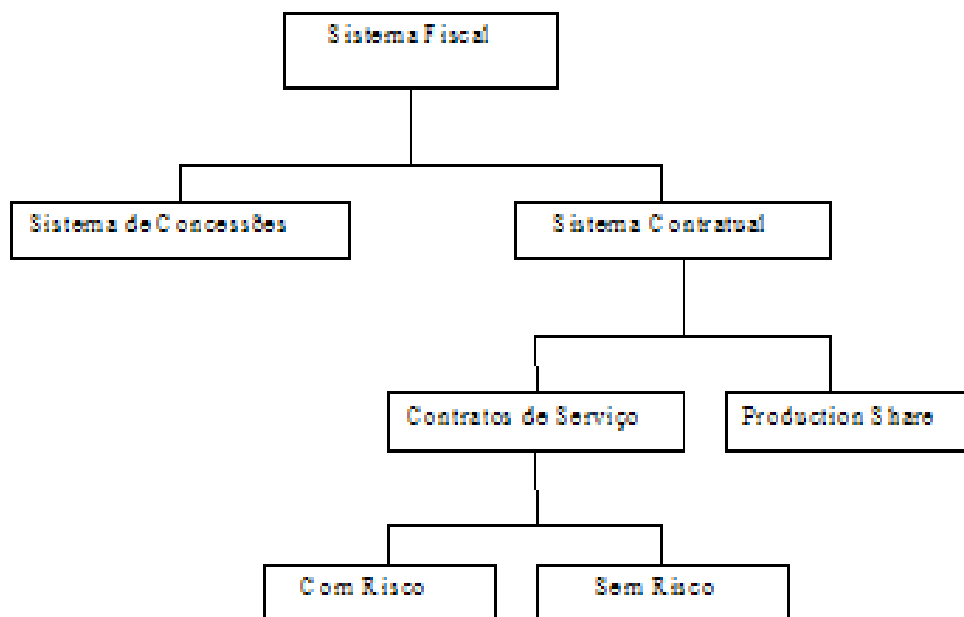
*transferência é entre o detentor do petróleo in situ (na maior parte dos casos o Estado, via sua autoridade competente) e o detentor da licença. Com uma singularidade, a licença não faz do seu detentor o dono do petróleo in situ. Esta continua com o concessor da licença (...). Um contrato de trabalho não envolve a mesma transferência de título, embora leve à aquisição do petróleo produzido...”.(p.8)*

Em um sistema de concessões, a empresa pode ser selecionada via licitação ou negociação. Nos casos de licitação, aspectos como nível dos royalties e taxas são estabelecidos previamente e em seguida negocia-se o plano de desenvolvimento. Para o caso de seleção via negociação há maior flexibilidade no que tange a questão das participações do governo e da empresa. Em resumo, o sistema de concessões torna a empresa que explora os recursos detentora do que é produzido, contudo ela tem de pagar determinada quantia e cumprir determinadas exigências previamente acordadas.

No sistema contratual, a empresa não detém a posse dos recursos, mas tem direito a receber um percentual da produção. Isso pode ser feito de diferentes maneiras. Uma delas são os contratos de *Production Sharing*. Neste caso a empresa contratada recebe uma parte da produção, devido a todos os serviços prestados. Contudo, ela arca com o prejuízo no caso de não haver acumulação de hidrocarbonetos em quantidades rentáveis. O que ocorre nestes casos é que a contratada presta serviços financeiros e tecnológicos conforme descritos no contrato a uma empresa do Estado, sendo paga em petróleo, em percentuais conforme também descrito no contrato, caso haja produção. Há ainda os Contratos de Serviço, podendo ser sem risco ou com risco (*Risk Service*). A diferença entre contratos *Risk Service* e *Production Sharing* segundo Johnston (1994) é a forma de pagamento. O último, conforme já visto é pago em petróleo, já o primeiro, a produção é convertida para unidades monetárias, em geral dólar.

Quanto aos contratos sem risco (*Non-Risk Service*), neste caso, a empresa contratada recebe um pagamento por entregar serviços técnicos e financeiros que envolvem serviços operacionais e de desenvolvimento de campos existentes. Recebe ainda um adicional referente ao acréscimo de produção devido aos serviços pela empresa prestados. Embora não haja risco exploratório neste caso, ainda há um considerável risco no desenvolvimento.

Figura 1.5



Fonte: Johnston (1994)

Ainda segundo Jonhston (1994), os contratos de *Production Share* foram primeiramente adotados em 1966 na Indonésia, em seguida adotados, por exemplo, por Malásia, Egito e China, sendo muito comuns também no Oriente Médio. Embora cada contrato tenha sua particularidade, a idéia principal é sempre mantida, isto é, a empresa contratada, por incorrer na grande parte dos custos e correr o risco de não conseguir descobrir petróleo, recebe uma fração da produção.

Os contratos de serviço são realizados, por exemplo, no Kuwait e na Arábia Saudita, Peru, Venezuela e Bolívia. Sendo esses contratos do tipo *Risk Service*. Os contratos sem risco são bastante raros, Johnston (1994) cita o caso da Argentina nos anos cinquenta, quando o então presidente Arturo Frondizi assinou alguns contratos desse tipo. A figura 1.5 organiza os sistemas fiscais segundo suas classificações.

Atualmente, o modelo adotado para exploração de hidrocarbonetos no Brasil é o de concessões. A Agência Nacional de Petróleo (ANP) periodicamente organiza licitações de áreas exploratórias nas bacias sedimentares brasileiras. As empresas vencedoras das licitações recebem o direito de explorar a área. Caso haja alguma descoberta a empresa apresenta um plano de desenvolvimento. Se este for aceito a empresa recebe o direito de produzir petróleo e/ou gás com a contrapartida de



pagamento de royalties e participações especiais. O regime fiscal brasileiro será tratado mais a fundo na próxima sessão, e os detalhes do processo licitatório serão assunto do próximo capítulo.

### **1.3 A Exploração e o Brasil**

No começo da década de trinta, o debate sobre exploração e produção de petróleo no Brasil centralizava-se na localização de áreas promissoras para pesquisa. Até então, os estudos geológicos eram de baixa intensidade e havia poucos profissionais especializados na área de petróleo. Em 1938, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo, CNP. Sua função era fixar preços de derivados de petróleo, autorizar instalações de refino e realizar pesquisas no território nacional. E foi no ano seguinte à sua criação, em 21 de janeiro de 1939, a primeira descoberta de petróleo economicamente recuperável no Brasil, na região de Lobato, no recôncavo baiano. Começava assim, embora em pequena escala, a produção de petróleo no Brasil. Os resultados das pesquisas do CNP eram bastante modestos, e em dez anos de existência, não havia muitos indícios de grandes reservatórios.

O interesse do governo em desenvolver o setor e o desinteresse do setor privado nesta atividade de alto risco, em muito devido às poucas indicações de descobertas rentáveis, fizeram com que, em 3 de outubro de 1953, o então presidente Getúlio Vargas, sancionasse a lei N° 2004 que criava a Petrobrás, exatos dois anos após o projeto ser enviado ao congresso. A responsabilidade da recém criada empresa era a exploração, produção, refino, transporte e comercialização de derivados de petróleo, tendo ela o monopólio de todas estas atividades.

A Petrobrás alterou significativamente o nível do esforço exploratório no território nacional. Segundo Dias Leite (2007), no período de 1956 até 1963 foram perfurados quase setecentos poços, com 1270 mil metros de extensão, contra 55 poços com 74 mil metros de extensão pelo CNP no período de 1938 até 1945. Contudo os estudos indicavam um baixo potencial petrolífero das bacias terrestres<sup>8</sup>.

O primeiro choque do preço do petróleo foi o incentivo que faltava para que a Petrobrás começasse a se arriscar mais na plataforma continental. Até então pouco se havia investido nessa área, resultando na descoberta do campo Guaricema, em Sergipe.

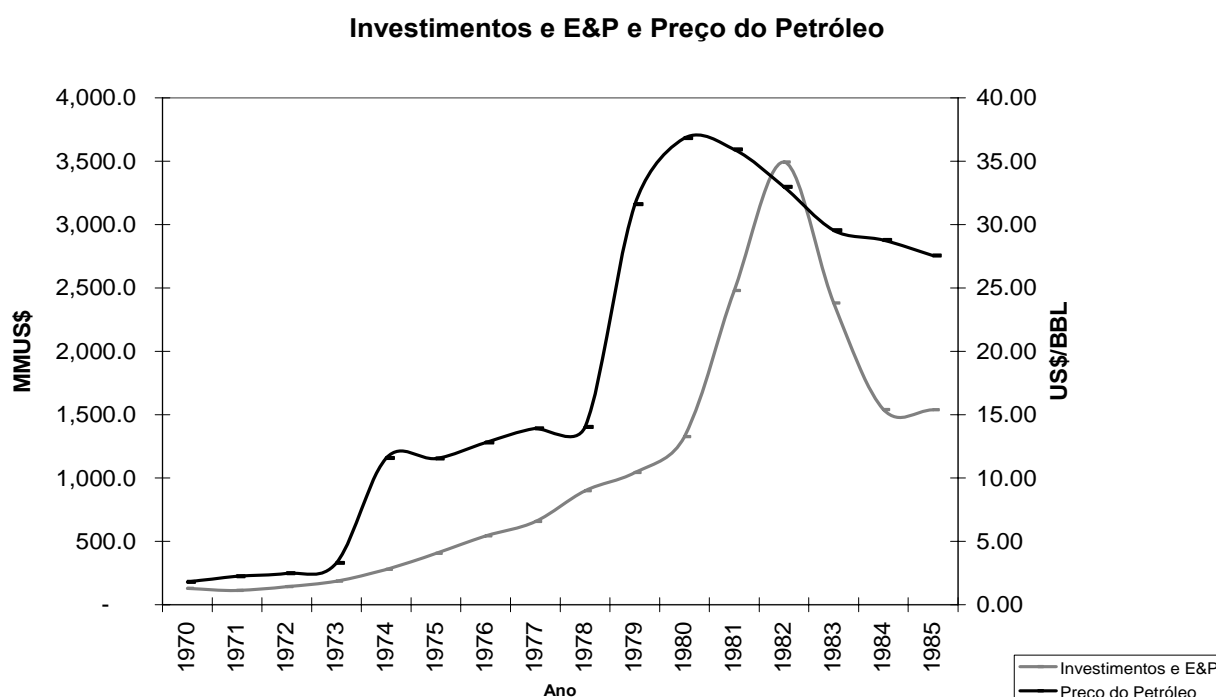
---

<sup>8</sup> Relatório Link, entregue ao governo em 1960, organizado por Walter K. Link, então responsável pelo departamento de exploração da Petrobrás, mostrava-se bastante pessimista sobre o potencial de descobertas de petróleo. O relatório chamava atenção para a falta de estudos sísmicos no mar.

Os investimentos, partir de 1973, começaram a crescer fortemente, surtindo resultados bastante animadores, como o campo de Garoupa (1974), Namorado (1975), Cherne e Anchova (1976) e Pampo (1977), todos na bacia de Campos (Dias Leite, 2007).

A figura 1.6 mostra a trajetória dos investimentos na área de exploração e produção da Petrobrás desde 1970 até 1985 e sua relação com o preço do petróleo. Os níveis de investimento começaram a se alterar com o súbito aumento do preço do petróleo, quebrando a barreira de 1bilhão de dólares correntes em 1979, quando o preço sofria com nova alta e ultrapassava a barreira de 30 dólares.

**Figura1.6**



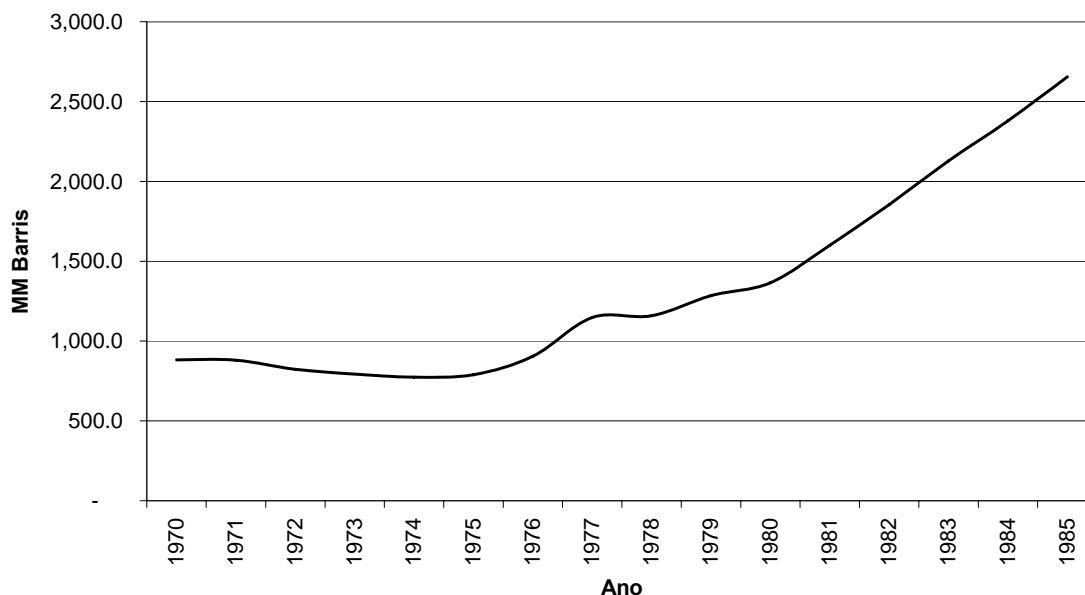
**Fonte: Site da Petrobrás (2009)**

Em 1975, o então presidente da república, Ernesto Geisel introduzia o modelo de contratos de risco à exploração no Brasil, com a finalidade de aumentar as atividades exploratórias, estimuladas pela alta dos preços. Os contratos funcionavam conforme os *Risk Services* vistos na sessão anterior, contudo, eram aplicados somente em algumas regiões específicas. As áreas de menor risco geológico, mais promissoras, continuariam a ser exploradas diretamente pela Petrobrás, entrando os contratos de risco em áreas de maior risco geológico. Segundo Postali (2002) foram assinados 243 contratos de risco entre 1975 e 1988, quando passaram a ser proibidos pela nova constituição. Nesta fase

foram poucas as descobertas sendo somente uma considerada comercialmente viável, o campo de Merluza.

**Figura 1.7**

**Reservas Provadas**



**Fonte: site da Petrobrás (2009)**

Em termos de reservas provadas, o esforço exploratório, com aumento dos investimentos e a busca na plataforma continental, surtiu efeito. Em 1977 as reservas provadas ultrapassavam 1 bilhão de barris e em 1983, já passavam de 2 bilhões, conforme mostrado na figura 1.7.

Os anos 90 trouxeram consigo algumas modificações. As medidas de cunho mais liberal, tomadas no sentido de abrir o mercado sob o argumento da busca de maior eficiência atingiam também o setor petrolífero. Passou-se gradativamente a se considerar a possibilidade de abrir as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos (assim como também refino) à iniciativa privada.

O primeiro passo foi dado em 1995, quando o congresso aprovou o fim do monopólio da Petrobrás. Com isso, a União, detentora dos recursos naturais, estava autorizada a contratar empresas privadas para realizar atividades de exploração, desenvolvimento, produção e refino de petróleo. E dando prosseguimento à abertura, em agosto de 1997, foi sancionada a lei nº 9.478/97, conhecida como a Lei do Petróleo.

Esta estabelece a base da regulação de todas as atividades referentes à indústria do petróleo.

A Lei do Petróleo criava a Agência Nacional de Petróleo (ANP), que segundo a própria lei, tem como finalidade "*promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis.*" (Lei 9478/97 art.8º). Dentre as atribuições da ANP referentes à exploração de petróleo, destacam-se:

- Promoção de estudos visando à delimitação de blocos, para efeito de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção,
- Regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos, destinados à comercialização, em bases não-exclusivas,
- Elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução,
- Fiscalizar diretamente as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato,
- Estimular a pesquisa e a adoção de novas tecnologias na exploração, produção, transporte, refino e processamento,
- Organizar e manter o acervo das informações e dados técnicos relativos às atividades reguladas da indústria do petróleo e gás natural,
- Celebrar, mediante delegação do Ministério de Minas e Energia, os contratos de concessão para a exploração das atividades de transporte e estocagem de gás natural sujeitas ao regime de concessão.

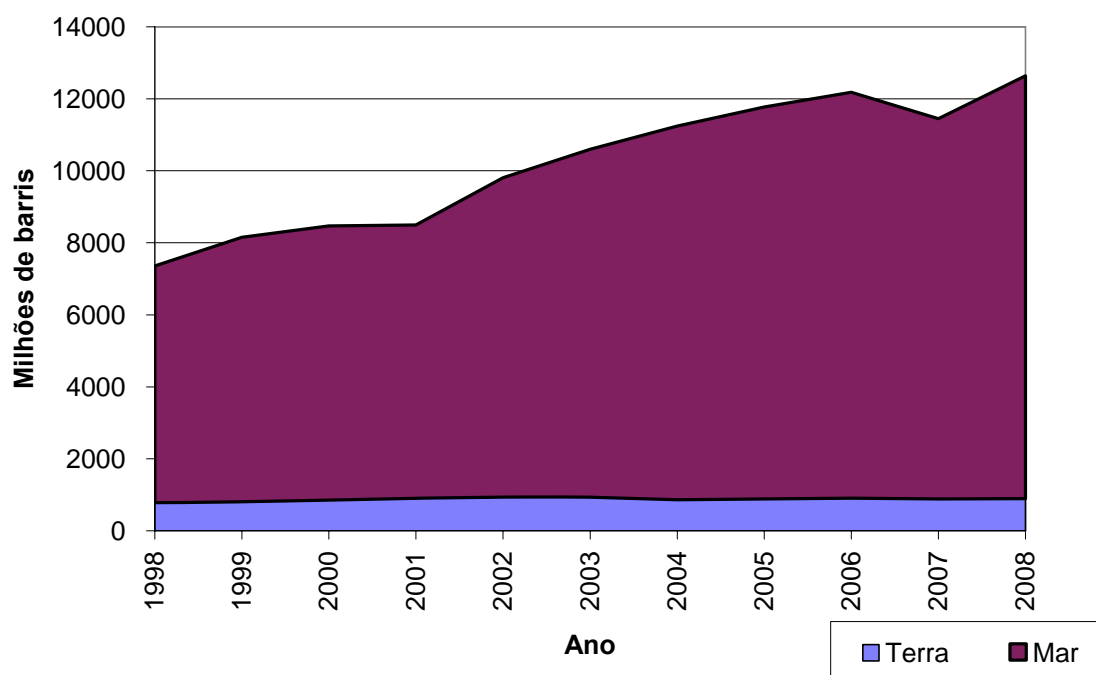
A lei prevê também as participações do governo sobre a atividade de produção (*Government Take*). Sendo elas:

- O bônus de assinatura, que corresponde ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato e tem seu valor mínimo estabelecido no edital de licitação,
- Os royalties, pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural. Contudo, tendo em vista o risco geológico de determinadas regiões e a expectativa de produção, a ANP pode reduzir o valor dos royalties para no mínimo cinco por cento,
- As participações especiais referem-se a um percentual sobre a receita bruta deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor, sendo aplicada a casos de grandes volumes de produção ou grandes rentabilidades. A lei define a partir de que nível de produção as participações especiais devem ser pagas e seu percentual, que varia de dez a quarenta por cento,
- A ocupação ou retenção de área, que corresponde ao pagamento a ser feito anualmente, fixado por quilômetro quadrado ou fração da superfície do bloco.

Até o início de 2009, a ANP já havia realizado dez licitações, além da rodada zero em que foram assinados 397 Contratos de Concessão entre a ANP e a Petrobrás referente aos projetos já em andamento da empresa. Da primeira rodada até a décima foram concedidos 783 blocos exploratórios, o que representa uma área de aproximadamente 515,5 mil quilômetros quadrados.

**Figura 1.8**

**Reservas Provadas de Petróleo**



**Fonte: site da ANP (2009)**

Segundo dados da ANP, ao final de 2008, o Brasil contava com 292 campos produtores de petróleo situados em 11 diferentes bacias sedimentares, sendo 24% destes campos situados no mar, contudo, sendo responsáveis por 91% desta produção. As reservas provadas, ao final de 2008, estavam estimadas em 12,64 bilhões de barris de petróleo, 93% no setor *offshore*. A figura 1.8 mostra as reservas provadas em terra e mar.

**Figura 1.9**  
**Campos do Pré-Sal**



**Fonte: site do governo do estado do Rio de Janeiro (2009)**

Quanto ao futuro da exploração e produção de petróleo no Brasil, este mostra-se bastante promissor. A descoberta de óleo em águas profundas sob camadas de sal no litoral do Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo podem colocar as reservas brasileiras entre as maiores do mundo, acrescentando às reservas brasileiras 50 bilhões de barris segundo anunciado em novembro de 2008 pela ANP. Dentre as descobertas, pode-se citar Tupi, Carioca, Bem-Te-Vi, Guará e Parati, mostrados na figura 1.9. Ainda segundo a diretoria da ANP, só o campo de Tupi tem reservas estimadas de 5 a 8 bilhões de barris.

Foram assim apresentadas as perspectivas tanto das empresas como dos governos sobre a atividade de exploração de petróleo. Quanto às empresas, foi exposta a idéia e a forma de se calcular o VME (valor monetário esperado), ferramenta bastante útil no processo decisório. Para o caso dos leilões, tema do próximo capítulo, o VME é muito importante para a decisão de participar ou não do leilão e caso se decida por participar, até onde se pode ir neste leilão.

Quanto aos governos foram apresentados os diferentes sistemas fiscais (contratuais ou de concessões) pelos quais ele pode tentar atingir seu objetivo de maximização da utilidade social do recurso natural.

Por fim, foi apresentada, de forma resumida a história da exploração no Brasil, com suas principais mudanças, como a criação da CNP (Conselho Nacional do Petróleo), a criação da Petrobrás, a busca de petróleo na plataforma continental e a promulgação da lei do Petróleo, que estabelece as bases para regulação das atividades referentes à indústria do petróleo, destacando-se nesta lei, a criação da ANP, responsável pela organização dos leilões de blocos exploratórios, assunto do próximo capítulo.



## **2 Capítulo - Teoria dos Leilões e Leilões de Petróleo e Gás no Brasil**

Os leilões são um importante mecanismo para realização de transações no mercado. Sua idéia fundamental, assim como de qualquer outro mecanismo de formação de preços, é equalizar demanda e oferta. Porém, diferentemente do sistema de preços fixados, como ocorre no comércio em geral, os leilões trazem mais informação a respeito do preço que os potenciais compradores estão dispostos a pagar.

Frequentemente, os governos se utilizam de leilões tanto para realizar vendas, como no caso, por exemplo, de títulos do tesouro e direitos de exploração de recursos naturais, como para adquirir bens ou serviços, como é o caso de obras públicas e fornecimento de equipamentos e materiais em hospitais públicos. O que se pretende com isso, é que a venda seja feita a quem mais está disposto a pagar ou que a compra seja feita por quem tenha o menor custo.

No Brasil, o governo utiliza-se frequentemente de leilões. O Banco Central, que utiliza leilões para compra e venda de dólares e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), que realiza leilões para a compra e transmissão de energia elétrica são alguns exemplos. Outro exemplo da utilização de leilões no Brasil foi o da venda de empresas estatais, durante os governos Collor e Fernando Henrique Cardoso, onde diversas empresas foram desestatizadas, dentre elas a Cia. Vale do Rio Doce, a Usiminas e o Banespa.

Klemperer (1998) explica que há diversos mecanismos de leilão, sendo quatro bastante difundidos: ascendente, descendente, fechado de primeiro preço e fechado de segundo preço. O ascendente, também dito leilão inglês, é o mais conhecido. Nele o leiloeiro determina um preço inicial e os participantes fazem suas ofertas oralmente. À medida que o preço sobe, os participantes que perdem o interesse no bem se retiram até que só reste um participante. O preço pago é o oferecido pelo ganhador. Já no leilão descendente, também conhecido como holandês, o leiloeiro parte de um preço elevado, que vai caindo ao passar do tempo. O vencedor é o participante que primeiro aceitar o preço oferecido, pagando exatamente este preço.

Os leilões fechados de primeiro e segundo preços diferenciam-se apenas no pagamento feito pelo ganhador. Nos dois casos, os participantes apresentam simultaneamente suas ofertas sem conhecer a oferta dos oponentes, sendo o vencedor, aquele que apresentar a maior oferta. Contudo, no caso do leilão fechado de segundo preço, também conhecido com leilão de Vickrey, o preço pago é a segunda maior oferta, enquanto no leilão de primeiro preço, paga-se a maior oferta.

É possível perceber que, em termos de estratégia, leilões de primeiro preço e descendentes são equivalentes, uma vez que o ganhador paga exatamente sua oferta e não consegue observar a oferta dos oponentes. O leilão de segundo preço e o Inglês, por sua vez, também são estrategicamente idênticos, muito embora o primeiro seja aberto e o segundo fechado. Isto por que em um leilão ascendente, a melhor estratégia para um participante é permanecer no leilão até que o preço chegue em seu valor individual. Neste caso, o vencedor (o participante com maior valor individual) pagará o segundo maior valor individual (o do último participante a deixar o leilão) Em um leilão de segundo preço, o participante pode ofertar seu valor, pois caso saia vencedor, pagará obrigatoriamente um preço menor (o segundo maior valor). Ofertar um preço maior ou menos que seu valor individual pode acarretar em ganhar o leilão e ter prejuízo ou aumentar as chances de perder o leilão, respectivamente. Com isso, os dois leilões têm a mesma estratégia, que seria dizer a verdade.

Na teoria econômica, leilões são vistos como jogos de informação incompleta e sua solução se dá via Equilíbrio *Nash-Bayesiano*. A idéia é que o tipo de cada participante é aleatório e, este participante, conhecendo seu tipo e a distribuição dos tipos (cada jogador não conhece exatamente o tipo de seus oponentes) escolha uma estratégia. O tipo de cada jogador pode ser entendido como o valor que o mesmo dá ao bem. Menezes (2005) expõe o problema mais formalmente, sendo o leilão um jogo Bayesiano  $G$  onde tem-se  $I = \{1; 2; 3; \dots; n\}$  como o conjunto de participantes potenciais,  $X_i = [0; \bar{v}]$  sendo o conjunto dos possíveis tipos do jogador  $i, i=1, 2, \dots, n$  e  $v_i$  o tipo recebido pelo jogador  $i$ .  $F(\cdot) : [0; \bar{v}]^n \rightarrow [0; 1]$  é a distribuição conjunta dos possíveis tipos, tendo como densidade  $f(\cdot) : [0; \bar{v}]^n \rightarrow R_+$ . O conjunto dos possíveis preços ofertados pelo participante  $i$  é  $S_i = R_+$ . Assim, o ganho do jogador  $i$  depende de sua função de utilidade  $u_i(v_i)$  da sua atitude diante do risco e das regras do leilão.

Há três categorias de leilões. A primeira conhecida como o modelo privado, refere-se ao caso onde cada participante tem um valor para o bem (ou seja, conhece exatamente seu tipo) e não é influenciado pelo valor dos outros participantes. A segunda é conhecida como modelo de valor comum, onde o objeto leiloadado tem o mesmo valor para todos, muito embora este valor não seja conhecido individualmente. Cada participante tem informações sobre este valor desconhecido (o que seria, neste caso, o seu tipo). A terceira categoria é a de valores afiliados, onde o valor dado por cada participante tem um componente privado e um comum. Em outras palavras, o valor dado por um participante ao objeto em questão leva em conta o valor que ele próprio dá ao bem mas também é influenciado pelo valor dado por terceiros.

## **2.1 Valores Privados**

Segundo Paarsch (1992), neste ambiente considera-se que cada participante saiba exatamente o valor que dá ao bem em questão, e embora não conheça o valor dado por seus oponentes, conhece sua distribuição. Para bens não duráveis é razoável pensar-se em valores privados, uma vez que a satisfação gerada no consumo do bem é conhecida e de caráter pessoal.

Vale lembrar que a distribuição dos valores privados (dos tipos) pode ser independente ou não. Assim temos o modelo dos valores privados independentes e o modelo dos valores privados correlacionados. Trataremos aqui do caso de valores privados independentes (MVPI).

### **2.1.1 Leilões de Primeiro Preço e Descendentes**

Neste caso, um participante, digamos  $PI$ , conhece o valor que ele mesmo dá (ou seu tipo) ao objeto,  $v = v_i$  e a distribuição dos valores dos outros participantes. Com isso, ele deve imaginar a melhor resposta supondo que os participantes sigam uma estratégia de ofertar preços  $b(\cdot)$ , isto é, o participante  $i$  oferece um preço  $b(v_i)$ .

O ganho de  $PI$  ao participar do leilão é  $v - b_1$ , se  $b_1 > Y$  e  $0$  se  $b_1 < Y$ , onde  $Y$  denota  $\max\{b(v_2); \dots; b(v_n)\}$ . A equação do lucro esperado de  $PI$  é assim descrita em Menezes (2005):

$$\pi(b(v)) = (v - b(v))P(b(v) > Y) = (v - b(v))F(b(v))^{n-1} \quad (2.1)$$

A condição de primeira ordem para a maximização do lucro é  $\pi'(b(v)) = 0$ , onde  $\pi'(\cdot)$  representa a derivada da função lucro esperado, o que resulta na seguinte equação diferencial:

$$(b'(v)F(v)^{n-1})' = (v - b(v))(n-1)f(v)F(v)^{n-1} \quad (2.2)$$

cuja solução é:

$$b^*(v) = v - \frac{\int_0^v F(x)^{n-1} dx}{F(v)^{n-1}} \quad (2.3)$$

Nota-se que a segunda parcela do lado direito da equação (2.3) diminui quando o número de participantes aumenta. Quando  $n$  tende ao infinito, a segunda parcela tende a zero. Assim,  $b^*(v)$  tende a  $v$ . Isto significa que quanto maior o número de oponentes, mais perto de seus tipos estarão os *bids* dos participantes. Por outro lado, quando  $n$  é igual a 1, a segunda parcela da equação (2.3) se iguala a  $v$ , o que significa dizer que, com somente um participante,  $b^*(v)$  é igual a zero, caso não haja um preço mínimo.

No que diz respeito à renda do leiloeiro, esta nada mais é do que o valor esperado do maior preço pago, ou seja,  $E(\max\{b^*(v_1), \dots, b^*(v_n)\})$ . Por serem independentes, a probabilidade dos  $n$  valores estarem abaixo de  $v$  é  $F(v)^n$ . Assim, a renda esperada pelo leiloeiro é:

$$R^1 = \int_0^v nb^*(v)F(v)^{n-1}f(v)dv \quad (2.4)$$

### 2.1.2 Leilões de Segundo Preço e Ascendentes

Neste caso, Menezes (2005) explica que o lucro esperado de P1, que tem valor  $v_1$ , dado que os participantes seguem a estratégia de preços  $b(\cdot)$  é escrito da seguinte forma:

$$\pi_1(v_1, b(v_1), b(\cdot)) = E[(v_1 - Y) \mathbb{1}_{b(v_1) > Y}] = \int_0^{b(v_1)} (n-1)(v_1 - x) f(x) F(x)^{n-2} dx \quad (2.5)$$

Vale chamar a atenção para a diferença entre as equações (2.5) e (2.1). Na equação (2.1) o lucro esperado relaciona o valor que o participante dá ao bem com seu próprio *bid*, já na equação (2.5) o mesmo refere-se a diferença do valor individual do vencedor com o segundo maior *bid*.

Recorrendo-se a condição de primeira ordem, que neste caso é  $\pi_1'(v_1, b(v_1), b(\cdot)) = 0$ , chega-se ao preço que maximiza o lucro esperado do participante:  $v_1 = b(v_1)$ . O que significa dizer que a melhor estratégia em leilões de Vickrey ofertar o próprio valor privado, e em leilões ascendentes, a melhor estratégia é ficar no leilão até que o preço vigente ultrapassar seu valor privado.

A renda esperada do leilão é o valor esperado do segundo maior preço ofertado. Uma vez que os preços ofertados por cada participante são exatamente seus valores privados, a renda esperada nada mais é que o valor esperado do segundo maior valor privado:

$$R^2 = \int_0^v n(n-1)vF(v)^{n-2}(1-F(v))f(v)dv \quad (2.6)$$

Menezes (2005) prova usando integração por partes que a renda do leiloeiro é a mesma tanto em leilões descentes ou de primeiro preço como em leilões descendentes ou de segundo preço, isto é  $R^1 = R^2$ . Outra importante conclusão apresentada pelo mesmo autor é a de que esta renda é estritamente crescente no número de participantes, ou seja, quanto mais participantes, maior a renda esperada pelo leiloeiro.

## 2.2 Valores Comuns

Paarch (1992) descreve um leilão de valor comum como sendo um leilão em que o objeto a ser leiloado tem um valor comum a todos, porém não conhecido *ex ante*. Usando informações privadas, cada participante estima este valor não conhecido e o usa na formação de seu *bid*. Isto ocorre em leilões de direitos de exploração de petróleo, por exemplo. Neste caso, o valor do direito depende de uma quantidade desconhecida de petróleo, de sua qualidade, do preço de mercado e de sua facilidade de extração. Desta forma, caso, o valor do bem pode ser entendido como igual para todos os participantes, porém, estes podem ter diferentes estimativas para este valor comum.

Estas estimativas de cada participante são ditas na literatura sinais e são, de certa forma, análogos aos tipos, vistos nos leilões de valor privado. Tais sinais podem ser gerados de forma independente, e assim teremos um modelo de valores comuns independente, mas também podem ser correlacionados (modelo de valores comuns correlacionados). Trataremos aqui do caso de valores comuns independentes (MVCI).

Klemperer (1998) associa os leilões de valor comum à "maldição do vencedor" uma vez que tende a sair vitorioso o participante que tiver a maior estimativa do verdadeiro valor do bem. Hendricks e Porter (1998) expõem o caso da "maldição do vencedor" da seguinte maneira: Supondo que o verdadeiro valor de um bem é  $v$  sendo este desconhecido por todos os participantes. Dado um sinal  $x_i$  do  $i$ -ésimo participante, sua estimativa *ex ante* do bem é  $v_i(x_i) = E[V|X_i = x_i]$ . Por construção, as estimativas não são viesadas, ou seja,  $E[X_i|v] = v$  e o ganhador é o participante com maior sinal. Sendo o máximo uma função convexa, pela desigualdade de Jensen, tem-se que  $E[\max\{X_i\}|v] \geq \max\{E[X_i|v]\} = v$ , o que é, em essência, a "maldição do vencedor".

### 2.2.1 Leilões de Primeiro Preço e Descendentes

Para se analisar o comportamento dos participantes de um leilão de valor comum, Menezes (2005) segue um exemplo onde o valor do objeto é  $V = v_1 + v_2$ . Onde os  $v_i$  são variáveis aleatórias independentes com distribuição uniforme no intervalo  $[0,1]$ . O participante P1 tem um sinal  $v_1$  e o participante P2 tem um sinal  $v_2$ . A idéia é que no caso, por exemplo, de um bloco exploratório de petróleo, P1 tenha informações de uma determinada área do bloco, e P2, do restante.

Sabendo que P1 recebeu um sinal  $v = v_1$ , ele ofertará um *bid* qualquer, digamos  $b(w)$  a fim de maximizar seu lucro esperado, sendo este:

$$\pi_1 = \int_0^w (v + y - b(w)) dy = vw + \frac{w^2}{2} - b(w)w \quad (2.7)$$

Onde  $y$  é o sinal de P2, desconhecido por P1. Os dois participantes seguem a mesma estratégia  $b(\cdot)$

A atenção, neste caso, está voltada para os casos em que P1 ganha o leilão, ou seja, quando  $b(w) > b(y)$  o que implica em  $w > y$ . a condição de primeira ordem é

$$\pi' = (v + w - b(w) - wb'(w)) = 0 \quad (2.8)$$

Como procura-se por um equilíbrio simétrico, faz-se  $w=v$ . Obtém-se a seguinte equação diferencial:

$$(vb'(v))' = 2v \quad (2.9)$$

Que tem solução

$$b(v) = v \quad (2.10)$$

Com isso, conclui-se que cada participante oferta seu próprio sinal. Como trata-se de um leilão de primeiro preço (ou um leilão descendente) a renda recebida neste leilão é o maior dentre os sinais.

## 2.2.2 Leilões de Segundo Preço e Ascendentes

Seguindo com o exemplo anterior, P1 terá de maximizar o lucro esperado, que neste caso é:

$$\pi_1 = \int_0^w (v + y - b(y)) dy \quad (2.11)$$

uma vez que, ganhando o leilão, será pago o preço apresentado pelo outro participante. A condição de primeira ordem para maximização do lucro é

$$v + w - b(w) = 0 \quad (2.12)$$

desta forma, a estratégia de preço de equilíbrio será

$$b(v) = 2v \quad (2.13)$$

Isto, contudo não significa deparar-se com a "*maldição do vencedor*" uma vez que o vencedor não paga o seu próprio lance, mas o segundo maior lance. Condicional a ter o maior sinal, este espera pagar  $2\left(\frac{v}{2}\right) = v$ . Com isso, verifica-se que a renda gerada nos leilões de valor comum com sinais independentes é a mesma nos quatro diferentes mecanismos de leilão.

### 2.2.3 Teorema da Equivalência das Rendas

Um resultado bastante importante da teoria de leilões foi proposto por Vickrey (1961). Naquele trabalho, além de apresentar os leilões fechados de segundo preço, Vickrey demonstra que em leilões de valor privado com participantes neutros ao risco e com os tipos de cada participante tendo uma distribuição uniforme e independente no intervalo  $[\underline{v}; \bar{v}]$  o valor esperado da renda recebida pelo vendedor, nos quatro tipos de leilão é a mesma, o valor do segundo maior participante.

Desde então, este resultado foi ainda mais desenvolvido mostrando se muito mais geral. Klemperer (1998, pg. 232) apresenta o teorema da seguinte forma:

*"Assumindo-se que um dado número de potenciais compradores neutros ao risco de um objeto com sinais individualmente conhecidos, independentes e com mesma distribuição, qualquer mecanismo de leilão, tal que o objeto vai sempre para o participante com maior sinal e os outros participantes nada pagam, têm a mesma renda esperada (em consequência*



*disto, o ganhador faz o mesmo pagamento esperado como uma função de seu sinal) "*

Nesta versão, o teorema tem um alcance muito maior. Na verdade, em qualquer mecanismo de leilão onde o ganhador seja o com maior sinal individual e os outros participantes não paguem nada observa-se a mesma renda para o vendedor (leiloeiro). Assim, nos quatro tipos de leilões vistos anteriormente, sendo de valor comum, privado ou afiliados ainda conserva-se o teorema da equivalência das rendas se os valores individuais forem gerados de forma independente.

#### **2.2.4 Aversão ao Risco**

No Teorema da Equivalência das Rendas, supõem-se participantes neutros ao risco. Isto porque a aversão ao risco interfere de diferentes formas no resultado do leilão. Quanto a leilões ascendentes ou de Vickrey, aversão ao risco não torna a estratégia ótima, isto é, ofertar o próprio valor, diferente. Aumentar o *bid* só cria a possibilidade de se incorrer em uma perda, tendo de pagar mais que o valor do bem. Todavia em leilões de primeiro preço (ou leilões descendentes), um aumento no preço ofertado aumenta a probabilidade de ganho, ao custo de uma diminuição do ganho esperado.

Assim, compradores avessos ao risco ofertam preços de forma mais agressiva em leilões de primeiro preço, uma vez que estes aceitam valores menores se a probabilidade de ganho for maior. Um vendedor neutro ao risco frente a compradores também neutros ao risco é indiferente a qualquer um dos quatro leilões até então discutidos, no entanto, conforme dito em Klemperer (1998), um vendedor neutro ao risco cercado por compradores avessos a risco, prefere um leilão de primeiro preço a um leilão de segundo preço.

#### **2.2.5 Assimetrias**

Outra importante hipótese do Teorema da Equivalência das Rendas refere-se à distribuição dos valores de cada comprador. Para que seja verificado o teorema, é preciso que todos os valores sejam gerados a partir de uma mesma função de distribuição. Supondo distribuições diferentes, um leilão de segundo preço sempre

favorecerá ao participante com a distribuição mais forte, uma vez que são ofertados os valores individuais. Em contraste, em leilões de primeiro preço, o participante com distribuição mais fraca tende a fazer ofertas mais agressivas (mais próximas de seu valor). Isto inclusive aumenta as possibilidades da maldição do vencedor. Quando todas as condições impostas para ocorrência do Teorema da Equivalência das Rendas são verificadas, com exceção da simetria, é plausível que os leilões de primeiro preço gerem maior renda esperada, muito embora, serão menos eficientes em termos alocativos.

Uma importante fonte de assimetria, principalmente em leilões de valor comum é a quantidade de informação detida por cada participante. Quando um potencial comprador detém mais informação que os outros, a distribuição dos valores individuais pode ser diferente.

Milgrom (1982) mostra que uma política de divulgar todos os dados disponíveis para que não haja assimetrias nesse sentido nunca piora a situação do vendedor, ou seja, nunca diminui o pagamento esperado. No entanto isto não basta para sanar as assimetrias. Hendricks (1995) cita os leilões para obtenção de direitos de exploração na costa da Louisiana como um ambiente de informações assimétricas, onde por mais que se queira homogeneizar a informação entre os participantes, sempre haverá assimetrias. Este trabalho sugere que as empresas que exploram regiões vizinhas à leiloadada detém, além das informações disponibilizadas, dados a respeito das perfurações e estudos que fizeram nas proximidades. Desta forma, visto que as assimetrias podem se manter mesmo com a disponibilização pública de informações, modelos que objetivam analisar, no sentido de prever *bids* ou renda esperada de leilões de direitos de exploração e produção de hidrocarbonetos devem levar em consideração a existência de mais de uma função de distribuição dos sinais caso haja mudança no mecanismo de leilão (passar de um leilão de segundo para primeiro preço, por exemplo), pois neste caso, o Teorema da Equivalência das Rendas não é válido.

### **2.2.6 Trabalhos Empíricos em Leilões de Petróleo e Gás**

Além do citado trabalho de Hendricks (1995) e Hendricks e Porter (1998). Não são muitos os trabalhos empíricos em leilões de exploração de petróleo e gás. Paarch (1992) e Laffont *et al* (1995) realizam trabalhos empíricos, contudo nenhum dos dois é de exploração de petróleo e gás. O primeiro apresenta resultados sobre leilões de

plantações de árvore no Canadá e o segundo, aplica um modelo para leilões privados de primeiro preço a dados do mercado agrícola .

Iledare *et al* (2004) apresenta um trabalho empírico para leilões de petróleo e gás na plataforma continental dos Estados Unidos, onde o *bid* vencedor é uma função do número de participantes, de fatores econômicos, como o preço do petróleo e variáveis particulares a cada região, como localização e produtividade.

Este trabalho aplica uma regressão linear do *bid* vencedor nas variáveis explicativas, trazendo como um dos principais resultados a relação direta entre o valor médio do *bid* vencedor e o número de participantes.

Contudo, um problema deste o modelo é o fato de não ser teórico-fundamentado. Segundo visto anteriormente, a relação entre lances e número de participantes, segundo a teoria de leilões, não é linear, ao contrário do que é apresentado em Iledare *et al* (2004).

### **2.3 Os Leilões da ANP**

Com a promulgação da Lei do Petróleo criou-se a ANP, órgão responsável pela contratação, fiscalização e regulamentação das atividades econômicas da indústria do petróleo, sendo uma de suas atribuições a concessão de direitos de exploração e produção de óleo e gás. Isto é feito com a promoção de rodadas de licitações para que empresas concorram entre si por blocos das bacias sedimentares terrestres e marítimas brasileiras.

O processo de apresentação de ofertas é bloco a bloco, seguindo a ordem apresentada no edital. As ofertas são feitas necessariamente isoladas para cada bloco só sendo aceitas ofertas de empresas/consorcio com pelo menos uma empresa habilitada. Os vencedores de cada bloco, os que obtêm maior pontuação dentre os participantes, são anunciados antes de serem recebidas ofertas de outros blocos.

No julgamento das ofertas são analisados os seguintes pontos:

- Bônus de Assinatura: valor ofertado para se obter a concessão da área, não podendo este ser menor que um valor mínimo pré-estabelecido.

· Aquisição Local de Bens e Serviços: valor ofertado, em termos percentuais, relativo ao comprometimento com a indústria local nas fases de exploração e desenvolvimento.

· Programa Exploratório Mínimo: valor ofertado em unidades de trabalho (UT) referentes a investimentos mínimos nas fases de exploração e desenvolvimento do bloco licitado<sup>9</sup>.

### 2.3.1 Da Primeira até a Quarta Rodadas

O cálculo da pontuação final sofreu algumas modificações consideráveis ao longo do tempo. Da primeira até a quarta rodadas, o total de pontos era a soma de três itens ponderados da seguinte forma:

· Nota A, referente à aquisição local de bens e serviços na etapa de exploração:

$$\frac{\textit{percentual ofertado}}{\textit{maior percentual ofertado}} \times 3$$

· Nota B, referente à aquisição local de bens e serviços na etapa de desenvolvimento:

$$\frac{\textit{percentual ofertado}}{\textit{maior percentual ofertado}} \times 12$$

· Nota C, referente ao bônus de Assinatura:

$$\frac{\textit{bônus ofertado}}{\textit{maior bônus ofertado}} \times 85$$

A nota final nada mais é que a soma das notas A, B e C. Nota-se que segundo esse critério, o bônus de assinatura representa 85% do total.

---

<sup>9</sup> O Programa exploratório Mínimo passou a ser um critério de pontuação nos leilões a partir da quinta rodada de licitação, em 2003.

### 2.3.2 Quinta e Sexta Rodadas

As regras da licitação mudaram significativamente da quarta para a quinta rodada. Se até então o bônus de assinatura representava a maior parte da pontuação total, da quinta rodada para frente, ele passa a dividir importância com o programa exploratório mínimo, ofertado em unidades de trabalho. Sendo as notas referentes a estes dois quesitos calculadas da seguinte forma:

· Nota A

$$\frac{\textit{bônus ofertado}}{\textit{maior bônus ofertado}} \times 30$$

· Nota B

$$\frac{\textit{PEM ofertado}}{\textit{maior PEM ofertado}} \times 30$$

No que diz respeito ao comprometimento com bens e serviços locais houve mudanças primeiramente devido a criação de percentuais mínimos de comprometimento. Foi criada também uma diferenciação entre blocos terrestres e marítimos. Nos blocos marítimos, a oferta de comprometimento com exploração era formada por: 1) processamento e interpretação de dados e 2) perfurações e avaliações de poços.

As notas eram então calculadas das como se segue:

· Nota C

$$\frac{\textit{PEXP ofertado em l}}{\textit{maior PEXP ofertado em l}} \times 7$$

· Nota D

$$\frac{PEXP \text{ ofertado em 2}}{\text{maior } PEXP \text{ ofertado em 2}} \times 8$$

Onde PEXP é um índice que considera o percentual total ofertado na área de exploração e o percentual mínimo aceito na equação abaixo chamado de fator E. Este fator varia de acordo com a qualificação operacional do bloco. Esta qualificação, apresentada nos editais, é feita dividindo-os em três grupos: A, B ou C. Os blocos classificados no grupo A têm um percentual mínimo de comprometimento com investimentos locais na fase de exploração (fator E) de 30%, os do grupo B de 50% e os do grupo C de 70%.

$$PEXP = PEM \text{ ofertado} \times \left[ \left( \frac{\text{percentual ofertado}}{\text{fator E}} \right)^2 - 0,8 \right]$$

Para os blocos em terra, a oferta de comprometimento local com exploração foi dividida em três partes: 1) aquisição de dados, 2) processamento e interpretação de dados e 3) perfurações e avaliações de poços. Sendo as notas formadas da seguinte forma:

· Nota E

$$\frac{PEXP \text{ ofertado em 1}}{\text{maior } PEXP \text{ ofertado em 1}} \times 4$$

· Nota F

$$\frac{PEXP \text{ ofertado em 2}}{\text{maior } PEXP \text{ ofertado em 2}} \times 4$$

· Nota G

$$\frac{PEXP \text{ ofertado em 3}}{\text{maior PEXP ofertado em 3}} \times 7$$

Da mesma forma funciona o critério para avaliar as oferta de comprometimento local com desenvolvimento, ou seja, é calculado um índice relacionando o mínimo exigido e a oferta que, desta vez, funciona da seguinte maneira, sendo o fator D um análogo do já mencionado fator E:

$$PDEV = \left( \frac{\text{percentual ofertado}}{\text{fator D}} \right)^5 - 0,5$$

Os blocos classificados no grupo A têm um percentual mínimo de comprometimento local na fase de desenvolvimento de 30%, os do grupo B de 60% e do grupo C de 70%.

Para blocos em mar, muito similar ao que foi visto na parte de exploração, há uma divisão entre: 1) serviços de engenharia e 2) perfuração, avaliação, montagem de plataformas, sistemas de coleta e produção e sistemas de escoamento de produção. Sendo as notas calculadas como se segue:

· Nota H

$$\frac{PDEV \text{ ofertado em 1}}{\text{maior PDEV ofertado em 1}} \times 7$$

· Nota I

$$\frac{PDEV \text{ ofertado em 2}}{\text{maior PDEV ofertado em 2}} \times 18$$

E finalmente, para blocos em terra, a proposta de comprometimento com bens locais na parte de desenvolvimento fica dividida em duas partes: 1) serviços de engenharia e detalhamento e 2) perfuração, completação, estações coletoras, unidades de tratamento de fluídos e sistema de escoamento da produção. Sendo a nota calculada como se segue:

· Nota J

$$\frac{PDEV \text{ ofertado em 1}}{\text{maior PDEV ofertado em 1}} \times 7$$

· Nota L

$$\frac{PDEV \text{ ofertado em 2}}{\text{maior PDEV ofertado em 2}} \times 18$$

Resumidamente, a nota final era então dada da seguinte forma:

$$Nota \text{ final}_{mar} = Nota \ A + Nota \ B + Nota \ C + Nota \ D + Nota \ H + Nota \ I$$

$$Nota \text{ final}_{terra} = Nota \ A + Nota \ B + Nota \ E + Nota \ F + Nota \ G + Nota \ J + Nota \ L$$

Percebe-se com isso uma mudança na importância relativa dos diferentes quesitos com a mudança na regra do leilão. Em primeiro lugar, conforme já visto, o bônus de assinatura sai de 85% de importância na nota final para 30%, mesmo percentual do PEM. Além disso, a importância relativa do comprometimento com aquisição de bens e serviços locais aumenta. Até a quarta rodada, sua importância era de 15%, sendo 12% da parte de desenvolvimento e 3% da parte de exploração. A partir da quinta rodada este percentual pula para 40%, sendo 15% em exploração e 25% em desenvolvimento.



Outra mudança está relacionada com a dinâmica do leilão. Primeiramente as ofertas eram feitas por cada bloco, já na quinta rodada, a ANP criou conjuntos de blocos chamados de setores e cada oferta deveria ter preços para cada bloco do setor.

### 2.3.3 Sétima Rodada em Diante

Na sétima rodada novamente foi modificada a metodologia para se calcular a nota final. A maior modificação ficou a cargo do conteúdo local. Não é mais separado por blocos em terra e mar nem mesmo por tipos de serviços. Além disso, sua importância relativa, cai pela metade, sendo agora de 20%, onde 5% são para exploração e 15% para desenvolvimento. O bônus de assinatura aumenta sua importância relativa, sendo dono de 40% da nota final, assim como o PEM. A nota final é o somatório destas quatro notas, que são assim calculadas:

· Nota A

$$\frac{\textit{bônus ofertado}}{\textit{maior bônus ofertado}} \times 40$$

· Nota B

$$\frac{\textit{PEM ofertado}}{\textit{maior PEM ofertado}} \times 40$$

· Nota C

$$\frac{\textit{CLDES ofertado}}{\textit{maior CLDES ofertado}} \times 15$$

· Nota D

$$\frac{CLEXP \text{ ofertado}}{\text{maior } CLEXP \text{ ofertado}} \times 5$$

Em termos gerais, os leilões de blocos exploratórios organizados pela ANP são selados de primeiro preço onde o ganhador é o participante com o maior sinal individual se feita uma hipótese de neutralidade ao risco. Assim como todos os leilões de direitos de exploração de recursos naturais, ele pode ser entendido como de valor comum.

## 2.4 Um Modelo Econométrico para os Leilões da ANP

A complexidade e a não-linearidade dos resultados anteriormente vistos torna tarefa bastante difícil uma modelagem econométrica fundamentada na teoria. Mesmo assim, alguns trabalhos empíricos utilizam-se da teoria acima descrita para interpretar dados advindos de leilões.

Paarch (1992) propõe a comparação da distribuição dos *bids* ganhadores de leilões realizados com sua distribuição teórica tanto em modelos de valor comum como de valor privado. Laffont (1995) utiliza mínimos quadrados não lineares simulados para estimar os parâmetros de distribuições dos *bids* vencedores em leilões de primeiro preço de valores privados independentes.

Rezende (2007), com a finalidade de estimar a média e variância da distribuição dos valores individuais dos participantes, apresenta duas metodologias que têm como principal característica a simplicidade. Na primeira, admite-se conhecida a distribuição dos valores privados, já na segunda, esta distribuição é desconhecida. O valor do *i*-ésimo participante no *l*-ésimo leilão é então  $V_{il} = \mu_l + \sigma_l \varepsilon_{il}$ . Onde  $\varepsilon_i$  nada mais é que uma variável aleatória padrão<sup>10</sup> gerada a partir de uma distribuição  $F(\cdot)$ , conforme estabelecido na introdução deste capítulo, conhecida *ex ante* ou não, dependendo da metodologia usada. Chamando de *X* o conjunto das variáveis explicativas da média dos valores individuais e *Z* o conjunto das variáveis explicativas da variância (podendo haver variáveis pertencentes aos dois conjuntos, como por exemplo, a constante), tem-se

---

<sup>10</sup> média zero e variância um

$\mu_l = X\beta$  e  $\sigma_l = Z\alpha$ . Na verdade, a linearidade aqui foi escolhida por simplicidade, podendo ser substituída por uma relação não linear qualquer tanto na média quanto na variância.

Tanto a primeira como a segunda metodologias têm como alicerce fundamental o Teorema da Equivalência das Rendas. Pensando-se inicialmente um leilão de valores privados independentes, sabe-se que o valor esperado da renda gerada no leilão é igual ao valor esperado do segundo maior valor privado.

$$E(p_l | X_l, Z_l, n_l) = E(V_{(2:n_l)} | X_l, Z_l, n_l) = \mu_l + \sigma_l E(\varepsilon_{(2:n_l)}) \quad (2.14)$$

Onde  $p_l$  é o *bid* ganhador do  $l$ -ésimo leilão e  $n_l$  é o número de participantes neste leilão. Os valores de  $E(\varepsilon_{(2:n_l)}) = a(n)$  quando  $n_l = n$ , são computados para diversas distribuições em Rezende (2007). Tendo-se então o preço ganhador,  $X$ ,  $Z$  e  $a(n)$ , o que é preciso fazer é rodar uma regressão simples onde a variável explicada é o preço ganhador, tendo como variáveis explicativas o conjunto de variáveis  $X$  e a interação das variáveis do conjunto  $Z$  com  $a(n)$

$$p_l = X\beta + a(n)Z\alpha \quad (2.15)$$

Nota-se que apesar de tratar-se de uma regressão linear,  $a(n)$  é uma função não-linear do número de participantes<sup>11</sup>.

Na segunda metodologia, não é possível utilizar  $a(n)$ , uma vez que a distribuição  $F(\cdot)$  não é conhecida. Constrói-se então um conjunto de dummies para o evento  $n=k$ , e cada *dummy* interage com os elementos de  $Z$ . Chamando de  $x$  o conjunto dos elementos de  $X$  que não pertencem a  $Z$  e  $z$  o conjunto dos elementos de  $Z$  que não pertencem a  $X$ , usa-se a seguinte regressão:

$$p_l = x_l \beta_1 + \sum_{k=2}^{k=n} d_{kl} [\beta_0 + a(k)\alpha_0] + \sum_{k=2}^{k=n} d_{kl} z [a(k)\alpha_1] \quad (2.16)$$

---

<sup>11</sup> O cálculo de  $a(n)$  é feito de forma similar ao da renda gerada no leilão da seção 2.1.2.

Trata-se agora de uma regressão não-linear, uma vez que todos os  $a(k)$ 's são parâmetros a ser estimados, juntamente com mais os parâmetros  $\beta_0, \alpha_0$  e  $\alpha_1$ . Com isso, é possível recuperar não só os parâmetros referentes aos conjuntos  $X$  e  $Z$ , mas também, o valor esperado, quando o número de participantes é igual a  $k$ , do segundo maior valor de  $\varepsilon_i$ , variável aleatória com distribuição  $F(\cdot)$ .

A segunda metodologia é dividida em duas partes. Em uma delas, são obtidos os parâmetros de  $x_i$  via regressão linear, utilizando-se  $p_i$  como variável explicada e os elementos de  $X$  e interações de  $Z$  e  $d_{kl}$ . Os outros parâmetros (referentes aos elementos pertencentes a  $Z$  e tanto a  $Z$  quanto a  $X$ , além dos  $a(k)$ 's) são estimados pela equação não-linear conforme mostrado na equação 2.16.

O mais interessante deste método pode ser estendido para casos que não somente leilões privados independentes de segundo preço, podendo ser utilizados até mesmo para casos onde o Teorema da Equivalência das Rendas não se aplica. Em todo leilão onde entrega-se o bem ao participante com maior valor individual e todos os outros participantes não pagam nada ainda se pode aplicar a segunda metodologia, de acordo com Rezende, 2007.

No caso mais simples, de um leilão de valores privados independentes, os parâmetros  $a(k)$ 's são estimativas do valor esperado do segundo maior valor individual quando o leilão tem  $k$  participantes. Contudo, leilões de direitos de exploração de hidrocarbonetos são por natureza leilões de valor comum, sendo no Brasil de primeiro preço. Neste tipo de leilão, a relação entre o *bid* e os sinais dos participantes depende das especificações do jogo. Na sessão 2.2.1, para se formalizar alguns resultados, foi usado como exemplo um bem cujo valor  $V$  era a soma dos sinais  $v_1$  e  $v_2$  dos participantes P1 e P2. Em casos como este, os parâmetros  $a(k)$ 's perdem seu fácil significado estatístico, mas ainda assim,  $\alpha$  e  $\beta$  ainda podem ser estimados.

Quanto às assimetrias presentes em leilões como os da ANP conforme já discutido anteriormente, estas também podem ser tratadas no modelo, basta para isso que as mesmas sejam indicadas. Ou seja, para cada leilão, é necessário que se tenha não só o número de participantes, mas o número de participantes com determinada distribuição. Por exemplo, caso haja um grupo de participantes com uma distribuição  $F^A$  e outro com uma distribuição  $F^B$ . Assim, podem ser criadas dummies não só para  $n$ , mas para  $n^A$  e  $n^B$ . A natureza da assimetria não pode especificada, ou seja, não é

possível saber qual grupo detém os maiores sinais, isto porque são estimados apenas os coeficientes que afetam da mesma forma os dois grupos, ou seja, os coeficientes diretamente ligados às variáveis. Não se é possível identificar as constantes dos diferentes grupos (A e B) e com isso, é impossível identificar qual dos dois grupos têm o maior sinal. Ao se tomar como simétrico um modelo na realidade assimétrico pode gerar resultados viesados. Na verdade, leilões de primeiro preço assimétricos têm renda esperada maior que leilões de primeiro preço simétricos, conforme discutido na sessão 2.2.5, desta forma ao se tomar como simétricos leilões assimétricos de primeiro preço, as previsões de *bids* vencedores podem estar sendo subestimadas.

Outro problema que as assimetrias poderiam trazer seria caso houvesse mudanças no mecanismo de leilão, pois assim, haveria diferença na renda esperada gerada pelo leilão à medida que é trocado o mecanismo. Isto poderia interferir nas estimações de  $\alpha$  e  $\beta$ . Como no caso específico dos leilões da ANP os leilões foram sempre de primeiro preço, a assimetria não traz grandes problemas..

Uma vez que é possível se aplicar esta metodologia a leilões de valor comum de primeiro preço mesmo havendo assimetrias, não há nenhum impedimento de cunho teórico à utilização da mesma para se estimar a média e a variância dos valores individuais dados pelos participantes aos blocos de exploração das bacias sedimentares brasileiras. O passo seguinte é entender quem são os conjuntos  $X$  e  $Z$ .

### 3 Capítulo - Resultados

A idéia do modelo a ser apresentado é tentar estimar a média e a variância do valor monetário esperado, que as empresas de exploração estimam aos diferentes blocos ofertados nos diversos leilões organizados pela ANP gerem. Em outras palavras, a idéia é estimar parâmetros de locação e escala dos sinais (explicados na sessão 2.2) dos participantes, uma vez que se trata de um leilão de valor comum. Isto é feito utilizando-se da metodologia apresentada em Rezende (2007).

Com isso, são estimados, via mínimos quadrados ordinários, parâmetros para as variáveis que têm relação com a média dos valores e via mínimos quadrados não lineares, os parâmetros referentes à variância destes valores. O modelo, conforme já visto, é cabível para casos de valor comum, ou, como denominado por Milgrom (1982), Modelos de Recursos Minerais, e mesmo para modelos afiliados.

A única ressalva a ser feita é que o vencedor seja o participante com maior valor individual (sinal). Em outras palavras, o preço pago não precisa necessariamente ser o maior ofertado, mas deverá ser pago pelo participante de maior sinal. Sendo esta então uma hipótese inicial para a aplicação do modelo. Outra hipótese necessária para a aplicação desta metodologia refere-se à neutralidade ao risco de todos os participantes do leilão.

Vale lembrar que, no caso mais trivial, ou seja, o de valores privados e independentes, os parâmetros  $a(k)$ 's, resultantes da regressão não linear a ser estimada têm um significado de fácil interpretação, sendo o valor esperado da segunda maior observação de uma amostra com  $k$  observações independentes geradas a partir de uma mesma distribuição  $F$  padrão. Contudo, quando se abandona a hipótese de valores privados independentes (o caso a ser avaliado é um modelo de valores comuns) estes parâmetros perdem sua fácil interpretação, pois dependem da especificação do jogo em questão e de sua solução para os preços ofertados de equilíbrio. Felizmente, as estimativas buscadas,  $\alpha$  e  $\beta$ , continuam válidas, de acordo com Resende (2007).

No que diz respeito aos dados utilizados no estudo, todos são de domínio público, podendo ser encontrados nos editais de licitação das dez rodadas em questão ou no próprio site da ANP, no caso de informações específicas a respeito dos leilões.

Quanto a informações a respeito do preço do petróleo e da taxa de câmbio, estas foram buscadas no site do Departamento de Energia Americano (DOE) e no Banco Central, respectivamente.

### **3.1 O Modelo**

Na base de dados formada, há 800 observações de leilões, desde a primeira rodada até a décima, onde houve pelo menos um participante. Contudo, como a metodologia é omissa quanto ao caso de um só participante, estes casos tiveram de ser excluídos, restando 272 observações. O número de participantes da base de dados varia de 2 a 8 participantes, sendo 90% desta composta por leilões entre 2 e 4 participantes.

Quanto às rodadas, a grande maioria dos dados, 72,4%, encontram-se entre a sétima e a décima rodada. Isto é fruto não só do maior número de blocos licitados por rodada (em 2003, na quinta rodada, foram concedidos 101 blocos e em 2005, na sétima, foram concedidos 240, contra 21 da quarta rodada) como também da maior procura pelos leilões devido ao aumento do preço do petróleo. Enquanto a média de participantes de leilões onde houve alguma oferta na quarta rodada era de 1,57 participantes por leilão, na nona esta já estava em 2,31 participantes por leilão.

Outro fator importante é a entrada do Programa Exploratório Mínimo na quinta rodada. Com isso, o preço final, para fins de aplicação do modelo, passa a ser considerado a soma do bônus de assinatura com o PEM. Embora este seja ofertado em unidades de trabalho, é possível fazer a conversão para unidades monetárias de acordo com os editais de cada licitação.

Dado isso, o segundo ponto é a discussão de quais são as variáveis capazes de explicar a média e a variância dos valores monetários esperados (sinais) estimados por cada empresa, para que assim seja possível rodar as devidas regressões.

Levando-se em conta que este valor nada mais é que o valor presente do lucro esperado, a quantidade a ser vendida e o preço do bem em questão são variáveis primordiais para a determinação da média deste valor. No que diz respeito à quantidade de petróleo em determinado bloco, uma variável que pode refletir a expectativa dos participantes neste sentido é a localização do bloco.

Para a localização dos blocos, é aplicada a divisão proposta pela ANP e apresentada em Furtado (2004). Esta divisão agrupa as bacias segundo semelhanças geológicas, funcionando da seguinte forma e conforme descrito na figura 3.1:

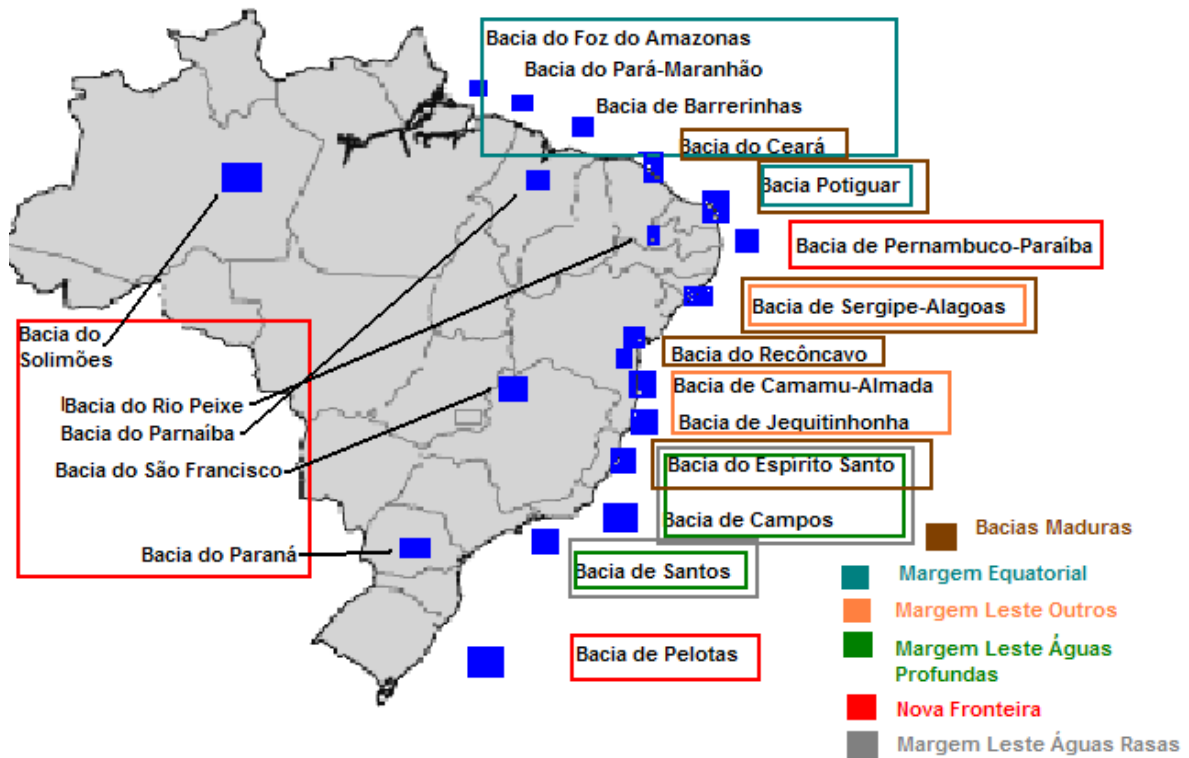
- BM - Bacias Maduras -- compõe este grupo as partes em terra das bacias Potiguar, do Ceará, do Espírito Santo, Sergipe-Alagoas e Recôncavo.
  
- ME -- Margem Equatorial -- composto pelas bacias do Pará-Maranhão, do Ceará (parte em mar), Potiguar (também a parte marítima), Foz do Amazonas e Barreirinhas.
  
- MLR -- Margem Leste Águas Rasas -- composto pela parte das bacias de Campos, Santos e Espírito Santo com lâmina d'água menor que 400 metros.
  
- MLP -- Margem Leste Águas Profundas - composto pela parte das bacias de Campos, Santos e Espírito Santo com lâmina d'água maior que 400 metros.
  
- MLO -- Margem Leste Outras -- Este grupo é composto por Camamu-Almada, Jequitinhonha e a parte marítima da bacia do Sergipe-Alagoas.
  
- NF -- Nova Fronteira -- Esta divisão é composta pelas bacias do Paraná, Solimões, São Francisco, Rio Peixe, Pelotas, Tucano Sul, Parnaíba e Pernambuco-Paraíba.

É preciso, com isso, que se criem variáveis dummy para a localização. Como o modelo já contempla uma constante, ter-se-á cinco dummies de localização.

A maior parte das observações, 60%, está concentrada em Bacias Maduras. A parte das bacias de Campos, Santo e Espírito Santo mar representam quase 20% das observações. A região com maior média de participação em leilões onde houve oferta é Nova Fronteira, com 1,93 participantes por leilão, seguida de Bacias Maduras, com 1,70 participantes por leilão e Margem leste Águas Profundas, com 1,52 participantes por leilão. Isto está relacionado, provavelmente, aos altos custos requeridos na atividade *offshore*.



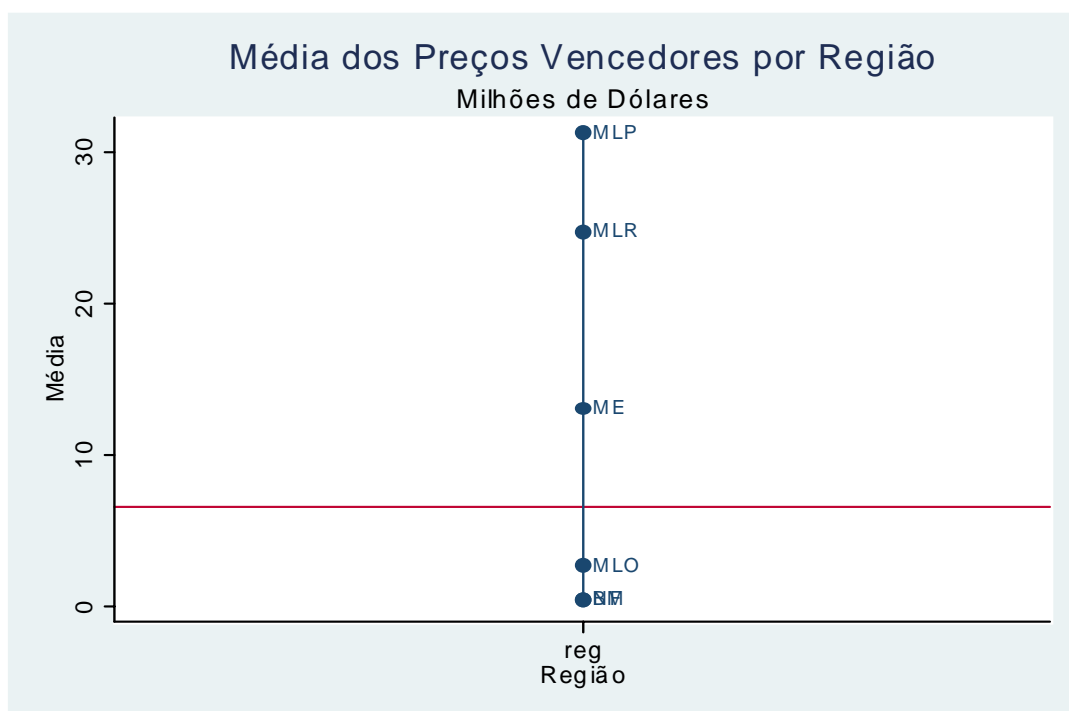
**Figura 3.1**  
**Divisão das Bacias Utilizada nos Modelos**



**Fonte: Furtado (2004) adaptado**

A figura 3.2 mostra as diferenças entre as médias dos bônus de assinatura por região. Notas-se que Nova Fronteira e Bacias Maduras não apresentam muita diferença. Na verdade, enquanto a média para Nova Fronteira é de aproximadamente 541mil dólares, para Bacias Maduras esta fica em aproximadamente 642mil dólares.

**Figura 3.2**

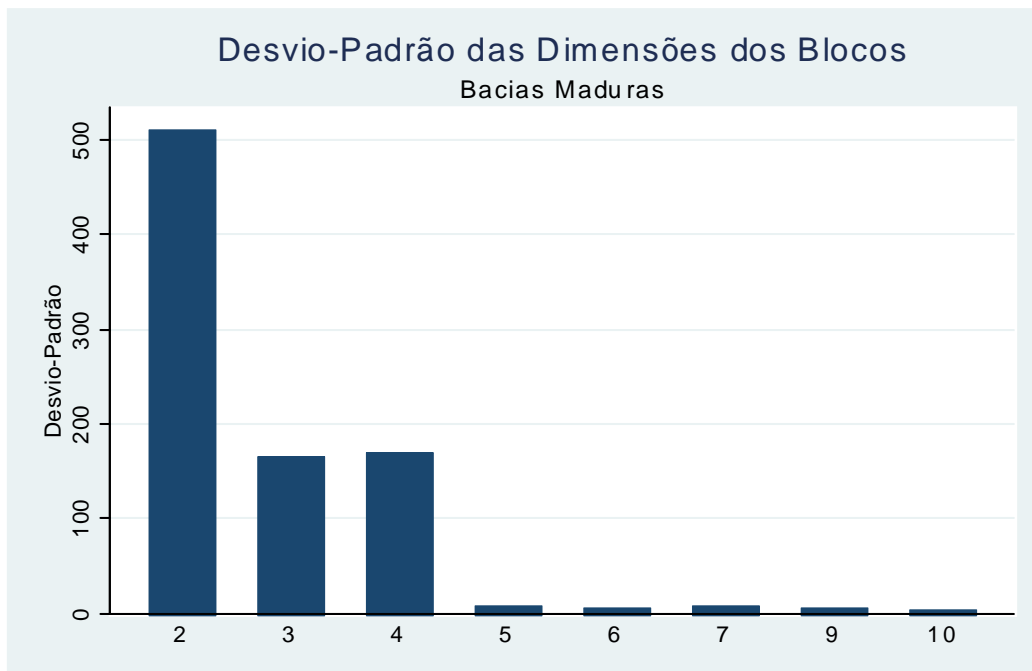


**Fonte: Elaboração Própria**

Outra variável que deveria ter relação com a quantidade de petróleo em um bloco seria o tamanho do mesmo. Contudo, a partir da quinta rodada de licitações, as bacias foram divididas em setores. Dentro de um setor há um determinado número de blocos de um mesmo tamanho. Com isso, o tamanho dos blocos passou a variar pouco após a quinta rodada dentro de uma mesma região, o que faz com que perca muito de seu poder de explicação.

A figura 3.3 mostra como exemplo da diminuição da variação nas dimensões após a quinta rodada, o caso das Bacias Maduras. Não houve ofertas para esta região na primeira rodada nem na oitava que tivessem mais de um participante.

**Figura 3.3**

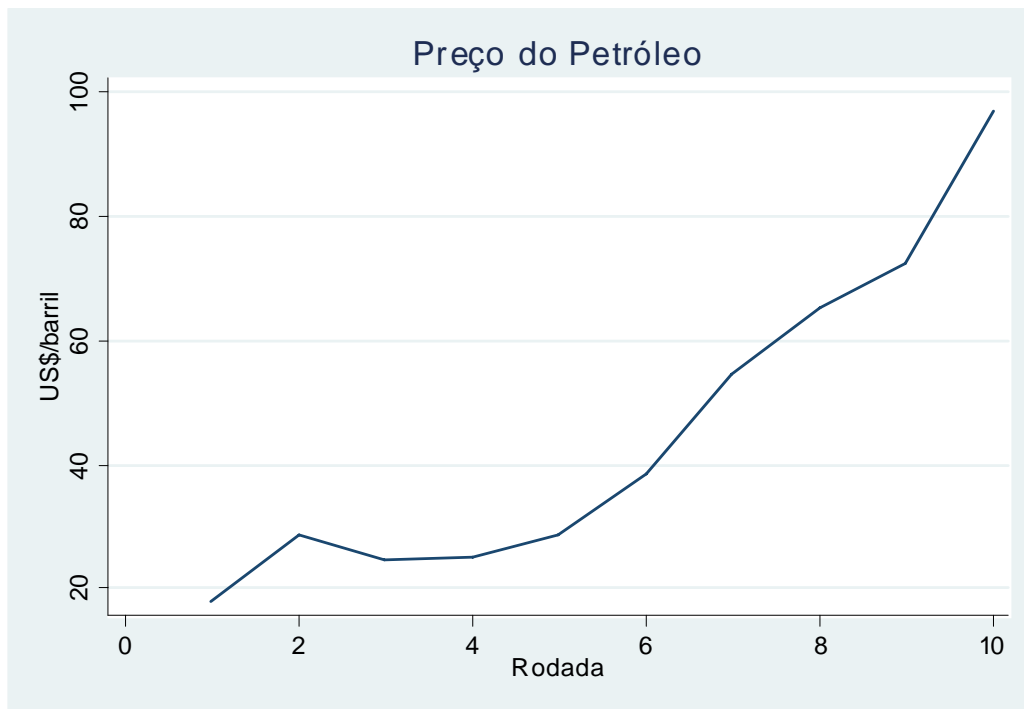


**Fonte: Elaboração Própria**

Por fim, outra variável que interfere no valor presente esperado do lucro dos projetos de exploração é o preço do petróleo. Além do efeito de aumentar a receita do produtor, o preço do petróleo quando aumenta, aumenta também a quantidade de óleo recuperável de um reservatório. Isto porque o aumento do preço do petróleo torna quantidades que antes eram tidas como economicamente inviáveis em economicamente recuperáveis. Assim, espera-se encontrar um coeficiente positivo para o preço do petróleo. Para esta variável, utilizou-se o preço do Brent nominal médio anual, que durante as dez rodadas evoluiu conforme mostra a figura 3.4.

Faz-se necessário ainda decidir acerca de variáveis com influência sobre a variância entre os diferentes sinais. Uma vez que a ANP disponibiliza dados a respeito dos blocos a serem licitados para todos os participantes, a variância entre os valores pode ser fruto dos diferentes resultados de estudos feitos utilizando-se estes dados. Assim, quanto maior a quantidade de informações disponíveis, menores devem ser as diferenças entre as conclusões dos diversos estudos. Uma variável que pode representar a informação existente em determinado bloco é a quantidade de linhas de sísmica 2D, em quilômetros, realizada. Espera-se que quanto maior esta quantidade, menor deve ser a variância entre os sinais.

**Figura 3.4**



**Fonte: site da BP (2008)**

A sísmica 2D é bastante difundida nas diversas bacias sedimentares, conforme pode ser verificado pelos dados divulgados pela ANP, diferentemente do que ocorre com a sísmica 3D. Os dados de linhas sísmicas encontram-se no site da ANP, porém nem sempre estão disponíveis bloco a bloco. Em algumas rodadas é divulgada a quantidade de sísmica de uma determinada região. Neste caso, o que se faz é uma média ponderada pela área para que se obtenha a quantidade por bloco. A hipótese feita é a de que nesse caso as linhas de sísmica se distribuem uniformemente.

A aplicação do modelo é feita em duas etapas, em uma delas, usa-se mínimos quadrados ordinários do preço vencedor nos valores referentes somente a média, isto é, localização e preço do petróleo e de interações do número de participantes com as variáveis restantes, ou seja, a constante e a quantidade de sísmica 2D. Com isso, são estimados os parâmetros referentes a media dos valores monetários esperados que não influenciam na variância.

A segunda etapa trata dos parâmetros relativos às variáveis que influenciam variância e das que influenciam tanto média quanto variância. Para isso utiliza-se mínimos quadrados não lineares:

$$\begin{aligned}
p_i = & \beta_1 ME_i + \beta_2 MLO_i + \beta_3 MLR_i + \beta_4 MLP_i + \beta_5 NF_i + \beta_6 PPET_i \\
& + \sum_{k=2}^{k=n} d_{kl} [\beta_0 + a(k)\alpha_0] + \sum_{k=2}^{k=n} d_{kl} 2D[a(k)\alpha_1]
\end{aligned} \tag{3.1}$$

Onde a primeira parte refere-se a parte do conjunto X que não aparece no conjunto Z, que são a localização e o preço do petróleo ( $\beta_1$  a  $\beta_6$ ). A segunda parte diz respeito à intersecção de X e Z, a constante. A terceira parcela é relativa à parte exclusiva do conjunto Z, ou seja, a quantidade de sísmica 2D. Quanto às unidades, as variáveis de localização são dummies, conforme já dito, o preço do petróleo e os bônus de assinatura apresenta-se em dólares e a quantidade de sísmica em quilômetros.

### **3.2 Estimação do Modelo**

Uma vez apresentado o modelo, parte-se para sua aplicação. Vale lembrar que não há nenhuma restrição impondo linearidade nos parâmetros, desta forma aplica-se logaritmo na equação a fim de se estimar parâmetros de interpretação mais fácil. A regressão da primeira etapa do modelo, que tem como propósito estimar os parâmetros referentes à média dos sinais individuais, foi estimada robusta à heterocedasticidade, apresentou  $R^2$  de 0,62 e estimou parâmetros conforme expõe a tabela 3.1. Nela, são apresentadas as estimativas dos coeficientes de localização e do preço do petróleo, juntamente com seu erro-padrão e a estatística T.

A variável explicada do modelo é o logaritmo da soma entre o valor monetário do PEM e o bônus de assinatura. ME, MLO, MLP, MLR e NF são as variáveis que indicam a localização do bloco [associe com Figura 3.1], conforme apresentado na sessão 3.1. LPPET é o logaritmo do preço do petróleo.

**Tabela 3.1**  
**Estimação dos Coeficientes das Variáveis Referentes à Média**  
**Dos Sinais (VME) \***

	<b>Coeficiente</b>	<b>Erro Padrão</b>	<b>Estatística T</b>
<b>ME</b>	<b>3.007</b>	<b>0.456</b>	<b>6.59</b>
<b>MLO</b>	<b>2.131</b>	<b>0.354</b>	<b>6.02</b>
<b>MLP</b>	<b>3.64</b>	<b>0.211</b>	<b>17.19</b>
<b>MLR</b>	<b>2.706</b>	<b>0.259</b>	<b>10.45</b>
<b>NF</b>	<b>0.328</b>	<b>0.237</b>	<b>1.38</b>
<b>LPPET</b>	<b>1.543</b>	<b>0.169</b>	<b>9.09</b>

**Fonte: elaboração própria**

*\*ME=Margem Equatorial, MLO=Margem Leste Outros, MLP= Margem Leste Águas Profundas, MLR= Margem Leste Águas Rasas, NF= Nova Fronteira e LPPET= logaritmo neperiano do preço do petróleo.  $R^2 = 0,60$ . A equação foi estimada robusta à heterocedasticidade.*

No modelo, as variáveis de localização mostraram-se bastante significativas, com exceção de Nova Fronteira, o que pode indicar que não haja, estatisticamente, diferenças entre Nova Fronteira e Bacias Maduras. O coeficiente de maior valor ficou a cargo de Margem Leste Águas Profundas, como já era esperado, pelo seu maior potencial. O segundo maior foi Margem Equatorial, uma região pouco explorada, mas bastante promissora com um coeficiente 10% maior que o de Margem Leste Águas Rasas. Baseando-se nos preços médios vencedores expostos na figura 3.2, poderia se esperar que Margem Leste Águas Rasas tivesse coeficiente maior que Margem Equatorial, contudo uma explicação para tal inversão pode ser o número médio participantes em cada região. Em MLR, a média de participação é 15% maior que em ME, o que pode fazer com que os preços finais sejam maiores. Quanto ao preço do petróleo, este não só apresenta o sinal esperado como também é estatisticamente significativo.

A Tabela 3.2. apresenta a reestimação da primeira etapa excluindo a variável de localização Nova Fronteira, uma vez que esta não se mostrou significativa, o que gera alterações marginais em relação ao modelo original.

**Tabela 3.2**  
**Estimação dos Coeficientes das Variáveis Referentes à Média**  
**Dos Sinais (VME) sem a Variável NF\***

	Coeficiente	Erro Padrão	Estatística T
<b>ME</b>	<b>3.004</b>	<b>0.466</b>	<b>6.44</b>
<b>MLO</b>	<b>2.085</b>	<b>0.359</b>	<b>5.8</b>
<b>MLP</b>	<b>3.608</b>	<b>0.220</b>	<b>16.4</b>
<b>MLR</b>	<b>2.661</b>	<b>0.274</b>	<b>9.69</b>
<b>LPPET</b>	<b>1.597</b>	<b>0.184</b>	<b>8.64</b>

**Fonte: Elaboração própria**

*\*ME=Margem Equatorial, MLO=Margem Leste Outros, MLP= Margem Leste Águas Profundas, MLR= Margem Leste Águas Rasa, e LPPET= logaritmo neperiano do preço do petróleo.  $R^2 = 0,60$ . A equação também foi estimada robusta à heterocedasticidade*

O resultado da regressão não linear, conforme a equação 3.1, para estimação dos parâmetros referentes a variáveis pertencentes tanto ao conjunto Z como X ou pertencentes somente ao conjunto Z é apresentado na Tabela 3.3. Os parâmetros a serem avaliados nessa regressão são  $\beta_0$ , constante referente à média dos valores,  $\alpha_0$ , constante referente à variância e  $\alpha_1$  parâmetro referente à quantidade de sísmica 2D. São estimados também os parâmetros  $a(k)$ 's, relacionados à distribuição  $F(\cdot)$ . Contudo, vale lembrar que, por ser um leilão de primeiro preço, a relação entre os  $a(k)$ 's e  $F(\cdot)$  não tem uma interpretação muito simples, fazendo com que estes parâmetros percam muito de sua utilidade.

**Tabela 3.3**  
**Resultados da Regressão Não –Linear para Estimação dos**  
**Parâmetros das Variáveis Relacionadas Somente à Variância ou Variância e**  
**Média**

	Coeficiente	Erro Padrão	Estatística T
$\beta_0^*$	8.708	1.096	7.94
$\alpha_0^{**}$	1.646	-	-
$\alpha_1^{***}$	-0.149	0.074	-2.01

**Fonte: Elaboração própria**

*\*Constante referente às médias dos VME's.*

*\*\*Constante referente à variância dos VME's*

*\*\*\*Coeficiente referente à influência da sísmica na variância dos VME's*

A regressão tem  $R^2$  de 0,60. A constante da média apresentou valor de 8,7 enquanto a constante da variância foi estimada em 1,65. Quanto ao parâmetro relacionado à sísmica 2D, este ficou estimado em -0,15, significativo a um nível confiança de 95%, o que significa dizer que 1% de aumento na quantidade de sísmica é capaz de diminuir em 0,15%, em média, o desvio-padrão entre os diferentes VME's estimados pelas empresas em um determinado leilão.

Utilizando-se os resultados apresentados é possível retornar os valores médios de um bloco em cada região por rodada. Estes valores são apresentados conforme segue na Tabela 3.4 em milhões de dólares. Nos casos em que não houve oferta para determinada região, a tabela não pode ser preenchida. Como a dummy para Nova Fronteira não apresentou-se estatisticamente significativa foi, por isso, excluída. Com isso os valores estimados de Bacias Maduras e Nova Fronteira são os mesmos.



**Tabela 3.4**  
**Valores Estimados da Média dos Sinais (VME) por Região e Rodada**  
**(MM Dólares)**

<b>Rodadas</b>	<b>BM</b>	<b>ME</b>	<b>MLR</b>	<b>MLP</b>	<b>MLO</b>	<b>NF</b>
1	-	12.18	8.69	22.38	4.88	-
2	1.27	25.41	18.13	46.68	10.18	1.27
3	0.99	19.90	14.19	36.55	7.97	-
4	1.03	20.66	14.73	37.94	8.27	1.03
5	1.29	25.89	18.47	47.56	10.37	-
6	2.02	40.67	29.01	74.70	16.29	2.02
7	3.56	71.54	51.02	131.40	28.65	3.65
8	-	-	-	174.54	-	4.73
9	5.60	112.43	80.19	206.51	-	5.60
10	8.92	-	-	-	-	8.92

**Fonte: Elaboração própria**

Os resultados apresentados na Tabela 3.4 representam a média dos sinais individuais dos participantes destes leilões de valor comum, que pode ser entendido como o valor monetário esperado (apresentado na sessão 1.1.2) de um projeto de exploração nas diferentes regiões ao longo das rodadas. Ou seja, as empresas estimavam que um projeto de exploração e produção de petróleo em um bloco na região definida como Bacias Maduras, na sétima rodada, gerava um lucro esperado de 3,56 milhões de dólares. Enquanto isso, para a região definida como Margem Leste Águas Profundas, este lucro esperado era estimado, na mesma rodada, em 131,4 milhões de dólares.

Analisando-se a Tabela 3.4 fica clara a valorização dos blocos devido a alta no preço do petróleo. Desde a segunda até a décima rodada, o aumento do preço do petróleo de US\$ 28,5 para US\$ 96,94 resultou em aumento de mais de 7 vezes no valor dos blocos. Nota-se também a grandeza das diferenças dos potenciais de cada região estimadas pelas empresas. Margem Leste Águas Profundas apresenta valor mais de 35 vezes maior que Bacias Maduras. Apesar de grande, este número não chega a ser uma surpresa se for levado em consideração o fato de que ao fim de 2008, as reservas provadas dos aproximadamente 208 campos de Bacias Maduras eram computadas em 784 milhões de barris, e que no mesmo período, os 85 campos em mar das Bacias de Campos, Santo e Espírito Santo (neste caso referindo-se tanto a águas rasas como profundas) apresentaram reservas de 11,5 bilhões de barris.

### 3.3 Robustez e Aplicações

As regressões foram reestimadas usando-se somente dados desde a primeira até a nona rodadas. Os coeficientes resultantes desta reestimação foram então comparados com os coeficientes estimados quando fora utilizada a totalidade da amostra. Isto é feito a fim de se avaliar a robustez do modelo. Esta comparação é exposta na Tabela 3.5.

**Tabela 3.5**  
**Comparação dos Coeficientes com Amostra Restrita e Irrestrita\***

	<b>Coeficientes com Total da Amostra</b>	<b>Coeficientes com Amostra Restrita</b>	<b>Variação</b>
<b>ME</b>	3.004 (0.68)	3.208 (0.68)	6.79%
<b>MLO</b>	2.085 (0.53)	2.257 (0.53)	8.25%
<b>MLP</b>	3.608 (0.26)	3.775 (0.27)	4.63%
<b>MLR</b>	2.661 (0.30)	2.929 (0.31)	10.07%
<b>LPPET</b>	1.597 (0.19)	1.384 (0.22)	-13.34%
<b><math>\beta_0</math></b>	8.708 (1.10)	9.186 (1.27)	5.49%
<b><math>\alpha_0</math></b>	1.646	0.992	-39.73%
<b><math>\alpha_1</math></b>	-0.149 (0.07)	-0.062 (0.06)	-58.39%

**Fonte: Elaboração própria**

\* Os termos entre parênteses referem-se aos erros-padrão dos coeficientes

Pela Tabela 3.5, observa-se que os coeficientes relacionados à media, isto é, os coeficientes das localizações, do preço do petróleo e a constante  $\beta_0$  não apresentam grandes variações, o que bom em termos de robustez das estimativas. Contudo, no que diz respeito aos coeficientes referentes à variância dos VME's, estes, apesar de manterem os sinais esperados, apresentam grandes variação quando excluída a décima rodada da análise. O coeficiente referente à sísmica ( $\alpha_1$ ) perde inclusive sua significância estatística, o que pode indicar que as estimativas não sejam muito precisas.

Outra análise feita refere-se à mudança das regras do leilão. Conforme visto na sessão 2.3, os leilões da ANP passaram por algumas modificações ao longo dos anos. A mais significativa foi da quarta para a quinta rodada, onde foi incluído na pontuação final o programa exploratório mínimo e houve mudança no peso dos *bids* e do comprometimento com a aquisição de bens locais na exploração e no desenvolvimento.

No intuito de avaliar se há grandes mudanças nos coeficientes com a mudança das regras, o modelo foi reestimado usando-se apenas dados da primeira até a quarta rodadas. Nas primeiras quatro rodadas, o *bid* representava 85% da pontuação, passando para 60%, quando somado com o PEM, da quinta até a sétima e 80% da nona em diante (também se somado com o PEM). Os resultados seguem na Tabela 3.6

**Tabela 3.6**  
**Comparativo dos Coeficientes Usando-se O Total da Amostra e Só até a Quarta Rodada**

	Coeficientes com Total da Amostra	Coeficientes Usando Dados Somente até a Quarta Rodada	Variação
ME	3.004	3.371	12.22%
MLO	2.085	2.801	34.34%
MLP	3.608	3.996	10.75%
MLR	2.661	3.117	17.14%
LPPET	1.597	0.353	-77.90%
$\beta_0$	8.708	11.321	30.01%
$\alpha_0$	1.646	3	82.26%
$\alpha_1$	-0.149	2.053	-1477.85%

Fonte: Elaboração própria

Os coeficientes de localização e a constante  $\beta_0$  eram todos maiores até a quarta rodada. Esta diminuição pode ser devido a redução na participação dos *bids* com relação ao comprometimento local. No que diz respeito às outras variáveis (constante da variância, coeficiente da sísmica 2D e do preço do petróleo), estas passaram a não ser estatisticamente significativas. O coeficiente  $\alpha_1$  chega inclusive a trocar de sinal. Vale salientar que a amostra da primeira à quarta rodada tem apenas 42 observações, o que pode ser a razão do insucesso de algumas estimativas.

Outra análise também feita foi a aplicação do modelo, estimado com dados até a nona rodada, para tentar prever o valor ofertado pelas empresas vencedoras na décima rodada. Isto é possível de ser feito uma vez que a parte esquerda da regressão é justamente a oferta vencedora. Vale lembrar que, neste caso, o fruto da previsão é a soma do bônus de assinatura com o valor, em dólares, do programa exploratório mínimo.

O resultado obtido foi que, em geral, o modelo subestima as ofertas das empresas vencedoras. Em média, a estimativa da soma do *bid* e programa exploratório mínimo do modelo foi 37% menor que a ocorrida. Uma explicação para este resultado pode ser a assimetria presente nos leilões não considerada nesta estimação. Outra explicação pode ser a hipótese de neutralidade ao risco aqui adotada. Conforme visto na sessão 2.2.4, em leilões de primeiro preço, participantes avessos ao risco ofertam *bids* mais agressivos que participantes neutros ao risco.

Contudo, de uma forma geral, as estimativas obtidas no modelo mostraram-se satisfatórias. Os coeficientes mostraram-se estatisticamente significativos e coerentes com o que era esperado. Foi possível avaliar as diferenças de potências entre as regiões e a importância do preço do petróleo para o VME das empresas. Foi possível também avaliar a importância da sísmica 2D na variância dos VME's.

Além disso, a análise da sessão 3.3 mostrou relativa robustez nos coeficientes e também foi visto que com a perda relativa de importância dos *bids* após a quarta rodada (estes passaram de 85% do total da nota final para 60% e depois 80% quando somados com o PEM), os coeficientes referentes à média dos sinais diminuíram, muito embora, há poucas observações que podem ser usadas no modelo desde a primeira até a quarta rodada (somente 42).

## Conclusão

A proposta do trabalho exposto era melhor entender os leilões de direito de exploração de hidrocarbonetos no Brasil, mapeando variáveis que influenciam a média e a variância dos valores monetários esperados (VME) estimados pelas empresas e quantificando sua importância. Com isso, foi possível calcular os VME's de diferentes regiões ao longo das 10 rodadas de licitações.

Foram assim apresentadas as perspectivas de empresas e governos a respeito da exploração de hidrocarbonetos. Pelo lado das empresas, foi apresentada a idéia e a forma de se calcular o VME (valor monetário esperado), utilizada como ferramenta decisória para participação ou não de um projeto de exploração e produção. No caso de leilões, o VME é muito importante para a decisão de participar ou não do leilão e caso se decida por participar, até onde se pode ir neste leilão.

Foram também apresentados, de forma resumida, os principais resultados advindo da teoria de leilões seguida de uma discussão sobre os mesmos. Os leilões de direitos de exploração de recursos naturais foram entendidos como leilões de valor comum. Isto é, um leilão em que o objeto a ser leiloado tem um valor comum a todos, porém não conhecido *ex ante*. Os leilões da ANP são de valor comum e de primeiro preço, uma vez que cada participante não observa as ofertas de seus oponentes e o vencedor é aquele que fizer a maior dentre todas as ofertas, pagando exatamente sua oferta.

Foi discutida também a questão da assimetria de informação presente em leilões de exploração de petróleo e gás. A fonte da assimetria, segundo Hendricks (1995), é devida ao fato de que empresas que exploram regiões próximas à licitada têm maior quantidade de informação sobre esta região. Com isso, especificamente os leilões da ANP têm natureza assimétrica, sendo a Petrobrás detentora de mais informação que qualquer outra empresas sobre as bacias sedimentares brasileiras.

Em seguida, foi proposto um modelo econométrico a fim de se compreender as variáveis que afetam a média e variâncias dos *VME's*, além de estimá-los. As variáveis utilizadas para explicar a média dos *VME's* foram o preço do petróleo e a localização dos blocos, conforme a sessão 3.1. Os coeficientes foram estimados por duas equações,

uma linear, de onde resultaram os coeficientes das variáveis que afetam somente a média dos *VME's* e uma não-linear onde são estimados os coeficientes relacionados a variância e/ou a média dos mesmos.

A aplicação do modelo rendeu em alguns resultados bastante satisfatórios. O primeiro deles quantifica a diferença entre os potenciais das diferentes regiões. Conforme já era esperado, os blocos localizados em águas profundas nas regiões da bacia de Campos, Santos e Espírito Santo são os projetos mais lucrativos seguidos de Margem Equatorial e Águas Rasas. A região denominada Margem Leste Outras apresentou a menor média de lucros esperados de regiões totalmente *offshore*. Apesar de Nova Fronteira ter regiões tanto em terra quanto em mar, devido a leilões sem oferta e a necessidade metodológica de se excluírem das observações os leilões com um só participante, restaram somente áreas em *onshore* para esta região. Desta forma, Bacias Maduras e Nova fronteira representam o potencial de lucros do setor petrolífero brasileiro em terra, enquanto as outras 5 regiões, o potencial marítimo. Isto expõe o grande diferencial entre estes potenciais no setor *offshore* e *onshore*. A região *offshore* com menor lucro esperado estimado pelas empresas (MLO) ainda o tem mais de 7 vezes maior que o *onshore* brasileiro.

Outro resultado alcançado foi o efeito do preço do petróleo no valor presente líquido esperado dos projetos. O coeficiente estimado foi de 1,59, o que significa dizer que o lucro esperado é bastante elástico em relação ao preço do petróleo. Para cada aumento de 1% no preço do petróleo, os lucros esperados aumentam em 1,59%.

Quanto a variância dos lucros estimados pelas empresas, a variável quilômetros de sísmica 2D mostrou-se significativa a um nível de significância de 95% mesmo com a imposição da hipótese de uniformidade da distribuição das linhas sísmicas nos casos para os quais não havia dados bloco a bloco. Conforme o esperado, o coeficiente tem sinal negativo, e segundo o estimado, 1% de acréscimo de sísmica 2D é capaz de reduzir em 0,15% a variância entre os lucros esperados dos projetos estimados pelas empresas.

Acredita-se que os valores obtidos neste trabalho podem ser de grande valor. Uma vez conhecido o efeito dos preços nos lucros esperados, a agência reguladora pode rever seus *bids* mínimos após variações no preço do petróleo. Além disso, usando-se os cenários de preço do petróleo divulgados por diferentes órgãos, fazendo-se hipóteses sobre a curva de produção e custos de exploração, desenvolvimento e extração é

possível estimar a produção dos próximos anos, além dos royalties e participações especiais.

Outra utilidade do modelo diz respeito utilização dos parâmetros referentes à variância dos sinais. Dado que a quantidade de sísmica 2D diminui a variância entres os VME's, a agência reguladora pode fazer uma análise de custo-benefício do investimento em mais atividade sísmica e da diminuição da variância e conseqüentemente, leilões ainda mais competitivos.

No que diz respeito a futuros melhoramentos, a participação da Petrobrás nos leilões, devido a maior quantidade de informações detida por esta empresa, pode ser mais explorada. Explorar esta assimetria com esta metodologia criaria um número muito grande de variáveis dummy, conforme é exposto na sessão 2.4, o que enfraqueceria as estimações devido ao número de observações limitado. Além disso, modelos que relaxem a hipótese de neutralidade ao risco também podem ser desenvolvidos. Conforme exposto, a aversão ao risco aumenta a renda esperada do leilão, dependendo do seu mecanismo. É o que ocorre no caso de leilões de primeiro preço. Esta pode ter sido, inclusive, a causa para a subestimação dos *bids* vencedores da décima rodada.

Além disso, o efeito de outros tipos de estudos exploratórios, como sísmica 3D e perfuração de poços exploratórios também pode ser mais explorado. Muito embora estes dados estejam disponíveis no pacote de dados entregue a todos os participantes, não estão claramente disponíveis na internet, o que inviabilizou sua utilização neste modelo.

## **Bibliografia**

ANP. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Primeira Rodada de Licitações, 1999

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Segunda Rodada de Licitações, 2000

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Terceira Rodada de Licitações, 2001

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Quarta Rodada de Licitações, 2002

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Quinta Rodada de Licitações, 2003

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Sexta Rodada de Licitações, 2004

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Sétima Rodada de Licitações, 2005

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Oitava Rodada de Licitações, 2006

. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Nona Rodada de Licitações, 2007



. Edital de Licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Décima Rodada de Licitações, 2008

. [www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br) Página da internet do Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis, 2009

. [www.bp.com](http://www.bp.com) Página da internet da British Petroleum, 2008

. [www.energy.gov](http://www.energy.gov) Página da internet da U.S. Department of Energy, 2009.

[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br) Página da internet da Petrobrás, 2009

ADELMAN, M.A., HOUGHTON, J.C., KAUFMAN, G., ZIMMERMAN, M. B., *Energy Resources in an Uncertain Future. Coal, Gas, Oil, and Uranium Supply Forecasting*. Ballinger Publishing Company, 1983.

CLÔ, A. *Oil Economics and Policy*. Kluwer Academic Publishers, 2000.

DEVARAJAN, S., FISHER, A. C. *Exploration and Scarcity*. Journal of Political Economy, Vol 90 N 6 pgs 1279-1290, 1982

DEVARAJAN, S., FISHER, A. C. *Hotelling's "Economics of Exhaustible Resources" Fifty Years Later*. Journal of Economic Literature, Vol 19 N1 pgs 65-73, 1981

DONALD, S.G., PAARSCH, H. J., *Identification, Estimation and Testing in Parametric Empirical Models of Auctions within The Independent Private Values Paradigm*. *Econometric Theory* Vol 12, N 3, pgs 517-567, 1996 [título sem ser itálico. Itálico apenas no título do periódico]

FARZIN, Y. *The Impact of Oil Price on Additions to US Proven Reserves*. *Resource and Energy Economics*, Vol. 23 pgs 271-291, 2001

FURTADO, R. *Modelo de Valoração de Áreas Exploratórias com Base nas Licitações Brasileiras*. Tese de Doutorado (Ciências e Engenharia do Petróleo) Instituto de Geociências - Faculdade Estadual de Campinas, 2004

FURTADO, R., SUSLICK, S. B., RODRIGUEZ, M. R. *A Method to Estimate Block Values Through Competitive Bidding*. AAPG Bulletin Vol 32, N 10 pgs 1293 – 1314, 2008

HANNESSON, R. *Petroleum Economics Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production*. Quorum Books, 1998

HOTELLING, H. *The Economics of Exhaustible Resources*. Journal of Political Economy Vol 39 N 2 pgs 137-175, 1931

ILEDARE, O. O., PULSIPHER, A.G., OLATUBI, W. O., MESYANZHINOV, D. V. *An Empirical Analysis of the Determination and the Value of High Bonus Bids for Petroleum Leases in the U.S. Outer Continental Shelf (OCS)*. Energy Economics Vol. 26 pgs 239-259, 2004

JOHNSTON, D. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Pennwell Books, 1994

HENDRICKS, K. , PAARCH, H.J , *A Survey of Recent Empirical Work Concerning Auctions*. The Canadian Journal of Economics, Vol 28, N 2, pgs 403-426, 1995

HENDRICKS, K., PORTER, R. H. *Lectures on Auctions: An Empirical Perspective*. University of British Columbia, 1998

KLEMPERER, P. *Auction Theory: A Guide to the Literature*. Nuffield College, Oxford University 1999

LAFFONT, J. J., OSSARD, H., VUONG, Q., *Econometrics of First-Price Auctions*. Econometrica, Vol 63, N 4, pgs 953-980, 1995.

LEITE, A.D. *A Energia do Brasil*. Campus, 2007

LERCHE, I., MACKAY, J.A. *Economic Risk in Hydrocarbon Exploration*. Academic Press, 1999

MENEZES, F.M., MONTEIRO, P. K., *An Introduction to Auction Theory*. Oxford University Press, 2005

MILGRON, P., WEBER, R.J. *Theory of Auction and Competitive Bidding*. *Econometrica*, Vol 50, N 5, pgs 1089-1122, 1982

PAARSCH, H. J, *Deciding Between Common or Private Value Paradigms in Empirical Models of Auctions*. *Journal of Econometrics*, Vol 51, pgs 191-215, 1992.

PEREIRA, M. *Avaliação do Impacto dos Tributos da Incorporação de Reservas nas Empresas do Setor do Petróleo*. Tese de Mestrado (Ciências em Planejamento Energético) - Programa de Pós Graduação de Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro

PESARAN, M. H. *An Econometric Analysis of Exploration and Extraction of Oil in The U.K. Continental Shelf*. *The Economic Journal*, Vol. 100, pgs 367-390, 1990.

PINTO JR, H.Q., ALMEIDA, E. F., BOMTEMPO, J. V., IOOTY, M., BICALHO, R.G. *Economia da Energia. Fundamentos, Evolução Histórica e Organização Industrial*. Campus, 2007.

POSTALI, F. *Renda Mineral, divisão de Riscos e Benefícios Governamentais na Exploração de Petróleo no Brasil*. Tese de Mestrado (Ciências Econômicas) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, 2002

REZENDE, L. *Ecomonetrics of Auctions by Least Square*. Puc-Rio e University of Illinois, 2007

TAVERNE, B. *An Introduction to The Regulation of The Petroleum Industry*. Graham & Trotman/Martinus Nijhoff, 1994.

VICKREY, W. *Conter speculation, Auctions, and Competitives Sealed Tenders*. The Journal of Finance, Vol 16 N 1 pgs 8-37, 1961

# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)