

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

Modelo de Valoração de Áreas Exploratórias com Base nas Licitações Brasileiras

**Autor: Ricardo Furtado
Orientador: Saul Barinisk Suslick**

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS

Modelo de Valoração de Áreas Exploratórias com Base nas Licitações Brasileiras

Autor: **Ricardo Furtado**
Orientador: **Saul Barisnik Suslick**

Curso: Ciências e Engenharia de Petróleo

Tese de doutorado apresentada à Subcomissão de Pós-Graduação Interdisciplinar de Ciências e Engenharia de Petróleo (FEM e IG), como requisito para a obtenção do título de Doutor em Ciências e Engenharia de Petróleo.

Campinas, 2004
SP – Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS**

TESE DE DOUTORADO

Modelo de Valoração de Áreas Exploratórias com Base nas Licitações Brasileiras

Autor: **Ricardo Furtado**
Orientador: **Saul Barisnik Suslick**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick, Presidente
Instituto de Geociências – UNICAMP

Dr. Rogério Ferreira de Paiva
Agência Nacional do Petróleo – ANP

Dr. Reneu Rodrigues da Silva
Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Dr. Shiniti Ohara
Shell Brasil Ltda

Prof. Dr. Denis Jose Schiozer
Departamento de Engenharia de Petróleo – UNICAMP

Campinas, 13 de abril de 2004

Dedicatória

Dedico este trabalho a meus pais, José Carlos e Nádia. Sem vocês não seria possível.

Agradecimentos

Muitas pessoas conviveram comigo neste período de quatro anos de doutorado. Umacompanharam parte do caminho, outras estiveram desde o início, desfrutando, seja sofrendo ou sorrindo, de cada etapa do desenvolvimento da tese. Um pouco deste trabalho eu devo a essas pessoas que me apoiaram, não deixando eu desanimar no meio do caminho, e que agora gostaria de prestar minha homenagem:

Aos meus pais, José Carlos e Nádia, que com muito amor, carinho, atenção, compreensão e dedicação, apresentaram-me o mundo como ele realmente é, sempre apoiando minhas decisões e ajudando a galgar cada degrau da ciência chamada vida.

Ao meu irmão, Glauber, e minha cunhada, Alessandra, pelo apoio e bate-papos que tivemos durante toda a realização da tese, sempre mostrando o lado das situações que geralmente eu não enxergava.

À minha irmã, Veridiana, que admiro muito pela inteligência, competência e dedicação em tudo que faz. Os seus conselhos, seu carinho e sua amizade foram fundamentais para que eu seguisse este caminho até o fim.

À Marina que entrou na minha vida na última etapa da tese, mas entendeu e apoiou sem vaidade, sempre sendo muito compreensiva, amiga, tolerante e companheira, mesmo nos momentos em que estive ausente.

Ao meu orientador Prof. Dr. Saul B. Suslick que possui inumeráveis qualidades, impossíveis de serem retratadas em um pedaço de papel com a penalidade de deixar de citar alguma. Obrigado por confiar na minha capacidade desde a época da graduação, sempre sendo muito amigo, tolerante, franco e generoso, orientando todos os trabalhos realizados com muita competência e permitindo que eu pudesse desenvolver minhas próprias idéias, mesmo que parecessem incoerentes.

À Prof^{ta}. Dra. Evanisi T. Palomari, do Departamento de Anatomia do Instituto de Biologia (IB) da UNICAMP que é uma grande amiga e que muito me aconselhou neste período, sendo bastante firme nos momentos em que pensei em desistir. Além disso, permitiu que eu pudesse colaborar na orientação de um aluno de mestrado, experiência muito interessante e que espero poder dar continuidade.

Aos amigos do Laboratório de Análises Geoeconômicas de Recursos Naturais (LAGE) do Instituto de Geociências (IG) da UNICAMP que muito ajudaram no desenvolvimento desta tese, por intermédio de discussões e seminários, em especial, Rafael, Gabriel, Alexandre, Doneivan, Henrique, Rodrigo, Noele e Neto, que além de companheiros de trabalho, tornaram-se amigos.

A todos os professores e funcionários do Departamento de Geologia e Recursos Naturais (DGRN) do Instituto de Geociências (IG) e do Departamento de Engenharia de Petróleo (DEP) da Faculdade de Engenharia Mecânica (FEM) da UNICAMP que nunca negaram ajuda nestes quatro anos de convivência, sempre me atendendo de forma educada e competente.

Ao Prof. Dr. Ivan Simões Filho pelas importantes sugestões no exame de qualificação. Ao Prof. Dr. Richard Sinding-Larsen do *Department of Geology and Mineral Resources Engineering* da *Norwegian University of Science and Technology* (NTNU) pelas enriquecedoras discussões no *workshop* organizado pelo LAGE em agosto de 2001. Ao Prof. Dr. James S. Dyer da *McCombs School of Business* da *The University of Texas at Austin* pela recepção quando estive em Austin no EUA e pelas sugestões que muito acrescentaram no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Dr. Rogério Paiva e ao Daniel Pedroso da Agência Nacional do Petróleo (ANP) pelas sugestões e ao pronto atendimento no esclarecimento de dúvidas sobre as licitações realizadas no Brasil, e no envio do material pertinente ao desenvolvimento da minha tese, recebendo-me na ANP sempre com muita cordialidade e atenção.

À Agência Nacional do Petróleo (ANP) e ao Centro de Estudos de Petróleo (CEPETRO) da UNICAMP pelo apoio financeiro para a realização desta pesquisa.

Finalmente agradeço a todas as pessoas que de alguma forma vivenciaram, apoiaram e acreditaram no meu trabalho, torcendo, ajudando e dando opiniões construtivas.

“Scientists and artists have in common their desire to comprehend the external world and to reduce its apparent complexity, even chaos, to some kind of ordered representation. Scientific work involves the representation of disorder in an orderly manner”

Lothar Sachs

Resumo

FURTADO, Ricardo. *Modelo de Valoração de Áreas Exploratórias com Base nas Licitações Brasileiras*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 199 p. Tese (Doutorado)

O processo de aquisição de áreas exploratórias por intermédio de leilões competitivos é um marco significativo da abertura do setor de petróleo no Brasil. A gama de oportunidades oferecidas é considerável, representado pela maioria das bacias petrolíferas brasileiras. Desde 1999 cinco rodadas de licitações para óleo e gás foram realizadas no Brasil, com 88 blocos sendo arrematados nas quatro primeiras rodadas e 91 na quinta, quando as regras do leilão foram alteradas e o bônus de assinatura deixou de ser o fator mais importante na aquisição de áreas exploratórias. Nas cinco rodadas de licitações foram arrecadados cerca de US\$ 720 milhões em bônus de assinatura, com mais de 43 empresas envolvidas em todo processo. A Petrobras, atuando sozinha ou em conjunto com outra(s) empresa(s), é operadora em 31 blocos (arrematados nas quatro primeiras rodadas, representando 36% do total) e adquiriu mais 85 blocos no leilão realizado em 2003, investindo cerca de US\$ 230 milhões para aquisição de áreas exploratórias desde o fim do monopólio. O primeiro objetivo deste trabalho é analisar as principais características e estatísticas dos leilões oferecidos pela Agência Nacional do Petróleo. Considerando que o valor do bônus é uma fração do valor de mercado da reserva esperada, outro objetivo do trabalho é desenvolver uma metodologia de valoração das regiões exploratórias por intermédio dos bônus de assinatura oferecidos aos blocos arrematados. Os blocos foram agrupados conforme suas principais características geológicas e os bônus foram computados conforme os grupos formados. A estimativa do valor de cada região é calculada através da simulação estocástica da fração associada a cada bloco usando distribuições de probabilidade. Os resultados podem ser utilizados como referências de novos investimentos pelas empresas, bem como um método de avaliação do desempenho dos leilões pela agência reguladora.

Palavras Chave

-Licitação em Petróleo, Bônus de Assinatura, Valoração de Blocos Exploratórios.

Abstract

FURTADO, Ricardo. *Valuation Model of Exploratory Prospects Based on the Brazilian Licensing Rounds*. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2004. 199 p. Tese (Doutorado)

The concession process for oil and gas exploration through competitive bidding marks a significant step in the opening of Brazil's petroleum sector. The range of opportunities on offer is considerable with most of the petroleum basins being represented. So far, since 1999, five bid rounds for oil and gas have taken place in Brazil where 88 blocks have been bided in four rounds, and 91 blocks on the fifth round, when the auction changed and the bonus value was not the most important parameter to be a winner in the lease. Approximately US\$ 720 million have been collected, involving more than 43 oil companies. Petrobras, alone or in joint ventures, is the operator of 31 blocks (leased on the four first rounds which represents about 36% of total) and acquired more 85 blocks in the bidding process of 2003, responsible for the amount of approximately US\$ 230 million in the five rounds. This thesis attempts to delineate the main features and statistics of those bids, and considering that the bid value is a fraction of the estimated value by operators, another objective of this thesis is to reach a set of proxies of unknown values of the blocks through the successful bids. The blocks are divided considering their geological characteristics and the winners' value is estimated for each group. The estimated value of the blocks is calculated through stochastic simulation of these bid fractions using a compound probability distribution. These values can be used as an acreage value for new investments by oil companies as well as for the regulatory agency to evaluate bid performance.

Key Words

- *Petroleum Bids, Bonus Value, Block Estimative Value.*

Índice

Dedicatória	iv
Agradecimentos	v
Resumo	viii
Abstract.....	ix
Índice	x
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas.....	xvii
Nomenclatura.....	xix
CAPÍTULO 1	1
Introdução.....	1
CAPÍTULO 2	10
Licitações Competitivas e Não Competitivas	10
2.1 – Mecanismos de Licitações.....	11
2.1.1 – Modelos Não Competitivos de Concessões de Áreas Exploratórias.....	13
2.1.2 – Modelos Competitivos de Concessões de Áreas Exploratórias	15
CAPÍTULO 3.....	26
Análise dos Modelos Competitivos para Concessões de Licenças Exploratórias na Indústria do Petróleo.....	26
3.1 – Modelos Estratégicos de Leilões Competitivos	27
3.2 – Outros Estudos.....	52
CAPÍTULO 4	56
Concessão das Atividades de Exploração de Óleo e Gás no Brasil.....	56
4.1 – Critérios de Julgamento das Ofertas das Quatro Primeiras Rodadas de Licitações	60

4.2 – Critérios de Julgamento das Ofertas da Quinta Rodada de Licitação	64
4.3 – Reflexos do Sistema de Concessões no Setor de Óleo e Gás no Brasil	75
CAPÍTULO 5.....	81
Metodologia Empregada para Análise das Rodadas de Licitações no Brasil.....	81
5.1 – Análise Estatística das Cinco Rodadas de Licitações.....	83
5.2 – Valoração das Áreas Exploratórias Brasileiras	85
5.2.1 – Simulação de Monte Carlo	89
CAPÍTULO 6	97
Análise Estatística das Rodadas de Licitações no Brasil	97
6.1 – Teste Hipótese da Distribuição do Bônus de Assinatura.....	97
6.2 – Análise Estatística das Cinco Rodadas de Licitações Realizadas desde 1999 no Brasil	105
6.2.1 – Análise das Rodadas de Licitações por Áreas Exploratórias	113
6.2.2 – Participação dos Consórcios nos Leilões no Brasil.....	121
6.2.3 – Participação da Petrobras	128
6.2.4 – Informações Disponíveis dos Blocos Exploratórios Concedidos nos Leilões	142
6.2.5 – Programa Exploratório Mínimo (PEM) Oferecido na Quinta Rodada de Licitação	144
6.2.6 – Comprometimento com Aquisição Local de Bens e Serviços	147
CAPÍTULO 7	153
Simulação Estocástica para Valoração de Blocos Exploratórios.....	153
CAPÍTULO 8.....	161
Considerações Finais e Sugestões.....	161
7.1– Considerações Finais	161
7.2 – Sugestões	170
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	173
ANEXO I.....	180
Bônus de Assinatura e Área Concedida para Empresas Classificadas como Operadoras	180
ANEXO II	182

Bônus de Assinatura e Área Concedida para Empresas Classificadas como Operadoras por Rodada de Licitação	182
ANEXO III.....	185
Bônus de Assinatura e Área Concedida para Empresas Classificadas como Operadoras por Região Exploratória	185
ANEXO IV	188
Valores Utilizados na Simulação Estocástica para Valoração das Áreas Exploratórias	188

Lista de Figuras

FIGURA 2.1 – MECANISMOS DE LICITAÇÃO	12
FIGURA 2.2 – CRITÉRIOS PARA DEFINIÇÃO DO VENCEDOR DE UM LEILÃO	17
FIGURA 3.1 – CURVA DO LANCE ÓTIMO EM UM LEILÃO COMPETITIVO	49
FIGURA 4.1 – PROCESSO DE CONCESSÃO DE ÁREAS EXPLORATÓRIAS NO BRASIL	57
FIGURA 4.2 – SETORES E BLOCOS DA BACIA DA FOZ DO AMAZONAS	65
FIGURA 4.3 – BLOCOS DO SETOR SPOT-T4	72
FIGURA 4.4 – EVOLUÇÃO DO NÚMERO DE POÇOS PERFURADOS ENTRE 1998 E 2002	76
FIGURA 4.5 – PERFIL EVOLUTIVO DA RAZÃO RESERVAS/PRODUÇÃO	78
FIGURA 4.6 – EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO E DOS ROYALTIES NO PERÍODO ENTRE 1998 E 2002	79
FIGURA 5.1 – DIVISÃO DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS CONCEDIDAS PELA ANP	82
FIGURA 5.2 – CÁLCULO DO VALOR MONETÁRIO ESPERADO DE UM PROJETO	86
FIGURA 5.3 – FLUXOGRAMA DA SIMULAÇÃO PARA VALORAÇÃO DAS ÁREAS EXPLORATÓRIAS	87
FIGURA 5.4 – A) RETORNO FINANCEIRO ESPERADO (GANHO) E B) PROBABILIDADE DE ADQUIRIR O BLOCO (P_s) PELA FRAÇÃO C_i	88
FIGURA 6.1 – HISTOGRAMAS DE TODOS OS LANCES OFERECIDOS NAS RODADAS DE LICITAÇÕES ...	98
FIGURA 6.2 – HISTOGRAMAS DOS LANCES OFERECIDOS PARA BLOCOS DA BACIAS MADURAS	100
FIGURA 6.3 – HISTOGRAMAS DOS LANCES OFERECIDOS PARA BLOCOS DA MARGEM EQUATORIAL	101
FIGURA 6.4 – HISTOGRAMAS DOS LANCES OFERECIDOS PARA BLOCOS DA MARGEM LESTE ÁGUAS PROFUNDAS	102

FIGURA 6.5 – HISTOGRAMAS DOS LANCES OFERECIDOS PARA BLOCOS DA MARGEM LESTE ÁGUAS RASAS	103
FIGURA 6.6 – HISTOGRAMAS DOS LANCES OFERECIDOS PARA BLOCOS DA MARGEM LESTE OUTRAS	104
FIGURA 6.7 – ÁREA OFERECIDA E CONCEDIDA POR RODADA DE LICITAÇÃO	106
FIGURA 6.8 – BLOCOS OFERECIDOS E CONCEDIDOS POR RODADA	107
FIGURA 6.9 – ÁREA MÉDIA OFERECIDA E CONCEDIDA POR RODADA DE LICITAÇÃO	107
FIGURA 6.10 – ÍNDICE DE PERFORMANCE DOS BLOCOS E ÁREAS OFERECIDAS E CONCEDIDAS	109
FIGURA 6.11 – BÔNUS DE ASSINATURA VENCEDOR POR RODADA DE LICITAÇÃO.....	111
FIGURA 6.12 – PERFORMANCE DA ÁREA CONCEDIDA PELO BÔNUS DE ASSINATURA MÉDIO	111
FIGURA 6.13 – PORCENTAGEM DE DINHEIRO DEIXADO SOBRE A MESA (<i>P\$LOT</i>).....	112
FIGURA 6.14 – NÚMERO DE COMPETIDORES E ÁREA CONCEDIDA.....	112
FIGURA 6.15 – ÁREA OFERECIDA E CONCEDIDA POR ÁREA EXPLORATÓRIA	114
FIGURA 6.16 – BLOCOS OFERECIDOS E CONCEDIDOS POR ÁREA EXPLORATÓRIA.....	115
FIGURA 6.17 – ÁREA MÉDIA OFERECIDA E ARREMATADA POR CLASSE	115
FIGURA 6.18 – ÍNDICE DE PERFORMANCE DOS BLOCOS E ÁREAS OFERTADAS E CONCEDIDAS POR CLASSE	116
FIGURA 6.19 – ÍNDICE DE APROVEITAMENTO DOS BLOCOS PELA CLASSE E RODADA DE LICITAÇÃO	117
FIGURA 6.20 – BÔNUS DE ASSINATURA POR CLASSE	119
FIGURA 6.21 – DINHEIRO DEIXADO SOBRE A MESA (<i>\$LOT</i>) POR CLASSE.....	119
FIGURA 6.22 – PORCENTAGEM DE DINHEIRO DEIXADO SOBRE A MESA (<i>P\$LOT</i>) POR CLASSE	120
FIGURA 6.23 – NÚMERO MÉDIO DE COMPETIDORES POR CLASSE	121
FIGURA 6.24 – PORCENTAGEM DE CONSÓRCIOS POR RODADA	123
FIGURA 6.25 – BÔNUS DE ASSINATURA OFERECIDOS PELOS CONSÓRCIOS	123

FIGURA 6.26 – PORCENTAGEM DE DINHEIRO DEIXADO SOBRE A MESA PELOS CONSÓRCIOS NAS RODADAS DE LICITAÇÕES (<i>P\$LOT</i>).....	125
FIGURA 6.27 – NÚMERO DE BLOCOS CONCEDIDOS PARA CONSÓRCIOS DIVIDIDOS POR REGIÕES EXPLORATÓRIAS	125
FIGURA 6.28 – RELAÇÃO DAS OFERTAS DE CONSÓRCIOS E INDIVIDUAIS	127
FIGURA 6.29 – PORCENTAGEM DE DINHEIRO DEIXADO SOBRE A MESA PELOS CONSÓRCIOS POR ÁREA EXPLORATÓRIA (<i>P\$LOT</i>)	127
FIGURA 6.30 – BLOCOS E ÁREA ARREMATADOS PELA PETROBRAS E OUTRAS EMPRESAS	130
FIGURA 6.31 – BÔNUS DE ASSINATURA OFERECIDO PELAS EMPRESAS OPERADORAS.....	131
FIGURA 6.32 – BÔNUS DE ASSINATURA TOTAL E MÉDIO OFERECIDO PELA PETROBRAS E PELAS OUTRAS EMPRESAS	133
FIGURA 6.33 – PORCENTAGEM DE DINHEIRO DEIXADO (<i>P\$LOT</i>) NA MESA PELA PETROBRAS E PELAS OUTRAS EMPRESAS	133
FIGURA 6.34 – BLOCOS ARREMATADOS PELA PETROBRAS E OUTRAS EMPRESAS POR CLASSE	134
FIGURA 6.35 – ÁREA TOTAL E MÉDIA CONCEDIDA PARA PETROBRAS E OUTRAS EMPRESAS POR CLASSE	136
FIGURA 6.36 – BÔNUS DE ASSINATURA OFERECIDO PELA PETROBRAS E OUTRAS EMPRESAS POR CLASSE	137
FIGURA 6.37 – PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS POR CLASSE.....	140
FIGURA 6.38 – PORCENTAGEM DE DINHEIRO DEIXADO (<i>P\$LOT</i>) NA MESA PELA PETROBRAS E PELAS OUTRAS EMPRESAS POR CLASSE.....	141
FIGURA 6.39 – EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE DE INFORMAÇÕES DURANTE AS RODADAS DE LICITAÇÕES.....	143
FIGURA 6.40 – QUANTIDADE DE INFORMAÇÃO SÍSMICA POR ÁREA EXPLORATÓRIA.....	143
FIGURA 6.41 – PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO OFERECIDO POR CLASSE.....	145
FIGURA 6.42 – PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO POR BÔNUS DE ASSINATURA	146
FIGURA 6.43 – COMPROMETIMENTO LOCAL DE BENS E SERVIÇOS POR RODADA DE LICITAÇÃO ...	149
FIGURA 6.44 – COMPROMETIMENTO LOCAL DE BENS E SERVIÇOS POR RODADA DE LICITAÇÃO ...	150

FIGURA 6.45 – COMPROMETIMENTO LOCAL DE BENS E SERVIÇOS DA QUINTA RODADA	152
FIGURA 7.1 – BOX-PLOT DA SIMULAÇÃO DO VME TOTAL.....	154
FIGURA 7.2 – BOX-PLOT DA SIMULAÇÃO DO VME MÉDIO	156
FIGURA 7.3 – BOX-PLOT DA SIMULAÇÃO DA RAZÃO VME PELA DIMENSÃO DA ÁREA	158
FIGURA 7.4 – VALOR MÉDIO DA RAZÃO VME PELA DIMENSÃO DA ÁREA.....	160

Lista de Tabelas

TABELA 2.1 – EXEMPLOS DE MECANISMOS DE LICITAÇÕES.....	23
TABELA 4.1 – BLOCOS CONCEDIDOS PARA PETROBRAS EM 06/08/1998	59
TABELA 4.2 – BÔNUS DE ASSINATURA MÍNIMO DAS QUATRO PRIMEIRA RODADAS DE LICITAÇÕES	61
TABELA 4.3 – OFERTAS DO BLOCO BM-S-10 LICITADO NA SEGUNDA RODADA DE LICITAÇÃO	62
TABELA 4.4 – PERCENTUAIS MÍNIMOS OBRIGATÓRIOS DE INVESTIMENTOS LOCAIS NA FASE DE EXPLORAÇÃO E ETAPA DE DESENVOLVIMENTO.	66
TABELA 4.5 – RESTRIÇÕES À APRESENTAÇÃO DE OFERTAS.....	71
TABELA 4.6 – OFERTAS PARA O BLOCO POT-T-558	73
TABELA 4.7 – PRINCIPAIS INDICADORES DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO BRASIL DE 1998 A 2002	76
TABELA 5.1 – PESOS DAS PROPOSTAS COM A PARTICIPAÇÃO DA PETROBRAS	91
TABELA 6.1 – TESTE DE HIPÓTESE DOS LANCES SEREM LOGNORMAIS.....	99
TABELA 6.2 – BLOCOS OFERECIDOS E ARREMATADOS NAS RODADAS DE LICITAÇÕES NO BRASIL	105
TABELA 6.3 – BÔNUS DE ASSINATURA ARRECADADO POR RODADA DE LICITAÇÃO	110
TABELA 6.4 – BLOCOS OFERECIDOS E ARREMATADOS POR ÁREA EXPLORATÓRIA.....	113
TABELA 6.5 – BÔNUS DE ASSINATURA ARRECADADO POR CLASSE	118
TABELA 6.6 – BLOCOS E ÁREAS CONCEDIDAS PARA CONSÓRCIOS.....	122
TABELA 6.7 – BÔNUS DE ASSINATURA ARRECADADO POR RODADA	124
TABELA 6.8 – BÔNUS DE ASSINATURA OFERECIDO PELOS CONSÓRCIOS POR REGIÃO EXPLORATÓRIA	126
TABELA 6.9 – BLOCOS E ÁREA ARREMATADAS PELA PETROBRAS E OUTRAS EMPRESAS	129

TABELA 6.10 – BÔNUS DE ASSINATURA OFERECIDO PELA PETROBRAS E POR OUTRAS EMPRESAS	132
TABELA 6.11 – BLOCOS E ÁREA ARREMATADAS PELA PETROBRAS E OUTRAS EMPRESAS POR CLASSE	135
TABELA 6.12 – BÔNUS DE ASSINATURA OFERECIDO PELA PETROBRAS E POR OUTRAS EMPRESAS POR CLASSE	138
TABELA 6.13 – INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS DOS BLOCOS CONCEDIDOS POR RODADA DE LICITAÇÃO	142
TABELA 6.14 – INFORMAÇÕES DISPONÍVEIS DOS BLOCOS CONCEDIDOS POR CLASSE	144
TABELA 6.15 – PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO OFERECIDO POR CLASSE	145
TABELA 6.16 – PROGRAMA EXPLORATÓRIO MÍNIMO OFERECIDO POR CONSÓRCIOS	147
TABELA 6.17 – COMPROMETIMENTO COM AQUISIÇÃO LOCAL DE BENS E SERVIÇOS ATÉ A QUARTA RODADA	148
TABELA 6.18 – COMPROMETIMENTO COM AQUISIÇÃO LOCAL DE BENS E SERVIÇOS POR CLASSE	149
TABELA 6.19 – COMPROMETIMENTO COM AQUISIÇÃO LOCAL DE BENS E SERVIÇOS DA QUINTA RODADA	151
TABELA 7.1 – SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DO VME TOTAL (MM US\$)	154
TABELA 7.2 – SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DO VME MÉDIO (MM US\$)	155
TABELA 7.3 – SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DA RAZÃO VME PELA DIMENSÃO DA ÁREA (MIL US\$ / KM ²)	157
TABELA 7.4 – SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA DO VME MÉDIO POR DIMENSÃO DA ÁREA (MIL US\$ / KM ²)	159

Nomenclatura

Letras Latinas

A	Dimensão da área do bloco
b	Bônus de assinatura
c	Fração da estimativa do valor de mercado da reserva
F₁	Peso associado ao valor do lance oferecido pela Petrobras
F₂	Peso associado ao valor do lance oferecido pelas demais empresas
G	Retorno financeiro
h	Índice auxiliar de classificação da área
i	Índice do bloco
IM	Índice utilizado para o cálculo da média da distribuição lognormal
IP_{blocos}	Índice de Performance considerando os blocos
IP_{área}	Índice de Performance considerando a dimensão da área
IV	Índice utilizado para o cálculo da variância da distribuição lognormal
j	Índices dos lances oferecidos para determinado bloco
k	Índice de classificação da área exploratória
l	Número de regiões exploratórias
m	Número de lances oferecidos para determinado bloco
n	Número de blocos de uma determinada área exploratória
p	Índice indicador do lance oferecido pela Petrobras
P	Número de poços perfurados
P_s	Probabilidade de sucesso em um leilão
P_{su}	Probabilidade de Sucesso Exploratório
s	Quantidade de simulações estocásticas

S2	Quantidade de sísmica 2D
S3	Quantidade de sísmica 3D
z	Índice do bloco arrematado

Letras Gregas

μ	média
σ	desvio padrão
σ^2	variância

Siglas

ANP	Agência Nacional do Petróleo
BM	Bacias Maduras
E&P	Exploração e Produção
GOM	Golfo do México
ME	Margem Equatorial
ML1P	Margem Leste Águas Profundas
ML1R	Margem Leste Águas Rasas
ML1	Margem Leste Outras
MM US\$	Milhões de dólares
NF	Novas Fronteiras
OCS	Outer Continental Shelf
PDEV	Percentual de Desenvolvimento
PEM	Programa Exploratório Mínimo
Petrobras	Petróleo Brasileiro S.A.
PEXP	Percentual de Exploração
P5	Probabilidade de um valor ser menor ou igual a 5%
P95	Probabilidade de um valor ser menor ou igual a 95%
UT	Unidades de Trabalho

VME	Valor Monetário Esperado
VME^A	Valor Monetário Esperado ponderado pela dimensão da área
WEB	Rede Mundial de Comunicação
Slot	Dinheiro deixado sobre a mesa
P\$lot	Porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa

Capítulo 1

Introdução

A indústria internacional de óleo e gás natural vem passando por importantes transformações nas últimas décadas. Novos arranjos vêm sendo conduzidos entre as empresas nas suas diversas etapas da cadeia produtiva e, principalmente, na mudança substantiva do papel do estado na sua relação com o mercado. Este processo obedece a uma tendência internacional, segundo qual foi necessária a intervenção dos governos na regulação da concorrência e dos monopólios naturais.

O Brasil, seguindo a mesma trajetória de diversos países, começou nos anos 90, o seu processo de reestruturação do setor de óleo e gás natural visando aumentar a eficiência e ampliação de suas atividades.

Segundo Suslick (2001), a proposta de reforçar a função reguladora do Estado em decorrência dos avanços e dos desafios impostos pela entrada de novos agentes oriundas da desregulamentação dos mercados vem ganhando força em diversos países, principalmente latino-americanos, após várias décadas onde o Estado absorvia grande parte das responsabilidades referentes à provisão de bens e serviços.

Este processo de transformação de um Estado provedor em um Estado regulador resultou na criação de novas agências de regulação. O grande desafio destas novas agências foi de modificar a cultura burocrática vigente, estabelecer novos padrões de gerenciamento das políticas

públicas em diversos segmentos econômicos e instituir novas formas de parcerias. Além disso, após várias décadas de predominância do Estado como agente produtor, as entidades públicas vinculadas diretamente à produção tornaram-se mais poderosas do que os órgãos encarregados de sua fiscalização. A capacitação técnica concentrou-se nas empresas estatais, provocando uma situação na qual o concessionário assumia, na prática, os procedimentos e as atribuições do poder regulador.

Face ao surgimento deste novo cenário, duas áreas prioritárias foram colocadas como desafios para os novos reguladores. Primeiro, a que se refere à abertura de mercado que vem se desenvolvendo para novos operadores, bem como a atração de investimentos nacionais e internacionais no segmento de petróleo e gás natural. Segundo, a que se volta para a instituição e operação de mecanismos de defesa da concorrência. Estas duas áreas de regulação buscam promover a eficiência econômica nos mercados, estabilidade das regras e da legislação, redução dos custos, preços reduzidos e, ao mesmo tempo, evitar práticas lesivas ao consumidor.

Dessa forma, dado que no Brasil a Nação é a proprietária legal dos recursos do subsolo, o governo está interessado na otimização e no sucesso dos investimentos tanto quanto as empresas, exigindo dos agentes reguladores um papel mais ativo na atração dos investimentos em toda cadeia precedente na exploração de petróleo. Além dos riscos de mercado comum a todos os setores da economia, a indústria do petróleo deve conviver com dois riscos adicionais: o risco exploratório, decorrente da existência de volumes e qualidade de óleo economicamente viáveis; e o risco político e regulatório, em virtude do perfil temporal de longo prazo dos projetos do setor, que ultrapassam mandados governamentais, convivendo com as possíveis alterações unilaterais de regras.

Uma das formas do governo extrair renda do setor petrolífero é vender os direitos de exploração por um montante financeiro, independente dos resultados do projeto ou mesmo da existência do investimento (Postali, 2002a).

O leilão público é um mecanismo que vem sendo utilizado amplamente por governos para a distribuição de forma otimizada de ativos que pertencem a sociedade em geral, de modo que o

setor privado possa desenvolver o objeto em questão sem onerar a sociedade. Dessa forma, o princípio dos leilões de objetos públicos está baseado na satisfação da sociedade com relação ao retorno do objeto que está sendo oferecido, podendo este ser ganho financeiro, fornecimento de produtos e/ou serviços e demais atividades econômicas. A idéia básica de um leilão público é permitir que uma empresa, geralmente privada, adquira os direitos de explorar e/ou desenvolver um bem através do pagamento de um valor estipulado para os agentes governamentais.

Para fazer a abertura do mercado para novos operadores a ANP utiliza-se de rodadas de licitações por intermédio do leilão selado e seqüencial, e mais recentemente, o mecanismo de licitação passou a ser selado, seqüencial e simultâneo. Os blocos são oferecidos de forma seqüencial e as empresas previamente qualificadas apresentam suas propostas em envelopes selados, e, a partir da quinta rodada de licitação, os setores foram licitados seqüencialmente e os blocos, que compõe este setor, simultaneamente.

A formatação e a realização de leilões tem despertado a atenção de muitas pessoas durante milhares de anos (Milgrom e Weber, 1982). Um dos primeiros registros da realização de um leilão foi dada pelo historiador grego Herodotus, que descreveu a venda de mulheres para serem esposas na Babilônia por volta do século V AC. Durante o Império Romano, leilões de relíquias saqueadas com as guerras eram muito comuns. Na China, os pertences pessoais dos monges Budistas mortos eram vendidos por intermédio de leilões no começo do século VII DC.

Os leilões competitivos vêm sendo utilizados tanto pelo setor privado como pelas instituições públicas não somente na indústria de petróleo. Muitos contratos públicos requerem um leilão competitivo. Além disso, a literatura sobre este tema é muito extensa (Megill, 1984). Um bom exemplo das publicações envolvendo os leilões competitivos pode ser encontrado em Stark (1971), na qual o autor apresenta uma lista de 100 trabalhos e livros sobre o tema.

Objetivo

O objetivo deste trabalho é desenvolver uma metodologia de análise das rodadas de licitações realizadas pela ANP entre 1999 e 2003, possibilitando avaliar estatisticamente as cinco rodadas e a comportamento das empresas nas licitações. Adicionalmente, é desenvolvido um modelo de valoração das áreas exploratórias por intermédio de simulação estocástica, na qual o bônus de assinatura é a base para a quantificação da expectativa de retorno financeiro das áreas licitadas.

O investidor, de uma forma geral, tem três objetivos: maximizar o retorno esperado, melhorar a carteira de investimento por intermédio da adição de reservas e minimizar o risco. A melhor forma de alcançar estes objetivos é por intermédio de uma análise racional das possibilidades existentes, deixando de lado a intuição, aplicando técnicas previamente desenvolvidas.

Atualmente, não só no setor petrolífero, mas em qualquer área de atuação onde se exige tomadas de decisão que envolvem riscos, os responsáveis por estas medidas decisórias deixaram de basear-se na própria experiência, utilizando técnicas modernas de avaliação econômica e quantificando os resultados finais. Existem modelos que os auxiliam nas tomadas de decisão no que diz respeito à alocação de capital e níveis de participação em projetos ou investimentos necessários para o desenvolvimento de uma oportunidade.

Dentro dessas perspectivas, além da análise estatística das cinco rodadas de licitações pretende-se desenvolver um modelo de valoração das áreas exploratórias brasileiras, na qual seja possível obter a distribuição de probabilidade do valor monetário esperado (VME) de cada uma destas regiões, baseando-se nos bônus de assinatura oferecidos pelas empresas nas rodadas de licitações.

Capen *et al.* (1971), Dougherty e Nozaki (1975), Wilson (1975), Reece (1977) e Lohrenz (1987) desenvolveram modelos que sugerem estratégias de competição de uma forma geral,

levando em conta a fração do valor de mercado da reserva¹ esperada, sem produzir uma proposta específica para uma determinada área. O modelo de simulação proposto neste trabalho baseia-se na suposição de que os bônus oferecidos pelas empresas nos leilões realizados pela ANP são decorrentes de uma parcela da estimativa do valor de mercado da reserva esperada, assim sendo, uma parcela do VME, que as empresas calcularam para obter o valor do bônus, deve ser oferecida para um determinado bloco, considerando que estas ofereceram propostas relacionadas com a possibilidade de obtenção de lucros e com a probabilidade de adquirirem os direitos de E&P de uma determinada área.

O modelo de valoração das áreas exploratórias é baseado na quantidade de informação disponível (poços perfurados e quantidade de sísmica 2D e 3D) e nos bônus de assinatura oferecidos para os blocos arrematados nas cinco rodadas de licitações. Deve-se ressaltar que o modelo não considera possíveis situações em que a empresa participa do processo de licitação sem qualquer embasamento de caráter técnico, ou deixa de participar por algum motivo externo, ou seja, para valorar as regiões exploratórias pressupõe-se que as ofertas são decorrentes da estimativa do valor de mercado da reserva, desconsiderando possíveis situações de externalidades que possam distorcer o valor do bônus de assinatura.

Justificativa

O estudo dos leilões competitivos é sem dúvida um tema que fascina. O arcabouço presente neste tema envolve diversas disciplinas como estatística, matemática, economia, psicologia, filosofia etc. Os jogos competitivos estão presentes praticamente em todas as situações da vida, pois uma decisão tomada por um ser humano pode depender do comportamento de outras pessoas para alcançar o seu êxito. Os seres humanos são alimentados pela esperança de obter sucesso nas suas ações, as quais, em grande parte, estão envoltas com competição.

¹ O termo *valor de mercado da reserva* será utilizado nesta tese como sendo a expectativa das empresas em relação ao valor monetário da reserva considerando-se a consolidação do sucesso exploratório. Entende-se que o termo “reserva” é uma fração das quantidades derivadas dos recursos petrolíferos que podem ser transformadas efetivamente em reservas conforme a classificação adotada pela ANP para recursos e reservas que obedecem as normas internacionais definidas pela WPC/AAPG/SPE.

Como não poderia deixar de ser, o mundo dos negócios de petróleo envolve interesses competitivos e conflitantes entre empresas que pretendem obter êxito financeiro. A forma de desenvolvimento de uma companhia petróleo está baseada na capacidade de exploração, desenvolvimento e produção de áreas propensas à presença do bem mineral, tal que esta, para manter adequadamente sua carteira de projetos, busca novas oportunidades entre as diversas regiões exploratórias disponíveis no mundo.

A grande motivação deste trabalho reside na oportunidade de desenvolver uma metodologia que possa ajudar no entendimento do universo dos jogos competitivos relacionados com leilões no setor petrolífero, especificamente no Brasil, de forma que empresas, governo e sociedade sejam beneficiados por um mecanismo moderno, eficiente e isento, que represente os interesses e as expectativas de todos os atores envolvidos.

Muitas pesquisas são realizadas sobre o tema no mundo, mas no Brasil a literatura é relativamente escassa por se tratar de um tema recente, dado que os leilões na indústria de petróleo tiveram início em 1999, por intermédio da primeira rodada de licitação promovida pela ANP. Dessa forma, o trabalho tem relevância científica por apresentar uma avaliação específica das cinco rodadas de licitações realizadas até 2003.

Metodologia

Em decorrência da abrangência do tema e do volume de dados envolvidos, a metodologia empregada neste trabalho foi dividida em: teste de hipótese para verificação se os bônus de assinatura possuem uma distribuição lognormal, análise estatística das cinco rodadas de licitações, análise estatística da participação da Petrobras nos leilões e simulação estocástica para valoração dos blocos exploratórios que foram arrematados nas rodadas de licitações.

Para a aplicação da metodologia proposta, as bacias sedimentares oferecidas nas cinco rodadas de licitações foram classificadas em regiões exploratórias. Considerando as características

geológicas, o potencial petrolífero dos blocos oferecidos nos leilões e a visão atual do mercado brasileiro de óleo e gás, foram definidas seis regiões: Bacias Maduras (BM), Margem Equatorial (ME), Margem Leste Águas Profundas (ML1P), Margem Leste Águas Rasas (ML1R), Margem Leste Outras (ML2) e Novas Fronteiras (NF).

Para avaliar se a distribuição lognormal ajusta estatisticamente os lances oferecidos nas rodadas de licitações promovidas pela ANP foi utilizado o teste de hipótese *Anderson-Darling* para um Nível de Significância de 5%. Este procedimento testa a hipótese de que uma amostra de observações é proveniente de uma distribuição estatística específica. Primeiramente, o teste de hipótese foi aplicado para todos bônus oferecidos, independente de ser vencedor do leilão, subdividido nas ofertas recebidas até a quarta rodada e nas ofertas das cinco rodadas de licitações.

Na etapa seguinte o teste foi aplicado para as regiões exploratórias, também subdividido nas ofertas recebidas até a quarta rodada e nas ofertas das cinco rodadas de licitações. Esta subdivisão entre as ofertas até a quarta rodada e das cinco rodadas de licitação se deve à mudança nos critérios de julgamento das ofertas na quinta rodada, na qual o bônus de assinatura deixou de ser fator determinante para concessão do direito de E&P, fato que enfraquece a suposição de que estes possuem uma distribuição lognormal.

A análise estatística investiga quantitativamente as cinco rodadas de licitações no Brasil, considerando a participação das empresas e as variáveis relacionadas com os blocos concedidos (dimensão do bloco, número de poços exploratórios, quantidade de sísmica 2D e 3D, participação de consórcios, percentual de comprometimento com aquisição local de bens e serviços etc.). Esta análise tem o objetivo de avaliar a existência de alguma tendência nos resultados que possam auxiliar nas decisões das próximas rodadas, bem como desenhar um panorama dos leilões de blocos exploratórios no Brasil.

O estudo da participação da Petrobras é pertinente pela importância da empresa nas atividades de E&P no Brasil. Os lances ofertados, as áreas arrematadas e os consórcios formados pela empresa podem servir como indicador do potencial petrolífero brasileiro e qual deve ser o

caminho a seguir para a descoberta de novas reservas, pois a Petrobras é a concorrente que tem o maior e o melhor conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, transparecendo suas expectativas através dos leilões. Como só foram realizadas cinco rodadas de licitações até o momento, a Petrobras é a empresa que pode ser considerada como referência no leilão por atuar como empresa de petróleo no Brasil há cinquenta anos.

Para finalizar este trabalho é realizada uma simulação estocástica por intermédio do método de Monte Carlo para valorar as áreas exploratórias aqui classificadas, supondo-se que os valores dos lances oferecidos em um leilão são uma fração da estimativa do valor de mercado da reserva esperada. Esta suposição é baseada nos estudos de Capen *et al.* (1971), Dougherty e Nozaki (1975), Wilson (1977), Reece (1978), Lohrenz e Dougherty (1983), Lohrenz (1987 e 1991), Schuyler (1990), Kretzer (1993 e 1994), Tavares (1999 e 2000), Postali (2002a e 2002b) que desenvolveram estudos sobre a hipótese de que os bônus em leilões competitivos são definidos em função da estimativa do valor do bem, ou seja, no caso de leilões de blocos exploratórios, as empresa oferecem como lance uma porcentagem do valor estimado da reserva.

Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em oito capítulos, referências bibliográficas e quatro anexos, sendo que o primeiro e o oitavo capítulo abrangem a introdução e as considerações finais, respectivamente.

No Capítulo 2 são discutidos os principais mecanismos de licitações empregados pela indústria do petróleo e o Capítulo 3 apresenta os principais estudos de modelos estratégicos para participação em leilões competitivos. O processo de licitação no Brasil e o critério de julgamento das ofertas das cinco primeiras rodadas, bem como o contexto atual do mercado de óleo e gás após a flexibilização do setor petrolífero no Brasil estão dispostos no Capítulo 4. No Capítulo 5 tem-se a classificação e a descrição detalhada da metodologia empregada na valoração das áreas exploratórias por intermédio das licitações.

A análise estatística das cinco rodadas de licitações, a participação da Petrobras e o teste de hipótese para verificar se os bônus oferecidos possuem uma distribuição lognormal são discutidos no Capítulo 6. Finalmente, no Capítulo 7, são apresentados os resultados da simulação estocástica para valoração das áreas exploratórias, conforme classificação proposta no Capítulo 5.

Nos anexos estão dispostos o bônus de assinatura e a dimensão da área concedida para as empresas qualificadas como operadoras (Anexo 1), as estatísticas por rodada de licitação (Anexo 2) e por região exploratória (Anexo 3), e os valores utilizados na simulação estocástica para valoração das áreas exploratórias estão dispostos no Anexo 4.

Capítulo 2

Licitações Competitivas e Não Competitivas

O leilão é uma ferramenta empregada pelo Estado para a distribuição de direitos de serviços e/ou áreas públicas em setores que exigem uma ação mais intensiva e um investimento de capital elevado. Os leilões públicos figuram-se como grandes oportunidades para empresas ampliarem seus negócios e aumentarem seus rendimentos por meio da inserção em áreas antes tradicionalmente comandadas pelo setor público.

Na indústria do petróleo, os leilões têm duas funções principais: atração de investimentos e estímulo à exploração de áreas com características favoráveis para produção de óleo e gás natural. A primeira está relacionada com a possibilidade de novos investimentos no setor, geração de novos empregos e desenvolvimento de novas tecnologias no país. A segunda tem como objetivo a exploração de novas áreas, acarretando a possibilidade de aumento das reservas de óleo e gás natural, bem como o emprego de novas tecnologias e métodos, permitindo um possível aumento na produção de petróleo em novas fronteiras exploratórias e campos marginais.

Além disso, com o processo de licitação de áreas marginais ocorre a introdução no mercado de pequenas empresas, antes excluídas devido às restrições financeiras. Isto só é possível porque os blocos em áreas marginais exigem investimentos reduzidos e são caracterizados pela baixa atratividade quando considerados pelas grandes empresas de petróleo.

Neste capítulo serão apresentados os diversos mecanismos de licitações aplicados pelos governos para concessão de áreas exploratórias de óleo e gás. De uma forma geral, estes mecanismos podem ser classificados em competitivos e não competitivos. Cada qual apresenta vantagens e desvantagens, segundo a visão das empresas e do órgão responsável pela emissão das concessões.

2.1 – Mecanismos de Licitações

Nos diversos modelos de regulação os governos atribuem às empresas privadas um papel significativo na exploração das riquezas naturais. Os governos enfrentam o desafio de decidir para qual empresa deve ser conferido o direito exclusivo de explorar estes recursos e como capturar a fonte de renda para o benefício do proprietário do bem, neste caso a sociedade (Sunnevåg, 2000).

Os direitos de E&P de áreas no setor petrolífero podem ser concedidos por intermédio de rodadas de licitações ou sistemas administrativos, baseados na avaliação da capacidade financeira e tecnológica das empresas. A alocação de arrendamentos por meio dos sistemas administrativos pode ser considerada ineficiente e, podendo dissipar parte significativa do potencial de investimentos que poderiam ser auferidos pelo país.

Em muitos casos, restrições são também impostas na possibilidade de comercializar as áreas em um mercado secundário². Portanto, é improvável que as transações no mercado secundário possam prover uma solução completa para a correção da ineficiência do sistema de alocação dos direitos minerais de E&P de óleo e gás natural (Sunnevåg, 2000).

Existem diversos mecanismos de alocação dos recursos minerais que os governos dispõem para as concessões de áreas exploratórias. Estes podem ser divididos, de uma forma simplificada, em competitivos e não competitivos.

² Entende-se por mercado secundário a transação entre a empresa detentora dos direitos de E&P de óleo e gás natural e uma outra empresa, sem a necessidade da licitação.

Qualquer classificação dos sistemas de concessão de licenças é passível de simplificação. Entretanto, a proposta deste capítulo é o estudo dos modelos de concessões na indústria do petróleo, sendo que os principais mecanismos estão apresentados na Figura 2.1.



Fonte: autor

Figura 2.1 – Mecanismos de licitação

Os modelos puramente competitivos permitem a concorrência direta entre as empresas interessadas na área, primando pela transparência do processo de licitação. Entretanto, este modelo pode causar distorções nos resultados esperados, diminuindo a rentabilidade da área, afugentando novos investimentos em blocos que poderiam ser promissores.

Em contrapartida, os mecanismos não competitivos permitem a negociação das empresas diretamente com o órgão regulador, o que torna o processo mais atrativo para ambos. Esta afirmação baseia-se no princípio de que áreas que poderiam despertar um baixo interesse em um processo competitivo podem ser negociadas e receberem incentivos para serem exploradas. Por outro lado, os mecanismos não competitivos pecam pela falta de transparência e podem ficar comprometidos devido aos problemas burocráticos e jurídicos vigentes no país.

Um dos mecanismos que historicamente foi utilizado pelo governo norte americano para a concessão de direitos minerais em áreas terrestres é a loteria. A loteria concede o direito

exploratório por meio de sorteios entre empresas interessadas na área. Este tipo de mecanismo não pode ser classificado como competitivo e nem como não competitivo, pois trata-se de uma metodologia que depende somente da sorte.

Existem falhas óbvias e sérias da loteria, relacionadas com a renda obtida pelo governo e a eficiência do método. Loteria com certeza não é sinônimo de eficiência (Sunnevåg, 2000), pois empresas são sorteadas ao acaso. Corre-se o risco de uma empresa sorteada não ser capaz de explorar determinada área, pois a definição da empresa que receberá a concessão não é baseada na sua capacidade de exploração e produção, o que não traria nenhum benefício para a sociedade.

As falhas de eficiência das loterias podem ser corrigidas por intermédio de um processo de pré-qualificação das empresas e pela transferência dos direitos para o mercado secundário. Entretanto, este arranjo não corrige outro defeito, no qual o detentor do direito mineral não auferirá nenhuma renda. A maioria da renda econômica é transferida diretamente do governo para o vencedor do sorteio, a menos que um pagamento seja imposto para participar da loteria ou que o governo tente capturar a renda através de um sistema de taxaço.

Na indústria do petróleo os modelos competitivos podem ser subdivididos em: rodadas de licitações e requisição de área, enquanto que os modelos não competitivos podem ser subdivididos em: ordem de preferência, concessão arbitrária e processos administrativos (Figura 2.1). A descrição dos sistemas de concessões será apresentada nas próximas seções.

2.1.1 – Modelos Não Competitivos de Concessões de Áreas Exploratórias

Os mecanismos não competitivos também são chamados de sistemas discricionários, onde as licenças são concedidas por meio de procedimentos administrativos com base em critérios estabelecidos pelos sistemas reguladores.

O primeiro mecanismo de concessão não competitivo é conhecido como ordem de preferência, no qual a primeira empresa que solicitar a área é o que recebe a concessão. Uma gama de procedimentos pode ser aplicada para estabelecer a prioridade com a qual as requisições

serão tratadas (Hodgshon e Land, 2000), destacando-se a qualificação técnica, jurídica e financeira.

Algumas legislações de petróleo estabelecem regras administrativas explícitas sobre as quais o órgão regulador não pode considerar nenhuma requisição adicional após a requisição de uma área por parte de uma empresa, caracterizando o processo como não competitivo. Como a aceitação da requisição da área está atrelada a algum procedimento de decisão do governo local, em um sistema de ordem de preferência, a segunda requisição é considerada em caso de rejeição da primeira, e assim por diante com as demais, mas sempre respeitando a ordem de apresentação das solicitações.

O mecanismo de concessão arbitrária concede o direito de exploração de uma área arbitrariamente, ou seja, escolhe a empresa que irá deter o direito exploratório sem um procedimento estipulado previamente. Neste sistema, a empresa é escolhida conforme o interesse da agência reguladora, o que é, claramente, um processo com falta de transparência e ineficiente. Como a regra de concessão não é clara, a decisão tem caráter pessoal de quem detém o poder, podendo favorecer a empresa que lhe é conveniente, estando sujeito à corrupção.

Conforme a Figura 2.1 o terceiro mecanismo não competitivo é o processo administrativo, no qual empresas específicas são convidadas para uma rodada de negociações com o órgão regulador. O governo escolhe através de procedimentos, nem sempre transparentes, qual vai ser a empresa detentora dos direitos de exploração da área em negociação. Uma outra modalidade é aquela em que o governo oferece negociação exclusiva de uma área exploratória para determinada empresa por meio de um pré-contrato. Caso um acordo não seja alcançado em um período estipulado, o detentor dos direitos pode aceitar novas ofertas.

O processo administrativo é mais atrativo para os compradores, pois se trata de uma negociação bilateral entre os detentores dos direitos de exploração e a empresa interessada na área (Rose, 1991).

Os mecanismos não competitivos podem sofrer certas limitações (Hodgshon e Land, 2000). Primeiro, ao restringir a concessão exploratória para a primeira empresa que demonstra interesse pela área, o governo corre o risco de perder os benefícios que o processo competitivo pode oferecer. Segundo, pode ser difícil administrar na prática este sistema de uma maneira ordenada. Empresas que não estão em primeiro na fila podem sentir-se tentadas a influenciar a decisão dos governantes, especialmente em situações em que poucas pessoas detêm o poder de distribuir as concessões. Os sistemas não competitivos, com o tempo, podem ser vistos como injustos, abusivos e passivos de corrupção.

2.1.2 – Modelos Competitivos de Concessões de Áreas Exploratórias

Os sistemas competitivos para concessões de áreas exploratórias na indústria do petróleo podem ser divididos basicamente em dois: rodadas de licitações e requisição de área (Figura 2.1). Os detentores dos direitos exploratórios aplicam métodos competitivos de licitações por diversas razões. Primeiro, eles esperam maximizar os comprometimentos feitos pelas empresas através da competição pelas concessões. Estes comprometimentos variam de governo para governo, pois cada qual tem seus objetivos em conceder áreas exploratórias, bem como descobrir campos e produzi-los. Segundo, um crescente número de governos estão adotando princípios de competitividade e transparência em todos os segmentos da administração pública. Este princípio tem como objetivo a eliminação do monopólio, práticas de concessões restritas e, particularmente, corrupção.

Alguns governos utilizam sistemas abertos de licenças que, de certa forma, contém um elemento competitivo (Hodgshon e Land, 2000). Neste caso, as empresas são livres para requerer uma área exploratória a qualquer momento. Uma vez que a requisição é registrada, o órgão governamental responsável pela concessão de licenças é obrigado a convidar empresas para apresentarem propostas durante um período de tempo determinado. Após este período, o governo tem a liberdade de escolher a melhor proposta para conceder a licença. Entretanto, a empresa que primeiramente requisitou a área, tem a oportunidade de igualar a melhor proposta e adquirir a licença. Este tipo de mecanismo é conhecido como requisição de área (Figura 2.1).

Nas rodadas de licitações, blocos exploratórios são oferecidos pelos governos em forma de leilões. Empresas, em um determinado momento preestabelecido, apresentam seus lances. Antes da apresentação das ofertas, as empresas podem analisar dados disponíveis das áreas e avaliar quais são as perspectivas destas, formulando assim seus lances. As condições para participação no leilão são estabelecidas pelo governo, o qual adota critérios que definirão o vencedor do leilão e, conseqüentemente, a empresa que obterá o direito exploratório.

Nos sistemas de concessão de áreas exploratórias na indústria do petróleo, o uso da estratégia de rodadas de licitação ainda é a alternativa considerada mais eficiente. Este sistema serve tanto como um mecanismo de alocação como uma ferramenta de taxaço de renda. De acordo com Mead (1994), a licitação por intermédio de lances aproxima-se do sistema ideal, dado o objetivo de maximização da arrecadação do valor presente líquido da renda econômica.

De uma forma geral, alocação de recursos naturais através de rodadas de licitações, oferece significativa vantagem sobre os demais mecanismos (Sunnevåg, 2000). Primeiro, uma licitação revela uma informação importante: quão valiosa é a área para as empresas e qual competidor valora mais esta área. Segundo, o sistema de lances é também usado como uma ferramenta de taxaço do valor presente líquido da renda econômica. Além disso, este mecanismo, comparado com os procedimentos administrativos, é mais transparente, sendo uma ferramenta de política flexível.

Segundo Fraser (1991), as licitações proporcionam para o governo informações melhores sobre a percepção das empresas em relação ao valor do recurso no subsolo, e um considerável potencial de captação de renda.

Os sistemas competitivos têm diversas formas, mas ordinariamente envolvem propriedades de dados e/ou interpretações como para (1) quantidade do recurso, chance de sucesso do projeto e lucros; (2) termos formulados para obter a concessão; e (3) período específico para planejar a oferta. De um modo geral, as empresas apresentam ofertas para aquisição dos direitos minerais, mas o método em particular tem um impacto substancial no lucro total do projeto (Rose, 2001).

Na Figura 2.2 tem-se uma representação dos principais critérios para a definição do vencedor do leilão.

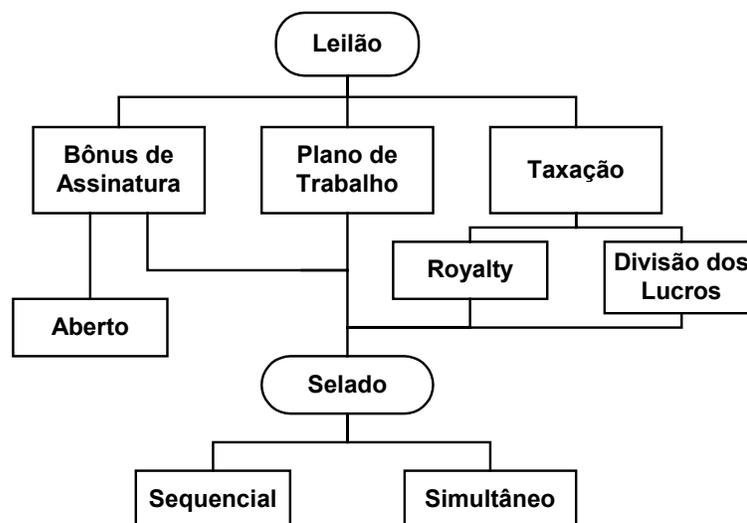


Figura 2.2 – Critérios para definição do vencedor de um leilão

As rodadas de licitações utilizam basicamente três fatores na decisão do vencedor do leilão: bônus de assinatura, plano de trabalho e taxaço. Quando a definição da empresa que assumirá os direitos exploratórios de uma determinada área é baseada no plano de trabalho, significa que as áreas são concedidas para empresas que apresentam o melhor plano de exploração segundo critérios estabelecidos pelo órgão regulador. Essas licenças podem ser concedidas por meio da apresentação de ofertas baseadas em leilões selados, podendo ser simultâneos ou seqüenciais.

O mecanismo de taxaço é dividido em dois grupos: royalty e divisão dos lucros (partilha de produção). No sistema de royalty, os direitos são oferecidos ao competidor que oferecer a maior porcentagem do lucro bruto (ou da produção na cabeça do poço). No sistema de divisão dos lucros, os direitos de exploração de um bloco são concedidos para a empresa que oferecer ao governo a maior participação no lucro líquido. Estes dois mecanismos podem ser oferecidos da mesma maneira que os bônus de assinatura (leilões selados, subdivididos em seqüenciais ou simultâneos).

O sistema de concessão por intermédio de lances pode ser constituído basicamente de duas formas: lances abertos e lances selados, podendo ser o segundo dividido em simultâneo e seqüencial. Nas licitações com lances abertos as empresas apresentam suas ofertas oralmente, ou seja, quando uma área é apresentada para a concessão em um leilão, os lances são oferecidos de forma oral, gerando competição. A empresa que receberá a concessão será aquela que, no final do leilão, apresentar o maior lance. Este mecanismo, apesar de ser muito utilizado pelos governos para venda de ativos, leilões em bolsas de valores e commodities dentre outros, entretanto, não é muito difundido na indústria do petróleo.

No caso de leilões competitivos com lances selados e simultâneos (leilão competitivo selado), o governo seleciona alguns blocos para os quais serão aceitos lances, bem como disponibiliza informações. As empresas fazem as avaliações pertinentes e os lances para todos os blocos são apresentados simultaneamente em um envelope selado. O vencedor do leilão será aquele que apresentar o maior lance para cada bloco isoladamente.

Nos leilões selados e seqüenciais, os blocos são oferecidos em dois ou três dias, seqüencialmente e ordenadamente. A ordem com que os blocos são apresentados pelo regulador é de conhecimento das empresas no ato da comunicação pública do leilão. Cada bloco apresentado é arrematado no exato momento, ou seja, as empresas apresentam a oferta em um envelope selado referente somente ao bloco que está sendo licitado. A grande vantagem do lance seqüencial e selado, do ponto de vista empresarial, é a possibilidade de mudança de estratégia durante o leilão. A empresa tem condição de avaliar o andamento do leilão, verificar o comportamento dos concorrentes e assim traçar estratégias mais apropriadas para aquisição dos blocos de maior interesse. Segundo Tavares (1999), com o ajuste das estratégias, ocorrerá aumento da competição e, conseqüentemente, aumento no valor das propostas para aquisição do bloco.

De uma forma geral, cada um dos sistemas competitivos possui suas vantagens e desvantagens. O leilão aberto com bônus de assinatura (leilão oral) sobressai-se em relação os

demais porque o dinheiro deixado na mesa³ é pouco, ou seja, a diferença entre a proposta vencedora e a segunda maior é pequena, evitando assim que o vencedor empregue um valor muito acima dos demais competidores. Em contrapartida, a desvantagem do método é a possibilidade da empresa ser vítima da maldição do vencedor⁴ (Rose, 2001), investindo uma quantia de capital acima da rentabilidade do empreendimento.

Mead (1994) alega que algumas deficiências podem ser identificadas nos sistemas de bônus de assinatura. Este tipo de mecanismo pode criar distorções nos investimentos ou nas decisões de operação, dado que não está relacionado com os lucros. Entretanto, considerando que como os objetivos de uma licitação podem ser a maximização e a arrecadação do valor presente líquido da renda econômica, o sistema de lances aproxima-se do mecanismo ótimo de alocação dos recursos naturais. Mead (1994) afirma que nem a aversão excessiva ao risco e nem a maldição do vencedor e as considerações de conluio enfraquecem esta conclusão.

Rose (2001) considera que o leilão seqüencial e selado é um mecanismo que favorece o detentor dos direitos minerais, pois o competidor sempre estará sujeito à onipresença da super valorização dos lances e da maldição do vencedor. Estas mesmas características podem ser atribuídas aos leilões selados e simultâneos. O conceito de onipresença é uma característica peculiar deste tipo de mecanismo, definido por Megill e Wightman (1984) como dinheiro deixado na mesa. Nos leilões selados e seqüenciais, a diferença entre o primeiro e o segundo colocado sempre está presente, e em geral esta diferença é elevada em termos de valores monetários. A discussão sobre o comportamento matemático dos lances será apresentada no Capítulo 3.

Outro fator importante que deve ser considerado é que os mecanismos de alocação de áreas exploratórias baseadas na apresentação de lances podem levar projetos viáveis a serem excluídos, quando a existe uma super valorização da área no momento de sua avaliação (Postali, 2002a e

³ Dinheiro deixado na mesa (*\$lot*) é definido como a diferença entre o maior lance apresentado em um leilão e o segundo maior lance.

⁴ Maldição do vencedor é o termo utilizado em jogos competitivos para definir a situação em que o competidor é o vencedor do leilão, mas o bem adquirido possui um rendimento menor que o gasto para ter sucesso no leilão. Em outras palavras, o competidor emprega um valor elevado por algo que não lhe retornará o esperado.

2002b). E estas características são mais intensas em leilões selados e simultâneos, pois neste tipo de mecanismo as empresas não podem rever suas estratégias. A peculiaridade deste tipo de leilão é que não é vantajoso nem para empresa e nem para governo, pois uma área que poderia ser rentável permanece inexplorada.

Segundo Postali (2002a), o bônus de assinatura fixo não altera o volume de investimentos ótimos, apesar de provocar uma distorção no perfil temporal do projeto através de um subaproveitamento das jazidas. No modelo apresentado pelo autor, o bônus de assinatura não interfere no montante de capital que a empresa deseja investir na área, mas provoca a diminuição da vida útil do projeto. Kretzer (1993) afirma que não importando o valor do lance apresentado pela empresa, esta executará o programa exploratório definido previamente em caso de sucesso no leilão. Entretanto, o leilão competitivo por meio de lances força as empresas fazerem investimentos prévios, geralmente elevados, que não seriam justificados no estágio de exploração (Rose, 1999).

O grande atrativo de um leilão competitivo selado por meio de lances é a facilidade de implementação e gerenciamento. Apesar das incertezas sobre o potencial dos recursos a serem concedidos constituírem um obstáculo à definição de um lance adequado e dos impactos sobre a viabilidade de certos projetos, não existem grandes dilemas na imposição deste tributo (Postali, 2002a).

Além da apresentação de lances, os direitos minerais podem ser concedidos por meio de leilões com a apresentação do programa exploratório. O grande atrativo deste mecanismo é que a empresa não desembolsa um montante monetário na fase pré-projeto. Outra vantagem é a possibilidade de evitar a maldição do vencedor, além disso não é deixado dinheiro na mesa. Dessa forma, este tipo de mecanismo é mais vantajoso para os competidores. Do outro lado da mesa, o governo não auferirá nenhuma renda com a concessão dos direitos, mas garante o comprometimento das empresas no cumprimento de investimentos exploratórios.

Uma grande desvantagem das licenças baseadas em planos de trabalho é que as empresas, no intuito de ganhar o direito exploratório, podem ofertar investimentos elevados, acarretando desperdício de capital que poderiam ser empregados de forma mais eficiente em outras áreas (Kretzer, 1993 e Rose, 1991). Em contrapartida, a oferta vencedora pode ter subavaliado a quantidade de recurso, provocando o não aproveitamento total da área, ou seja, investindo um capital inferior do que o necessário para melhor extração do recurso.

O terceiro mecanismo de leilão é a concessão de áreas por meio de taxaço, podendo ser dividida em royalty e divisão dos lucros. A concessão de direitos minerais por meio de royalties representa um avanço com relação ao bônus, pois este mecanismo implica no deslocamento de uma carga de riscos associados ao sucesso do projeto da firma para o governo, já que aquela só irá pagar benefícios se a produção se efetivar. O grande atrativo da utilização dos royalties, como critério de concessão, é a facilidade administrativa, pois o conjunto de informações necessárias à sua implementação resume-se a medir o volume de produção e aplicar um preço sobre o bem mineral (Postali, 2002a e 2002b).

Entretanto os royalties apresentam alguns efeitos distorcivos sobre o nível de investimentos, pois ele é capaz de obstruí-los, na medida em que podem inviabilizar um projeto que, em sua ausência, seria viável (Postali, 2002a e 2002b). Além disso, este tipo de imposto acarreta impactos sobre a trajetória de extração, já que reduz o preço líquido recebido pela firma.

O outro mecanismo de leilão é a oferta de uma parcela da renda líquida. Este mecanismo é mais vantajoso para empresas, pois transfere os riscos associados ao processo exploratório para o governo. Além disso o governo possui um alto custo administrativo para fiscalizar a receita das empresas, fazendo com que parte da renda auferida seja gasta no controle do mecanismo. Em outras palavras, o governo precisa avaliar os custos das empresas, sendo que estas nem sempre estão dispostas a fornecer tal informação, obrigando ao governo constituir equipes de fiscalização. Adicionalmente, existe a possibilidade destas empresas forjarem os elementos contábeis, causando prejuízos para o governo.

Segundo Sunnevåg (2000), a desvantagem da divisão de lucros é que os níveis de taxa diferenciais entre blocos inevitavelmente criarão incentivos para moverem rendimentos e despesas para regimes com taxações mais atrativas.

O último método apresentado por Rose (2001) refere-se ao mercado secundário, ou seja, a empresa compra os direitos de exploração de uma outra empresa detentora destes. Igualmente às negociações, este método também é vantajoso para a empresa adquirente devido à negociação bilateral, não exigindo competição. Entretanto, os governos impõem restrições a esta modalidade de transferências de direitos minerais. De uma forma geral, as empresas são obrigadas a cumprir o programa exploratório mínimo, sendo que no final do prazo estipulado a área é devolvida integralmente, ou então é iniciado o processo de produção com um novo prazo de vigência do contrato. Caso a empresa não cumpra o programa exploratório, torna-se sujeita às penalidades previstas no contrato de concessão, como o pagamento de multas.

Quando comparado o mecanismo competitivo com o não competitivo, evidentemente que o primeiro é mais eficiente, pois na visão das empresas o processo é transparente, as oportunidades são iguais devido a competição, o nível de corrupção é mais reduzido e as regras de concessão são claras. Do ponto de vista do governo, a existência da competição permite alocação eficiente de áreas exploratórias, e, dependendo do mecanismo, a administração é simples e barata, com a possibilidade de auferir renda. Além disso, o governo tem o comprometimento das empresas na execução de um plano exploratório mínimo, o que permitirá um melhor conhecimento da área.

Segundo Rose (2001), as pequenas empresas ou operadores independentes devem perceber que o método de venda de um direito mineral possui um grande efeito sobre os lucros de compra e/ou venda. Em outras palavras, quando uma empresa está vendendo, deve tentar utilizar as ofertas de bônus selados, em contratapartida, quando a empresa está adquirindo, os melhores mecanismos são negociações e programa de trabalho.

Na Tabela 2.1 têm-se os principais mecanismos de alocação de áreas exploratórias em alguns países. Nota-se que as rodadas de licitações são os mecanismos mais utilizados. Recentes tendências sugerem que são oferecidas anualmente rodadas de licitações em cerca de 20 países

(Holdgshon e Land, 2000). Além disso, cerca de dois terços das licenças são concedidas por meio de rodadas de licitações anualmente fora do EUA.

Tabela 2.1 – Exemplos de mecanismos de licitações

País	Mecanismo	Competitivo
México e Arábia Saudita	Fechado	-
Jordânia, Moçambique e Iêmen	Processos Administrativos	não
Papua Nova Guiné e Peru	Ordem de Preferência	não
França, Itália, Paquistão e Turquia	Requisição de Áreas	sim
Argentina, Austrália, Bolívia, Brasil , Canadá, Costa Rica, Egito, Equador, Estados Unidos (mar), Gabão, Irã, Namíbia, Qatar, Reino Unido, Romênia, Trinidad e Tobago, Venezuela e Vietnã	Rodada de Licitação	sim
Noruega	Rodada de Licitação / Processos Administrativos	sim / não
Estados Unidos (terra)	Rodada de Licitação / Ordem de Preferência	sim / não
Angola, China, Colômbia, Dinamarca, Indonésia e Nigéria	Rodada de Licitação / Requisição de Área	sim
Iraque*	Sanção Econômica	-

Fonte: dados coletados pelo autor.

** Novos mecanismos de licitação estão sendo discutidos.*

México e Arábia Saudita não utilizam ainda os sistemas de licitações para a concessão dos direitos das atividades de exploração de petróleo. Em 1991, após a Guerra do Golfo, no Iraque, sob sanções econômicas, a empresa estatal (INOC) operava as áreas exploratórias. Em 2003, após a quebra do antigo regime, o sistema de exploração e produção de petróleo passa por um processo

de reestruturação coordenado pelas forças internacionais da coalizão liderada pelo EUA (Luft, 2003). Jordânia, Moçambique e Iêmen concedem os direitos minerais através de processos administrativos. Papua Nova Guiné e Peru são os países que ainda concedem os direitos exploratórios por meio da ordem de preferência, um sistema não competitivo e considerado ineficiente. França, Itália, Paquistão e Turquia, apesar de não oferecerem rodadas de licitações, baseiam suas concessões em processos competitivos.

Os demais países concedem os direitos exploratórios de óleo e gás por meio de rodadas de licitações, isoladamente ou em conjunto com algum mecanismo competitivo ou não. A vantagem da utilização de mecanismos mistos reside no fato de que áreas que não receberam nenhuma oferta podem ser alocadas de forma eficiente através de um outro processo. Em outras palavras, áreas que a princípio não despertaram interesse na rodada de licitação podem ser concedidas no momento seguinte, permitindo, assim, um melhor aproveitamento e estudo das bacias sedimentares do país.

Para exemplificar um mecanismo será analisado o processo de concessões exploratórias na Noruega. Neste país, as licenças de exploração são normalmente concedidas através de rodadas de licitações em conjunto com processos administrativos (Tabela 2.1). O governo convida empresas para participarem do processo de leilão para um número estipulado de blocos com a apresentação de lances individuais. Licenças de exploração são concedidas com base em critérios objetivos, não discricionário e público, após uma avaliação da capacidade financeira e tecnológica da empresa. A licença de exploração garante um direito exclusivo de E&P de petróleo dentro de uma área geográfica específica. O programa de trabalho também faz parte dos termos de concessão, no qual o comprometimento de trabalho predeterminado é obrigado a ser cumprido durante o período de vigência do contrato, incluindo realização de sísmica e/ou um número mínimo de poços exploratórios.

Apesar dos critérios serem públicos e o processo ser supostamente objetivo e não discricionário, o mecanismo apresenta algumas deficiências. Como pode ser notado, a empresa é selecionada conforme sua eficiência. Essa seleção só será eficiente se os administradores forem capazes de identificar operadores eficientes. Na indústria do petróleo as empresas apresentam

muitas semelhanças quando se consideram as capacidades tecnológicas e financeiras. Assim, os agentes reguladores têm um problema de informação para decidir qual é a empresa mais eficiente. Outro problema que surge, está relacionado com a falta de transparência do processo. As empresas que não foram selecionadas não estão seguras se elas perderam a licitação para empresa mais eficiente.

Além disso, procedimentos administrativos são mais vulneráveis à corrupção que os de mercados baseados em procedimentos competitivos, apesar desta objeção não ser aplicada a todos os governos. Outro problema deste mecanismo, é que sistemas discricionários conferem consideráveis poderes aos funcionários públicos fazendo com que o custo administrativo aumente devido à necessidade de quadros técnicos capazes de avaliarem a eficiência das empresas interessadas na área oferecida.

No caso brasileiro, o processo de licitações é organizado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), que realizou até o momento cinco rodadas de licitações. O mecanismo adotado é de leilão selado e seqüencial com a apresentação de lances monetários e comprometimento com serviços e bens locais na fase de exploração e na etapa desenvolvimento do projeto. Nas quatro primeiras rodadas o fator decisivo para a concessão das licenças foi o bônus de assinatura, com uma importância de 85% na pontuação final. Na quinta rodada, o bônus de assinatura perdeu parte da sua importância, representando 30% da pontuação final. O restante da pontuação passou a ser atribuído ao programa exploratório (30%) e ao comprometimento com bens e serviços locais nas etapas de exploração e desenvolvimento (40%). Uma discussão mais detalhada do processo de concessão de direitos de exploração e produção de petróleo no Brasil será apresentada no Capítulo 4.

Capítulo 3

Análise dos Modelos Competitivos para Concessões de Licenças Exploratórias na Indústria do Petróleo

A análise dos leilões tem motivado muitos pesquisadores a desenvolverem estudos na tentativa de explicarem, de forma analítica, o comportamento dos participantes em jogos competitivos. Em geral, estes estudos procuram avaliar qual lance deve ser ofertado por uma empresa para que seja ótimo, bem como estimarem qual a probabilidade de concorrentes apresentarem ofertas em determinadas áreas. O conceito de lance ótimo está associado com a possibilidade de maximização do retorno esperado e com a maximização da probabilidade de adquirir a área exploratória.

Para definir o valor de um lance que será ofertado em um leilão competitivo, as empresas precisam avaliar o potencial petrolífero da área. Dessa forma, os leilões para concessões de áreas exploratórias são caracterizados pelas incertezas na estimativa da quantidade de recurso que pode estar presente no local.

Cada empresa possui um corpo técnico para análise e avaliação do potencial petrolífero do bloco oferecido, fazendo com que várias estimativas sobre o valor de mercado da área sejam possíveis, pois cada grupo interpreta as informações disponíveis de maneira diferenciada. Dessa forma, os lances ofertados em uma rodada de licitação são caracterizados pela grande variabilidade entre eles, pois cada empresa possuirá uma estimativa da área, subvalorizando ou supervalorizando o bloco, além de apresentarem distintas preferências com relação ao risco.

Leilões competitivos existem em várias indústrias, não somente na do petróleo. Muitos governos, para concederem direitos sobre qualquer atividade de caráter público, utilizam-se de leilões competitivos. Uma quantidade extensa de estudos foi publicada no intuito de avaliar e analisar os leilões competitivos em diversas áreas. Neste capítulo serão apresentados os principais estudos relacionados com os processos de concessões de áreas exploratórias de óleo e gás.

3.1 – Modelos Estratégicos de Leilões Competitivos

Todo leilão competitivo para concessão de áreas exploratórias de petróleo está correlacionado com elementos de análise de risco. Estes elementos podem ser caracterizados por meio de cinco questões básicas, no intuito de decidir qual deve ser o lance oferecido por uma empresa para aquisição de um bloco (Megill, 1984):

1. Existência de óleo e/ou gás natural? (O bem mineral encontra-se no local pré-determinado?)
2. Qual a quantidade de recurso? (Qual é a estimativa da quantidade do recurso?)
3. A reserva estimada é rentável? (Haverá lucro financeiro?)
4. Quanto devo pagar pelos direitos da área? (Qual o valor da área?)
5. Qual é o nível da competição? (Quais serão as empresas que poderão participar deste leilão?)

Segundo Crawford (1970), uma premissa lógica do leilão é que o lance ofertado por uma empresa está diretamente relacionado com o resultado da multiplicação de diversos fatores empregados no cálculo do potencial petrolífero da área (porosidade, permeabilidade, saturação de óleo, tamanho da área, fatores de risco em geral etc.), cada qual associado com um nível de incerteza. Assim sendo, para cada lance proposto em um leilão, tem-se associado a incerteza peculiar de cada competidor. O aumento desta incerteza é diretamente proporcional ao aumento do número de fatores utilizados no cálculo da proposta.

Em concordância com a teoria estatística, os lances ofertados por diferentes competidores em um leilão competitivo possuem uma distribuição lognormal⁵. Partindo da premissa da lognormalidade das ofertas, nota-se outra característica peculiar deste tipo de leilão: o grande montante de dinheiro deixado sobre a mesa ou a onipresença da grande variabilidade das ofertas. Esta característica pode ser comprovada por meio da análise da distribuição lognormal, na qual o eixo da abscissa possui escala logarítmica, de forma que pequenas diferenças de probabilidade são resultados de grandes diferenças entre os lances oferecidos. Em outras palavras, como os lances são regidos por uma distribuição lognormal, sempre existirão grandes diferenças entre as ofertas, caracterizando este sistema de licitação pela considerável quantia de dinheiro deixado sobre a mesa.

Resumidamente, Crawford (1970) apresenta duas conclusões importantes referentes aos leilões competitivos selados: (a) em um bloco específico, os lances tenderão a uma distribuição lognormal, e a (b) grande variabilidade das ofertas, com a onipresença de elevadas diferenças entre os valores ofertados.

Arps (1965), Brown (1966), Dougherty e Lohrenz (1977 e 1979) aplicaram testes estatísticos para verificar qual a distribuição está associada aos lances ofertados nos leilões da *Outer Continental Shelf* (OCS) no EUA. Os dois primeiros desenvolveram estudos dos lances oferecidos em leilões até 1965, e o terceiro até 1975, aceitando a hipótese estatística de que os lances possuem distribuição lognormal. Rothkopf (1969) usou a teoria de valores extremos para as hipóteses de que as distribuições Gumbel e Weibull podem ser aplicadas neste tipo de situação. Lohrenz e Dougherty (1983) afirmam que a distribuição lognormal é a que melhor ajusta os lances em um leilão. Suslick e Furtado (2002), e Furtado e Suslick (2002) realizaram os mesmos testes para os lances propostos nas rodadas de licitações no Brasil, chegando a mesma conclusão.

⁵ O teorema do limite central garante que a soma de variáveis aleatórias possui uma distribuição normal. Como os lances são calculados em função da multiplicação de variáveis aleatórias, possuirão uma distribuição lognormal, pois o logaritmo destes será a soma de variáveis aleatórias.

Partindo do princípio de que os lances têm distribuição lognormal, Capen *et al.* (1971), Dougherty & Nozaki (1975) e Lohrenz (1987) desenvolveram modelos estratégicos de maximização do valor monetário esperado (VME) do projeto em função do número de participantes, do lance proposto no leilão e do comportamento dos concorrentes interessados na área oferecida. O trabalho de Capen *et al.* (1971) foi o precursor deste tipo de modelo e os demais foram arranjos ou melhorias do mesmo.

Os autores partem do princípio que o ganhador de um leilão é aquele que superestima o potencial da reserva, ou seja, aquele que é otimista quanto ao tamanho da reserva da área oferecida. Entretanto, este competidor bem sucedido no leilão pode não ter tanto sucesso na fase de exploração, e incorrer na maldição do vencedor. Em outras palavras, segundo os autores, o vencedor do leilão é aquele que superestimou o potencial petrolífero do local e ofereceu um lance baseado nesta estimativa. Quando é iniciada a exploração da área, os cálculos da reserva são refeitos em função dos novos dados adquiridos e, em geral, a empresa se depara com o fato de ter oferecido um lance além da rentabilidade da futura jazida, sofrendo assim da maldição do vencedor.

Esta característica peculiar do leilão competitivo foi a base deste estudo realizado pelos autores. O modelo proposto baseia-se na simulação de variáveis relacionadas com a estimativa do lance ofertado para aquisição dos direitos de uma determinada área. O estudo tem como objetivo melhorar o entendimento do processo de leilões competitivos através de simulação estocástica, auxiliando na realização estratégica de investimento por parte das empresas.

O leilão competitivo na indústria do petróleo quase sempre envolve muitas incertezas e uma grande oportunidade de prejuízo, quando comparado com os leilões competitivos em outras atividades. Estas incertezas são provenientes dos parâmetros utilizados para o cálculo do tamanho da reserva. A dimensão da reserva e a estimativa de risco são os fatores mais críticos em um leilão competitivo, finalizando, de uma forma geral, que a empresa que obteve sucesso no leilão, provavelmente tenha superestimado o valor de mercado da reserva.

Ao participar de uma rodada de licitação, as empresas desenvolvem estudos sobre a potencialidade petrolífera dos blocos que mais lhe interessam. Na montagem do portfólio de áreas de interesse, os técnicos podem subestimar ou superestimar o valor de mercado da reserva de cada uma destas áreas. Como os lances ofertados estão diretamente correlacionados com o valor desta estimativa, o retorno esperado é, em média, positivo. Em outras palavras, as áreas que foram subestimadas resultariam em lucros maiores e as superestimadas, menores ou negativos, resultando um retorno esperado positivo.

Entretanto, em leilões competitivos, as empresas tendem a perder os blocos que foram estimados corretamente e ganhar aqueles em que foram superestimados, pois a probabilidade de obter sucesso em um leilão diminui quando a empresa subestima o valor de mercado da reserva. Como resultado, tem-se que os direitos adquiridos sobre um bloco tendem a produzir modestos rendimentos, não aquele esperado pela média do portfólio montado previamente. Esta teoria só é válida partindo do princípio de que o lance ofertado em um leilão é uma fração da estimativa do valor de mercado da reserva. Segundo Capen *et al.* (1971), os competidores que baseiam suas estratégias em oferecer lances com a expectativa no valor médio do portfólio podem atingir os rendimentos desejados, mas em contrapartida não obterão os direitos das principais áreas.

A estratégia de atuação em leilões competitivos sugerida por estes autores recomenda lances pequenos quando o competidor tem pouca informação sobre a área comparada com os demais competidores, quando o grau de incerteza do cálculo da reserva é elevado e quando há expectativa de que mais de três competidores participarão do leilão. Seguindo esta metodologia, o competidor tem condições de minimizar a possibilidade da maldição do vencedor, concentrando seus esforços e seu capital em áreas de maior interesse, possibilitando, assim, maior rentabilidade.

Outro ponto relevante do artigo é a discussão da maldição do vencedor. Os autores apresentam um exemplo ilustrando que quanto maior número de competidores, menor será o retorno esperado e maior a chance de sofrer a maldição do vencedor. Quanto maior a perspectiva de retorno da área que está sendo leiloadada, maior o nível de competitividade do leilão, exigindo lances com valores mais elevados para aumentar a probabilidade de aquisição de direitos

exploratórios, fazendo com que a possível rentabilidade do bloco seja reduzida ou até mesmo negativa, incorrendo assim na maldição do vencedor.

Dentro deste enfoque, surgem mais dois fatores importantes relacionados com os leilões competitivos. Primeiro, a chance de adquirir os direitos exploratórios de um bloco está mais relacionada com a estimativa do tamanho da reserva do que propriamente com o nível do lance, e segundo, quanto à importância da estimativa da reserva, na qual existe maior possibilidade de erros no cálculo de suas dimensões nas áreas de novas fronteiras.

Dougherty e Nozaki (1975) fizeram um trabalho similar ao de Capen *et al.* (1971), analisando a competição por meio de um modelo de simulação estocástico e sugerindo uma estratégia ótima de participação em um leilão competitivo. Estes autores concluíram que um valor ótimo para lance está diretamente relacionado com o número de competidores, quão “agressivos” são estes competidores e com a qualidade da estimativa do valor de mercado da área comparada com os demais. Adicionalmente, eles concluem que um competidor deve ser mais conservador quando os valores estimados são muito incertos e quando existe pouca ou nenhuma informação sobre a área oferecida. Os lances refletem o risco associado com a aquisição dos direitos do bloco por ser uma fração do valor de mercado estimado da área oferecida.

O valor monetário esperado (VME) de uma área é dado por:

$$\text{VME} = (\text{chance de ganhar}) \times (\text{ganho se vencer}). \quad (3.1)$$

Em longo prazo, o VME é simplesmente a rentabilidade média dos blocos adquiridos por lance proposto. As quantidades entre parênteses são dadas por:

$$(\text{chance de ganhar}) = (\text{probabilidade do lance ser } x) \times (\text{probabilidade dos competidores proporem menos que } x). \quad (3.2)$$

Supondo que o valor de mercado da reserva seja uma unidade, mas nenhum dos competidores tem acesso a essa informação, realizando estimativas em torno deste valor, logo:

(ganho se vencer) = valor real do bloco – valor do lance

$$\begin{aligned} &= I - x \\ &= I - C_o v_o \quad (0 \leq C_o \leq 1), \end{aligned} \tag{3.3}$$

onde C_o é a fração do valor de mercado estimado e v_o é o valor de mercado estimado da reserva. Pode-se observar que os autores partem do princípio de que o valor do lance é uma fração do valor de mercado estimado da reserva, ou seja, a fração C_o é que define o valor da oferta apresentada no leilão, e a precisão da estimativa do valor de mercado da reserva definirá a rentabilidade da área.

De acordo com a Equação 3.3 observa-se que o ganho pode ser positivo ou negativo, dependendo da estimativa do valor de mercado da reserva e da definição da fração que determinará o lance. Caso a estimativa do valor da reserva seja maior que 1 (um), ou seja, a empresa tenha superestimado este valor, a fração definirá se a rentabilidade da área será positiva ou não, sendo que a probabilidade de adquirir o bloco será elevada. Em contrapartida, se a empresa subestima o valor de mercado da reserva, a possibilidade desta adquirir os direitos sobre a área será pequena, mesmo que a fração seja elevada, mas em caso de sucesso no leilão, o ganho será elevado.

Ao contrário de Capen *et al.* (1971), que obteve os resultados assumindo que os lances possuem um comportamento lognormal, estes autores assumem que os valores estimados pelos competidores são representados por uma distribuição gamma. O uso desta distribuição permite a integração da Equação 3.1 analiticamente (maiores detalhes do processo de integração da equação podem ser encontrados em Dougherty e Nozaki (1975)). As duas distribuições comportam-se de forma parecida, com vantagem da distribuição gamma poder ser analisada analiticamente.

Dougherty e Nozaki (1975) atestam que apesar de todo avanço tecnológico, a atividade de exploração de petróleo ainda é um negócio de alto risco. Como as apostas nos leilões são muito altas, para manter-se “saudável” é necessário entender os riscos envolvidos no processo e realizar um esforço contínuo para quantificá-los, garantindo assim a probabilidade a seu favor.

Conforme aumenta a incerteza sobre o valor de mercado da reserva ocorre uma transição do valor ótimo do lance que deve ser ofertado, ou seja, a fração ótima diminui. Esta transição da fração ótima se caracteriza por uma “luta” entre a necessidade de manter uma margem de rentabilidade e adquirir novas áreas exploratórias com o objetivo de obter lucros. Devido as pressões para obtenção dessas novas áreas serem mais intensas que a manutenção da margem de lucros, a empresa estará sujeita ao perigo de sacrificá-los com intuito de aumentar o tamanho das suas reservas.

Finalizando o artigo, os autores sugerem que o conhecimento dos interesses dos competidores e de qual será o comportamento destes no leilão é tão importante quanto a dedicação para melhorar a estimativa do tamanho da reserva. De acordo com o modelo apresentado, qualquer mudança no comportamento dos prováveis concorrentes na aquisição de uma determinada área, altera significativamente a fração ótima (valor do lance) que será ofertado pela empresa.

Lohrenz (1987) segue na mesma linha dos dois autores, sugerindo uma estratégia de atuação das empresas em um leilão competitivo. O autor considera que antes de definir esta estratégia, a empresa deve estabelecer quais são seus objetivos no leilão. Dois objetivos distintos podem ser considerados: maximização das reservas de óleo e gás natural e maximização do valor presente.

Segundo as regras matemáticas, o primeiro objetivo é obtido quando o valor do lance produz um valor esperado igual a zero ($VE = 0$); o segundo objetivo é alcançado quando o lance proposto maximiza VE. No primeiro caso, não interessa para a empresa se o bloco adquirido gerará lucro, mas sim se é possível adicionar reserva sem prejuízo financeiro. No segundo caso, o

objetivo da empresa não é adicionar reservas para melhorar a sua carteira de projetos, mas adquirir blocos que maximizem os seus lucros.

Lohrenz (1987) considera que uma área vale V e que a empresa que pretende adquirir os direitos exploratórios desta área oferece b_j , enquanto as n demais empresas oferecem b_i , que não são necessariamente iguais entre elas. A probabilidade da empresa j ter sucesso no leilão é dada por:

$$p_s/n = p(b_j \text{ é maior que todos os } n \text{ } b_i\text{'s}), \quad (3.4)$$

onde p_s é a probabilidade de sucesso no leilão, e o valor esperado (VE) será:

$$VE/n = (p_s/n) \times [V - b_j / (b_j \text{ é maior que todos os } n \text{ } b_i\text{'s})]. \quad (3.5)$$

Pode-se observar na Equação 3.5 que VE, b_i e b_j são frações do valor de mercado da reserva (V).

Lohrenz (1987) define VE como:

$$VE = \phi(n, C_j, C_i, \sigma_j^2, \sigma_i^2). \quad (3.6)$$

Considere um jogador j e n competidores chamados i , todos apresentarão uma proposta para o bloco que está sendo licitado. Cada jogador fará uma estimativa do valor de mercado da área de acordo com as informações obtidas sobre o bloco. Suponha que o valor de mercado seja uma unidade ($V = 1$). Devido ao grau de incerteza relacionada com a medição da reserva, o autor parte da pressuposição que a estimativa de V possui uma distribuição lognormal com média geométrica 1 e variância σ^2 , independente para cada empresa. A variância da empresa j é dada por σ_j^2 e a dos demais competidores σ_i^2 .

Assim como para Capen *et al.* (1971) e Dougherty e Nozaki (1975), o lance proposto será uma fração do valor de mercado estimado da área. C_j é a fração que multiplicada pelo valor da reserva define o lance proposto pela empresa que atua conforme a estratégia sugerida pelo autor (jogador j) e C_i são as frações do valor estimado pelas demais empresas. O modelo de Lohrenz (1971) procura um valor de C_j que maximiza o ganho esperado (VE) por meio de simulação estocástica, considerando as demais variáveis da Equação 3.6.

A abordagem de Lohrenz (1987) baseado na Equação 3.6 para a definição da fração ótima é dividida em quatro partes. Primeiramente o autor analisa um único leilão, não considerando qualquer restrição do lance ofertado. Nesta simulação, o autor conclui que o valor esperado diminui conforme aumenta a competição, ou seja, os ganhos vão tornando-se menores proporcionalmente ao maior interesse das demais empresas no leilão (aumento de C_i). A fração ótima (C_j) nestas condições varia entre 10 e 20%.

Na segunda parte, o autor define um modelo e as suposições que conduzem para um lance ótimo quando o número de competidores é estipulado. Nesta situação, Lohrenz (1987) confirma que quanto mais acirrado o interesse pela área, menor o ganho esperado (VE) e maior deve ser a fração ótima (C_j) para que a empresa possa adquirir os direitos exploratórios. As mesmas conclusões são apresentadas na terceira parte quando existe um número incerto de competidores.

Considerando o consórcio, o autor apresenta duas razões para os competidores preferirem estes à participação individual. Primeiramente, uma empresa pode agregar valor de informação por meio da participação em um consórcio com empresas que possuem maior conhecimento da área. Mesmo que a empresa não participe do consórcio como operadora de uma área que está sendo leiloada, ainda existe a possibilidade desta adquirir informação por meio de parcerias para desenvolvimento de alguns projetos específicos.

A segunda razão é baseada na aversão ao risco, que aparece tanto nos processos decisórios de curto e como nas de longo prazo. O risco de curto prazo está relacionado com a oportunidade de não participar de uma área desejada, e o consórcio pode possibilitar esta participação. Risco de longo prazo é a seqüência de insucessos que uma empresa pode sofrer nos leilões, e o consórcio

pode figurar-se como uma solução, pois permite o investimento mais elevado quando comparado com atuação isolada de uma empresa.

Considerando a formação de consórcios, Hendricks *et al.*(1992) analisam os leilões federais da *Outer Continental Shelf* (OCS) no EUA. Os autores estudaram a relação entre consórcios formados, número de participantes por bloco oferecido e lucros obtidos. Para avaliar a formação dos consórcios foram analisados dois grupos distintos: as grandes empresas, que apresentaram lances sozinhos ou em conjunto, representando 20% ou mais do leilão, e as pequenas empresas.

O estudo baseia-se na hipótese que a formação de consórcios aumentam a competição por facilitarem a participação de pequenas empresas. Consórcios que envolvem pequenas empresas são motivados primeiramente pela restrição de capital, pois para estas participarem de leilões em áreas promissoras precisam desembolsar elevadas quantias monetárias para terem sucesso, dado que possivelmente a competição será acirrada. Para reduzir esta despesa na aquisição do bloco, a empresa procura ajuda financeira de outra empresa de petróleo.

Em contrapartida, as pequenas empresas podem não estar dispostas em dividir o conhecimento e nem a experiência com possíveis empresas que possam a vir utilizar desta informação para a participação naquele ou em outro leilão subsequente. Portanto, as pequenas empresas procuram se associar com aquelas que não desejam explorar a região (investidores). Por outro lado, os autores atestam que a maioria das pequenas empresas não estava preocupada somente com a exploração, e que os consórcios entre grandes e pequenas empresas eram essencialmente troca de conhecimentos, experiências e diversificação do risco exploratório.

Os consórcios permitem que as empresas compartilhem informações assimétricas, criem sinergia, aumentem competência e desenvolvam tecnologia. Todas estas características reduzirão a incerteza e aumentarão o valor de mercado estimado da área (Hendricks & Porter, 1988; 1992; Hendricks *et al.*, 1994; Porter, 1994; Tavares, 1999). Além disso, a formação de consórcio reduzirá a concorrência sobre determinada área, reduzindo o lance que será ofertado.

Lohrenz (1987) define a maldição do vencedor como sendo a punição sofrida pelos competidores que não refletem seus melhores interesses para aumentar a competição através da auto-repressão. Em outras palavras, a empresa que não segue seus interesses e arrisca mais em uma competição acirrada, está sujeita a sofrer a maldição do vencedor. Segundo o autor, quando uma política ótima de leilão direciona para um lance menor devido à existência de um grande número de fortes competidores e esta não é seguida, esta empresa está fadada a sofrer a maldição do vencedor.

O autor conclui com uma série de etapas que devem ser seguidas para na formulação da oferta em um leilão competitivo, de forma que seja ótima e maximize VE. Além disso, uma empresa pode ter mais sucesso apresentando lances isoladamente do que em forma de consórcio. Para o autor, o consórcio somente é justificado quando existe uma redução dos riscos e uma adição de informação que compensem o custo de dividir o lucro.

Wilson (1977) demonstra que a formação de preços por intermédio de leilões competitivos satisfaz a lei dos grandes números, tanto no sentido estatístico quanto no senso econômico. Em outras palavras, se um leilão selado é oferecido para o maior lance proposto, dado que o objeto oferecido tem valor monetário definido mas não conhecido e cada um dos competidores possui amostras que são independentes e identicamente distribuídas condicionadas ao valor, então o lance máximo é quase certamente o valor real. Assim, nenhum jogador conhece o valor real do objeto; já é essencialmente certo que o vendedor receberá este valor na licitação. O autor conclui também que quanto maior o número de competidores, mais o valor do lance vencedor se aproxima do valor real do objeto.

Segundo o autor, a empresa deve adotar uma estratégia que leva em conta o número de competidores e o valor estimado da área para definir o lance em um leilão competitivo. Portanto, o primeiro passo para participar de um leilão é a estimativa do valor de mercado dos blocos de interesse (Wilson, 1977). Esta conclusão segue a mesma linha dos demais autores que desenvolveram modelos estratégicos em leilões competitivos.

Por outro lado, a conclusão de que os valores das ofertas convergem para o valor real do bem pode não ser válida na indústria do petróleo. Nos leilões competitivos de aquisição de direitos exploratórios nem sempre o valor do bem é positivo, ou seja, a empresa pode ter insucesso na etapa de exploração do bloco e não encontrar o hidrocarboneto. Este tipo de leilão é caracterizado pelas incertezas associadas ao valor de mercado da área oferecida, sendo que a empresa deve arcar com os custos do insucesso, inclusive dos lances oferecidos.

Reece (1978) apresenta um modelo de leilão competitivo aplicado ao ambiente OCS. O estudo analisa duas medidas de desempenho: o rendimento total capturado pela sociedade e a divisão desses rendimentos entre compradores e vendedor. Estas quantidades são computadas em função do nível de incerteza da estimativa do valor de mercado da reserva e do número de participantes do leilão.

Segundo o autor, os leilões da OCS são caracterizados por grandes incertezas relacionadas com o valor de mercado da área oferecida. Apesar destas incertezas, existe a possibilidade da empresa capturar uma fração significativa da rentabilidade de uma área quando a concorrência é pequena. Quando a área não é muito atrativa ou é caracterizada pela pouca quantidade de informação, poucas empresas apresentarão ofertas, permitindo que lances de valores mais modestos adquiram os direitos exploratórios, de forma que estes investimentos não influenciem de forma negativa a possível rentabilidade do projeto.

Adicionalmente, com o aumento da incerteza ocorre a diminuição da renda total que pode ser capturada pela sociedade, pois quando os valores de mercado dos blocos são altamente incertos, investimentos são feitos em blocos que podem não ser rentáveis, fazendo com que áreas que poderiam apresentar lucros permaneçam inexploradas. A inatividade de áreas exploratórias afeta de maneira significativa a renda que pode ser auferida pela sociedade, tanto no que diz respeito à captação de impostos como na absorção de mão de obra local.

Cada empresa defronta-se com a dificuldade de definir uma estratégia de lance $b_n(s)$ que maximize o valor esperado caso o bloco seja adquirido:

$$\int_0^{\infty} \int_0^{\infty} (v - f_c - b_n(s)) F(b, v) g(s/v) h(v) ds dv, \quad (3.7)$$

onde:

$(v - f_c - b_n(s))$ = o valor líquido em caso de sucesso no leilão, supondo que existe sucesso exploratório,

v = o valor de mercado do bloco. Assume-se que este valor possui distribuição *lognormal* e sua função densidade de probabilidade é dada por $h(v)$,

f_c = custo fixo que incorre ao vencedor do leilão,

$b_n(s)$ ou b = é o lance proposto quando a empresa observa o valor de mercado estimado s ,

$g(s/v)$ = é a função densidade de probabilidade lognormal para o valor estimado s , dado o valor bruto v ,

$F_n(b, v)$ = a probabilidade de ganhar um leilão quando o valor bruto verdadeiro é v e o lance b é submetido. Quando todas as empresas são idênticas e o equilíbrio pode ser alcançado, $F_n(b, v)$ é a probabilidade de que todos os concorrentes apresentarão ofertas menores que b .

O modelo aplicado por Reece (1978) é similar aos modelos de Capen *et al.* (1971), Dougherty e Nozaki (1975), Wilson (1977) e Lohrenz (1987). Assume-se que uma única área de valor desconhecido (mas positivo) será leiloada. Cada um dos competidores obtém uma estimativa não viciada do valor de mercado do bloco, independente da função de probabilidade. O objetivo do modelo é encontrar o valor do lance que maximize a Equação 3.7 em função do valor de mercado estimado obtido, o número de competidores, a estratégia de atuação dos outros participantes e a variância da distribuição do valor de mercado estimado da área.

Diferentemente dos demais autores, Reece (1978) estava interessado nas propriedades de equilíbrio do modelo, focalizando o estudo como um meio pelo qual o governo possa escolher o ponto de equilíbrio mais consistente aos objetivos da política pública. Os demais autores não discutem as estratégias de equilíbrio e assumem uma série de suposições considerando estratégias de competição, apresentando o lance ótimo como resultado.

A renda máxima esperada caso todos os blocos econômicos (blocos com $v > f_c$) fossem desenvolvidos e todas as áreas não econômicas fossem evitadas é dada por:

$$\int_{f_c}^{\infty} (v - f_c) h(v) dv. \quad (3.8)$$

Desde que exista um número n de empresas participando do leilão, a renda máxima capturada por estas é dada pela fração:

$$\frac{n \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} (v - f_c - b_n(s)) F_n(b, v) g(s/v) h(v) ds dv}{\int_{f_c}^{\infty} (v - f_c) h(v) dv}. \quad (3.9)$$

A renda esperada máxima capturada pelo governo é dada pela fração:

$$\frac{n \int_0^{\infty} \int_0^{\infty} b_n(s) F_n(b, v) g(s/v) h(v) ds dv}{\int_{f_c}^{\infty} (v - f_c) h(v) dv}. \quad (3.10)$$

Na Equação 3.9 observa-se que a fração da renda absorvida pela empresa está diretamente relacionada com os custos fixos e com o valor do lance, tornando a definição de uma estratégia de apresentação da oferta importante na rentabilidade do projeto. Por outro lado, a fração renda auferida pelo governo está relacionada com as ofertas apresentadas (Equação 3.10), demonstrando a importância do desenvolvimento de uma estratégia adequada para seleção das áreas que serão oferecidas em um leilão.

Quando a empresa que pretende adquirir os direitos minerais de uma determinada área emprega a estratégia de maximização do valor esperado, realiza suposições sobre o número de

participantes e cuidadosamente estima o valor de mercado da reserva, o lance oferecido pode ser substancialmente menor que o valor verdadeiro do bloco. Nesta situação, tanto o governo como a empresa auferirão renda. Entretanto, esta afirmação contrapõe-se aos resultados alcançados por Wilson (1977), considerando que o valor do lance vencedor converge para o valor real do bloco conforme aumenta o número de competidores.

Na indústria do petróleo existe uma tendência de que o governo deva assumir toda a responsabilidade de todos os levantamentos geológicos básicos (geologia, geofísica etc.), adquirindo novas informações de forma que as áreas que serão leiloadas possam ser melhor avaliadas, e de evitar a possível duplicação de esforços exploratórios realizados pelas empresas petrolíferas. Segundo Reece (1978), o esforço exploratório básico pode ter benefícios públicos, pois as empresas podem não partilhar todas as informações adquiridas por conta própria, por mais rígida que seja a legislação local com relação a divulgação dos resultados exploratórios, fato que não beneficia a sociedade.

Reece (1978) sugere ainda que a indústria de petróleo, trabalhando de forma conjunta, tomará melhores decisões, pois diminuirá os custos de aquisição de informações e aumentará a possibilidade de uma avaliação mais realista da rentabilidade da área. Atuando desta forma, a renda econômica total resgatada pela sociedade aumentará quando os custos dos esforços exploratórios adicionais forem pequenos, e estes diminuirão proporcionalmente ao aumento das empresas que atuam de forma conjunta na aquisição de dados. Conseqüentemente, a parcela da renda absorvida por essas empresas também será maior, permitindo o investimento em novas áreas antes consideradas não atrativas.

Segundo Schuyler (1990), os vencedores de um leilão para aquisição de direitos exploratórios de óleo a gás normalmente pagam valores acima do que a área realmente vale. Para evitar este tipo de problema, o autor sugere um modelo de simulação para medir os impactos de diferentes avaliações sobre área e de diferentes estratégias aplicadas pelas empresas, determinando o valor ótimo que deve ser ofertado para cada situação. O autor atesta que o leilão de um bloco ou de vários blocos são problemas distintos, exigindo estratégias apropriadas e valores ótimos para cada situação. O número de competidores, a qualidade da avaliação da área e

as estratégias empregadas são importantes parâmetros que devem ser levados em conta quando uma empresa planeja participar de um leilão.

Lohrenz (1991) faz uma nova análise dos leilões competitivos avaliando os impactos da distribuição de probabilidade dos lances nos valores esperados (VE). Este estudo segue a mesma linha dos autores mencionados anteriormente (Capen *et al*, 1971; Dougherty e Nozaki, 1975; Wilson, 1977; Lohrenz, 1987), acrescentando a avaliação dos retornos obtidos tanto pelo vendedor como pelo o jogador.

Com base na simulação estocástica e na distribuição lognormal, é realizada uma análise de sensibilidade dos principais parâmetros que influenciam na estratégia competitiva (número de competidores, valor dos lances, qualidade da área, competitividade pela aquisição do bloco, qualidade das estimativas do valor de mercado da área), para avaliação do valor esperado em caso de sucesso no leilão. Uma das análises de destaque de Lohrenz (1991) é a variação do valor esperado do leilão quando o valor da oferta é modificado, ou seja, qual o impacto do lance sobre o valor esperado do bem, tanto na visão do comprador como na visão do vendedor. Deve-se destacar que o estudo foi baseado em leilões competitivos sem reserva de preço de nenhuma espécie ou rejeição de nenhuma oferta por parte do vendedor.

Lohrenz (1991) conclui atestando que a simulação probabilística é uma ferramenta que fornece uma base quantitativa para implementação de qualquer objetivo de estratégia competitiva em um leilão. Os produtos gerados pela simulação são: frequência de sucesso, o valor esperado dos lances vencedores, valor esperado líquido dos competidores e perfil densidade dos resultados dos lances que obtiveram sucesso no leilão.

Muitos dos resultados obtidos, por serem quantitativos, são de senso intuitivo e foram mencionados previamente. Entretanto, o autor discute quatro destes que podem não ser intuitivos:

1. Estimativas mais apuradas do valor de mercado da área podem aumentar a participação na distribuição do valor líquido esperado, mas para capitalizar esta oportunidade o competidor deverá ser mais “agressivo” no leilão.

2. Quanto mais promissoras as áreas, estimativas mais apuradas devem ser determinadas. O valor da área é o orçamento limite do custo do esforço na procura de melhorar as estimativas.
3. Ao contrário da teoria econômica, informações fornecidas pelos vendedores, permitindo uma estimativa mais apurada do bem oferecido, podem diminuir a participação do vendedor na distribuição do valor líquido esperado com a concessão da área.
4. Uma estratégia de um competidor pode gerar um impacto assimétrico nos demais competidores; alguns podem ser pouco afetados enquanto outros podem sofrer um forte impacto.

Kretzer (1993) compara os sistemas de leilões para concessões de direitos exploratórios por meio de lances e de plano de trabalho (métodos discricionários), levando em conta as incertezas associadas na quantidade de recurso. A autora atesta que nas licenças concedidas por leilões os valores dos lances são calculados de forma que seja maximizado o valor esperado da área, enquanto que as licenças concedidas por métodos discricionários por meio do plano de trabalho são baseadas no nível ótimo de investimento.

Outro ponto relevante do trabalho mostra que o nível ótimo de investimentos depende não somente do grau de incerteza no cálculo da quantidade de recurso, mas também da razão do custo unitário de extração pelo preço unitário pelo qual será vendido o recurso (razão custo-preço). Adicionalmente, mostra-se que a concessão discricionária por meio do programa de trabalho sempre excederá o programa de trabalho ótimo, derivada da falta de competitividade no processo⁶.

Na equação 3.11 tem-se o modelo para a estimativa do valor esperado utilizado por Kretzer (1993):

$$VE(k, \theta) = p \left(\int_0^k \theta f(\theta) d\theta + \int_k^\infty k f(\theta) d\theta \right) - ck, \quad (3.11)$$

⁶ Esta situação somente tende a repetir em áreas que possuem um bom nível de levantamentos básicos.

onde:

θ = unidades de recurso (volumes),

k = unidades de capital investido, onde uma unidade de capital é requerida para extrair uma unidade de recurso,

$f(\theta)$ = função densidade de probabilidade subjetiva da quantidade de recurso,

p = preço unitário do recurso,

c = custo unitário de capital.

O modelo empregado é dividido em duas componentes com relação à extração do recurso (integrais entre os parênteses). O primeiro considera que o capital investido no projeto não é o suficiente para extrair completamente o recurso, ou seja, k é menor que o ótimo (k^*). A segunda componente considera que a reserva foi superestimada, ou seja, k é maior que o necessário para a extração completa do recurso, ocorrendo um dispêndio de recurso financeiro.

Para a maximização do valor esperado da Equação 3.11, o k^* é obtido por meio da condição de primeira ordem:

$$VE_k(k, \theta) = p \int_{k^*}^{\infty} f(\theta) d\theta - c = 0, \quad (3.12)$$

assim,

$$\int_{k^*}^{\infty} f(\theta) d\theta = \frac{c}{p}. \quad (3.13)$$

A condição de segunda ordem estabelece que $VE(k^*, \theta)$ é um ponto de máximo local, ou seja, isto significa que $VE_k(k, \theta) \geq 0$ quando $k \leq k^*$, e $VE_k(k, \theta) \leq 0$ quando $k \geq k^*$. A Equação 3.13 mostra que a escolha do investimento ótimo depende da incerteza da quantidade de recurso existente, $f(\theta)$, e da razão custo/preço.

Considerando um leilão competitivo para concessão de direitos exploratórios por meio de lances, o objetivo é a maximização do valor esperado ($VE(k^*, \theta)$), ou seja, o lucro esperado associado com o investimento ótimo por parte da empresa de petróleo define o valor do lance que deve ser ofertado no leilão. A empresa irá oferecer uma quantia $b(n)$, onde n é o número de participantes do leilão, menor que VE máximo, resultando em uma margem de lucro de:

$$VE(k^*, \theta) - b(n). \quad (3.14)$$

Assumindo que $b(n)$ aumenta conforme aumenta o número de participantes no leilão, então os lucros obtidos pela empresa serão menores devido ao aumento da competitividade até o limite em que o lance iguala-se ao valor esperado (Equação 3.14). Entretanto, segundo Kretzer (1993), independente do lance ofertado no leilão, a empresa ainda assim executará o plano de trabalho ótimo, k^* , caso adquira os direitos exploratórios.

Com o aumento da competitividade as empresas devem estudar cuidadosamente o lance que será oferecido com o objetivo de evitar a maldição do vencedor, pois neste tipo de leilão, quanto maior o número de participantes, maior a probabilidade de que o vencedor tenha superestimado o valor de mercado da reserva (Capen *et al*, 1971; Dougherty e Nozaki, 1975; Wilson, 1977; Lohrenz, 1987). As empresas podem evitar a maldição do vencedor ajustando seus lances para valores mais conservadores dos que iriam oferecer devido ao grau de competitividade, e desenvolverem estudos sobre o nível de interesse das demais empresas pela área.

No sistema discricionário, no qual a licença exploratória é concedida conforme o capital que será investido durante o período de concessão, k , o valor de investimento ótimo, k^* , é que definirá a proposta do plano de trabalho. Kretzer (1993) atesta que se a empresa propõe um plano de trabalho equivalente ao investimento de capital ótimo, o ordenamento das empresas com relação ao plano de trabalho não reproduzirá necessariamente a mesma ordem quando este é baseado nos valores monetários esperados pelas companhias.

Segundo Fraser (1991), com razões custo-preço altas, incertezas na quantidade de recurso podem gerar elevados investimentos de capital, mesmo que os valores esperados sejam baixos. A elevada incerteza na quantidade de recurso está atrelada a uma elevada probabilidade de existir ou não um grande reservatório, ou seja, a distribuição de probabilidade da quantidade de recurso é dispersa. Por outro lado, os custos baixos, comparados com os preços, permitem que a empresa invista elevada quantia de capital em condições de grande incerteza da quantidade recurso, arriscando no evento da descoberta de uma grande reserva e garantir elevado retorno financeiro.

Quando as empresas participam de um leilão em que o fator de decisão é discricionário, podem oferecer planos de trabalho maiores que o investimento ótimo, aumentando a probabilidade de sucesso no leilão em detrimento do valor esperado. Kretzer (1993) atesta que uma empresa que participa deste tipo de leilão deve considerar a rentabilidade da sua proposta e a probabilidade de adquirir os direitos exploratórios. O valor esperado neste caso é dado por:

$$VE_{pt} = VE(k, \theta) \cdot G(k, n), \quad (3.15)$$

onde $G(k, n)$ é função distribuição de probabilidade de adquirir os direitos exploratórios com relação ao investimento proposto, k , e o número de empresas que participarão do leilão, n .

Para a maximização do valor esperado da Equação 3.15, o k_{pt}^* é obtido por meio da condição de primeira ordem:

$$\frac{VE_k(k, \theta)}{VE(k, \theta)} = -\frac{G_k(k, n)}{G(k, n)}. \quad (3.16)$$

Restringindo o valor de k para que o valor esperado seja positivo ($VE(k, \theta) > 0$), e desde que $G(k, n)$ e $G_k(k, n)$ são não negativos, então $VE_k(k, \theta)$ é obrigatoriamente menor que zero para garantir a relação da Equação 3.16. Esta propriedade só é possível de ser alcançada quando $k_{pt}^* >$

k^* , ou seja, o valor do investimento ótimo neste tipo de mecanismo de concessão seja maior que o valor ótimo de investimentos para extração do recurso.

Esta propriedade resulta em uma característica importante deste tipo de mecanismo, na qual a empresa tende a superestimar o volume de investimentos devido às pressões de aquisição do direito exploratório, ou seja, aumentar a probabilidade de sucesso no leilão. Este tipo de situação é prejudicial para captação de renda por parte do governo, pois um volume financeiro acima do necessário para extrair todo o recurso é empregado em um único projeto, ocorrendo distribuição ineficiente do capital entre as áreas exploratórias disponíveis.

Em contrapartida, se a empresa oferece investimentos menores que os necessários para a extração total do recurso e, mesmo assim, adquire os direitos exploratórios devido à ausência de competição, o reservatório pode não ser completamente explorado, fazendo com que governo não afigure todo potencial de renda da área. Estas duas conclusões demonstram que os mecanismos puramente discricionários baseados em planos de trabalhos não são eficientes para a concessão dos direitos minerais, gerando ineficácia na alocação de áreas exploratórias, bem como na captação de renda pela sociedade.

Kretzer (1994) comparou o sistema de alocação de recursos minerais por meio de lances com o plano de trabalho, quando é permitida uma pré-exploração da área que está sendo oferecida. Neste caso, quando o leilão é anunciado, é permitido às empresas explorarem a área para aumentarem a quantidade de informação e diminuírem as incertezas quanto à quantidade de recurso presente. O estudo concentra-se na avaliação do impacto deste procedimento nos dois sistemas de concessões de direitos exploratórios. O modelo empregado é o da Equação 3.11 com vários níveis de incerteza quanto ao tamanho da reserva.

A autora conclui que a redução da incerteza pode não ter nenhum efeito sobre o plano de trabalho ótimo oferecido pela empresa ou no valor esperado, caso adquira os direitos exploratórios, ou seja, a pré-exploração pode ser não rentável. Isto ocorre porque a quantidade de capital que a empresa pretende investir não é alterado com o aumento do conhecimento da área.

Por outro lado, a exploração pode alterar o valor ótimo do lance, pois como a oferta é baseada na estimativa do valor da reserva, uma diminuição da incerteza permite a apresentação de um lance mais preciso e consistente com o valor esperado do projeto. Entretanto, a decisão de fazer ou não a pré-exploração ou qual a quantidade de informação adquirir precisa levar em conta o efeito desta sobre o lance ótimo, a expectativa de lucro da estratégia de atuação no leilão e o custo da exploração, para evitar que empresa faça investimentos elevados na fase de pré-exploração, sendo que esta pode não adquirir os direitos exploratórios. Adicionalmente, no caso de leilões com apresentação de ofertas existe um incentivo para que a empresa conduza a pré-exploração para ganhar vantagem competitiva sobre as demais empresas.

Kretzer (1994) atesta que embora a pré-exploração aumente a produtividade do capital investido por meio da melhora da estimativa do investimento ótimo e conseqüentemente o aumento do valor do lance em leilões com apresentação de ofertas, o sistema discricionário por meio de plano de trabalho remove todo o potencial de aumento da produtividade do capital investido adquirido com a pré-exploração, pois as empresas são obrigadas a manter um nível de investimento acima do ótimo para elevarem a probabilidade de adquirirem os direitos exploratórios.

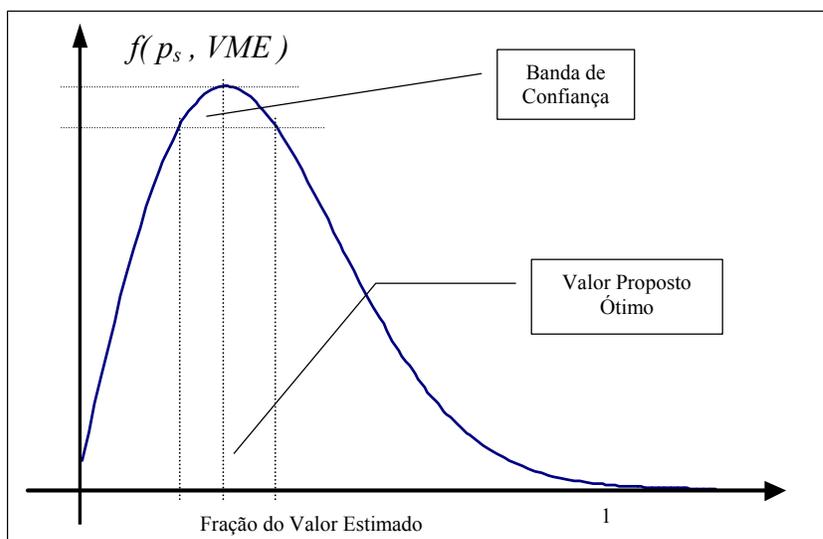
O objeto de estudo de Tavares (1999 e 2000) é o desenvolvimento de uma estratégia para aumentar o *trade-off* entre o capital investido para adquirir o direito de exploração de uma área e o valor esperado total da área adquirida. O autor também faz uma análise do dinheiro deixado pelas empresas sobre a mesa. Utilizando a análise das licitações em águas profundas do Golfo do México, no período de Mar/97 e Mar/2000, o autor estimou que uma quantia elevada de dinheiro foi deixada na mesa: em média de 42% a 63%. A terceira rodada de licitação na Venezuela e a primeira rodada no Brasil também foram analisadas, revelando, respectivamente, 25% e 51% de média de dinheiro deixado na mesa.

As empresas devem otimizar o montante de dinheiro excedente para obterem o direito de exploração de uma área e ainda serem capazes de adquirir mais áreas nas rodadas de licitações. Tavares (1999 e 2000) apresenta uma estratégia de atuação em um leilão baseado na aquisição de informações sobre a área de interesse e dos possíveis competidores que possam participar do

mesmo, sendo que uma das etapas desta estratégia é a proposição de um consórcio para o intercâmbio de informações. Os consórcios combinam sinergia, aumentando o valor do bloco e reduzem a competição.

Baseado no estudo de Capen *et al.* (1971), Tavares (1999 e 2000) sugere um modelo de estratégia competitiva para estimar a fração ótima do valor estimado do projeto. Como a empresa não sabe se irá vencer o leilão, a probabilidade de obter os direitos exploratórios dos blocos deve ser maximizada. Portanto, a empresa de petróleo deve realizar uma análise que forneça probabilidade de sucesso no leilão, p_s , e que maximize o valor esperado do projeto, de forma que o ganho esperado seja uma função bivariada destes dois parâmetros.

Para lances de valores baixos, as empresas terão uma probabilidade muito pequena de obter sucesso no leilão. Os lances baixos devem ser associados com a fração pequena do valor de mercado estimado da reserva. Por outro lado, para lances com valores elevados (fração alta do valor do projeto) a rentabilidade (VME – bônus) será menor. Na Figura 3.1 tem-se um gráfico teórico da função ganho esperado, $f(p_s, VME)$, pela fração do lance que varia entre 0 e 1. Desta forma, o competidor precisa identificar uma fração ótima que maximize a probabilidade de ter sucesso no leilão e não reduza demasiadamente os lucros, evitando a maldição do vencedor.



Fonte: modificado de Tavares (1999 e 2000).

Figura 3.1 – Curva do lance ótimo em um leilão competitivo

A obtenção da fração ótima do valor estimado, a qual define o lance que será ofertado, pode ser considerada como uma análise subjetiva. Esta fração deve ser usada principalmente quando uma grande quantidade de dados estatísticos estão disponíveis, quando os resultados obtidos da Figura 3.1 podem ser compreendidos pelos tomadores de decisão em uma empresa e quando estiverem de acordo com a preferência ao risco dos decisores (Tavares, 2000).

O autor conclui ressaltando a importância da aquisição de informação assimétrica⁷ e da adição de sinergia através de consórcios com outras empresas como sendo importante ferramenta estratégica que deve ser empregada pelas empresas petrolíferas que pretendem participar de leilões competitivos. Além disso, Tavares (2000) sugere que tomando decisões por meio desta estratégia, as empresas são capazes de aumentar o *trade-off* entre o capital gasto na aquisição de blocos e o retorno esperado das áreas em questão.

Postali (2002a e 2002b) faz uma análise dos tributos que incidem sobre o setor de petróleo. Dentre eles está o bônus fixo, que se enquadra na categoria de pagamentos incondicionais, ou seja, a carga de risco recai integralmente sobre o investidor. O bônus fixo consiste em vender os direitos de exploração por uma soma monetária fixa, independente dos resultados do projeto ou mesmo da existência de investimento.

Segundo o autor, este tipo de tributo só é adequado em situações em que existe elevado grau de certeza quanto ao poder produtivo do recurso, sobre a estabilidade política governamental e quando há certo grau de competição dos agentes. Se essas qualidades se verificarem, o valor dos lances do leilão tenderá a convergir para o valor da renda do recurso, já que se trata do resultado de um mecanismo competitivo.

No estudo do bônus fixo, Postali (2002a e 2002b) concentra-se no grau de neutralidade desta modalidade de tributo, ou seja, avalia sua capacidade de alterar decisões de investimentos,

⁷ Quando um competidor possui mais informações que os demais, seja por privilégios de consórcios ou por estarem operando na região há mais tempo, esta informação é definida como assimétrica.

no sentido de tornar inviáveis projetos lucrativos antes do imposto. Após a análise, o autor conclui da seguinte forma:

“Do ponto de vista dos critérios de avaliação propostos, o bônus fixo não é neutro, pois pode tornar inviáveis projetos lucrativos se o valor mínimo fixado em um edital for inadequado ao potencial do campo. Já o critério de maximização de receitas tem um efeito ambíguo, uma vez que, ao mesmo tempo em que se pode ser majorado sem provocar desincentivos à eficiência da firma, tem o poder de afugentar investimentos devido sua capacidade de alterar o valor presente líquido esperado do projeto. Por outro lado, um dos grandes atrativos é a sua facilidade de administração.”

O autor conclui que o bônus fixo não altera o volume de investimentos ótimos, ou seja, o bônus fixo não altera o nível de investimentos considerado ótimo para extração do bem mineral, pois a empresa que adquiri a concessão de E&P, muitas vezes com bônus de assinatura elevados, investirá na exploração o montante financeiro previamente definido antes da realização do leilão.

Entretanto, o bônus fixo provoca uma distorção no perfil temporal do projeto, através de um subaproveitamento da jazida. Postali (2002a) também atesta que o bônus fixo, utilizado sozinho, não é adequado, pois o investidor ao tomar sua decisão poderá levar em conta a possibilidade da criação de novos tributos no futuro, caso o governo perceba que o bônus estabelecido foi muito aquém do potencial lucrativo dos recursos. Deve-se ressaltar que o bônus mínimo fixado pela ANP nas cinco rodadas de licitações foram muito baixos em relação aos valores esperados das áreas, praticamente não interferindo nos resultados das licitações.

Algumas considerações devem ser feitas sobre os modelos competitivos apresentados nesta seção. Primeira, todos os estudos atestam que o valor do lance ofertado em um leilão é baseado no valor de mercado estimado da reserva, ou seja, o bônus oferecido é fração do ganho estimado em caso de sucesso no leilão, demonstrando que o lance é um reflexo do ganho que as empresas esperam auferir adquirindo a área. Outro ponto relevante é a competitividade, pois quanto maior a probabilidade da participação de mais empresas no leilão, maiores serão os lances e,

conseqüentemente, a rentabilidade será menor. Finalmente, a qualidade da estimativa da quantidade de recurso é de suma importância, pois como o bônus é baseado neste valor, uma estimativa precisa permite que a empresa possa ser mais “agressiva” no leilão e ainda tenha uma boa rentabilidade sobre a área, ou seja, a qualidade da informação interfere diretamente no sucesso do projeto pós-leilão.

3.2 – Outros Estudos

Dougherty *et al.* (1979) desenvolveram um modelo probabilístico para avaliar alternativas que mais atraem os competidores, com o objetivo de analisar o número de lances oferecidos em um leilão. Uma discussão sobre o número de lances recebidos para os leilões da *Outer Continental Shelf* (OCS) pode ser encontrado em Lohrenz (1983a e b).

Suponha que existem M competidores em potencial para participação em um leilão, cada qual com probabilidade p de apresentar um lance. O número esperado de competidores é dado por pM e a frequência na qual o leilão receberá 0, 1, 2, ..., lances é regido pela distribuição binomial. Se M é grande e p é pequena, a distribuição binomial pode ser aproximada pela distribuição de Poisson.

A distribuição binomial ou de Poisson pode não descrever corretamente a variação no número de lances recebidos em um leilão. Dessa forma, o autor considera um modelo misto de três distribuições de Poisson (Equação 3.17) para incorporar as variações dos lances oferecidos nos leilões da Plataforma Continental do EUA.

$$P_n = F_1Po(n_1=0) + F_2Po(n_2) + F_3Po(n_3), \quad (3.17)$$

onde:

Po é a distribuição de Poisson,

F_1 é fração oferecida por nenhum competidor,

F_2 é fração que recebeu uma atenção modesta,

F_3 é a fração que atrai grande interesse.

Neste modelo existem 5 parâmetros desconhecidos: F_1 , F_2 , F_3 , n_2 e n_3 , entre os quais existem duas restrições:

$$F_1 + F_2 + F_3 = 1, \quad (3.18)$$

$$\bar{n} = F_2 n_2 + F_3 n_3. \quad (3.19)$$

Na Equação 3.18 tem-se que a soma das frações é igual a 1, ou seja, estas frações seriam os pesos que cada uma das possibilidades tem de ocorrer para o leilão de uma determinada área. A média de participantes que apresentem lances para aquisição de uma determinada área está expressa na Equação 3.19.

Os parâmetros desconhecidos podem ser determinados por intermédio das restrições tal que:

$$\sum_n P_n [\ln(P_n^* / P_n)]^2 \quad (3.20)$$

é minimizado para cada um dos leilões oferecidos. P_n^* é fração exata de um leilão que recebeu exatamente n lances.

O modelo da Equação 3.17 pode ser utilizado para análise de diferentes tipos de leilões, ou seja, investiga-se qual o tipo de mecanismo de licitação atrai mais competidores, tal que a eficiência da competição é medida pela média de participantes. Os autores concluem afirmando que o modelo de probabilidade não indica que um leilão baseado em royalty variável resulta em mais competidores comparado com o leilão selado.

Diversas análises estatísticas dos leilões da *Outer Continental Shelf* (OCS) foram realizadas desde 1954, ano em que este tipo de mecanismo passou a ser aplicado para a concessão de

direitos exploratórios na indústria do petróleo no EUA. Brown (1966) analisou estatisticamente os leilões até 1964. Lohrenz e Oden (1973) analisaram a relação entre os leilões oferecidos, as áreas concedidas e a produção de óleo. Dougherty e Lohrenz (1977) e Lohrenz e Dougherty (1977) fizeram uma análise do dinheiro deixado na mesa pelas empresas e de quão “agressivas” foram na apresentação dos lances nos leilões federais da OCS. Dougherty *et al.* (1978) fizeram uma análise do perfil acumulado dos lances ofertados nos leilões da OCS e da produção de óleo e gás subsequente a licitação, avaliando o comportamento de cada empresa. O estudo é baseado na análise estatística dos consórcios formados para apresentação de lances da OCS, e na maneira que estes consórcios interferem na competitividade do processo de licitação. Dougherty *et al.* (1979) analisaram estatisticamente os leilões federais para concessão de áreas exploratórias de óleo e gás no estado do Alasca. Marsh (1979) fez um estudo de três mecanismos competitivos de licitações que foram empregados no EUA: apresentação de bônus, royalty e divisão dos lucros, comparando-os e discutindo as vantagens e desvantagens de cada um. Dougherty e Lohrenz (1980) fizeram um estudo do impacto do mecanismo de licitação baseado na oferta de porcentagem de royalties realizados em 1974 e 1977 no EUA, além de verificarem que a distribuição normal ajusta adequadamente este tipo de oferta. Lohrenz e Dougherty (1983) fizeram uma análise estatística dos bônus oferecidos na OCS no EUA, analisando conjuntamente os lucros obtidos pelas empresas que adquiriram direitos exploratórios nesta região.

Lohrenz (1984) apresenta uma avaliação dos resultados dos leilões da plataforma continental do EUA. O autor conclui que a quantidade elevada de leilões oferecidos tem provocado uma diminuição da média de lances por leilão. Já, o número de lances para áreas atrativas tem se mantido estável. A apresentação de diversos blocos em um leilão fez com que a ocorresse uma diminuição da média de lances por bloco, pois diversas áreas não são consideradas atrativas e acabam recebendo uma ou nenhuma oferta de aquisição dos direitos exploratórios. Quando a análise é feita somente para áreas que historicamente sempre atraíram competidores, a média de lances apresenta-se estável.

Lohrenz (1988) faz uma revisão do lucro obtido pelas empresas que adquiriram direitos nesses leilões. Baseando-se as análises em 1.223 leilões realizados no período entre o 1954-1960, cobrindo uma área de 21.043 km². Segundo o autor, para os lucros serem satisfatórios, os bônus

pagos nos leilões devem ser pequenos. O autor afirma ainda que a eliminação dos bônus pode não fazer com que os lucros sejam robustos, mas sim que sejam comparáveis com as demais indústrias que adquiriram direitos por meio de leilões competitivos. Os bônus pagos nos leilões, segundo Lohrenz, são os maiores responsáveis pela baixa rentabilidade dos projetos. O autor conclui afirmando que elevados bônus pagos no passado podem ser reduzidos no futuro por intermédio de um gerenciamento cauteloso e por uma análise estratégica dos leilões competitivos.

Repsold Júnior (2003) apresenta um estudo da dinâmica econômica da indústria de exploração e produção de petróleo e do processo de decisão de investimentos sob incertezas, envolvendo situações de competição pela aquisição de áreas e de cooperação entre as firmas na formação de consórcios. O autor desenvolve uma solução analítica para a condição de equilíbrio para a formação de consórcios e uma solução numérica para os processos competitivos com intuito de determinar as ofertas ótimas que maximizem o lucro esperado.

Capítulo 4

Concessão das Atividades de Exploração de Óleo e Gás no Brasil

Em 6 de agosto de 1997, o Congresso Nacional aprovou a lei nº 9.478/97, denominada lei do Petróleo (Brasil, 1997), que dispõe sobre a política energética nacional e implementa outras medidas, em consonância com a Emenda Constitucional nº 9, de 1995, que flexibiliza a forma de execução do monopólio da União para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural (ANP, 1999, 2000, 2001, 2002 e 2003).

Com a aprovação da Lei do Petróleo, criou-se a Agência Nacional do Petróleo (ANP) como órgão responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo. Dentre suas atribuições, descritas em Brasil (1997) destaca-se

“... a de elaborar os editais e promover as licitações para a concessão dos direitos de exercício de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução.”

Nesse sentido, a ANP possui a tarefa de estabelecer regras que propiciem a criação de um mercado mais competitivo e que, conseqüentemente, tragam vantagens para o país, principalmente para os consumidores, que podem ser traduzidas numa maior arrecadação fiscal e diminuição das importações de petróleo. Concernente aos consumidores, melhoria na qualidade

dos derivados de petróleo e uma política de preços que reflita o comportamento do mercado internacional (ANP, 2004).

Uma das atribuições da ANP é concessão de direitos de E&P de óleo e gás, promovendo rodadas de licitações para que as empresas interessadas possam concorrer com outras para adquirir estes direitos para blocos situados em bacias sedimentares terrestres e marítimas no Brasil. O processo de licitação aplicado pela ANP é composto basicamente por três etapas: qualificação das empresas, demonstração de interesse por grupos de blocos específicos e apresentação das propostas (Figura 4.1).

Primeiramente as empresas precisam passar por uma avaliação da capacidade técnica, financeira e legal. Esse processo seletivo permite a ANP pré-qualificar empresas que realmente possuem condições de atuar no setor E&P no Brasil. De acordo com sua qualificação, as empresas são classificadas nas categorias A, B ou C, definindo para quais áreas as empresas podem apresentar ofertas.

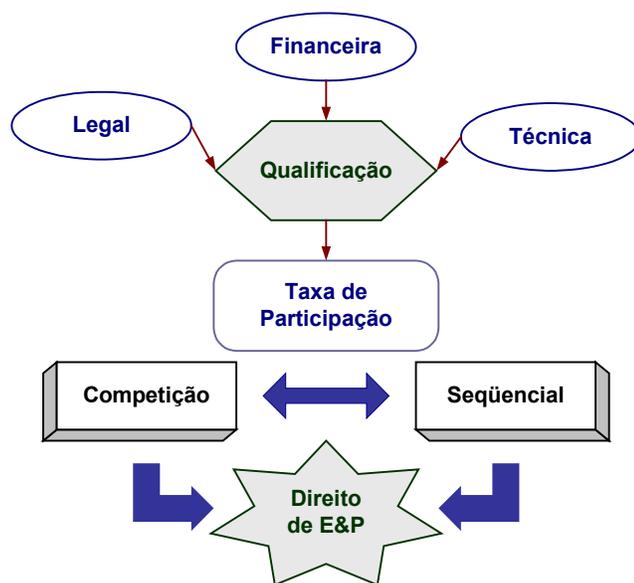


Figura 4.1 – Processo de concessão de áreas exploratórias no Brasil

Após a pré-qualificação, as empresas para serem habilitadas a participar das rodadas de licitações, precisam demonstrar interesse pelas áreas por meio do pagamento obrigatório da Taxa

de Participação, cujos valores variam para cada bacia onde se localizam os blocos que serão licitados. As empresas somente poderão apresentar ofertas para blocos localizados nas bacias para os quais pagaram as respectivas Taxas de Participação. É importante ressaltar que o pagamento desta taxa é obrigatório e individual, mesmo que a empresa apresente ofertas em forma de consórcio.

A próxima etapa é a de apresentação de ofertas, realizada pela entrega de envelopes lacrados. Entretanto, uma empresa que apresenta oferta para um determinado bloco deve fornecer, na data da apresentação das ofertas, cauções de garantia de oferta à ANP, para garantir a obrigação do concorrente da licitação de assinar o Contrato de Concessão para o(s) bloco(s) em que foi vencedor.

O processo para apresentação de ofertas é bloco a bloco, de acordo com a seqüência estabelecida no edital de licitação. As ofertas são elaboradas isoladamente para cada bloco licitado e são entregues em envelopes lacrados, sendo aceitas somente ofertas das empresas e/ou consórcios que constem de pelo menos uma empresa habilitada, na fase de pré-qualificação, como operadora do bloco licitado. Os vencedores de cada bloco são anunciados antes que sejam recebidas as ofertas do bloco seguinte.

Para analisar o critério de julgamento das ofertas algumas definições fazem-se necessárias:

- Bônus de Assinatura: é valor monetário ofertado para obtenção da concessão de E&P, não podendo ser menor que o bônus mínimo estabelecido;
- Aquisição Local de Bens e Serviços: é o valor ofertado, em percentual, relativo ao compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento do bloco licitado;
- Programa Exploratório Mínimo (PEM): é o valor ofertado, em Unidades de Trabalho (UT), relativo ao compromisso com o cumprimento mínimo de investimentos na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento do bloco licitado. As Unidades de Trabalho são equivalentes às propostas oferecidas

contendo número de poços exploratórios que serão perfurados, realização de sísmica 2D e 3D, métodos potenciais (levantamentos gravimétricos e levantamentos aeromagnetométricos), levantamentos geoquímicos e a profundidade mínima de cada poço perfurado.

Com a flexibilização do regime legal concernente as atividades de E&P no Brasil, a Petrobras, conforme descrito na Lei do Petróleo, transferiu para a ANP as informações e dados que dispunha sobre as bacias sedimentares brasileiras, assim como as atividades de pesquisa de exploração e produção de óleo ou gás natural, desenvolvidas em função da exclusividade do exercício do monopólio. A Lei do Petróleo determinava, ainda, um prazo de três meses para que a Petrobras submetesse a ANP o programa de exploração, desenvolvimento e produção, permitindo a ratificação dos direitos da empresa sobre cada um dos campos que se encontravam em efetiva produção.

Em 6 de agosto de 1998, conforme previsto no artigo 33 da Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo), foram assinados 397 contratos de Concessão entre a Agência Nacional de Petróleo (ANP) e a Petróleo Brasileiro S.A. (ANP, 2004), conhecida como Rodada de Licitação Zero. Estes contratos foram distribuídos conforme a Tabela 4.1

Tabela 4.1 – Blocos concedidos para Petrobras em 06/08/1998

Blocos em Exploração	115
Campos em Desenvolvimento	51
Campos em Produção	231

A primeira rodada de licitação para concessão de direitos de E&P foi realizada em 1999 com o leilão de blocos das principais bacias sedimentares brasileiras. A partir desta data foram realizadas mais quatro rodadas e, em 2004, já está prevista a sexta rodada de licitação. Os critérios adotados para a determinação do vencedor do leilão foram os mesmos até 2002, no qual o bônus de assinatura figurava-se como agente determinante na definição da empresa que receberia a concessão de E&P. Entretanto, a partir de 2003, ocorreu uma mudança nos critérios

de definição do vencedor do leilão, no qual o bônus de assinatura deixa de ser o elemento principal com a obrigatoriedade da apresentação do Programa Exploratório Mínimo no momento do leilão (ou do lance).

4.1 – Critérios de Julgamento das Ofertas das Quatro Primeiras Rodadas de Licitações

O julgamento das ofertas dos concorrentes habilitados para as quatro primeiras rodadas de licitações no Brasil foi feito mediante a obtenção de pontos. A pontuação final é a soma de três notas dadas as ofertas, sendo que cada uma destas tem um peso específico.

- Nota A – compromisso com aquisição de bens e serviços na fase de exploração

Segundo a ANP (1999, 2000, 2001 e 2002), para o compromisso com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração não foi exigida oferta mínima, mas as ofertas acima de 50% foram tratadas como sendo 50%. Em outras palavras, a oferta máxima foi de 50%, mesmo que a empresa assumisse o compromisso maior com bens e serviços locais nesta fase.

$$\text{Nota A} = [(\text{percentual ofertado})/(\text{maior percentual ofertado})] \times 3 \quad (4.1)$$

Observa-se que o peso da aquisição de bens e serviços na fase de exploração é de 3% (Equação 4.1) e que a nota é relativa ao maior percentual ofertado.

- Nota B – compromisso com aquisição de bens e serviços na etapa de desenvolvimento.

Segundo a ANP (1999, 2000, 2001 e 2002), para o compromisso com aquisição local de bens e serviços na fase de desenvolvimento não foi exigida oferta mínima, mas as ofertas acima de 70% foram tratadas como sendo 70%. Em outras palavras, a oferta máxima foi de 70%, mesmo que a empresa assumisse o compromisso maior com bens e serviços locais nesta etapa.

$$\text{Nota B} = [(\text{percentual ofertado})/(\text{maior percentual ofertado})] \times 12 \quad (4.2)$$

Observa-se que o peso da aquisição de bens e serviços na etapa de desenvolvimento é de 12% (Equação 4.2) e que a nota é relativa ao maior percentual ofertado.

- Nota C – bônus de assinatura

Segundo a ANP (1999, 2000, 2001 e 2002), o bônus de assinatura é o principal critério utilizado para o julgamento das ofertas. O valor ofertado não podia ser inferior ao valor mínimo estabelecido (Tabela 4.2), com a penalidade de desqualificação do concorrente.

Tabela 4.2 – Bônus de Assinatura mínimo das quatro primeira rodadas de licitações
(em mil reais)

Classificação	Rodada de Licitação			
	1	2	3	4
A	250	300	300	300
B	170	200	200	200
C	85	100	100	100

Fonte: ANP (2004)

$$\text{Nota C} = [(\text{bônus ofertado})/(\text{maior bônus ofertado})] \times 85 \quad (4.3)$$

Observa-se que o peso bônus de assinatura é de 85% (Equação 4.3) e que a nota é relativa ao maior bônus ofertado.

- Nota Final

$$\text{Nota Final} = \text{Nota A} + \text{Nota B} + \text{Nota C} \quad (4.4)$$

As ofertas foram classificadas segundo a ordem decrescente de notas, sendo declarado vencedor o concorrente cuja oferta obtiver a maior nota. Apesar do bônus de assinatura ser o principal critério para conceder o direito de E&P de um bloco, nem sempre o maior bônus oferecido é o vencedor do leilão, pois 15% da pontuação final depende do comprometimento com a aquisição de bens e serviços locais. Um exemplo foi o bloco BM-C-8, localizado na Bacia de Campos, licitado na segunda rodada, no qual a empresa que adquiriu os direitos de E&P da área ofereceu um lance ligeiramente menor do que a empresa que ofereceu o maior bônus.

Para exemplificar o critério de julgamento das ofertas até a quarta rodada de licitação, considera-se o bloco BM-S-10, marítimo e situado na Bacia de Santos, oferecido e arrematado na segunda rodada de licitação (Tabela 4.3).

Tabela 4.3 – Ofertas do bloco BM-S-10 licitado na segunda rodada de licitação

Consórcio	Participação (%)	Bônus de Assinatura (R\$)	Fornecedor Local		Nota Final
			Exploração (%)	Desenv. (%)	
Petrobras*	50				
Chevron	25	101.995.032	35	30	98,2857
BG	25				
Kerr-McGee*	30				
Amerada Hess	30	9.259.873	20	35	21,4312
Enterprise	30				
Odebrecht	10				
YPF*	60				
Eni	40	9.000.128	25	20	16,5005

* Empresa operadora; Fonte: ANP (2004)

Para demonstrar como é calculada a pontuação final da oferta, considere o consórcio composto pelas empresas Petrobras, Chevron e BG. Conforme as Equações 4.1, 4.2 e 4.3, as Notas A, B e C são dadas por:

$$\text{Nota A} = \frac{0,35}{0,35} \times 3 = 3,0000$$

$$\text{Nota B} = \frac{0,30}{0,35} \times 12 = 10,2857$$

$$\text{Nota C} = \frac{101.995.032}{101.995.032} \times 85 = 85,0000$$

De acordo com a Equação 4.4 a nota final da oferta é dada pela soma das notas A, B e C, ou seja:

$$\text{Nota Final} = 3,0000 + 10,2857 + 85,0000 = 98,2857$$

A nota final da oferta apresentada pelo consórcio liderado pela Petrobras para a concessão dos direitos de E&P do bloco BM-S-10 foi de 98,2857, superando as notas dos demais consórcios (Tabela 4.3), e sagrando-se a vencedora do leilão. A pontuação do consórcio vencedor só não foi máxima porque o consórcio liderado pela empresa Kerr-McGee ofereceu um percentual de comprometimento com bens e serviços local maior na fase de desenvolvimento do projeto, comparado com os demais consórcios.

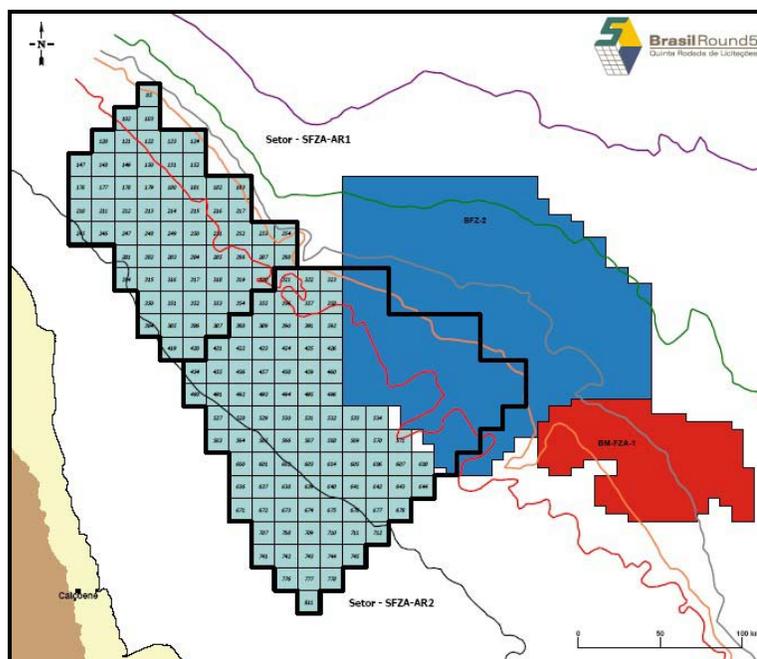
As vantagens deste tipo de leilão foram descritas no Capítulo 2, ou seja, este mecanismo competitivo permite a maximização da renda auferida pelo governo, sendo de gerenciamento simples. Entretanto, apesar do comprometimento com bens e serviços locais, as empresas não apresentam um programa exploratório mínimo no momento da licitação, possibilitando o aproveitamento ineficiente da área concedida no período pós-leilão, situação que não favorece a sociedade. Na quinta rodada de licitação, a ANP passou a exigir que as empresas apresentassem este plano no momento do leilão para a concessão dos blocos, sendo o Plano Exploratório Mínimo responsável por 30% da nota final obtida pela empresa/consórcio.

4.2 – Critérios de Julgamento das Ofertas da Quinta Rodada de Licitação

O critério de julgamento das ofertas da quinta rodada de licitação no Brasil sofreu significativa mudança. Nas quatro primeiras rodadas o mecanismo de licitação era considerado misto, pois exigia a apresentação da oferta financeira e o comprometimento com bens e serviços locais. Na quinta rodada o mecanismo de licitação continua misto, mas as empresas passaram a apresentar o Programa Exploratório Mínimo (PEM) com peso igual ao bônus de assinatura na pontuação final da oferta. Além disso, até a quarta rodada o leilão era selado e seqüencial, na qual os blocos eram concedidos um a um, já na quinta rodada o leilão passou a ser uma mistura de selado seqüencial com selado simultâneo.

A ANP criou setores subdivididos em blocos, na qual cada setor é licitado seqüencialmente e as empresas apresentam as ofertas simultaneamente em envelopes lacrados para os blocos deste setor. Os setores estão situados nas principais bacias sedimentares brasileiras e são licitados conforme a ordem estabelecida no edital público da Agência (ANP, 2003). Cada um dos setores está subdividido em blocos simétricos que foram licitados simultaneamente.

Na Figura 4.2 tem-se o setor SFZA-AR1 e SFZA-AR2 situados na Bacia da Foz do Amazonas e licitados na quinta rodada. No total foram oferecidos 156 blocos abrangendo uma área de 29.936,93 km², com dimensão média de 191,90 km² por bloco. Cada um dos setores foi oferecido individualmente, mas as empresas apresentaram suas ofertas para o número de blocos desejados dentro do setor de uma única vez. Deve-se ressaltar que os tamanhos dos blocos oferecidos nesta rodada são menores, praticamente com a mesma dimensão e simétricos comparados com os blocos das rodadas anteriores.



Fonte: ANP (2004)

Figura 4.2 – Setores e blocos da Bacia da Foz do Amazonas

O critério para julgamento das ofertas dos concorrentes habilitados foi feito mediante a atribuição de pontos e pesos baseados no Bônus de Assinatura, no Programa Exploratório Mínimo e no comprometimento com bens e serviços locais na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento do projeto.

- Nota A – Bônus de Assinatura

O Bônus de Assinatura não podia ser inferior ao valor mínimo estabelecido. Para blocos que requeriam operadores “C”, o valor do Bônus de Assinatura mínimo foi de R\$ 10.000,00. Para blocos que requeriam operadores “B”, o valor do Bônus de Assinatura mínimo foi de R\$ 20.000,00, e para blocos que requeriam operadores “A”, o valor do Bônus de Assinatura mínimo foi de R\$ 100.000,00 (ANP, 2003).

$$\text{Nota A} = [(\text{bônus ofertado})/(\text{maior bônus ofertado})] \times 30 \quad (4.5)$$

A nota obtida com o Bônus de Assinatura teve peso 30, devendo-se ressaltar que qualquer bônus oferecido menor que o valor mínimo estabelecido foi desqualificado.

- Nota B – Programa Exploratório Mínimo (PEM)

Segundo ANP (2003), o PEM é expresso em números inteiros de Unidades de Trabalho (UT) e também compõe a oferta da empresa. As UTs foram computadas conforme estabelecido no edital de licitação de blocos exploratórios. A pontuação do PEM ofertado é dada pela Equação 4.6.

$$\text{Nota B} = [(\text{PEM ofertado, em UTs}) / (\text{maior PEM ofertado, em UTs})] \times 30 \quad (4.6)$$

Observa-se que a importância do PEM na pontuação final é 30%, ou seja, o mesmo peso do Bônus de Assinatura. Esta foi uma das principais mudanças ocorridas em relação aos leilões anteriores, pois o Bônus de Assinatura deixou de ser fator predominante no julgamento das ofertas.

- Notas do compromisso com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração

Para o comprometimento com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração (Fator E), foi aplicado o percentual mínimo obrigatório descrito na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Percentuais mínimos obrigatórios de investimentos locais na fase de exploração e etapa de desenvolvimento.

Qualificação Operacional	Fase de Exploração	Etapa de Desenvolvimento
Requerida	(Fator E)	(Fator D)
A	30%	30%
B	50%	60%
C	70%	70%

Fonte: ANP (2003)

Nas rodadas de licitações anteriores não existia uma exigência do valor percentual mínimo, caracterizando mais uma mudança no processo de concessão de direitos de E&P aplicados pela ANP na quinta rodada. A pontuação atribuída aos percentuais de compromisso oferecida na fase de exploração foi baseada no índice PEXP, calculado para cada item da oferta por (ANP, 2003):

$$\text{PEXP} = (\text{PEM Ofertado, em UTs}) \times [(\text{Percentual ofertado} / \text{Fator E})^2 - 0,8] \quad (4.7)$$

Adicionalmente, a ANP criou uma diferenciação entre blocos terrestres e marítimos para o compromisso com aquisição de bens e serviços locais. Para os blocos em mar, a oferta foi composta de dois valores percentuais:

- i. operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia;
- ii. perfuração, completação e avaliação de poços.

A nota obtida com o compromisso de aquisição local de bens e serviços para fase de exploração de blocos em mar foi dada por:

$$\text{Nota C} = (\text{PEXP ofertado i} / \text{maior PEXP ofertado i}) \times 7 \quad (4.8)$$

$$\text{Nota D} = (\text{PEXP ofertado ii} / \text{maior PEXP ofertado ii}) \times 8 \quad (4.9)$$

Observa-se este parâmetro representa 15% da nota final obtida pelo concorrente (Equação 4.8 e 4.9), divididos entre as notas “C” e “D”. Outro fato relevante é que nas rodadas de licitações anteriores o compromisso de aquisição local de bens e serviços não estava atrelado a um plano de trabalho, e na quinta rodada este compromisso vem atrelado com o PEM ofertado pela empresa por meio do índice PEXP.

Para os blocos em terra, a oferta foi composta de três valores percentuais expressos em números inteiros, detalhando o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços para:

- i. operações de aquisição de dados de geologia e geofísica;
- ii. operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica;
- iii. perfuração, completação e avaliação de poços.

A nota obtida com o compromisso de aquisição local de bens e serviços para fase de exploração de blocos em terra foi dada por:

$$\text{Nota E} = (\text{PEXP ofertado i} / \text{maior PEXP ofertado i}) \times 4 \quad (4.10)$$

$$\text{Nota F} = (\text{PEXP ofertado ii} / \text{maior PEXP ofertado ii}) \times 4 \quad (4.11)$$

$$\text{Nota G} = (\text{PEXP ofertado iii} / \text{maior PEXP ofertado iii}) \times 7 \quad (4.12)$$

Como no caso de blocos marítimos, para a licitação de blocos terrestres o compromisso com a aquisição local de bens e serviços também está atrelado com o PEM por meio do índice PEXP. Nos blocos em terra são dadas três notas, ao invés de duas como nos blocos em mar, pois foi criada uma divisão entre a aquisição e o processamento de dados de geologia e de geofísica. Esta divisão obriga as empresas que pretendem atuar em E&P no Brasil a comprometerem-se com empresas nacionais em dois estágios diferentes na fase de exploração de blocos terrestres, refletindo a confiança da ANP na indústria brasileira.

- Notas do compromisso com aquisição local de bens e serviços na etapa de desenvolvimento

Como na fase exploração, as empresas, na apresentação das ofertas, precisam assumir um percentual mínimo obrigatório de compromisso com aquisição local de bens e serviços na etapa

de desenvolvimento. O percentual mínimo obrigatório está descrito na Tabela 4.3 (Fator D). A pontuação atribuída aos percentuais de compromisso oferecidos na etapa de desenvolvimento foi baseada no índice PDEV, calculado para cada item da oferta por:

$$\text{PDEV} = (\text{Percentual ofertado} / \text{Fator D})^5 - 0,5 \quad (4.13)$$

Como na fase de exploração, foi criada uma diferenciação entre bacias marítimas e terrestres. Para os blocos em mar, a oferta foi composta por dois valores percentuais, expressos em números inteiros, detalhando o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços para:

- i. serviços de engenharia de detalhamento;
- ii. perfuração de poços, completção, avaliação, construção e montagem da plataforma (unidade de produção), plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção (linhas, risers e equipamentos submarinos) e sistemas de escoamento de produção.

A nota obtida com o compromisso de aquisição local de bens e serviços para etapa de desenvolvimento de blocos em mar foi dada por:

$$\text{Nota H} = (\text{PDEV ofertado i} / \text{maior PDEV ofertado i}) \times 7 \quad (4.14)$$

$$\text{Nota I} = (\text{PDEV ofertado ii} / \text{maior PDEV ofertado ii}) \times 18 \quad (4.15)$$

Pelas Equações 4.14 e 4.15 observa-se que o compromisso com aquisição local de bens e serviços na etapa de desenvolvimento para blocos marítimos corresponde a 25% da nota final obtida pela empresa. Somando com a fase de exploração, o compromisso de aquisição local de bens e serviços é responsável por 40% da nota final. Nas quatro primeiras rodadas de licitações, somente 15% da nota final estava relacionada com o compromisso de aquisição local de bens e serviços, mas na última rodada de licitação este parâmetro de julgamento da oferta assumiu um

elevado grau de importância no critério de decisão do leilão, demonstrando a preocupação da ANP com o desenvolvimento de todos os segmentos da indústria do petróleo no Brasil.

Para os blocos em terra, a oferta foi composta por dois valores percentuais, expressos em números inteiros, detalhando o compromisso mínimo com fornecedores locais de bens e serviços para:

- i. serviços de engenharia de detalhamento;
- ii. perfuração de poços, completação, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento de fluidos e sistemas de escoamento da produção.

A nota obtida com o compromisso de aquisição local de bens e serviços para etapa de desenvolvimento de blocos em terra foi dada por:

$$\text{Nota J} = (\text{PDEV ofertado i} / \text{maior PDEV ofertado i}) \times 7 \quad (4.16)$$

$$\text{Nota L} = (\text{PDEV ofertado ii} / \text{maior PDEV ofertado ii}) \times 18 \quad (4.17)$$

Como nas bacias em mar, o compromisso de aquisição de bens e serviços na etapa de desenvolvimento em bacias terrestre é responsável por 25% da nota final da oferta (Equações 4.16 e 4.17).

- Nota Final

A nota final obtida pelo concorrente foi a soma das notas obtidas com o Bônus de Assinatura, Programa Exploratório Mínimo, compromisso de aquisição local de bens e serviços na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento. A pontuação máxima que um concorrente podia obter era de 100 pontos. Para os blocos em mar, a nota final foi dada por (soma das Equações 4.5, 4.6, 4.8, 4.9, 4.14 e 4.15):

$$\text{Nota Final}_{\text{mar}} = \text{Nota A} + \text{Nota B} + \text{Nota C} + \text{Nota D} + \text{Nota H} + \text{Nota I} \quad (4.18)$$

Para os blocos em terra, a nota final foi dada por (soma das Equações 4.5, 4.6, 4.10 4.11, 4.12, 4.16 e 4.17):

$$\text{Nota Final}_{\text{terra}} = \text{Nota A} + \text{Nota B} + \text{Nota E} + \text{Nota F} + \text{Nota G} + \text{Nota J} + \text{Nota L} \quad (4.18)$$

As ofertas foram classificadas segundo a ordem decrescente de notas, sendo declarado vencedor o concorrente cuja oferta obtiver a maior nota.

Algumas restrições foram adotadas pela ANP para a concessão de determinados blocos. Exclusivamente para os setores listados na Tabela 4.5, as empresas estavam limitadas a apresentar ofertas, como operadores, em no máximo dois blocos destes setores. Entretanto, não existiram restrições para empresas que apresentaram ofertas em consórcios como não operadores, mesmo que tenham apresentado um número máximo de ofertas como operador para esses setores.

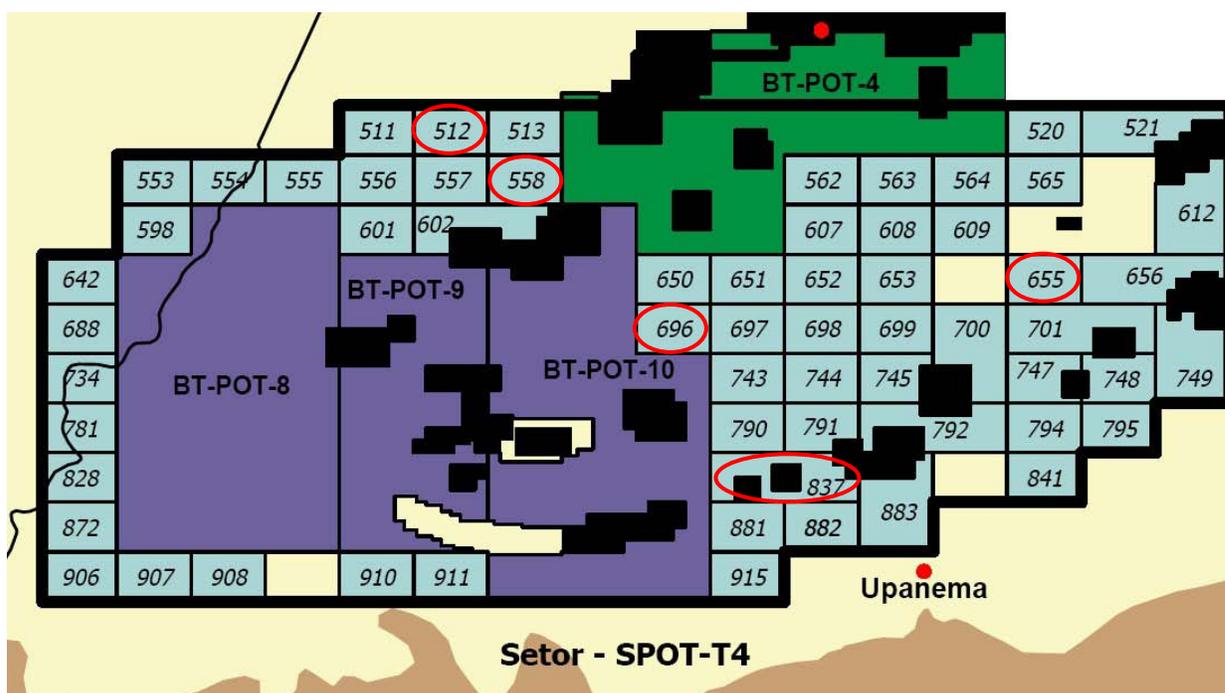
Tabela 4.5 – Restrições à apresentação de ofertas

Bacia	Setor	Número máximo de ofertas por operador
Espírito Santo (terra)	SES-T4	2
	SES-T6	2
Recôncavo	SREC-T2	2
	SPOT-T2	2
Potiguar	SPOT-T3	2
	SPOT-T4	2
	SPOT-T5	2

Fonte: ANP (2003)

As áreas para as quais foram estipuladas restrições estão situadas em blocos terrestres. As restrições têm o objetivo de permitir a participação de mais empresas no processo de licitação dos blocos que exigem uma quantidade menor de investimento, pois apresentam uma infraestrutura já consolidada. Estas restrições evitam o monopólio dos setores por parte das grandes empresas, permitindo que as pequenas do ramo de petróleo entrem no mercado brasileiro.

Para exemplificar o critério de julgamento das ofertas da quinta rodada de licitação, considere setor SPOT-T4 (Figura 4.3), terrestre e situado na Bacia Potiguar. Este setor foi subdividido em 62 blocos com uma área total de 2.146,17 km², sendo arrematado cinco blocos: POT-T-512, POT-T-558, POT-T-655, POT-T-696 e POT-T-837.



Fonte: ANP (2004)

Figura 4.3 – Blocos do setor SPOT-T4

Na Tabela 4.6 tem-se o resultado do leilão do bloco POT-T-558:

Tabela 4.6 – Ofertas para o bloco POT-T-558

Consórcio	Participação %	Bônus R\$	PEM UT	Aquisição Local de Bens e Serviços					Pontos
				Exploração			Desenvolvimento		
				E	F	G	J	L	
				(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	
Aurizônia	100	60.200,00	10	100	100	100	100	100	55,6097
Partex*	50	30.021,00	1000	100	80	80	90	80	68,6192
Petrobras	50								

Fonte: ANP (2004)

Para mostrar como é calculada a pontuação final da oferta, considere o consórcio composto pelas empresas Partex Oil and Gás (Holdings) Corporation e Petrobras (Petróleo Brasileiro S.A.). Conforme as Equações 4.5, 4.6, 4.7, 4.10, 4.11, 4.12, 4.13, 4.16 e 4.17, as Notas A, B, E, F, G, J e L são dadas por:

$$\text{Nota A} = \frac{30.021,00}{60.200,00} \times 30 = 14,9606$$

$$\text{Nota B} = \frac{1.000}{1.000} \times 30 = 30,0000$$

$$\text{PEXP}_{\text{maior (E)}} = 1.000 \times \left[\left(\frac{100}{70} \right)^2 - 0,8 \right] = 1.240,8163$$

$$\text{PEXP}_{\text{Nota E}} = 1.000 \times \left[\left(\frac{100}{70} \right)^2 - 0,8 \right] = 1.240,8163$$

$$\text{Nota E} = \frac{1.240,8163}{1.240,8163} \times 4 = 4,0000$$

$$\text{PEXP}_{\text{maior (F)}} = 1.000x \left[\left(\frac{80}{70} \right)^2 - 0,8 \right] = 506,1225$$

$$\text{PEXP}_{\text{Nota F}} = 1.000x \left[\left(\frac{80}{70} \right)^2 - 0,8 \right] = 506,1225$$

$$\text{Nota F} = \frac{506,1225}{506,1225} x 4 = 4,0000$$

$$\text{PEXP}_{\text{maior (G)}} = 1.000x \left[\left(\frac{80}{70} \right)^2 - 0,8 \right] = 506,1225$$

$$\text{PEXP}_{\text{Nota G}} = 1.000x \left[\left(\frac{80}{70} \right)^2 - 0,8 \right] = 506,1225$$

$$\text{Nota G} = \frac{506,1225}{506,1225} x 7 = 7,0000$$

$$\text{PDEV}_{\text{maior (J)}} = \left(\frac{100}{70} \right)^5 - 0,5 = 5,4499$$

$$\text{PDEV}_{\text{Nota J}} = \left(\frac{90}{70} \right)^5 - 0,5 = 3,0134$$

$$\text{Nota J} = \frac{3,0134}{5,4499} x 7 = 3,8705$$

$$\text{PDEV}_{\text{maior (L)}} = \left(\frac{100}{70}\right)^5 - 0,5 = 5,4499$$

$$\text{PDEV}_{\text{Nota L}} = \left(\frac{80}{70}\right)^5 - 0,5 = 1,4497$$

$$\text{Nota L} = \frac{1,4497}{5,4499} \times 18 = 4,7881$$

De acordo com a Equação 4.18, a nota final da oferta para blocos terrestres é dada pela soma das notas A, B, E, F, G, J e L, ou seja:

$$\text{Nota Final} = 14,9606 + 30,000 + 4,000 + 4,000 + 7,0000 + 3,8705 + 4,7881 = 68,6192$$

Com o novo critério de julgamento prevaleceu-se o PEM sobre o Bônus de Assinatura. O consórcio (Partex e Petrobras) que adquiriu os direitos de E&P apresentou um lance cerca de 50% menor que o valor apresentado pelo outro concorrente e ofereceu um PEM cem vezes maior que a empresa Aurizônia Empreendimentos Ltda. Este resultado demonstra que para ter sucesso nas rodadas de licitações no Brasil, a partir da quinta rodada, as empresas precisavam criar estratégias mais elaboradas para a apresentação de ofertas, balanceando o Bônus de Assinatura com o PEM, aumentando a probabilidade de sucesso na aquisição dos direitos de E&P no Brasil.

4.3 – Reflexos do Sistema de Concessões no Setor de Óleo e Gás no Brasil

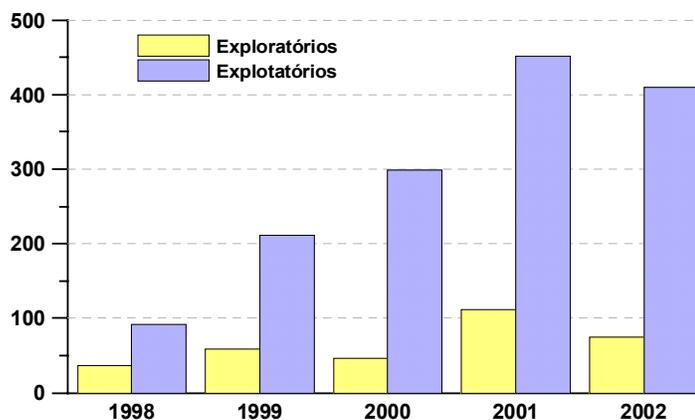
Desde a flexibilização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de óleo e gás no Brasil, a partir de 1998, alguns indicadores podem ser calculados para auxiliarem na avaliação dos efeitos das mudanças na indústria do petróleo brasileira. Os principais indicadores entre 1998 e 2002 estão apresentados na Tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Principais indicadores da indústria de petróleo no Brasil de 1998 a 2002

Indicador	Ano				
	1998	1999	2000	2001	2002
Exploratórios	37	59	46	112	75
Poços Explotatórios	92	211	299	452	410
Produtores	7.464	8.113	8.381	8.710	8.933
Reservas Provasdas	7.393,19	8.190,09	8.499,88	8.531,24	9.850,75
<i>(MM boe)</i> Totais	14.505,67	13.715,23	13.018,64	13.045,95	13.136,51
Produção <i>(MM boe / dia)</i>	0,9764	1,1032	1,2404	1,2989	1,4612
Royalties <i>(milhões US\$)*</i>	244,52	612,90	1.007,04	1.036,23	1.088,57
Empresas Operadoras	1	7	16	29	34

* valores convertidos com base na cotação média do dólar; Fonte: ANP (2004)

O segmento de E&P de petróleo caracteriza-se por envolver altos investimentos associados a projetos com elevados riscos técnicos, econômicos e políticos que requerem décadas para implantação. Sem dúvida, alguns dos maiores riscos são os geológicos, que se relacionam à existência de acumulações de petróleo que é traduzida pelo sucesso exploratório (Suslick, 2003). Uma forma de diminuir os riscos geológicos é por meio de perfuração de poços, aumentando o grau de conhecimento das áreas exploratórias. A evolução do número de poços perfurados entre 1998 e 2002 está disposta na Figura 4.4.



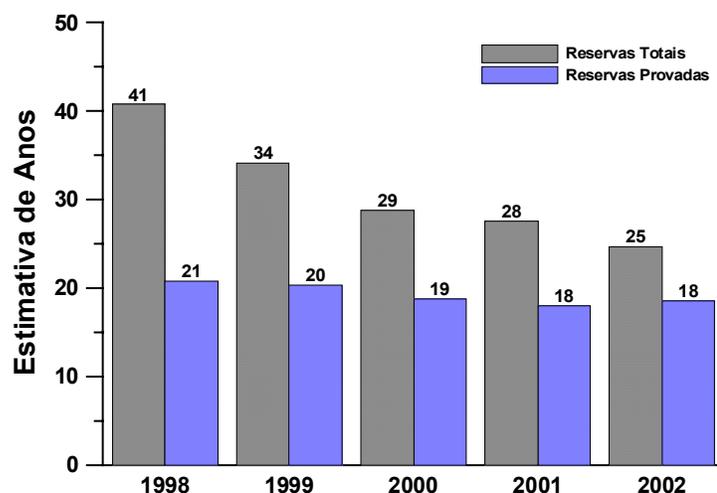
Fonte: ANP (2004)

Figura 4.4 – Evolução do número de poços perfurados entre 1998 e 2002

Do total de 329 poços exploratórios perfurados neste período, cerca de 84% pertencem áreas concedidas na Rodada Zero que foram realizados pela Petrobras ou consórcios, apesar da Petrobras ser sócia em todos os blocos. Observa-se que, apesar da participação de empresas privadas (estrangeiras e nacionais) na exploração das bacias sedimentares aumentarem significativamente no período, o número de poços exploratórios perfurados, desde a flexibilização do monopólio, é muito pequeno. A mesma tendência pode ser observada com relação aos poços exploratórios, apesar do número de perfurações terem aumentado, passando de 92 em 1998 para 452 em 2001 (Tabela 4.7), a Petrobras ainda é responsável pela execução de grande parcela destes poços.

Uma simples comparação com dados internacionais indica ainda que os poços perfurados no período são muito reduzidos e inferiores aos que vem sendo praticados em regiões semelhantes ao Brasil. Para se ter uma pequena dimensão dessas estatísticas, o total de poços exploratórios perfurados no período de cinco anos no Brasil é equivalente apenas ao executado em 2003 nas áreas terrestres e marítimas no EUA.

A relação reservas provadas/produção vem se mantendo constante nos últimos anos, embora em relação às reservas totais observa-se um ligeiro declínio durante o período em questão (Figura 4.4). Segundo Suslick (2003), este fato resulta dos ajustes realizados pela Petrobras no seu sistema de classificação de reservas na metade dos anos 90 para atender as exigências dos órgãos reguladores das bolsas mercantis para emissão de papéis no mercado internacional.



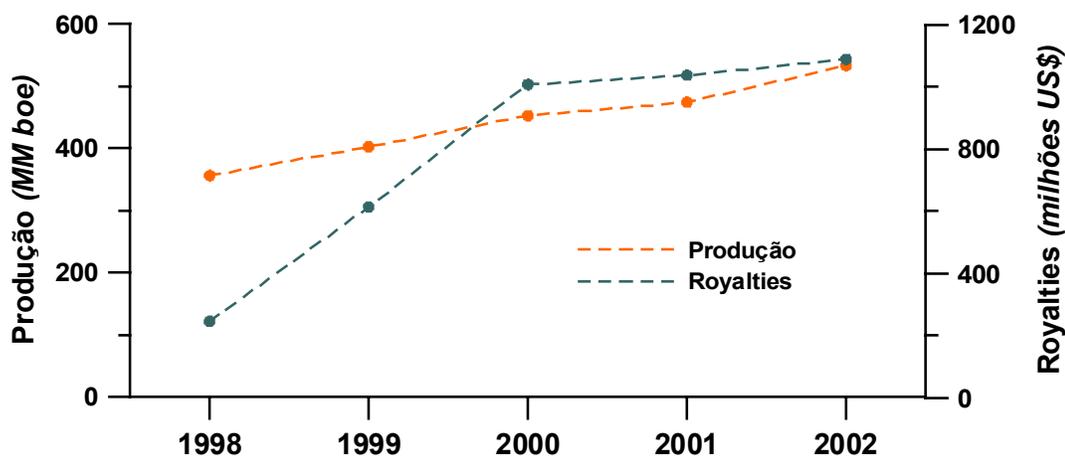
Fonte: ANP (2004)

Figura 4.5 – Perfil evolutivo da razão Reservas/Produção

Um outro grande desafio na manutenção da relação Reserva/Produção refere-se à demanda. Segundo Suslick (2003), para manter essa esta relação nos patamares atuais e considerando-se a curva de demanda de petróleo até 2011, será necessário provar, por ano, cerca 1,6 bilhão de barris de petróleo, volume que caracteriza um campo gigante, para que a hipótese de auto-suficiência se mantenha de maneira sustentável por um período mínimo de cinco anos.

Para manter o ciclo de geração de novas jazidas é necessário que o governo possibilite a ANP fomentar uma política ostensiva de estudos das bacias sedimentares brasileiras envolvendo mapeamentos geológicos, geofísicos, dentre outros de modo que a auto-suficiência não seja efêmera e possa ser mantida dentro de um prazo sustentável.

Outro aspecto importante introduzido pela Lei do Petróleo refere-se ao aumento da receita tributária para os governos municipais, estaduais e para a União. O montante recolhido em royalties cobrados da produção atingiu, em 2002, cerca de 1 bilhão de dólares e para os próximos anos projeta-se um crescimento bastante positivo desta participação governamental (Figura 4.6).



Fonte: ANP (2004)

Figura 4.6 – Evolução da produção e dos royalties no período entre 1998 e 2002

Os recursos dos royalties têm como objetivo, além de atender as demandas dos governos, auxiliar no desenvolvimento científico e tecnológico e na questão ambiental por meio de projetos em parceria com as universidades e centros de pesquisas. O apoio tecnológico é fundamental para superar as limitações hoje enfrentadas pelas empresas brasileiras de fornecedores de equipamentos e de serviços tecnológicos na competição com as similares de origem internacional.

O Brasil encontra-se ainda no processo de transformação de um regime puramente monopolista para um regime de concorrência de mercado. Estas transformações podem levar alguns anos para surtirem efeitos, dado que as concessões são para 35 anos e os projetos de E&P de petróleo também são longos. Uma análise mais apurada da abertura do mercado brasileiro de E&P para empresas privadas ainda é muito precoce.

Entretanto, algumas tendências podem ser observadas. Primeiro, as empresas ao adentrarem no mercado de E&P na sua maioria buscam em parcerias com a Petrobras uma garantia de diversificação do risco, face ao conhecimento acumulado que empresa detém sobre as 29 bacias sedimentares brasileiras nos seus cinquenta anos de existência e do sucesso tecnológico conquistado no ambiente de águas profundas, onde se situa o grande potencial brasileiro petrolífero. Por outro lado, a ANP reformulou o processo de licitação das áreas exploratórias

exigindo um Programa Exploratório Mínimo e uma percentagem maior com o compromisso de aquisição local de bens e serviços, incentivando a indústria nacional e o investimento na aquisição de novas informações das bacias sedimentares, permitindo um detalhamento maior das áreas exploratórias.

Cada um dos agentes neste novo cenário da indústria petrolífera tem suas funções para contemplar o potencial de crescimento no País. O governo deve criar mecanismos transparentes que atraiam os investidores, diminuindo a possibilidade de mudanças durante a vigência do contrato de concessão que apontem para a estabilidade das regras, garantindo assim, a credibilidade internacional, além de incentivar o processo de investimentos para elevar o conhecimento das bacias sedimentares brasileiras. Por sua vez, as empresas devem procurar novos modelos de exploração, investindo na aquisição de informações, seja por meio de perfuração de poços e/ou levantamentos sísmicos, fazendo com que ocorra uma diminuição da dependência da Petrobras como sinalizador das trajetórias a serem adotadas na estratégia exploratória.

Cerca de 60% do território brasileiro é composto por bacias sedimentares, mas a maioria dos investimentos concentra-se principalmente na Bacia de Campos, responsável por 80% da produção de petróleo no Brasil, demonstrando os esforços para o progresso exploratório desta bacia. Este é um indicador de que se ocorrer investimentos mais acentuados nas demais bacias sedimentares, aumenta-se a possibilidade da expansão petrolífera interna.

Capítulo 5

Metodologia Empregada para Análise das Rodadas de Licitações no Brasil

Desde 1999 a Agência Nacional do Petróleo (ANP) realizou cinco rodadas de licitações para a concessão de direitos E&P de óleo e gás no Brasil, na qual foram concedidos 189 blocos situados em 14 bacias sedimentares brasileiras, divididos em terrestres e marítimos, sendo arrecadados cerca de US\$ 740 milhões em bônus de assinatura. O processo de concessão de blocos exploratórios é muito recente e a análise estatística dos resultados tornar-se pertinente para avaliação da eficiência da abertura do mercado de E&P no Brasil.

A metodologia empregada neste trabalho pode ser dividida em duas partes: (1) análise estatística dos resultados das cinco rodadas de licitações e (2) valoração dos blocos exploratórios por meio da simulação estocástica. A primeira parte pode ser subdividida em três: teste de hipótese dos lances oferecidos pelas empresas, análise estatística dos resultados de uma forma geral e análise estatística da participação da Petrobras.

Os dados utilizados neste trabalho são públicos e foram obtidos da página na rede mundial de comunicação (WEB) da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2004). As principais informações dos blocos oferecidos, bem como os resultados das cinco rodadas de licitações geraram a base principal da planilha de trabalho. A primeira etapa do trabalho consiste em dividir os blocos oferecidos conforme suas características geológicas e atratividade de investimentos, gerando a seguinte classificação (Figura 5.1): Margem Equatorial (ME), Margem Leste Águas

Rasas (ML1R), Margem Leste Águas Profundas (ML1P), Margem Leste Outras (ML2), Bacias Maduras (BM) e Novas Fronteiras (NF).



Figura 5.1 – Divisão das bacias sedimentares brasileiras concedidas pela ANP

As bacias sedimentares brasileiras e seus respectivos blocos foram distribuídas conforme a classificação sugerida. Deve-se ressaltar que, para compor os grupos, só foram consideradas as bacias que possuem blocos que receberam ofertas em uma ou mais rodadas de licitações.

- *Margem Equatorial (ME)*: composto pelas bacias Pará-Maranhão (PAMA), Foz do Amazonas (FZA), Ceará Mar (CE), Potiguar Mar (POT), Barreirinhas (BAR). Esta é uma região promissora que tem atraído algumas empresas para investirem na região, mas ainda não foram realizadas descobertas significativas;
- *Bacias Maduras (BM)*: este grupo é composto pelas as bacias amplamente exploradas e que possuem uma grande quantidade de informações. A bacias que compõem este grupo são: Potiguar Terra (POT), Ceará Terra (CE), Sergipe-Alagoas Terra (SEAL), Espírito Santo Terra (ES) e Recôncavo (REC). Este grupo pode ser considerado o que possui menor nível incerteza geológica em função do estágio atual de conhecimento;

- *Margem Leste*: esta é a região de muito interesse das empresas, sendo subdividida em três grupos.
 - *Margem Leste Águas Rasas (ML1R)*: composto pelas bacias de Campos (C), Santos (S) e Espírito Santo (ES), marítimas com lâmina d'água menor que 400 metros;
 - *Margem Leste Águas Profundas (ML1P)*: composto pelas bacias de Campos (C), Santos (S) e Espírito Santo (ES), marítimas com lâmina d'água maior que 400 metros;
 - *Margem Leste Outras (ML2)*: composto pelas bacias de Camamu-Almada (CAL), Jequitinhonha (J), Sergipe-Alagoas Mar (SEAL)

A subdivisão é decorrente da atratividade de cada região em relação ao potencial de reservas de óleo e gás natural. O segundo grupo, ML1P, é caracterizado, principalmente, pela necessidade de altos investimentos, pois os grandes reservatórios estão localizados em águas profundas (acima de 1.000 metros de lâmina d'água) e ultraprofundas (lâmina d'água maior que 2.000 metros);

- *Novas Fronteiras (NF)*: as bacias deste grupo são áreas que foram pouco exploradas no Brasil ou ainda apresentam um nível sistemático de exploração. A maioria das bacias deste grupo possui pouca informação geológica para a estimativa das reservas, sendo caracterizada pelo alto grau de incerteza da presença de hidrocarboneto. Este grupo é composto pelas bacias do Paraná (PAR) e Solimões (SOL).

5.1 – Análise Estatística das Cinco Rodadas de Licitações

Para fazer a análise estatística das cinco rodadas de licitações foram coletados os dados disponíveis dos leilões desde 1999 até 2003. As variáveis em estudo são a quantidade de blocos oferecidos e arrematados, o valor do bônus de assinatura oferecido por bloco, valor do bônus

mínimo, tamanho do bloco e empresas/consórcios que participaram dos leilões. Com relação às informações disponíveis sobre as características dos blocos, as variáveis em estudo são a quantidade de sísmica 2D e 3D e o número de poços perfurados. Todas estas informações são públicas e podem ser acessadas em ANP (2004).

A análise estatística pode ser dividida em três partes:

- a) Teste estatístico para verificar a hipótese de que os leilões possuem uma distribuição lognormal;
- b) Análise estatística das cinco rodadas de licitações considerando a atuação de todas as empresas;
- c) Análise estatística atuação da Petrobras nas cinco rodadas de licitações.

A etapa (a) tem como objetivo verificar se os lances oferecidos nos leilões realizados pela ANP seguem a mesma tendência dos leilões competitivos realizados em outros locais no mundo. É testada a hipótese de que os lances oferecidos em leilões possuem uma distribuição lognormal, sendo realizado os testes para o grupo composto por todos os lances independentemente da área e para cada uma das áreas conforme a classificação sugerida neste estudo.

Se $\ln(X)$ é normalmente distribuído com média μ e variância σ^2 , então X possui uma distribuição lognormal. A função densidade da distribuição lognormal é dada por:

$$f(x) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{1}{2\sigma^2}(\ln x - \mu)^2\right], \text{ com } x > 0, \sigma > 0. \quad (5.1)$$

A distribuição lognormal é especialmente utilizada na modelagem de dados que apresentam distribuição com uma medida de assimetria positiva (Sahai e Khurshid, 2002), ou seja, os dados estão mais concentrados no lado esquerdo da curva. Para avaliar se a distribuição lognormal ajusta estatisticamente os lances oferecidos nas rodadas de licitações promovidas pela ANP foi

utilizado o teste de hipótese *Anderson-Darling*. Este procedimento testa a hipótese de que uma amostra de observações é proveniente de uma distribuição estatística específica.

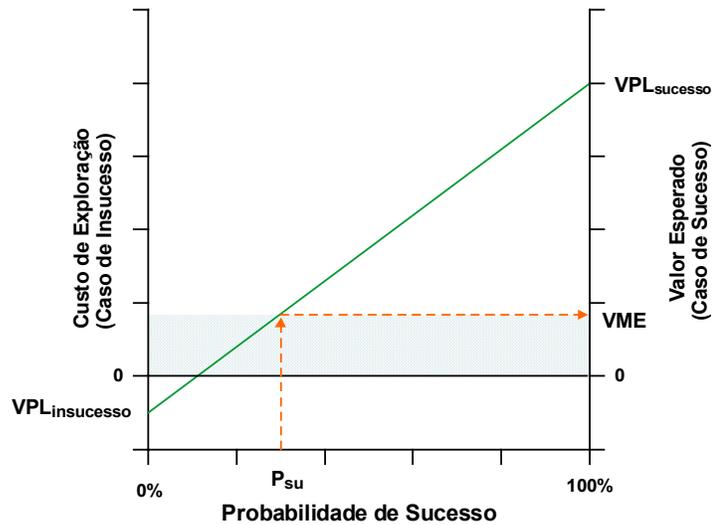
A segunda etapa investiga estatisticamente as cinco rodadas de licitações no Brasil, considerando a participação das empresas e as variáveis relacionadas com os blocos concedidos. Esta análise tem o objetivo de avaliar a existência de alguma tendência nos resultados que possam auxiliar nas decisões das próximas rodadas, como também é desenhado um panorama dos leilões de blocos exploratórios no Brasil.

A etapa (c) é pertinente pela importância da Petrobras nas atividades de E&P no Brasil. Os lances ofertados, as áreas arrematadas e os consórcios formados pela empresa podem servir como indicador do potencial petrolífero brasileiro e qual deve ser o caminho a seguir para a descobrir novas reservas, pois a Petrobras é a concorrente que tem o maior e o melhor conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, transparecendo suas expectativas através dos leilões. Como só foram realizadas cinco rodadas de licitações até o momento, a Petrobras é a empresa que pode ser considerada como referência no leilão por atuar como empresa de petróleo no Brasil há cinquenta anos.

5.2 – Valoração das Áreas Exploratórias Brasileiras

Para valorar uma área exploratória supõe-se que os valores dos lances oferecidos em um leilão são uma fração da estimativa do valor de mercado esperado da reserva. Esta suposição é baseada nos estudos de Capen *et al.* (1971), Dougherty & Nozaki (1975), Wilson (1977), Reece (1978), Lohrenz e Dougherty (1983), Lohrenz (1987 e 1991), Schuyler (1990), Kretzer (1993 e 1994), Tavares (1999 e 2000), Postali (2002a e 2002b) que desenvolveram estudos sobre a hipótese de que os bônus em leilões competitivos são definidos em função da estimativa do valor do bem, ou seja, no caso de leilões de blocos exploratórios, as empresa oferecem como lance uma porcentagem do valor estimado da reserva.

O valor monetário esperado de uma área exploratória é calculado em função do VPL de sucesso, o custo de poços secos (ou VPL de insucesso) e da probabilidade de sucesso de encontrar hidrocarboneto (Figura 5.2).



Fonte: modificado de Johnston (2003)

Figura 5.2 – Cálculo do valor monetário esperado de um projeto

Segundo Johnston (2003), uma empresa deve oferecer um bônus entre 0 e VME (região escura na Figura 5.2) para aumentar a expectativa de obter algum rendimento com aquisição do direito exploratório do bloco e evitar a maldição do vencedor, somada com a possibilidade de ter sucesso no leilão. Dessa forma, o valor do bônus oferecido em leilões competitivos pode ser dado por:

$$b = c \times VME, \tag{5.2}$$

onde b é o valor do bônus oferecido, c é um valor percentual pertencente ao intervalo $[0,1]$ e VME é o valor monetário esperado.

A única variável disponível publicamente é o valor do bônus oferecido pelas empresas no leilão, b , e o objetivo é estimar o valor monetário esperado que os concorrentes calcularam de cada área, VME , logo:

$$VME = b / c. \tag{5.3}$$

A dificuldade para estimar VME está em definir qual o valor de c , ou seja, qual a percentagem que as empresas empregaram em suas estimativas para definirem o bônus, b . As empresas definem c baseados na incerteza da reserva, na atratividade da área e na quantidade de informação disponível. Como o estudo é baseado em informações que estão disponíveis ao público em geral, não é possível acessar o valor da percentagem aplicado pelas empresas, muito menos qual é a estimativa do valor do reserva calculada.

Uma forma de solucionar este problema é por meio da simulação de Monte Carlo, obtendo, como resultado, a distribuição de probabilidade do VME das áreas. Para realizar a simulação é necessário estimar a distribuição de probabilidade da fração do valor de mercado da reserva (c). O fluxograma da simulação estocástica está disposto na Figura 5.3.

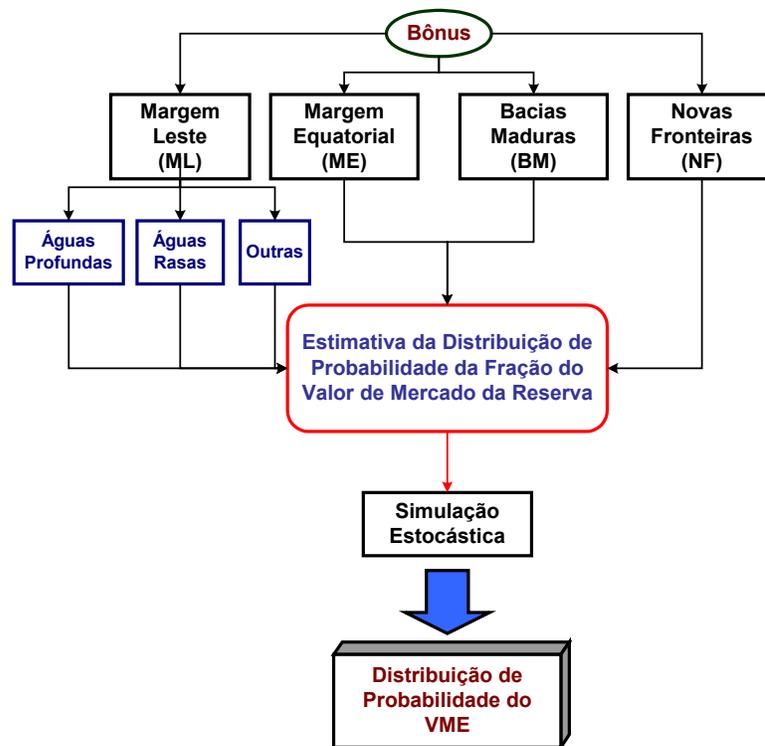


Figura 5.3 – Fluxograma da simulação para valoração das áreas exploratórias

O desafio neste modelo é estimar a distribuição de probabilidade da fração do valor de mercado da reserva, c . Segundo Capen *et al.* (1971), o valor desta fração varia entre 20 e 30%, sendo que esta variabilidade está associada com a qualidade da estimativa do valor de mercado da reserva, da quantidade de competidores e quantidade de informação disponível.

A fração c define o valor do bônus que será oferecido em um leilão e interfere diretamente na a probabilidade (P_s) de adquirir a área desejada e na expectativa de retorno financeiro (G) em caso de sucesso na licitação.

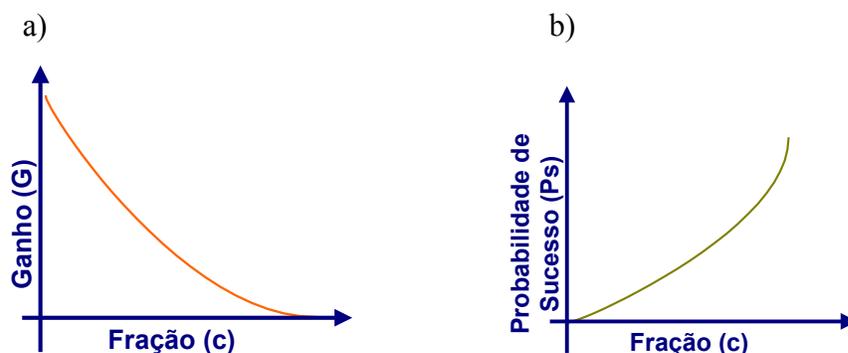


Figura 5.4 – a) Retorno financeiro esperado (ganho) e b) Probabilidade de adquirir o bloco (P_s) pela fração c_i

Observa-se que quanto maior o valor de c , maior a probabilidade de ser vencedor do leilão e menor será o ganho esperado do bloco (Figuras 5.4a e b), pois o valor esperado de ganho do projeto é inversamente proporcional ao valor oferecido de bônus de assinatura, e vice e versa. De uma forma geral, a função bivariada do ganho esperado e da probabilidade de sucesso de aquisição do direito exploratório é a variável endógena do modelo estratégico de participação em um leilão competitivo.

Conforme aumenta a incerteza na estimativa do valor da reserva, aumenta a aversão ao risco das empresas que pretendem adquirir os direitos exploratórios da área, conseqüentemente, aumenta a probabilidade do valor da fração ser menor que 30%. Além disso, deve-se destacar que a empresa tem o objetivo de obter maximizar com a aquisição do bloco, obrigando-a a oferecer

bônus de assinatura que sejam menores que 30% da estimativa do valor de mercado da reserva. Resumidamente, a distribuição de probabilidade de c pode ser considerada assimétrica positiva, gerando a concentração dos dados no lado esquerdo da função densidade de probabilidade. Estudos sobre a fração c podem ser encontrados em Capen *et al.* (1971), Dougherty & Nozaki (1975), Lohrenz (1987) e Tavares (1999 e 2000).

Esta característica peculiar do valor de c em leilões competitivos permite que a fração seja caracterizada por uma distribuição lognormal, com média (μ) e variância (σ^2) de parâmetros de entrada. Por outro lado, se assumir que os lances oferecidos em um leilão possuem uma distribuição lognormal, pode-se considerar que esta característica é dada em função da estimativa de reserva e da escolha da fração c . Estimando a distribuição de probabilidade de c é possível, por meio do método de simulação de Monte Carlo, obter a distribuição de probabilidade do valor monetário esperado (VME) de cada área arrematada nas rodadas de licitações (Equação 5.3 e Figura 5.3), valorando, assim, as áreas exploratórias brasileiras concedidas nos leilões desde 1999.

5.2.1 – Simulação de Monte Carlo

O primeiro passo para realizar a simulação estocástica é a definição dos parâmetros de entrada e saída do modelo. Neste estudo têm-se dois parâmetros de entrada e um de saída: o valor do bônus de assinatura (b), a distribuição de probabilidade da fração do valor de mercado da reserva (c) e, como resultado, a distribuição de probabilidade do valor monetário esperado (VME).

- Bônus de Assinatura (b)

Os bônus de assinatura ofertado para os blocos exploratórios são divididos conforme a classificação das bacias sedimentares (Figura 5.1), e são alguns dos valores utilizados como parâmetro de entrada do modelo. Entretanto, quando mais de uma proposta foi oferecida para a aquisição de uma área exploratória, é elevada possibilidade de uma grande discrepância entre

estas, por motivos mencionados anteriormente, gerando dúvidas sobre qual valor de b é o mais apurado para o cálculo do VME. Para definir qual bônus de assinatura que será empregado no modelo, foram adotados os seguintes critérios:

a) Mais que uma proposta é ofertada no leilão

Nesta situação, a média ponderada dos bônus de assinatura oferecidos é o parâmetro de entrada (Equação 5.4).

$$b_{ki} = \frac{\sum_{j=1}^m (b_{kij})^2}{\sum_{j=1}^m b_{kij}}, \quad (5.4)$$

onde b é o valor do bônus ofertado, k é o índice da classificação da área, i é o índice do bloco, j é o índice dos lances oferecidos para o bloco i e m o número de lances oferecidos para o bloco i .

b) Participação da Petrobras

A Petrobras é a empresa que possui a maior quantidade de informações das bacias sedimentares brasileiras e condições privilegiadas para estimar com mais precisão o valor de mercado da reserva da área que está sendo leiloada. Dessa forma, supõe-se que o bônus oferecido pela empresa seja o mais apurado, refletindo coerentemente o valor monetário esperado do bloco que está sendo licitado.

Duas condições são impostas para o cálculo do bônus médio de cada bloco: (a) quando existe somente uma empresa concorrendo com a Petrobras e (b) quando existe duas ou mais empresas participando do leilão (Equação 5.5).

$$b_{ki} = F_1 b_{kip} + F_2 \left[\frac{\left(\sum_{j=1}^m (b_{kij})^2 \right) - (b_{kip})^2}{\left(\sum_{j=1}^m b_{kij} \right) - b_{kip}} \right], \quad (5.5)$$

onde F_1 e F_2 são pesos associados aos valores dos lances e p é o índice indicador do bônus oferecido pela Petrobras. Como exemplo, a Tabela 5.1 apresenta uma possibilidade para F_1 e F_2 (valores utilizados na simulação estocástica).

Tabela 5.1 – Pesos das propostas com a participação da Petrobras

Empresas		
(sem considerar a Petrobras)		
Peso	1	2 ou mais
F₁	75%	50%
F₂	25%	50%

Com as Equações 5.4 e 5.5 os valores dos bônus podem ser calculados para mais de duas ofertas, solucionando o problema de definição do bônus que melhor reflete o valor monetário esperado pelas empresas para um determinado bloco.

- Definição da distribuição de probabilidade da fração do valor de mercado da reserva

Assume-se que a distribuição de probabilidade da fração do valor de mercado da reserva (c) é a lognormal com média μ e variância σ^2 (Equação 5.1). Para definir os dois parâmetros, foram adotados critérios distintos para blocos que foram arrematados da primeira a quarta rodada e na quinta rodada de licitação. Nas quatro primeiras rodadas a quantidade de sísmica 2D e 3D e a quantidade de poços perfurados formaram a base para definição dos parâmetros da distribuição estatística sugerida. Para a quinta rodada os parâmetros foram definidos tendo como referência o

Programa Exploratório Mínimo (PEM) oferecido pelas empresas como parte da oferta para aquisição de blocos exploratórios.

A média (μ) e a variância (σ^2) da distribuição de probabilidade do valor c de cada bloco foi definida de forma distinta entre si, pois o cálculo da média foi baseado na comparação das informações disponíveis entre as áreas conforme classificação proposta neste trabalho. Já, para calcular a variância só foram considerados os valores de uma área específica, refletindo a dispersão das informações de cada uma das áreas exploratórias. Resumidamente, a média é calculada considerando as informações entre as regiões exploratórias e a variância a dispersão dentro de uma região específica.

a) Definição da média μ

A média da distribuição de probabilidade é calculada para cada uma das áreas conforme a Figura 5.1. O primeiro passo para o cálculo de μ das quatro primeiras rodadas é a obtenção do índice que leva em conta a quantidade de sísmica 2D e 3D, o tamanho da área e a quantidade de poços perfurados nos blocos que foram arrematados. Este índice é dado por:

$$IM_h = \left(\frac{\sum_{i=1}^n S2_{hi}}{\sum_{k=1}^l \sum_{i=1}^n S2_{ki}} x0,2 + \frac{\sum_{i=1}^n S3_{hi}}{\sum_{k=1}^l \sum_{i=1}^n S3_{ki}} x0,3 + \frac{\sum_{i=1}^n P_{hi}}{\sum_{k=1}^l \sum_{i=1}^n P_{ki}} x0,5 \right) x \frac{\sum_{i=1}^n A_{hi}}{\sum_{k=1}^l \sum_{i=1}^n A_{ki}}, \quad (5.6)$$

onde i é o índice do bloco, k é o índice de classificação da área, $S2$ é quantidade de sísmica 2D do bloco i , $S3$ é quantidade de sísmica 3D do bloco i , P é o número de poços perfurados no bloco i , h é o índice da classificação da área e A é o tamanho do bloco i .

As variáveis para o cálculo do índice da média (IM) são ponderadas pela soma total considerando todos os blocos arrematados (valores entre parênteses) e multiplicada pelo tamanho relativo da área. Os pesos atribuídos para as variáveis, valores 0,2, 0,3 e 0,5 da Equação 5.6, são

sugestões para o desenvolvimento da metodologia sugerida, podendo ser alterado conforme a política de decisão de cada empresa.

Com a Equação 5.6 é possível mensurar a quantidade de informação disponível por área exploratória, e por meio de uma transformação linear definir a média μ de cada uma destas áreas, de tal forma que μ esteja compreendido no intervalo [5%, 25%].

Para a quinta rodada de licitação, o IM é dado por:

$$IM_h = \frac{\sum_{i=1}^n PEM_{hi}}{\sum_{k=1}^l \sum_{i=1}^n PEM_{ki}} \times \frac{\sum_{i=1}^n A_{hi}}{\sum_{k=1}^l \sum_{i=1}^n A_{ki}}, \quad (5.7)$$

onde PEM é o Programa Exploratório Mínimo.

A escolha do PEM para calcular o IM_h está relacionada com a suposição que esta variável reflete o interesse da empresa pelo bloco e faz parte da proposta apresentada no leilão, além de estar correlacionada com a necessidade de aquisição de novas informações, pois o PEM é um indicador que leva em conta a quantidade sísmica 2D e 3D e a quantidade de poços que serão perfurados.

b) Definição da variância σ^2

O cálculo da variância segue o mesmo procedimento do cálculo da média. O índice (IV_{kz}) para o cálculo da variância da distribuição da fração do valor de mercado da reserva é dado por:

$$IV_{kz} = \frac{1}{\left(\frac{S2_z}{\sum_{i=1}^n S2_{ki}} \times 0,2 + \frac{S3_z}{\sum_{i=1}^n S3_{ki}} \times 0,3 + \frac{P_z}{\sum_{i=1}^n P_{ki}} \times 0,5 \right) \times \frac{A_z}{\sum_{i=1}^n A_{ki}}}, \quad (5.8)$$

onde i é índice do bloco arrematado, k é o índice de classificação da área, $S2$ é quantidade de sísmica 2D do bloco i , $S3$ é quantidade de sísmica 3D do bloco i , P é o número de poços perfurados no bloco i , z é o índice do bloco arrematado e A é o tamanho do bloco i . Como no cálculo do IM , os parâmetros de entrada para o cálculo do IV são ponderados por pesos subjetivos de acordo com a importância da informação.

Com a Equação 5.8 é possível mensurar a quantidade de informação disponível em cada área exploratória, e por meio de uma transformação linear definir a variância σ^2 para cada área, de tal forma que σ^2 esteja compreendido no intervalo [1%, 30%].

Para a quinta rodada de licitação, o IV é dado por:

$$IV_{kh} = \frac{1}{\frac{PEM_z}{\sum_{i=1}^n PEM_{ki}} \times \frac{A_z}{\sum_{i=1}^n A_{ki}}}, \quad (5.9)$$

onde PEM é o Programa Exploratório Mínimo ofertado para cada um dos blocos arrematados. Pelas mesmas razões mencionadas anteriormente para o cálculo da média, o cálculo da variância para a caracterização da distribuição de probabilidade da fração c é dado em função do PEM.

Neste trabalho, supõe-se que os blocos que possuem maior quantidade de informação apresentarão maior IM (Equações 5.6 e 5.7) e menor IV (Equações 5.8 e 5.9), pois quanto maior a quantidade de informação disponível, acredita-se que as empresas possam obter uma estimativa do tamanho da reserva mais apurada, diminuindo a aversão ao risco.

- Cálculo do Valor Monetário Esperado

O valor monetário esperado é calculado conforme a Equação 5.3 baseado nas Equações 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9, ou seja:

$$VME_k = \sum_{i=1}^n \frac{b_{ki}}{c_{ki}}. \quad (5.10)$$

Foram realizadas s simulações estocásticas, resultando em s valores de VME_k para cada uma das áreas classificadas nesta metodologia, gerando uma distribuição de probabilidade com média e variância. Com a definição desta distribuição é possível criar cenários de atratividade e comparar as áreas entre si.

A primeira estatística calculada é a média aritmética (Equação 5.11):

$$\overline{VME}_k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{b_{ki}}{c_{ki}}}{n}. \quad (5.11)$$

A comparação das distribuições de probabilidade de cada área pode não ser válida considerando somente as Equações 5.10 e 5.11, pois os tamanhos dos blocos oferecidos e licitados são distintos, o que não é levado em conta por estas estatísticas, podendo causar distorções nas comparações. Para eliminar esta distorção, os valores dos bônus de assinatura oferecidos foram ponderados pelo tamanho do bloco (Equação 5.12).

$$VME_k^A = \sum_{i=1}^n \frac{b_{ki}}{A_{ki}c_{ki}} \quad (5.12)$$

Outra distorção que pode ser observada nos resultados está relacionada com a quantidade de blocos adquiridos. Apesar desta quantidade ser um indicador de atratividade de uma determinada região, se o VME_k^A de cada área for computado por meio de um somatório, é intuitivo esperar que as áreas que tiveram a maior quantidade de blocos concedidos apresentem o maior VME_k^A . Para eliminar esta distorção é calculada a média harmônica do VME_k^A para cada área (Equação 5.13).

$$\overline{VME_k^A} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{VME_{ki}^A}} = \frac{n}{\sum_{i=1}^n \frac{A_{ki} C_{ki}}{b_{ki}}} \quad (5.13)$$

A média harmônica geralmente é utilizada para calcular a média de banco de dados que envolvem tamanhos de amostras diferentes, além de ser útil no cálculo de média de certas razões, como quilômetros por hora ou quilômetros por litros (Sahai e Khurshid, 2002). A média harmônica é menor ou igual à média aritmética. A unidade de VME_k^A é dólar por quilômetro quadrado (Equação 5.12), sendo resultado da razão do bônus de assinatura pela área do bloco concedido, característica em que a média harmônica é mais eficiente que a média aritmética, a qual é uma medida de tendência central e sofre os efeitos dos valores extremos.

Com essas correções é possível calcular e obter a distribuição de probabilidade da expectativa financeira que as empresas tinham de cada área ofertada nos leilões de blocos exploratórios no Brasil, permitindo a comparação entre as áreas e auxiliando na análise estratégica das próximas rodadas de licitações. A metodologia sugerida neste trabalho foi empregada nos leilões das cinco rodadas de licitações realizadas no Brasil desde 1999, e os resultados estão apresentados nos Capítulos 6 e 7.

Capítulo 6

Análise Estatística das Rodadas de Licitações no Brasil

A metodologia estatística empregada neste trabalho está dividida em três etapas, conforme especificado no Capítulo 5. Primeiramente é realizado um teste de hipótese para verificar se os lances oferecidos nas rodadas de licitações possuem uma distribuição lognormal. Este teste foi realizado para todos os lances, independente de ser vencedor do leilão, e para as áreas conforme classificação sugerida na metodologia. A segunda etapa é análise estatística das cinco rodadas de licitações, avaliando os resultados do processo de concessão de direitos de exploração e produção de petróleo no Brasil. A análise da participação da Petrobras é a última etapa deste capítulo.

6.1 – Teste Hipótese da Distribuição do Bônus de Assinatura

De acordo com a definição apresentada no Capítulo 5 (Equação 5.1), uma distribuição é dita lognormal quando o logaritmo dos valores dos lances oferecidos possuem uma distribuição normal, com média μ e variância σ^2 . Seguindo este conceito, foram calculados os logaritmos dos bônus de assinatura oferecidos nas cinco rodadas de licitações, e aplicado o teste de *Anderson-Darling* para verificar a hipótese dos lances estarem distribuídos conforme uma normal.

O teste de *Anderson-Darling* é um procedimento para testar a hipótese de que uma determinada amostra é proveniente de uma população teórica específica. De uma forma geral, este teste é utilizado para calcular a normalidade de uma seqüência de dados (Sahai e Khurshid, 2002).

Antes de aplicar o teste de hipótese sobre a base de dados, algumas análises foram realizadas para verificar o comportamento dos bônus oferecidos nas cinco rodadas de licitações. Com a mudança da metodologia de concessão dos direitos de E&P no Brasil introduzidas na quinta rodada (Capítulo 4), o bônus de assinatura deixou de ser o fator mais importante na pontuação final obtida pela empresa no leilão, fato que pode não validar integralmente a suposição de que os lances são regidos por uma distribuição lognormal. Em decorrência disto, as análises serão divididas na avaliação do bônus de assinatura das quatro primeiras rodadas e de todas rodadas juntas.

Quando são considerados todos os lances oferecidos nos leilões realizados pela ANP, os valores de bônus de assinatura da quinta rodada de licitação são inferiores as demais rodadas. Observa-se que a frequência de valores até 10 milhões de dólares aumenta de 125 para 231 quando os dados da quinta rodada são incluídos no histograma (Figura 6.1). As demais classes mantêm os mesmos valores de bônus para os dois casos.

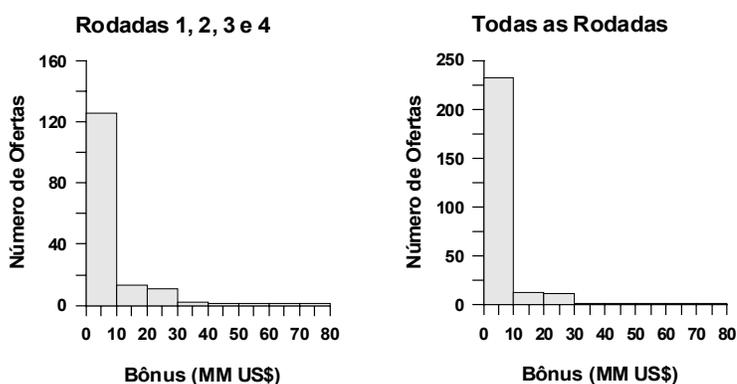


Figura 6.1 – Histogramas de todos os lances oferecidos nas rodadas de licitações

Os blocos oferecidos na quinta rodada de licitação são menores em dimensão do que os das demais rodadas, provocando ofertas de valores menores. Adicionalmente, com a nova metodologia para definição do vencedor do leilão, o bônus de assinatura passou a ser responsável por 30% da nota final obtida pela empresa, obrigando uma mudança de estratégia dos concorrentes para aumentarem a probabilidade de terem sucesso no leilão.

Antes de prosseguir na análise dos lances oferecidos nos leilões, é interessante apresentar a definição do *p-value*. O *p-value* é a probabilidade de obter uma diferença entre o valor do teste estatístico e o valor da hipótese do parâmetro maior ou igual que a diferença realmente observada. Se o valor de *p-value* é menor que o Nível de Significância do teste, então a hipótese nula (hipótese que se assume para realizar o teste) deve ser rejeitada. Neste estudo adotou-se o Nível de Significância de 5%, ou seja, quando o *p-value* é menor que 0,050, a hipótese de que os bônus possuem uma distribuição lognormal (hipótese nula) é rejeitada.

A hipótese de que os bônus possuem uma distribuição lognormal é rejeitada, tanto para as quatro rodadas quanto para todas as rodadas de licitações (Tabela 6.1). Nas quatro primeiras rodadas de licitações foram oferecidos 156 lances e o *p-value* para o teste de *Anderson-Darling* é de 0,004, fazendo com que a hipótese de que os lances possuam uma distribuição lognormal seja rejeitada para um Nível de Significância de 5%, contradizendo a suposição inicial do ajuste da distribuição dos bônus de assinatura. A mesma conclusão é alcançada quando é aplicado o mesmo teste para os lances de todas as rodadas (*p-value* = 0,000 e o número de ofertas é 262).

Tabela 6.1 – Teste de hipótese dos lances serem lognormais

Classificação das Bacias	<i>Anderson-Darling (p-value)</i>			
	Rodadas 1, 2, 3 e 4		Todos as Rodadas	
Todas Ofertas	0,004 (156)	rejeita	0,000 (262)	rejeita
Bacias Maduras	0,048 (46)	rejeita	0,054 (71)	aceita
Margem Equatorial	0,164 (15)	aceita	0,000 (32)	rejeita
Margem Leste (Águas Profundas)	0,284 (52)	aceita	0,000 (59)	rejeita
Margem Leste (Águas Rasas)	0,359 (29)	aceita	0,000 (81)	rejeita
Margem Leste (Outras)	0,617 (12)	aceita	0,560 (17)	aceita
Novas Fronteiras	--- (2)	---	--- (2)	---

- O número entre parêntese corresponde à quantidade de ofertas

O teste estatístico realizado para todos lances incorre no erro de considerar única todas as regiões com características geológicas distintas, afetando o valor do bônus oferecido. Para verificar a suposição de que os lances por região são distribuídos conforme uma lognormal, foram realizados testes de hipóteses para as áreas exploratórias classificadas no Capítulo 5.

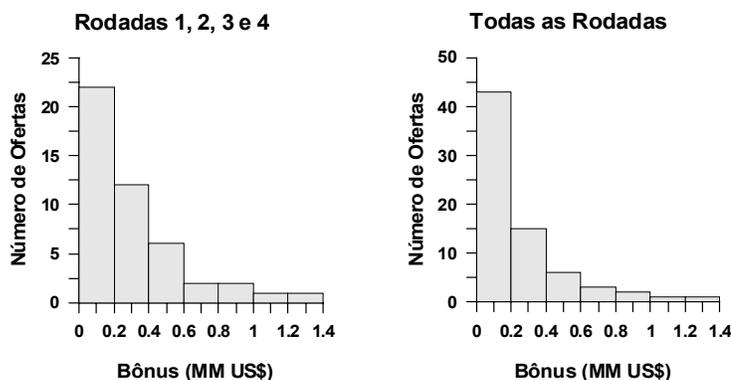


Figura 6.2 – Histogramas dos lances oferecidos para blocos da Bacias Maduras

Na Figura 6.2 observa-se que os histogramas da Bacias Maduras (BM) seguem a mesma tendência dos histogramas da Figura 6.1, mas percebe-se que os valores dos lances são inferiores a US\$ 1.4 milhão. A primeira classe do histograma (valores inferiores US\$ 200 mil) também tem praticamente a quantidade de ofertas dobrada e, a partir da terceira classe, os lances são provenientes das ofertas apresentadas até a quarta rodada de licitação, ou seja, as ofertas da quinta rodada estão distribuídas entre as duas primeiras classes, sendo menor que US\$ 400 mil.

O teste estatístico para esta classe rejeita a hipótese dos bônus possuírem uma distribuição lognormal para os dados até a quarta rodada ($p\text{-value} = 0,048$), e a hipótese é aceita quando são incluídos os dados da quinta rodada ($p\text{-value} = 0,054$) para um Nível de Significância de 5% (Tabela 6.1). Apesar de ser rejeitada a hipótese nula dos bônus oferecidos até a quarta rodada de licitação, a inclusão dos valores da quinta rodada permite assumir que os bônus para esta classe sejam caracterizados por uma distribuição lognormal, confirmando a tendência geral das licitações em E&P.

Conforme observado na Figura 6.1, quando todos os lances oferecidos nas cinco rodadas de licitações são analisados conjuntamente, rejeita-se a hipótese de que estes possuem uma distribuição lognormal, pois nesta situação, áreas totalmente distintas são consideradas de forma única, provocando distorções nos resultados. Uma justificativa para este resultado é a premissa que os bônus de assinatura são uma parcela do valor de mercado da reserva, de modo que, uma vez analisada as áreas conjuntamente (áreas distintas geologicamente), ocorre o aumento da variabilidade dos lances (os blocos estão situados em regiões diferentes), rejeitando-se a hipótese dos bônus possuírem distribuição lognormal.

Os histogramas para os blocos classificados como Margem Equatorial estão dispostos na Figura 6.3.

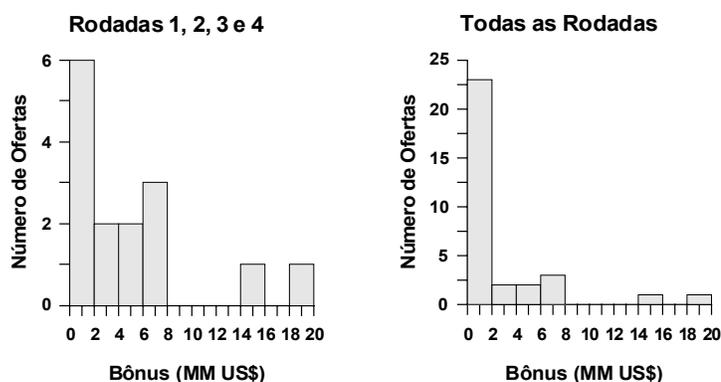


Figura 6.3 – Histogramas dos lances oferecidos para blocos da Margem Equatorial

Os lances oferecidos para a Margem Equatorial não ultrapassaram o limiar de US\$ 20 milhões e a grande concentração de valores foi menor que US\$ 8 milhões. Os valores dos lances oferecidos na quinta rodada de licitação concentram-se na primeira classe do histograma (Figura 6.3), verificando a mesma tendência observada na Bacias Maduras.

A hipótese de que os bônus oferecidos nas quatro primeiras rodadas de licitação possuem distribuição lognormal é aceita para o Nível de Significância de 5% ($p\text{-value} = 0,164$). Por outro lado, o mesmo teste rejeita a hipótese nula quando são incluídos os bônus do oferecidos na quinta

rodada (Tabela 6.1). Este resultado reforça a constatação que a mudança de metodologia do leilão da quinta rodada interferiu na distribuição que caracteriza os bônus de assinatura.

Os histogramas dos lances oferecidos para blocos da Margem Leste Águas Profundas seguem a mesma tendência dos demais, ou seja, os bônus de assinatura da quinta rodada concentram-se na primeira classe do histograma (valores menores que US\$ 10 milhões). Os blocos desta região receberam os maiores valores de bônus (cerca de US\$ 75 milhões) entre todas as regiões, mas a grande frequência de valores é menor que US\$ 30 milhões (Figura 6.4). Os lances oferecidos para os blocos desta região indicam que esta área foi a de maior atratividade das cinco rodadas de licitações.

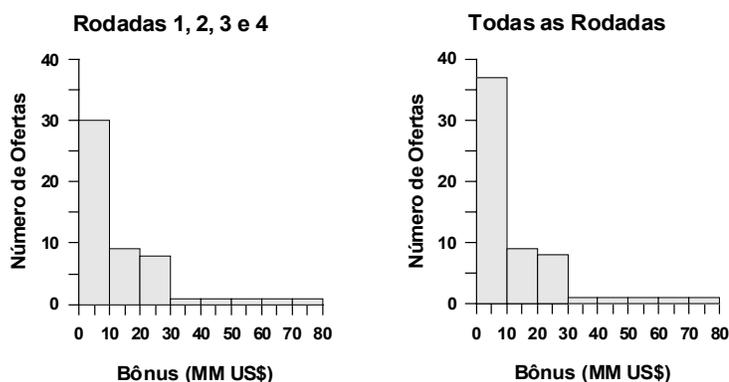


Figura 6.4 – Histogramas dos lances oferecidos para blocos da Margem Leste Águas Profundas

A hipótese de que os lances oferecidos nas quatro primeiras rodadas de licitações são caracterizados pela distribuição lognormal é aceita ($p\text{-value} = 0,284$) para um Nível de Significância de 5% (Tabela 6.1). E semelhantemente as demais áreas apresentadas, quando os bônus da quinta rodada são incluídos na seqüência de dados, a hipótese nula é rejeitada ($p\text{-value} = 0,000$).

As ofertas apresentadas nos leilões para blocos pertencentes à Margem Leste Águas Rasas foram menores que US\$ 40 milhões, sendo que dos 81 dos lances oferecidos nas cinco rodadas, 77 foram menores que US\$ 16 milhões (Figura 6.5). Observa-se que os bônus de assinatura

oferecidos na quinta rodada concentram-se integralmente em valores menores US\$ 4 milhões, sendo esta a área de maior atratividade nesta rodada, recebendo 52 ofertas no total (Tabela 6.1).

A hipótese de que os lances oferecidos para a Margem Leste Águas Rasas possuem uma distribuição lognormal é aceita ($p\text{-value} = 0,359$) para as quatro primeiras rodadas de licitação. Como nos demais casos, a hipótese nula é rejeitada ($p\text{-value} = 0,000$) quando os bônus da quinta rodada são adicionados ao conjunto de dados (Tabela 6.1).

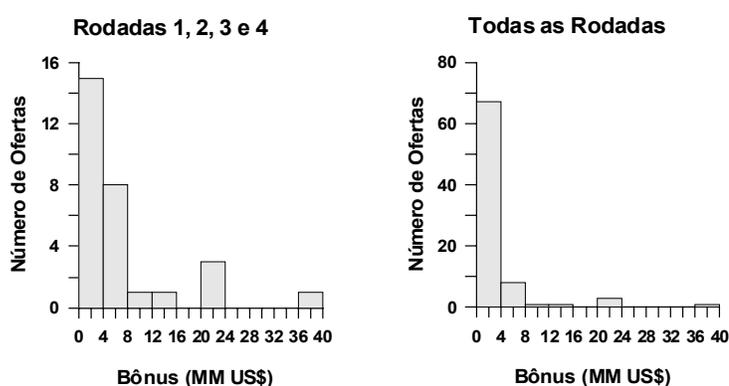


Figura 6.5 – Histogramas dos lances oferecidos para blocos da Margem Leste Águas Rasas

Os bônus oferecidos para os blocos situados na Margem Leste Outras foram inferiores a US\$ 5,50 milhões (Figura 6.6). A ML2 recebeu 17 ofertas nas cinco rodadas de licitações e cerca de 83% destas ofertas foram menores que US\$ 3 milhões. Considerando a classificação proposta neste trabalho, dentre as regiões marítimas, esta foi a área que recebeu a menor quantidade de ofertas (Tabela 6.1).

Quando os dados da quinta rodada de licitação são incluídos na análise, os bônus ofertados são distribuídos dentre das seis primeiras classes do histograma (Figura 6.6). Esta é uma característica peculiar desta área, provavelmente devido à quantidade pequena de ofertas provocada pelo baixo interesse das empresas na região. Este baixo interesse pode ser justificado pela elevada incerteza geológica associada aos blocos que compõe a Margem Leste Outras e pela reduzida quantidade de descobertas.

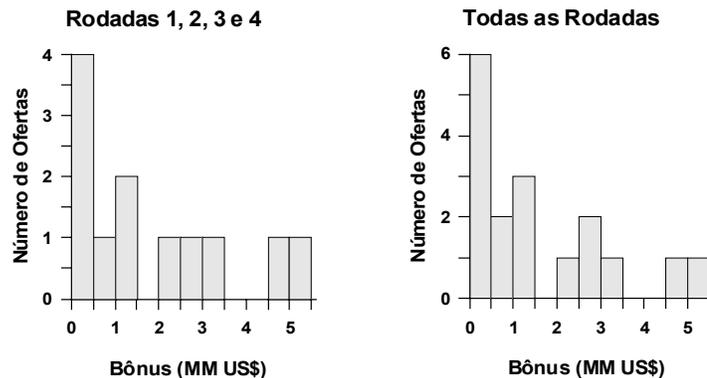


Figura 6.6 – Histogramas dos lances oferecidos para blocos da Margem Leste Outras

A Margem Leste Outras é a única área em que a hipótese de que os bônus oferecidos nos leilões possuem uma distribuição lognormal é aceita tanto para os bônus das quatro primeiras rodadas quanto para as cinco rodadas realizadas até agora pela ANP ($p\text{-value} = 0,617$ e $p\text{-value} = 0,560$, respectivamente). Esta situação é decorrente do fato de que os lances oferecidos na quinta rodada distribuem-se entre as diversas classes do histograma (Figura 6.6), e que a dimensão dos blocos oferecidos na quinta rodada não é muito menor dos oferecidos nas rodadas anteriores.

Os blocos situados na Novas Fronteiras receberam somente duas ofertas nas cinco rodadas de licitações, não possibilitando a análise da distribuição estatística que pudesse caracterizar os lances oferecidos. Os dois blocos foram concedidos na segunda e na quarta rodada, arrecadando cerca de US\$ 2,72 milhões.

A análise dos lances oferecidos para os blocos com mesma característica geológica sugere que os bônus de assinatura possuem uma distribuição lognormal até quarta rodada de licitação (com exceção dos blocos das Bacias Maduras). Entretanto, quando os dados da quinta rodada são incluídos no estudo, a hipótese de que estes seguem esta mesma distribuição é rejeitada (Tabela 6.1). Com a mudança na metodologia de concessão de área exploratória em 2003, ocorreu diminuição da importância do bônus de assinatura na pontuação final do concorrente, invalidando a pressuposição que os lances possuem uma distribuição lognormal, pois as estratégias de

apresentação de ofertas passaram a levar em conta o Programa Exploratório Mínimo e o comprometimento da empresa com aquisição local de bens e serviços.

Em leilões competitivos, a distribuição lognormal dos lances é uma característica que implica elevado montante de dinheiro deixado sobre a mesa. Isto pode ser observado nos histogramas dos bônus de assinatura, em que 90% dos lances oferecidos são pelo menos 20% menores que as maiores ofertas apresentadas. De uma forma geral, isto demonstra que as empresas investiram elevados montantes financeiros para adquirirem a concessão dos blocos exploratórios no Brasil, sugerindo que a estratégia de competição não foi a mais adequada, tal que este montante poderia ser empregado na aquisição e no estudo de áreas que deixaram de ser concedidas. Entretanto, deve-se reforçar que esta é uma característica inerente aos leilões competitivos e o dinheiro deixado sobre a mesa pode não impactar no fluxo de caixa do projeto em caso de sucesso exploratório.

6.2 – Análise Estatística das Cinco Rodadas de Licitações Realizadas desde 1999 no Brasil

Desde de 1999, os direitos de E&P no Brasil são concedidos por intermédio de rodadas de licitações. Até 2003, foram realizadas cinco rodadas com a concessão de 189 blocos dos 908 oferecidos. A área oferecida neste período foi cerca de 587 mil km², sendo arrematada cerca de 198 mil km² (Tabela 6.2).

Tabela 6.2 – Blocos oferecidos e arrematados nas rodadas de licitações no Brasil

Rodada	Ano	Blocos	Área	Blocos	Área	Razão (%)	Razão (%)
		Oferecidos	Km ²	Concedidos	Km ²	Blocos	Área
1	1999	27	132.176	12	54.659	44,4	41,4
2	2000	23	58.643	21	47.483	91,3	81,0
3	2001	53	89.823	34	48.629	64,2	54,1
4	2002	54	144.125	21	25.289	38,9	17,5
5	2003	908	162.392	101	21.951	11,1	13,5
Total		1065	587.159	189	198.011	17,7	33,7

A superfície total de áreas oferecidas nos leilões tem aumentado nas últimas quatro rodadas, entretanto a área arrematada vem diminuindo (Figura 6.7). Esta tendência pode ser decorrente da qualidade de blocos oferecidos nos leilões, pois na primeira rodada foram oferecidos blocos situados nas principais bacias sedimentares brasileiras com potencial petrolífero.

Outro motivo para esta tendência pode ser o processo de aprendizado que as empresas vieram adquirindo com o tempo, pois na primeira rodada de licitação, as empresas sabiam muito pouco sobre as bacias brasileiras e como seria a atuação das demais empresas. Com a realização das demais rodadas, as empresas tiveram condição de analisar a atuação dos concorrentes, principalmente da Petrobras, avaliando de forma menos empírica, quais as áreas exploratórias de maior atratividade no Brasil, tal que esta avaliação vem sendo aprimorada conforme a realização dos leilões.

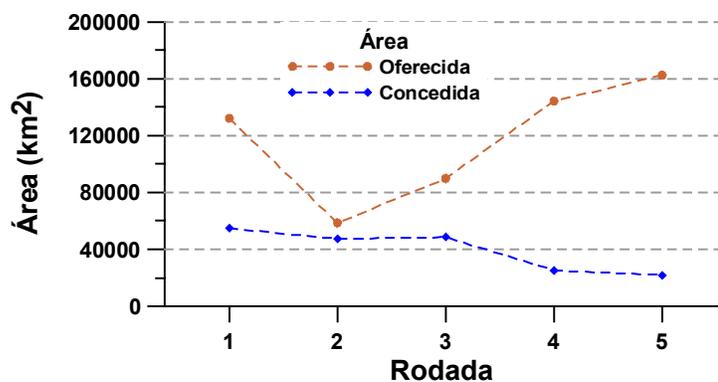


Figura 6.7 – Área oferecida e concedida por rodada de licitação

A quantidade de blocos oferecidos nos leilões tem aumentado de rodada em rodada e, acompanhando esta tendência, a quantidade de blocos concedidos aumentou até a terceira rodada, mas diminuiu na quarta e na quinta rodada (Figura 6.8). Na quinta rodada de licitação foi oferecida a maior quantidade de blocos com dimensões menores que nas demais rodadas, pois a área total concedida é similar a da quarta rodada (Figura 6.7).

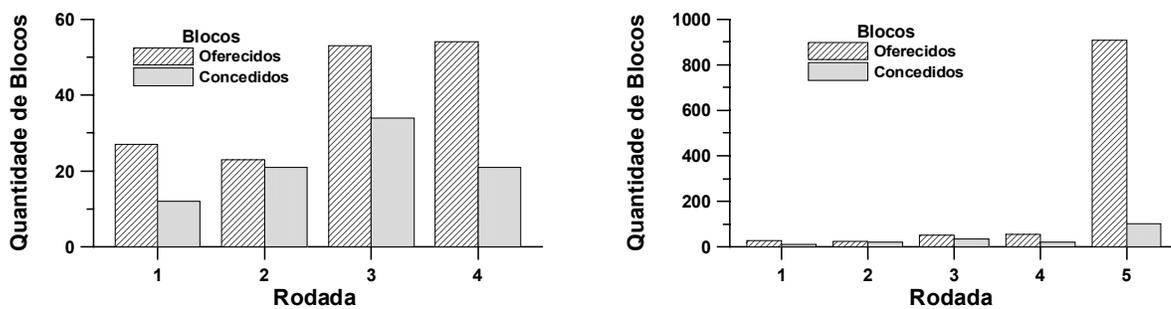


Figura 6.8 – Blocos oferecidos e concedidos por rodada

Quando calculadas as médias das áreas dos blocos oferecidos e concedidos em cada uma das rodadas de licitações, verifica-se que o tamanho dos blocos, tanto oferecidos como arrematados, vem diminuindo (Figura 6.9). As médias do tamanho dos blocos oferecidos na quinta rodada de licitação são bem menores que a média dos demais leilões, mas esta rodada foi a única que apresentou dimensão média dos blocos arrematados maior do que os oferecidos (Figura 6.9), ou seja, com uma quantidade menor de blocos, as empresas adquiriram áreas maiores.

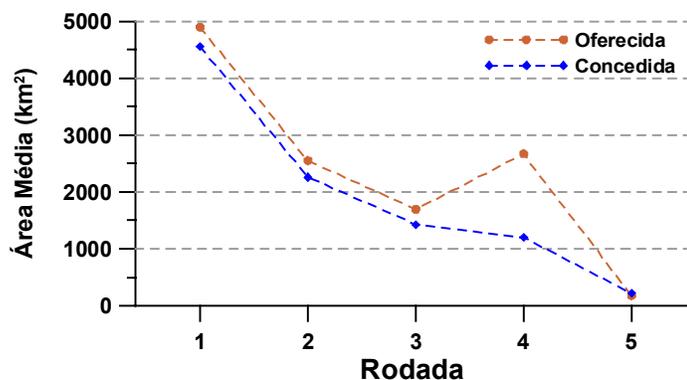


Figura 6.9 – Área média oferecida e concedida por rodada de licitação

Para avaliar a eficiência das rodadas de licitações foi calculado um índice que leva em conta quantidade de blocos e dimensão das áreas concedidas dividida pela quantidade oferecida, chamado de Índice de Performance⁸ (Equações 6.1 e 6.2).

$$IP_{\text{blocos}} = \text{Número de blocos concedidos} / \text{Número de blocos oferecidos} \quad (6.1)$$

⁸ O Índice de Performance não está associado ao índice de prospectividade da bacia sedimentar.

$$IP_{\text{área}} = \text{Dimensão da área concedida} / \text{Dimensão da área oferecida} \quad (6.2)$$

A segunda rodada apresentou a melhor performance, pois cerca de 91% dos blocos oferecidos foram arrematados (Figura 6.10). Entretanto, depois de 2000, a performance apresentou tendência de queda, a ponto de na quinta rodada somente 11% dos blocos serem arrematados. Deve-se ressaltar que este índice está diretamente relacionado com a qualidade dos blocos oferecidos nas rodadas de licitações, além de estar associado com o aprendizado das empresas sobre as bacias sedimentares brasileiras e do processo competitivo de concessão de direitos de E&P que envolvem determinantes econômicos, ambientais, políticos e fiscais.

O Índice de Performance da dimensão da área concedida segue a mesma tendência da quantidade de blocos arrematados, ou seja, apresentou queda a partir da segunda rodada de licitação (Figura 6.10). Conforme mencionado anteriormente, a performance da dimensão da área concedida foi maior que da quantidade de blocos arrematados na quinta rodada de licitação. Isto se deve, provavelmente, pela mudança da metodologia na forma de concessão de áreas exploratórias, pois os blocos passaram a ser licitados tanto seqüencialmente como simultaneamente, além dos setores estarem subdivididos de forma regular e com mesma dimensão (Capítulo 4), permitindo que as empresas adquirissem áreas específicas e de maior interesse dentro dos setores. Por outro lado, esta metodologia de concessão foi aplicada pela primeira vez na quinta rodada licitação, sendo um processo muito recente e sem consistência estatística para o desenvolvimento de qualquer discussão mais apurada.

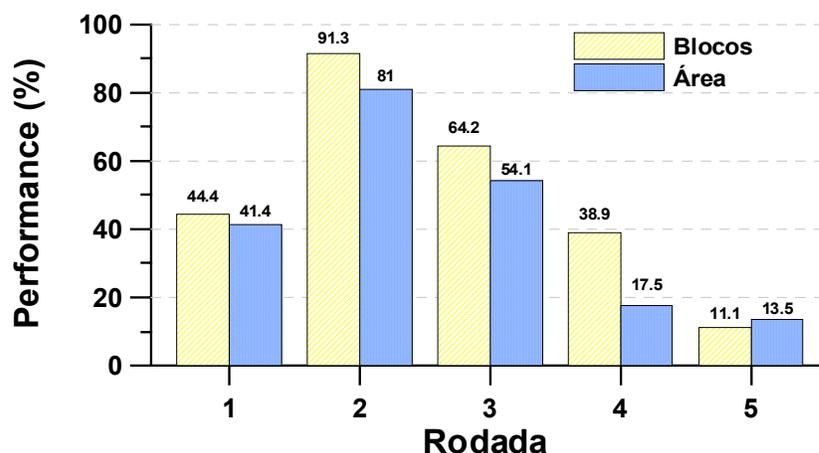


Figura 6.10 – Índice de Performance dos blocos e áreas oferecidas e concedidas

Com a concessão de 189 blocos nas cinco rodadas de licitações foram arrecadados cerca de US\$ 722 milhões, com média de US\$ 3,82 milhões por bloco concedido (Tabela 6.3). Do montante arrecadado, cerca de 66% corresponde ao dinheiro deixado sobre a mesa (*\$lot*), cujo valor em termos percentuais (*P\$lot*) é de 58%. Conforme visto no Capítulo 2, a porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa⁹ é dado por:

$$\begin{aligned}
 P\$lot &= (\text{Bônus Vencedor} - \text{Segundo Bônus}) / \text{Bônus vencedor} = \\
 &= \$lot / \text{Bônus Vencedor}.
 \end{aligned}
 \tag{6.3}$$

A Equação 6.3 expressa o valor que a empresa poderia ter economizado para ser a vencedora do leilão de um determinado bloco. Deve-se ressaltar que a análise do dinheiro deixado sobre a mesa só é válida em situações em que o bônus de assinatura é o parâmetro que define a empresa vencedora do leilão, situação que não pode ser estendida para a quinta rodada de licitação, devido as mudanças ocorridas nesta rodada.

⁹ O dinheiro deixado sobre a mesa (total e médio) e o porcentagem de dinheiro deixada sobre a mesa (média) foram calculados considerando os valores negativos e positivos da Equação 6.1, pois são estatísticas que medem quanto o vencedor da licitação poderia ter economizado (valores positivos) ou quanto ele economizou (valores negativos) no leilão. *P\$lot* só pode ser negativo porque as concessões de áreas exploratórias brasileiras não são baseadas exclusivamente no bônus de assinatura, permitindo que um competidor que tenha oferecido um bônus de assinatura menor possa adquirir a concessão do bloco (ver Capítulo 4).

Tabela 6.3 – Bônus de Assinatura arrecadado por rodada de licitação

Rodada	Tipo	Bônus (MM US\$)		Slot* (MM US\$)		P\$lot**
		Total	Médio	Total	Médio	%
1	Mar	177,71	14,81	111,36	9,28	71,90
	Terra	---	---	---	---	---
	<i>Subtotal</i>	<i>177,71</i>	<i>14,81</i>	<i>111,36</i>	<i>9,28</i>	<i>71,90</i>
2	Mar	254,00	21,17	157,11	13,09	68,74
	Terra	6,14	0,68	4,71	0,52	50,03
	<i>Subtotal</i>	<i>260,14</i>	<i>12,39</i>	<i>161,82</i>	<i>7,71</i>	<i>60,72</i>
3	Mar	238,31	8,83	173,61	6,43	67,87
	Terra	2,55	0,36	1,61	0,23	60,55
	<i>Subtotal</i>	<i>240,87</i>	<i>7,08</i>	<i>175,21</i>	<i>5,15</i>	<i>66,36</i>
4	Mar	30,13	2,74	20,50	1,86	70,67
	Terra	3,83	0,38	2,57	0,26	57,08
	<i>Subtotal</i>	<i>33,96</i>	<i>1,62</i>	<i>23,07</i>	<i>1,10</i>	<i>64,20</i>
5	Mar	7,21	0,09	6,53	0,08	51,98
	Terra	1,94	0,10	1,47	0,07	53,91
	<i>Subtotal</i>	<i>9,15</i>	<i>0,09</i>	<i>8,00</i>	<i>0,08</i>	<i>52,36</i>
Total		721,83	3,82	479,47	2,54	58,36

*Slot = dinheiro deixado sobre a mesa; **P\$lot = porcentagem do dinheiro deixado sobre a mesa

Os blocos situados em bacias marítimas foram responsáveis por cerca de 98% do total arrecadado em bônus de assinatura, demonstrando o maior interesse das empresas por blocos situados nessas áreas. A segunda e a terceira rodadas foram as que arrecadaram as maiores quantias de bônus de assinatura (Figura 6.11), correspondendo a 70% do total arrecadado desde de 1999. Esta estatística indica que a abertura do mercado brasileiro de petróleo despertou o interesse das empresas principalmente nos três primeiros anos, período em que as empresas estavam adquirindo conhecimento das bacias sedimentares brasileiras.

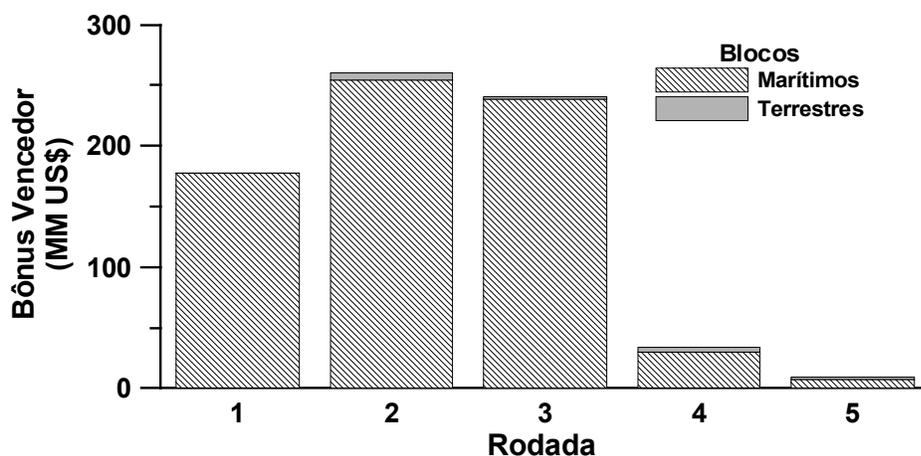


Figura 6.11 – Bônus de Assinatura vencedor por rodada de licitação

A Figura 6.12 confirma esta tendência, pois as três primeiras rodadas receberam em média os maiores bônus de assinatura e foram as que apresentaram os melhores Índices de Performance das áreas arrematadas.

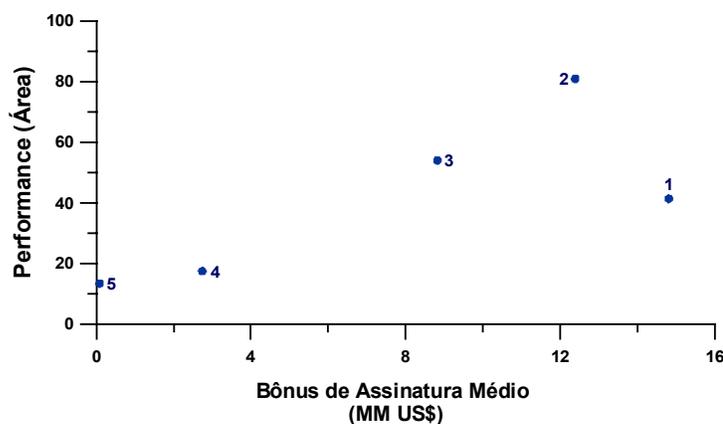


Figura 6.12 – Performance da área concedida pelo Bônus de Assinatura médio

Os recursos que as empresas poderiam ter otimizado foi de cerca de US\$ 480 milhões de dólares (*\$lot*), ou seja, em média, as empresas deixaram cerca de 60% dos recursos sobre a mesa (Figura 6.13). Segundo Rose (2001), no EUA esta média está em torno de 75% no Golfo do México, área que possui características estruturais compatíveis com as brasileiras.

Outro ponto relevante é que nem mesmo a mudança de metodologia dos leilões provocou uma queda acentuada nesta estatística, pois a quinta rodada apresentou um *P\$lot* de cerca 52% (Tabela 6.3). Conforme visto no Capítulo 2, a onipresença do elevado montante deixado sobre a mesa é uma característica intrínseca dos leilões competitivos que concedem os direitos exploratórios por meio da apresentação de bônus de assinatura, e, no caso das licitações no Brasil, esta tendência vem confirmando-se (Figura 6.13). Um outro aspecto pode estar ligado ao nível atual de conhecimento geológico das bacias brasileiras.

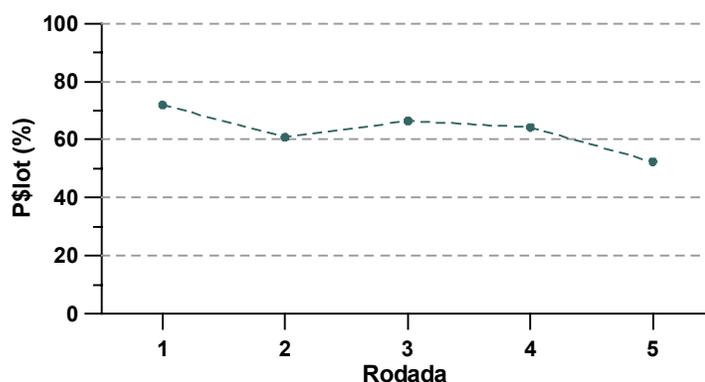


Figura 6.13 – Porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa (*P\$lot*)

Os estudos apresentados no Capítulo 3 atestam que quanto mais acirrada a competição pela concessão de um bloco, os bônus de assinatura oferecidos tendem ser mais elevados. No Brasil, a maior disputa teve cinco empresas/consórcios apresentando lances para a concessão de uma área, na qual correlação de maior competitividade foi observada (Figura 6.14), ou seja, quanto mais atrativa a área, maior o número de empresas/consórcios, e mais elevados os valores do bônus.

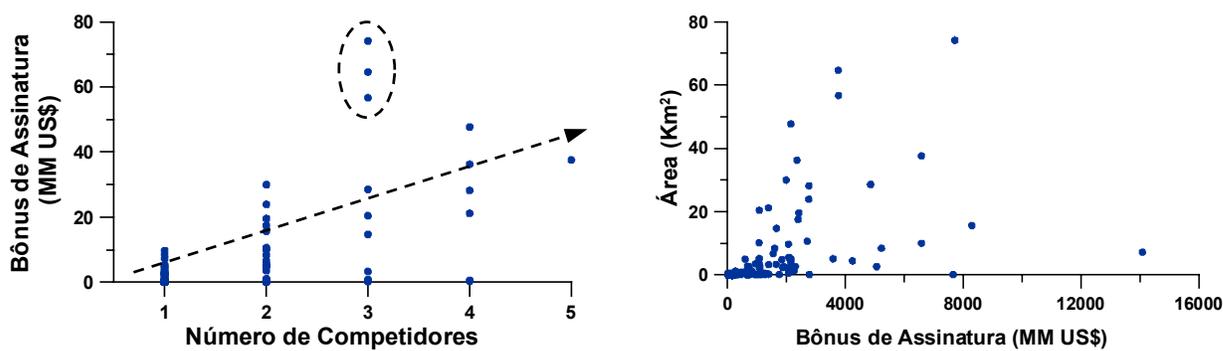


Figura 6.14 – Número de competidores e área concedida

Outro relevante sobre os bônus de assinatura vencedores diz respeito ao tamanho da área, pois os lances oferecidos estão correlacionados positivamente com a dimensão da área oferecida (Figura 6.14). O grau de correlação entre o bônus de assinatura vencedor do leilão e a área arrematada é de 0,52, ou seja, quanto maior o tamanho do bloco, maior o lance vencedor oferecido nas rodadas de licitações.

6.2.1 – Análise das Rodadas de Licitações por Áreas Exploratórias

Na seção anterior foi realizada a análise dos leilões realizados pela ANP de uma forma geral, considerando todos blocos oferecidos e concedidos ao mesmo tempo. Esta análise engloba todas as áreas indistintamente, misturando blocos com características geológicas e de riscos exploratórios distintos, não permitindo uma análise mais concisa das rodadas de licitações. Os blocos oferecidos e concedidos bem como as suas respectivas áreas estão dispostos na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 – Blocos oferecidos e arrematados por área exploratória

Classe*	Blocos Oferecidos	Área Km ²	Blocos Concedidos	Área Km ²	Razão (%)	
					Blocos	Área
BM	280	18.585	44	10.583	15,7	56,9
ME	239	111.662	28	38.025	11,7	34,1
ML1P	73	151.574	33	84.163	45,2	55,5
ML1R	394	117.593	67	36.266	17,0	30,8
ML2	31	40.271	15	16.240	48,4	40,3
NF	48	147.474	2	12.734	4,2	8,6
Total	1065	587.159	189	198.011	17,7	33,7

* As classes foram definidas no Capítulo 5.

A Margem Leste Águas Profundas e Águas Rasas foram as regiões que tiveram o maior tamanho de área oferecida nas cinco rodadas de licitações, representando cerca de 46% da área total, conseqüentemente, a maior área concedida (cerca 61%). Se forem considerados todos os

blocos situados na Margem Leste (ML1P, ML1R e ML2), estes índices aumentam para 53% para áreas oferecidas e 69% para áreas concedidas (Tabela 6.4). Os blocos pertencentes às bacias sedimentares classificadas nestas categorias são considerados os mais atrativos para investimentos, pois a maior parcela da produção de petróleo brasileira é proveniente desta região, fato que está refletido tanto no tamanho da área oferecida pela ANP como na arrematada pelas empresas nas rodadas de licitações.

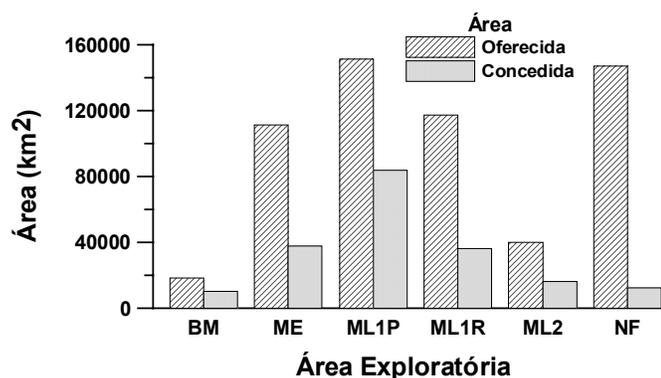


Figura 6.15 – Área oferecida e concedida por área exploratória

A ANP ofereceu uma área extensa da região chamada de Novas Fronteiras (NF), representando 25% da área total oferecida no Brasil, mas devido ao elevado risco associado e o baixo índice de descobertas de petróleo, foram arrematados somente cerca de 13 mil quilômetros do total de 198 mil quilômetros quadrados (Figura 6.15).

Esta mesma tendência pode ser observada no número de blocos oferecidos e concedidos (Figura 6.16). A quantidade blocos oferecidos por região exploratória foi elevada, mas, como no caso da dimensão da área, poucos blocos foram arrematados. Os blocos oferecidos situados na Margem Leste Águas Profundas e Novas Fronteiras são os maiores em relação a dimensão, pois a área total destas regiões é a maior, mas com a menor quantidade de blocos oferecidos.

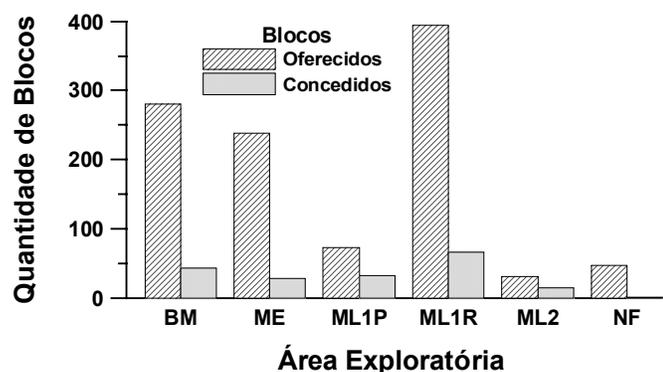


Figura 6.16 – Blocos oferecidos e concedidos por área exploratória

A Margem Leste Águas Profundas e a Novas Fronteiras são regiões com um grau elevado de incerteza exploratória, pois a ML1P possui blocos situados em lâminas d'água superiores a 400 metros, podendo atingir até águas ultraprofundas, fato que dificulta todo o processo de exploração, exigindo uma quantia elevada de investimentos e a dependência de um processo tecnológico em consolidação. Por outro lado, pouca pesquisa exploratória (perfuração de poços, levantamento sísmico etc.) foi realizada nos blocos pertencentes a NF, situação que impede um conhecimento mais detalhado das bacias sedimentares da região, aumentando a incerteza quanto a presença de hidrocarboneto. Dado a dificuldade relacionada à cada região, a ANP ofereceu blocos de dimensões maiores nos leilões, permitindo que área tornasse mais atrativa comercialmente.

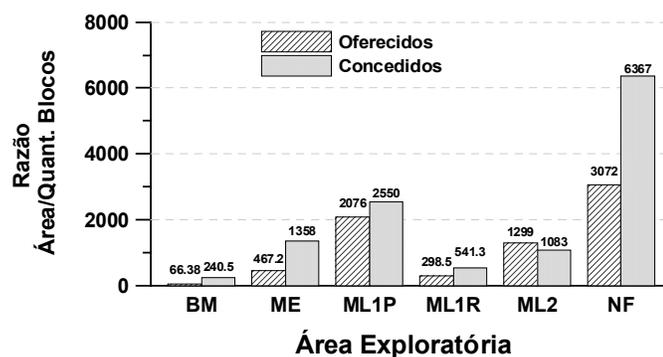


Figura 6.17 – Área média oferecida e arrematada por classe

Na Figura 6.17 confirma-se que, em média, as dimensões dos blocos situados na Margem Leste Águas Profundas (ML1P) e na Novas Fronteiras (NF), tanto oferecidos como arrematados,

possuem as maiores dimensões. A Bacias Maduras (BM) é a região em que os blocos possuem a menor dimensão, pois nesta região existe um elevado conhecimento geológico e a menor incerteza exploratória. A área arrematada média na NF é a mais elevada dentre todas concedidas no Brasil, mas deve-se levar em conta que esta média foi calculada somente em função de dois blocos que receberam ofertas nas cinco rodadas de licitações, fato que distorce a estatística. Entretanto, observa-se que os maiores blocos oferecidos nos leilões estão situados na NF, pois a média dos 48 blocos oferecidos é cerca de mil quilômetros quadrados maior que dos blocos da ML1P, segunda região em ordem de dimensão dos blocos oferecidos (Figura 6.17).

Verifica-se que a definição da dimensão dos blocos oferecidos nas rodadas de licitações no Brasil foi baseada no risco exploratório, quantidade de informação e atratividade econômica de cada bloco, situação que permite a adoção de uma estratégia eficiente de licitação de áreas exploratórias, ou seja, a ANP pode oferecer áreas muito e pouco atrativas na mesma rodada de licitação, de modo que todas bacias brasileiras sejam contempladas nos leilões, possibilitando a concessão homogênea de direitos de E&P.

Quando os blocos concedidos foram analisados por rodada de licitação, a performance da quantidade de blocos oferecidos e arrematados foi ligeiramente maior que a da dimensão da área (Figura 6.10). Entretanto, quando os blocos são distribuídos entre as classes propostas, ocorre uma inversão da performance entre blocos e dimensão da área, ou seja, a performance da área é maior que a performance dos blocos, com exceção da Margem Leste Outras (Figura 6.18).

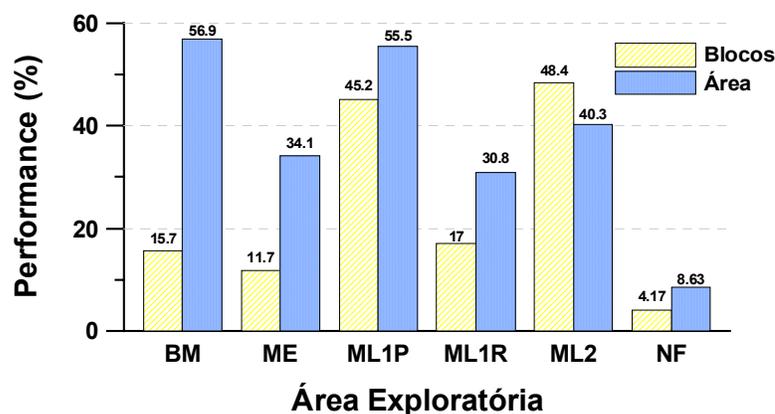


Figura 6.18 – Índice de Performance dos blocos e áreas ofertadas e concedidas por classe

Esta inversão de performance pode ser justificada pelo interesse das empresas nos blocos de maiores dimensões, ou seja, no momento da decisão para qual bloco seria apresentada oferta, aparentemente, a dimensão do bloco foi levada em conta pelas empresas, além do risco associado e da quantidade e qualidade da informação disponível.

Para avaliar qual a performance das áreas oferecidas e concedidas por rodada de licitação foi calculado, aqui denominado, um Índice de Aproveitamento. Este índice é baseado no Índice de Performance por rodada de licitação e por área exploratória, calculado conjuntamente, de forma que o somatório seja o resultado obtido dos valores das rodadas pelas classes. Este somatório é semelhante à distribuição de probabilidade acumulada e permite verificar a existência de dominância estocástica entre as áreas exploratórias.

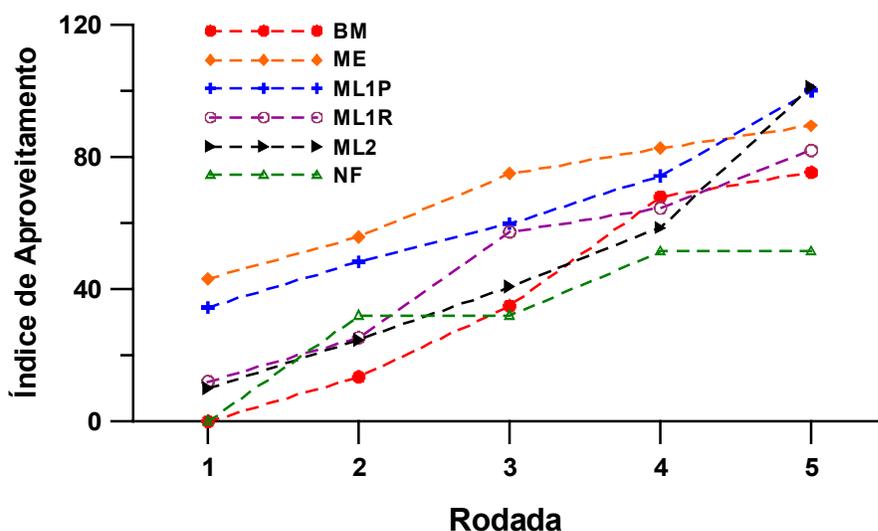


Figura 6.19 – Índice de Aproveitamento dos blocos pela classe e rodada de licitação

Os blocos situados na Margem Equatorial apresentaram dominância estocástica sobre as demais áreas até a quarta rodada de licitação (Figura 6.19), pois na quinta rodada, o Índice de Aproveitamento desta área foi superado pelos índices da Margem Leste Águas Profundas e Margem Leste Outras. Por outro lado, o Índice de Aproveitamento da Bacias Maduras era o pior até a 2001, e em seguida superou a Novas Fronteiras, e em 2002 na quarta rodada de licitação, ficou entre os índices mais elevados. A Margem Leste Águas Profundas é a área exploratória que

apresentou Índice de Aproveitamento mais linear, fato que reforça a indicativa desta ser a área mais atrativa nos leilões realizados para concessão de direitos de E&P.

Do total arrecado em bônus de assinatura, 69% foram oferecidos para blocos situados na Margem Leste Águas Profundas (ML1P), e se, para o cálculo deste índice, for considerado os blocos arrematados que estão situados na Margem Leste Águas Rasas (ML1R), esta estatística sobe para 87%, demonstrando o elevado interesse das empresas por esta região (Tabela 6.5), dado que nela estão situadas as principais bacias sedimentares com produção de hidrocarboneto.

Tabela 6.5 – Bônus de Assinatura arrecadado por classe

Classe	Bônus (MM US\$)		Slot* (MM US\$)		P\$Slot* (%)
	Total	Médio	Total	Médio	
BM	11,75	0,27	7,82	0,18	54,30
ME	56,98	2,04	41,68	1,49	29,53
ML1P	498,39	15,10	330,15	10,00	72,10
ML1R	128,71	1,92	78,89	1,18	61,59
ML2	23,28	1,55	18,39	1,23	78,31
NF	2,72	1,36	2,53	1,27	66,95
Total	721,83	3,82	479,47	2,54	58,36

*Slot = dinheiro deixado sobre a mesa; **P\$Slot = porcentagem do dinheiro deixado sobre a mesa

Desconsiderando a Margem Leste Águas Profundas (ML1P) e Águas Rasas (ML1R), a Margem Equatorial (ME) foi a região que mais atraiu investimentos, na qual o bônus de assinatura é mais que o dobro arrecadado pela concessão dos blocos situados na Margem Leste Outras (ML2), sugerindo novas perspectivas para a produção de hidrocarbonetos no Brasil. A Bacias Maduras, composta de bacias terrestres e com grande quantidade de informação, foi a região que recebeu uma quantidade pequena de bônus de assinatura, pois se trata de blocos que na sua maioria possuem campos com declínio de produção, com custo reduzido de extração de

petróleo, requerendo uma quantidade menor de investimentos, devido a infraestrutura atualmente instalada em operação.

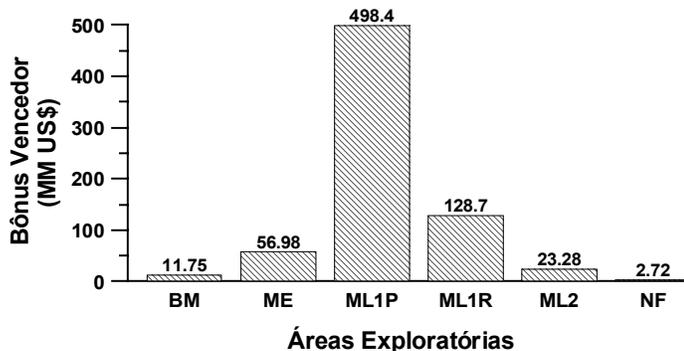


Figura 6.20 – Bônus de Assinatura por classe

Devido a peculiaridade dos leilões competitivos, no qual a diferença entre as ofertas é elevada, a mesma tendência é observada com relação ao dinheiro deixado sobre a mesa (Figura 6.21), ou seja, as áreas que arrecadaram os maiores bônus de assinatura (Figura 6.20) são aquelas que deixaram o maior quantia de dinheiro sobre mesa (*\$lot*).

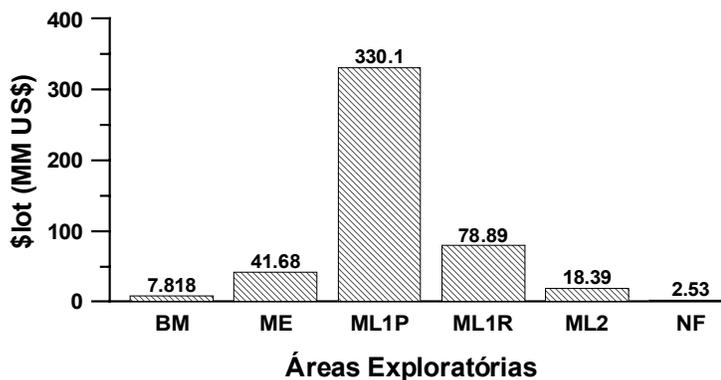


Figura 6.21 – Dinheiro deixado sobre a mesa (*\$lot*) por classe

As médias das porcentagens de dinheiro deixado sobre a mesa (*P\$lot*) das áreas exploratórias classificadas neste estudo apresentam resultados semelhantes às calculadas para as rodadas de licitações (Figura 6.22), estão em torno de 60%. A exceção é a Margem Equatorial (ME), apresentando a menor média (cerca de 30%), sendo justificada pela *P\$lot* da quinta rodada (6%). Os lances oferecidos para esta região na quinta rodada de licitação foram muito

semelhantes ao bônus de assinatura mínimo, pois o Programa Exploratório Mínimo (*PEM*) também compunha a oferta, exigindo que empresa balanceasse as duas variáveis de forma a apresentar um lance consistente conforme a preferência ao risco. Se não for considerado o valor da quinta rodada para o cálculo do *P\$lot*, a média para ME sobe para cerca de 75%.

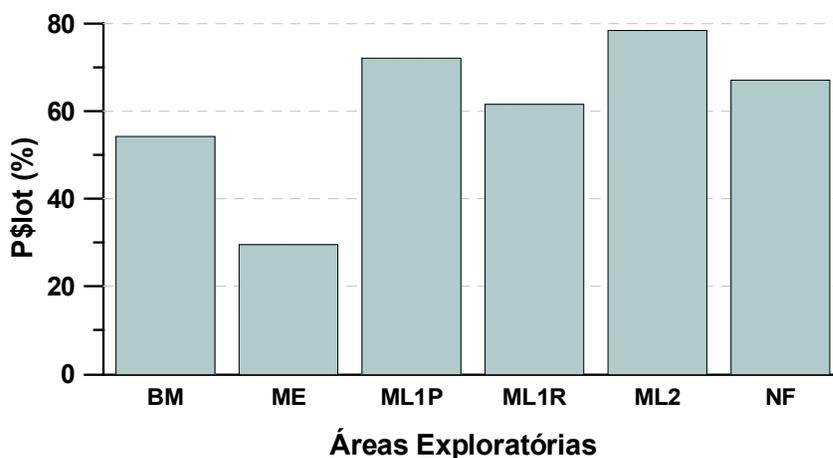


Figura 6.22 – Porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa (*P\$lot*) por classe

Com relação à competitividade, a Margem Leste Águas Profundas (ML1P), Margem Leste Águas Rasas (ML1R) e a Bacias Maduras (BM) foram as áreas de maior atratividade nas cinco rodadas de licitações (Figura 6.23). A ML1R foi a única área exploratória que recebeu cinco competidores, seguida pela BM e pela ML1P que tiveram blocos licitados com a participação de quatro empresas/consórcios. Esta atratividade pode ser justificada pela qualidade das áreas oferecidas, pois na ML1R e ML1P está concentrada a maior parcela da produção de hidrocarbonetos no Brasil, enquanto os blocos situados na BM, os investimentos não são tão elevados.

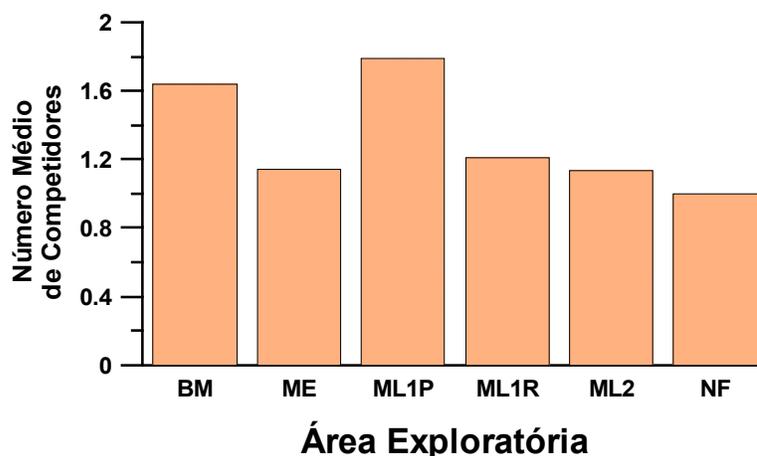


Figura 6.23 – Número médio de competidores por classe¹⁰

Os resultados obtidos para as áreas exploratórias confirmaram as expectativas do mercado, pois as regiões que apresentaram a maior quantidade de concessões, tanto de blocos como de dimensão da área, são as consideradas mais atrativas ou que já executam alguma atividade de produção, possuindo infraestrutura desenvolvida e instalada, além de serem responsáveis por quase a totalidade da produção brasileira.

Os blocos situados em Novas Fronteiras (NF) foram pouco almejados, apresentado um Índice de Performance muito baixo, o que poderá acarretar em pouca atividade de exploração de petróleo nas bacias que o compõe nos próximos anos. Esta situação pode exigir que a ANP incentive e/ou realize estudos básicos nestas bacias, adicionando novas informações sobre as regiões, e estudos que comprovem indícios de hidrocarbonetos com potencial econômico e possam atrair investimentos privados de E&P.

6.2.2 – Participação dos Consórcios nos Leilões no Brasil

Uma das formas das empresas diversificarem o risco exploratório e realizarem um intercâmbio de informações sobre as áreas que estão sendo concedidas é por meio da criação de consórcios. Até a quinta rodada no Brasil, as empresas privadas preferiram participar em

¹⁰ Para calcular o número médio de competidores só foram considerados os blocos que receberam ofertas.

consórcios com a Petrobras, pois a empresa atua no Brasil há cinquenta anos e possui elevado grau de conhecimento das bacias sedimentares brasileiras. A quantidade de blocos e a dimensão da área concedida para consórcios nas rodadas de licitações estão na Tabela 6.6.

Tabela 6.6 – Blocos e áreas concedidas para consórcios

Rodada	Consórcio	Blocos	Área (km²)
1	não	6	25.827
	sim	6	28.832
	<i>Subtotal</i>	<i>12</i>	<i>54.659</i>
2	não	11	14.486
	sim	10	32.997
	<i>Subtotal</i>	<i>21</i>	<i>47.483</i>
3	não	23	31.158
	sim	11	17.471
	<i>Subtotal</i>	<i>34</i>	<i>48.629</i>
4	não	16	19.575
	sim	5	5.714
	<i>Subtotal</i>	<i>21</i>	<i>25.289</i>
5	não	99	21.887
	sim	2	64
	<i>Subtotal</i>	<i>101</i>	<i>21.951</i>
Total		189	198.011

O percentual de blocos e das dimensões das áreas concedidas para consórcios apresenta uma tendência de declínio (Figura 6.24), ou seja, as empresas passaram a apresentar ofertas individualmente conforme a realização das rodadas de licitações. Entretanto, observa-se que as empresas constituíram consórcios principalmente nas duas primeiras rodadas de licitações, pois mais de 50% da área arrematada foi concedida para um grupo de empresas.

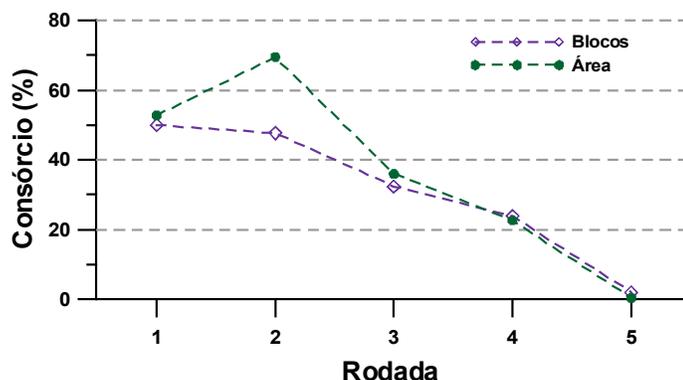


Figura 6.24 – Porcentagem de consórcios por rodada

Do total de bônus de assinatura arrecadado nas cinco rodadas de licitações, cerca de 51% foram oferecidos por consórcios, sendo que a segunda rodada de licitação é responsável por 56% desta estatística (Tabela 6.7). A mesma participação dos consórcios pode ser observada na análise do total de dinheiro deixado sobre a mesa (*\$lot*), ou seja, como mencionado anteriormente no Capítulo 3, esta quantia é inerente aos leilões competitivos.

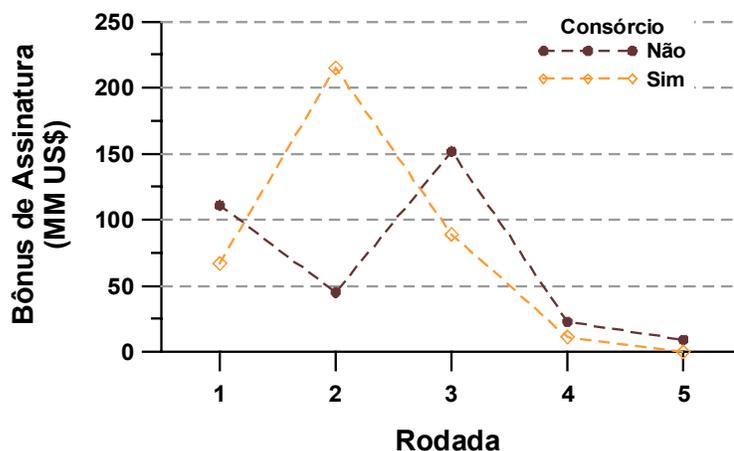


Figura 6.25 – Bônus de Assinatura oferecidos pelos consórcios

Na segunda rodada de licitação o bônus de assinatura total oferecido por consórcios foi quase cinco vezes maior que os lances individuais, situação atípica nas cinco rodadas de licitações (Figura 6.25). Entretanto, em média, os bônus oferecidos pelos consórcios são maiores que os lances individuais, com exceção da primeira rodada (Tabela 6.7). Deve-se ressaltar que

nesta análise não foram levados em conta os bônus oferecidos pelos competidores na quinta rodada, pois nesta rodada somente dois consórcios apresentaram ofertas vencedoras.

Tabela 6.7 – Bônus de Assinatura arrecadado por rodada

Rodada	Consórcio	Bônus (MM US\$)		Slot (MM US\$)		P\$lot (%)
		Total	Médio	Total	Médio	
1	não	110,91	18,48	87,10	14,52	81,99
	sim	66,80	11,13	24,26	4,04	61,82
2	não	44,95	4,09	13,64	1,24	50,86
	sim	215,20	21,52	148,17	14,82	71,57
3	não	151,77	6,60	97,39	4,23	55,01
	sim	89,10	8,10	77,82	7,07	90,09
4	não	22,79	1,42	17,25	1,08	66,01
	sim	11,18	2,24	5,82	1,16	58,40
5	não	9,12	0,09	8,00	0,08	53,62
	sim	0,03	0,01	0,00	0,00	-10,26
Total		721,83	3,82	479,47	2,54	58,36

A porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa entre as ofertas efetuadas por consórcios e individuais variou entre 50% e 90%, seguindo o padrão das rodadas de licitações (Figura 6.26). Na terceira rodada de licitação o *P\$lot* foi elevado, cerca de 90%, ou seja, os consórcios apresentaram lances, em média, mais elevados com relação aos lances individuais, sendo o *P\$lot* 63% maior.

Outro fator interessante é decorrente da mudança de metodologia de concessão de áreas exploratórias na quinta rodada, pois, em média, *P\$lot* dos consórcios foi negativo, indicando a diminuição da importância do bônus de assinatura no julgamento das propostas. O cálculo desta estatística só pode ser negativo quando a proposta vencedora ofereceu bônus de assinatura inferior às demais. Com este resultado pode-se inferir que os consórcios concentraram suas forças

na definição, como parte da proposta, do Programa Exploratório Mínimo e no comprometimento com a aquisição local de bens e serviços.

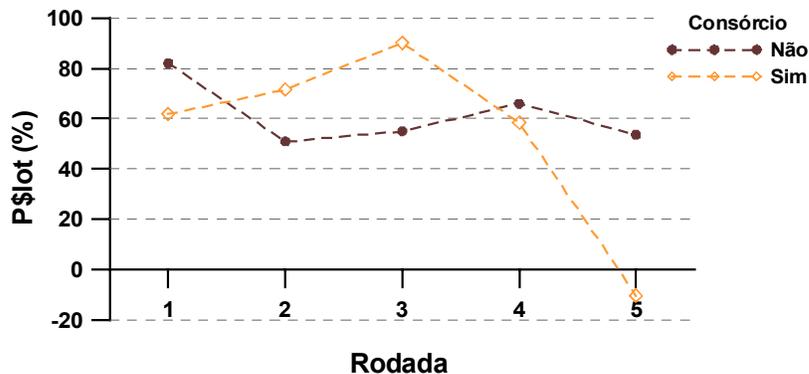


Figura 6.26 – Porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa pelos consórcios nas rodadas de licitações (*P\$lot*)

Dentre todos os blocos arrematados nas cinco rodadas de licitações, cerca de 22% foram concedidos para consórcios e, seguindo esta mesma tendência, em todas as regiões exploratórias a quantidade de blocos concedidos para consórcios é menor que os concedidos para lances individuais (Figura 6.27). Deve-se destacar que os dois blocos situados na categoria de Novas Fronteiras não foram concedidos para consórcios, indicando que estas áreas podem representar a preferência particular das empresas que adquiriram os direitos de E&P.

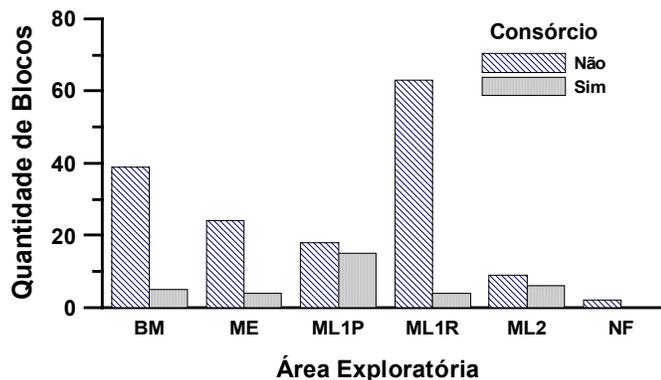


Figura 6.27 – Número de blocos concedidos para consórcios divididos por regiões exploratórias

Em contrapartida, o total de bônus oferecido por consórcios foi maior, quando comparado com as propostas individuais, para os blocos situados na Margem Leste Águas Profundas e Margem Leste Outras (Tabela 6.8). As áreas ML1P e ML2 exigem uma quantidade elevada de investimentos e são as que apresentam maior risco exploratório, fazendo com as empresas, na tentativa de diversificarem os riscos associados aos projetos, procurassem parceiros na aquisição dos blocos.

Tabela 6.8 – Bônus de Assinatura oferecido pelos consórcios por região exploratória

Classe	Consórcio	Blocos	Bônus (MM US\$)		Slot (MM US\$)		PSlot (%)
			Total	Médio	Total	Médio	
BM	não	39	9,93	0,25	6,16	0,16	55,09
	sim	5	1,82	0,36	1,66	0,33	48,15
ME	não	24	44,16	1,84	29,75	1,24	21,82
	sim	4	12,83	3,21	11,93	2,98	75,78
ML1P	não	18	198,78	11,04	123,01	6,83	70,71
	sim	15	299,61	19,97	207,14	13,81	73,78
ML1R	não	63	77,14	1,22	55,65	0,88	61,88
	sim	4	51,57	12,89	23,24	5,81	57,02
ML2	não	9	6,80	0,76	6,29	0,70	78,24
	sim	6	16,47	2,75	12,10	2,02	78,42
NF	não	2	2,72	1,36	2,53	1,27	66,95
Total		189	721,83	3,82	479,47	2,54	58,36

Para verificar a relação entre as ofertas apresentadas por consórcios e as ofertas apresentadas individualmente pelas empresas, dividiu-se a quantidade de blocos arrematados por consórcios pela quantidade blocos concedidos a ofertas individuais. Este mesmo cálculo foi realizado para o bônus de assinatura vencedor, e estas duas estatísticas foram representadas conjuntamente em forma de gráfico (Figura 6.28). Como observado na Figura 6.27, verifica-se que a quantidade de blocos concedidos para consórcios não supera a quantidade de blocos arrematados pelas empresas que apresentaram lances sozinhas, mas esta característica não é

acompanhada quando é realizada a mesma análise para os bônus de assinatura. Como mencionado anteriormente, as empresas apresentaram ofertas em conjunto para blocos com maior risco exploratório (ML1P e ML2) e preferiram participar sozinhas nas licitações de blocos que exigiam menor investimento de capital e que possuíam maior quantidade de informação.

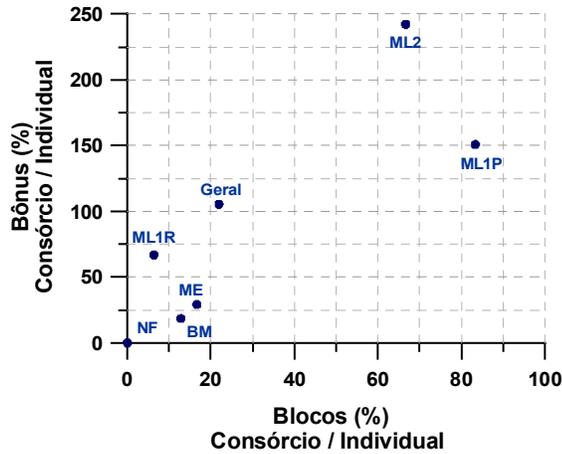


Figura 6.28 – Relação das ofertas de consórcios e individuais

O percentual de dinheiro deixado sobre a mesa (*P\$lot*) médio variou entre 50% e 80%, tanto para ofertas de consórcios como para ofertas individuais, com exceção da média de *P\$lot* das ofertas individuais para blocos situados na Margem Equatorial (Figura 6.29). Sem considerar esta região, o *P\$lot* manteve a mesma tendência já observada, reforçando a hipótese vista da literatura que esta quantia é inerente aos leilões baseados na competitividade.

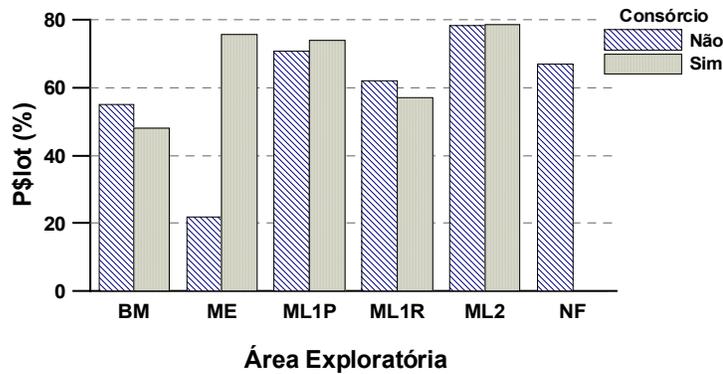


Figura 6.29 – Porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa pelos consórcios por área exploratória (*P\$lot*)

Resumidamente, as empresas optaram por apresentar ofertas por meio de consórcios quando o bloco licitado apresentava um elevado risco exploratório e exigia investimentos de grande magnitude, ou seja, diversificando o risco associado ao projeto, caso contrário, preferiram participar dos leilões sozinhas, como operadoras, assumindo todo o risco do projeto.

6.2.3 – Participação da Petrobras

A Petrobras é a empresa que acumula atualmente o melhor conhecimento sobre as bacias sedimentares brasileiras, pois atua no Brasil há cinquenta anos, obtendo bons resultados no processo de exploração e produção de petróleo, tanto no país como no exterior. Como resultado, supõe-se que a empresa adquiriu, durante esse período, um extenso conhecimento do potencial petrolífero brasileiro, possuindo condição de estimar o volume de recursos com precisão mais apurada que as demais empresas. Acredita-se que esta vantagem competitiva sobre os concorrentes reflete nos resultados dos leilões, e mais, nos valores de bônus de assinatura oferecidos para aquisição dos blocos exploratórios, partindo do princípio que o lance proposto é uma fração da estimativa do valor de mercado da reserva. Assim sendo, torna-se pertinente uma análise da participação da Petrobras nas rodadas de licitações oferecidas pela ANP, pois os resultados podem ser utilizados como indicadores para a definição de estratégias competitivas e do desempenho dos leilões para as próximas rodadas.

Nas cinco rodadas de licitações, os blocos foram concedidos, por intermédio de leilões competitivos, para 36 empresas classificadas como operadoras, estando a Petrobras entre elas. Fora a Petrobras, as empresas que mais arremataram blocos desde 1999 foram a Aurizônia Empreendimentos Ltda com 6 blocos, Rainier Engineering Limited com 5 blocos e Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation, Maersk Olie og Gas AS, Queiroz Galvão Perfurações S.A. e Sinergy Group Corp com 4 blocos cada, resultado que somado com os 116 blocos concedidos para Petrobras é equivalente à cerca de 76% de todos os blocos arrematados¹¹. Para efeito de

¹¹ Algumas empresas passaram por um processo de fusão e venda de seus ativos desde 1999, mas na análise dos resultados deste trabalho considera-se a situação da empresa no momento do leilão. Ex: Sinergy Group Corp = Rainer

referência, no Anexo I estão dispostos a quantidade de blocos e as dimensões totais das áreas concedidas, além do total de bônus de assinatura arrematado por empresa classificada como operadora.

A Petrobras foi a única empresa que adquiriu blocos exploratórios em todas as rodadas de licitações, sendo que a Amerada Hess Corporation e a Maersk Olie og Gas AS, empresas que mais participaram dos leilões excluindo a Petrobras, adquiriram áreas exploratórias em três das cinco rodadas oferecidas pela ANP (dados dispostos no Anexo II).

Tabela 6.9 – Blocos e área arrematadas pela Petrobras e outras empresas

Rodada	Empresa	Blocos	Área Total (km²)	Área Média (km²)
1	Outras	9	51.006	5.667,33
	Petrobras	3	3.653	1.217,67
2	Outras	14	26.070	1.862,14
	Petrobras	7	21.413	3.059,00
3	Outras	21	28.900	1.376,19
	Petrobras	13	19.729	1.517,62
4	Outras	13	11.000	846,15
	Petrobras	8	14.289	1.786,13
5	Outras	16	1.084	67,77
	Petrobras	85	20.866	245,48
	Outras	73	118.061	1.617,27
Total	Petrobras	116	79.950	689,23
	Geral	189	198.011	1.047,67

Por outro lado, quando o critério é a dimensão da área adquirida ocorre uma mudança no ordenamento das empresas. A Amerada Hess Corporation, Texaco Brasil S.A., BP Exploration Operating Company e Agip Oil do Brasil S.A. adquiriram áreas superiores a 10 mil quilômetros

quadrados, e, em conjunto com a Petrobras, a soma das áreas representa cerca de 65% do total concedido nas cinco rodadas de licitações.

Do total de 189 blocos concedidos na cinco rodadas de licitações, a Petrobras arrematou 116 (cerca de 61%), correspondendo a 40% da área total licitada pela ANP, ou seja, cerca de 80 mil km² (Tabela 6.9). Entretanto, a diferença entre os blocos arrematados pela Petrobras e os arrematados por outras empresas manteve-se constante até a quarta rodada de licitação (Figura 6.30), com a Petrobras adquirindo menos blocos que a soma dos blocos concedidos para outras empresas, mas na quinta rodada inverteu-se essa relação, com a empresa estatal adquirindo cerca de 3,5 vezes mais blocos que as demais empresas.

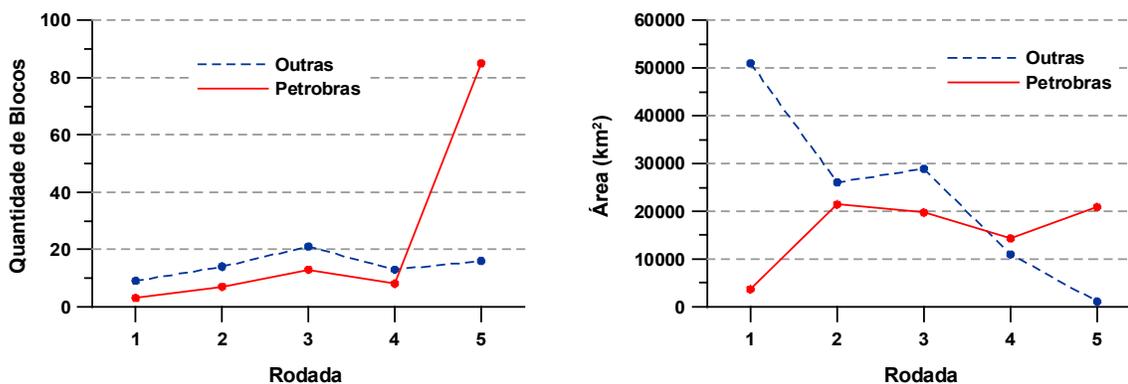


Figura 6.30 – Blocos e área arrematados pela Petrobras e outras empresas

Analisando a dimensão da área percebe-se que área total adquirida pela Petrobras manteve-se praticamente constante nas cinco rodadas de licitação (Figura 6.30), com exceção da primeira rodada em que a Petrobras adquiriu somente 3.653 quilômetros quadrados. Em contrapartida, a área adquirida pelas demais empresas apresentou um declínio acentuado. Esta situação pode refletir o desinteresse das empresas nas regiões exploratórias brasileiras e a manutenção da estratégia competitiva da Petrobras na aquisição de novas áreas ou circunscrever aquelas áreas já previamente selecionadas na rodada zero ou próximas às áreas que atualmente estão em desenvolvimento ou produção.

O governo brasileiro arrecadou cerca de US\$ 720 milhões em bônus de assinatura, e deste total, a Petrobras foi responsável por US\$ 226,21 milhões (Anexo I). A soma dos bônus de assinatura das empresas operadoras Agip Oil do Brasil S.A., Amerada Hess Corporation, Chevron Corporation, Ocean Energy, Phillips Petroleum Company, Shell Brasil S.A. e Wintershall Aktiengesellschaft foi cerca de US\$ 350 milhões, que agregados com a Petrobras, correspondem à cerca de 80% do total arrecadado, sendo que a Agip foi a única empresa que investiu mais de US\$ 100 milhões em bônus de assinatura (Figura 6.31).

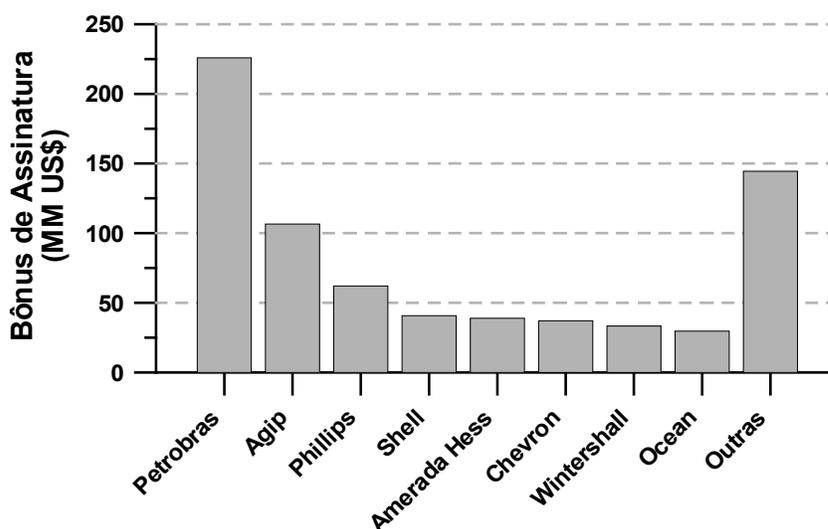


Figura 6.31 – Bônus de Assinatura oferecido pelas empresas operadoras

De uma forma geral, a Petrobras ofereceu em bônus de assinatura quantias menores que a soma das demais empresas, com exceção da segunda rodada, na qual o bônus de assinatura total da empresa estatal foi maior que a soma das demais empresas (Tabela 6.10).

Tabela 6.10 – Bônus de Assinatura oferecido pela Petrobras e por outras empresas

Rodada	Operador	Bônus (MM US\$)		Slot (MM US\$)		PSlot (%)
		Total	Médio	Total	Médio	
1	Outras	171,09	19,01	105,11	11,68	66,74
	Petrobras	6,62	2,21	6,25	2,08	87,40
2	Outras	99,95	7,14	39,47	2,82	58,66
	Petrobras	160,19	22,88	122,35	17,48	64,85
3	Outras	201,29	9,59	146,60	6,98	72,90
	Petrobras	39,57	3,04	28,61	2,20	55,80
4	Outras	21,38	1,64	16,32	1,26	66,80
	Petrobras	12,58	1,57	6,75	0,84	59,97
5	Outras	1,90	0,12	1,45	0,09	58,97
	Petrobras	7,25	0,09	6,55	0,08	51,11
	Outras	495,62	6,79	308,96	4,23	65,27
Total	Petrobras	226,21	1,95	170,51	1,47	24,02
	Geral	721,83	3,82	479,47	2,54	58,36

Observa-se que as empresas apresentavam elevadas expectativas em relação as áreas exploratórias brasileiras, pois nas três primeiras rodadas a soma dos bônus esteve acima de US\$ 90 milhões, sendo que a Petrobras na primeira rodada ofereceu um total de US\$ 6,62 milhões (Figura 6.32). Entretanto, ocorreu um aparente desinteresse ou uma correção na estratégia competitiva de participação nos leilões das empresas a partir da quarta rodada, com o governo arrecadando cerca de US\$ 20 milhões¹². Este desinteresse, ou correção da estratégia, pode ser verificado com o declínio do bônus de assinatura médio oferecido pelas empresas (Figura 6.32).

¹² Esta diminuição pode ser um reflexo dos desafios da exploração frente as condições fiscais brasileiras.

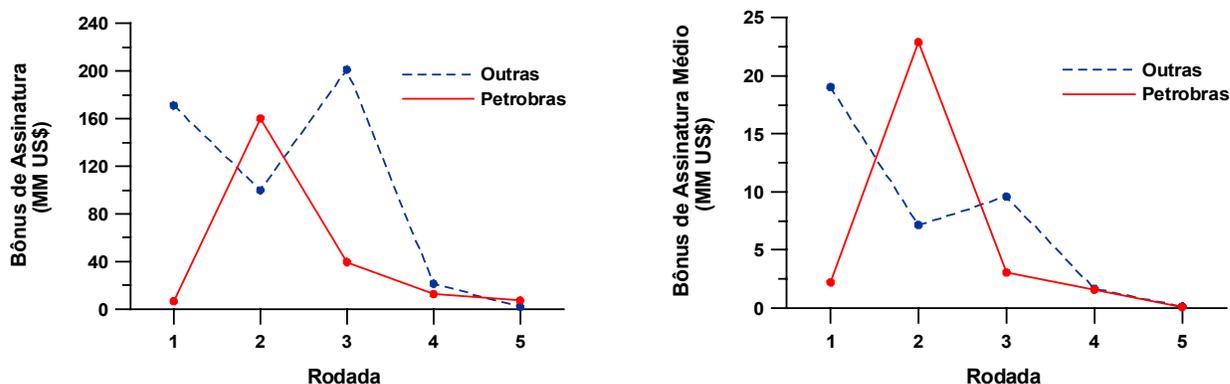


Figura 6.32 – Bônus de Assinatura total e médio oferecido pela Petrobras e pelas outras empresas

Esta tendência pode ser observada com relação a Petrobras, pois a empresa teve uma participação mais conservadora na primeira rodada de licitação, ocorrendo uma mudança de estratégia na segunda rodada, atingindo o nível das demais empresas, e com o bônus de assinatura total e médio declinando para as demais rodadas, retornando ao patamar de US\$ 6 milhões (Figura 6.32).

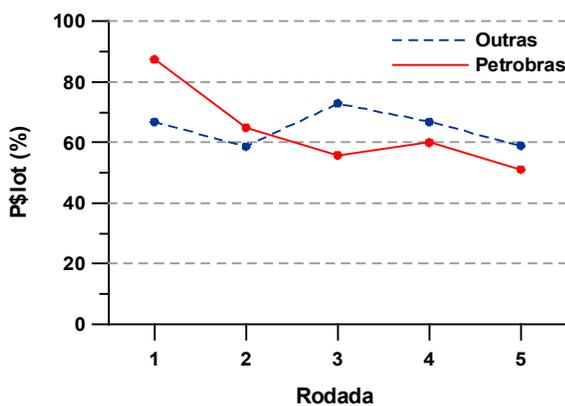


Figura 6.33 – Porcentagem de dinheiro deixado (*P\$lot*) na mesa pela Petrobras e pelas outras empresas

A porcentagem de dinheiro deixado sobre a mesa (*P\$lot*) durante as rodadas de licitações apresentou uma leve tendência de queda, atingindo o patamar de 60% (Figura 6.33), tanto para a Petrobras como para as demais empresas. Este declínio pode ser justificado pelo aprendizado que as empresas adquiriram de rodada para rodada, permitindo um refinamento da estratégia de

participação nos leilões brasileiros. Outro ponto relevante é que o *P\$lot* da Petrobras foi maior nas duas primeiras rodadas, invertendo a ordem com as demais empresas a partir da terceira rodada de licitação.

A Petrobras adquiriu mais blocos em todas as áreas exploratórias (Figura 6.34), com exceção da Bacias Maduras (Tabela 6.11), a qual, dos 44 blocos concedidos, a empresa estatal adquiriu cerca de 30%. Os 6 blocos arrematados pela Aurizônia Empreendimentos Ltda estão localizados na Bacias Maduras, seguidos pela Rainier Engineering Limited com 5 blocos e pelas Partex Oil and Gas (Holdings) Corporation e Sinergy Group Corp com 4 blocos cada na mesma região, resultando na estatística, juntamente com a Petrobras, de cerca de 60% do total de blocos concedidos na BM (dados dispostos no Anexo III).

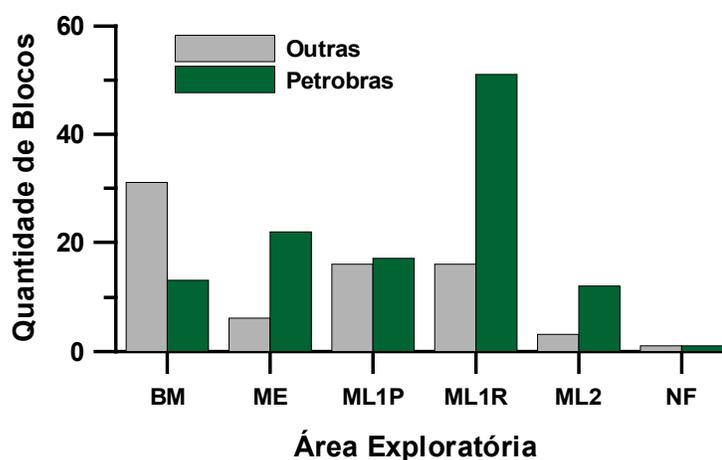


Figura 6.34 – Blocos arrematados pela Petrobras e outras empresas por classe

Na Margem Leste Águas Rasas, 9 empresas arremataram blocos exploratórios, sendo que a Petrobras arrematou cerca de 76% do total de blocos concedidos, e a Maersk Olie og Gas AS arrematou 4, a Wintershall Aktiengesellschaft e a Newfield Exploration Company arremataram 3 cada uma como operadoras. Conjuntamente, estas empresas arremataram cerca de 91% do total de blocos concedidos para Margem Leste Águas Rasas.

Tabela 6.11 – Blocos e área arrematadas pela Petrobras e outras empresas por classe

Classe	Operador	Bloco	Área Total (km²)	Área Média (km²)
BM	Outras	31	7.730,10	249,36
	Petrobras	13	2.852,91	219,45
ME	Outras	6	28.085,00	4.680,83
	Petrobras	22	9.940,36	451,83
ML1P	Outras	16	50.841,00	3.177,56
	Petrobras	17	33.321,71	1.960,10
ML1R	Outras	16	23.677,26	1.479,83
	Petrobras	51	12.588,37	246,83
ML2	Outras	3	2.656,00	885,33
	Petrobras	12	13.583,84	1.131,99
NF	Outras	1	5.071,00	5.071,00
	Petrobras	1	7.663,00	7.663,00
	Outras	73	118.061,36	1.617,27
Total	Petrobras	116	79.950,19	689,23
	Geral	189	198.010,55	1.047,67

Dos 16 blocos concedidos para outras empresas na Margem Leste Águas Profundas, 6 foram arrematados pelas empresas Agip Oil do Brasil S.A., Amerada Hess Corporation, Esso Brasileira de Petróleo Limitada e Texaco Brasil S.A., cada qual arrematando dois blocos. Nesta região, foram concedidos blocos para 13 empresas.

Nas demais áreas não apresentaram atuação expressiva das demais empresas. Na Novas Fronteiras foram concedidos blocos para 2 empresas operadoras, na Margem Equatorial para 7 empresas e na Margem Leste Outras para 4 empresas, ressaltando que a Petrobras está entre elas em todas as regiões exploratórias mencionadas.

Em relação ao somatório total da área arrematada pelas demais empresas, foi concedido para Petrobras dimensão de áreas maiores na Margem Leste Outras e na Novas Fronteiras, resultado válido também para a dimensão média da área (Figura 6.35). Entretanto, individualmente a Petrobras só não arrematou a maior dimensão de área na Margem Equatorial, pois a BP Exploration Operating Company adquiriu a concessão de cerca de 14.088 quilômetros quadrados na região como empresa operadora, área cerca de 42% maior que a área total arrematada pela Petrobras.

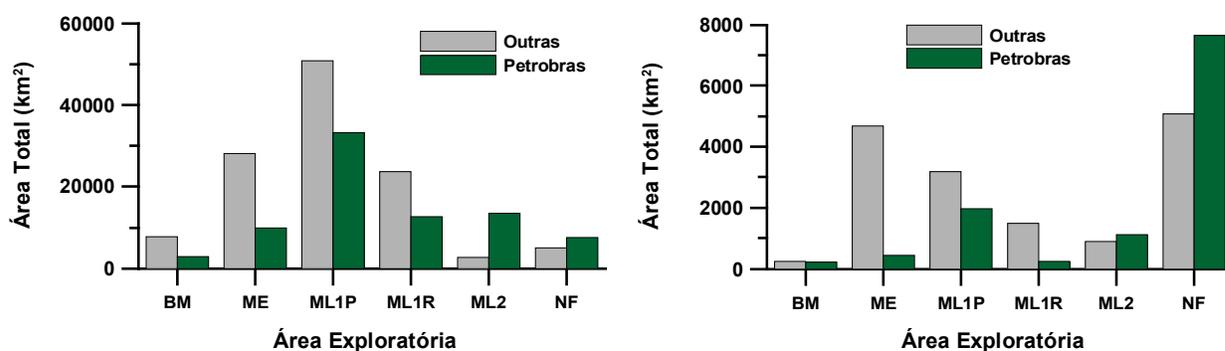


Figura 6.35 – Área total e média concedida para Petrobras e outras empresas por classe

Na Bacias Maduras a Rainier Engineering Limited, depois da Petrobras, foi a empresa que adquiriu a maior dimensão de área (1.945 km²), seguida pela Union Pacific Resources Company (1.292 km²), enquanto as demais empresas adquiriram áreas inferiores a 750 km². Para as três empresas foi concedido cerca de 79% da área total da Bacias Maduras.

A Agip Oil do Brasil S.A. e a Texaco Brasil S.A adquiriram no total 10.500 e 10.456 quilômetros quadrados, respectivamente, na Margem Leste Águas Profundas, que somados com a Petrobras corresponde à cerca de 65% do total da área concedida nesta região nas cinco rodadas de licitações. Se for considerada a área concedida para Amerada Hess Corporation (9.360 km²), ocorre um incremento de 10% desta estatística.

A Petrobras, como operadora, arrematou cerca de 53% da área concedida da Margem Leste Águas Rasas, indicando o elevado interesse da empresa na região. Para Chevron Corporation, a

empresa que maior dimensão de área adquiriu como operadora depois da Petrobras, foram concedidos cerca 6.591 quilômetros quadrados na ML1R.

Nas demais regiões, Margem Leste Outras e Novas Fronteiras, ocorreu a predominância da Petrobras na dimensão adquirida, com destaque para The Coastal Corporation que adquiriu como empresa operadora cerca de 40% da área da Novas Fronteiras, estatística que representa a concessão de um bloco situado na região.

Do montante total arrecadado pelo governo em bônus de assinatura, a participação da Petrobras foi significativa em todas áreas exploratórias, pois, apesar da somatória do bônus das demais empresas serem mais elevados, a participação da Petrobras representa uma grande parcela do total arrecadado por área exploratória (Figura 6.36).

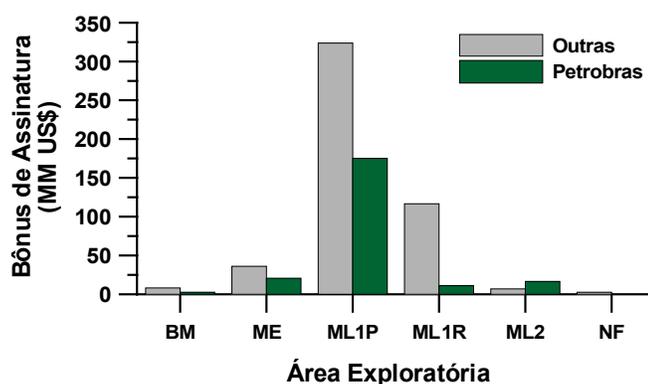


Figura 6.36 – Bônus de Assinatura oferecido pela Petrobras e outras empresas por classe

Dentre as empresas operadoras que adquiriam blocos situados na Bacias Maduras, a Petrobras foi a empresa que ofereceu a maior quantia financeira (US\$ 2,86 milhões para aquisição de 13 blocos), seguida pela Rainier Engineering Limited e Queiroz Galvão Perfurações S.A., cada qual oferecendo US\$ 2,12 milhões e US\$ 1,88 milhões, respectivamente. As demais empresas ofereceram bônus inferiores a US\$ 1,00 milhão. As três empresas juntas representam 58% do total arrecadado pelo governo brasileiro (Tabela 6.12). Em média, a Queiroz Galvão Perfurações S.A. e a Dover Investments Limited foram as empresas operadoras que apresentaram o maior bônus de assinatura, sendo que a primeira adquiriu 3 blocos e a segunda, 1 bloco.

Tabela 6.12 –Bônus de Assinatura oferecido pela Petrobras e por outras empresas por classe

Classe	Operadora	Bônus (MM US\$)		Slot (MM US\$)		PSlot (%)
		Total	Médio	Total	Médio	
BM	Outras	8,86	0,29	5,92	0,19	51,58
	Petrobras	2,89	0,22	1,90	0,15	60,80
ME	Outras	36,53	6,09	29,17	4,86	88,56
	Petrobras	20,45	0,93	12,51	0,57	13,43
ML1P	Outras	323,66	20,23	197,68	12,35	70,04
	Petrobras	174,73	10,28	132,47	7,79	74,05
ML1R	Outras	117,42	7,34	68,18	4,26	72,94
	Petrobras	11,29	0,22	10,72	0,21	58,03
ML2	Outras	6,54	2,18	5,53	1,84	83,63
	Petrobras	16,73	1,39	12,87	1,07	76,98
NF	Outras	2,60	2,60	2,49	2,49	95,73
	Petrobras	0,12	0,12	0,05	0,05	38,17
	Outras	495,62	6,79	308,96	4,23	65,27
Total	Petrobras	226,21	1,95	170,51	1,47	24,02
	Geral	721,83	3,82	479,47	2,54	58,36

Na Margem Equatorial, a Petrobras é responsável por cerca de 36% do total arrecada pelo governo em bônus de assinatura (Tabela 6.12). A Phillips Petroleum Company, habilitada como empresa operadora, ofereceu US\$ 14,71 milhões, e, agregado com o bônus oferecido pela Petrobras, representa cerca de 62% do bônus total arrecadado pela União. Com a relação a média arrecada por empresa nesta área exploratória, a Phillips Petroleum Company continua sendo a empresa de maior destaque, pois adquiriu somente um bloco, seguida pela BP Exploration Operating Company, US\$ 7,22 milhões, e pela The Coastal Corporation, com US\$ 5,13 milhões. A média da Petrobras foi a mais baixa de todas (menos de US\$ 1,00 milhão por bloco), indicando a eficiência da empresa na aquisição de direitos de E&P da região.

Na Margem Leste Águas Profundas a Petrobras ofereceu cerca de 35% do total de bônus de assinatura, adquirindo 17 blocos. A Agip Oil do Brasil S.A. foi a outra empresa de destaque, oferecendo US\$ 102,30 milhões, com a média de US\$ 51,15 milhões por bloco arrematado (maior média da região). As duas empresas juntas representam cerca de 55% do total arrecadado pelo governo brasileiro nas rodadas de licitações. As empresas BHP Billiton Limited, Enterprise Oil plc e a Total Fina Elf S.A. ofereceram o menor bônus de assinatura médio, US\$ 4,96 milhões, US\$ 5,06 milhões e US\$ 2,33 milhões por bloco adquirido, respectivamente.

A Petrobras não foi a empresa que mais ofereceu bônus de assinatura para os blocos arrematados situados na Margem Leste Águas Rasas, sendo superada pela Chevron Corporation (US\$ 37,58 milhões), pela El Paso CGP Company (US\$ 24,60 milhões) e pela Wintershall Aktiengesellschaft (US\$ 33,82 milhões). Por outro lado, juntamente com a Newfield Exploration Company, a Petrobras foi a empresa que ofereceu o menor bônus médio da região (US\$ 0,22 milhões por bloco). Estes dados refletem que nesta região a concorrência para aquisição de blocos exploratórios foi grande, indicando as expectativas das empresas na possibilidade de descobertas e da produção de hidrocarboneto.

Poucas empresas adquiriam concessões exploratórias na Margem Leste Outras, predominando a participação da Petrobras que adquiriu 12 blocos com a oferta de US\$ 16,73 de bônus de assinatura. O bônus total oferecido pela empresa estatal representou cerca 72% do total arrecadado pelo governo. A empresa que mais gastou em bônus de assinatura, além da Petrobras, foi a Amerada Hess Corporation, com a oferta total de US\$ 5,00 milhões.

Somente dois blocos situados na Novas Fronteiras foram arrematados, sendo que as empresas operadoras são a Petrobras e a The Coastal Corporation, com a oferta em bônus de assinatura de US\$ 0,12 milhões e US\$ 2,60 milhões, respectivamente. A Coastal gastou uma quantia elevada em uma região que não foi atrativa nas cinco rodadas de licitações, enquanto a Petrobras foi mais conservadora na proposta.

O percentual de bônus de assinatura oferecido pela Petrobras na aquisição de blocos exploratórios está representado na Figura 6.37. Observa-se que esta estatística para a Bacias Maduras, Margem Equatorial e Margem Leste Águas Profundas foi de cerca de 30%, ou seja, a Petrobras foi responsável por um terço do arrecadamento em bônus de assinatura. Na área em que a concorrência foi mais acirrada pela aquisição dos direitos de E&P (ML1R), o percentual da Petrobras diminuiu e, vice e versa, ou seja, na área de menor concorrência, o percentual aumentou (ML2). Esta estatística pode indicar a aplicação de uma estratégia linear da empresa na apresentação do bônus de assinatura nas áreas exploratórias.

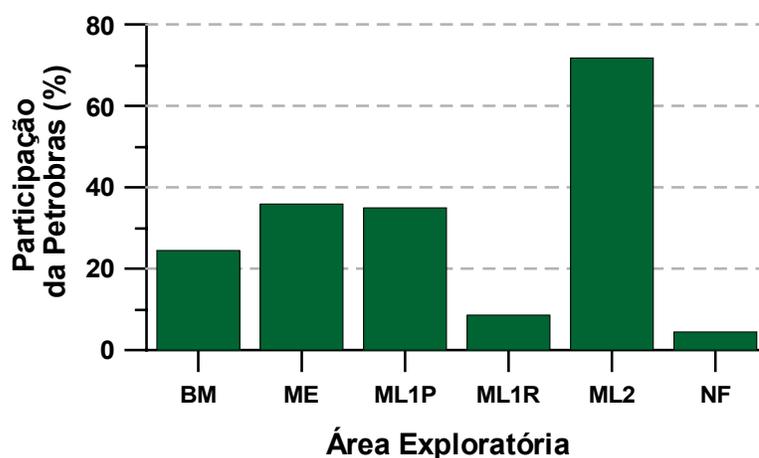


Figura 6.37 – Participação da Petrobras por classe

O percentual de dinheiro deixado sobre a mesa (*P\$lot*) pela Petrobras seguiu o mesmo padrão das rodas de licitações de uma forma geral, ou seja, com exceção da Novas Fronteiras e da Margem Equatorial, o *P\$lot* variou entre 60 e 80% (Figura 6.38), valores compatíveis com os obtidos nas análises anteriores. Por outro lado, o *P\$lot* das outras empresas foi ligeiramente superior, apresentando uma variabilidade maior que a da Petrobras (entre 50 e 95% por área exploratória). Se não for considerada a Bacias Maduras (*P\$lot* = 52%), esta variabilidade diminui, embora muito dinheiro tenha sido deixado sobre a mesa pelas empresas (acima do padrão dos leilões brasileiros), pois os valores médios de *P\$lot* por área exploratória são superiores a 70%.

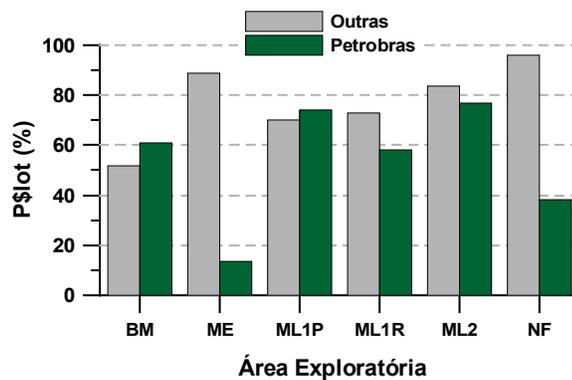


Figura 6.38 – Porcentagem de dinheiro deixado (*P\$lot*) na mesa pela Petrobras e pelas outras empresas por classe

As estatísticas apresentadas nesta seção permitem inferir que a Petrobras apresentou uma estratégia competitiva mais precisa e eficiente em relação às demais empresas operadoras. Isto pode ser confirmado pela quantidade de dinheiro deixado sobre a mesa, pelo montante financeiro empregado em bônus de assinatura e pela quantidade e dimensão dos blocos adquiridos pela Petrobras. Estes resultados podem ser considerados de senso intuitivo, pois a Petrobras possui informações assimétricas das bacias sedimentares brasileiras e tem melhor condição de estimar o valor de mercado da reserva, associado com a melhor estimativa da probabilidade de sucesso exploratório, além do interesse de continuar sendo a principal empresa do setor de óleo e gás no Brasil e no Atlântico Sul. A análise estatística permite a visualização quantitativa desta situação, embasando as considerações sobre a atuação da empresa estatal e das demais empresas nas rodadas de licitações.

Deve-se ressaltar que nas análises apresentadas só foram consideradas as empresas operadoras, mesmo no caso de consórcios, pois se acredita que a empresa definida como operadora em um consórcio é aquela que tem o maior interesse na área, procurando por meio de consórcios, trocar informações, suporte financeiro e diversificação dos riscos. Uma análise mais detalhada da formação dos consórcios pode apresentar resultados interessantes, provavelmente alterando algumas estatísticas apresentadas nesta seção. Uma destas mudanças está relacionada com a participação da Petrobras, pois a empresa participou de uma grande quantidade de

consórcios como não operadora, fato que alteraria consideravelmente as estatísticas de atuação da empresa nos leilões.

6.2.4 – Informações Disponíveis dos Blocos Exploratórios Concedidos nos Leilões

Para definir qual será o bônus de assinatura e/ou Programa Exploratório Mínimo para participar do leilão, as empresas baseiam suas ofertas na estimativa do valor de mercado da reserva, calculada em função das informações disponíveis de cada bloco exploratório. O conjunto de dados que a ANP disponibiliza para cada região é dado pela sísmica 2D e 3D, e as informações obtidas com poços já perfurados. O resumo destas informações por rodada de licitação está disposto na Tabela 6.13. Não foram considerados os dados da quinta rodada de licitação, pois as informações disponíveis em ANP (2004) estão condensadas por setor, não explicitando a qual bloco refere-se, ou seja, com as informações públicas disponíveis não é possível saber a quantidade de sísmica 2D e 3D foram realizadas por bloco.

Tabela 6.13 – Informações disponíveis dos blocos concedidos por rodada de licitação

Rodada	Poços		Sísmica 2D (km)		Sísmica 3D (km ²)	
	Total	Médio	Total	Médio	Total	Médio
1	21	1,75	46.182	3.848,50	0	0,00
2	327	15,57	51.227	2.439,38	1.2718	605,62
3	173	5,09	64.517	1.897,56	1621	47,68
4	298	14,19	25.745	1.225,95	9.0816	4.324,57
Total	819	9,31	187.671	2.132,63	105.155	1.194,94

Do total de blocos concedidos, as empresas tinham informações de 819 poços, com 187.671 quilômetros de sísmica 2D e 105.155 quilômetros quadrados de sísmica 3D. Em média, as empresas puderam acessar mais informações de poços na segunda e na quarta rodada de licitação, mas os blocos concedidos na primeira rodada de licitação tinham uma quantidade média maior de sísmica 2D disponível que nas demais rodadas. Entretanto, os blocos concedidos na primeira rodada não dispunham de informação proveniente de sísmica 3D, em contrapartida, em média, os

blocos da quarta rodada possuíam cerca de 4.300 quilômetros quadrados desta informação. Repara-se que a quantidade de informação de sísmica 2D para os blocos arrematados diminuiu durante as rodadas (Figura 6.39) e a sísmica 3D aumentou (Figura 6.39).

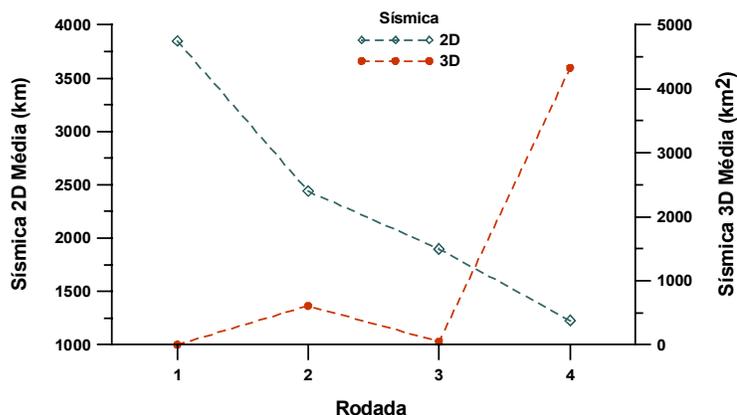


Figura 6.39 – Evolução da quantidade de informações durante as rodadas de licitações

Os poços perfurados nos blocos arrematados situados na Bacias Maduras representam cerca de 75% do total de poços perfurados, ou seja, esta região possui a maior quantidade de informação entre as demais (Tabela 6.14). Por outro lado, a quantidade de informação de sísmica 2D média disponível para as empresas era praticamente uniforme, com Margem Equatorial possuindo maior quantidade de informação disponível e a Bacias Maduras a menor quantidade (Figura 6.40).

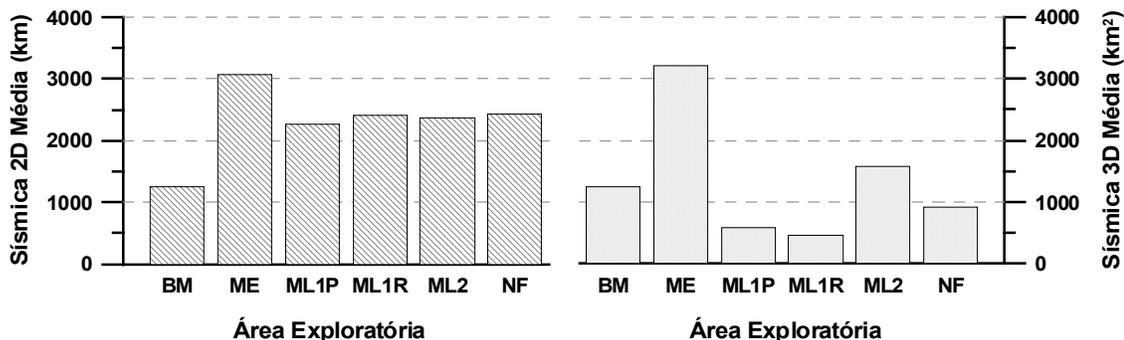


Figura 6.40 – Quantidade de informação sísmica por área exploratória

Tabela 6.14 – Informações disponíveis dos blocos concedidos por classe

Classe	Poços		Sísmica 2D (km)		Sísmica 3D (km ²)	
	Total	Médio	Total	Médio	Total	Médio
BM	613	25,54	29.936	1.247,33	29.766	1.240,25
ME	60	5,45	33.873	3.079,36	35.347	3.213,36
ML1P	22	0,85	59.124	2.274,00	15.402	592,38
ML1R	50	3,33	36.156	2.410,40	7.036	469,07
ML2	68	6,80	23.718	2.371,80	15.750	1.575,00
NF	6	3,00	4.864	2.432,00	1.854	927,00
Total	819	9,31	187.671	2.132,63	105.155	1.194,94

As informações da sísmica 3D apresentaram grande variabilidade entre as regiões exploratórias. As regiões com elevado grau de incerteza geológica, como Margem Equatorial e Margem Leste Outras, possuíam a maior quantidade de informação média (Figura 6.40). Por outro lado, a região que produz a maior parte do petróleo brasileiro (ML1P e ML1R), possui a menor quantidade de sísmica 3D, representando somente 21% da sísmica 3D total, sendo que a média de quilômetros quadrados é muito inferior a média geral (Tabela 6.14).

De uma forma geral, as informações disponíveis não apresentaram tendências conclusivas, mas estas serão base do modelo de simulação estocástica de valoração dos blocos exploratórios no Brasil (Capítulo 7). O modelo de valoração foi baseado na distribuição lognormal, e a definição da média e do desvio padrão que caracterizam esta distribuição são dados em função das informações disponíveis para as empresas (ver Capítulo 5).

6.2.5 – Programa Exploratório Mínimo (PEM) Oferecido na Quinta Rodada de Licitação

Uma das inovações introduzidas na quinta rodada de licitação para concessão de direitos E&P no Brasil é a obrigatoriedade da apresentação de um Programa Exploratório Mínimo (PEM) como parte da oferta para a obtenção da pontuação final do competidor. Na quinta rodada de licitações foram oferecidos 908 blocos e arrematados 101, com uma performance de 11,1%. Em

bônus de assinatura foi arrecado cerca de US\$ 9,15 milhões e concedido cerca de 21.951 quilômetros quadrados, sendo oferecidas 33.671 UTs como parte da proposta do leilão das ofertas vencedoras (Tabela 6.15).

Tabela 6.15 – Programa Exploratório Mínimo oferecido por classe

Classe	Blocos	Bônus de Assinatura (MM US\$)	PEM (UT)	Área (km²)
BM	20	1,94	21.520	697,01
ME	17	0,13	1.359	3.262,36
ML1P	7	0,36	168	4.822,71
ML1R	52	1,89	6.335	9.452,63
ML2	5	4,82	4.289	3.715,84
NF	0	0,00	0	0,00
Total	101	9,15	33.671	21.950,55

Para os blocos situados na Bacias Maduras ofereceu-se a maior valor total de PEM (64% do total), mas foi a menor área concedida, desconsiderando a Novas Fronteiras. A Margem Leste Outras (ML2) recebeu bônus de assinatura total maior que as demais regiões (US\$ 4,82 milhões), mas foi a região que menos blocos concedeu. A soma das áreas dos blocos da Margem Leste Águas Profundas concedidos representa 22% do total da área arrematada na quinta rodada, mas o PEM total oferecido como proposta no leilão foi o consideravelmente menor que as demais regiões (Figura 6.41).

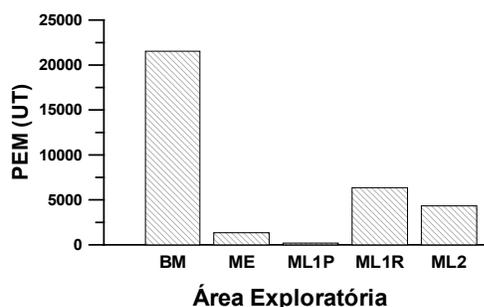


Figura 6.41 – Programa Exploratório Mínimo oferecido por classe

Com a mudança dos critérios para concessão de direitos E&P no Brasil, a partir de 2003 verifica-se que as empresas passaram a balancear o bônus de assinatura oferecido com o Programa Exploratório Mínimo (Figura 6.42). Conforme visto no Capítulo 4, 60% da pontuação final que um competidor obtém é proveniente destas duas variáveis, ou seja, as empresas precisam desenvolver estratégias competitivas conforme a qualidade da área, definindo qual o valor do bônus de assinatura e qual será o programa exploratório. Observa-se que para os blocos situados na Bacias Maduras, as empresas optaram por apresentar PEM mais elevados, mas bônus de assinatura conservadores. Em contrapartida, para os blocos situados na Margem Leste Outras (ML2), os bônus de assinatura foram elevados e os PEMs mais conservadores (Tabela 6.15)

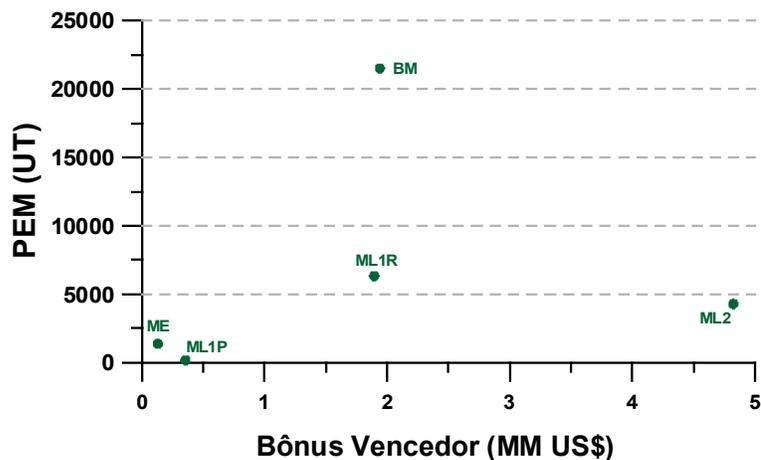


Figura 6.42 – Programa Exploratório Mínimo por Bônus de Assinatura

Contrariamente às demais rodadas de licitações, poucos blocos situados na Margem Leste Águas Profundas (ML1P) foram concedidos, além oferta de PEM significativamente menor comparada com as demais áreas. Uma das razões para a baixa atratividade da área nesta rodada pode ser dada pela falta de descobertas significativas de petróleo na região desde a flexibilização do monopólio atrelado com o elevado montante de investimentos necessários para o desenvolvimento da atividade de E&P na região. A dimensão dos blocos oferecidos é outro ponto relevante para justificar o reduzido interesse das empresas, pois a ML1P é uma região com elevado grau de incerteza geológica, necessidade de desenvolvimento de tecnologia de ponta e, como dito anteriormente, investimentos elevados, pois se trata de uma região inóspita, com os

blocos delimitados em águas profundas e ultraprofundas, entre 2000 e 3000 metros de lâmina d'água na Bacia de Campos e 400 a 2000 metros na Bacia de Santos, e a dimensão do bloco oferecido pela ANP pode ter influenciado as decisões de investimentos das empresas.

As empresas, de uma forma geral, tenderam a oferecer na quinta rodada um Programa Exploratório Mínimo mais elevado para blocos situados em bacias na qual já se tem um vasto conhecimento da geologia local, do perfil de produção e com infraestrutura desenvolvida e instalada, como é o caso dos blocos da Bacias Maduras. Em contrapartida, os blocos situados em locais com menor disponibilidade de informações, as empresas tenderam a oferecer valor de bônus de assinatura mais elevados, como os blocos da Margem Leste Outras (ML2).

Dos 101 blocos arrematados na quinta rodada de licitação, somente dois foram concedidos para consórcios, oferecendo no total um PEM de 2000 unidades de trabalho para blocos situados na Bacias Maduras (Tabela 6.16).

Tabela 6.16 – Programa Exploratório Mínimo oferecido por consórcios

	Quantidade de Blocos	Bônus (MM US\$)	PEM Total (UT)	PEM Médio (UT)
Individual	99	9,12	31.671	319,91
Consórcio	2	0,03	2.000	1.000
Total	101	9,15	33.671	333,38

Observa-se que cerca de 2% das propostas vencedoras apresentadas na quinta rodada de licitação foram feitas por consórcios, ou seja, um número muito reduzido, não permitindo a análise estatística mais consolidada dos resultados obtidos.

6.2.6 – Comprometimento com Aquisição Local de Bens e Serviços

Nas quatro primeiras rodadas de licitações um dos critérios de julgamento das ofertas era o comprometimento com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração e na etapa de

desenvolvimento, responsável por 15% da nota final obtida pelo competidor. Na quinta rodada, este critério tornou-se mais importante, passando a representar 40% da nota final obtida pela empresa. Maiores detalhes sobre os critérios de julgamento das ofertas apresentadas nas rodadas de licitações encontram-se no Capítulo 4.

Na Tabela 6.17 estão representadas as porcentagens médias oferecidas pelas empresas para os blocos arrematados nas quatro primeiras rodadas de licitações.

Tabela 6.17 – Comprometimento com aquisição local de bens e serviços até a quarta rodada

Rodada	Exploração (%)	Desenvolvimento (%)
1	25,42	26,67
2	41,76	47,90
3	28,71	40,47
4	39,05	55,71
Média	33,84	44,00

As empresas, provavelmente pelo desconhecimento da capacidade tecnológica da indústria brasileira no que tange especificamente a indústria de bens e serviços fornecedores para o setor petrolífero, na primeira rodada ofereceram valores relativamente baixos de comprometimento com aquisição local, tanto na fase de exploração como na etapa de desenvolvimento. Entretanto, na segunda rodada este percentual foi maior para as duas variáveis, atingindo quase 50% na etapa do desenvolvimento.

Na terceira rodada ocorreu uma diminuição deste comprometimento com aquisição local, com uma queda mais acentuada deste valor na fase de exploração, que praticamente, em média, igualou-se ao percentual da primeira rodada. Na quarta rodada, as empresas voltaram a oferecer percentuais mais elevados para as duas variáveis, atingindo o valor máximo tanto para fase de exploração, como para etapa de desenvolvimento.

É interessante observar que as ofertas para fase de exploração e para etapa de desenvolvimento apresentaram um comportamento semelhante pelas rodadas de licitações (Figura 6.43), isto é, as empresas apresentaram ofertas de forma linear para as duas variáveis.

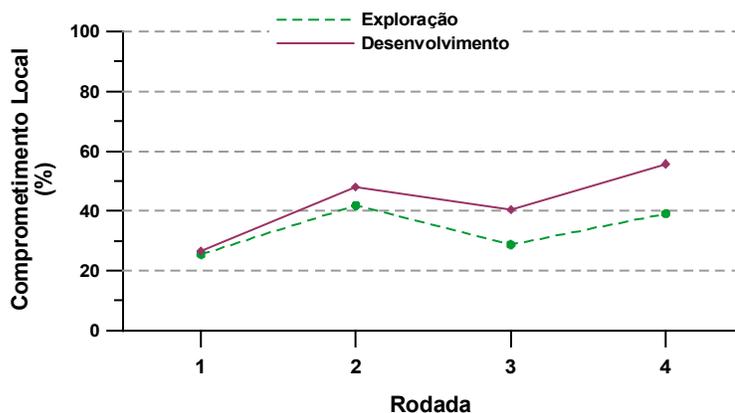


Figura 6.43 – Comprometimento local de bens e serviços por rodada de licitação

Pode-se verificar o mesmo comportamento para as porcentagens propostas de comprometimento com a aquisição local de bens e serviços, classificadas conforme as áreas exploratórias (Tabela 6.18). Em outras palavras, as empresas não diversificaram suas propostas entre o percentual oferecido para fase exploratória e a etapa de desenvolvimento, apresentando uma atuação linear para os dois parâmetros.

Tabela 6.18 – Comprometimento com aquisição local de bens e serviços por classe

Classe	Exploração	Desenvolvimento
	(%)	(%)
BM	49,58	69,17
ME	26,91	35,55
ML1P	25,12	27,58
ML1R	27,20	35,53
ML2	33,10	45,10
NF	50,00	60,00
Média	33,84	44,00

A Bacias Maduras recebeu, em média, as maiores propostas de comprometimento com aquisição local de bens e serviços, justificado pela atual situação das bacias que compõe esta classe, pois possuem infraestrutura já instalada, e, assim sendo, a dependência de tecnologia não presente no país diminui consideravelmente. As propostas para blocos situados em mar variaram, em média, entre 25% e 45%, indicando a provável impossibilidade das empresas aumentarem suas ofertas devido à dificuldade de obter tecnologia local adequada para explorar e desenvolver em regiões situadas em águas rasas e profundas, além de que muitos serviços necessários são cotados em dólares.

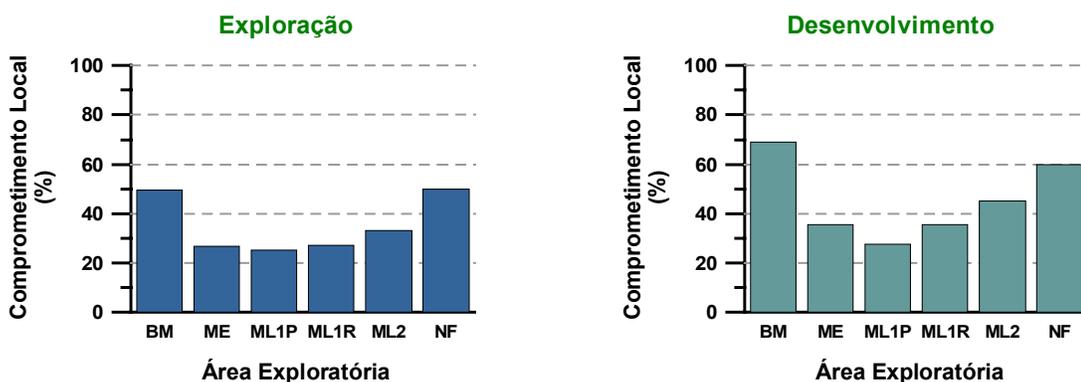


Figura 6.44 – Comprometimento local de bens e serviços por rodada de licitação

O fato relevante que deve ser destacado foi o comprometimento médio das empresas com aquisição local dos dois blocos situados na Novas Fronteiras, equiparando-se com o resultado da Bacias Maduras. Apesar de estarem situados em regiões que não produzem ou produzem quantias irrisórias de hidrocarbonetos, os dois blocos são terrestres, o que facilita a instalação da infraestrutura necessária na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento, permitindo que as empresas apresentassem percentuais mais elevados para os dois parâmetros.

Na quinta rodada de licitação os parâmetros associados ao comprometimento com aquisição local de bens e serviços sofreram significativas alterações. Primeiramente, este parâmetro assumiu importância maior no critério de julgamento das ofertas, ou seja, passaram a interferir de forma mais decisiva no resultado do leilão. Segundo, a ANP criou uma diferenciação entre bacias

terrestres e marítimas, dividindo as notas de cada proposta em diversos parâmetros (maiores detalhes no Capítulo 4), exigindo das empresas uma estratégia mais elaborada de decisão do percentual de comprometimento com aquisição local. Na Tabela 6.19 estão dispostos os resultados médios do comprometimento das empresas com aquisição local de bens e serviços na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento para a quinta rodada.

Tabela 6.19 – Comprometimento com aquisição local de bens e serviços da quinta rodada

Classe	Exploração					Desenvolvimento			
	C	D	E	F	G	H	I	J	L
BM	--	--	99,25	92,00	88,00	--	--	97,30	90,50
ME	80,00	54,41	--	--	--	90,00	64,41	--	--
ML1P	100,00	30,00	--	--	--	90,00	50,00	--	--
ML1R	78,08	55,19	--	--	--	87,98	72,98	--	--
ML2	100,00	30,00	--	--	--	18,00	10,00	--	--
Média	81,73	51,30	99,25	92,00	88,00	84,26	65,31	97,30	90,50

Para os blocos situados na Bacias Maduras, o comprometimento com aquisição local foi elevado, principalmente para o critério E (operações de aquisição de dados de geologia e geofísica) e J (serviços de engenharia de detalhamento), resultado que reflete a infraestrutura e facilidades instaladas na região. O critério G (perfuração, completação e avaliação de poços) foi o que, em média, as empresas menos se comprometeram com a aquisição local.

Para os blocos marítimos (situados na Margem Equatorial, Margem Leste Águas Profundas, Margem Leste Águas Rasas e Margem Leste Outras), os comprometimentos com aquisição local médios apresentaram uma relação linear entre a fase de exploração e etapa de desenvolvimento (Figura 6.45), na qual para os critérios C (operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia) e H (serviços de engenharia e detalhamento) as empresas foram menos conservadoras na definição da porcentagem do que para os critérios D (perfuração, completação e avaliação de poços) e I (perfuração de poços,

completação, avaliação, construção montagem de plataforma, plantas de processo e utilidades, sistemas de coleta de produção e sistemas de escoamento de produção).

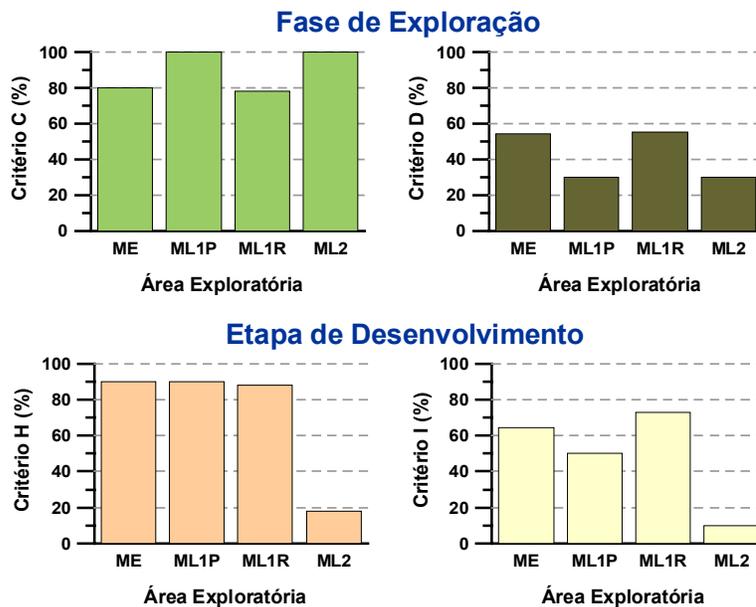


Figura 6.45 – Comprometimento local de bens e serviços da quinta rodada

Para a fase de exploração, o percentual médio de comprometimento das empresas com aquisição local foi superior 80% para o critério C, enquanto para o critério D, este percentual não passou de 60%. A mesma situação é verificada com relação aos critérios H e I da etapa de desenvolvimento, com exceção da Margem Leste Outras em que estas percentagens médias foram de 18% e 10%, respectivamente.

A mudança na metodologia dos leilões oferecidos pela ANP para a concessão de direitos de E&P no Brasil permitiu que as empresas desenvolvessem estratégias próprias para a definição da proposta baseada nos critérios de comprometimento com a aquisição local de bens e serviços na fase de exploração e na etapa de desenvolvimento. Entretanto, observa-se, por intermédio da análise estatística, que tanto para as quatro primeiras rodadas, como para a quinta rodada de licitação, as empresas definiram suas propostas de forma linear, ou seja, os percentuais ofertados na fase de exploração possuem as mesmas características dos percentuais ofertados na etapa de desenvolvimento.

Capítulo 7

Simulação Estocástica para Valoração de Blocos Exploratórios

A simulação estocástica para valoração dos blocos exploratórios foi realizada para as seis regiões classificadas no Capítulo 5 (Bacias Maduras, Margem Equatorial, Margem Leste Águas Profundas, Margem Leste Águas Rasas, Margem Leste Outras e Novas Fronteiras), e os valores utilizados na simulação estão dispostos no Anexo IV. Os resultados obtidos foram baseados em 2.000 simulações por intermédio do método de Monte Carlo, sendo consideradas quatro estatísticas para análise dos resultados obtidos: valor monetário esperado total (VME total), média aritmética do valor monetário esperado (VME médio), valor monetário esperado ponderado pela dimensão dos blocos (VME pela dimensão da área) e média harmônica dos valores monetários esperados pela dimensão dos blocos (VME médio pela dimensão da área), cada qual classificado conforme a região exploratória.

O resultados da simulação de Monte Carlo para o VME total estão dispostos na Tabela 7.1, a qual está dividida em valor médio, desvio padrão, valor máximo, valor mínimo, valor em que a probabilidade de ocorrência é menor ou igual a 95% (P95) e valor em que probabilidade de ocorrência é menor ou igual a 5% (P5), de forma que com a diferença dos valores P95 e P5 obtém-se o intervalo com probabilidade de ocorrência de 90%.

A Margem Leste Águas Profundas (ML1P) é a região exploratória que apresentou a maior média do VME total, ou seja, a expectativa de retorno financeiro da região é a maior dentre as demais, atingindo quase dois bilhões de dólares. A Margem Leste Águas Rasas (ML1R) foi a

segunda região que apresentou a maior média do VME Total, ultrapassando o limiar de um bilhão de dólares, mas com desvio padrão maior que a ML1P.

Tabela 7.1 – Simulação estocástica do VME total (MM US\$)

Classe	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo	P95	P5
ML1P	1.975,20	191,10	2.773,48	1.460,16	2.312,59	1.687,35
ML1R	1.298,24	286,14	4.073,05	724,23	1.826,21	936,70
ML2	430,05	162,51	1.982,21	174,97	738,81	255,95
ME	279,56	50,37	502,66	159,59	374,27	209,86
NF	213,73	321,85	3.313,51	6,81	747,55	17,60
BM	76,75	6,31	107,93	58,39	87,86	67,13

Como visto no Capítulo 6, essas duas regiões foram as que mais atraíram o interesse das empresas, pois nelas estão situadas as principais bacias produtoras de hidrocarbonetos no Brasil. Entretanto, a Margem Leste Águas Rasas apresentou o maior desvio padrão (Figura 7.1), ou seja, apesar da média do VME total desta região ser maior que um bilhão de dólar, a probabilidade deste valor estar entre US\$ 936,70 milhões e US\$ 1.826, 21 milhões é de 90%.

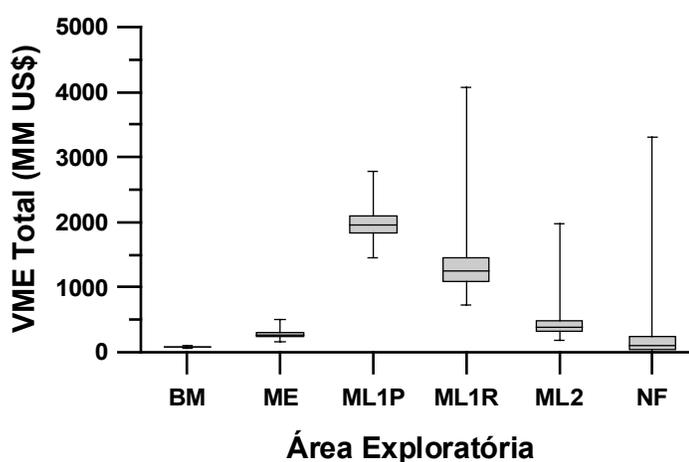


Figura 7.1 – Box-plot da simulação do VME total

A Bacias Maduras (BM) é a região com a menor média de VME total simulado (Tabela 7.1), e com o menor desvio padrão, com a probabilidade de 90% dos valores estarem entre US\$ 67,13 milhões e US\$ 87,86 milhões. Estas estatísticas refletem o risco exploratório da região, sendo que se tratam de blocos terrestres, com a maior quantidade poços perfurados e com infraestrutura em operação, permitindo uma avaliação mais apurada das bacias sedimentares situadas nesta área exploratória, fazendo com que as estimativas do valor das reservas sejam mais próximas das expectativas do mercado em relação ao potencial petrolífero.

Os resultados da Novas Fronteiras tem pouco significado estatístico, pois a simulação foi baseada somente nos dois blocos arrematados nas cinco rodadas de licitações, resultando em elevada variabilidade dos valores obtidos.

A mesma simulação foi realizado para o VME médio, ou seja, qual a expectativa de VME por bloco arrematado em cada região exploratória. Sem considerar a Novas Fronteiras (NF), a Margem Leste Águas Profundas (ML1P) continua sendo a região que apresenta a maior média do VME médio (Tabela 7.2). Entretanto, a variabilidade desta estatística é menor que a da Margem Leste Outras (ML2), região que apresentou uma média de VME médio metade da ML1P.

Tabela 7.2 – Simulação estocástica do VME médio (MM US\$)

Classe	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo	P95	P5
NF	106,87	160,93	1.656,75	3,41	373,77	8,80
ML1P	59,85	5,79	84,04	44,25	70,08	51,13
ML2	28,67	10,83	132,15	11,66	49,25	17,06
ML1R	19,38	4,27	60,79	10,81	27,26	13,98
ME	9,98	1,80	17,95	5,70	13,37	7,50
BM	1,74	0,14	2,45	1,33	2,00	1,53

Deve-se ressaltar que, quando é simulado o VME médio, ocorre uma inversão no ordenamento das regiões, tal que a Margem Leste Outras (ML2) apresenta uma média superior à

da Margem Leste Águas Rasas (ML1R). Com este resultado é possível inferir que as empresas apresentaram ofertas mais concentradas para a região ML2, dado que o cálculo do VME é baseado no bônus de assinatura. Outra justificativa para esta mudança no ordenamento é baseada na mudança de metodologia do critério de julgamento dos leilões a partir da quinta rodada de licitação (Capítulo 4), rodada em que a ML1R foi a região que teve a maior quantidade de blocos arrematados, ocorrendo uma diminuição do VME médio, pois as ofertas da quinta rodada foram as menores de todas as licitações realizadas desde 1999.

Na Figura 7.2 tem-se a representação dos Box-plot's de cada uma das regiões, observando que esta figura é composta por dois gráficos, um com a presença da Novas Fronteiras (NF) e o outro não, pois a grande a variabilidade apresentada por esta região não permite a visualização do comportamento das demais. Os resultados das regiões das Bacias Maduras (BM) e Margem Equatorial (ME) são as que possuem a menor variabilidade, apresentando também as menores médias de VME médio. Observa-se que a expectativa de retorno financeiro médio por blocos situados na Margem Leste (ML1P, ML1R e ML2) é a mais elevada entre as bacias brasileiras, refletindo o grande interesse das empresas pelos blocos destas regiões, criando a expectativa de produção e a geração de lucros.

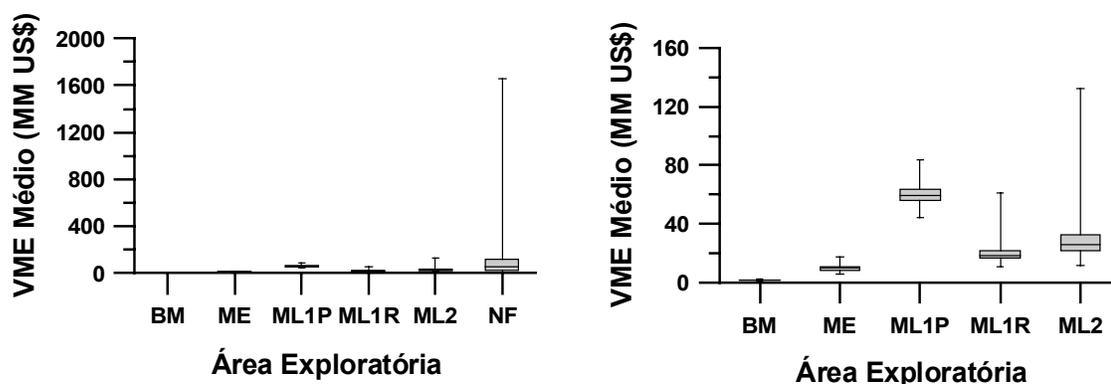


Figura 7.2 – Box-plot da simulação do VME Médio

Com a mudança da forma de licitação das bacias sedimentares brasileiras em 2003, os blocos oferecidos passaram ter dimensão menor que os das quatro rodadas anteriores, pois a ANP licitou seqüencialmente os setores subdivididos em blocos. Esta alteração, atrelada com a

diminuição da importância do bônus de assinatura no critério de julgamento das ofertas, interferiu nos valores oferecidos pelas empresas (rever Capítulo 6). Assim sendo, foram simulados os valores de VME por quilômetro quadrado, analisando esta estatística para cada região exploratória (Tabela 7.3).

A expectativa do VME total por quilômetro quadrado dos blocos situados na Margem Leste Águas Rasas (ML1R) foi a que apresentou a melhor média, seguida pela Bacias Maduras (BM) e Margem Leste Águas Profundas (ML1P). Entretanto, esta estatística para as três regiões não variou muito entre si, pois o menor valor foi de cerca de US\$ 680 mil por quilômetro quadrado e o maior foi de cerca de US\$ 900 mil por quilômetro quadrado, diminuindo a discrepância entre as três principais regiões produtoras de hidrocarbonetos no Brasil.

Tabela 7.3 – Simulação estocástica da razão VME pela dimensão da área (mil US\$ / km²)

Classe	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo	P95	P5
ML1R	893,36	231,07	3.447,46	470,86	1.319,48	609,66
BM	786,49	94,90	1.155,86	548,55	947,99	646,73
ML1P	684,86	68,22	988,05	472,31	803,21	584,93
ML2	398,47	147,49	1.833,82	166,91	661,97	242,48
ME	143,90	24,93	255,12	87,35	190,07	108,51
NF	41,93	63,47	653,26	1,24	147,27	3,26

A expectativa de retorno financeiro da Bacias Maduras (BM), quando ponderada pela dimensão da área arrematada, destacou-se entre as demais áreas, tendo uma média de VME total pela dimensão da área superior ao da Margem Leste Águas Profundas (ML1P), a qual figurava-se como a região de maior expectativa de VME total e médio (Tabelas 7.1 e 7.2). A Novas Fronteiras (NF), quando ponderada pela dimensão da área, obteve resultado menor que as demais, ou seja, os blocos arrematados da NF possuíam grande superfície.

As incertezas associadas à expectativa do VME total pela dimensão da área da Margem Leste Águas Rasas (ML1R) e Margem Leste Outras (ML2) são as mais elevadas (Figura 7.3), pois a probabilidade do VME pela dimensão da área estar entre US\$ 609,66 mil por quilômetro quadrado e US\$ 1.319,48 mil por quilômetro quadrado, e entre US\$ 242,48 mil por quilômetro quadrado e US\$ 661,97 mil por quilômetro quadrado, respectivamente, é de 90%. Esta estatística está associada ao risco exploratório de cada região, refletida na variabilidade dos bônus de assinatura oferecidos e na quantidade de informação disponível para a estimativa do valor de mercado da reserva.

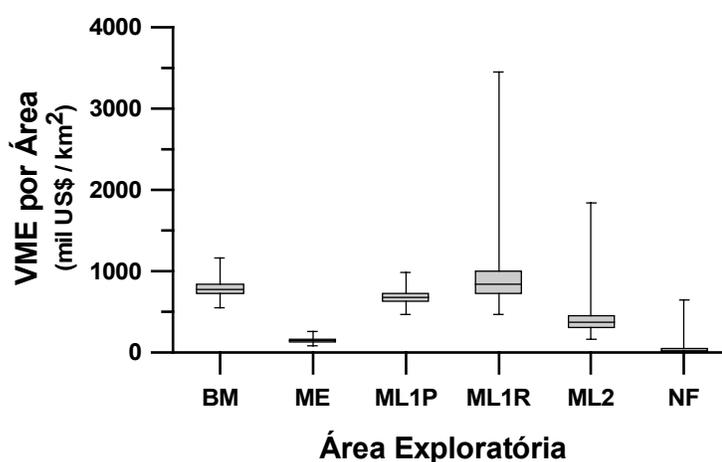


Figura 7.3 – Box-plot da simulação da razão VME pela dimensão da área

De uma forma geral, quando os bônus oferecidos são ponderados pela dimensão da área arrematada, a expectativa dos maiores VME's está voltada principalmente para a Bacias Maduras (BM) e para as bacias situadas na Margem Leste (ML1P, ML1R e ML2), com valores acima de US\$ 400 mil por quilômetro quadrado.

Os valores obtidos com simulação estocástica do VME por quilômetro quadrado pela quantidade de blocos arrematados estão na Tabela 7.4. Ao invés da utilização da média aritmética, os resultados foram obtidos por intermédio da média harmônica, pois esta estatística é mais adequada para o cálculo de razões (Capítulo 5).

A expectativa da média do VME pela dimensão da área da Margem Leste Outras (ML2) foi a maior obtida com a simulação (US\$ 5,08 mil por quilômetro quadrado), seguida pela Bacias Maduras (BM). Observa-se que o VME pela dimensão da área para a ML2 não era o mais elevado (Tabela 7.3), mas quando o resultado da simulação é baseado na média harmônica, o VME pela dimensão da área desta região tornou-se o maior dentre as demais. A tendência observada para a Bacias Maduras (BM) manteve-se na simulação desta estatística, confirmando a elevada atratividade da região por quilômetro quadrado arrematado.

Tabela 7.4 – Simulação estocástica do VME médio por dimensão da área (mil US\$ / km²)

Classe	Média	Desvio Padrão	Máximo	Mínimo	P95	P5
ML2	5,08	1,50	13,31	1,71	7,68	2,95
BM	3,05	0,31	4,41	2,10	3,56	2,54
ML1P	2,66	0,59	5,04	1,24	3,68	1,79
NF	0,82	0,57	5,20	0,10	1,89	0,22
ME	0,81	0,17	1,65	0,40	1,12	0,56
ML1R	0,47	0,02	0,56	0,38	0,51	0,43

Em contrapartida, observa-se que a Margem Leste Outras (ML2) apresenta a maior incerteza associada ao retorno financeiro esperado, pois os valores obtidos com a simulação variam de US\$ 2,95 mil por quilômetro quadrado à US\$ 7,68 mil por quilômetro quadrado, com desvio padrão de US\$ 1,50 mil por quilômetro quadrado. Estes resultados podem ser melhor observados na Figura 7.4, na qual estão representados os valores médios, probabilidade de ser menor ou igual a 95% (P95) e probabilidade de ser menor ou igual á 5% (P5).

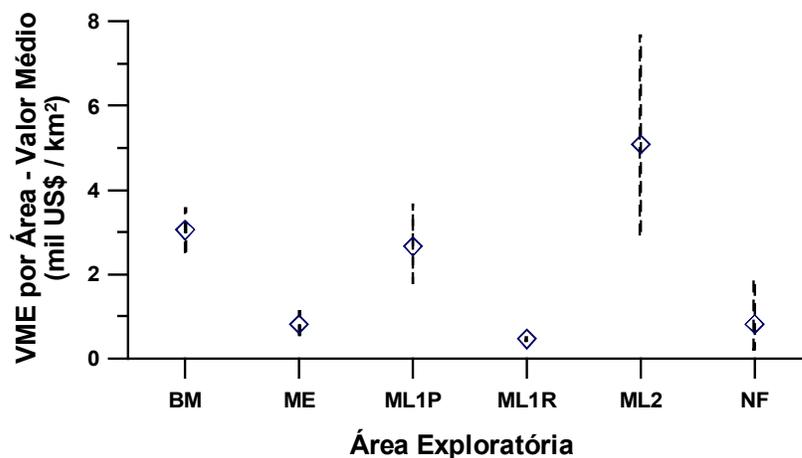


Figura 7.4 – Valor médio da razão VME pela dimensão da área

Conforme mencionado anteriormente, a Margem Leste Águas Rasas (ML1R) era a área com a maior incerteza associada ao valor da média do VME pela dimensão da área (Tabela 7.3), mas quando esta estatística é simulada para os valores da média harmônica, esta incerteza torna-se a menor, suprimindo o efeito na mudança de metodologia da quinta rodada de licitação.

De uma forma geral, as expectativas das empresas com relação aos valores monetários esperados (VME) totais e médios das bacias sedimentares situadas na Margem Leste (ML1P, ML1R e ML2) são as maiores, sendo justificada pela atratividade destas regiões exploratórias, devido ao perfil da produção de hidrocarbonetos no Brasil. Por outro lado, quando estas estatísticas são ponderadas pela dimensão dos blocos, a Bacias Maduras assume um papel destaque, fato que reflete o interesse das empresas pela região por ser caracterizada pelo menor risco exploratório.

A Margem Equatorial (ME) figurou-se, nas duas situações, como a quinta região exploratória de atratividade com relação à expectativa de retorno financeiro (aqui representadas pela simulação do VME), sendo superior somente a Novas Fronteiras (NF). A comparação entre ME e NF pode não ser adequada, pois foram arrematados somente dois blocos situados na NF, situação que distorce a possibilidade de qualquer análise estatística mais apurada.

Capítulo 8

Considerações Finais e Sugestões

7.1– Considerações Finais

Com a aprovação da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97), que permitiu a flexibilização das atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil e a criação da Agência Nacional do Petróleo (ANP) como órgão responsável pela regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas da indústria do petróleo, foram realizadas cinco rodadas de licitações para concessão de direitos E&P das principais bacias sedimentares brasileiras.

A ANP, para conceder os direitos de E&P, vem utilizando o sistema de leilões competitivos, por meio de envelopes selados. Até 2002, ano da realização da quarta rodada, estes leilões eram somente seqüenciais, ou seja, os blocos eram apresentados seqüencialmente, existindo uma variação do ordenamento de apresentação dos blocos conforme a bacia sedimentar, tal que a ANP desenvolvia uma estratégia para evitar que regiões com características semelhantes fossem apresentadas seguidamente.

Na quinta rodada de licitação ocorreu uma mudança no mecanismo de apresentação das áreas exploratórias, na qual foram apresentados setores subdivididos em blocos, praticamente regulares, e de dimensões menores quando comparado com as quatro primeiras rodadas, tal que os setores eram seqüencialmente ofertados e os blocos, simultaneamente, ou seja, as empresas ofereciam propostas para diversos blocos situados em um determinado setor de uma única vez,

por meio de um envelope selado. Dentro da mesma estratégia das rodadas anteriores para ordenamento dos blocos, os setores foram oferecidos evitando a apresentação seguida de áreas exploratórias com características semelhantes.

Este novo modelo de licitação exigiu que as empresas traçassem estratégias mais precisas, conforme seus estudos e conceitos, para aquisição de blocos de real interesse, pois como os blocos possuíam dimensões menores, os concorrentes adquiriram áreas específicas dentro dos setores, permitindo às empresas desenharem o tamanho das áreas desejadas, de acordo com a sua estratégia e capacidade de investimentos. Além disso, para alguns setores situados em bacias terrestres, só podiam ser apresentadas ofertas para dois blocos, fato que aumentou a concorrência nestas regiões e permitiu a introdução de pequenas empresas no setor de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil.

Nas quatro primeiras rodadas de licitações o principal critério adotado para julgamento das ofertas apresentadas nos leilões foi o bônus de assinatura, representando 85% da pontuação final que a empresa obteve com a proposta apresentada. A pontuação restante era proveniente do comprometimento com aquisição local de bens e serviços, divididos entre a fase de exploração e a etapa de desenvolvimento.

Para a quinta rodada de licitação, o bônus de assinatura deixou de ser o fator determinante no critério de julgamento das ofertas apresentadas, sendo responsável por 30% da pontuação final obtida pelo concorrente. Os 70% da pontuação restante foram divididos entre o Programa Exploratório Mínimo (PEM) e o comprometimento com aquisição local de bens e serviços, sendo responsáveis por 30% e 40%, respectivamente. Como nas quatro primeiras rodadas, o comprometimento com aquisição local de bens e serviços foi dividido entre a fase de exploração e a etapa de desenvolvimento.

O novo modelo de licitações empregado pela ANP para a concessão de direitos de E&P é mais elaborado e, conseqüentemente, de gerenciamento mais complexo, pois a agência terá que possuir um arcabouço legal e técnico para fiscalização do cumprimento do Programa Exploratório Mínimo ofertado no leilão. Além disso, este novo modelo de licitações, obriga a

agência a possuir um bom nível de conhecimento geológico das bacias, bem como um sistema dinâmico de monitoração das descobertas e de geração de jazidas para verificar o alcance e a eficácia das rodadas. Em contrapartida, este sistema obriga as empresas desenvolverem atividades de exploração na área arrematada, permitindo o aumento do conhecimento da região, com a aquisição de sísmica e perfuração de poços. Entretanto, só foi realizado um leilão utilizando este novo modelo, não sendo possível uma avaliação mais aprofundada sobre a eficiência do método empregado para as concessões de direitos de E&P no Brasil.

Com o novo sistema de concessões de áreas exploratórias, as empresas balancearam suas ofertas entre três variáveis (bônus de assinatura, PEM e comprometimento com aquisição local de bens e serviços) que compõe o critério de julgamento para definir a proposta vencedora do leilão, provocando a redução na arrecadação em bônus de assinatura. Do ponto de vista de captação de renda antes da fase de exploração, o novo modelo apresentou bônus de assinatura inferiores, mas, se o objetivo do governo é a intensificação das atividades petrolíferas no Brasil, o sistema de licitação utilizado na quinta rodada obriga as empresas assumirem um maior compromisso com a atividade exploratória com impactos no conhecimento das bacias sedimentares brasileiras.

A análise dos lances oferecidos para os blocos por região exploratória sugere que os bônus de assinatura possuem uma distribuição lognormal até quarta rodada de licitação (com exceção dos blocos situados na região da Bacias Maduras). Entretanto, quando os dados da quinta rodada são incluídos no estudo, a hipótese de que estes seguem esta mesma distribuição é rejeitada. Com a mudança na metodologia de concessão de área exploratória em 2003, ocorreu diminuição da importância do bônus de assinatura na pontuação final do concorrente, invalidando a hipótese de que os lances possuem uma distribuição lognormal, pois esta pressuposição é baseada em leilões competitivos selados considerando o bônus de assinatura para o julgamento das ofertas.

Em leilões competitivos, a distribuição lognormal dos lances é uma característica que implica elevado montante de dinheiro deixado sobre a mesa. Confirmando esta tendência, cerca de 90% dos lances oferecidos são pelo menos 20% menores que as maiores ofertas apresentadas. De uma forma geral, isto demonstra que as empresas investiram elevados montantes financeiros para adquirirem a concessão dos blocos exploratórios no Brasil, sugerindo que a estratégia de

competição não foi a mais adequada, tal que este montante poderia ser empregado na aquisição e no estudo de áreas que deixaram de ser concedidas. Entretanto, deve-se reforçar que esta é uma característica inerente aos leilões competitivos e o dinheiro deixado sobre a mesa pode não impactar no fluxo de caixa do projeto em caso de sucesso exploratório.

Das cinco rodadas de licitações realizadas até 2003, foram concedidos 189 blocos, correspondendo a 198.011 quilômetros quadrados de superfície total. A dimensão total da área oferecida nos leilões tem aumentado desde a realização da primeira rodada de licitação, mas a dimensão arrematada tem diminuído. Esta tendência pode ser decorrente da qualidade de blocos oferecidos nos leilões, pois na primeira rodada foram oferecidos blocos situados nas principais bacias sedimentares brasileiras com maior potencial petrolífero. Outro motivo para esta tendência pode ser o processo de aprendizado que as empresas vieram adquirindo ao longo do tempo, pois na primeira rodada de licitação, as empresas detinham pouco conhecimento sobre as bacias brasileiras e como seria a atuação das demais empresas.

A eficiência de cada rodada de licitação foi medida por meio do Índice de Performance. A segunda rodada apresentou a melhor para este índice, pois cerca de 91% dos blocos oferecidos foram arrematados. Entretanto, depois de 2000, o Índice de Performance apresentou tendência de queda, a ponto de na quinta rodada somente 11% dos blocos serem arrematados. O Índice de Performance da dimensão da área concedida segue a mesma tendência da quantidade de blocos arrematados, ou seja, apresentou queda a partir da segunda rodada de licitação.

Com a concessão de 189 blocos nas cinco rodadas de licitações foram arrecadados cerca de US\$ 722 milhões, com média de US\$ 3,82 milhões por bloco concedido. Do montante arrecadado, cerca de 66% corresponde ao dinheiro deixado sobre a mesa (*\$lot*). O percentual médio de dinheiro que as empresas poderiam ter economizado nos leilões (*P\$lot*) foi de cerca de 58%, sendo esta estatística inferior à do Golfo do México ($P\$lot_{GOM} = 75\%$).

Os blocos situados em bacias marítimas foram responsáveis por cerca de 98% do total arrecadado em bônus de assinatura, demonstrando o maior interesse das empresas por blocos situados nessas áreas. A segunda e a terceira rodadas foram as que arrecadaram as maiores

quantias de bônus de assinatura, correspondendo a 70% do total arrecadado desde de 1999. Esta estatística indica que a abertura do mercado brasileiro de petróleo despertou o interesse das empresas principalmente nos três primeiros anos, período em que as empresas estavam adquirindo conhecimento das bacias sedimentares brasileiras.

Apesar da mudança no modelo de concessão de direitos de E&P na quinta rodada, verificou-se que a onipresença do elevado montante deixado sobre a mesa é uma característica intrínseca dos leilões competitivos que concedem os direitos por meio da apresentação de bônus de assinatura.

A análise estatística por região apresentou a Margem Leste Águas Profundas e Águas Rasas como as regiões que tiveram o maior tamanho de área oferecida nas cinco rodadas de licitações, representando cerca de 46% da área total, conseqüentemente, a maior área concedida (cerca 61%). Se forem considerados todos os blocos situados na Margem Leste (ML1P, ML1R e ML2), estes índices aumentam para 53% para áreas oferecidas e 69% para áreas concedidas.

Para avaliar qual a performance das áreas oferecidas e concedidas por rodada de licitação foi calculado, aqui denominado, um Índice de Aproveitamento. Este índice é baseado no Índice de Performance por rodada de licitação e por área exploratória, calculado conjuntamente, de forma que o somatório seja o resultado obtido dos valores das rodadas pelas classes.

A Margem Equatorial apresentou dominância estocástica sobre as demais áreas até a quarta rodada de licitação, mas na quinta rodada, o Índice de Aproveitamento desta área foi superado pelos índices da Margem Leste Águas Profundas e Margem Leste Outros. A Margem Leste Águas Profundas é a área exploratória que apresentou Índice de Aproveitamento mais linear, fato que reforça a indicativa desta ser a área mais atrativa nos leilões realizados para concessão de direitos de E&P.

Do total arrecado em bônus de assinatura, 69% foram oferecidos para blocos situados na Margem Leste Águas Profundas (ML1P), e se, para o cálculo deste índice, for considerado os blocos arrematados que estão situados na Margem Leste Águas Rasas (ML1R), esta estatística

sobe para 87%, demonstrando o elevado interesse das empresas por esta região, na qual estão situadas as principais bacias sedimentares com produção de hidrocarbonetos.

Os resultados obtidos para as áreas exploratórias confirmaram as expectativas do mercado, pois as regiões que apresentaram a maior quantidade de concessões (ML1P e ML1R), tanto de blocos como de dimensão da área, são as consideradas mais atrativas ou que já executam alguma atividade de produção, possuindo infraestrutura desenvolvida e instalada, além de serem responsáveis por quase a totalidade da produção brasileira.

Os blocos situados em Novas Fronteiras (NF) foram pouco almejados, apresentado um Índice de Performance muito baixo, o que poderá acarretar em pouca atividade de exploração de petróleo nas bacias que o compõe nos próximos anos. Esta situação vai exigir que a ANP incentive e/ou realize estudos e levantamentos básicos nestas bacias, adicionando novas informações sobre as regiões, visando a geração de oportunidades para atração de investimentos privados de E&P.

As empresas optaram por apresentar ofertas por meio de consórcios quando o bloco licitado apresentava um elevado risco exploratório e exigia investimentos de grande magnitude, ou seja, as empresas optaram pela diversificação do risco associado ao projeto, caso contrário, preferiram participar dos leilões de forma independente, como operadoras, assumindo todo o risco do projeto.

A Petrobras foi a única empresa que adquiriu blocos exploratórios em todas as rodadas de licitações, sendo que a Amerada Hess Corporation e a Maersk Olie og Gas AS, empresas que mais participaram dos leilões (excluindo a Petrobras), adquiriram áreas exploratórias em três das cinco rodadas oferecidas pela ANP.

Do total de 189 blocos concedidos na cinco rodadas de licitações, a Petrobras arrematou 116, ou seja, cerca de 61%, correspondendo a 40% da área total licitada pela ANP (cerca de 80 mil km²). Analisando a dimensão da área percebe-se que área total adquirida pela a Petrobras manteve-se praticamente constante nas cinco rodadas de licitação (20.000 km²), com exceção da

primeira rodada em que a Petrobras adquiriu somente 3.653 quilômetros quadrados. Para aquisição destes 116 blocos, a Petrobras investiu US\$ 226,21 milhões em bônus de assinatura, ou seja, cerca de 31% do total de bônus de assinatura auferido pelo órgão regulador.

A análise estatística permitiu inferir que a Petrobras apresentou uma estratégia competitiva mais adequada em relação às demais empresas operadoras. Isto pode ser confirmado pela quantidade de dinheiro deixado sobre a mesa, pelo montante financeiro empregado em bônus de assinatura e pela quantidade e dimensão dos blocos adquiridos pela Petrobras. Estes resultados podem ser considerados de senso intuitivo, pois a Petrobras possui informações assimétricas das bacias sedimentares brasileiras e tem melhor condição de estimar o valor de mercado da reserva, associado com a melhor estimativa da probabilidade de sucesso exploratório, além do interesse de continuar sendo a principal empresa do setor de óleo e gás no Brasil e ampliar a sua participação na América do Sul e na região do Atlântico Sul.

Do total de blocos concedidos, as empresas tinham informações de 819 poços, com 187.671 quilômetros de sísmica 2D e 105.155 quilômetros quadrados de sísmica 3D. Em média, as empresas puderam acessar mais informações de poços na segunda e na quarta rodada de licitação, mas os blocos concedidos na primeira rodada de licitação tinham uma quantidade média maior de sísmica 2D disponível que nas demais rodadas. Entretanto, os blocos concedidos na primeira rodada não dispunham de informação proveniente de sísmica 3D, em contrapartida, em média, os blocos da quarta rodada possuíam cerca de 4.300 quilômetros quadrados desta informação.

Uma das inovações introduzidas na quinta rodada de licitação para concessão de direitos de E&P no Brasil é a obrigatoriedade da apresentação de um Programa Exploratório Mínimo (PEM) como parte da oferta para a obtenção da pontuação final do competidor. As empresas, de uma forma geral, tenderam a oferecer um Programa Exploratório Mínimo mais elevado para blocos situados em bacias nas quais já possuíam um bom conhecimento do arcabouço geológico, do perfil de produção e com infraestrutura desenvolvida e instalada, como é o caso dos blocos da Bacias Maduras.

Com relação ao comprometimento com aquisição local de bens e serviços observa-se que as ofertas para fase de exploração e para etapa de desenvolvimento apresentaram um comportamento semelhante nas rodadas de licitações.

Com a mudança na metodologia dos leilões oferecidos pela ANP para a concessão de direitos de E&P observa-se, por intermédio da análise estatística, que tanto para as quatro primeiras rodadas, como para a quinta rodada de licitação, as empresas definiram suas propostas de forma linear, ou seja, os percentuais ofertados na fase de exploração possuem as mesmas características dos percentuais ofertados na etapa de desenvolvimento.

O produto obtido com a simulação estocástica foi baseado em 2.000 simulações por intermédio do método de Monte Carlo, sendo consideradas quatro estatísticas para análise dos resultados obtidos: valor monetário esperado total (VME total), média aritmética do valor monetário esperado (VME médio), valor monetário esperado ponderado pela dimensão dos blocos (VME pela dimensão da área) e média harmônica dos valores monetários esperados pela dimensão dos blocos (VME médio pela dimensão da área), cada qual classificado conforme a região exploratória.

De uma forma geral, as expectativas das empresas com relação aos valores monetários esperados (VME) totais e médios das bacias sedimentares situadas na Margem Leste (ML1P, ML1R e ML2) são as maiores, sendo justificada pela atratividade destas regiões exploratórias, devido ao perfil da produção de hidrocarbonetos no Brasil. Por outro lado, quando estas estatísticas são ponderadas pela dimensão dos blocos, a região da Bacias Maduras (BM) assume um papel destaque, fato que reflete o interesse das empresas por ser caracterizada pelo menor risco exploratório.

Com os resultados obtidos com a simulação estocástica é possível calcular a probabilidade de ocorrência dos valores de VME, sendo que alguns podem sobrepor outros conforme os intervalos de probabilidade escolhidos, servindo como ferramenta de apoio às decisões para as próximas rodadas de licitações.

O modelo de valoração de áreas exploratórias foi totalmente baseado em informações públicas disponíveis na página na rede mundial de comunicação (WEB) da Agência Nacional do Petróleo (ANP, 2004). Neste sentido, o modelo adotado reflete o padrão de informação disponível e o perfil de probabilidades do VME das regiões exploratórias.

A metodologia empregada nesta tese atingiu o objetivo proposto, pois, considerando as condições de contorno (dados públicos, poucas rodadas de licitação, baixo nível de competição e poucos blocos arrematados) foi possível valorar áreas exploratórias. Por se tratar de uma ferramenta que pode auxiliar no processo de decisão, o modelo estocástico possui valores que podem facilmente ser alterados pelo tomador de decisão, fato que não altera a estrutura do modelo e respeita o comportamento deste frente ao risco. Na aplicação apresentada no Capítulo 8, os valores dos pesos para cálculo da média e dos índices para definição dos parâmetros da distribuição de probabilidade da fração do valor de mercado da reserva estimada são apenas sugestões, permitindo a exemplificação do método proposto.

Para a definição do modelo proposto não foi considerado o nível de competitividade entre as empresas que participaram das rodadas de licitações. A competitividade é um fator importante na definição da fração do valor de mercado da reserva estimada. Entretanto, devido às condições de contorno e a disponibilidade de informações adequadas, esta variável não foi introduzida no modelo, pressupondo-se que as empresas definiram os bônus de assinatura baseadas nas informações disponíveis sobre a área licitada.

Cada um dos agentes neste novo cenário da indústria petrolífera possui papéis relevantes no processo de licitação das áreas visando o potencial de crescimento no País. O governo deve criar mecanismos durante a vigência do contrato de concessão que apontem para estabilidade das regras, garantindo assim a credibilidade internacional. Além disso, deve incentivar o processo de investimentos para elevar o conhecimento das bacias sedimentares brasileiras. Por sua vez, as empresas devem procurar novos modelos de exploração, investindo na aquisição de informações, seja por meio de perfuração de poços e/ou levantamentos sísmicos, fazendo com que ocorra uma diminuição da dependência da Petrobras como sinalizador das trajetórias a serem adotadas na estratégia exploratória.

Para finalizar, cerca de 60% do território brasileiro é composto por bacias sedimentares, mas a maioria dos investimentos concentra-se principalmente na Bacia de Campos, responsável por 80% da produção de petróleo no Brasil, demonstrando os esforços para o progresso exploratório desta bacia. Este é o indicador de que se ocorrer investimentos mais acentuados nas demais bacias sedimentares, aumenta-se a possibilidade da expansão petrolífera interna. A realização das rodadas de licitações para concessões de direitos minerais tem sido uma importante estratégia aplicada pela ANP para a manutenção de condições favoráveis aos investimentos no setor e que a indústria tem, como forma adequada para obtenção de áreas de exploração, este tipo de mecanismo, tal que o país permaneça atrativo aos investimentos de E&P.

7.2 – Sugestões

Os principais objetivos desta tese envolveram a realização de uma análise estatística das cinco rodadas de licitações e da valoração das regiões exploratórias por intermédio da simulação estocástica. Algumas sugestões para o prosseguimento das pesquisas estão enumeradas a seguir:

- O modelo de simulação para valoração das regiões exploratórias é baseado nos bônus de assinatura oferecidos e na fração do valor de mercado da reserva estimada de cada área. O modelo não considerou algumas externalidades que poderiam interferir na oferta apresentada pela empresa, tais como: probabilidade de participação dos concorrentes, intercâmbio de informações entre as empresas com a formação de consórcios e ordem de apresentação dos blocos para serem leiloados. O estudo mais apurado destas variáveis poderia ser incorporado no modelo, refinando os resultados obtidos;
- A estimativa do valor da fração do valor de mercado da reserva é baseada na distribuição lognormal, na qual a média e o desvio padrão desta distribuição são dados em função da quantidade de informações disponíveis (poços perfurados,

dimensão da área e quantidade de sísmica 2D e 3D). Esta estimativa pode ser refinada com a incorporação do resultado dos poços (seco sem indicação de hidrocarbonetos, produtor subcomercial de óleo, descobridor/produtor de óleo etc.) que são de domínio público, aumentando ou diminuindo a variabilidade da distribuição da fração;

- Somente os resultados das empresas operadoras foram considerados nesta tese, ou seja, a estatística se uma empresa participou de um consórcio como não operadora não foi avaliada. Um estudo da constituição dos consórcios pode alterar os resultados de algumas estatísticas apresentadas no Capítulo 6, permitindo a análise da estratégia das empresas mais detalhadamente e servindo como base de atuação nas próximas rodadas de licitações;
- A simulação estocástica para valoração das áreas exploratórias considerou a atuação de todas as empresas de forma conjunta, apesar de alguns cálculos para definição do modelo considerarem a participação da Petrobras. Os resultados da simulação considerando a participação da Petrobras e das demais empresas separadamente podem permitir a valoração das áreas exploratórias sob a visão da empresa estatal (detentora do melhor conhecimento das bacias sedimentares brasileiras) e das demais empresas que apresentaram ofertas nas cinco rodadas de licitações;
- Blocos que não receberam nenhuma oferta não foram valorados, dado que uma das variáveis para valoração das regiões exploratórias foi o bônus de assinatura. Sugere-se que para valoração destes blocos desenvolvam-se modelos de correlação das informações disponíveis, na tentativa de inferir a distribuição de probabilidade do VME para estas áreas.
- Além das variáveis consideradas para estimar a distribuição de probabilidade da fração da reserva estimada (a dimensão da área, o Programa Exploratório Mínimo e a sísmica 2D e 3D), a competitividade é importante para definir qual o bônus de

assinatura da proposta de uma determinada área. Uma análise da competitividade de cada um dos blocos licitados incrementará o modelo de valoração das áreas exploratórias.

Referências Bibliográficas

ANP. *Edital de licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*. Primeira Rodada de Licitações, 1999. 137p.

_____. *Edital de licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*. Segunda Rodada de Licitações, 2000. 187p.

_____. *Edital de licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*. Terceira Rodada de Licitações, 2001. 234p.

_____. *Edital de licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*. Quarta Rodada de Licitações, 2002. 234p.

_____. *Edital de licitações para contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*. Quinta Rodada de Licitações, 2003. 353p.

_____. www.anp.gov.br. Página na Internet da Agência Nacional do Petróleo, 2004.

Arps, J.J. A strategy for sealed bidding. *Journal of Petroleum Technology*, Sept. 1965, p. 1033-1039.

Brasil. Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997. *Diário Oficial da República Federativa do Brasil*. Brasília, v. 135, n. 154, p. 17428. Seção 1, pt. 1.

- Brown, K.C. Statistics of Louisiana Outer Continental Shelf lease bids. Artigo SPE 1592, 1966. 14p.
- Capen, E.C., Clapp, R.V., Campbell, W.M. Competitive bidding in high-risk situations. *Journal of Petroleum Technology*, Jun. 1971, p. 641-653.
- Crawford, P.B. Texas offshore bidding patterns. *Journal of Petroleum Technology*, 1970, March, p. 283-289.
- Dougherty, E.L., Nozaki, M. Determining optimum bid fraction. *Journal of Petroleum Technology*, 1975, p. 349-356.
- Dougherty, E.L., Lohrenz, J. Money left on the table in sealed, competitive bidding: federal offshore oil and gas lease bids. Paper SPE 6501 presented at the *SPE Economics and Evaluation Symposium*, Dallas, 1977, Feb. 21-22, p. 291-300.
- _____. Statistical analysis of solo and joint bids for federal offshore oil and gas leases. *Journal of Petroleum Technology*, 1978, April, p. 87-95.
- _____. U.S. offshore oil and gas lease royalty bidding. *Journal of Petroleum Technology*, 1980, August, p. 1445-1451.
- _____. The number of bids received per U.S. offshore oil and gas lease offered: more or less? *Journal of Petroleum Technology*, 1979, June, p. 697-698.
- Dougherty, E.L., Bruckner, L.A., Lohrenz, J. Cumulative bonus and production profiles with time for different competitive bidders: federal offshore oil and gas. Paper SPE 7134 presented at *48th California Regional Meeting of SPE*, San Francisco, California, 1978, April 12-14. 20p.

- Dougherty, E.L., Dobey, P.L., Lohrenz, J. State of Alaska oil and gas lease bonus bid: a statistical study. Paper SPE 7995 presented at *California Regional Meeting of SPE*, Ventura, California, 1979, April 18-20. 8p.
- Fraser, R. Licensing resource tracts: a comparison of auctions and discretionary systems. *Resources Policy*, 1991, p. 271-283.
- Furtado, R., Suslick, S.B. Modelo lognormal para avaliação das licitações: o caso Brasil. *1º Congresso Brasileiro de P&D de Petróleo e Gás*, Natal/RN, 25-28 de novembro de 2002.
- _____. Bidding as a proxy estimation of real block value in the new offshore frontiers: the Brazilian case. Paper presented at *AAPG International Conference and Exhibition*, Barcelona, Spain, 2003, September 21-24. 6p.
- Hendricks, K., Porter, R.H. An empirical study of an auction with asymmetric information. *American Economic Review*, vol. 78, nº 5, 1988, p. 877-883.
- _____. Joint bidding in federal OCS auctions. *American Economic Review*, vol. 82, nº 2, 1992, p. 506-511.
- Hendricks, K., Porter, R.H., Wilson, C.A. Auctions for oil and gas leases with an informed bidder and random reservation price. *Econometrica*, vol. 62, nº 6, 1994, p. 1415-1440.
- Hodgshon, S., Land, B. Government bid-round practices and experiences worldwide, in G. Kronman, D. Felio, and T. O'Connor, eds, *International Oil and Gas Ventures: a Business Perspectives*: AAPG, 2000, p. 69-78.
- Johnston, D. *International exploration economics, risk, and contract analysis*. PennWell Corporation, 2003. 479p.

- Kretzer, U.M.H. Allocating oil leases: overcapitalization in licensing systems based on size of work program. *Resources Policy*, vol. 19, 1993, p. 299-311.
- _____. Exploration prior to oil lease allocation – a comparison of auction licensing and allocations based on size of work program. *Resources Policy*, vol. 20, 1994, p. 235-246.
- Lohrenz, J. Discussion of modeling the number of bids received for OCS leases by Poisson – type models. *Journal of Petroleum Technology*, 1983a, July, p. 1268-1269.
- _____. Further discussion of modeling the number of bids received for OCS leases by Poisson – type models. *Journal of Petroleum Technology*, 1983b, August, p. 1561.
- _____. Results of recent U.S. OCS lease bidding. *Journal of Petroleum Technology*, Sept. 1984, p. 1509-1510.
- _____. Bidding optimum bonus for federal offshore oil and gas leases. *Journal Petroleum Technology*, Sept. 1987, p. 1102-1112.
- _____. Profitabilities on federal offshore oil and gas leases: a review. *Journal of Petroleum Technology*, Jun. 1988, p. 760-764.
- _____. Competitive bidding for oil and gas production assets: how the pie is divided. Paper SPE 22039 presented at the *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, Dallas, 1991, April 11-12, p. 227-236.
- Lohrenz, J., Dougherty, E.L. A study of aggressive/conservative patterns of bidders and pre-sale evaluation: federal oil and gas lease sales. Paper SPE 6807 presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition – ATCE*, 1977, Denver, Oct. 9-12. 16p.

- _____. Bonus bidding and bottom lines: federal offshore oil and gas. Paper SPE 12024 presented at the *SPE Annual Technical Conference and Exhibition – ATCE*, 1983, San Francisco Oct. 5-8. 12p.
- Lohrenz, J., Oden, H.A. Bidding and production relationships for federal OCS leases: statistical studies of wildcat leases, Gulf of Mexico, 1962, and prior sales. Artigo SPE4498 apresentado na *48th Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum*, Las Vegas, Nevada, 1973, Sept. 30 – Oct. 3. 16p.
- Lohrenz, J., Dunham, D.A., Tomlinson, H. A study of factors affecting profit for different federal offshore oil and gas lease bidders. Paper SPE 7714 presented at the *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, Dallas, 1979, Feb. 11-13, p. 697-698.
- Luft, G. How much oil does Iraq have? *The Brookings Institution*, Iraq Memo, nº 16, May 12, 2003. 5p. (<http://www.brookings.edu/views/op-ed/fellows/luft20030512.htm>).
- Marsh, G.R. An analysis of methods for learning the U.S. Outer Continental Shelf. Paper SPE 7733 presented at the *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*, Dallas, 1979, Feb. 11-13, p. 199-207.
- Mead, W.J. Toward on optimal oil and gas leasing systems. *Energy Journal*, vol. 15, 1994, p. 1-18.
- Megill, R.E. *An introduction to the risk analysis*. PennWell Publishing Company, Second Edition, 1984. 274p.
- Megill, R.E., Wightman, R.B. The ubiquitous overbid. *AAPG Bulletin*, 1984, vol. 78, no 4, p.417-425.
- Milgrom, P.R., Weber, R.J. A theory of auctions and competitive bidding. *Econometrica*, vol. 50, nº 5, 1982, p.1089-1122.

- Porter, R.H. The role of information in U.S. offshore oil and gas leases auctions. *Econometrica*, vol. 63, nº 1, 1994, p.1-27.
- Postali, F.A.S. *Renda mineral, divisão de riscos e benefícios governamentais na exploração de petróleo no Brasil*. Dissertação de mestrado apresentada ao Instituto de Pesquisas Econômicas da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2002a. 119p.
- _____. Relações entre governo e investidores na indústria do petróleo no Brasil: algumas considerações. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, 2002b, V.9, nº 17, p. 221-236.
- Reece, D.K. Competitive bidding for offshore petroleum leases. *Bell Journal of Economics*, vol. 9, nº 2, 1978, p. 369-384.
- Repsold Júnior, H. *A competição e a cooperação na exploração e produção de petróleo*. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, RJ, 2003. 212p.
- Rose, P.R. Risk analysis and management of petroleum exploration ventures. *AAPG Methods in Exploration Series*, nº 12, 2001, p. 93-99.
- Rothkopf, M.H. A model of rational competitive bidding. *Management Science*, vol. 15, nº 7, March 1969, p. 362-373.
- Sahai, H., Khurshid, A. *Pocket dictionary of statistics*. McGraw-Hill, 2002. 359p.
- Schuyler, J.R. Using a simulation model to plan property acquisitions: evaluations vs. bid practices. *Oil and Gas Journal*, Jan 8, 1990, p. 78-81.

- Sunnevåg, K.J. Designing auctions for offshore petroleum lease allocation. *Resources Policy*, nº 26, 2000, p. 3-16.
- Suslick, S.B. (org.). *Regulação em petróleo e gás natural*. Campinas: Editora Komedi, 2001. 528p.
- Suslick, S.B. Desafios e perspectivas no setor petróleo no Brasil. Artigo publicado pela *Agência Estado Financeiro*, 22 de dezembro de 2003. 5p. (<http://www.aefinanceiro.com.br/artigos/2003/dez/22/57.htm>).
- Suslick, S.B., Furtado, R. A lognormal model for the bidding process in Brazil. Paper presented *AAPG Annual Meeting*, Houston, 2002, March 10-13. 6p.
- Stark, R.M. Competitive bidding: a comprehensive bibliography. *Operations Research*, Mar.-Apr. 1971, p. 484-490.
- Tavares, M.J.D. *Bidding strategy for E&P licensing opportunity*. University of London, Imperial College, MSc Dissertation, 1999. 166p.
- Tavares, M.J.D. Bidding strategy: reducing the “money-left-on-the-table” in E&P licensing opportunity. Paper SPE 63059 presented at the *2000 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, 2000, Oct. 1-4. 9p.
- Wilson, R.B. A bidding model of perfect competition. *Review of Economic Studies*, vol. 44, 1977, p. 511-518.

Anexo I

Bônus de Assinatura e Área Concedida para Empresas Classificadas como Operadoras

Operador	Blocos	Área (km ²)		Bônus (MM US\$)	
		Total	Média	Total	Médio
Agip	3	14.752	4.917,33	106,72	35,57
Amerada Hess	3	10.432	3.477,33	38,94	12,98
Aurizônia	6	196,55	32,76	0,82	0,14
BHP	1	603	603,00	4,96	4,96
BP	1	14.088	14.088,00	7,22	7,22
Chevron	1	6.591	6.591,00	37,58	37,58
Coastal	3	9.502	3.167,33	8,96	2,99
Devon	1	2.180	2.180,00	2,48	2,48
Dover	1	494	494,00	0,86	0,86
El Paso	2	2.491	1.245,50	24,60	12,30
Enterprise	1	2.158	2.158,00	5,06	5,06
Esso	2	4.875	2.437,50	15,02	7,51
Koch	2	627	313,50	0,76	0,38
Maersk	4	3.852,28	963,07	6,18	1,55
Newfield	3	1.565,98	521,99	0,85	0,28
Ocean	1	1.999	1.999,00	29,96	29,96

(Continua)

(Continuação)

Pan Canadian	2	4.228	2.114,00	5,19	2,59
Partex	4	694,84	173,71	0,48	0,12
PetroRecôncavo	1	313	313,00	0,41	0,41
Petrobras	116	79.950,19	689,23	226,21	1,95
Petroserv	1	451	451,00	0,06	0,06
Phillips	2	3.826	1.913,00	62,38	31,19
Queiroz Galvão	4	1.465	366,25	2,20	0,55
Rainier	5	1.945	389,00	2,12	0,42
Repsol	1	2.075	2.075,00	9,73	9,73
Samson	2	705	352,50	0,56	0,28
Santa Fé	1	1.565	1.565,00	6,68	6,68
Shell	2	4.483	2.241,50	41,31	20,66
Starfish	1	162	162,00	0,04	0,04
Synergy	4	127,71	31,93	0,35	0,09
Texaco	2	10.456	5.228,00	18,96	9,48
Total Fina	1	1.882	1.882,00	2,33	2,33
Union Pacific	1	1.292	1.292,00	0,50	0,50
Unocol	1	2.409	2.409,00	17,54	17,54
Wintershall	3	3.574	1.191,33	33,82	11,27

Anexo II

Bônus de Assinatura e Área Concedida para Empresas Classificadas como Operadoras por Rodada de Licitação

Rodada	Operador	Blocos	Área (km ²)		Bônus (MM US\$)	
			Total	Média	Total	Médio
1	Agip	3	14.752,00	4.917,33	106,72	35,57
	Amerada Hess	1	6.591,00	6.591,00	10,04	10,04
	BP	1	14.088,00	14.088,00	7,22	7,22
	Esso	1	2.710,00	2.710,00	10,62	10,62
	Petrobras	3	3.653,00	1.217,67	6,62	2,21
	Texaco	2	10.456,00	5.228,00	18,96	9,48
	Unocol	1	2.409,00	2.409,00	17,54	17,54
	<i>Subtotal</i>	<i>12</i>	<i>54.659,00</i>	<i>4.554,92</i>	<i>177,71</i>	<i>14,81</i>
2	Amerada Hess	1	1.072,00	1.072,00	5,00	5,00
	Chevron	1	6.591,00	6.591,00	37,58	37,58
	Coastal	3	9.502,00	3.167,33	8,96	2,99
	Pan Canadian	1	1.920,00	1.920,00	2,61	2,61
	Petrobras	7	21.413,00	3.059,00	160,19	22,88
	Queiroz Galvão	1	277,00	277,00	1,23	1,23
	Rainier	4	1.486,00	371,50	1,20	0,30
	Santa Fé	1	1.565,00	1.565,00	6,68	6,68

(Continua)

<i>(Continuação)</i>						
	Shell	1	2.365,00	2.365,00	36,20	36,20
2	Union Pacific	1	1.292,00	1.292,00	0,50	0,50
	<i>Subtotal</i>	<i>21</i>	<i>47.483,00</i>	<i>2.261,10</i>	<i>283,54</i>	<i>13,50</i>
	Amerada Hess	1	2.769,00	2.769,00	23,90	23,90
	El Paso	2	2.491,00	1.245,50	24,60	12,30
	Enterprise	1	2.158,00	2.158,00	5,06	5,06
	Esso	1	2.165,00	2.165,00	4,40	4,40
	Koch	2	627,00	313,50	0,76	0,38
	Maersk	1	1.411,00	1.411,00	0,25	0,25
	Ocean	1	1.999,00	1.999,00	29,96	29,96
	Pan Canadian	1	2.308,00	2.308,00	2,58	2,58
3	Petrobras	13	19.729,00	1.517,62	39,57	3,04
	Petroserv	1	451,00	451,00	0,06	0,06
	Phillips	2	3.826,00	1.913,00	62,38	31,19
	Rainier	1	459,00	459,00	0,92	0,92
	Repsol	1	2.075,00	2.075,00	9,73	9,73
	Samson	2	705,00	352,50	0,56	0,28
	Total Fina	1	1.882,00	1.882,00	2,33	2,33
	Wintershall	3	3.574,00	1.191,33	33,82	11,27
	<i>Subtotal</i>	<i>34</i>	<i>48.629,00</i>	<i>1.430,26</i>	<i>240,87</i>	<i>7,08</i>
	BHP	1	603,00	603,00	4,96	4,96
	Devon	1	2.180,00	2.180,00	2,48	2,48
	Dover	1	494,00	494,00	0,86	0,86
4	Maersk	1	2.092,00	2.092,00	5,57	5,57
	Newfield	1	1.219,00	1.219,00	0,51	0,51
	Partex	2	631,00	315,50	0,45	0,23
	PetroRecôncavo	1	313,00	313,00	0,41	0,41

(Continua)

<i>(Continuação)</i>						
	Petrobras	8	14.289,00	1.786,13	12,58	1,57
	Queiroz Galvão	3	1.188,00	396,00	0,96	0,32
4	Shell	1	2.118,00	2.118,00	5,11	5,11
	Starfish	1	162,00	162,00	0,04	0,04
	<i>Subtotal</i>	<i>21</i>	<i>25.289,00</i>	<i>1.204,24</i>	<i>33,96</i>	<i>1,62</i>
	Aurizônia	6	196,55	32,76	0,82	0,14
	Maersk	2	349,28	174,64	0,37	0,18
	Newfield	2	346,98	173,49	0,33	0,17
5	Partex	2	63,84	31,92	0,03	0,01
	Petrobras	85	20.866,19	245,48	7,25	0,09
	Synergy	4	127,71	31,93	0,35	0,09
	<i>Subtotal</i>	<i>101</i>	<i>21.950,55</i>	<i>217,33</i>	<i>9,15</i>	<i>0,09</i>

Anexo III

Bônus de Assinatura e Área Concedida para Empresas Classificadas como Operadoras por Região Exploratória

Classe	Operador	Blocos	Área (km ²)		Bônus (MM US\$)	
			Total	Média	Total	Médio
BM	Aurizônia	6	196,55	32,76	0,82	0,14
	Dover	1	494,00	494,00	0,86	0,86
	Koch	2	627,00	313,50	0,76	0,38
	Partex	4	694,84	173,71	0,48	0,12
	PetroRecôncavo	1	313,00	313,00	0,41	0,41
	Petrobras	13	2.852,91	219,45	2,89	0,22
	Petroserv	1	451,00	451,00	0,06	0,06
	Queiroz Galvão	3	722,00	240,67	1,88	0,63
	Rainier	5	1.945,00	389,00	2,12	0,42
	Samson	2	705,00	352,50	0,56	0,28
	Starfish	1	162,00	162,00	0,04	0,04
	Synergy	4	127,71	31,93	0,35	0,09
	Union Pacific	1	1.292,00	1.292,00	0,50	0,50
	<i>Subtotal</i>	<i>44</i>	<i>10.583,01</i>	<i>240,52</i>	<i>11,75</i>	<i>0,27</i>
ME	Agip	1	4.252,00	4.252,00	4,42	4,42
	BP	1	14.088,00	14.088,00	7,22	7,22

(Continua)

<i>(Continuação)</i>							
	Coastal	1	3.590,00	3.590,00	5,13	5,13	
	Devon	1	2.180,00	2.180,00	2,48	2,48	
	Pan Canadian	1	2.308,00	2.308,00	2,58	2,58	
	Petrobras	22	9.940,36	451,83	20,45	0,93	
	Phillips	1	1.667,00	1.667,00	14,71	14,71	
	<i>Subtotal</i>	<i>28</i>	<i>38.025,36</i>	<i>1.358,05</i>	<i>56,98</i>	<i>2,04</i>	
ML1P	Agip	2	10.500,00	5.250,00	102,30	51,15	
	Amerada Hess	2	9.360,00	4.680,00	33,94	16,97	
	BHP	1	603,00	603,00	4,96	4,96	
	Enterprise	1	2.158,00	2.158,00	5,06	5,06	
	Esso	2	4.875,00	2.437,50	15,02	7,51	
	Ocean	1	1.999,00	1.999,00	29,96	29,96	
	Petrobras	17	33.321,71	1.960,10	174,73	10,28	
	Phillips	1	2.159,00	2.159,00	47,67	47,67	
	Repsol	1	2.075,00	2.075,00	9,73	9,73	
	Shell	1	2.365,00	2.365,00	36,20	36,20	
	Texaco	2	10.456,00	5.228,00	18,96	9,48	
	Total Fina	1	1.882,00	1.882,00	2,33	2,33	
	Unocol	1	2.409,00	2.409,00	17,54	17,54	
	<i>Subtotal</i>	<i>33</i>	<i>84.162,71</i>	<i>2.550,39</i>	<i>498,39</i>	<i>15,10</i>	
	ML1R	Chevron	1	6.591,00	6.591,00	37,58	37,58
		El Paso	2	2.491,00	1.245,50	24,60	12,30
Maersk		4	3.852,28	963,07	6,18	1,55	
Newfield		3	1.565,98	521,99	0,85	0,28	
Pan Canadian		1	1.920,00	1.920,00	2,61	2,61	
Petrobras		51	12.588,37	246,83	11,29	0,22	
Santa Fé		1	1.565,00	1.565,00	6,68	6,68	

(Continua)

(Continuação)

	Shell	1	2.118,00	2.118,00	5,11	5,11
	Wintershall	3	3.574,00	1.191,33	33,82	11,27
	<i>Subtotal</i>	<i>67</i>	<i>36.265,63</i>	<i>541,28</i>	<i>128,71</i>	<i>1,92</i>
	Amerada Hess	1	1.072,00	1.072,00	5,00	5,00
	Coastal	1	841,00	841,00	1,23	1,23
ML2	Petrobras	12	13.583,84	1.131,99	16,73	1,39
	Queiroz Galvão	1	743,00	743,00	0,31	0,31
	<i>Subtotal</i>	<i>15</i>	<i>16.239,84</i>	<i>1.082,66</i>	<i>23,28</i>	<i>1,55</i>
	Coastal	1	5.071,00	5.071,00	2,60	2,60
NF	Petrobras	1	7.663,00	7.663,00	0,12	0,12
	<i>Subtotal</i>	<i>2</i>	<i>12.734,00</i>	<i>6.367,00</i>	<i>2,72</i>	<i>1,36</i>

Anexo IV

Valores Utilizados na Simulação Estocástica para Valoração das Áreas Exploratórias

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de		
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	μ	σ
BM	BT-POT-3	2	177	584.258,89	2.590,59	0,17	0,07	
				508.716,11				
				423.412,78				
	-----				228.777,78			
	-----				365.993,89			
	BT-POT-4	2	1040	309.166,67	304,53	0,17	0,04	
					63.160,56			
	-----				501.318,89			
	BT-SEAL-1	2	471	56.111,11	969,22	0,17	0,06	
					240.130,56			
-----				185.185,00				
BT-SEAL-2	2	1292	142.342,22	157,39	0,17	0,04		
				58.703,33				
-----				211,93				
BT-SEAL-3	2	277	58.703,33	211,93	0,17	0,07		
-----				1.233.333,33				
BT-REC-1	2	167	1.233.333,33	7.385,23	0,17	0,07		

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de		
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração		
				US\$		μ	σ	
BM	BT-REC-2	2	957	473.147,78 97.222,22	427,45	0,17	0,05	
	BT-REC-3	2	185	84.258,89	455,45	0,17	0,06	
	BT-REC-6	3	358	392.712,55 40.903,24	1.004,26	0,17	0,07	
	BT-POT-6	3	128	55.825,10 43.184,62	393,06	0,17	0,07	
	BT-REC-5	3	451	61.146,15	135,58	0,17	0,06	
	BT-REC-4	3	347	170.040,49	490,03	0,17	0,06	
	BT-POT-7	3	499	703.177,33 43.184,62	1.332,65	0,17	0,06	
	BT-ES-12	3	121	252.694,74 917.678,54	2.088,39	0,17	0,10	
	BT-POT-5	3	459	699.177,73 364.664,37	1.609,60	0,17	0,05	
				375.375,37				
	BT-ES-14	4	494	232.071,32 171.568,38	550,12	0,17	0,05	
	BT-ES-15	4	162	240.228,31	1.482,89	0,17	0,07	
	BT-POT-8	4	277	1.048.997,79 368.382,35	3.172,72	0,17	0,06	
	BT-POT-9	4	213	79.051,84	371,14	0,17	0,06	
	BT-POT-10	4	292	864.705,88	2.961,32	0,17	0,06	
BT-REC-7	4	232	44.742,65	192,86	0,17	0,06		

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área Km ²	Bônus de	Bônus/Área US\$/km ²	Distribuição de		
				Assinatura US\$		Probabilidade da Fração μ σ		
BM				334.926,47				
		BT-REC-8	4	635	191.801,47 75.294,12 70.220,59	373,80	0,17	0,06
		BT-REC-9	4	339	312.500,00 56.985,29	805,58	0,17	0,06
		BT-REC-10	4	313	414.705,88 193.639,71 94.007,35	993,08	0,17	0,05
		POT-T-302	5	28	67.000,00 145.555,33	4.375,00	0,10	0,05
		POT-T-352	5	32	125.555,33	3.932,08	0,10	0,06
		POT-T-391	5	44	220.568,67	5.023,77	0,10	0,05
		POT-T-432	5	35	700.333,33 227.966,33	10.004,86	0,10	0,04
		POT-T-353	5	32	122.222,00	3.827,69	0,10	0,06
		POT-T-354	5	32	35.555,33	1.113,51	0,10	0,06
		POT-T-401	5	48	20.333,33	424,57	0,10	0,09
		POT-T-402	5	27	20.100,00	755,41	0,10	0,09
		POT-T-512	5	32	16.673,67	522,31	0,10	0,06
		POT-T-558	5	32	10.007,00 20.066,67	392,28	0,10	0,06
		POT-T-655	5	32	103.245,33	3.234,81	0,10	0,06
		POT-T-696	5	32	70.000,00	2.193,33	0,10	0,06

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	
				US\$		μ	σ
BM	POT-T-837	5	49	275.602,00 20.033,33	4.362,81	0,10	0,05
	POT-T-569	5	32	3.966,67	124,27	0,10	0,10
	POT-T-614	5	28	10.000,00	358,06	0,10	0,10
	REC-T-41	5	28	113.610,00	4.064,47	0,10	0,06
	ES-T-382	5	50	3.427,00	68,00	0,10	0,05
	ES-T-400	5	25	12.589,67 8.888,67	460,88	0,10	0,06
	ES-T-486	5	51	3.453,00	68,24	0,10	0,05
	ES-T-495	5	30	7.182,67	237,03	0,10	0,06
	BM-POT-1	1	4252	4.420.221,55	1.039,56	0,20	0,06
BM-FZA-1	1	14088	7.215.740,33	512,19	0,20	0,04	
BM-PAMA-1	2	3590	5.125.042,78 616.666,67	1.292,71	0,20	0,05	
BM-CE-1	3	1281	121.957,09	95,20	0,20	0,08	
ME	BM-PAMA-3	3	1667	14.706.218,62 6.235.589,47 1.066.035,22	6.004,76	0,20	0,08
	BM-BAR-1	3	2435	19.571.349,80 7.440.625,91	6.792,06	0,20	0,09
	BM-PAMA-2	3	2308	2.582.114,98	1.118,77	0,20	0,10
	BM-CE-2	3	1153	139.950,61	121,38	0,20	0,08
	BM-BAR-3	4	826	2.481.617,65	3.004,38	0,20	0,06
	BM-POT-11	4	983	116.518,01	118,53	0,20	0,05

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	
				US\$		μ	σ
ME	BM-POT-13	4	2180	371.063,24	170,21	0,20	0,10
	FZA-M-183	5	192	6.670,33	34,79	0,06	0,10
	FZA-M-216	5	192	6.670,33	34,79	0,06	0,10
	FZA-M-217	5	192	6.670,33	34,79	0,06	0,07
	FZA-M-251	5	192	6.670,33	34,78	0,06	0,10
	FZA-M-252	5	192	6.670,33	34,78	0,06	0,07
	FZA-M-253	5	192	6.882,33	35,89	0,06	0,07
	FZA-M-254	5	192	6.882,33	35,89	0,06	0,07
	FZA-M-286	5	192	6.670,33	34,78	0,06	0,10
	FZA-M-287	5	192	6.670,33	34,78	0,06	0,07
	FZA-M-288	5	192	6.670,33	34,78	0,06	0,07
	FZA-M-320	5	192	6.670,33	34,77	0,06	0,10
	FZA-M-321	5	192	6.670,33	34,77	0,06	0,10
	BAR-M-355	5	192	7.106,00	36,97	0,06	0,09
	BAR-M-376	5	192	7.106,00	36,97	0,06	0,09
	BAR-M-377	5	192	23.207,33	120,74	0,06	0,07
	BAR-M-378	5	192	7.106,00	36,97	0,06	0,08
BAR-M-399	5	192	7.106,00	36,97	0,06	0,08	
ML1P	BM-C-3	1	1660	3.381.835,91	2.037,25	0,20	0,10
				28.176.866,30			
	BM-C-4	1	7723	24.154.598,90	2.695,05	0,20	0,04
				16.879.613,26			
			3.957.132,04				
	BM-C-5	1	2154	3.346.390,06	1.553,57	0,20	0,10

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	μ
	BM-S-2	1	2710	15.615.172,93 11.325.966,85	5.096,68	0,20	0,09
	BM-S-3	1	6591	10.036.113,26 1.060.555,25	1.182,25	0,20	0,04
	BM-S-4	1	8302	11.049.723,76 5.065.947,51	7.531,03	0,20	0,05
	BM-ES-1	1	2777	10.622.596,69 1.061.125,97	3.512,50	0,20	0,09
	BM-ES-2	1	2409	17.537.423,20 16.917.741,99	7.087,03	0,20	0,09
ML1P	BM-S-10	2	3780	56.663.906,67 5.144.373,89 5.000.071,11	8.166,29	0,20	0,08
	BM-S-8	2	4864	28.583.363,33 5.833.888,89 1.815.033,89	3.439,93	0,20	0,08
	BM-C-10	2	2365	36.200.008,89 29.700.403,89 11.870.700,56 1.012.020,56	9.440,49	0,20	0,09
	BM-S-9	2	3763	64.598.906,67 26.038.230,56 1.007.306,67	11.919,33	0,20	0,08

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	μ
ML1P	BM-S-11	2	5230	8.424.573,33	1.610,82	0,20	0,07
	BM-S-17	3	1611	8.381.338,46 2.470.647,77	4.285,33	0,20	0,08
	BM-ES-9	3	2165	4.395.195,14	2.030,11	0,20	0,09
	BM-S-22	3	2769	23.902.928,74 514.699,19	2.297,49	0,20	0,08
	BM-C-15	3	1999	29.959.514,17 7.608.059,11	6.601,26	0,20	0,08
	BM-S-21	3	2075	519.718,22 47.669.307,69	250,47	0,20	0,08
	BM-ES-11	3	2159	20.962.400,00 4.395.195,14 1.037.251,42	10.035,78	0,20	0,09
	BM-S-19	3	2075	9.725.154,66	4.686,82	0,20	0,08
	BM-C-14	3	1882	2.328.078,95	1.237,02	0,20	0,08
	BM-S-24	3	2788	131.317,41	47,10	0,20	0,08
	BM-ES-10	3	2158	5.060.728,74 1.016.486,23	939,55	0,20	0,09
	BM-C-16	3	1768	173.422,27	98,09	0,20	0,10
	BM-C-24	4	603	4.963.235,29	8.230,90	0,20	0,06
	BM-C-25	4	960	3.513.220,22 2.054.473,16	3.279,72	0,20	0,05
	S-M-1352	5	690	51.018,00	73,98	0,05	0,10
	S-M-1354	5	690	51.018,00	73,98	0,05	0,10

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	
				US\$		μ	σ
ML1P	S-M-1356	5	690	51.018,00	73,98	0,05	0,10
	S-M-1358	5	690	51.018,00	73,98	0,05	0,10
	S-M-1478	5	688	51.018,00	74,14	0,05	0,10
	S-M-1480	5	688	51.018,00	74,14	0,05	0,10
	S-M-1482	5	688	51.018,00	74,14	0,05	0,10
ML1R	BM-C-6	1	686	2.780.351,93	4.052,99	0,11	0,08
	BM-C-7	2	1920	2.607.542,78	1.358,10	0,11	0,06
				37.575.017,78			
				20.722.777,78			
	BM-S-7	2	6591	13.507.903,33	4.075,31	0,11	0,04
				3.184.356,67			
				1.200.523,89			
	BM-C-8	2	1565	6.680.555,56	4.525,98	0,11	0,04
				7.444.444,44			
	BM-C-19	3	1077	10.123.829,55	7.957,14	0,11	0,07
				2.663.725,91			
				20.411.740,89			
BM-ES-7	3	1090	6.146.784,21	14.266,08	0,11	0,09	
			3.414.457,89				
BM-S-15	3	1411	248.805,67	176,33	0,11	0,08	
			3.283.114,98				
BM-S-14	3	1407	1.244.230,77	1.748,03	0,11	0,08	
			663.857,89				
BM-ES-5	3	1087	5.162.442,91	4.749,26	0,11	0,10	

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de		
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração		
				US\$		μ	σ	
ML1R	BM-S-12	3	2059	2.154.345,75	1.046,31	0,11	0,07	
	BM-ES-6	3	1091	3.445.843,72	3.158,43	0,11	0,09	
				21.151.307,29				
	BM-S-13	3	1400	6.743.168,02	10.462,78	0,11	0,07	
				5.902.825,10				
				2.740.485,83				
	BM-ES-20	4	1219	511.323,53	419,46	0,11	0,06	
				5.569.117,65				
	BM-S-29	4	2118	3.830.882,35	2.294,96	0,11	0,10	
	BM-S-31	4	2092	5.112.977,94	2.444,06	0,11	0,07	
	C-M-58	5	179	16.684,33	92,95	0,25	0,08	
	C-M-78	5	179	16.684,33	93,03	0,25	0,09	
	C-M-95	5	179	16.684,33	93,11	0,25	0,08	
	C-M-96	5	179	16.684,33	93,11	0,25	0,08	
	C-M-97	5	179	16.684,33	93,11	0,25	0,08	
	C-M-98	5	179	16.684,33	93,11	0,25	0,08	
	C-M-119	5	179	16.684,33	93,19	0,25	0,08	
	C-M-120	5	179	16.684,33	93,19	0,25	0,08	
	C-M-121	5	179	16.684,33	93,19	0,25	0,08	
	C-M-122	5	179	41.838,00	233,68	0,25	0,08	
	C-M-145	5	179	16.684,33	93,27	0,25	0,08	
	C-M-146	5	179	41.838,00	233,87	0,25	0,08	
	C-M-231	5	244	159.642,33	654,23	0,25	0,05	
	C-M-265	5	181	18.017,67	99,73	0,25	0,08	

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	
				US\$		μ	σ
ML1R	C-M-298	5	178	18.017,67	101,16	0,25	0,08
	C-M-299	5	271	18.017,67	66,52	0,25	0,07
	C-M-332	5	302	18.017,67	59,68	0,25	0,08
	C-M-333	5	211	18.017,67	85,27	0,25	0,07
	C-M-334	5	156	18.017,67	115,71	0,25	0,08
	S-M-449	5	175	7.566,33	43,20	0,25	0,09
	S-M-500	5	175	62.491,00	357,12	0,25	0,08
	S-M-501	5	175	62.491,00	357,12	0,25	0,08
	S-M-502	5	175	7.566,33	43,24	0,25	0,09
	S-M-554	5	175	62.491,00	357,47	0,25	0,08
	S-M-555	5	175	62.491,00	357,47	0,25	0,08
	S-M-556	5	175	62.491,00	357,47	0,25	0,08
	S-M-557	5	175	62.491,00	357,47	0,25	0,08
	S-M-558	5	175	7.566,33	43,28	0,25	0,09
	S-M-610	5	175	248.733,33	1.424,26	0,25	0,10
	S-M-611	5	175	116.782,33	668,70	0,25	0,09
	S-M-612	5	175	62.491,00	357,83	0,25	0,08
	S-M-967	5	174	167.010,33	962,15	0,25	0,10
	S-M-1031	5	173	166.989,00	963,02	0,25	0,10
	S-M-1288	5	173	9.850,33	57,05	0,25	0,09
	S-M-1289	5	173	9.850,33	57,05	0,25	0,09
	S-M-1290	5	173	9.850,33	57,05	0,25	0,09
	S-M-1351	5	172	9.850,33	57,11	0,25	0,09
S-M-1410	5	172	9.989,33	57,97	0,25	0,08	

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	
				US\$		μ	σ
ML1R	S-M-1411	5	219	9.989,33	45,67	0,25	0,07
	S-M-1414	5	172	9.850,33	57,17	0,25	0,09
	S-M-1472	5	172	13.520,67	78,55	0,25	0,08
	S-M-1473	5	172	13.520,67	78,55	0,25	0,08
	S-M-1477	5	172	9.850,33	57,23	0,25	0,09
	S-M-1533	5	172	13.520,67	78,64	0,25	0,08
	S-M-1534	5	172	13.520,67	78,64	0,25	0,08
	S-M-1538	5	172	9.850,33	57,29	0,25	0,09
	S-M-1593	5	172	13.520,67	78,72	0,25	0,08
	S-M-1594	5	172	13.520,67	78,72	0,25	0,08
	S-M-1649	5	172	13.520,67	78,81	0,25	0,08
	S-M-1650	5	172	13.520,67	78,81	0,25	0,08
	S-M-1705	5	171	9.989,33	58,29	0,25	0,08
	S-M-1706	5	171	9.989,33	58,29	0,25	0,08
ML2	BM-CAL-1	1	1307	455.429,28	348,45	0,09	0,10
	BM-CAL-4	2	841	1.230.308,89	1.462,91	0,09	0,08
	BM-SEAL-5	2	1072	5.000.203,33 835.000,00	4.108,37	0,09	0,10
	BM-SEAL-4	2	2265	1.313.351,11	579,85	0,09	0,07
	BM-CAL-5	3	1119	2.530.376,92	2.261,28	0,09	0,07
	BM-J-1	3	1115	341.030,36	305,86	0,09	0,06
	BM-CAL-6	3	1117	93.617,00	83,81	0,09	0,07
BM-J-2	4	743	314.338,24	423,07	0,09	0,09	

(Continua)

(Continuação)

Classe	Bloco	Rodada	Área	Bônus de	Bônus/Área	Distribuição de	
			Km ²	Assinatura	US\$/km ²	Probabilidade da Fração	μ
ML2	BM-J-3	4	1089	4.853.594,49 3.077.573,53	4.049,21	0,09	0,05
	BM-SEAL-9	4	1856	2.321.331,25	1.250,72	0,09	0,08
	J-M-3	5	744	169.975,00	228,40	0,10	0,08
	J-M-5	5	744	773.419,00	1.039,27	0,10	0,05
	J-M-63	5	743	1.105.835,33	1.487,64	0,10	0,05
	J-M-115	5	742	2.641.221,67	3.557,27	0,10	0,05
	J-M-165	5	742	133.402,67	179,88	0,10	0,10
NF	BT-PR-4	2	5071	2.600.000,56	512,72	0,05	0,10
	BT-SOL-1	4	7663	118.917,65	15,52	0,05	0,04