



UNICAMP

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS – IG

**PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA E RECURSOS NATURAIS**

ESTELA TERUMI MASSUDA

**O IMPACTO DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL EM CAMPOS DE PETRÓLEO
MARÍTIMOS UTILIZANDO A META-MODELAGEM**

Dissertação apresentada ao Instituto de Geociências, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Geociências, na Área de Geologia e Recursos Minerais.

Orientador: Saul Barisnik Suslick

Co-orientador: Gabriel A. da C. Lima

CAMPINAS – SÃO PAULO

Julho - 2008

**Catálogo na Publicação elaborada pela Biblioteca
do Instituto de Geociências/UNICAMP**

Massuda, Estela Terumi
M369ig Impacto da participação especial em campos de petróleo marítimos
utilizando a meta-modelagem / Estela Terumi Massuda--
Campinas, SP.: [s.n.], 2008.

Orientadores: Saul Barisnik Suslick, Gabriel Alves da Costa Lima.
Dissertação (mestrado) Universidade Estadual de Campinas, Instituto
de Geociências.

1. Petróleo – Aspectos econômicos. 2. Petróleo – Aspectos
políticos. 3. Petróleo - Legislação. 4. Análise econômica.
5. Investimentos – Análise. I. Suslick, Saul Barisnik. II. Lima, Gabriel
Alves da Costa. III. Universidade Estadual de Campinas, Instituto de
Geociências. IV. Título.

Título em inglês: The impact of the special participation fee in offshore fields using meta-
modeling approach.

Keywords: - Oil – Economic aspects;

- Oil – Policy aspects;

- Oil - Legislation;

- Economic analysis ;

- Investments - Analysis;

Área de concentração: Geologia e Recursos Naturais

Titulação: Mestre em Geociências

Banca examinadora: - Saul Barisnik Suslick,

- Hildebrando Herrmann;

- Rafael Felipe Schiozer.

Data da defesa: 29/07/2008

Programa: Geociências.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA E RECURSOS NATURAIS

AUTORA: ESTELA TERUMI MASSUDA

O IMPACTO DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL EM CAMPOS DE PETRÓLEO
MARÍTIMOS UTILIZANDO A META-MODELAGEM

ORIENTADOR: Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick

CO-ORIENTADOR: Prof. Dr. Gabriel Alves da Costa Lima

Aprovada em 29 / 07 / 2008

EXAMINADORES:

Prof. Dr. Saul Barisnik Suslick

Prof. Dr. Hildebrando Herrmann

Prof. Dr. Rafael Felipe Schiozer



Presidente




Campinas, 29 de julho de 2008

Ao meu pai Sr. Shuzi Massuda
e à minha irmã Solange Massae Massuda.

É muito melhor arriscar coisas grandiosas, alcançar triunfo e glória, mesmo expondo-se a derrota, do que formar fila com pobres de espírito, que não gozam nem sofrem muito, porque vivem nesta penumbra cinzenta que não conhece vitória nem derrota.

(Theodore Roosevelt)

AGRADECIMENTOS

A meu pai, Dr. Massuda, e à minha irmã, Profa. Solange, pelo apoio e incentivos constantes.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Saul B. Suslick, pela importante e decisiva orientação, pelo vasto conhecimento, experiência, dedicação, atenção, apoio, paciência e compreensão em todos os momentos. Agradeço-lhe, também, por ser o brilhante profissional, e pelo exemplo que inspira em todos os que o cercam.

Ao Pesquisador Dr. Gabriel A. Costa Lima pela co-orientação, amizade e importantes sugestões.

Aos professores do Curso de Geociências, Geologia e Recursos Naturais e Engenharia de Petróleo, da Unicamp, pelos conhecimentos transmitidos.

Ao Dr. Rafael Schiozer (Banco Central e prof. da FGV) pela atenção logo no início das primeiras simulações para esta pesquisa, dispondo de seu tempo, mesmo estando ocupado com sua Tese de Doutorado na época.

À especial Valdirene Pinotti pela competência (Pós-Grad. IGE), Helena (DGRN), Beth e Fátima.

Às atenciosas Bibliotecárias do IGE e FEM, pela eficiência e envio de bibliografias, em destaque à Márcia e Cássia, especialmente nas fases finais.

Aos Professores da banca examinadora e da banca de qualificação, por disporem de seu precioso tempo e pelas importantes considerações.

Aos colegas de trabalho da Petrobras, referências na empresa em suas áreas de conhecimento, e da Unicamp (Mestrado e Doutorado), que me auxiliaram com alguma bibliografia ou informação, mesmo que pontual, em destaque a: Suzana Hayashi, Mariana Pereira, Lideniro Alegre, Ricardo Accioly, Ozualdo Toyoda, Sylvia Cambra, Marco Antônio Guimarães Dias, Boris Asrilhant, Edson Tito, Ana Mecking, Marcos Saito, Rodrigo Rodrigues, Marcelo Guimarães, Marcelo Madeira, Alexandre Xavier, Guilherme Avanzi, Vanessa Ito e Silvio A. Pinheiro.

A todos que, de alguma forma, auxiliaram na realização deste trabalho.

SUMÁRIO

| | |
|--|-----|
| AGRADECIMENTOS | v |
| SUMÁRIO | vi |
| FIGURAS | ix |
| TABELAS | xi |
| SIGLAS E ABREVIATURAS | xii |
| RESUMO | xiv |
| ABSTRACT | xv |
| | |
| 1 INTRODUÇÃO | 1 |
| 2 NOVO CENÁRIO E ARCABOUÇO LEGAL DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL | 5 |
| 2.1 Mudanças no Cenário da Exploração e Produção de Petróleo (E&P) | 5 |
| 2.2 Fatia Governamental (<i>Government Take</i>) | 11 |
| 2.3 Tributos | 14 |
| 2.4 Participações Governamentais | 15 |
| 2.4.1 Bônus de Assinatura | 17 |
| 2.4.2 Royalties | 17 |
| 2.4.3 Participação Especial | 18 |
| 2.4.4 Ocupação ou Retenção de Áreas | 18 |
| 2.4.5 Arrecadação de Participações Governamentais | 18 |
| 2.5 Participação Especial - Origens | 20 |
| 2.6 Participação Especial no Brasil | 22 |
| 2.6.1 Deduções Permitidas | 29 |
| 2.6.2 Arrecadação da Participação Especial | 31 |
| 3 ANÁLISE ECONÔMICA EM E&P | 32 |
| 3.1 Análise de Viabilidade Técnico-Econômica | 32 |
| 3.2 Fluxo de Caixa da Empresa | 34 |
| 3.3 Fluxo de Caixa do Governo | 36 |
| 3.4 Valor Presente Líquido (VPL) | 37 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.5 | Risco e Incerteza | 37 |
| 3.6 | Meta-modelagem e suas aplicações | 40 |
| 4 | METODOLOGIA | 45 |
| 4.1 | Processo da Meta-modelagem..... | 45 |
| 4.1.1 | Cenários..... | 46 |
| 4.1.2 | Premissas (econômicas, tributárias, custos) | 46 |
| 4.1.3 | Fluxo de Caixa | 48 |
| 4.1.4 | Construção do Meta-modelo | 49 |
| 5 | RESULTADOS E DISCUSSÕES | 52 |
| 5.1 | Fato Gerador: Produção e o Relógio da Participação Especial..... | 52 |
| 5.2 | Alíquotas da Participação Especial para uma Reserva Adicionada a um Campo..... | 54 |
| 5.3 | Impacto da Participação Especial sobre o Valor Presente Líquido..... | 56 |
| 5.4 | Impacto da Participação Especial sobre a Fatia do Governo | 62 |
| 5.5 | Impacto da Participação Especial sobre a Fatia da Empresa e Fatia do Governo..... | 65 |
| 5.5.1 | Fatia da Empresa e Fatia do Governo | 65 |
| 5.5.2 | Fatia do Governo (sem PE), Fatia da Empresa e Participação Especial. | 69 |
| 5.6 | Metamodelos para a PE e o VPL | 75 |
| 5.6.1 | Metamodelos da PE e do VPL ao Preço de 36 US\$/bbl | 76 |
| 5.6.2 | Metamodelos da PE e do VPL ao Preço de 50 US\$/bbl | 79 |
| 6 | CONCLUSÕES..... | 81 |
| 6.1 | Campos com Adição de Nova Reserva..... | 83 |
| 6.2 | Meta-modelagem..... | 84 |
| 6.3 | Trabalhos Futuros..... | 84 |
| 7 | REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS..... | 86 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 2.1 – Reservas Totais, Reservas em Mar e Terra..... | 6 |
| Figura 2.2 – Recordes anuais obtidos pela Petrobras em lâminas d'água até os poços..... | 7 |
| Figura 2.3 – Profundidade de Soterramento Bacia de Santos e Bacia de Campos (Petrobras,07). . | 8 |
| Figura 2.4 – Evolução dos Custos de Extração (US\$/bbl)..... | 9 |
| Figura 2.5 – Evolução dos preços médios anuais spot dos petróleos dos tipos <i>Brent e West Texas Intermediate</i> (WTI) – 1998-2007..... | 10 |
| Figura 2.6 – Composição do GT. Fonte: Elaboração Própria (2008). | 11 |
| Figura 2.7 – Parcela do Governo (GT) x Parcela da Empresa (<i>Company Take</i>). | 11 |
| Figura 2.8 – Government Take x Company Take..... | 13 |
| Figura 2.9 – Sistemas Fiscais: conceitos básicos | 13 |
| Figura 2.10 - Hierarquia das Normas Jurídicas..... | 14 |
| Figura 2.11 – Arrecadação das participações governamentais de 2000 a 2007..... | 19 |
| Figura 2.12 – Arrecadação das participações governamentais de 2000 a 2007 (em MM R\$)..... | 19 |
| Figura 2.13 – Evolução da arrecadação da Participação Especial (2000-2007). | 31 |
| Figura 3.1 – Fluxo do processo de decisão (Otis & Schneidermann, 1997)..... | 33 |
| Figura 3.2 – Fluxo de caixa típico de um projeto..... | 34 |
| Figura 3.3 – Passo 1 da Meta-modelagem | 43 |
| Figura 4.1 – Fluxograma da meta-modelagem. Elaboração própria, 2008. | 45 |
| Figura 4.2 – FC da Empresa x FC do Governo para reserva de 750 MMbbl. | 48 |
| Figura 4.3 – Primeiro Passo do Meta-modelo..... | 49 |
| Figura 5.1 – Diferença da Alíquota de PE para Campo com Adição de Reserva (campo de 250 com adição de mais 250 MMbbl, ao preço de 36 US\$/bbl)..... | 53 |
| Figura 5.2 –Alíquota de PE para uma mesma reserva de 250MMbbl (preço 36 US\$/bbl). | 54 |
| Figura 5.3 – Comportamento da Alíquota de PE para um campo de 1000 MMbbl e outro campo de 750 MMbbl com adição de mais 250 MMbbl (Preço 36 US\$/bbl)..... | 55 |
| Figura 5.4 – Comportamento PE e VPL em diferentes tamanhos de reserva (preço 36 US\$/bbl) | 56 |
| Figura 5.5 – Razão PE/VPL (%) em diferentes tamanhos de reserva (preço 36 US\$/bbl)..... | 57 |
| Figura 5.6 – Comportamento PE e VPL em diferentes tamanhos de reserva (preço 50 US\$/bbl) | 58 |
| Figura 5.7 – Comportamento PE e VPL em diferentes tamanhos de reserva (preço 70 US\$/bbl) | 58 |

| | |
|---|----|
| Figura 5.8 – Razão PE/VPL (%) em diferentes tamanhos de reserva (preço 50 e 70 US\$/bbl) | 59 |
| Figura 5.9 – Razão PE/VPL (%) sem e com adição de reserva (preço 36 US\$/bbl) | 60 |
| Figura 5.10 – Razão PE/VPL (%) sem e com adição de reserva (preço 50 US\$/bbl) | 61 |
| Figura 5.11 – Razão PE/VPL (%) sem e com adição de reserva (preço 70 US\$/bbl) | 61 |
| Figura 5.12 – Representatividade da PE sobre o GT (%) – preço a 36 US\$/bbl. | 62 |
| Figura 5.13 – Representatividade da PE sobre o GT (%) – preço a 50 e 70 US\$/bbl..... | 63 |
| Figura 5.14 – PE/GT (%) – campos com adição de reserva – preço a 36 US\$/bbl. | 64 |
| Figura 5.15 – PE/GT (%) – campos com adição de reserva – preço a 50 e 70 US\$/bbl..... | 64 |
| Figura 5.16 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 36 US\$/bbl) | 65 |
| Figura 5.17 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 50 US\$/bbl) | 66 |
| Figura 5.18 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 70 US\$/bbl) | 66 |
| Figura 5.19 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 36 US\$/bbl) | 68 |
| Figura 5.20 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 50 US\$/bbl) | 68 |
| Figura 5.21 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 70 US\$/bbl) | 69 |
| Figura 5.22 – GT (sem PE) x PE x CT (Preço 36 US\$/bbl) | 70 |
| Figura 5.23 – GT (sem PE) x PE x CT (Preço 50 US\$/bbl) | 71 |
| Figura 5.24 – GT (sem PE) x PE x CT (Preço 70 US\$/bbl) | 71 |
| Figura 5.25 – GT (sem PE) x PE x CT – campos com Adição de Reserva (Preço 36 US\$/bbl) ... | 72 |
| Figura 5.26 – GT (sem PE) x PE x CT – campos com Adição de Reserva (Preço 50 US\$/bbl) ... | 73 |
| Figura 5.27 – GT (sem PE) x PE x CT – campos com Adição de Reserva (Preço 70 US\$/bbl) ... | 73 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 2.1 – Reservas totais de petróleo, por localização (terra e mar) 1996-2005. | 6 |
| Tabela 2.2 – Evolução do petróleo no mercado internacional em US\$ por barril, preços médios no mercado spot dos tipo <i>BRENT</i> e <i>West Texas Intermediate</i> (WTI) – 1998-2007..... | 10 |
| Tabela 2.3 – Apuração da PE para 1º ano, profundidade >400m. | 27 |
| Tabela 2.4 – Apuração da PE para 2º ano, profundidade >400m. | 27 |
| Tabela 2.5 – Apuração da PE para 3º ano, profundidade >400m. | 28 |
| Tabela 2.6 – Apuração da PE 4º ano em diante, profundidade >400m..... | 28 |
| Tabela 4.1 – Premissas Econômicas e Tributárias | 47 |
| Tabela 4.2 – Investimentos e Custos Operacionais..... | 47 |
| Tabela 5.1 – Coeficientes do Meta-modelo da PE (Preço 36 US\$/bbl) => 60.000 observações. 76 | |
| Tabela 5.2 – Coeficientes do Meta-modelo do VPL (Preço 36 US\$/bbl) => 60.000 observações. | 77 |
| Tabela 5.3 – Coeficientes do Meta-modelo da PE (Preço 50 US\$/bbl) => 60.000 observações. 79 | |
| Tabela 5.4 – Coeficientes do Meta-modelo do VPL (Preço 50 US\$/bbl) => 60.000 observações. | 80 |

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

| | |
|--------|---|
| ANP | Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis |
| bbbl | barril (de petróleo) |
| BOE | Barril de óleo equivalente |
| CAPEX | <i>Capital expenditures</i> (Investimentos) |
| CSL | Contribuição Social Sobre o Lucro |
| CT | <i>Company Take</i> (Fatia de lucro líquido da empresa) |
| CTN | Código Tributário Nacional |
| DGRN | Departamento de Geologia e Recursos Minerais |
| E&P | Exploração e Produção de Petróleo |
| FC | Fluxo de Caixa (descontado) |
| GT | <i>Government Take</i> (Fatia de arrecadação do governo) |
| ICMS | Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços |
| IPI | Imposto sobre Produtos Industrializados |
| IRPJ | Imposto de Renda Sobre Pessoa Jurídica |
| ISS | Imposto sobre Serviços |
| LAGE | Laboratório de Análise Geoeconômica |
| MMbbbl | Um milhão de barris (de petróleo) |
| OPEX | <i>Operational expenditures</i> (custos operacionais) |
| PE | Participação Especial |
| PRT | <i>Petroleum Revenue Tax</i> |
| SPT | <i>Special Petroleum Tax</i> |

| | |
|---------|-----------------------------------|
| STN | Sistema Tributário Nacional |
| TIR | Taxa Interna de Retorno |
| TMA | Taxa Mínima de Atratividade |
| UNICAMP | Universidade Estadual de Campinas |
| VPL | Valor Presente Líquido |



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS – IG
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA E RECURSOS NATURAIS

O Impacto da Participação Especial em Campos de Petróleo Marítimos Utilizando a Meta-modelagem.

RESUMO

Dissertação de Mestrado

Estela Terumi Massuda

A participação especial é um importante mecanismo de arrecadação do governo, para se apropriar de uma parcela da renda, oriunda da exploração e produção de petróleo e gás natural, de campos com grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Ela foi criada a partir da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/97) que fixou como participações governamentais: os *royalties*, bônus de assinatura, ocupação ou retenção de área, além da própria participação especial. Dada a sua importante representatividade em valores, atingindo cerca de 50% do total geral de arrecadação entre as quatro participações citadas, e patamar de arrecadação de cerca de 8 bilhões de reais, foi estudado seu impacto econômico, em diferentes cenários de produção, em grandes campos de petróleo marítimos. Para avaliação do impacto da participação especial e suas correlações utilizou-se a técnica da meta-modelagem, cujo processo envolve a análise de fluxo de caixa e análise de riscos, com a modelagem econométrica. Os resultados obtidos nesta dissertação constataram a existência de distorção na forma de incidência da participação especial para grandes campos (até 1 bilhão de barris), com diferentes características, e campos com adição de reserva. No desenvolvimento da produção em módulos ou com adição de reservas no mesmo campo, a participação especial onera, especialmente, o segundo projeto, podendo inviabilizá-lo economicamente, dependendo do nível de preços praticados.

Palavras-Chave:

participação especial, participações governamentais, meta-modelagem, petróleo, análise econômica de projetos.



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS – IG
PÓS-GRADUAÇÃO EM GEOCIÊNCIAS
ÁREA DE GEOLOGIA E RECURSOS NATURAIS

The Impact of the Special Participation Fee in Offshore Petroleum Fields Using Meta-modeling approach.

ABSTRACT

Master of Science Dissertation

Estela Terumi Massuda

The special participation fee is an important taxation mechanism for the government to appropriate a portion of the income originated from the exploration and production of petroleum/oil and natural gas, from fields with a great production or of great profitability. It was created from the Petroleum Law no. 9.478/97 that it established the government levies, such as royalties, signature bonus, acreage rental fee, besides the special participation fee itself. Presently the special participation fee represents around 50% of the total of tax revenue, reaching an expressive amount over 8 billions of dollars. Based upon such expressive tax collection it was studied its impact in several scenarios, considering petroleum fields with different characteristics of production. The technique used for this research was the meta-modeling approach, which combines the traditional cash flow analysis, risk, and multiple regression analysis, an econometric method. The results obtained from the simulation models confirmed a distortion of the special participation estimation for large fields (up to 1 billion barrels of reserve), with different characteristics, and fields with additional of production. The development of the production in modules or with reserves addition on the same field, the special participation overloads, specially, the second project that could economically make it impracticable, if the reference price is not sufficient high.

Key-words:

special participation fee, government participations, meta-modeling, petroleum/oil, economical analysis of projects.

1 INTRODUÇÃO

Os sistemas fiscais constituem um dos principais instrumentos dos governos para apropriação da parte de renda, especialmente nas atividades de E&P (Exploração e Produção) de petróleo.

O sistema fiscal brasileiro possui duas formas de apropriação da renda petrolífera: os Tributos (aplicados a todas as atividades) e as Participações Governamentais (aplicadas somente à atividade de E&P de petróleo e gás natural), e que cabe ressaltar, tem formas de arrecadação distintas¹.

A partir da Lei 9.478/97, que regulamenta a Lei do Petróleo, foram criadas as Participações Governamentais que incluem quatro tipos de participação governamental: os *royalties*², o bônus de assinatura, a retenção de área, e a “participação especial” (objeto deste estudo), que passam a vigorar a partir da assinatura de um contrato de concessão.

A Participação Especial tem um peso importante por ser um instrumento de destaque na arrecadação do governo, na apropriação da parte da renda proveniente da exploração e produção de petróleo e gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade³.

¹ A Fatia do Governo ou *Government Take* (GT) é composta pelos Tributos e Participações Governamentais. Tributos incluem os impostos, taxas e contribuições (CTN, 1966). As Participações Governamentais incluem 4 tipos de arrecadação, que só vigoram a partir de assinatura de contrato de concessão, e incidem somente sobre a atividade de Exploração e Produção de Petróleo. São Participações Governamentais: (1) bônus de assinatura, (2) royalties, (3) participação especial e (4) pagamento pela ocupação ou retenção de área, regulamentadas a partir da Lei do Petróleo - Lei Nº. 9.478/97.

² O pagamento de royalties foi instituído pela Lei nº 2.004/53, Lei nº 7.453/85 e depois pela Lei 9.478/97,

³ Embora na Lei Nº. 9.478/97 esteja prevista cobrança de participação especial para se apropriar de parte da renda de campos com grande volume de produção ou grande rentabilidade, na prática, somente a produção é considerada como fato gerador no cálculo. A rentabilidade é atingida somente de forma indireta, como consequência do cálculo.

De 2000 a 2007 a arrecadação somente da “participação especial”, no Brasil, foi de R\$ 38,5 bilhões, representando cerca de 50% do total arrecadado, em participações governamentais – as quatro especificadas em lei (ANP, 2008 – Consolidação das Participações Governamentais). Somente nos últimos dois anos, a arrecadação foi de R\$ 16 bilhões.

Para uma noção de ordem de grandeza, a arrecadação de Participação Especial foi de R\$ R\$ 7,2 bilhões em 2007, valor similar ao lucro individual dos maiores bancos do Brasil como Itaú, Bradesco e Banco do Brasil. Ou ainda, valores superiores aos das vendas de grandes empresas, de vários ramos como Suzano, Liquigás, Gerdau, Toyota, entre outras.

Pelo alto valor envolvido, mantida a atual sistemática de cálculo, a Participação Especial, poderá gerar distorções em investimentos em novos projetos, especialmente nas regiões com grandes reservas petrolíferas.

A atual sistemática de cálculo poderá inibir e/ou postergar investimentos, ou simplesmente reduzir a rentabilidade, dependendo das características de cada campo. O problema se agrava quando a redução da renda da empresa não corresponde ao aumento da arrecadação com Participação Especial.

O problema torna-se ainda mais grave quando ocorre desinteresse total pelo projeto, por parte do investidor, quando o projeto torna-se inviável ou opta-se até por seu abandono. Neste caso, a empresa deixará de ganhar, mas o governo será o maior prejudicado, pois além de deixar de arrecadar a Participação Especial, enfrentará também a perda total de diversos investimentos grandiosos previstos no país, com cifras gigantescas traduzidas em bilhões de dólares, chegando até valores dez vezes maiores que a participação especial, com perda irreparável e permanente da geração de riqueza, de impostos e empregos. Valores que deixarão de circular na economia.

A Participação Especial foi criada há cerca de uma década, em um outro contexto histórico, que não previa tantas mudanças no cenário de produção verificadas hoje: reservas gigantescas nunca antes imaginadas, recordes de profundidades, altíssima tecnologia, elevação dos investimentos, aquecimento frenético do mercado de sondas (até centenas de milhares de dólares por dia), tudo aliado às alterações de preços, entre outros.

As elevadas e crescentes somas de Participação Especial (em bilhões de reais) possivelmente vêm mascarando as perdas de investimentos muito maiores que a participação especial, mantendo, desta forma, o governo sem acesso a essa realidade, e sem condições para

mensurar o valor, pois o investidor não informará o quanto e porque deixou de investir em determinado projeto, dando preferência a outro projeto de investimento mais atrativo.

A insensibilidade do governo sobre este assunto, até hoje, pode ser decorrente da arrecadação cada vez mais vultosa e, essa situação confortável, talvez iniba iniciativas que envolvam mudanças.

Desta forma, embora a Participação Especial, como instrumento de regulação da política energética, continue imutável, questiona-se a sua metodologia de cálculo que poderia ser ajustada ao contexto atual.

Para averiguar as observações listadas nesta introdução, sobre possíveis distorções causadas em função da atual metodologia da arrecadação da Participação Especial, que podem vir a prejudicar ou inibir os investimentos, foram realizadas diversas simulações em diferentes cenários, incluindo diferentes tamanhos de reserva, preço, custos e qualidade de óleo.

Essa pesquisa visa especificamente verificar os seguintes impactos da participação especial:

- A Participação Especial pode reduzir a rentabilidade da empresa?
- Pode prejudicar na aprovação de novos projetos ou inibir investimentos?
- E o governo estará arrecadando mais Participação Especial em todos cenários de produção e preços?
- Adicionalmente, como se comportam as variáveis que mais influenciam sobre a Participação Especial e Valor Presente Líquido (VPL) da empresa.
- Finalmente, o método de cálculo da Participação Especial, portanto, pode causar distorções e precisa ser revisado para adequar-se ao contexto atual?

Para isso são realizados diversos cálculos e análises, com aplicação da técnica da meta-modelagem para gerar os diversos indicadores com resultados econômicos que comprovam as hipóteses descritas.

A rentabilidade e viabilidade do projeto serão medidas através do indicador econômico clássico – o Valor Presente Líquido (VPL) – e a arrecadação do governo será analisada considerando a soma dos tributos e das participações governamentais, denominados como Fatia ou Parcela Governamental - *Government Take* (GT).

- **Estrutura da dissertação**

Essa dissertação está estruturada em seis capítulos. No **primeiro capítulo** são apresentados os **objetivos da pesquisa**, bem como a sua motivação. **O capítulo 2 apresenta uma revisão da literatura** que serve de embasamento teórico dos termos relacionados diretamente à participação especial tais como *Government Take* (Fatia Governamental), Tributos, Participações Governamentais e Participação Especial. **O capítulo 3** descreve sobre a **análise econômica em projetos de E&P** (Exploração e Produção de Petróleo), fluxo de caixa, análise de risco e meta-modelagem. Na seqüência, **o capítulo 4** descreve o método adotado para cumprir os objetivos da pesquisa bem como detalhar a técnica de meta-modelagem. Quanto aos **resultados e discussões**, estes são apresentados através do **capítulo 5**, que demonstra o cumprimento aos objetivos propostos e, finalmente o **capítulo 6**, que apresenta a conclusão gerada a partir dos resultados obtidos.

- **Objetivo Geral**

Analisar o impacto da Participação Especial em grandes campos de petróleo, em bacias marítimas no Brasil, utilizando a abordagem da meta-modelagem.

- **Objetivos Específicos**

a) Simulação e comparação do impacto da Participação Especial (PE) sobre o Valor Presente Líquido (VPL) da empresa e sobre a Fatia do Governo (GT), em campos de diferentes tamanhos de reserva e preços.

b) Uso de Meta-modelagem para verificar quais variáveis apresentam maior impacto na estrutura da Participação Especial – PE, considerando diferentes tamanhos de reserva (produção de óleo), preços, custos e qualidade do óleo.

2 NOVO CENÁRIO E ARCABOUÇO LEGAL DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

INSTRUMENTOS FISCAIS EM E&P (Exploração e Produção)

O objetivo deste capítulo é fazer breve explanação sobre as mudanças no cenário na Exploração e Produção (E&P) de Petróleo dos últimos dez anos, bem como apresentar alguns conceitos que serão utilizados ao longo da dissertação e sobre a Participação Especial (PE).

Os termos abordados aqui são **government take (fatia ou parcela do governo), tributo, impostos, taxas e contribuições, participações governamentais, bônus de assinatura, royalties, participação especial, taxa de ocupação ou retenção de área, etc.**

2.1 Mudanças no Cenário da Exploração e Produção de Petróleo (E&P)

Entre as principais mudanças no cenário nos últimos dez anos no mercado de Exploração e Produção de Petróleo (E&P), destacam-se: o aumento das reservas, com aumento do percentual da localização das reservas no mar, em profundidades cada vez maiores, evolução dos custos/investimentos e aumento dos preços. A seguir estão os dados estatísticos e fatos que demonstram tais mudanças.

As maiores reservas, menos profundas e de maior facilidade de produção já foram ou estão sendo exploradas.

A Tabela 2.1 demonstra a evolução das reservas e sua respectiva localização em terra ou mar desde 1996 a 2005.

Tabela 2.1 – Reservas totais de petróleo, por localização (terra e mar) 1996-2005.

| Reservas totais de petróleo, por localização (terra e mar) - 1996-2005 | | | | | | | | | | | | |
|--|-------------|---|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|---------|
| Unidades da Federação | Localização | Reservas totais de petróleo (milhões b) | | | | | | | | | | 05/04 % |
| | | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | |
| Total | | 11.592,5 | 14.217,8 | 14.440,5 | 13.651,0 | 12.961,3 | 12.992,6 | 13.075,8 | 13.493,9 | 14.768,4 | 16.132,3 | 9,24 |
| Subtotal | Terra | 1.065,3 | 1.077,2 | 1.172,4 | 1.168,7 | 1.223,8 | 1.214,7 | 1.370,5 | 1.360,7 | 1.299,3 | 1.354,7 | 4,27 |
| | Mar | 10.527,2 | 13.140,6 | 13.268,1 | 12.482,3 | 11.737,5 | 11.778,0 | 11.705,3 | 12.133,3 | 13.469,2 | 14.777,6 | 9,71 |

Fonte: ANP (2006).

A Figura 2.1 aponta a grande preponderância das reservas nas bacias marítimas, com elevação para os maiores níveis em 2005.

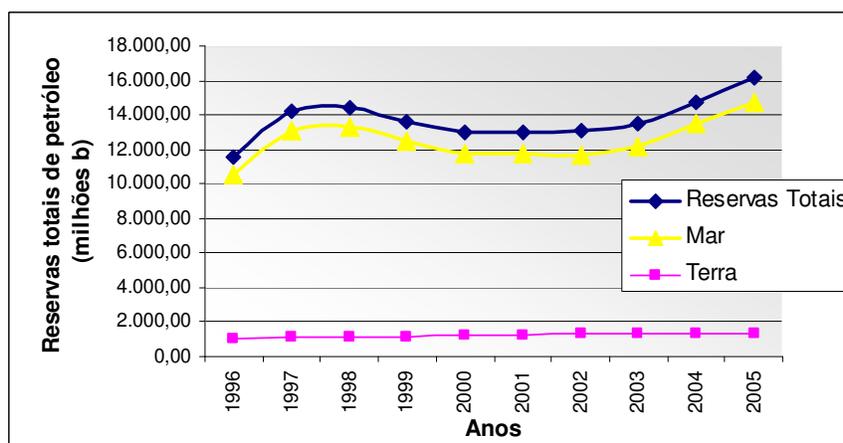


Figura 2.1 – Reservas Totais, Reservas em Mar e Terra.

Fonte: Elaboração Própria com base de dados na ANP (2006).

Além das novas descobertas estarem em sua maior parte em blocos marítimos, localizam-se em águas profundas (acima de 400m) com lâminas d'água cada vez maiores. A Figura 2.2, a seguir, mostra dados da Petrobras, que tem alcançado recordes com poços em profundidades cada vez maiores, ao longo dos anos. Isso exige maior tecnologia e conseqüentemente maiores investimentos.

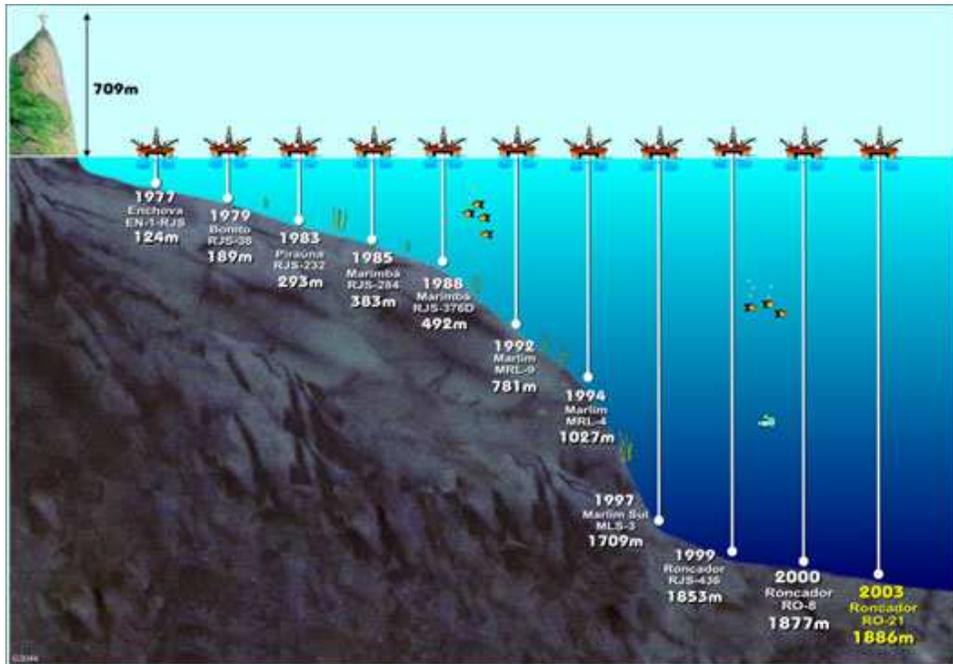


Figura 2.2 – Recordes anuais obtidos pela Petrobras em lâminas d’água até os poços.
 Fonte: Petrobras (2007).

A Petrobras em 2006 alcançou a auto-suficiência em petróleo no Brasil, com cerca de 70% de sua produção proveniente de águas profundas e ultraprofundas. Além disso, é provável que a maioria das novas reservas descobertas esteja em águas ultraprofundas. (Petrobras, 2007).

Águas rasas e profundas têm classificações distintas conforme sua aplicação.

Conforme Pereira (2004), é utilizada a classificação para águas rasas, profundas e ultraprofundas na indústria do petróleo internacional, conforme abaixo:

- Água rasa – 0 a 300 metros;
- Água profunda – 300 a 1500 metros;
- Água ultraprofunda – superior a 1500 metros.

Para a ANP, para fins de apuração da Participação Especial, a definição é um pouco diferente: os campos no mar são considerados somente com 2 profundidades:

- Água rasa: Abaixo de 400m de profundidade e
- Água profunda: Acima de 400m (está inclusa água ultra-profunda nesta classificação).

Deve-se destacar que além das restrições impostas pela lâmina d’água, ainda há os desafios impostos pela perfuração do poço cujo “soterramento”, profundidade do poço do fundo

do mar, até atingir o reservatório também aumentou. Isso significa novamente, a demanda de mais tecnologia, investimentos mais elevados e tempo para iniciar a produção e geração de receita. A Figura 2.3 apresenta profundidades de lâmina de água mais soterramento de 1000m a 5500m nas Bacias de Santos e Bacia de Campos.

O soterramento das áreas de gás na Bacia de Santos é significativamente maior que na Bacia de Campos. Normalmente, quanto maior o soterramento, menor a produtividade dos poços verticais. Portanto, a produção na Bacia de Santos deve exigir poços de geometria mais complexa (horizontais, multifaturados, etc) (Petrobras, 2007).

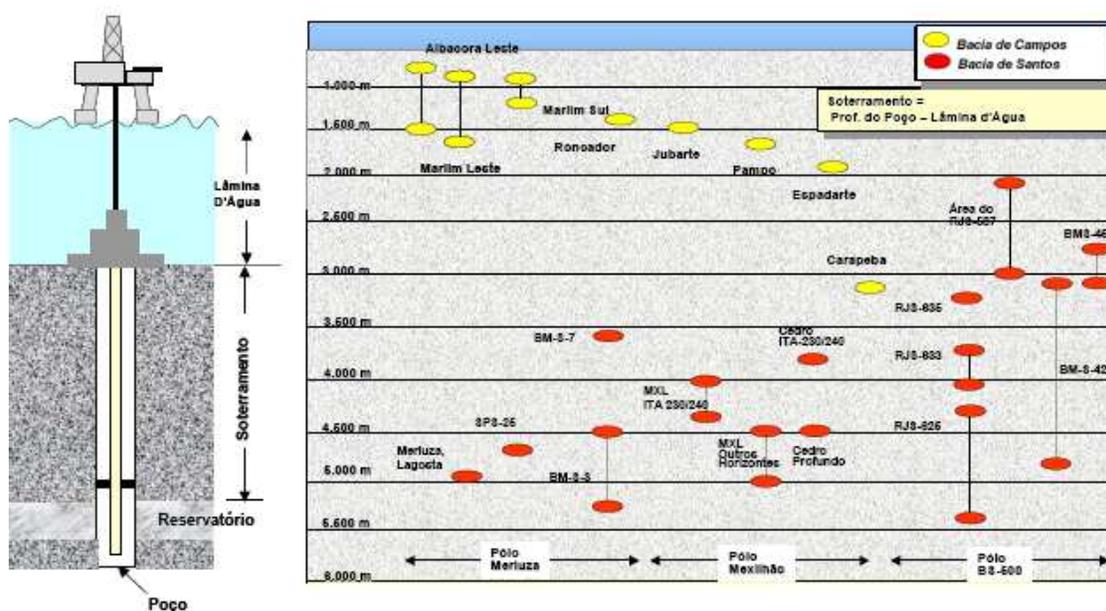


Figura 2.3 – Profundidade de Soterramento Bacia de Santos e Bacia de Campos (Petrobras,07).

Quanto ao custo das sondas, que chegam a representar até cerca de 80% dos investimentos em poços, observa-se um mercado internacional aquecido, com demandas pelo mundo por sondas, equipamentos e serviços, que resultaram numa substancial elevação dos preços e maior tempo da encomenda para aquisição ou arrendamento.

Esses impactos podem ser percebidos na evolução dos custos de extração de petróleo da Petrobras 1999-2007 (Figura 2.4). A linha rosa indica a evolução dos custos “com a participação governamental” e, a linha azul “sem a participação governamental”. O eixo dos trimestres refere-se ao período do 1º trimestre de 1999 até o 1º trimestre de 2007, sendo que cada 4 (quatro) trimestres correspondem a um ano.

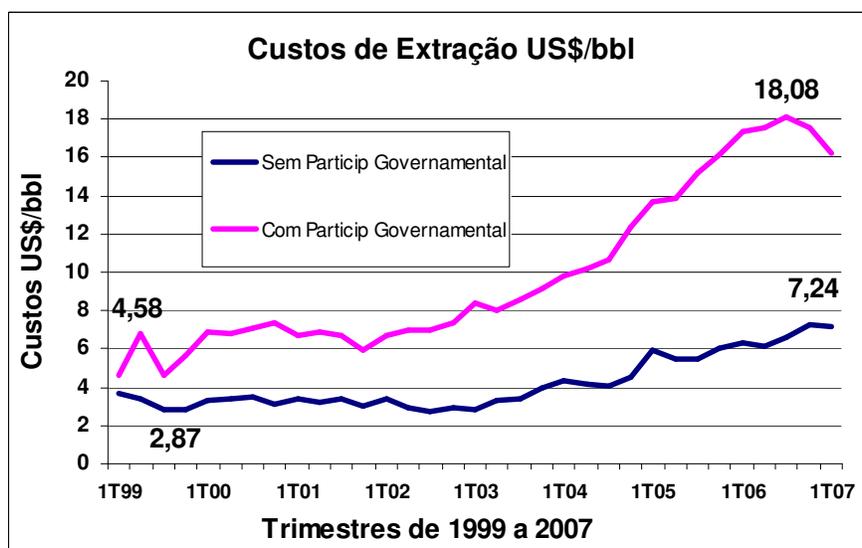


Figura 2.4 – Evolução dos Custos de Extração (US\$/bbl).

Fonte: Elaboração Própria (base em dados da Petrobras, 2008).

Os custos de extração tiveram bem mais que 100% de aumento desde 1999 a 2007. Sem a Participação Governamental o valor mínimo foi de US\$/bbl 2,8 e máximo de 7,24 enquanto os custos incluindo a Participação Governamental oscilaram de cerca de US\$/bbl 4,58 a 18,08 (mais que o triplo de aumento). A variação entre os valores mínimos e máximos sem a inclusão e com a inclusão da Participação Governamental obedece a um aumento de cerca de 60% a 250% sobre o preço sem participação governamental. A participação especial tem sua parcela de impacto sobre esse aumento.

Um fator positivo do novo cenário para o mercado nacional é a alta do preço do petróleo, que resulta em maiores receitas. No entanto, os preços são extremamente voláteis e flutuantes e, por quaisquer motivos, a qualquer momento, pode haver queda ou ascensão, portanto não se pode contar com sua alta ou redução por períodos muito longos.

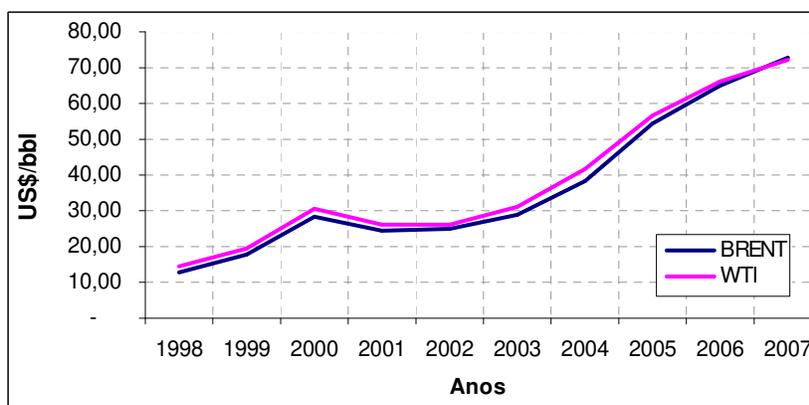
A Tabela 2.2 demonstra a evolução do preço do petróleo no mercado internacional em US\$ por barril, preços médios no mercado spot dos tipo *BRENT* e *West Texas Intermediate* (WTI) – 1998-2007.

Tabela 2.2 – Evolução do petróleo no mercado internacional em US\$ por barril, preços médios no mercado spot dos tipo *BRENT* e *West Texas Intermediate* (WTI) – 1998-2007.

| Petróleo | Preços médios no mercado <i>spot</i> de petróleo (US\$/barris) | | | | | | | | | |
|--------------------------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 1998 | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 |
| Brent¹ | 12,74 | 17,87 | 28,39 | 24,46 | 24,98 | 28,84 | 38,21 | 54,42 | 65,03 | 72,52 |
| WTI | 14,41 | 19,25 | 30,30 | 25,89 | 26,09 | 31,11 | 41,42 | 56,50 | 66,01 | 72,26 |

Fonte: Platt's Crude Oil Marketwire e ANP (2008).

A Figura 2.5, reflete a Tabela 2.2 onde se verifica uma tendência crescente de preços ao longo dos últimos anos. De 1998 a 2007 os preços mantiveram níveis de até 20 US\$ por barril, elevando-se ao nível médio de cerca de 30 US\$ de 2000 a 2003, com tendência crescente e contínua a partir de então até 2007. A partir de 2003 não houve queda alguma nos preços médios anuais de petróleo.



Nota: Dólar em valor corrente.

Figura 2.5 – Evolução dos preços médios anuais spot dos petróleos dos tipos *Brent* e *West Texas Intermediate* (WTI) – 1998-2007.

Fonte: Elaboração própria adaptando dados de ANP (2008), Platt's Crude Oil Marketwire.

2.2 Fatia Governamental (*Government Take*)

A Fatia Governamental ou *Government Take* (GT) dos campos petrolíferos brasileiros corresponde à fatia da renda econômica do projeto que é paga ao Governo.

A Figura 2.6 mostra que o *Government Take* (GT) é composto pela soma dos **tributos** (que inclui os impostos, taxas, contribuições sociais) e das **participações governamentais** (*royalties*, bônus de assinatura, participação especial, ocupação ou retenção de área).

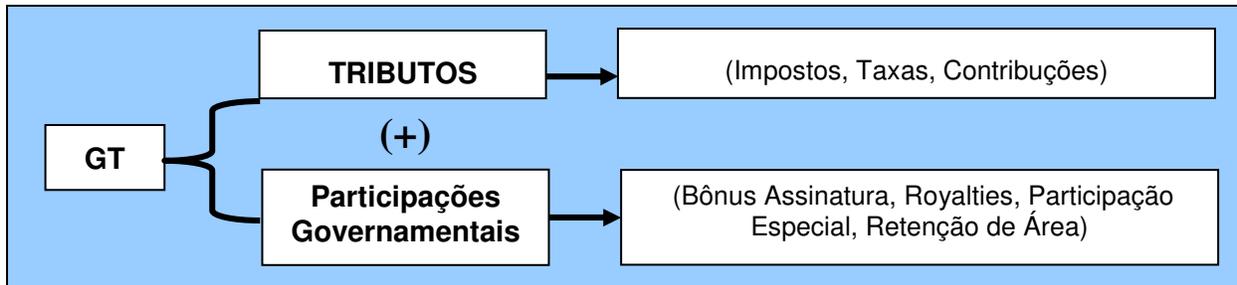


Figura 2.6 – Composição do GT. Fonte: Elaboração Própria (2008).

Conforme Schiozer (2002), *Government Take* (GT) ou Fatia/Parcela Governamental é a parcela da renda líquida divisível (receita bruta - deduzidas as despesas) de um projeto de E&P que fica nas mãos do governo.

A Figura 2.7 mostra como é obtida a estimativa da fatia do governo (GT) e da fatia da empresa (CT). O cálculo considera que a Receita Bruta, menos as Despesas (com investimentos e custos operacionais) resulta na Renda Líquida Divisível (que seria o lucro da empresa, caso não houvesse nenhum tributo ou participação governamental a pagar). Essa Renda Divisível é dividida entre o governo e a empresa. À parcela que é arrecada pelo governo, recebe o nome de *Government Take* (GT) e, a fatia da empresa é chamada de *Company Take* (CT).

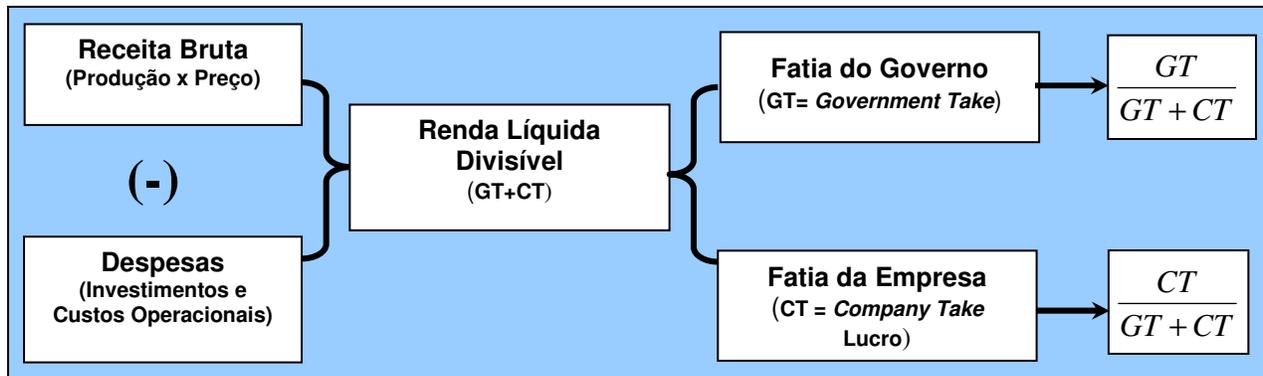


Figura 2.7 – Parcela do Governo (GT) x Parcela da Empresa (*Company Take*).

Fonte: Elaboração Própria (2008).

Conforme Rutledge e Wright (1998), a divisão 50%-50%, entre governo e empresa foi considerada justa antes dos dois choques do petróleo. Depois da criação da OPEP, as empresas passaram a aceitar uma erosão em sua “metade” e, desde então, a fatia do governo, GT típico passou a ficar entre 60 e 70%.

Um estudo feito pela Petroconsultants (1995), incluindo 110 países, mostrou que em mais de 90% dessas regiões o GT variava entre 55% e 76%, conforme citam Rutledge e Writh (1998).

De 1990 até os dias atuais, porém, verifica-se uma ligeira tendência de declínio dessa “fatia” do governo, em razão da competição entre províncias diferentes, do avanço tecnológico que possibilita o acesso a reservas em águas profundas e o aumento no fator de recuperação, entre outros. Ainda assim, os valores atuais de *GT* são bastante superiores aos verificados antes dos choques do petróleo (Schiozer, 2002).

Van Meurs (1998) mostra valores similares de GT, com uma ligeira tendência de queda nesses valores nos últimos anos, conforme citado por Schiozer (2002).⁴

A representação da fatia do governo GT expressa em percentuais compreende a relação abaixo:

$$\textit{Fatia do Governo} = \frac{\textit{GT}}{(\textit{GT} + \textit{CT})} \quad (2.1)$$

Onde

GT = *Government Take* = Parcela do Governo

CT = *Company Take* = Parcela da Empresa

De forma análoga:

$$\textit{Fatia da Empresa} = \frac{\textit{CT}}{(\textit{GT} + \textit{CT})} \quad (2.2)$$

Desta maneira, o conceito do *government take* e *company take* podem ser entendidos como as seguintes razões, conforme demonstra a Figura 2.8.

⁴Comportamento do government take (GT): De 1974 a 1984 houve grande incremento do government take. De 1984 a 2003 houve declínio do GT. De 2003 a 2007 nova elevação do GT (Van Meurs, 2007).

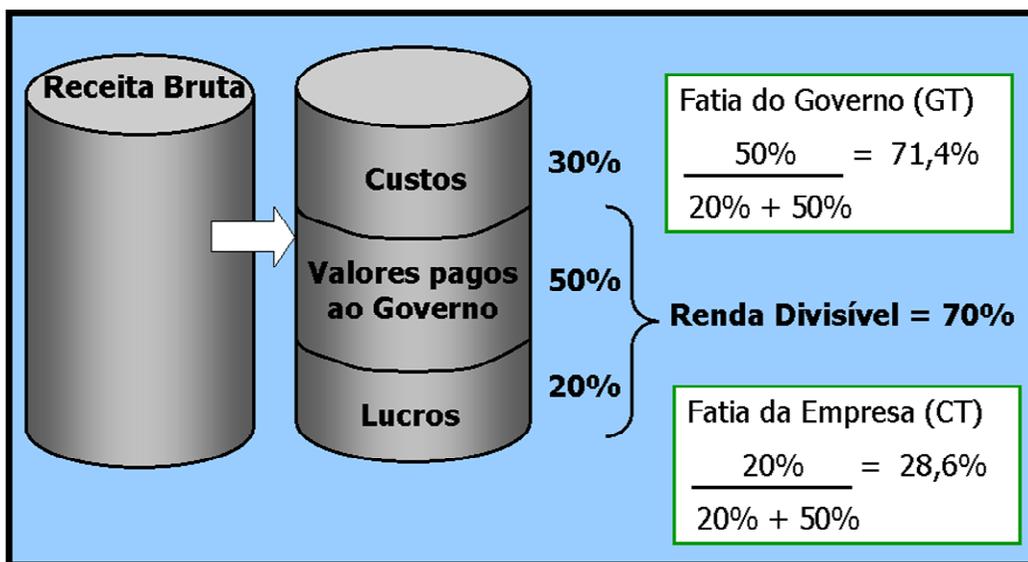


Figura 2.8 – Government Take x Company Take.

Fonte: Elaboração Própria (Adaptado de Barbosa, 2001)⁵.

A Figura 2.9 mostra os conceitos básicos dos Sistemas Fiscais, com relação à receita bruta, renda divisível, custo total e divisão entre governo e concessionário.

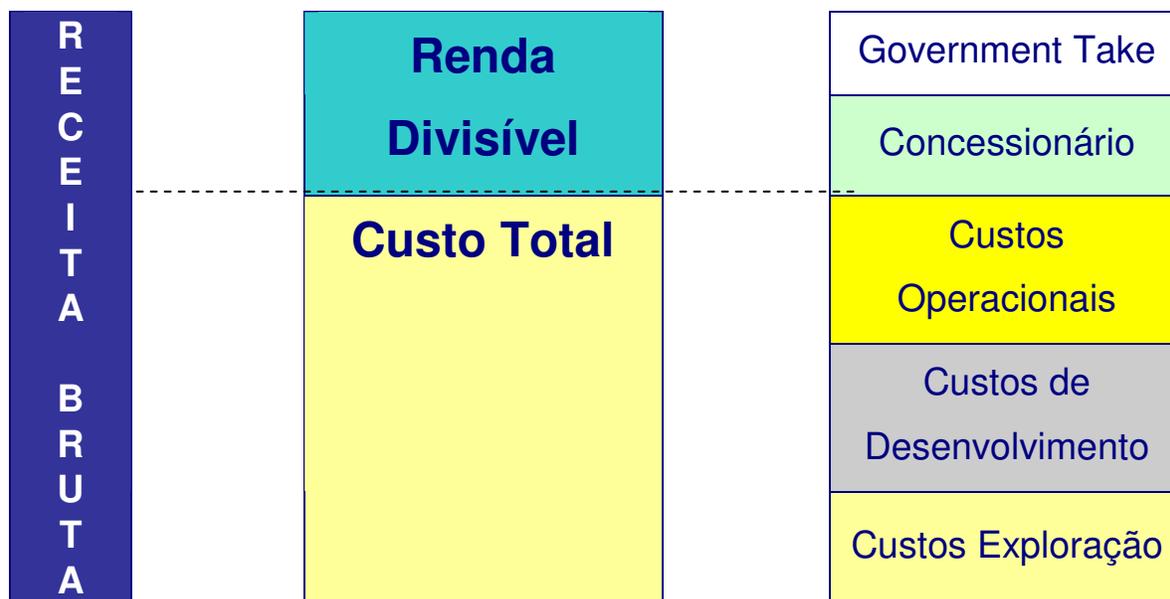


Figura 2.9 – Sistemas Fiscais: conceitos básicos

Fonte: Adaptado de Donohue (1999) e Suslick (2001).

⁵ Lucro na Figura 2,8 refere-se à fatia da empresa, resultante da receita bruta menos: os custos (capex e opex) e valores pagos ao governo (tributos e participações governamentais).

2.3 Tributos

O Sistema Tributário Nacional (STN) está organizado conforme hierarquia apresentada na Figura 2.10.



Figura 2.10 - Hierarquia das Normas Jurídicas

Seguindo essa hierarquia, os tributos estão previstos conforme a Constituição Federal de 1988 (arts. 145 ao 162) e Código Tributário Nacional – CTN, Lei nº 5.172/66, art. 3º e 4º, cuja definição pode ser verificada a seguir.

Tributo é toda prestação pecuniária compulsória, em moeda ou cujo valor nela se possa exprimir, que não constitua sanção de ato ilícito, instituída em Lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada (CTN – Lei nº 5.172/66 – Art 3º e 4º).

Em outras palavras, tributo refere-se ao pagamento obrigatório, que não seja aplicado para punir, que esteja previsto em Lei e seja cobrado por ente competente para cobrar este tributo.

Espécies de tributos:

Abaixo estão descritos as espécies de tributos com seus respectivos artigos do Código Tributário Nacional e da Constituição Federal.

1) **Impostos** (art. 16 do CTN e art 145, I, da CF/88) – recurso recolhido pelo poder público dos seus administrados, sem contraprestações específicas . Não exige qualquer vínculo com uma atividade específica do Estado. Também, conforme hierarquia do Sistema Tributário Nacional, está contido na Constituição;

2) **Taxas** (art. 77 do CTN e art. 145, II, da CF/88); – pagamento referente a um serviço público prestado ou posto à disposição em benefício de um determinado indivíduo.

3) **Contribuições** – recurso recolhido pelo poder público para um determinado fim específico. Cada um desempenha funções específicas na economia (TENORIO & MAIA, 1975). Podem ser Contribuições de Melhoria (art. 81 do CTN e art. 145, III da CF/88), Contribuições Sociais ou Parafiscais (art. 149 e 195 da CF/98).

4) Empréstimos Compulsórios (art. 148 da CF/88).

2.4 Participações Governamentais

As **participações governamentais** são exigibilidades **específicas somente à atividade de Exploração e Produção (E&P) de petróleo**, a que se submetem empresas (concessionárias) quando assinam contrato de concessão de blocos. São frutos de acordos entre a ANP e o concessionário, diferentemente dos tributos.

- **Contratos de Concessão**

Os contratos de concessão, no âmbito do setor petrolífero, são regulados pela Lei do Petróleo e por normas expedidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). A União, detentora do monopólio das jazidas de petróleo e gás natural, conforme explicitado no art.177, § 1º da Constituição Federal, oferta a terceiros interessados a possibilidade de exercer as atividades de exploração, desenvolvimento e produção em determinado bloco petrolífero, a se realizar mediante a assinatura de contrato de concessão, o qual será antecedido de procedimento licitatório.

Conforme explicita o art. 26 da Lei do Petróleo, a ANP outorga ao concessionário a obrigação de explorar por sua conta e risco a referida atividade. Caso a exploração venha a se tornar rentável, a concessionária ganha direitos de propriedade em relação aos bens extraídos, após o pagamento de participações governamentais e demais tributos incidentes sobre a produção⁶.

⁶ Conforme Art. 20, da Constituição Federal, como o bem (petróleo) pertence à União, o seu aproveitamento econômico é concedido para as empresas privadas através de contrato de concessão, que tem como contrapartida um pagamento específico, através das Participações Governamentais (estas representam compensação financeira, exação não fiscal /preços públicos).

Existe, também, a hipótese em que uma empresa (ou um conjunto de empresas concessionárias) pode ceder a outra, total ou parcialmente, o direito à exploração e à produção dos blocos obtidos por licitação. Entende-se que há, no caso, uma substituição da figura do concessionário, sem alterar formalmente o contrato, apenas modificando a relação jurídica subjetiva existente, através de procedimento de cessão contratual.

Os contratos de *farm-in/farm-out* concretizam a mudança da titularidade na concessão, recebendo tratamento especial pela legislação brasileira, sendo conhecidos no ordenamento pátrio como contratos para transferência de direitos decorrentes da concessão, ou simplesmente contratos para cessão de concessão (Silva et al, 2005).

Normalmente eles são celebrados entre empresas do setor com o intuito de dividir obrigações de grande porte, decorrentes da assunção do próprio contrato de concessão e exonerar-se de determinados encargos inerentes à atividade de exploração e produção. O contrato pode ser feito ainda com o objetivo de viabilizar a introdução de modernas estratégias de planejamento e de técnicas de desenvolvimento características da empresa cessionária, permitindo o intercâmbio de experiências necessárias para levar o empreendimento a bom termo.

- **Participações Governamentais**

São participações governamentais: os **Bônus de Assinatura**, os **Royalties**, a **Participação Especial (PE)**, a **Taxa de Retenção ou Ocupação de Área** (Lei nº 9.478/97).

Outras exigibilidades decorrentes do Contrato de Concessão, como a aplicação de 1% da receita bruta em pesquisa e desenvolvimento e o pagamento de participação ao proprietário da terra, não são consideradas participações governamentais.

A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Ela provém da Lei nº 7.990/89, que institui a compensação financeira pelos resultados da exploração de petróleo e gás (entre outros) e da Lei nº 8.001/90, que define os percentuais da distribuição da compensação financeira.

Obs.: O petróleo é “bem imóvel” enquanto está no subsolo, e pertence à União. A partir do momento de sua extração, passa a ser “bem móvel” pertencente ao concessionário.

A Lei 9.478/97 está interligada à Constituição da República Federativa do Brasil, especialmente no Art. 20 – que define como bens da União os recursos naturais da plataforma continental e da zona exclusiva; os recursos minerais, inclusive os do subsolo, etc.

Portanto, o bem (petróleo) é da União e seu aproveitamento econômico é concedido para as empresas privadas através de contrato de concessão, que tem como contrapartida um pagamento específico, que no caso do Brasil instituiu a cobrança das Participações Governamentais.

A legislação dos países que se baseia na “*Res Nullis*” estabelece que a propriedade do sub-solo (no caso dos recursos petrolíferos) encontrados em seus territórios pertencem a Nação. Nesses casos, o aproveitamento econômico desses recursos é sempre intermediado por contratos entre o Estado, ou uma agência reguladora ou empresa estatal, e empresas privadas de qualquer nacionalidade (Suslick, 2001).

Nos itens a seguir estão descritas sucintamente cada uma das participações governamentais e no capítulo seguinte, é detalhada a participação especial (PE), objeto desta pesquisa.

2.4.1 Bônus de Assinatura

Conforme **Decreto 2.705/98 – Artigo 9º**, o bônus de assinatura corresponde ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação.

Ou seja, corresponde ao pagamento ofertado pela empresa ou consórcio vencedor da licitação para obtenção da concessão, sendo pago no ato de assinatura do contrato.

2.4.2 Royalties

Conforme **Decreto 2.705/98 – Artigo 11º**, os *royalties* constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção.

Lei nº 9478/97 – Art. 47. - Os *royalties* serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a

10% da produção de petróleo ou gás natural, podendo chegar a 5% de acordo com riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores relevantes. Vide também Guia dos Royalties da ANP (2001). Esse desconto deve ser definido pela Agência Nacional de Petróleo (ANP) já no edital de licitação do bloco. Desta forma, o percentual de *royalties* é definido claramente no contrato de concessão.

2.4.3 Participação Especial

Conforme **Decreto 2.705/98 – Artigo 21º**, a participação especial constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção. Seu fato gerador é a produção⁷.

2.4.4 Ocupação ou Retenção de Áreas

Conforme **Decreto 2.705/98 – Artigo 28º**, o edital e o contrato de concessão dispõem sobre o pagamento pela ocupação ou retenção da área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

O valor dessa exação é definido no contrato de concessão do bloco, proporcionalmente à área do bloco e, em geral, varia com a fase do projeto (exploração, desenvolvimento e produção).

2.4.5 Arrecadação de Participações Governamentais

De 2000 a 2006 foram arrecadados 65,88 bilhões de reais em participações governamentais. A Figura 2.11 mostra o peso de cada participação governamental sobre esse montante. Destacam-se a participação especial que representou 48%, com 31,3 bilhões de reais e os royalties, com 47%, 30,7 bilhões de reais.

⁷ O fato gerador da PE é a produção. Quanto à rentabilidade, esta é atingida apenas indiretamente, como consequência do cálculo da PE, cuja base é a receita bruta da produção menos as deduções permitidas na legislação.

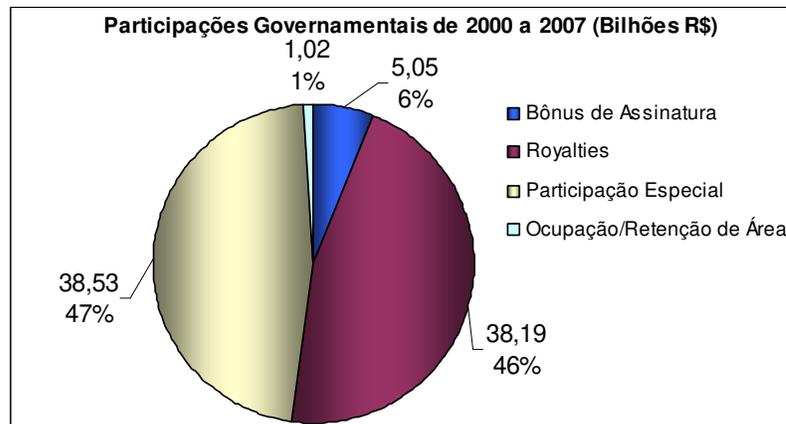


Figura 2.11 – Arrecadação das participações governamentais de 2000 a 2007.
 Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2008).

A Figura 2.12 mostra a tendência de crescimento da participação especial ao longo dos anos, em função do aumento de campos com grandes reservas no Brasil. Observe que a partir de 2003 a participação especial começou a se tornar superior aos royalties.

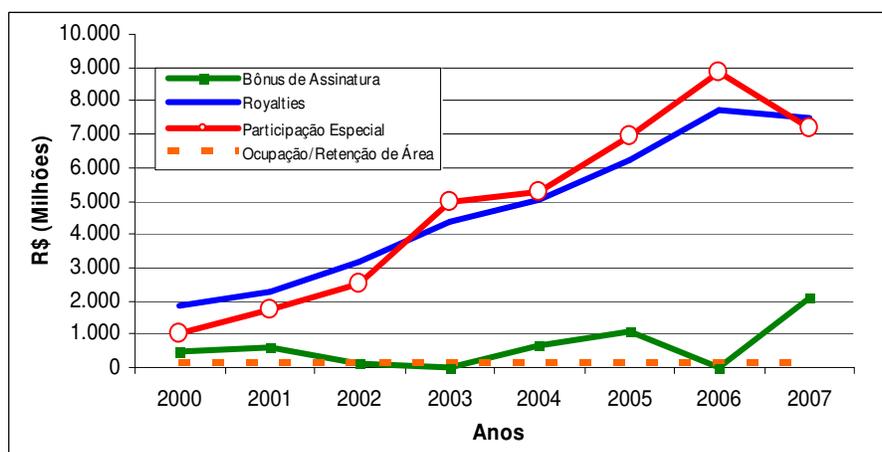


Figura 2.12 – Arrecadação das participações governamentais de 2000 a 2007 (em MM R\$)
 Fonte: Elaboração própria com base em (ANP, 2008).

Considerando somente a distribuição de 2006, conforme dados da ANP (2006), o setor petrolífero distribuiu R\$ 16,5 bilhões em *royalties* e participação especial, para uma dezena de Estados e 823 Municípios.

2.5 Participação Especial - Origens

A Participação Especial implantada no Brasil foi inspirada nas exigibilidades cobradas em outros países. Esta cobrança tem como objetivo a apropriação e transferência ao Estado da renda excedente (*windfall profits*) oriunda dos campos petrolíferos de grande rentabilidade cuja finalidade é se apropriar de parte da renda geradas em condições extraordinárias (campo de alta produtividade ou preço internacional acima do custo marginal de produção) para o Estado.

No mundo, são exemplos o *Windfall Profit Tax* da Tailândia e Malásia, o *Petroleum Revenue Tax do Reino Unido*, o *Special Petroleum Tax (SPT)* da Noruega, o *Additional Profits Tax/Petroleum Resource Rent Tax (PRRT)* da Austrália e Participação Especial (PE) do Brasil.

Conforme Martins (1997) e CBO (1983) o *Windfall Profit Tax* foi introduzido nos EUA (onde já foi abolido), a uma alíquota de 40%, em razão dos fortes aumentos de preços da década de 70. Tem sido aplicado na Tailândia e na Malásia. A fórmula é a seguinte:

$$WPT = \text{Alíquota} * (MP - BP0 * (\text{Pro} - \text{Roy})) \quad (2.3)$$

Onde:

WPT = *Windfall Profit Tax*;

MP = preço de Mercado;

BP = preço base;

Pro = produção;

Roy = royalty.

Conforme Simão (2001), o *Windfall Profit Tax* incide sobre uma parte da receita gerada com a negociação do petróleo sendo calculada multiplicando-se a receita líquida pela diferença positiva entre o preço do mercado e o preço base definido em lei. Portanto, quanto maior a receita

líquida ou a diferença entre o preço de mercado e o preço base, maior é o valor do *Windfall Profit Tax*.

Petroleum Revenue Tax (PRT): este imposto foi introduzido primeiro no Reino Unido em 1975 e abolido em 1993. Para campos petrolíferos desenvolvidos após 1993, têm como base de cálculo a receita de produção comercializada, com dedução dos custos operacionais e de abandono, royalties, investimentos no campo e amortizações (Simão, 2001 e *UK Revenue and Customs*, 2006).

O ***Special Petroleum Tax (SPT)*** é aplicado na Noruega onde a alíquota do tributo é de 50% e incide sobre o lucro líquido, descontadas algumas deduções permitidas em Lei, como, por exemplo, os custos operacionais e a depreciação. Além das deduções convencionais, a legislação norueguesa introduziu uma dedução especial denominada *uplift*. Esta dedução equivale a 5% da depreciação considerada para a produção marítima e é válida por seis anos, no entanto quando ela excede o lucro líquido, a diferença é descontada numa data futura (Barrows, 1991 e Norwegian Petroleum Directorate, 2008).

Additional Profits Tax/ Petroleum Resource Rent Tax: mais recentemente, alguns países têm introduzido esquemas de impostos com base na lucratividade real de um projeto. Estes são esquemas de partilha de lucro, baseados na taxa de retorno do fluxo de caixa.

Na Austrália, é denominado PRRT. Tais esquemas dotam o governo de um imposto progressivo, que permite a apropriação de parte do fluxo de caixa anual líquido da empresa, gerado em cada campo, segundo as taxas de retorno (*Department of Resources, Energy and Tourism – Australian Government*, 2008):

| Taxa de retorno | Alíquota de imposto sobre o lucro adicional |
|-----------------|---|
| Inferior a 15% | Zero |
| De 15% a 20% | (A) por cento |
| De 20% a 25% | (B) por cento |
| Superior a 25% | (C) por cento |

Fonte: Martins (1997)

As alíquotas A, B e C são negociáveis. Uma vez que tenha sido alcançado um retorno real (descontada inflação) acima de certa percentagem, sobre todo um fluxo de caixa negativo relativo ao campo e todas as despesas incorridas na área coberta pelo contrato, o governo é intitulada a (A) uma alíquota (chamada imposto sobre lucro adicional) no fluxo de caixa líquido. Então, o imposto aumenta para as alíquotas (B) e (C), enquanto a companhia recupera todos seus custos e alcança retornos cada vez maiores. As principais vantagens desse imposto adicional são as seguintes:

- é bem possível para a companhia pagar menos impostos durante os primeiros anos de produção, o que é um incentivo, e reduz o limiar do tamanho de campo que se aceita como descoberta marginal;

- parece ser mais fácil disparar um imposto sobre lucro adicional, que seja baseado na lucratividade, do que usar parâmetros físicos tais como produção diária, e,

- em caso de empreendimentos muito lucrativos (descobertas grandes e de baixo custo), ou repentinas elevações de preços, os interesses de longo prazo do governo ficam protegidos através de uma arrecadação (*government take*) maior, o que também é uma garantia para a intocabilidade dos contratos.

A Participação Especial (PE): no Brasil, a Lei Nº 9.478/97 estabelece que, em caso de grande volume de produção ou grande rentabilidade, será devida uma participação especial (Art. 50). Contudo, no cálculo da PE o fato gerador é a produção, atingindo a rentabilidade somente de forma indireta. No caso de eventuais *windfall profits* provenientes de significativas oscilações nos preços a rentabilidade é atingida indiretamente por fazer parte do cálculo da receita bruta da produção, base de cálculo da PE.

2.6 Participação Especial no Brasil

No Brasil, a **Participação Especial (PE)** foi criada a partir da **Lei nº 9.478/97** que dispõe sobre a política energética e cria as participações governamentais e regulamentada pelo **Decreto nº 2.705/98** que define os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.

Conforme a **Lei nº 9.478/97** e **Decreto nº 2.705/98**:

- Art. 21. Todos os direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, pertencem à União, cabendo sua administração à ANP.
- Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.
- Parágrafo único. A ANP definirá os blocos a serem objeto de contratos de concessão.
- Art. 24. Os contratos de concessão deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.
 - § 1º. Incluem-se na fase de exploração as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo ou gás natural, para determinação de sua comercialidade.
 - § 2º. A fase de produção incluirá também as atividades de desenvolvimento.
- Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:
 - I - a definição do bloco objeto da concessão;
 - II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;
- Art. 45. O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:
 - I - bônus de assinatura;
 - II - royalties;
 - III - participação especial;
 - IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.
 - § 1º. As participações governamentais constantes dos incisos II e IV serão obrigatórias.

Base de cálculo da Participação Especial

- Art. 50, § 1º. A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

As deduções da receita bruta permitidas encontram-se detalhadas nas Portarias ANP nº 10/99 e 102/99.

Não são considerados na apuração da base de cálculo da PE os volumes de petróleo e gás natural usados nas operações e queimados ou ventilados no ambiente (Portaria PE 10/99 e 102/99).

No cálculo da Participação Especial (PE) é adotado o preço de referência. Esse preço, para o petróleo, é calculado pela média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário (empresa) no mês de referência ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior. Para o gás, o preço é a média ponderada dos preços de venda acordados nos contratos de fornecimento, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás da concessão até os pontos de entrega. A fórmula e forma de cálculo da PE encontram-se no decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

Definição e Fato Gerador

A participação especial constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou grande rentabilidade e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção (Capítulo III do art. 45 da Lei nº 9.478/97 e Capítulo VII do Decreto nº 2.705/98).

O fato gerador da participação especial é a primeira produção, quando é dado o “gatilho” para início da contagem do “relógio” para cobrança de suas alíquotas. Quando uma nova reserva é desenvolvida em um mesmo campo, que já estava em produção, a participação especial será cobrada considerando o “relógio” da primeira produção de petróleo, do primeiro projeto.

Enquanto os *Royalties* incidem sobre a receita bruta, a Participação Especial (PE) incide sobre receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

As alíquotas da PE variam de acordo com a data de início da produção, o número de anos de produção, a profundidade batimétrica do campo e os volumes de produção, conforme faixas de alíquotas definidas no Decreto 2.705, de 1998.

Apuração da Participação Especial

A determinação da participação especial é realizada aplicando alíquotas progressivas de **0%, 10%, 20%, 30%, 35%, 40%**, em função do volume trimestral de produção fiscalizada, a partir de um volume limite de isenção. Para definição do volume limite de isenção, 3 tipos de localização de campos foram admitidos, a saber: lavra em **terra**, lavra em águas rasas (**até 400**) e lavra em águas profundas **acima de 400m** de lâmina d'água) e o número de anos de produção: **1º, 2º, 3º ou 4º ano em diante**.

Para efeito da apuração da participação especial, são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção do campo no período-base, de acordo com a sua localização, o número de anos de produção e os respectivos volumes de produção fiscalizada de petróleo e gás natural, convertidos em volume de petróleo equivalente, de acordo com o procedimento estabelecido no art. 12 da Portaria ANP 10/99.

$$PE = (RPL - Deduções PE) \times Alíquota \quad (2.4)$$

onde:

PE = é a Participação Especial apurada no período-base (trimestre).

RPL = é a Receita Líquida da Produção do campo no período-base, em reais.

Deduções = é a parcela a deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais) de acordo a faixa de produção estipulada na legislação.

Alíquota = é o percentual de alíquota de 0%, 10%, 20%, 30%, 35% e 40% a ser cobrada de acordo com cada faixa de produção, e localização do campo e ano de produção.

$$RPL = RBP - Bônus de Assinatura - Custos de Exploração e Perfuração - Custos de Desenvolvimento e Produção - Despesas de Abandono - Tributos \quad (2.5)$$

onde,

RPL = é a Receita Líquida da Produção do campo no período-base, em reais.

RBP = é a Receita Bruta da Produção do campo no período-base, em reais.

$$RBP = VPFp1 \times Pp1 + VPFp2 \times Pp2 + VPFp3 \times Pp + VPFg1 \times Pg1 + VPFg2 \times Pg2 + VPFg3 \times Pg3 \quad (2.6)$$

onde,

VPFp1, VPFp2, VPFp3 = são os volumes de produção fiscalizada de petróleo do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em m3.

Pp1, Pp2, Pp3 = são os preços de referência do petróleo produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por m3.

VPFg1, VPFg2, VPFg3 = são os volumes de produção fiscalizada de gás natural do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em m3.

Pg1, Pg2, Pg3 = são os preços de referência do gás natural produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por m3.

$$VPF = V_{\text{petróleo}} \times PR_{\text{petróleo}} + V_{\text{gás natural}} \times PR_{\text{gás natural}} \quad (2.7)$$

onde,

Vpetróleo = é o volume da produção de petróleo do campo no mês, em m3;

Vgás natural = é o volume da produção de gás natural do campo no mês, em m3;

PRpetróleo = é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês, em R\$/m3;

PRgás natural = é o preço de referência do gás natural produzido no campo no mês, em R\$/m3.

- **Tabelas de Apuração desta Pesquisa – Decreto 2.705/98**

A tabela para campos com profundidade batimétrica acima de 400m, utilizada nesta pesquisa, constam das Tabelas: 2.3 para o 1º ano de produção, 2.4 para o 2º ano, 2.5 para o 3º ano e 2.6 para o 4º ano de produção.

1º. No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo a seguinte tabela (>400m):

Tabela 2.3 – Apuração da PE para 1º ano, profundidade >400m.

| Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente) | Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais) | Alíquota |
|---|--|----------|
| Até 1.350 | - | isento |
| Acima de 1.350 até 1.800 | $1.350 \times RLP \div VPF$ | 10% |
| Acima de 1.800 até 2.250 | $1.575 \times RLP \div VPF$ | 20% |
| Acima de 2.250 até 2.700 | $1.800 \times RLP \div VPF$ | 30% |
| Acima de 2.700 até 3.150 | $675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$ | 35% |
| Acima de 3.150 | $2.081,25 \times RLP \div VPF$ | 40% |

onde:

RLP - é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

VPF - é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

Tabela 2.4 – Apuração da PE para 2º ano, profundidade >400m.

| Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente) | Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais) | Alíquota (em %) |
|---|--|-----------------|
| Até 1.050 | - | isento |
| Acima de 1.050 até 1.500 | $1.050 \times RLP \div VPF$ | 10 |
| Acima de 1.500 até 1.950 | $1.275 \times RLP \div VPF$ | 20 |
| Acima de 1.950 até 2.400 | $1.500 \times RLP \div VPF$ | 30 |
| Acima de 2.400 até 2.850 | $570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$ | 35 |
| Acima de até 2.850 | $1.781,25 \times RLP \div VPF$ | 40 |

Tabela 2.5 – Apuração da PE para 3º ano, profundidade >400m.

| Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente) | Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais) | Alíquota (em %) |
|---|--|-----------------|
| Até 750 | - | isento |
| Acima de 750 até 1.200 | $750 \times RLP \div VPF$ | 10 |
| Acima de 1.200 até 1.650 | $975 \times RLP \div VPF$ | 20 |
| Acima de 1.650 até 2.100 | $1.200 \times RLP \div VPF$ | 30 |
| Acima de 2.100 até 2.550 | $465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$ | 35 |
| Acima de 2.550 | $1.481,25 \times RLP \div VPF$ | 40 |

Tabela 2.6 – Apuração da PE 4º ano em diante, profundidade >400m.

| Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente) | Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais) | Alíquota (em %) |
|---|--|-----------------|
| Até 450 | - | isento |
| Acima de 450 até 900 | $450 \times RLP \div VPF$ | 10 |
| Acima de 900 até 1.350 | $675 \times RLP \div VPF$ | 20 |
| Acima de 1.350 até 1.800 | $900 \times RLP \div VPF$ | 30 |
| Acima de 1.800 até 2.250 | $360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$ | 35 |
| Acima 2.250 | $1.181,25 \times RLP \div VPF$ | 40 |

2.6.1 Deduções Permitidas

A base de cálculo da Participação Especial (PE) é obtida deduzindo-se, da receita bruta, os custos de *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

Não são considerados na apuração da base de cálculo da PE os volumes de petróleo e gás natural usados nas operações e queimados ou ventilados no ambiente (Portaria PE 10/99 e 102/99).

As **deduções da receita bruta permitidas** encontram-se detalhadas nas Portarias ANP nº 10/99 e 102/99 e contemplam:

- Bônus de Assinatura (100% no primeiro trimestre);
- *Royalties*;
- 1% do investimento em pesquisa e desenvolvimento;
- Pagamento pela ocupação e retenção de área;
- Pagamento da participação ao proprietário de terra;
- Investimentos na exploração e perfuração de poços na área de concessão;
- Despesas pré-operacionais (100% no primeiro trimestre de produção);
- Custos Operacionais;
- Depreciação;
- Pagamentos de serviços (incluindo serviços prestados pela matriz ou por empresa com algum grau de dependência, desde que a preço de mercado);
- Custos de “transferência” (mas não de “transporte”);
- Arrendamento mercantil (*leasing*);
- Provisão de abandono (ao longo de vida do campo);
- Tributos previstos na legislação em vigor.

Indedutibilidades na apuração da PE, conforme a Portaria 10/99 da ANP:

- Art. 40. Na determinação da receita líquida da produção, são indedutíveis os gastos não intrinsecamente relacionados com as atividades objeto do contrato de concessão.
 - **Pagamentos a Pessoa Física Vinculada** tais como titular, sócio ou dirigente do concessionário ou a parente dos mesmos a não ser que seja comprovada compensação por seu trabalho dedicado à área da concessão.
 - **Remuneração a Sócios, Diretores ou Administradores;** Despesas de administração central (*overhead costs*).
 - **Indenizações:** gastos com custas processuais e indenizações de decisão judicial.
 - **Tributos:** Art. 48. Não se incluem entre os tributos dedutíveis na apuração da receita líquida da produção, referidos no art. 38, o Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das Pessoas Jurídicas - IRPJ, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS⁸, quando incidente sobre a venda de petróleo e gás natural, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido das Pessoas Jurídicas - CSLL, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, a Contribuição para o Programa de Integração Social - PIS e a Contribuição para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PASEP.
 - **Multas, Despesas Financeiras,** entre outros.

Compensação:

- **Valores Negativos da Receita Líquida da Produção:** o concessionário poderá compensar, total ou parcialmente, a receita líquida da produção negativa apurada em um ou mais período-base com a receita líquida da produção positiva apurada em períodos-base subsequentes (Portaria 10/99, 1999).

⁸ Dependendo da legislação de cada Estado, caso haja um percentual de ICMS que não possa ser creditado e, portanto, sendo caracterizado como custo, neste caso esta parcela de ICMS poderá ser deduzida no cálculo da PE.

2.6.2 Arrecadação da Participação Especial

Desde que entrou em vigor a participação especial, acumulou arrecadação total de R\$ 38,5 bilhões (ANP, 2008). A Figura 2.13 mostra a evolução das arrecadações anuais.

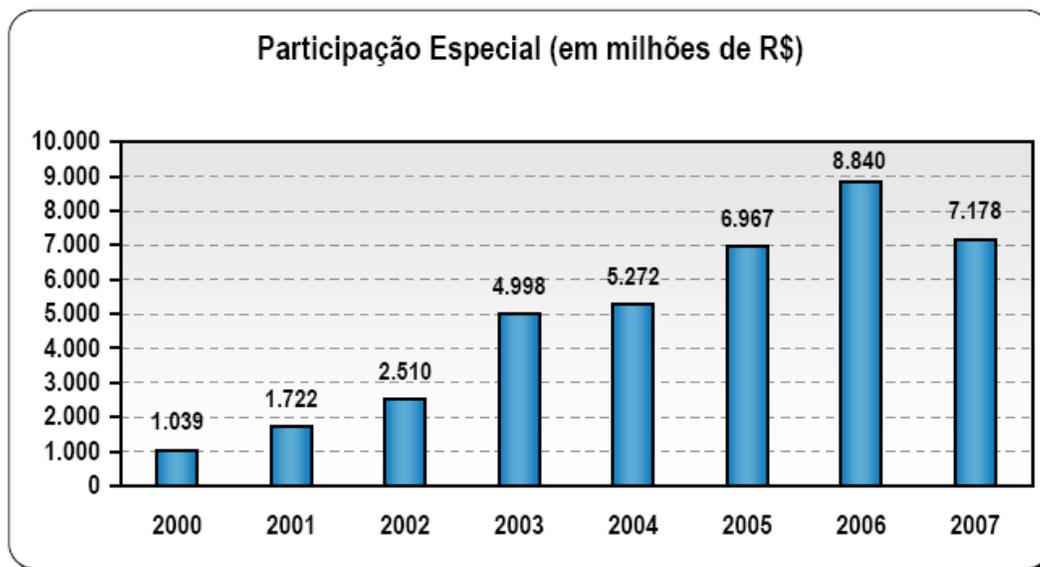


Figura 2.13 – Evolução da arrecadação da Participação Especial (2000-2007).
Fonte: ANP - Consolidação das Participações Governamentais – 2008.

Conforme a Lei 9.468/97 – Art. 50, os recursos da participação especial são distribuídos segundo a proporção:

- 40% ao Ministério de Minas e Energia;
- 10% ao Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal;
- 40% para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção;
- 10% para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.

Em 2007, 21 campos arrecadaram participação especial. Essa arrecadação foi distribuída entre 7 estados e 28 municípios: Alagoas, Amazonas, Bahia, Espírito Santo, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte e Sergipe.

Do total de R\$ 2,872 bilhões distribuído entre os estados, 97% foi destinado ao Rio de Janeiro, no valor de R\$ 2,798 bilhões.

3 ANÁLISE ECONÔMICA EM E&P

3.1 Análise de Viabilidade Técnico-Econômica

A análise de viabilidade técnico-econômica é de fundamental importância pois fornece o delineamento das estratégias e os indicadores econômicos, que servem de base para decisão da alta direção para aprovação dos diversos projetos de investimento.

O estudo de viabilidade técnico-econômica consolida todos os dados do projeto. Considera os dados geológicos do reservatório (para gerar curvas de produção de óleo, gás, etc), os investimentos (instalações de produção como plataformas, o sistema de coleta submarina, o sistema de escoamento/transferência como os gasodutos, etc), os custos operacionais, os preços, os tributos participações governamentais, etc. Após análise de viabilidade técnica, todos estes dados são consolidados em termos quantitativos, para gerar indicadores de viabilidade econômica, para análise de decisão para investir ou não em um empreendimento.

O estudo de viabilidade técnico-econômico ocorre em todas as fases de um projeto diferenciando-se apenas o grau de detalhamento para cada fase: identificação da oportunidade, seleção de alternativas, detalhamento da alternativa escolhida. Uma vez em execução pode ser realizada uma análise comparativa entre os indicadores planejados com a realização.

Um exemplo simplificado do fluxo deste processo até a decisão em perfurar, pode ser visualizado na Figura 3.1:

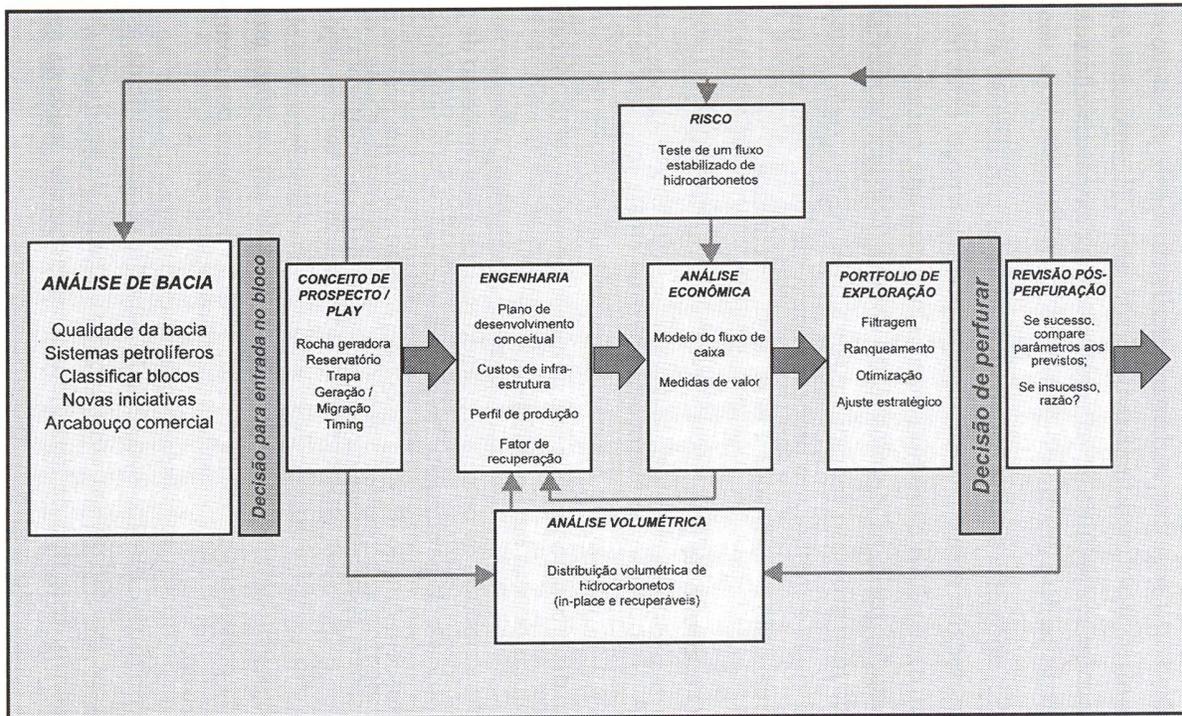


Figura 3.1 – Fluxo do processo de decisão (Otis & Schneidermann, 1997).

Após a identificação dos prospectos, são realizados estudos para avaliar se com o perfil de produção esperado seria viável técnica e economicamente. O perfil de produção esperado é calculado com base no volume de recursos petrolíferos estimado com as informações de variação da espessura da rocha reservatório, disponibilizadas pela sísmica, e com o auxílio de informações de campos próximos ao bloco em estudo, para obter por similaridade a porosidade da rocha reservatório e a saturação dos fluidos distribuídos nessa acumulação (Pereira, 2004).

Conforme Suslick (2001) após a definição dos volumes, eles são disponibilizados para a área de engenharia de reservatórios para elaboração dos estudos de simulação do perfil de produção, enquanto a engenharia, poços, instalações submarinas, etc, fornecem os dados relativos aos investimentos e custos operacionais. A partir daí a análise econômica monta um fluxo de caixa onde agrega todos os dados quantitativos dessas áreas (disciplinas). Ela também considera na análise parâmetros de **risco**.

3.2 Fluxo de Caixa da Empresa

Conforme Schiozer (2002), as reservas, economicamente recuperáveis, dependem basicamente do fluxo de caixa que os campos de petróleo são capazes de gerar. Assim, é óbvio dizer que uma alteração em qualquer um dos componentes desse fluxo de caixa (receitas, custos fixos e variáveis, impostos etc) impacta diretamente no tamanho das reservas. Também é evidente a importância econômica e social desse impacto. Reservas maiores implicam em maior produção, geração de renda, de impostos, de empregos, diminuição nas importações de petróleo e assim por diante.

Suslick (2001), na Figura 3.2, demonstra um Fluxo de Caixa típico de um projeto, onde na área superior, o Faturamento e Lucros são decorrentes da Receita, enquanto que na parte inferior da figura, estão o CAPEX (*Capital Expenditure* - Investimentos), o OPEX (*Operational Expenditure* – Custos Operacionais) e os Impostos, Taxas, Royalties, etc (exigibilidades), distribuídos ao longo do tempo.

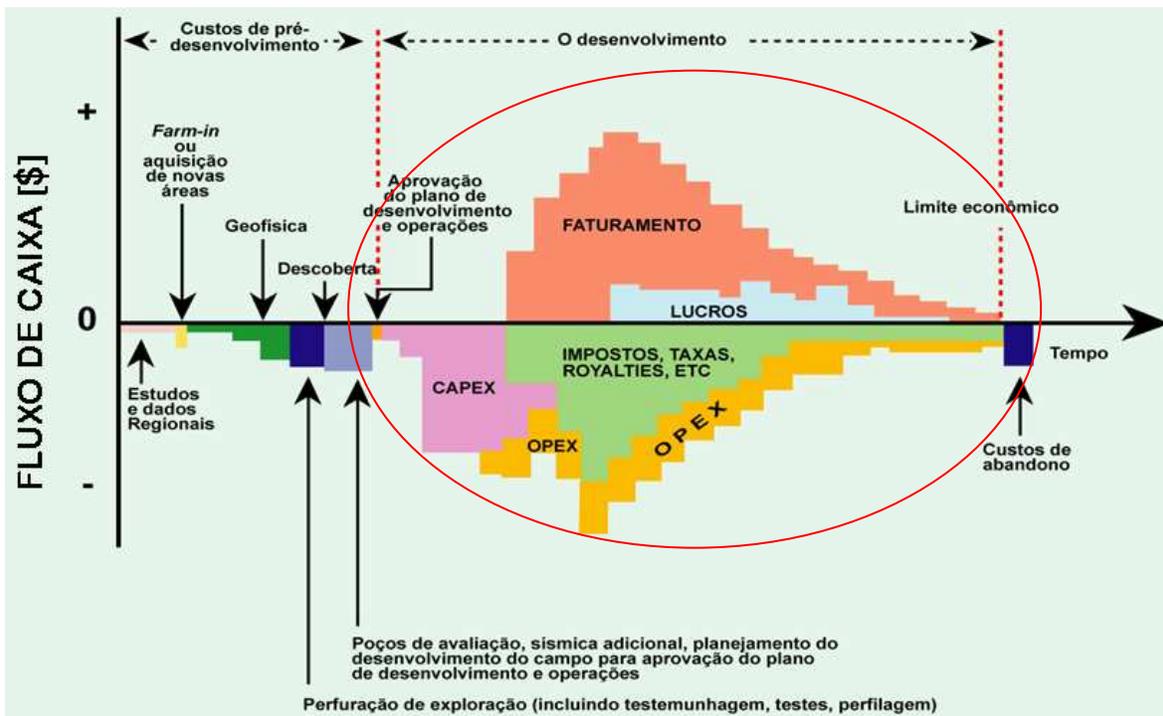


Figura 3.2 – Fluxo de caixa típico de um projeto.
Fonte: Suslick (2001)

Os custos de pré-desenvolvimento referem-se à fase exploratória e incluem basicamente os custos com aquisição de dados geofísicos, geológicos, sísmica, custos com poços para testes de avaliação, além de valores aplicados para aquisição de *farm-in* ou novas áreas (definição de *farm-in* consta do capítulo 2.4 – Participações Governamentais, no item Contratos de Concessão).

Os custos de desenvolvimento incluem os valores relativos à execução do projeto para produção de petróleo até seu limite econômico (produção viável economicamente). Após o limite econômico, consideram-se os custos de abandono (custos para abandonar o campo como fechamento dos poços, remoção das linhas, etc).

Conforme Schiozer (2002) o fluxo de caixa da empresa é composto basicamente de entradas e saídas de caixa. As entradas de caixa num projeto de produção de petróleo são as receitas obtidas com a venda do óleo e gás produzidos. As saídas de caixa podem ser divididas em três categorias básicas: investimentos, custos e exigibilidades governamentais (tributos e participações governamentais).

O fluxo de caixa líquido (FLC) da empresa, descrito por Schiozer (2002), num determinado ano é dado pelas equações 3.1 e 3.2:

$$FC = Entradas - Saídas \quad (3.1)$$

ou

$$FC = (R - ROY - PIS - CO - IC - D - PE) (1 - ir) + D - ID, \quad (3.2)$$

onde,

R é a receita bruta obtida com a venda de óleo e gás, dada por $k * p * q$, em que p é o preço do óleo tipo Brent Dated, q é a produção em barris no ano considerado e k é o fator de conversão de preço, que depende das características do óleo produzido;

ROY é o total pago em *royalties*; (3.3)

PIS é o valor recolhido de PIS e COFINS sobre as vendas⁹;

CO é o total de custos operacionais de produção (onde estão “embutidos” alguns impostos indiretos);

⁹ Não se deve confundir esse valor com o que é arrecadado de PIS e COFINS sob a forma de tributos indiretos, embutidos nos custos e investimentos. Dessa forma os tributos PIS e COFINS aparecem sob duas formas na equação acima: tanto na forma direta, quanto embutidos nos custos diretos e indiretos.

IC é o valor dos investimentos que pode ser contabilizada como despesa (normalmente a maior parcela dos investimentos em poços pode ser contabilizada como despesa – nessa parcela também estão “embutidos” impostos indiretos);

D é depreciação no ano considerado;

ir é a soma das alíquotas do Imposto de Renda (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL);

ID é o valor do investimento depreciable (no qual também se inserem impostos indiretos);

A parcela sobre a qual incide IRPJ e CSLL, chamada de Lucro Bruto (LB), corresponde a:

$$LB = R - PG - PIS - CO - IC - D \quad (3.4)$$

Onde,

PG são as participações governamentais.

3.3 Fluxo de Caixa do Governo

Se chamar *TA* o total arrecadado pelo governo, teremos a cada ano:

$$TA = ROY + PIS + (R - ROY - PIS - CO - IC - D - PE) * ir + TI \quad (3.5)$$

onde,

TI é o total arrecadado em tributos indiretos.

Como os tributos indiretos encontram-se “embutidos” em *CO*, *IC* e *ID*, podemos decompor *TI* em três parcelas, da seguinte forma:

$$TI = TCO + TIC + TID \quad (3.6)$$

3.4 Valor Presente Líquido (VPL)

Através da montagem do fluxo de caixa é possível gerar os indicadores econômicos.

Existem diversos indicadores para avaliar a viabilidade econômica de um projeto, mas o mais comumente usado para comparação e aprovação é o **Valor Presente Líquido (VPL)**.

Segundo Asrilhant (2003), conforme estudos na área de gerenciamento de projetos estratégicos, os gerentes conhecem e usam amplamente as medidas contábeis e financeiras, tais como lucro líquido, retorno sobre investimentos, tempo de retorno, TIR e VPL.

Conforme Accioly (2005), no estudo de viabilidade técnica e econômica o VPL representa o principal indicador de robustez de um projeto de E&P.

O VPL refere-se à somatória dos resultados dos Fluxos de Caixa (FC) anuais de um projeto, descontada a uma Taxa de Desconto ou Taxa Mínima de Atratividade (TMA).

A fórmula para cálculo do VPL pode ser expressa conforme equação abaixo:

$$VPL = \sum_t^N \frac{FC}{(1+r)^t}, \quad (3.7)$$

onde:

VLP – valor presente líquido

FC – fluxo de caixa líquido anual (de N períodos-anos);

r – taxa de desconto ou taxa de atratividade;

t – período de tempo considerado.

3.5 Risco e Incerteza

Como os valores envolvidos para a produção de petróleo são extremamente significativos, é preciso que sejam consideradas as incertezas inerentes ao negócio, que podem ser incorporadas ao projeto, através de uma análise de risco.

- **Definição de Risco e Incerteza:**

Segundo Sandroni (1994), incerteza refere-se à situação em que, partindo-se de determinado conjunto de ações, chega-se a vários resultados possíveis. Os resultados são conhecidos, mas não a probabilidade de eles ocorrerem. Caso as probabilidades sejam conhecidas, fala-se em risco.

Conforme Stermole e Stermole (1974), incerteza refere-se à possível variação nos parâmetros que afetam a avaliação de investimento enquanto o risco refere-se à avaliação de um investimento usando um mecanismo conhecido que incorpore as probabilidades de ocorrência de sucesso ou falha e diferentes valores de parâmetros de investimento. Ambos, incerteza e risco influenciam quase todos os tipos de decisões de investimento, especialmente investimentos envolvendo pesquisa e desenvolvimento para qualquer indústria e para a exploração de minérios, óleo e gás.

Gentry e O'Neil (1984) definem o risco como uma medida de desvio nos valores esperados para o fluxo de caixa, pois vários fatores indicam incerteza tais como os custos de operação, quantidade de reservas, preço do produto, etc.

E se os custos forem maiores que os esperados? E se os preços forem mais elevados? E se a qualidade do óleo for pior? Isso inviabilizaria o projeto? A análise de risco considera os diversos de “E se” e busca quantificar esses valores. Riscos existem pois o futuro é incerto. Então, a intenção é minimizar¹⁰ o risco para o retorno esperado, considerando a existência dele no modelo em estudo.

Conforme Sandroni (1994), do ponto de vista econômico, risco refere-se à condição própria de um investidor, ante as possibilidades de perder ou ganhar dinheiro. Os juros ou o lucro são explicados como recompensas recebidas pelo investidor por assumir determinado risco de incerteza econômica, relativa a eventualidades como queda nas taxas de juros, recusa do produto pelo consumidor, ou investimento numa atividade cujos resultados se revelam anti-econômico.

Desta forma, a finalidade da análise de risco é gerar indicadores que possam dar maior suporte à análise de decisão de uma jazida mineral, pois há elevadas somas de investimentos envolvidas.

¹⁰ Nem sempre a intenção é minimizar o risco. Existe um ótimo entre $\text{Max } E[\text{Retorno}]$ e $\text{Min}[\text{Risco}]$, maximização do retorno esperado e minimização do risco.

- **Risco e Incerteza em Petróleo**

Suslick e Schiozer (2004) descrevem que os métodos que envolvem a análise de risco são adotados pelas empresas de petróleo a fim de trazer mais objetividade e consistência na avaliação dos vários projetos contidos em seus portfólios e prospectos.

A introdução e primeiras aplicações da análise de risco na área de petróleo são creditadas a Grayson (1960), por Alexander e Lohr (1998), Kaufmann (1963). Posteriormente os livros de Kaufmann (1963), Megill (1971) e Newendorp (1975) apresentaram de forma mais completa pontos importantes como simulação, quantificação de incertezas, análise de risco utilizando técnicas de simulação como a Monte Carlo e análise de decisão. Porém, embora muito utilizada na indústria de petróleo a simulação de Monte Carlo tem a maior parte das aplicações voltada para a análise de incerteza em volumes de reservas, parâmetros de reservatório, mas ainda não era muito utilizada a avaliação de incerteza na parte econômica (Accioly, 2005). Nesta tese a técnica de análise de risco é aplicada na análise de determinadas variáveis do fluxo de caixa.

- **Simulação de Monte Carlo**

A simulação de Monte Carlo é a principal ferramenta para análise de risco, sendo a metodologia mais utilizada na área de petróleo para quantificar incertezas (Murtha, 2006).

A origem do nome do método de Monte Carlo é devido ao comportamento aleatório das roletas, principal atração da cidade de Monte Carlo, no principado de Mônaco, e tem como base a geração de valores aleatórios para criar um cenário de um problema, cujo objetivo é a distribuição de frequências da variável resposta. Estes valores aleatórios são selecionados dentro de uma determinada faixa de valores que seguem uma determinada distribuição de probabilidades (Hammersley e Handscomb, 1983 *apud* Madeira, 2005).

Em geral é usado quando a inter-relação entre um grande número de variáveis é complexa e de difícil determinação. Como envolve o uso de números aleatórios (como num mecanismo de amostra) o resultado será uma aproximação da distribuição real (Sandroni, 1994).

3.6 Meta-modelagem e suas aplicações

A análise do fluxo de caixa (análise convencional determinística), a análise de risco com técnica de monte carlo (análise estocástica) fazem parte da técnica da meta-modelagem, que além dessas duas análises, também incorpora a análise econométrica (com regressão múltipla).

Kaizer (2004) aplicou a meta-modelagem para análise de um sistema fiscal com estudo de caso sobre os *royalties*, para compreender os intrincados mecanismos de análise na variável fiscal, por permitir a verificação do impacto relativo de cada parâmetro na variável de interesse. Aqui, foi aplicada a meta-modelagem com estudo de caso sobre a participação especial.

Segundo Kaizer (2004), a meta-modelagem é uma regressão múltipla da variável de interesse (*output*) em função das variáveis de incerteza (*inputs*). O “*output*” corresponde aos dados de saída enquanto que os “*inputs*” representam os dados de entrada. Para realizar esta regressão múltipla, faz-se necessário atendimento a determinadas pré-condições, que nesta pesquisa já foram agregadas à metodologia completa da meta-modelagem.

Optou-se pela escolha pela técnica de meta-modelagem pois, além da possibilidade de verificar as diversas relações de impacto individuais, ela também permite identificar, de maneira simultânea, o impacto das variáveis de incerteza “x” (variáveis independentes) em relação a variável objetivo “y” (variável dependente).

Outras aplicações da meta-modelagem foram constatadas em Madeira (2005) na comparação de técnicas de análise de risco aplicadas ao desenvolvimento de campos de petróleo, em Risso (2006) para ajuste histórico e Avansi (2008) na seleção de estratégias de produção e avaliação econômica de campos de petróleo, conforme detalhamento a seguir.

Madeira (2005) utilizou a técnica de planejamento estatístico e a metodologia de superfície de resposta para análise de incerteza e risco. Em seu trabalho foi feita a comparação de duas técnicas de escolha de atributos críticos, análise de sensibilidade e planejamento estatístico. Este foi utilizado na seleção dos fatores que mais influenciavam na resposta selecionada, e também na construção da superfície de resposta para representar a função-objetivo escolhida, na tentativa de substituir o simulador de fluxo para a previsão de comportamento. O autor concluiu que houve uma redução do esforço computacional e aumento da confiabilidade na seleção dos atributos; e a superfície de resposta que foi obtida através do planejamento experimental pode apresentar erros ao substituir o simulador na previsão das variáveis de resposta (VPL) para um

modelo específico, apresentando diferenças entre os valores das funções-objetivo do simulado e previsto, mas que apresentou bons resultados na obtenção da curva de risco.

Risso (2006) aplicou a técnica para ajuste histórico de campos de petróleo utilizando a metodologia de planejamento estatístico.

Avanzi (2008) utilizou meta-modelos na seleção de estratégias de produção e avaliação econômica de campos de petróleo para minimizar o problema de prolongado tempo nas simulações que envolvem elevados número de simulações e custo computacional. Uma forma de reduzir o custo computacional imposto pelas simulações é a utilização de meta-modelos, que são modelos rápidos que representam o problema de forma simplificada. Um número pré-determinado de simulações é necessário para gerar meta-modelos válidos estatisticamente para que possam ser empregados no processo de otimização. As soluções encontradas com os meta-modelos são submetidas a um teste de consistência que tem como base a simulação tradicional.

Diferenças entre as aplicações:

A diferença entre as aplicações é que, em Madeira (2005) e Risso (2006), os atributos físicos eram as variáveis incertas, em Avanzi (2008) foram as características da estratégia de produção e, nesta pesquisa os parâmetros são as variáveis que atuam sobre os indicadores econômicos do fluxo de caixa de um campo de petróleo.

A finalidade da meta-modelagem neste trabalho é a análise do impacto da Participação Especial (PE) sobre o Valor Presente Líquido (VPL), a verificação do comportamento das variáveis mais significativas para determinação da PE e VPL, e a construção do meta-modelo (função que expressa a relação entre as variáveis do modelo).

O termo “modelagem” refere-se a ajustar-se à, delinear, enquanto que “meta” (como prefixo grego) significa após, deslocação, transposição. Ou seja, a meta-modelagem pressupõe todo o processo de construção de um modelo e seu posterior ajuste e delineamento, com verificação dos impactos causados por cada variável de incerteza (*input*) sobre a variável de interesse (*output*), meta-modelo.

Condições da meta-modelagem:

- 1) Definição das variáveis de interesse (*outputs*);
- 2) Definição das variáveis de incerteza (*inputs*);
- 3) Verificação da existência de uma relação direta de causalidade, isto é, correlação perfeita ou quase perfeita entre as variáveis de *input*. Se sim, abortar o processo.

As variáveis não podem ter correlação perfeita porque conforme Pindyck e Rubinfeld (2004), uma das pressuposições do modelo de regressão múltipla é que não existe uma relação linear exata entre quaisquer variáveis explanatórias no modelo. Quando tal relação linear existe, se diz que as variáveis explanatórias são perfeitamente *colineares* ou que existe perfeita *colinearidade*. Cada parâmetro tem pleno sentido quando uma só das variáveis colineares aparece no modelo.

Pré-Condições da meta-modelagem:

- 1) Construção de um modelo;
- 2) Simulação dos meta-dados de acordo com especificações pré-definidas.

• **Meta-modelagem: Exemplo**

- Supondo que as variáveis de interesse sejam o VPL e PE,
- Estamos interessados em saber como a qualidade do óleo (API), o preço e os custos afetam essas duas variáveis para um conjunto de projetos pré-definidos.

Primeiro Passo:

Determinar *inputs*, seus tipos de distribuição probabilística, definir *outputs*, o número de iterações das variáveis, e executar simulação de Monte Carlo, conforme Figura 3.3.

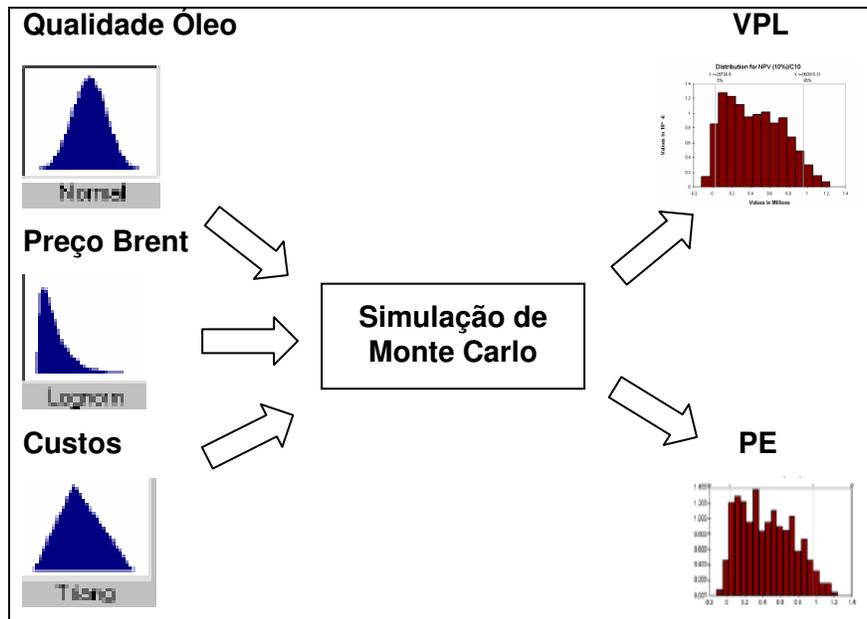


Figura 3.3 – Passo 1 da Meta-modelagem

Fonte: Elaboração Própria, baseada em apresentação informal de Schiozer.

Segundo Passo:

Estimar as regressões.

$$Y_i = \beta_1 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \beta_3 X_{3i} + \dots + \beta_k X_{ki} + \varepsilon_i \quad (3.8)$$

Onde:

Y_i = É a variável dependente

X_i = É a variável independente – como há mais de uma variável independente, esse modelo é conhecido como de regressão múltipla.

β = É o coeficiente de cada variável.

VPL_i = Valor Presente Líquido

PE_i = Participação Especial

ε_i = erro

$i = 1$ a n

Observar o ajuste (R^2) das regressões.

→ Se R^2 for alto, prosseguir a análise (significância dos β).

→ Se R^2 for baixo, realizar nova coleta de dados e modelagem.

Se o R^2 for alto, significa que as variáveis X explicam bem a variável Y. Porém, isso não significa que o β (beta) se é significativo. Para isso é realizado o teste de *Student* para verificar se o valor de β é significativamente diferente de zero. Quanto maior o número de variáveis X, mais alto será o valor de R^2 , por esta razão não é recomendável analisar somente este parâmetro individualmente.

Terceiro Passo:

Verificar a significância econômica dos coeficientes.

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 X_{1i} + \beta_2 X_{2i} + \beta_3 A_{xi} + \varepsilon_i \quad (3.9)$$

↓ ↓ ↓
Análise dos coeficientes da regressão

Depois de a regressão estar concluída, os coeficientes determinados, se a significância dos coeficientes for estatisticamente relevante e coerente, então o impacto de cada uma das variáveis de incerteza (*input*) sobre as variáveis de interesse (*output*) varia de acordo com a equação formada obedecendo uma relação econômica estabelecida.

4 METODOLOGIA

4.1 Processo da Meta-modelagem

A meta-modelagem aqui aplicada envolve: composição e simulação de fluxos de caixa em diversos cenários com análise dos indicadores econômicos, risco e métodos econométricos para avaliar os impactos que as variáveis têm nas respostas e a metodologia de superfície de resposta para a construção um modelo analítico (meta-modelo) que poderá substituir o simulador de fluxo.

A seguir, a Figura 4.1 demonstra o fluxograma do processo da meta-modelagem.

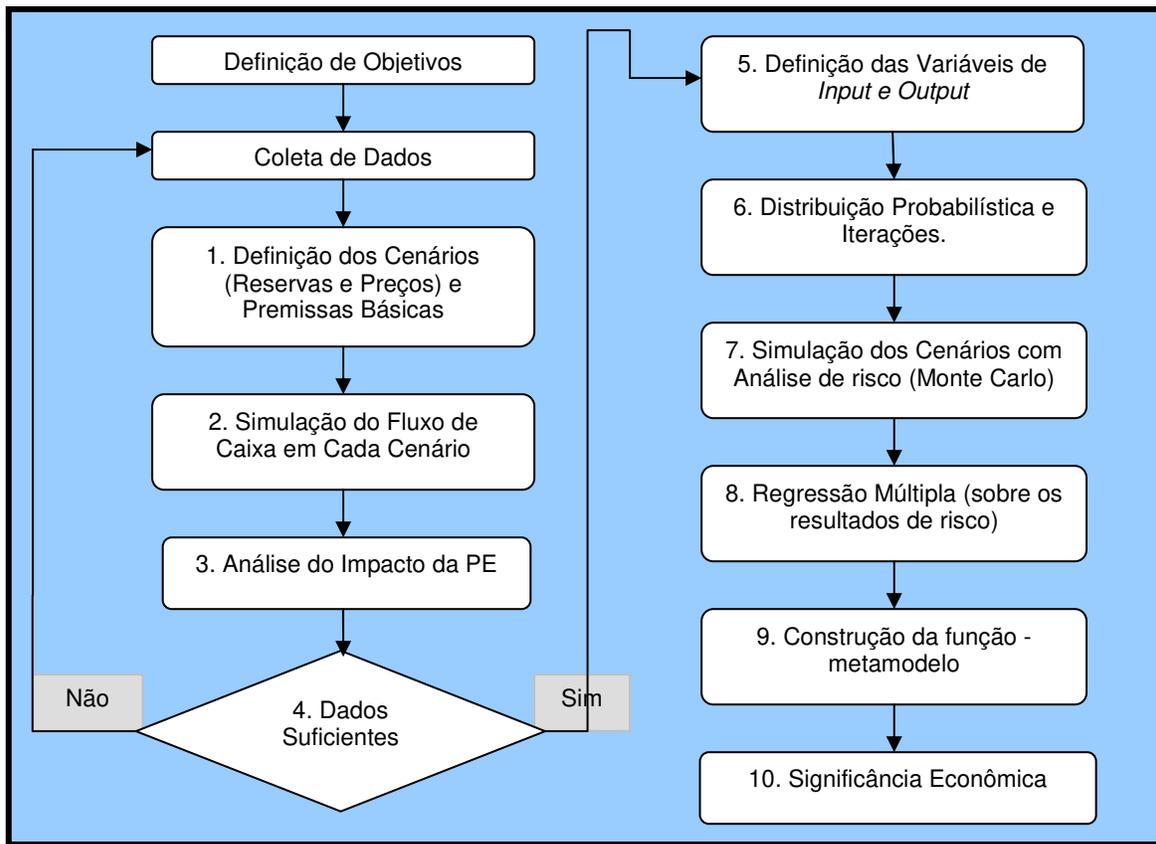


Figura 4.1 – Fluxograma da meta-modelagem. Elaboração própria, 2008.

Ferramentas Utilizadas

As ferramentas utilizadas na meta-modelagem foram os programas computacionais, para análises determinísticas e estocásticas, disponíveis no LAGE - Laboratório de Análises Geoeconômicas, da Unicamp, tais como Petrotax, @Risk, Excel, E-views ou SAS.

O Processo de Meta-modelagem inclui:

- Definição dos Cenários
- Premissas Básicas
- Fluxo de Caixa
- Construção do meta-modelo

4.1.1 Cenários

Foram definidos 21 cenários: 7 cenários de reserva em 3 cenários de preços:

1. Campos de **250, 500, 750 e 1000 MMbbl** (milhões de barris) – cenário típico de reservas.
2. Campos do tipo **250+250, 500+250 e 750+250 MMbbl** (campos com adição de reserva e/ou 2 módulos por campo) para comparar aos campos com as reserva isoladas de 500, 750 e 1000 MMbbl.
3. Cenário de preços de **36, 50 e 70 US\$/bbl**.

As escolhas desses tamanhos de campos refletem o histórico de perfil de produção dos campos em produção, bem como o cenário das novas descobertas realizadas recentemente em áreas marítimas no Brasil. Consideramos somente produção de óleo sem nenhuma produção de gás, conforme metodologia seguida por Barbosa e Bastos (2001).

A simulação com campos marítimos se deve ao fato de a maior parte das reservas brasileiras (cerca de 90%) localizarem-se no mar conforme dados da ANP (2006).

Os Preços do Brent foram estimados a partir de série histórica mensal (12 meses) durante 20 anos, desde 1988 a 2007 (Fonte: U.S. *Energy Information Administration*, 2/3/2008).

4.1.2 Premissas (econômicas, tributárias, custos)

As premissas abaixo foram consideradas como dados de entrada para as simulações dos fluxos de caixa, conforme Tabelas 4.1 e 4.2:

Tabela 4.1 – Premissas Econômicas e Tributárias

| Variáveis | Caso Base |
|---|---------------------------|
| Tempo de Produção do Campo | 22 anos |
| Preço do óleo – Brent | 36,12 US\$/bbl |
| Campo/Critério de Participação Especial | > 400 m de lâmina d'água. |
| Qualidade do óleo | 35° graus API |
| Data base de Desconto | Ano Zero |
| Taxa Mínima de Atratividade | 10 % a.a. |
| Royalty | 10% |
| Bônus de Assinatura | 5.000,00 mil US\$ |
| Retenção de Área | 882,12 R\$/km2/ano |
| Alíquota de Imposto de Renda | 25% |
| Alíquota de Contribuição Social | 9% |
| Alíquota de COFINS | 0,65% |
| Alíquota de PIS | 3% |
| Alíquota de ICMS | 18% |
| Alíquota de ISS | 5% |
| Alíquota de II | 15% |
| Alíquota de IPI | 7% |

A lâmina d'água foi definida como acima de 400 metros e, a estimativa da qualidade do óleo foi baseada nos campos brasileiros. A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) foi escolhida baseada em simulações constantes da literatura. Os demais dados foram extraídos do simulador do LAGE – Laboratório de Estudos Geoeconômicos da Unicamp.

Tabela 4.2 – Investimentos e Custos Operacionais

| | |
|--------------------------------------|----------------|
| CAPEX – Investimentos | 5,71 US\$/bbl |
| OPEX – Custos Operacionais Fixos | 1,50% do CAPEX |
| OPEX – Custos Operacionais Variáveis | 2,45 US\$/bbl |
| Abandono | 0,25 US\$/boe |
| Depreciação | 10 anos |
| Área de Retenção | 250 Km2 |
| Repetro | Não |

Os valores de capex (investimentos) e opex (custos operacionais) foram estimados a partir de dados da literatura e de fontes públicas de informações da Petrobras. O valor do capex/bbl foi alocado nos 5 primeiros anos do fluxo de caixa do projeto, inclusive para os campos com adição de reserva, conforme configuração original do simulador de fluxo de caixa. Alterando-se a

premissa, alocando-se valores de capex de acordo com a entrada da segunda reserva os indicadores econômicos são modificados.

Quanto às Curvas de Produção, em decorrência dos objetivos da dissertação, as curvas de produção foram estimadas de maneira bastante simplificada, em simulador disponível no LAGE, da Unicamp, com patamar de 3 anos, para um período de produção de 22 a 24 anos. O simulador adota um perfil semelhante ao um declínio exponencial que reproduz o padrão médio das curvas de produção das jazidas brasileiras atualmente em produção.

4.1.3 Fluxo de Caixa

Foram simulados 21 fluxos de caixa (FC) da empresa e 21 do governo, totalizando 42 fluxos de caixa, que com base nas premissas pré-definidas, estimaram-se os principais indicadores econômicos desta análise: valor presente líquido (VPL) – fatia da empresa ou company take (CT), a participação especial (PE) e a fatia do governo ou government take (GT).

Foi utilizado sistema de simulação de Fluxo de Caixa, disponível no LAGE da Unicamp.

Exemplo de um FC da Empresa e um FC do Governo para uma reserva de 750 MMBBL:

As comparações entre o FC da Empresa e do Governo foram realizadas por intermédio de análises integradas dos fluxos de caixa, bem como enfocando a série temporal na qual se observa uma maior discrepância entre os dois tipos de fluxos, conforme a Figura 4.2.

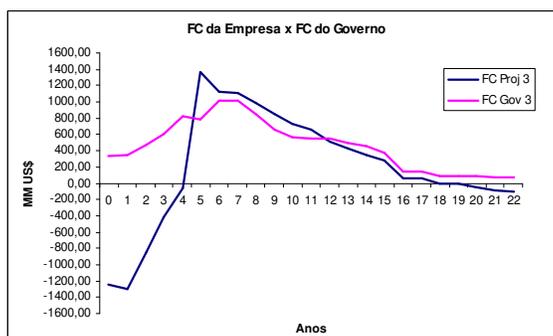


Figura 4.2 – FC da Empresa x FC do Governo para reserva de 750 MMbbl.

A Figura 4.2 mostra que a partir do ano 12 o Fluxo de Caixa do governo passou a ser maior que o da empresa significando que a sua fatia, sobre a renda divisível, ficou maior que a fatia da empresa.

4.1.4 Construção do Meta-modelo

a) Definição das variáveis de Input e Output:

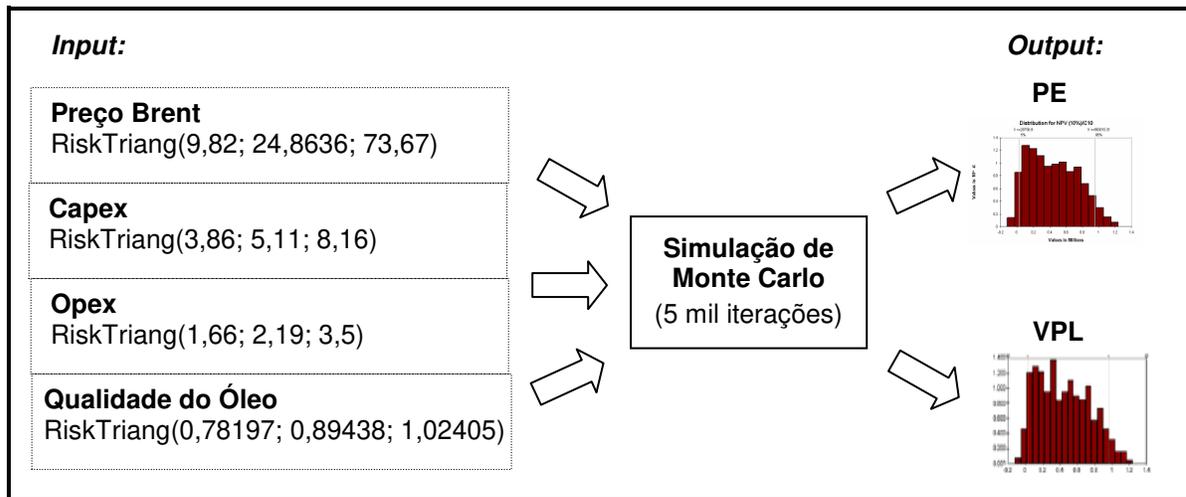


Figura 4.3 – Primeiro Passo do Meta-modelo

Fonte: Elaboração Própria (baseada em apresentação informal de Schiozer)

Esta etapa inclui:

Definição das Variáveis de *Input e Output*.

Distribuição probabilística das Variáveis de Input e número de iterações.

Simulação da Análise de Risco (Monte Carlo).

Resultados sob risco.

Quanto à **distribuição** foi adotada como premissa a distribuição triangular para todos os parâmetros, distribuição bem aceita pela indústria, por facilitar a estimativa de dados. De qualquer forma, também foi simulado teste inicial com distribuições diferentes (normal para custos, lognormal para preços e constante para qualidade do óleo), de acordo com o histograma da distribuição de cada parâmetro, e os resultados das tendências foram muito similares, então se

prossegiu com a triangular. Embora a literatura não defina nenhum tipo específico de distribuição como obrigatória, deve-se respeitar a distribuição de probabilidades reais.

Na **quantidade de iterações**, considerou-se as simulações com 5 mil iterações, ou seja, sorteio de 5 mil valores para cada *input* (variável de entrada como preço, capex, opex e qualidade de óleo) ocasionando em 5 mil valores para cada *output* (variável de saída como VPL e PE). Foi realizado teste que apontou convergência com 3.900 iterações, porém, para efeitos de comparação entre as simulações com um mesmo parâmetro, adotou-se como premissa utilizar 5 mil iterações para todos os casos.

Para as 5000 iterações, foi utilizado o software @RISK, da Palisade, sendo consumidos cerca de 50 minutos para cada simulação.

b) Regressão Múltipla para os resultados sob risco e verificação R².

Construção da função do meta-modelo.

A regressão múltipla pôde ser realizada através do software Excel ou E-views, a partir dos 120 mil dados extraídos da simulação com @RISK.

Estimativa dos coeficientes das regressões para o VPL e PE.

$$VPL_i = \beta_1 + \beta_2 P_i + \beta_3 C_i + \beta_4 O_i + \beta_5 Q_i + \varepsilon_i, \quad (4.1)$$

$$PE_i = \beta_1 + \beta_2 P_i + \beta_3 C_i + \beta_4 O_i + \beta_5 Q_i + \varepsilon_i. \quad (4.2)$$

Onde:

PE_i e $VPL_i = Y_i$ = correspondem à variável dependente

P , C , O e $Q = X_i$ = correspondem à variável independente – como há mais de uma variável dependente, esse modelo é conhecido como de regressão múltipla.

β = É o coeficiente de cada variável.

VPL_i = Valor Presente Líquido

PE_i = Participação Especial

P_i = Preço

C_i = Capex

$O_i = \text{Opex}$

$Q_i = \text{Qualidade do Óleo}$

$\varepsilon_i = \text{erro (componente aleatória)}$

$i = 1 \text{ a } n$

Observar o ajuste (R^2) das regressões.

→ Se R^2 for alto, prosseguir a análise (significância dos β).

→ Se R^2 for baixo, nova coleta de dados e modelagem.

c) Verificação da significância econômica dos coeficientes dos modelos (VPL, PE):

$$\mathbf{VPL}_i = \beta_1 + \beta_2 P_i + \beta_3 C_i + \beta_4 O_i + \beta_5 Q_i + \varepsilon_i, \quad (4.3)$$



Verificação da significância e dos sinais dos coeficientes para o VPL.

$$\mathbf{PE}_i = \beta_1 + \beta_2 P_i + \beta_3 C_i + \beta_4 O_i + \beta_5 Q_i + \varepsilon_i. \quad (4.4)$$



Verificação da significância e dos sinais dos coeficientes para a PE.

Depois de a regressão estar concluída, os coeficientes determinados, se a significância dos coeficientes for estatisticamente relevante e coerente, então o impacto de cada uma das variáveis de incerteza (*input*) sobre as variáveis de interesse (*output*) varia de acordo com a equação formada.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

RELÓGIO DA PE COM ADIÇÃO DE UMA NOVA RESERVA.

5.1 Fato Gerador: Produção e o Relógio da Participação Especial

O fato gerador da PE é a produção¹¹. A PE é cobrada de acordo com a localização do campo (terra, mar <400m, mar >400m de lâmina de água - LDA), o ano de produção (1º, 2º, 3º ou acima de 3 anos), com sua respectiva alíquota, de acordo com sua faixa de produção. Esse fato gerador (ano da primeira produção conforme o contrato de concessão do campo) assinala uma característica típica dessa participação, que é o início da contagem (“gatilho”) do seu efeito (“relógio”).

O impacto do fator gerador (relógio) torna-se bastante significativo quando se descobre ou se desenvolve uma nova reserva em um campo já em produção no âmbito da concessão. Tendo em vista que o “relógio” (ano de produção) da PE já começou a contagem no primeiro projeto, o segundo projeto com a nova reserva adicionada, pode alcançar alíquotas maiores de PE como se sua produção tivesse iniciado no mesmo ano do primeiro projeto.

Para ilustrar, na Figura 5.1 encontra-se uma representação do fluxo de eventos associados à incidência da PE nos campos de produção de óleo e gás para um projeto com vida útil de 24 anos.

¹¹ O fato gerador da PE é a produção. Quanto à rentabilidade, esta é atingida apenas indiretamente, como consequência do cálculo da PE, cuja base é a receita bruta da produção menos as deduções permitidas na legislação.

Considere-se o exemplo do Projeto 1, com 250MMbbl que iniciou sua produção no ano zero: a alíquota de PE no ano 1 é zero (0%). O Projeto 2, com a mesma curva de produção da reserva de 250MMbbl ao invés de 0% de PE no seu primeiro ano de produção, terá 30% de PE. Isso ocorre porque o projeto 2 iniciou sua produção no 10º ano do campo do projeto 1 e, portanto utilizará a tabela de alíquotas de PE para projetos com mais de 3 anos. Como os dois projetos estão num mesmo campo, para efeito do cálculo da Participação Especial, as produções dos dois projetos são somadas e, portanto, a faixa de alíquota da produção também tenderá a subir. A curva de produção do Projeto 2 é incorporada ao Projeto 1, como se fosse um único projeto conforme indica a Figura 5.1.

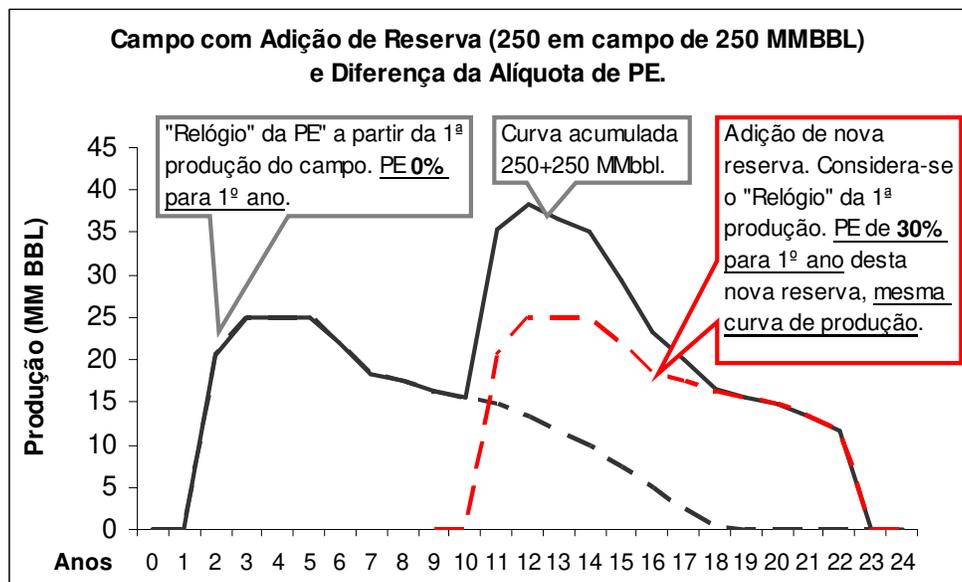


Figura 5.1 – Diferença da Alíquota de PE para Campo com Adição de Reserva (campo de 250 com adição de mais 250 MMbbl, ao preço de 36 US\$/bbl)

A conseqüência desta metodologia de cálculo sobre o fluxo de caixa poderá ser verificada nos capítulos mais adiante, sobre os impactos da PE em relação à fatia da empresa e do governo.

5.2 Alíquotas da Participação Especial para uma Reserva Adicionada a um Campo

⇒ A produção de mais de uma reserva em um mesmo campo (ou produção em módulos), ocasiona em alíquotas maiores de participação especial (PE). Isso onera, especialmente, os novos projetos, podendo inibir ou postergar novos investimentos, dependendo do cenário de produção, preços, capex e opex.

A Figura 5.2 mostra a distorção do aumento de alíquota de PE, para uma mesma reserva de 250MMbbl, produzindo de forma isolada, e quando essa mesma reserva é adicionada a outro campo já em produção (ou produção em módulos). A alíquota no primeiro ano passa de 0% para 30, 35 até 40% só porque a reserva de 250 MMbbl foi adicionada a outro campo já em produção.

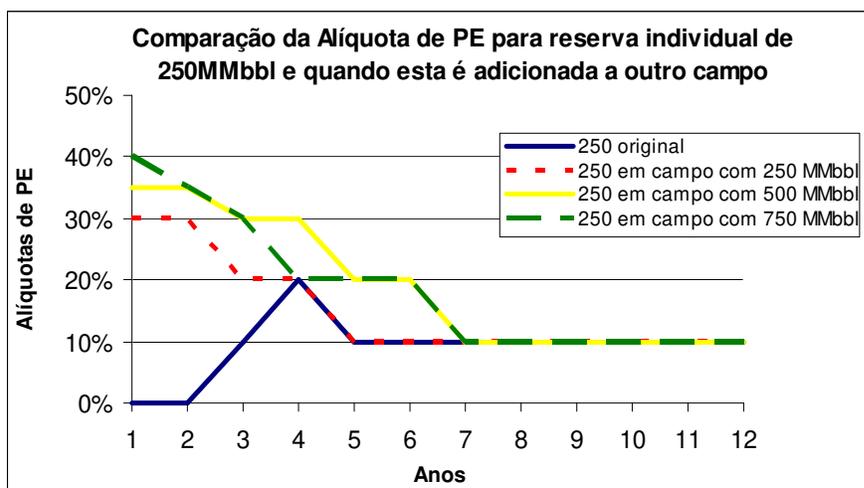


Figura 5.2 –Alíquota de PE para uma mesma reserva de 250MMbbl (preço 36 US\$/bbl).

Legenda:

- 1) Azul (250 original), quando a reserva de 250MMbbl é produzida isoladamente. A PE começa em zero até o segundo ano, e tem um pico de aproximadamente 20% no quarto ano e permanece em 10% nos demais anos.
- 2) Vermelho (250 em 250), quando a reserva de 250MMbbl começa a produzir, num mesmo campo, já em produção de outra reserva de 250MMbbl. A alíquota de PE no primeiro ano já começa em 30%, mantendo níveis mais elevados nos demais anos.
- 3) Amarelo (250 em 500), quando a reserva de 250MMbbl começa a produzir num mesmo campo, de outra reserva de 500MMbbl. Já inicia pagando 35% de PE e fica em níveis mais elevados, também nos próximos anos.
- 4) Verde (250 em 750), quando a nova reserva de 250MMbbl começa a produzir num mesmo campo, já em produção, de outra reserva de 750MMbbl. A reserva nova de 250 MMbbl, já inicia pagando 40% de PE.

Comparação das Alíquotas de Participação Especial para o Campo como um Todo

- ⇒ Quando um campo tem produção de mais de uma reserva, a segunda reserva (Projeto ou módulo 2) terá maiores alíquotas de PE, mas além disso, a soma dos projetos num mesmo campo (Projeto 1 + Projeto 2), resultará em maiores alíquotas para o campo como um todo.
- ⇒ No caso de mais de uma reserva produzindo no mesmo campo, a metodologia de cálculo da PE apresenta distorções por sobretaxar o segundo projeto e demais projetos do campo desta concessão. Isso pode vir a inibir ou postergar investimentos pela empresa, com o agravante de não aumentar, necessariamente, em todos os casos, a arrecadação de PE para o governo. Quando isso ocorre todos perdem (empresa e governo).

A Figura 5.3 mostra a comparação da incidência de alíquotas de PE em uma reserva isolada de 1000 MMbbl e quando há um campo do tipo 750+250 MMbbl (dois módulos ou adição de reserva em um mesmo campo). A partir do ano 12, as alíquotas serão maiores para o projeto do tipo 750+250, com o agravante de nem sempre o governo arrecadará mais participação especial no total.

O campo do tipo 750+250 MMbbl apresentou, na maior parte dos anos, alíquotas maiores de participação especial do que o campo com 1000 MMbbl.

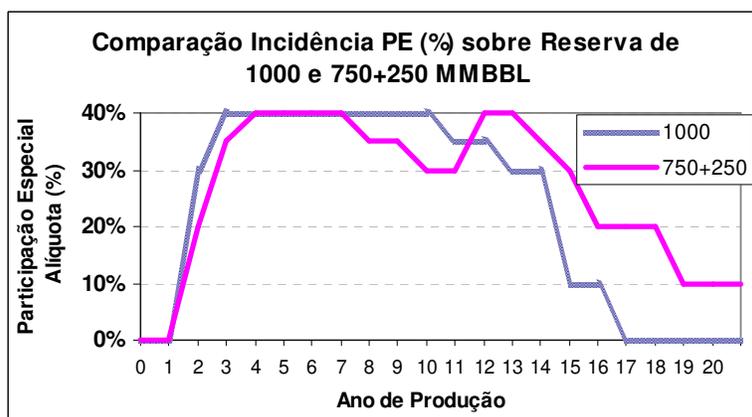


Figura 5.3 – Comportamento da Alíquota de PE para um campo de 1000 MMbbl e outro campo de 750 MMbbl com adição de mais 250 MMbbl (Preço 36 US\$/bbl).

Isso acontece em função da metodologia de cálculo da participação especial não diferenciar quando há mais de um projeto em um mesmo campo. No caso de um campo de 750 MMbbl que recebeu adição de mais uma reserva (ou módulo) de produção de 250 MMbbl, sua produção é somada à curva de produção anterior e, se ultrapassada a faixa de produção, a alíquota de PE aumenta até o final da curva. O problema é que o segundo projeto, com a segunda reserva arca com esses custos e pode ter sua produção inviabilizada, dependendo do nível de preços e custos.

5.3 Impacto da Participação Especial sobre o Valor Presente Líquido

Campos com Reservas Individuais - PE e VPL – Preço 36 US\$/bbl

Qual o comportamento da participação especial (PE) e do valor presente líquido (VPL), para cada tamanho de reserva, ao preço de 36 US\$/bbl?

Com preço a 36 US\$/bbl, quanto maior a reserva, maiores os custos envolvidos, maior o pagamento de PE e, a empresa terá um menor VPL ou quase igual¹² (em função unicamente das pressuposições de capex adotadas). Esse cenário tende a inibir a iniciativa do investidor. Nesse caso, o investidor optará por campos menores, com menor investimento, menor risco. A Figura 5.4 com comparação entre a Participação Especial (PE) e o Valor Presente Líquido (VPL) nos diferentes tamanhos de reserva, ao preço de 36 US\$/bbl, mostra alguns resultados interessantes.

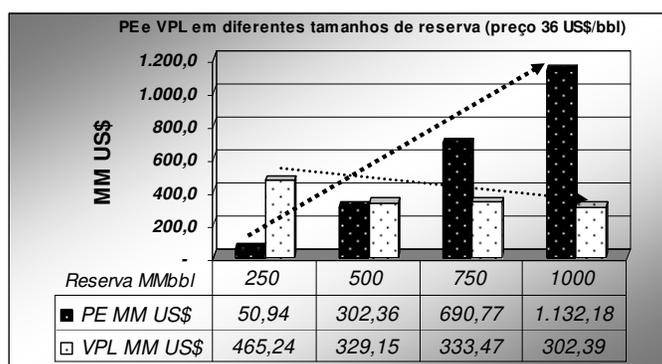


Figura 5.4 – Comportamento PE e VPL em diferentes tamanhos de reserva (**preço 36 US\$/bbl**)

¹² O resultado VPL decrescente para campos maiores depende da premissa da construção do modelo. Alterando-se a configuração da premissa com aplicação de fator de correção de 3% sobre o capex, por exemplo, considerando curva de aprendizagem, o resultado é modificado, apresentando VPL crescente com para campos com maiores reservas.

- A Figura 5.1 mostra que entre as reservas de 750 e 1000 MMbbl observou-se que a PE variou de 690,77 para 1.132,18 MM US\$, um aumento de 64% na PE, enquanto que o VPL teve uma queda de 333,47 para 302,39 MM US\$, uma redução de 9% no VPL.
- Portanto, ao preço de 36 US\$, quanto maior a reserva do campo, maior a PE para o governo. Porém, menor o VPL para a empresa, na maioria dos casos.
- A variação da PE tem tendência crescente, ao preço de 36 US\$/bbl.
- A variação do VPL tem tendência decrescente, ao preço 36 US\$/bbl.

Essas distorções ocorrem em função do método de cálculo da PE. A relação bem nítida, em termos percentuais, pode ser conferida a seguir.

Observe que na Figura 5.5, quanto maior o tamanho da reserva, maior a razão entre a PE sobre o VPL. Para uma reserva de 500 MMbbl a PE era 92% do valor do VPL (PE tem valor quase igual do VPL). Já a 750 MMbbl a PE passa para 207% do VPL (PE torna-se o dobro do VPL) e a 1000 MMbbl a PE passa para 374% do VPL (PE torna-se quase 4 vezes maior que o VPL).

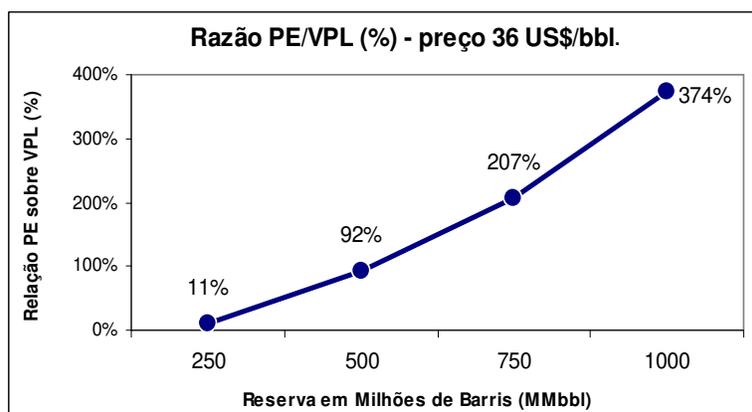


Figura 5.5 – Razão PE/VPL (%) em diferentes tamanhos de reserva (**preço 36 US\$/bbl**)

- Quanto maior a reserva, maior a razão da PE sobre o VPL, ao preço de 36 US\$/bbl.

PE e VPL - preço 50 e 70 US\$/bbl

Qual o comportamento da PE e do VPL, para cada tamanho reserva, ao preço de 50 e 70 US\$/bbl?

⇒ Quanto maior os preços (de 36 para 50 e 70 US\$/bbl), a distorção da razão PE sobre VPL é reduzida, mas mesmo assim o problema continua, pois quanto maior a reserva, a PE cresce muito mais que o VPL, inclusive contribuindo para seu decréscimo.

As Figuras 5.6 e 5.7 demonstram os indicadores de **PE e VPL** para preços a **50 e 70 US\$**, que apresentam tendência de resultados similares aos preços de 36 US\$ para a PE crescente, porém, um pouco diferentes para o VPL que, para preços maiores, é crescente.

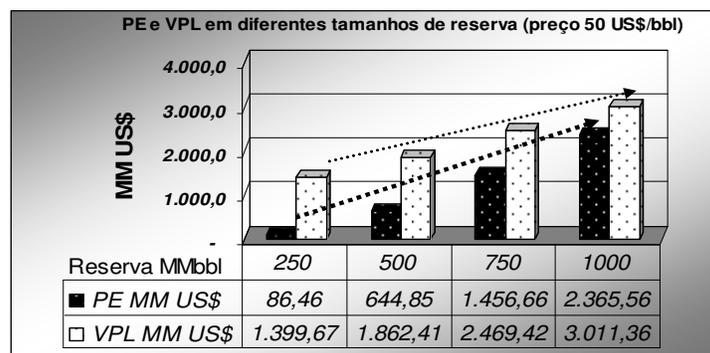


Figura 5.6 – Comportamento PE e VPL em diferentes tamanhos de reserva (**preço 50 US\$/bbl**)

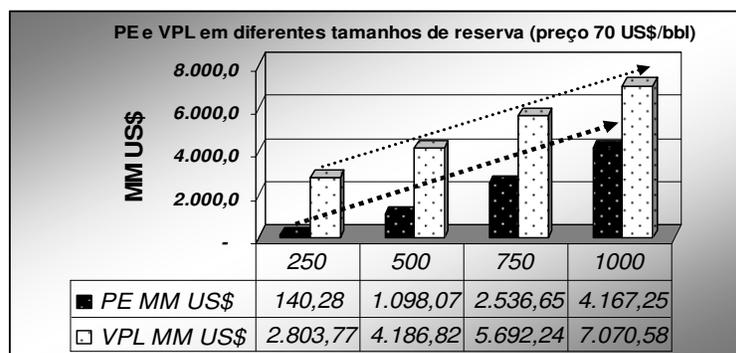


Figura 5.7 – Comportamento PE e VPL em diferentes tamanhos de reserva (**preço 70 US\$/bbl**)

- PE é crescente como ao preço de 36 US\$/bbl.
- No caso do VPL, ao contrário do que ocorreu com os preços a 36 US\$, a variação é positiva para todos os casos, a preços de 50 e 70 US\$/bbl.

⇒ Quanto maior os preços, a distorção da razão PE sobre VPL é reduzida, mas mesmo assim a tendência continua: quanto maior o tamanho da reserva, bem maior é a razão PE sobre VPL, conforme a Figura 5.8, que mostra a razão PE/VPL para preços a 50 e 70 US\$/bbl.

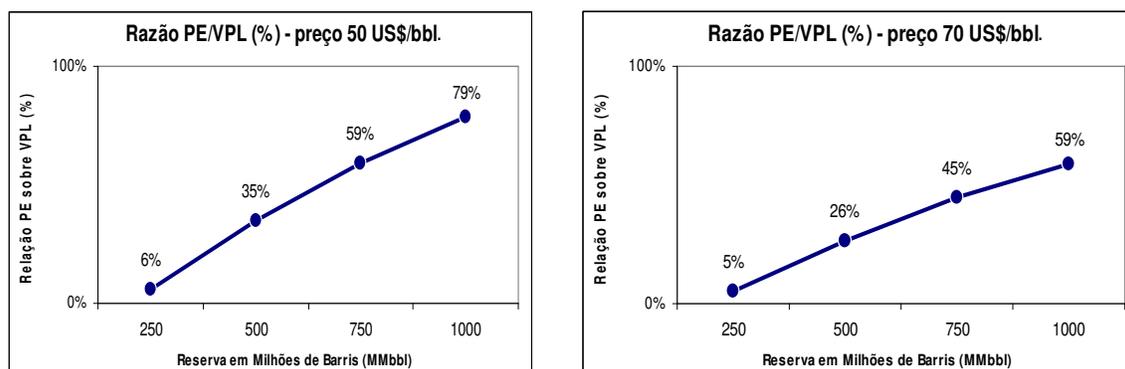


Figura 5.8 – Razão PE/VPL (%) em diferentes tamanhos de reserva (preço 50 e 70 US\$/bbl)

Campos com Adição de Nova Reserva¹³ - preço 36, 50 e 70 US\$/bbl

PE e VPL - Campos com Adição de Reserva - preço 36 US\$/bbl

- ⇒ Embora os campos do tipo 250+250, 500+250 e 750+250 MMbbl totalizem a mesma produção dos campos com reservas de 500, 750 e 1000 MMbbl, devido ao método de cálculo da PE, quando há adição de reserva, a segunda reserva adicionada é sobretaxada, prejudicando o VPL da empresa e, mesmo assim, a PE total é reduzida.
- ⇒ Nesse caso, empresa e governo são prejudicados pois isso inibe os investimentos da empresa sem aumentar a PE para o governo.

¹³ Todos os resultados dependem das premissas adotadas. O VPL da empresa poderá ser positivo ou negativo em função das diversas variáveis que compõe seu fluxo de caixa como os preços, capex, opex e produção. O foco é demonstrar que há distorção na forma de incidência da alíquota de PE em reservas adicionadas e seu impacto no fluxo de caixa da empresa.

- Os pressupostos para os cenários com adição de reserva foram de capex/bbl constante alocados nos primeiros 5 anos de produção (contribuindo para a redução do VPL). Se o capex for alocado na época de entrada da reserva adicionada, o VPL passa a ser positivo para preço de 36 US\$/bbl. Quanto ao tempo de entrada da produção da reserva adicionada, o prazo é de cerca de 10 anos após a primeira produção do campo.

A Figura 5.9 mostra que ao preço de 36 US\$/bbl, a diferença na PE e VPL entre um campo com única reserva de 750 MMbbl e outro campo, com uma reserva de 500 que recebeu adição de mais uma nova reserva de 250 MMbbl, no mesmo campo. Nesse caso a PE cai de 690 para 340 MM US\$, enquanto o VPL cai de 333 para -442 MM US\$ (negativos). O mesmo ocorre entre as reservas do tipo 500 e 250+250 MMbbl e, entre 1000 e 750+250 MMbbl.

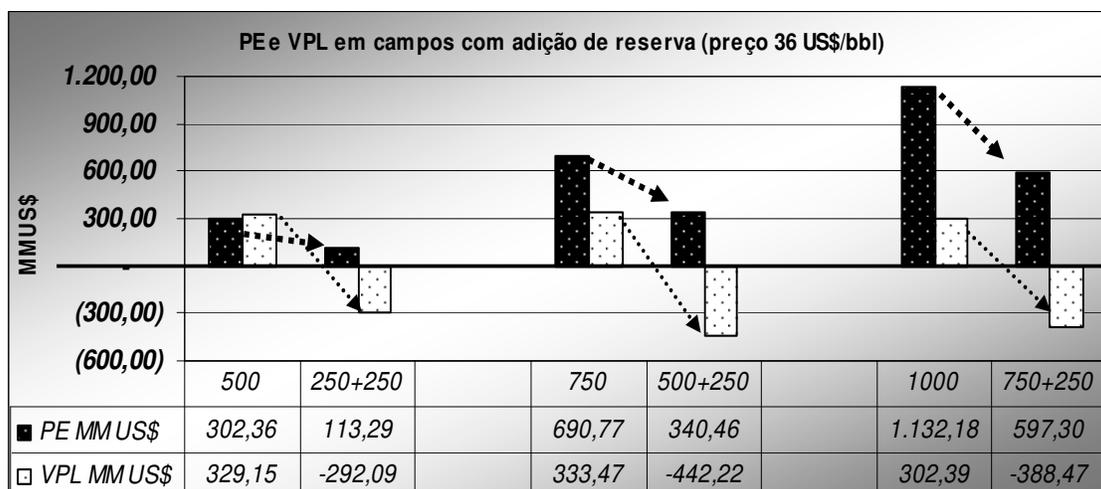


Figura 5.9 – Razão PE/VPL (%) sem e com adição de reserva (**preço 36 US\$/bbl**)

- Ao preço de 36 US\$/bbl¹⁴, para todos os casos em que há adição de reserva, o VPL total do campo sofre queda até se tornar negativo, e a PE também é reduzida.

PE e VPL - Campos com Adição de Reserva - preço 50 e 70 US\$/bbl

⇒ No caso da produção com adição de reservas num mesmo campo, a empresa é prejudicada com menor VPL para todos os níveis de preço (36, 50 e 70 US\$), há inibição dos investimentos para o segundo projeto com a nova reserva, devido às maiores alíquotas de PE, e apesar disso, o montante total da PE também cai. Todos perdem.

¹⁴ Para o modelo estudado, o preço de equilíbrio é em torno de 40 US\$/bbl, portanto, preços acima dele tornam o VPL positivo, para todos os cenários com adição de reserva.

- Para preços de 50 e 70 US\$ (Figuras 5.10 e 5.11), o VPL continua decaindo, com redução de seus valores totais, porém não a ponto de tornar o VPL negativo (como caso de 36 US\$), pois o preço cobre essa variação.
- PE e VPL mantêm-se positivos, porém, ambos sofrem queda a qualquer nível de preços (36, 50 ou 70 US\$).

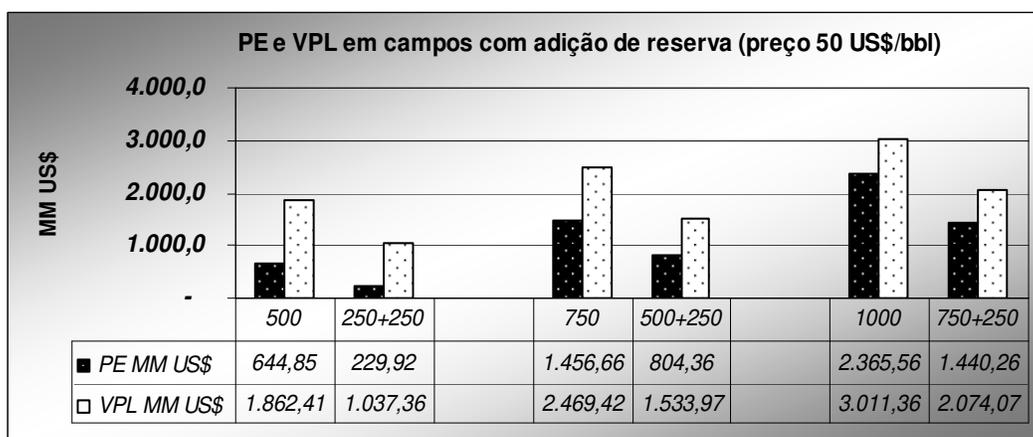


Figura 5.10 – Razão PE/VPL (%) sem e com adição de reserva (**preço 50 US\$/bbl**)

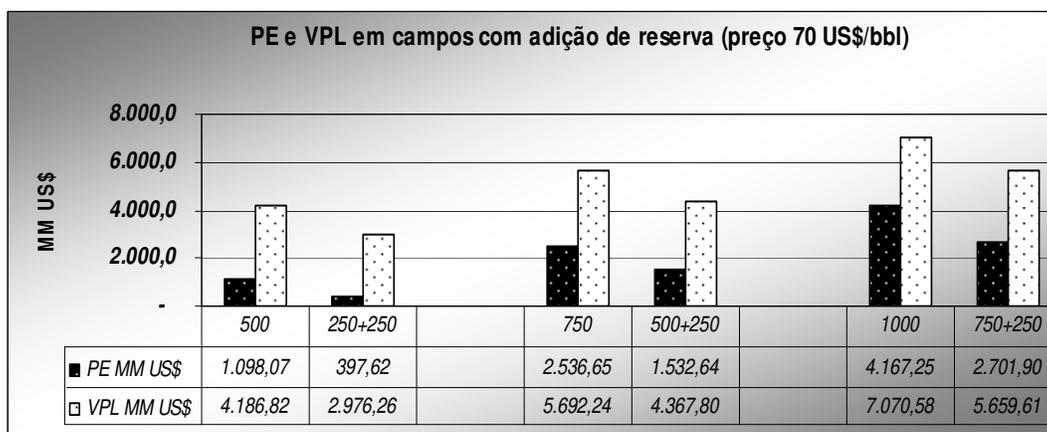


Figura 5.11 – Razão PE/VPL (%) sem e com adição de reserva (**preço 70 US\$/bbl**)

5.4 Impacto da Participação Especial sobre a Fatia do Governo

Participação Especial (PE) e a Fatia do Governo (GT)

PE e GT – Preço 36 US\$/bbl

⇒ Quanto maior a reserva, maior a representatividade da PE sobre o GT. Isso significa que a fatia do governo (GT) aumentou para reservas maiores em função do aumento da PE.

A Figura 5.12 mostra que a representatividade da Participação Especial (PE) sobre o *Government Take* (GT) aumenta de 3% para 9%, 13% até 15%, de acordo com o tamanho da reserva que variou de 250 para 500, 750 e 1000 MMbbl.

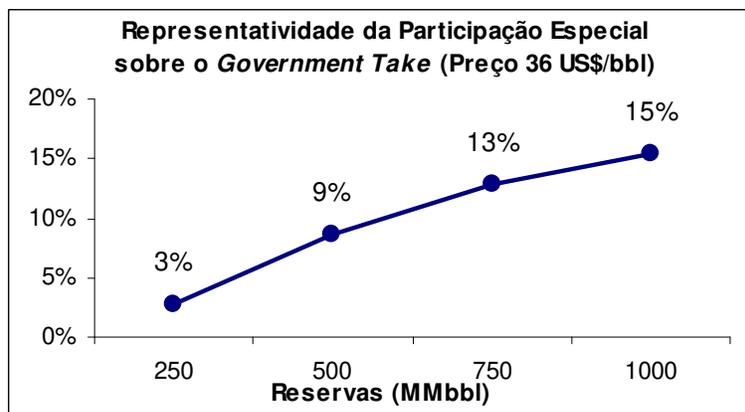


Figura 5.12 – Representatividade da PE sobre o GT (%) – preço a 36 US\$/bbl.

- para um projeto com reserva drenada de 250MM/bbl a PE é de 3%;
- para um projeto com reserva drenada de 500MM/bbl a PE é de 9%;
- para um projeto com reserva drenada de 750MM/bbl a PE é de 13%; e
- para um projeto com reserva drenada de 1000MM/bbl a PE é de 15%.

Pereira (2004) e Gandra (2004) constaram a mesma tendência de crescimento do peso da PE sobre o GT de acordo com o aumento do tamanho da reserva (confirmando a progressividade proposta pela PE).

PE e GT – Preço 50 e 70 US\$/bbl

⇒ A representatividade da PE sobre o GT é maior, tanto para maiores preços, como para maiores tamanhos de reserva. Para o governo e empresa é interessante que os preços mantenham-se elevados.

A Figura 5.13 mostra que, além do tamanho da reserva, quanto maior o preço, eleva-se ainda mais o peso da PE sobre GT.

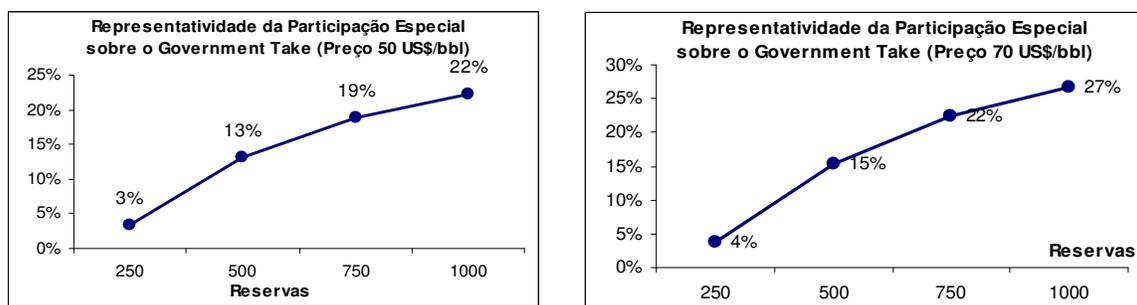


Figura 5.13 – Representatividade da PE sobre o GT (%) – preço a 50 e 70 US\$/bbl.

Campos com Adição de Reserva – Preço 36, 50 e 70 US\$/bbl

PE e GT – Campos com Adição de Reserva – preço 36 US\$/bbl

⇒ No caso de projeto com adição de reserva no mesmo campo (ou produção em módulos), a empresa perde, pois será afetada por maiores alíquotas do cálculo da PE, com o agravante de o governo não estar necessariamente arrecadando mais PE no total. Isso para quaisquer níveis de preços (36, 50 e 70 US\$/bbl).

A Figura 5.14 mostra a diferença da representatividade da PE sobre o GT, em campos com reserva única e campos com adição de reserva.

Quando há adição de uma reserva em um mesmo campo, embora as alíquotas de PE sejam mais elevadas para a segunda reserva, no total, a PE é menor. O GT cresce em função de outros tributos e participações e a PE perde representatividade quando há adição de reserva.

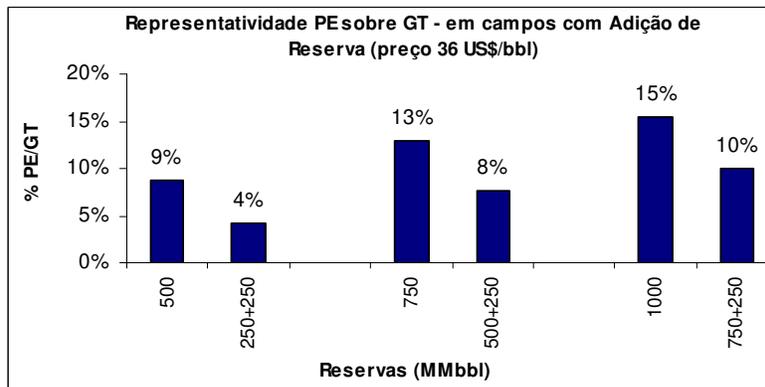


Figura 5.14 – PE/GT (%) – campos com adição de reserva – preço a 36 US\$/bbl.

PE e GT – Campos com Adição de Reserva – preço 50 e 70 US\$/bbl

⇒ A Figura 5.15 mostra que, para preços de 50 e 70 US\$/bbl, a razão PE/GT também sofre queda nos casos de campos com adição de reserva, conforme ocorreu com preço de 36 US\$/bbl.

A Figura 5.15, com preços a 50 e 70 US\$/bbl, mostram a relação da representatividade da PE (Participação Especial) sobre o GT (*Government Take*), comparando o caso de projetos com reserva isolada de 500, 750 e 1000 MMbbl e quando há mais de uma reserva por campo (ou produção em módulos) do tipo 250+250, 500+250 e 750+250 MMbbl.

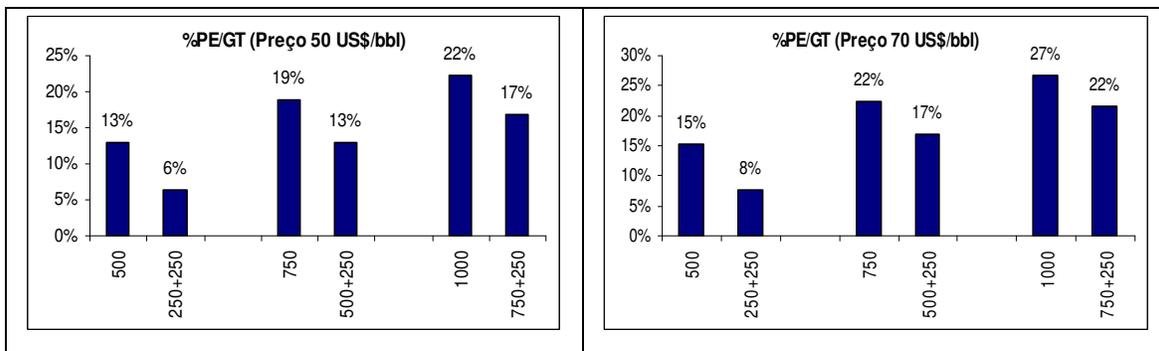


Figura 5.15 – PE/GT (%) – campos com adição de reserva – preço a 50 e 70 US\$/bbl.

5.5 Impacto da Participação Especial sobre a Fatia da Empresa e Fatia do Governo.

Neste capítulo são analisadas as relações da participação especial (PE) em relação à fatia da empresa ou *company take* (CT) e a fatia do governo ou *government take* (GT).

5.5.1 Fatia da Empresa e Fatia do Governo

⇒ Quanto maior o tamanho da reserva, menor a parcela da empresa (CT), devido ao aumento da parcela do governo (GT).

A Figura 5.16 mostra que, para o preço de 36 US\$/bbl, conforme o aumento do tamanho do campo, a fatia da empresa (CT) varia de 20% a 4%, devido ao aumento da fatia do governo (GT) que cresce de 80 para 96%.

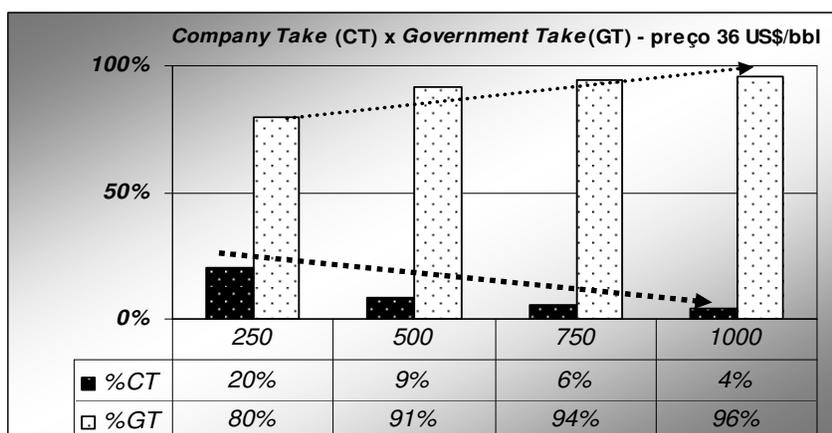


Figura 5.16 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 36 US\$/bbl)

Essa redução da fatia da empresa devido ao crescimento da fatia do governo foi observada para todos os níveis de preços (36, 50 e 70 US\$/bbl).

A diferença é que quanto maior o nível de preços, melhor a relação de divisão entre a fatia da empresa e fatia do governo.

⇒ As Figuras 5.17 e 5.18 mostram que para os preços de 50 e 70 US\$ quanto maior a reserva, menor o CT e maior o GT, seguindo a mesma tendência do preço de 36 US\$. Note que a fatia da empresa sobe para preços maiores.

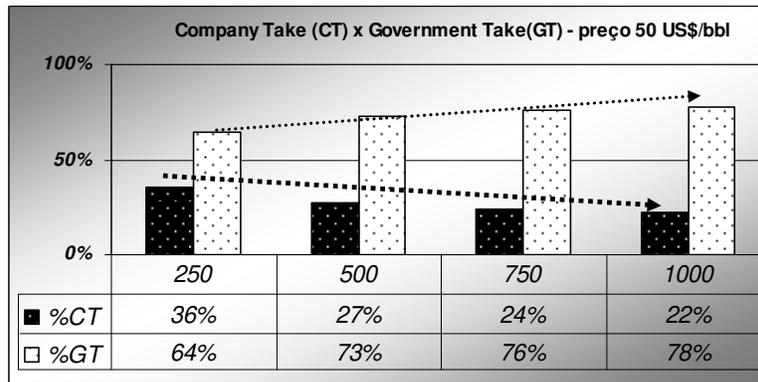


Figura 5.17 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 50 US\$/bbl)

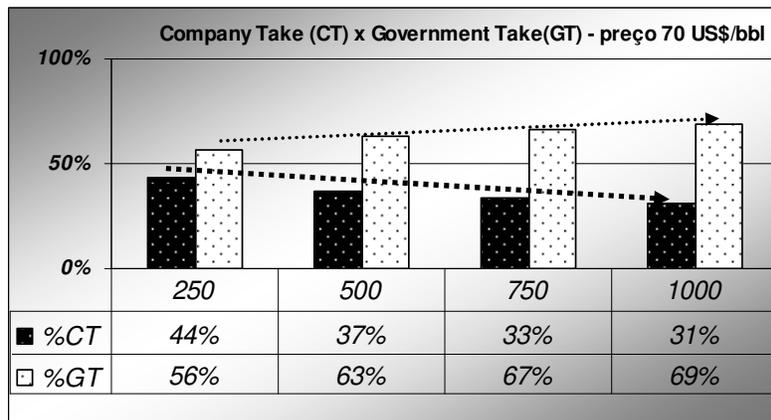


Figura 5.18 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 70 US\$/bbl)

⇒ A empresa optará então em produzir em campos menores. Como a rentabilidade embora menor, continue positiva, só investirá em campos maiores somente se os preços subirem a níveis que tornem a produção mais atrativa ou devido a outros fatores como, por exemplo, Estratégia da empresa.

A redução do CT ocorreu em função do crescimento do GT. E, o GT cresceu em função do aumento da Participação Especial (PE).

Mais adiante será apresentado que o aumento da fatia do governo (GT) ocorreu em função do aumento da participação especial (PE).

CT e GT em Campos com Adição de Reserva

Fatia da empresa (CT) e fatia do governo (GT) em campos com adição de reserva ou em campos com desenvolvimento da produção por módulos.

- ⇒ Para todos os níveis de preços (36, 50 e 70 US\$/bbl), em campos com adição de reserva ou produção por módulos, o CT diminui, mas no caso do preço a 36 US\$/bbl há o agravante de o valor presente líquido (VPL¹⁵) ser negativo.
- ⇒ Se o VPL for negativo os investimentos são inibidos, e poderão ser postergados e até cancelados. Se investimento não ocorrer, além da perda da participação especial, haverá perda do investimento total, geração de empregos, tributos, etc. Nesse caso a empresa e governo perdem muito mais.

Na Figura 5.19, para preço 36 US\$/bbl, a reserva de 500mmbbl tem um CT de 9% e GT de 91%. Quando a produção é do tipo 250+250mmbbl, ou seja, há um campo de 250 que recebe mais uma reserva de 250 MMbbl no mesmo campo, o CT cai para -12% (negativos) e GT fica acima de 100% (em 112%), ou seja, o VPL (Valor Presente Líquido da empresa) ficou negativo em 12%.

Ao preço de 36 US\$/bbl, em todas as sensibilidades com reservas adicionadas, ocorre a mesma tendência de tornar o CT negativo.

¹⁵ O VPL representa um importante indicador de viabilidade econômica para projetos de investimento e corresponde à somatória total da fatia da empresa, sob desconto da taxa mínima de atratividade (TMA), que é a taxa mínima que a empresa se dispõe a investir em um, e não em outra opção de investimento. Se o VPL é menor que zero, indica que o investidor estará sendo remunerado abaixo da TMA desejada.

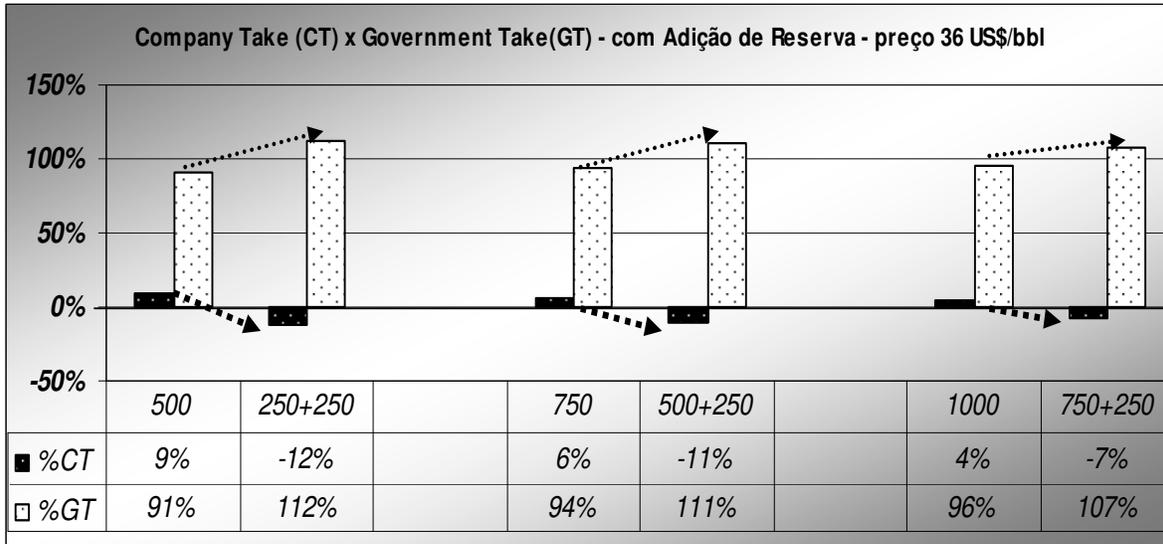


Figura 5.19 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 36 US\$/bbl)

CT e GT - Campos com Adição de Reserva - preço 50 e 70 US\$/bbl

- ⇒ Para níveis maiores de preços há menor erosão da fatia da empresa (CT).
- ⇒ A redução da CT é menor a preços de 70 e 50 US\$/bbl, do que ao preço de 36 US\$/bbl.

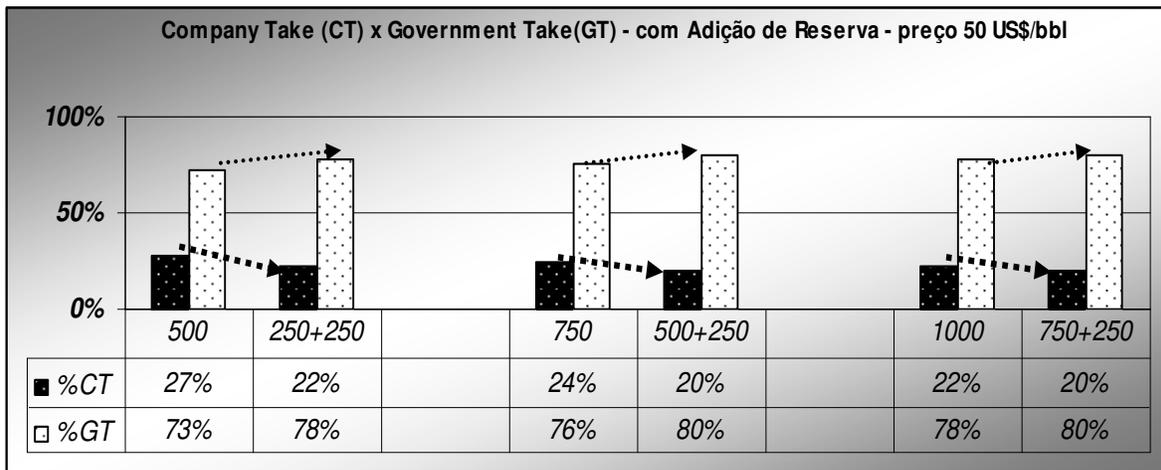


Figura 5.20 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 50 US\$/bbl)

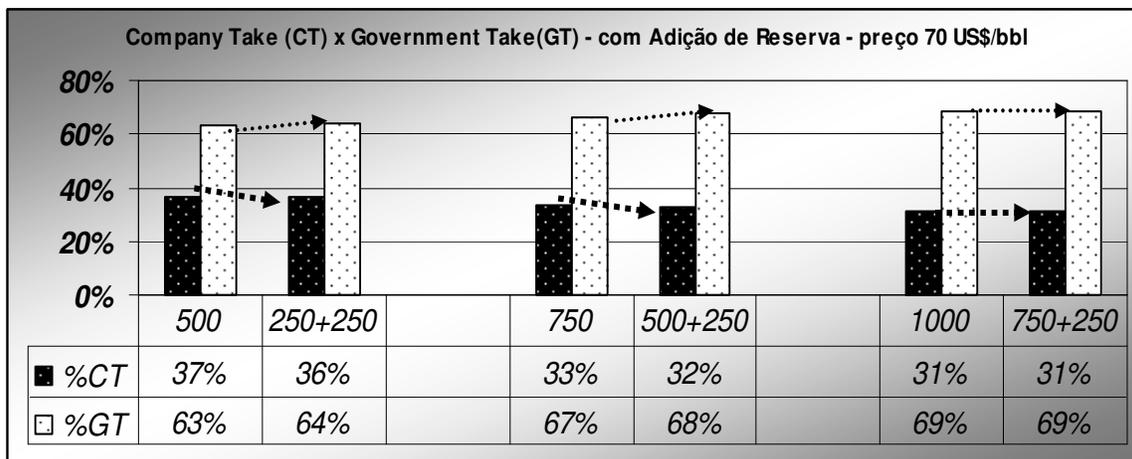


Figura 5.21 – Parcela da Empresa (CT) e do Governo (GT) - (preço 70 US\$/bbl)

5.5.2 Fatia do Governo (sem PE), Fatia da Empresa e Participação Especial.

Nesse capítulo foi estudada a fatia do governo (GT) segregado da participação especial (PE), para verificar se as oscilações da fatia do governo ocorreram em função da participação especial. GT sem PE representa todos os tributos mais todas as participações governamentais, excluída a PE.

GT, PE e CT – preço 36 US\$/bbl

⇒ Ao preço de 36 US\$/bbl, a redução da fatia da empresa (CT) ocorreu em função do aumento da PE, pois o GT sem PE tem pequena variação.

Figura 5.22 mostra os resultados da fatia do governo sem PE (GT-PE), participação especial (PE) e, fatia da empresa (CT), para os diferentes tamanhos de reserva. Uma tendência importante é verificada, que ao preço de 36 US\$/bbl, quanto maior a reserva, a fatia do governo, o GT (sem a PE) sofre pouca variação, enquanto que a participação especial (PE) sobe e a fatia da empresa (CT) é reduzida.

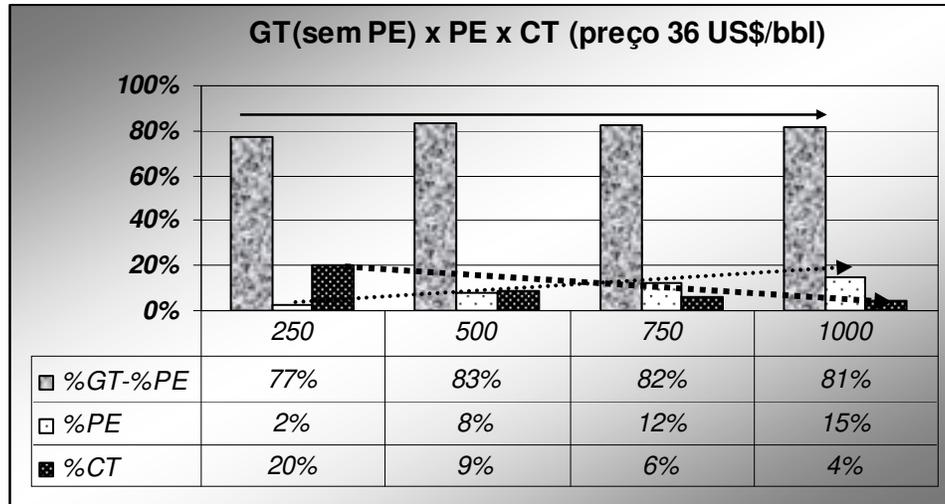


Figura 5.22 – GT (sem PE) x PE x CT (Preço 36 US\$/bbl)

- GT sem PE tem pouca variação: de 77%, passa a 83%, 82% e 81%.
- A PE sobe de 2%, para 8%, 12% e 15% com o aumento do tamanho da reserva.
- O CT é reduzido devido ao aumento da PE: de 20% para 9%, 6% e 4%.

GT, PE e CT – preço 50 e 70 US\$/bbl

- ⇒ O mesmo ocorre para todos os níveis de preço 36, 50 e 70 US\$/bbl, GT sem PE sofre pouca variação, enquanto a PE sobe e, o CT cai. Ou seja, a fatia da empresa cai em razão do aumento da PE.
- ⇒ A vantagem de preços mais elevados é que em relação ao tamanho da reserva, há um melhor equilíbrio entre as fatias do governo GT, PE e fatia da empresa CT.

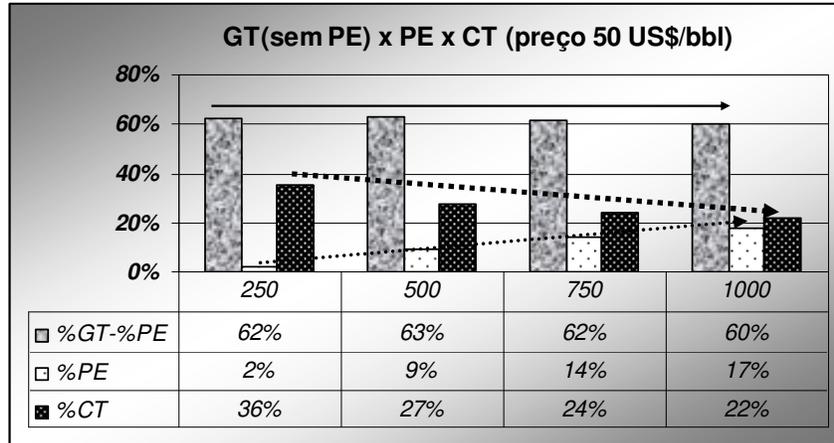


Figura 5.23 – GT (sem PE) x PE x CT (Preço 50 US\$/bbl)

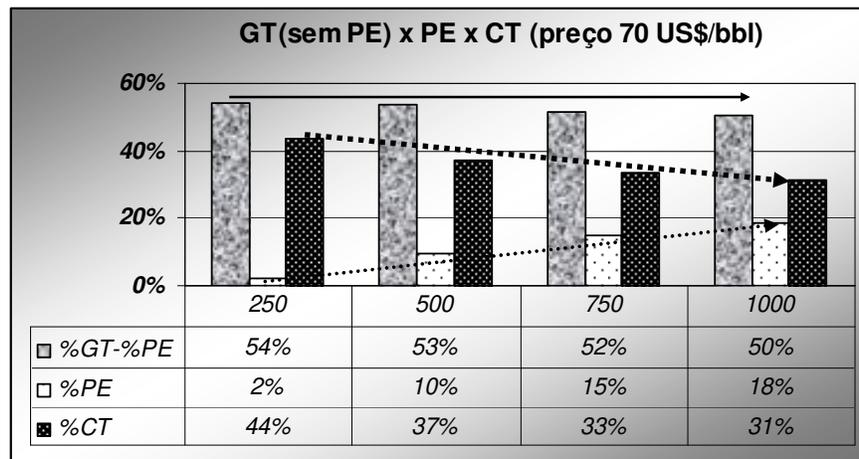


Figura 5.24 – GT (sem PE) x PE x CT (Preço 70 US\$/bbl)

Campos com Adição de Reserva (ou Produção em Módulos)

GT, PE e CT – Campos com Adição de Reserva - preço 36 US\$/bbl

⇒ Para o preço de 36 US\$/bbl, quando é adicionada uma reserva em um mesmo campo já em produção (ou produção em módulos), a fatia do governo (GT) fica acima de 100% tornando a fatia da empresa (CT) negativa.

- ⇒ Nesse caso o projeto é reprovado, pois o Valor Presente Líquido (VPL) da empresa é negativo.
- ⇒ O agravante é que apesar da forma de cálculo da PE ter prejudicado especialmente o segundo projeto (a reserva adicionada) com maiores alíquotas, a arrecadação total da PE também é menor. O governo não arrecadou mais participação especial (PE).

A Figura 5.25 mostra que, ao preço de 36 US\$/bbl no caso de campo com única reserva de 750 o GT (sem PE) era de 82% e, para campo do tipo 500+250 MMbbl, subiu para 103%; a PE, de 12% foi reduzida para 8% e o CT foi reduzido de 6 para -11%.

Ou seja, embora ambos os campos totalizem 750 MMbbl, um campo com mais de uma reserva ou desenvolvido em módulos (500+250 MMbbl), sofre queda de rentabilidade podendo ficar negativa, o segundo projeto ou módulo terá incidência de alíquotas maiores de PE com o agravante de o governo, no montante total, arrecar menos PE.

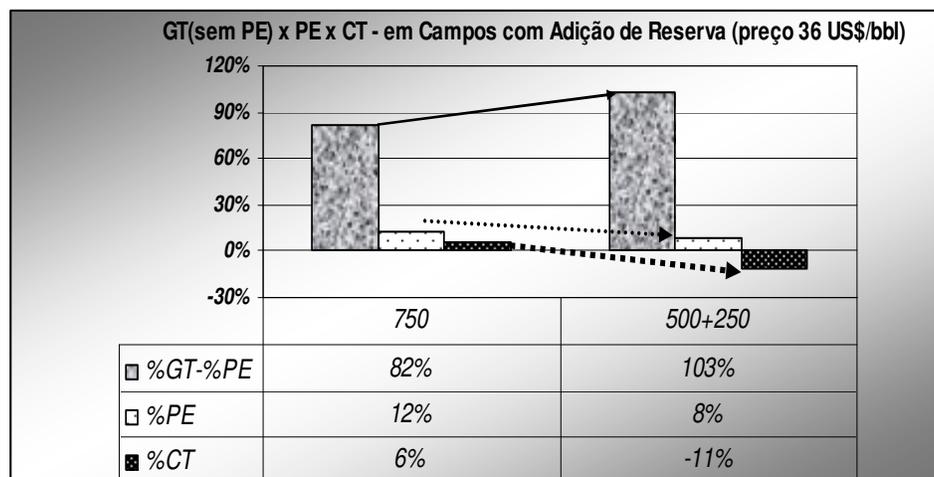


Figura 5.25 – GT (sem PE) x PE x CT – campos com Adição de Reserva (Preço 36 US\$/bbl)

- A metodologia de cálculo da PE prejudica a viabilidade do segundo projeto, às vezes do projeto todo, e o governo não arrecadará mais participação especial, necessariamente.

GT, PE e CT – Campos com Adição de Reserva - preço 50 e 70 US\$/bbl

- ⇒ Para todos os preços (36, 50 e 70 US\$/bbl), para adição de reserva, há redução da fatia da empresa (CT), há redução de participação especial (PE) e aumento da fatia do governo sem PE (GT-PE).
- ⇒ A única diferença é que para níveis mais elevados de preços (50 e 70 US\$/bbl) a fatia da empresa não chega a ficar negativa inviabilizando o projeto como é o caso do preço de 36 US\$/bbl.

As Figura 5.26 e Figura 5.27 mostram que a preços mais elevados (50 e 70 US\$/bbl), a fatia da empresa sofre queda, mas permanece positiva, a PE cai e GT-PE é o único que sobe.

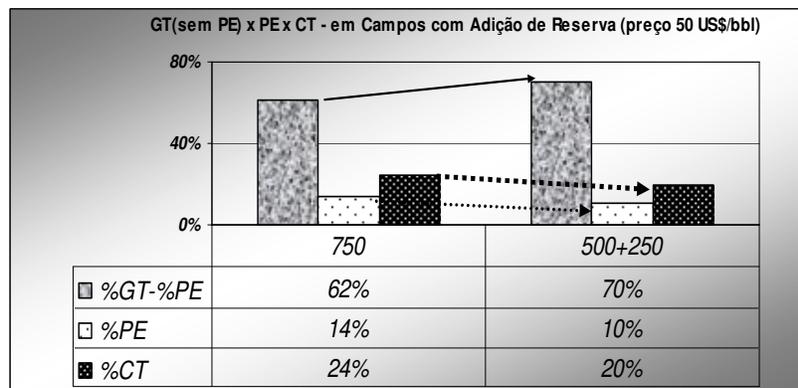


Figura 5.26 – GT (sem PE) x PE x CT – campos com Adição de Reserva (Preço 50 US\$/bbl)

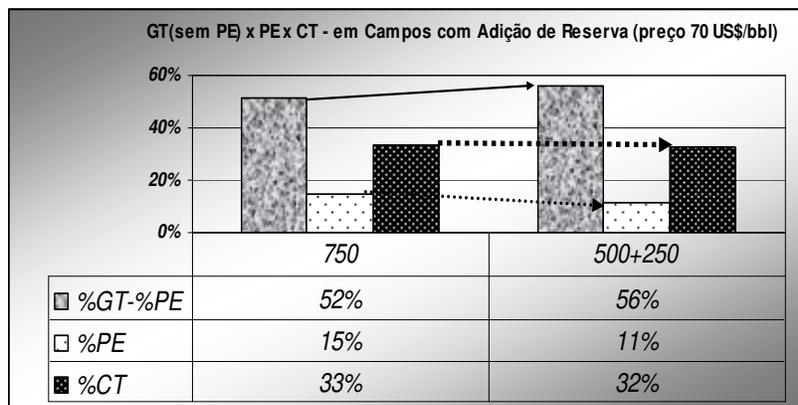


Figura 5.27 – GT (sem PE) x PE x CT – campos com Adição de Reserva (Preço 70 US\$/bbl)

- O %GT-PE (sem PE) é o único que sobe, pois a %PE é reduzida e o %CT (VLP) também.
- ⇒ Portanto, observe que nos campos com adição de reservas estudados, em qualquer preço, a empresa terá redução em sua fatia (CT), e a PE também será ser reduzida.
- ⇒ Com um agravante, a PE já onerou os resultados da empresa com alíquotas maiores de PE sobre a reserva adicionada, elevando o pagamento de PE para essa reserva, mas sem aumentar o valor total de arrecadação da PE. Isso ocorreu devido à metodologia de cálculo da PE que não considera diferenciação da entrada de novas reservas em um mesmo campo já em produção.

METAMODELOS

5.6 Metamodelos para a PE e o VPL

A construção de metamodelos permitiu verificar como as variáveis (preço, capex, opex e qualidade do óleo) impactam sobre a Participação Especial (PE) e sobre o Valor Presente Líquido (VPL).

Para isso, uma vez atendidas as pré-condições para construção do metamodelo, foi realizada análise de risco, com 240 mil observações¹⁶. Essas observações foram geradas através da técnica de Monte Carlo, com 5 mil iterações entre cada variável de *input* e *output*.

RESULTADOS:

- ⇒ Quanto maior o preço e a qualidade do óleo, maior o VPL e PE.
- ⇒ Quanto maiores os investimentos e custos operacionais, menor o VPL e PE.
- ⇒ Cada metamodelo além de apresentar essa relação entre as variáveis de *input* (entrada) com o seu *output* (saída), ele quantifica essa relação. Por exemplo: ele verifica em quanto (\$) a variação de 1 unidade no preço impacta sobre o valor total da arrecadação de PE e do valor do VPL.

Construção do Metamodelo.

As Tabelas 5.1 e 5.2 demonstram os resultados da meta-modelagem, onde foram determinados os coeficientes das funções, em 4 cenários de reserva (250, 500, 750, e 1000 MMbbl), ao preço de 36 US\$.

Equação Geral da PE e VPL:

$$PE_i = \beta_1 + \beta_2 P_i + \beta_3 C_i + \beta_4 O_i + \beta_5 Q_i + \varepsilon_i \quad (5.1)$$

$$VPL_i = \beta_1 + \beta_2 P_i + \beta_3 C_i + \beta_4 O_i + \beta_5 Q_i + \varepsilon_i \quad (5.2)$$

¹⁶ A análise de risco com Simulação de Monte Carlo também fornece resultado de PE e VPL “riscado” (sob risco), que não foram demonstrados nesta pesquisa por serem dispensáveis para a construção e do metamodelo.

onde,

PE = Participação Especial

VPL = Valor Presente Líquido

P = Preço do Óleo

C = Capex

O = Opex

Q = Qualidade do Óleo

5.6.1 Metamodelos da PE e do VPL ao Preço de 36 US\$/bbl

Tabela 5.1 – Coeficientes do Meta-modelo da **PE** (Preço 36 US\$/bbl) => 60.000 observações.

| Preço | Reserva | β_1 | $\beta_2 P$ | $\beta_3 C_i$ | $\beta_4 O_i$ | $\beta_5 Q_i$ | R_2 |
|-------|---------|-----------|-------------|---------------|---------------|---------------|------------|
| 36 | 250 | -98,24 | 2,69 | -5,97 | -5,64 | 2,72 | 0,980219 |
| 36 | 500 | -1720,24 | 47,28 | -122,57 | -94,74 | 47,74 | 0,9700668 |
| 36 | 750 | -1757,07 | 47,61 | -123,18 | -96,15 | 48,54 | 0,97105624 |
| 36 | 1000 | -727,27 | 20,80 | -54,97 | -40,14 | 20,13 | 0,970237 |

Obs.: O valor de P foi inferior a 0,1% para todas as modelagens¹⁷.

Metamodelos da **PE** (preço 36 US\$/bbl)

▪ 250 MMbbl => $PE = -98,24 + 2,69P - 5,97C - 5,64O + 2,72Q$ (5.3)

▪ 500 MMbbl => $PE = -1720,24 + 47,28P - 122,57C - 94,74O + 47,74Q$ (5.4)

▪ 750 MMbbl => $PE = -1757,07 + 47,61P - 123,18C - 96,15O + 48,54Q$ (5.5)

▪ 1000 MMbbl => $PE = -727,27 + 20,80P - 54,97C - 40,14O + 20,13Q$ (5.6)

¹⁷ Após a conclusão da regressão, com os coeficientes determinados, deve ser verificado se a significância dos coeficientes foi estatisticamente relevante e coerente (teste *t Stat* e/ou *P-value*), então, o impacto de cada uma das variáveis de incerteza (*input*) sobre as variáveis de interesse (*output* - VPL e PE) varia de acordo com a equação formada.

No metamodelo para 250 MMbbl, se o preço (P) aumentar em 1 US\$, a Participação Especial (PE) aumentará em 2,69 MM US\$. Se o capex (C) aumentar em 1 US\$/bbl, a PE se reduz em 5,97 MM US\$. Interpretação análoga para os demais coeficientes.

Tabela 5.2 – Coeficientes do Meta-modelo do **VPL (Preço 36 US\$/bbl)** => 60.000 observações.

| Preços | Reserva | β_1 | β_2P | β_3C_i | β_4O_i | β_5Q_i | R_2 |
|--------|---------|-----------|------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| 36 | 250 | -2504,22 | 68,68 | -286,73 | -154,69 | 69,85 | 0,995755 |
| 36 | 500 | -5952,67 | 164,83 | -840,42 | -408,05 | 168,34 | 0,9925041 |
| 36 | 750 | -6030,58 | 164,69 | -835,26 | -407,38 | 169,79 | 0,992436 |
| 36 | 1000 | -4244,84 | 117,07 | -573,81 | -287,51 | 119,19 | 0,994120485 |

Obs.: O valor de P foi inferior a 0,1% para todas as modelagens.

Metamodelos do **VPL** (preço 36 US\$/bbl)

▪ 250 MMbbl => $VPL = -2504,22 + 68,68P - 286,73C - 154,69O + 69,85Q$ (5.7)

▪ 500 MMbbl => $VPL = -5952,67 + 164,83P - 840,42C - 408,05O + 168,37Q$ (5.8)

▪ 750 MMbbl => $VPL = -6030,58 + 164,69P - 835,26C - 407,38O + 169,79Q$ (5.9)

▪ 1000 MMbbl => $VPL = -4244,84 + 117,07P - 573,81C - 287,51O + 119,19Q$ (5.10)

- Os R^2 da regressão foram altos, entre 0,97 a 0,99, portanto, pode-se prosseguir com verificação da significância dos parâmetros.

Verificação da significância econômica dos coeficientes dos modelos (VPL, PE):

- Na verificação da significância econômica dos coeficientes, os sinais foram coerentes: o Preço do Óleo e a Qualidade do Óleo apresentaram sinais positivos, significando que quanto maior o preço e qualidade do óleo, maior o VPL e PE. Já, os sinais do Capex e Opex apresentaram sinais negativos, também coerentes, pois

quanto maior os custos com investimentos e custos operacionais, reduzem-se o VPL e a PE.

Exemplo de interpretação para tomada de decisões:

Caso aumentem os investimentos em 1 unidade, em quanto deverão subir os preços para que se mantenha o mesmo VPL?

- Do ponto de vista da tomada de decisões, o metamodelo fornece também indicações importantes para verificar a relação das variáveis independentes (P, C, O, Q) com sua variável dependente (VPL). Pode-se chegar a rápidos perfis de indicadores de decisão, sabendo qual a relação (crescente ou decrescente) de cada variável e seu peso. O investidor poderá optar por um investimento maior, desde que os preços sejam elevados o suficiente para cobrir os gastos e lhe proporcionar um VPL esperado. No modelo estudado, uma unidade de preço (1 US\$/bbl) representa um acréscimo de 68 MM US\$ (milhões de dólares) no VPL, enquanto que o aumento de uma unidade de investimento (1 US\$/bbl) representa um decréscimo de 286 MMUS\$ no VPL. Se o investidor quiser saber o quanto poderá aumentar seu investimento, porém, sem reduzir seu VPL, considerando uma alta dos preços, poderá fazer uma simples interpolação de dados: para cada 1 US\$ o VPL é de 68 MMUS\$, para 286 MMUS\$ o preço deverá aumentar em quanto? A relação final é igual a $286/68 = 4,2$ US\$ ($4,2 / 36$ US\$ = 12%). Os preços deverão aumentar em 4,2 US\$ para que se possa gastar 1 US\$ ($1 / 5,71$ US\$ = 18%) a mais em investimentos, de forma que se mantenha o VPL no mesmo patamar. Esses são modelos para simulações rápidas, que definem de forma genérica (sob risco), algumas alternativas mais atrativas, que a partir de então, podem ser detalhadas, mas, o investidor já possui parâmetros para análise e já está ciente do comportamento, peso e relação das variáveis de seu modelo. Alterando-se somente os preços, mantidas todas as demais variáveis constantes, o projeto ganha mais VPL e PE, tornando o projeto mais atrativo. Da mesma forma, reduzindo-se os investimentos e custos operacionais, também o VPL e PE tem aumento.

5.6.2 Metamodelos da PE e do VPL ao Preço de 50 US\$/bbl

As Tabelas 5.3 e 5.4 demonstram os resultados da meta-modelagem, onde foram determinados os coeficientes das funções, em 4 cenários de reserva (250, 500, 750, e 1000 MMbbl), ao preço de 50 US\$. As relações e tendências foram as mesmas verificadas ao preço de 36 US\$/bbl e também se mostraram coerentes.

Tabela 5.3 – Coeficientes do Meta-modelo da **PE** (Preço 50 US\$/bbl) => 60.000 observações.

| Preço | Reserva | β_1 | β_2P | β_3C_i | β_4O_i | β_5Q_i | R_2 |
|-------|---------|-----------|------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| 50 | 250 | -131,80 | 2,61 | -5,19 | -5,61 | 3,65 | 0,9925348 |
| 50 | 500 | -1.098,97 | 21,49 | -57,33 | -49,18 | 30,90 | 0,9916088 |
| 50 | 750 | -2.483,68 | 49,56 | 137,44 | 106,52 | 70,02 | 0,99071069 |
| 50 | 1000 | -4.175,77 | 81,62 | -227,26 | -181,65 | -118,02 | 0,99118101 |

Obs.: O valor de P foi inferior a 0,1% para todas as modelagens.

Metamodelos da **PE** (preço 50 US\$/bbl)

$$\blacksquare 250 \text{ MMbbl} \Rightarrow PE = -131,80 + 2,61P - 5,19C - 5,61O + 3,65Q \quad (5.11)$$

$$\blacksquare 500 \text{ MMbbl} \Rightarrow PE = -1098,97 + 21,49P - 57,33C - 49,18O + 30,90Q \quad (5.12)$$

$$\blacksquare 750 \text{ MMbbl} \Rightarrow PE = -2483,68 + 49,56P - 137,44C - 106,52O + 70,02Q \quad (5.13)$$

$$\blacksquare 1000 \text{ MMbbl} \Rightarrow PE = -4175,77 + 81,62P - 227,26C - 181,65O + 118,02Q \quad (5.14)$$

Tabela 5.4 – Coeficientes do Meta-modelo do **VPL (Preço 50 US\$/bbl)** => 60.000 observações.

| Preços | Reserva | β_1 | β_2P | β_3C_i | β_4O_i | β_5Q_i | R_2 |
|--------|---------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|-------------|
| 50 | 250 | -3.395,70 | 66,85 | -275,39 | -150,09 | 94,83 | 0,9969071 |
| 50 | 500 | -5.576,29 | 111,83 | -540,41 | -271,00 | 156,21 | 0,995805802 |
| 50 | 750 | -7.924,39 | 156,73 | -776,03 | -382,22 | 220,82 | 0,995448399 |
| 50 | 1000 | -10.010,78 | 198,99 | -1.001,24 | -481,72 | 277,38 | 0,994591 |

Obs.: O valor de P foi inferior a 0,1% para todas as modelagens.

Metamodelos da **VPL** (preço 50 US\$/bbl)

▪ 250 MMbbl => $VPL = -3395,70 + 66,85P - 275,39C - 150,09O + 94,83Q$ (5.15)

▪ 500 MMbbl => $VPL = -5576,29 + 111,83P - 540,41C - 271,00O + 156,21Q$ (5.16)

▪ 750 MMbbl => $VPL = -7924,39 + 156,73P - 776,03C - 382,22O + 220,82Q$ (5.17)

▪ 1000 MMbbl => $VPL = -10010,78 + 198,99P - 1001,24C - 481,72O + 277,38Q$ (5.18)

- Os resultados ao preço de 50 US\$/bbl de R^2 da regressão foram altos, todos em torno de 0,99, portanto pode-se prosseguir com verificação da significância dos parâmetros, pouco acima da simulação com preço de 36 US\$.
- Na verificação da significância econômica dos coeficientes, os sinais foram coerentes: o Preço do Óleo (Variável X1) e Qualidade do Óleo (X4) apresentaram sinais positivos, significando que quanto maior o preço e qualidade do óleo, maior o VPL e PE. Já, os sinais do Capex (X2) e Opex (X3) apresentaram sinais negativos, também coerentes pois quanto maior os custos com investimentos e custos operacionais, reduzem-se o VPL e a PE, portanto os resultados ao preço de 50 US\$/bbl seguiram mesma tendência que aos resultados com preço de 36 US\$.

6 CONCLUSÕES

A Participação Especial (PE) é responsável por uma arrecadação significativa, apropriada pelo governo, oriunda atualmente de 21 campos de petróleo (2007). Desde o início de sua arrecadação em 2000 até 2007, o valor tem crescido rapidamente até atingir o patamar de cerca de R\$ 8,8 bilhões, em função das sucessivas descobertas de novas reservas de petróleo, especialmente na Bacia de Campos – RJ. Esse valor tende a crescer ainda mais futuramente, em função das novas descobertas, na Bacia de Santos, que prevê aumento de 50% das reservas de óleo do país, entre outras descobertas, que entrarão em fase de produção.

A Participação Especial tem grande impacto na política de geração de receitas destinadas aos órgãos governamentais e, os sucessos financeiros assim obtidos até o momento, pela aplicação sistemática dessa Participação Especial, ao longo dos anos, podem ocasionar distorções que a atual metodologia de cálculo apresenta no caso dos preços utilizados nesse trabalho, inibindo importantes investimentos por parte dos agentes econômicos.

Cabe ressaltar que a Participação Especial é um dos principais instrumentos legais da regulação de concessões, visando proteger o interesse nacional e, ao mesmo tempo, criar um ambiente de atratividade aos investidores em todas as áreas passíveis de exploração e produção. Para isso, considera critérios e métodos de cálculo em lei própria, prevendo inclusive formas de descontos.

Apesar de relevante e crescente arrecadação, a finalidade a que se propõe a Participação Especial tem se revelado não eficiente e inadequada dependendo das características do campo, preços, custos e, especialmente, com o aumento dos tamanhos dos campos, com grandes volumes de reserva para produção, maiores que os existentes da criação da Lei do Petróleo em 1997. O estudo, com os respectivos quadros numéricos e gráficos, expõe um certo desequilíbrio entre o

peso excessivo da Participação Especial e a lucratividade da empresa investidora para as dimensões de campo utilizadas e os preços utilizados na simulação.

Neste trabalho foram realizadas diversas simulações que mostram os impactos causados em cada um dos tipos de campos petrolíferos pesquisados, com respectivos indicadores econômicos apurados. As simulações partiram do pressuposto da neutralidade visando garantir um equilíbrio no atual sistema de arrecadação entre governo e concessionários.

É ilustrativo o exemplo que, dependendo do perfil do campo, a aplicação da Participação Especial pode comprometer um projeto promissor, como no caso da adição de reservas em um mesmo campo, já em produção, conforme descrito adiante e detalhado no capítulo de resultados.

Esse estudo apenas mostra um cenário negativo focando em campos de maior produção ou campos com produção em módulos, ou ainda, adição de reserva sobre um mesmo campo que, mantida a sistemática atual, a sua produção tornar-se-ia inviável economicamente, desencorajando a atração de qualquer investimento de risco. Os campos seriam abandonados enquanto houvesse melhor opção de investimentos. Isso ocorre pelas alíquotas incidentes de participação especial que não considera as diferentes características de cada projeto e as suas rentabilidades.

A mudança do perfil de produção com a entrada de campos de elevada produtividade e grandes volume exigirá ajustes da PE para acomodar uma estrutura que reflita um equilíbrio adequado entre a participação governamental e os resultados auferidos pelas empresas.

Campos com Diferentes Reservas

- Foram analisados diferentes tamanhos de campos, cada qual com uma única reserva isolada, de 250, 500, 750 e 1000 MMbbl (milhões de barris). Verificou-se que nos modelos estudados, dependendo das características do campo a Participação Especial (PE) pode causar distorções.
- As dimensões de campo utilizadas nesta dissertação mostraram que a PE é bastante eficiente, se o nível de preços estiver mais elevado, se apropriando da renda excedente da empresa. Existe uma boa correlação entre o crescimento do percentual da PE e a fatia de lucros da empresa. Neste caso quanto maior a produtividade e o tamanho do campo, mais a empresa será onerada, mas de certa forma, equilibrada entre a participação da empresa, governo e PE.

- A PE causa distorções, em caso de níveis mais baixos de preços e/ou custos elevados, chegando a ter retornos de Valor Presente Líquido (VPL), em valores absolutos, quase que semelhantes, para uma reserva de 500 ou 1000 MMbbl. Nesse caso o investidor optará por investir menos, no campo menor, já que o retorno será o mesmo. Se o investidor optar por menor investimento, o governo também arrecadará um menor valor de participação especial, com os impactos decorrentes (empregos, geração de receitas, etc).
- Além do preço devem ser considerados indicadores do projeto, tais como os custos, qualidade, características dos reservatórios e tecnologias, que possuem impacto importante na viabilidade econômica do campo e, conseqüentemente, nas variações da PE e da parcela da empresa.

6.1 Campos com Adição de Nova Reserva

- Quando num campo ocorre o desenvolvimento em módulos e são produzidas mais de uma reserva, ocasiona a incidência de alíquotas maiores de participação especial (PE). Isso onera, especialmente, os projetos de produção das novas reservas nesse campo, tendendo a inibir novos investimentos ou provocando distorções.
- Quando um campo é muito grande, ele é subdividido em projetos menores (devido aos altos investimentos), e cada reserva (de cada projeto) entra em produção em épocas diferentes (diversos módulos). O projeto 1 desse campo terá o “gatilho” do “relógio” da PE, disparado a partir da primeira produção, com alíquotas de PE correspondentes a cada ano e faixa de produção. O problema é que o Projeto 2 (com a nova reserva no mesmo campo), terá que arcar com as alíquotas maiores, pois considera o gatilho do Projeto 1. O Projeto 2, ao invés de pagar 0%, pode chegar a pagar até 40% de alíquota de Participação Especial, dependendo do perfil de produção do campo.
- Nos diferentes cenários de preços e reservas, a arrecadação de PE cai em todos os cenários de reservas adicionadas estudadas e a rentabilidade da empresa também. Esta tendência pode inibir investimentos em novas reservas, em campos já em

produção. Se os níveis de preços estiverem mais baixos e/ou os custos estiverem muito altos, o VPL pode chegar a se tornar negativo, então o projeto pode ser postergado, e o investidor optará por alternativas que lhe dê ganhos mais elevados. Nesse caso a empresa adia o início da produção e o governo perde o fluxo de arrecadação com impactos diversos (empregos, tributos, taxas, etc.).

6.2 Meta-modelagem

- A meta-modelagem permitiu a verificação das variáveis com maior impacto sobre a PE e VPL. Através dessa técnica foram construídos os meta-modelos, encontrando os coeficientes das funções que determinavam a PE e VPL dos modelos propostos. Esse modelo se mostrou robusto, expressando que quanto maior o preço e qualidade do óleo, maior PE e VPL. De maneira análoga, quanto maiores os custos de investimento (Capex) e custos operacionais (Opex), menor a PE e VPL.
- O meta-modelo permite a verificar, de forma genérica e rápida, a relação entre as variáveis, como por exemplo, qual o valor de aumento de preço necessário para compensar um aumento de uma unidade no custo do investimento (capex), para que se mantenha o mesmo VPL para a empresa. Isso permite obter um panorama geral e economiza tempo em simulações para análise de decisão.

6.3 Trabalhos Futuros

Essa pesquisa possibilita diversos novos estudos sobre a Participação Especial (PE), conforme sugestão de trabalhos futuros, descritos a seguir.

- Análise aprofundada com simulações utilizando os novos perfis das últimas descobertas com grandes volumes e reservas na Bacia de Santos acima de 5 bilhões de bbl, utilizando uma amplitude maior de preços, custos, qualidade de óleo entre outros determinantes.

- Revisão e sugestão de algumas adequações sobre a metodologia de cálculo da Participação Especial, considerando as premissas do contexto atual, bem como outros tipos de indicadores associados aos volumes de produção, tais como relações entre renda líquida tributável, custos e produção acumulada, entre outros.
- Estudo comparativo da Participação Especial com outras formas de apropriação da renda/produção extraordinária de petróleo (*windfall profits*) de outros países.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS
ASY, R. M. S. **Modelando Estruturas de Dependência Através de Cópulas: Contribuições para análise de incerteza em projetos de exploração e produção.** Tese (Doutorado). Universidade Estadual do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

ANP. **Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural**, Rio de Janeiro, ANP, 2001.

ANP. **Consolidação das Participações Governamentais 2006 e 2007.** Rio de Janeiro, ANP, 2006 e 2007 (www.anp.gov.br - pesquisa em 26/07/2007 e 22/03/2008).

ANP. **Dados Estatísticos.** Rio de Janeiro, ANP, 2007. (www.anp.gov.br, pesquisa em 26/07/2007)

ASRILHANT, B. **Projetos Estratégicos no Setor de Exploração e Produção de Petróleo.** Gestão de Operações e Logística, RAE, 2003.

AVANSI, G. **Uso de Metamodelos na Seleção de Estratégias de Produção e Avaliação Econômica de Campos de Petróleo.** Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo). Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 2008.

BARBOSA, D. H., BASTOS, A. C. **Impacto da Tributação nas Atividades de E&P em Águas Profundas no Brasil.** In Regulação em Petróleo e Gás Natural – Campinas-SP: Editora Komed, 2001.

BARROWS, NORWAI. **Petroleum Legislation**, New York, SUP. 14, P.31-55, 30 SEPT., 1991.

BRASIL. Decreto Nº 2.705, de 3 de agosto de 1998. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília-DF, 4.8.1998.

BRASIL. Lei Nº 5.172, de 25 de outubro de 1966. **Código Tributário Nacional**, 1966.

BRASIL. Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. **Diário Oficial da União**, Poder Executivo, Brasília-DF, 07.8.1997.

BRASIL. Portaria ANP Nº 10, de 13 de janeiro de 1999. **Diário Oficial da União**, ANP, Brasília-DF, 13.1.99, republicada em 25.1.1999.

CONGRESS OF THE UNITED STATES - Congressional Budget Office. **Revenue Effects of The Crude Oil Windfall Profit Tax Act.** USA: 1983 (www.cbo.gov, acesso em 14/03/2008).

DEPARTMENT OF RESOURCES, ENERGY AND TOURISM – AUSTRALIAN GOVERNMENT. **Petroleum Resource Rent Tax – Overview.** Australian, 2003 (www.ret.gov.au, acesso em 14/03/2008).

DONOHUE, D. A. T. **Exploitation Agreements.** International Petroleum Management Certificate Program. Boston, Massachusetts, set, 1999.

GANDRA, R.M. ; POZNYAKOV, K.M. **O Impacto da Participação Especial na Decisão de Investimento em Projetos de Concessões Offshore com Superprodução de Hidrocarbonetos.** Rio Oil & Gas 2004. Rio de Janeiro-RJ: IBP, 2004.

GENTRY, D. W., O'NEIL, T. J. **Mine investment analysis.** New York: SME, 1984.

HAMMERSLEY, J.M. ; HANDSCOMB, D.C. **Monte Carlo Methods** – Chapman and Hall, London-Inglaterra, 1983.

KAISER, Mark J. ; PULSIPHER, Allan G. **A Meta-Modeling Approach to Fiscal System Analysis, Part II. Deepwater Royalty Relief in the Gulf of Mexico: A Case Study of Na Kika.** Petroleum Accounting and Financial Management Journal; 23, 3: Accounting & Tax Periodicals pg 60, Fall, 2004.

MADEIRA, M. G. **Comparação de Técnicas de Análise de Risco Aplicadas ao Desenvolvimento de Campos de Petróleo.** Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 2005.

MARTINS, Luiz Augusto Milani. **Política e administração da exploração de petróleo** – Rio de Janeiro-RJ: CETEM/CNPq, 1997.

MURTHA, J.A. **Monte Carlo simulation: its status and future.** SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, SPE 37932, 1997.

MURTHA, J.M. **Some Challenges for Monte Carlo Simulation.** The WayAhead. A publication of SPE, pp 13., Vol. 2, Number 2, USA, SPE, 2006.

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (NPD). **The Norwegian Petroleum Tax System.** (www.npd.no, consulta em 14/03/2008).

PEREIRA, Mariana de Azevedo. **Avaliação do Impacto dos Tributos na Incorporação de Reservas nas Empresas do Setor de Petróleo.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

PINDYCK, R.S. ; RUBINFELD, D.L. **Econometria – Modelos e Previsões.** Rio de Janeiro-RJ: Elsevier, 2004.

RISSO, V. F., RISSO, F. V. A. e SCHIOZER, D. J. **Ajuste de Histórico de Campos de Petróleo Utilizando a Metodologia do Planejamento Estatístico.** In: XXVII CILAMCE. Belém, Pará, Brasil, p.03-06 Setembro, 2006.

RUTLEDGE, I., WRIGHT, P. **Profitability and Taxation in the UKCS oil gás industry: analyzing the distribution of rewards between company and country,** Energy Policy, Vol. 26, 1998.

SANDRONI, P. **Novo Dicionário de Economia.** São Paulo-SP: Editora Best Seller, 1994.

SCHIOZER, D. J., LIGERO, E. L., SUSLICK, S. B., COSTA, A. P. A. e SANTOS, J. A. M. **Use of Representative Models in the integration of Risk Analysis and Production Strategy Definition.** JPSE – Journal of Petroleum Science and Engineering, pp 131-141, número 1-2, vol. 44, Outubro, 2004.

SCHIOZER, R. F. **Um Modelo de Alívio de Royalties para Campos Maduros de Petróleo.** Dissertação (Mestrado). Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP, 2002.

SEMINÁRIO DE GÁS E ENERGIA 2007. **Plano de Desenvolvimento da Bacia de Santos.** Santos-SP: Unaeventos, 2007.

SILVA, A.C.P.R., BRANDÃO JR, C.A.G., SILVEIRA NETO, O.S., CUNHA, S.Y.e ARAÚJO, Y.M. **Transferência de Direitos Decorrentes da Concessão: Os Contratos de Farm-In/Farm-Out em Face dos Princípios da Ordem Jurídica Brasileira.** 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. Rio de Janeiro-RJ: IBP, 2005.

SIMÃO, N.B. **A reestruturação do Setor Petrolífero no Brasil: A questão da Tributação.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

STERMOLE, F. J., STERMOLE, J. M. **Economic Evaluations and Investment Decision Methods**”. Golden: Investment Evaluation, 1974.

SUSLICK, Saul B. (Org.). **Regulação em Petróleo e Gás Natural**. Campinas-SP: Editora Komed, 2001.

SUSLICK, Saul B. ; SCHIOZER, Denis J. **Risk Analysis Applied to Petroleum Exploration and Production: An Overview**. Journal of Petroleum Science and Engineering, vol 44,n.2, pp1-9, 2004.

TILTON, J.E. **On Borrowed Time?** Assessing the Threat of Mineral Depletion. Washington, DC: Resources for the Future. 2002.

UK GOVERNMENT. Revenue and Customs. **Corporation Tax - Petroleum Revenue Tax**. UK: 2006 (www.hmrc.gov.uk, acesso em 14/03/2008).

VAN MEUR, P. **How Governments Tax Petroleum Will it Change?** Bear Stearns presentation. UEA: 2007.