

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA – PPGE

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

DECISÃO SOB INCERTEZA NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
HIDROCARBONETOS NO BRASIL:
QUANTIFICANDO DIFERENTES RISCOS E SEU IMPACTO SOBRE A
ATRATIVIDADE DE INVESTIMENTOS

Vinícius Accurso de Mello Coimbra

Orientador: Prof. Dr. Edmar Luiz Fagundes de Almeida

Rio de Janeiro

2013

FICHA CATALOGRÁFICA

C679 Coimbra, Vinícius Accurso de Mello.

Decisão sob incerteza na exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil :
quantificando diferentes riscos e seu impacto sobre a atratividade de investimentos /

Vinícius Accurso de Mello Coimbra. -- 2013.

88 f. ; 31 cm.

Orientador: Edmar Luiz Fagundes de Almeida.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia,

VINÍCIUS ACCURSO DE MELLO COIMBRA

**DECISÃO SOB INCERTEZA NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE
HIDROCARBONETOS NO BRASIL:
QUANTIFICANDO DIFERENTES RISCOS E SEU IMPACTO SOBRE A
ATRATIVIDADE DE INVESTIMENTOS**

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

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Edmar de Almeida (Orientador)

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Prof. Dr. Carlos Frederico Leão Rocha

Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Prof. Dr. Luciano Dias Losekann

Universidade Federal Fluminense - UFF

Dezembro de 2013

AGRADECIMENTOS

Voltemos ao Início. Quem quer que tenha apertado aquele botãozinho que fez com que o Universo passasse de um estado de repouso, para a inflação, até chegar à forma como o encontramos hoje. Agradeço também ao primeiro conjunto de aminoácidos flutuantes que por motivações ainda hoje inexplicáveis, se juntaram e deram origem à vida.

Da vida, agradeço a tantas pessoas importantes que das mais variadas maneiras influenciaram essa minha ainda jovem jornada e me fizeram chegar até aqui. Meus pais, Sylvia e Luiz, que de maneira quase complementar moldaram os valores nos quais acredito e me deram a tranquilidade e o apoio necessários para que pudesse prolongar minha vida acadêmica. Agradeço também aos meus colegas da longa jornada de estudante. Os de Barretos, amigos de infância. Circe, Dudu e Henrique. Laços unidos sobre bases tão puras, e até hoje arquivadas em cantos pouco explorados da memória. Aos amigos de Graduação. Cúmplices do calor da “Califórnia brasileira”. O Brasil que deu certo. A todos os integrantes e agregados, primeiro da Skolta e depois da Rep. do Leitinho. Aos amigos de filosofia Nina e Allejjo por compartilharem suas visões de mundo. À volta ao Rio e o regaste da origem rubro-negra. Agradeço ao meu irmão, Vla, cujos feijões e caldos de ervilha facilitaram em muito minha transição. Aos amigos do mestrado. “Seriam tão bons como os de fila de banco”? Brincadeira. Obrigado pela discórdia, me obrigando todos os dias a repensar minhas crenças. Obrigado, também, à Valente Linda por ter colorido meus últimos anos de mestrado.

Com influência mais direta para esta dissertação, agradeço ao PRH-21, programa de formação de recursos humanos para o setor petrolífero apoiado pela ANP, não apenas pela ajuda financeira, mas pela inserção e qualificação que proporcionou. Da mesma forma, agradeço ao Grupo de Economia de Energia (GEE/IE-UFRJ), sua equipe (valeu Jose!) e estrutura que permitiram a participação em diversos cursos, palestras, seminários e congressos, fundamentais para minha formação acadêmica e networking profissional.

Fundamental o agradecimento ao meu orientador, prof. Edmar de Almeida, pela sua atenção e carinho ao longo dos últimos anos. Sempre se mantendo calmo e solucionando problemas quando os imaginava intransponíveis.

Por fim, não posso deixar de agradecer meu “colega de E&P”, também conhecido como chefe, Ariel Jacque, que soube entender minhas necessidades acadêmicas e, mais do que isso, compartilhou visões e conhecimentos sobre o tema a ser explorado aqui. **Obrigados!**

RESUMO

A Indústria Brasileira de Petróleo tem apresentado crescimento acelerado nos últimos anos. Este fato pode ser visto com otimismo já que a expansão do setor pode representar benefícios à sociedade, seja pelo estímulo industrial à sua extensa cadeia de fornecedores diretos e indiretos, seja pela alta arrecadação governamental que proporciona. No entanto, uma série de peculiaridades dessa indústria (tecnológicas, econômicas e regulatórias), aliado ao momento de transição pelo qual passa o setor, podem representar riscos capazes de impactar negativamente sua capacidade de atração de investimentos. Este trabalho teve como objetivo identificar os principais fatores de risco associados à exploração e produção de hidrocarbonetos (E&P) em águas profundas no Brasil. Além disso, buscou-se quantificar o impacto dos fatores selecionados sobre diferentes indicadores de atratividade. Para tal, utilizou-se de uma metodologia de modelagem por meio da ferramenta de Fluxo de Caixa Descontado. Ademais, foram utilizadas ferramentas estocásticas capazes de incluir no Modelo o comportamento incerto de diferentes variáveis, inerentes à E&P. O Modelo foi construído com o apoio de grupo de trabalho montado no Instituto Brasileiro do Petróleo e contou com a participação de especialistas do mercado e da academia. Os principais resultados encontrados corroboram a hipótese da existência de riscos associados à E&P nacional. Entre os fatores com maior potencial de impacto sobre a rentabilidade de projetos, está a insegurança jurídica associada ao regime de isenção fiscal – REPETRO. Para uma reserva de cento e cinquenta milhões de barris de óleo, o fim do REPETRO acarretaria perda de oito pontos percentuais na taxa interna de retorno do projeto, tornando-o inviável a preços do petróleo de até cento e quinze dólares por barril. Diante disto recomenda-se que os ajustes ao marco regulatório do setor, debatidos atualmente, sejam feitos com cautela, levando-se em consideração a busca pelo difícil equilíbrio entre a construção de um ambiente de negócios saudável às empresas ao mesmo tempo em que garanta que os benefícios da riqueza petrolífera sejam aproveitados por toda a sociedade.

ABSTRACT

The Brazilian Oil Industry has shown rapid growth in recent years. This fact can be seen optimistically as the expansion of the sector may present benefits, either by stimulating its extensive supply chain, either by providing high government revenues (ONIP, 2011). However, a number of peculiarities of the industry (technical, economic and regulatory) may represent risks capable of undermining its ability to attract investment. This study aimed to identify the main risk factors associated with hydrocarbon exploration and production (E & P) in Brazilian deep waters. In addition, we sought to quantify the impact of selected factors on different indicators of attractiveness. For this, we used a modeling methodology through the Discounted Cash Flow tool. Furthermore stochastic tools were used and permitted the inclusion of risks and uncertainties to the model. The model was built with the support of a working group set up in the Brazilian Petroleum Institute and with the participation of experts of the market and the academy . The main findings support the hypothesis of the existence of risks associated with E & P in national projects. Among the factors with the greatest impact is the legal uncertainty associated with the tax exemption scheme - REPETRO. For an accumulation of one hundred and fifty million barrels of oil, the end of REPETRO entail loss of six percentage points on the internal rate of return of the project, making it infeasible to oil prices of up to one hundred and fifteen U.S. dollars per barrel. Given this, it is recommended that the definition of public policies for the sector has to be taken with caution, taking into account the search for a balance between building a healthy business environment for enterprises and at the same time being able to distribute the oil wealth throughout society.

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1. INTRODUÇÃO.....	12
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E A TOMADA DE DECISÃO DE INVESTIMENTO SOB INCERTEZA.....	18
2.1 Fundamentos Técnicos da E&P	19
2.2 Fundamentos Econômicos da E&P	21
2.3 Fundamentos Regulatórios da E&P	24
2.3.1 <i>Sistemas Fiscais e Fundamentos Tributários</i>	26
2.3.2 <i>O REPETRO</i>	33
2.3.3 <i>A Política de Conteúdo Local</i>	34
2.4 Decisão sob Incerteza na E&P:	36
2.4.1 <i>Árvore de Decisão e o VME</i>	41
2.4.2 <i>Simulação de Monte Carlo</i>	42
2.4.3 <i>Indicadores de Rentabilidade</i>	43
CAPÍTULO 3: MODELAGEM ECONÔMICA DE PROJETOS DE E&P	45
3.1 O Ciclo de Vida de um Projeto de E&P	46
3.2 A Construção do Modelo Econômico	48
3.2.1 <i>Parâmetros Regulatórios</i>	48
3.2.2 <i>Parâmetros Técnicos</i>	49
3.2.3 <i>Parâmetros Tributários</i>	54
3.2.4 <i>Parâmetros Econômicos</i>	59
3.2.5 <i>Parâmetros da Análise de Monte Carlo</i>	61
CAPÍTULO 4: RESULTADOS: IMPACTO DE DIFERENTES FATORES DE RISCO SOBRE A ATRATIVIDADE DA E&P	62
4.1 Impacto do Sistema Fiscal	63
4.2 Impacto do Risco Regulatório	68
4.2.1 <i>Impacto do REPETRO</i>	68
4.2.2 <i>Impacto da Política de Conteúdo Local</i>	71
4.3 Análise do Tratamento Probabilístico de Incertezas	72
4.3.1 <i>Impacto do Risco Geológico</i>	73
4.3.2 <i>Impacto do Risco Econômico</i>	75
CAPÍTULO 5: CONCLUSÃO	81

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 01: Evolução da Participação do Setor de Petróleo e Gás Natural no PIB Nacional.....	12
Gráfico 02: Exemplo de Fluxo de Caixa de um Projeto Típico de E&P.....	46
Gráfico 03 – Curva de Produção associada à Reserva de 500MMBbl	50
Gráfico 04 – Curva de Produção associada à Reserva de 150MMBbl.....	51
Gráfico 05: Dualidade entre TIR e <i>Government take</i>	63
Gráfico 06: Sensibilidade do <i>Government take</i> frente ao Preço do Petróleo	64
Gráfico 07: Impacto do Preço do Petróleo sobre os Componentes do <i>Government take</i>	65
Gráfico 08: Sensibilidade do <i>Government take</i> frente a Variações nos Custos Operacionais.....	66
Gráfico 09: Sensibilidade do <i>Government take</i> frente a Variações nos Custos de Investimento.....	67
Gráfico 10: Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Preço do Petróleo.....	68
Gráfico 11: Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Custo Operacional	69
Gráfico 12: Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Custo de Investimento.....	70
Gráfico 13: Valores de <i>government take</i> com e sem REPETRO.....	71
Gráfico 14: Impacto da Multa de CL sobre a TIR.....	71
Gráfico 15: Impacto do Atraso da Produção sobre a TIR.....	72
Gráfico 16: Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a Variações no Preço do Petróleo.....	73
Gráfico 17: Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a Variações no Custo Operacional.....	74

Gráfico 18: Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a Variações no Custo de Investimento.....	74
Gráfico 19: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 500MMBbl: VPL.....	75
Gráfico 20: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 500MMBbl: <i>Government take</i>	76
Gráfico 21: Distribuição de probabilidade para um projeto de 500MMBbl: TIR.....	77
Gráfico 22: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 150MMBbl: <i>Government take</i>	78
Gráfico 23: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 150MMBbl: VPL.....	78
Gráfico 24: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 150MMBbl: TIR.....	79

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 01: Comparação entre Sistemas Fiscais	28
Quadro 02: Classificação de Diferentes Participações Governamentais quanto a Regressividade.....	32
Quadro 03: Evolução da Política de Conteúdo Local	35
Quadro 04: Categorias de Investimento Consideradas no Modelo.....	52
Quadro 05: Tributos e Alíquotas Consideradas no Modelo.....	54
Quadro 06: Composição Tributária das Categorias.....	55
Quadro 07: Distribuição dos Gastos por Categorias de Custo nas diferentes Categorias Tributárias no Cenário com REPETRO.....	58
Quadro 08: Distribuição dos Gastos por Categorias de Custo nas diferentes Categorias Tributárias no Cenário sem REPETRO Modelo.....	59
Quadro 09: Resumo dos Parâmetros Utilizados no Modelo	60
Quadro 10: Parâmetros Utilizados para a Simulação de Monte Carlo	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Cadeia de Valor da Industria do Petróleo	19
Figura 2: Alocação da Receita Bruta em um Projeto Típico de E&P	23
Figura 3: Principais Elementos do Desenho Institucional da Regulação da Indústria de Petróleo no Brasil	25
Figura 4: Comparação <i>Government take</i> na Literatura	29
Figura 5: Utilização de Ferramentas da Teoria da Decisão entre as Principais Operadoras no Mar do Norte	40
Figura 6: Exemplo de Árvore de Decisão de um Projeto de E&P	42

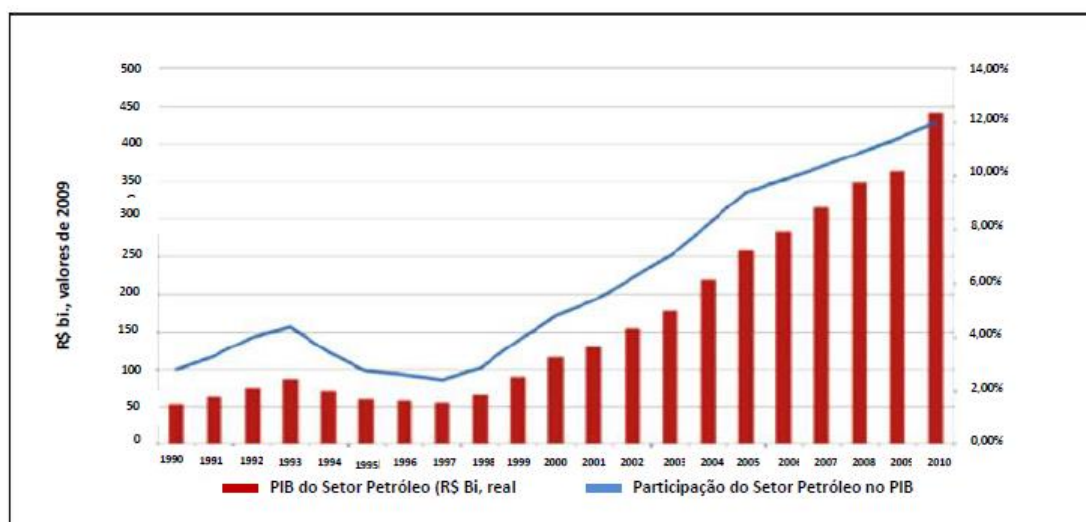
CAPÍTULO 1.

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

O setor petrolífero nacional¹ tem experimentado acelerado crescimento nas últimas décadas e hoje pode ser considerado um dos mais dinâmicos da economia brasileira. Observando o comportamento da participação do setor na renda nacional, demonstrada no gráfico 01 abaixo, tem-se que evoluiu de um valor de 3% em 1998 para 12% em 2007. Estima-se ainda que possa alcançar a parcela dos 20% em 2020 (ANP, 2010).

Gráfico 01: Evolução da Participação do Setor de Petróleo e Gás Natural no PIB Nacional



Fonte: Instituto Brasileiro do Petróleo

Em termos de investimento, o setor também apresenta números importantes. Após a descoberta de áreas com enorme potencial de acumulação de hidrocarbonetos, representada pela sequência geológica de bacias sedimentares que ficou conhecida como o Pré-Sal, alguns estudos projetam investimentos entre US\$480 bilhões e US\$1.350 bilhões até 2027 nesse setor, considerando a manutenção dos padrões atuais de consumo de energia (BNDES, 2010).

Muitos benefícios podem ser originados de uma indústria petrolífera aquecida. O setor aparece repetidas vezes entre os que mais geram efeitos multiplicadores de renda.

¹ A Indústria do Petróleo normalmente é dividida em três segmentos. i) *Upstream*, referente à Exploração e Produção de Hidrocarbonetos (E&P); ii) *Midstream*, que incorpora as atividades relativas ao transporte da produção e a comercialização dos derivados; e iii) *Downstream*, referente ao refino e produção de derivados. Para todos os efeitos este trabalho considera os termos upstream e E&P como sinônimos.

Investimentos no seguimento *upstream*² são capazes de estimular uma extensa cadeia de fornecedores diretos e indiretos contribuindo assim para o aprimoramento do desenvolvimento industrial brasileiro (ONIP, 2010).

Outro benefício está no fato de o setor gerar significativa arrecadação governamental. A natureza do petróleo como recurso natural finito, sua importância estratégica para o abastecimento energético nacional, e o fato do setor gerar rendas extraordinárias³, torna a exploração comercial das reservas petrolíferas alvo de marco regulatório específico. A propriedade dos recursos minerais é constitucionalmente reservada para toda a sociedade por meio da União (CONSTITUIÇÃO FEDERAL, 1989, artigo 177). Logo é dever do Estado garantir que a riqueza gerada com a atividade petrolífera seja traduzida em benefícios para toda população.

A estrutura atual da Indústria Nacional do Petróleo (INP) tem suas origens na reforma liberalizante do setor, promovida na década de noventa. A chamada Lei do Petróleo, de 1997 se inseriu em um contexto mundial de liberalização e busca por atração de investimentos externos para a indústria. Flexibilizou o monopólio da Petrobrás ao permitir que empresas de capital privado, nacionais e estrangeiras, desenvolvessem atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos em território nacional, sob o arcabouço jurídico do Contrato de Concessão. Além disso, construiu o desenho institucional que prevalece atualmente, criando os órgãos públicos e autarquias responsáveis pela elaboração e regulamentação da política energética nacional. (REGO, 2002).

Atualmente, pode-se dizer que o setor está em fase de transição. Com a mudança de paradigma causada pelas descobertas das enormes acumulações do pré-sal, aliado à mudança de patamar dos preços do petróleo a partir dos anos 2000⁴, o Brasil tem seguido o caminho de outros países detentores de reservas quanto à busca de aperfeiçoamento dos mecanismos legais que regem a indústria do petróleo. Em 2010, foi sancionado pela Presidência da República um conjunto de leis que, entre outras coisas, introduziu o Contrato de Partilha como modalidade jurídica a ser utilizada para a exploração e produção de jazidas petrolíferas localizadas no “polígono do pré-sal” ou em áreas consideradas estratégicas pelo Estado.

² O setor é dividido entre o segmento *upstream*, referente à exploração e produção de hidrocarbonetos (E&P); *midstream* – transporte e *downstream* – produção de derivados. Para todos os efeitos este trabalho considera *upstream* e E&P como sinônimos.

³ O assunto será abordado com maior profundidade no capítulo 2.

⁴ O preço saltou de 10 euros por barril em 1999 para um pico de 85 euros por barril em 2008.

Importante ressaltar que esta medida não afeta os contratos fora desta área nem os contratos antigos referentes a acumulações dentro da área citada acima. Para estes, o regime de contratação de empresas seguirá sendo orientado pelo Contrato de Concessão. Por isso, este trabalho irá se restringir a essa modalidade de contratação.

Considerando que o setor tem crescido e que isso pode representar benefícios para a população, e, além disso, que desde a abertura de 1997, as políticas do governo federal têm sido voltadas para a absorção de investimento externo, capazes de mitigar riscos e aumentar a produção, sem sobrecarregar o Estado (DIAS, 2013), este trabalho tem como foco o tema da atratividade de investimentos da atividade de exploração e produção de hidrocarbonetos em águas nacionais.

1.2 PROBLEMA

A evidência empírica mundial sugere que a transformação de acumulações de hidrocarbonetos em benefícios para a sociedade não é tarefa trivial. As reservas só geram riqueza para a sociedade se forem monetizadas, ou seja, se existir capacidade tecnológica e empresas dispostas a trazê-las a superfície e realizar o tratamento necessário para sua comercialização⁵. Aliado a isso está o fato de que por conta da intensidade em capital e altos custos envolvidos, poucas são as companhias capazes de investir nessa indústria. Linhas de financiamento tradicionais, na maioria das vezes, não estão acessíveis para lidar com os riscos existentes. O investimento normalmente se dá com capital próprio das empresas. Existe, portanto, forte competição entre os países para atrair as quantidades de investimento e capital humano, necessários para desenvolverem suas reservas a um ritmo desejado (ARAÚJO e ALMEIDA, 2007).

Outro ponto que dificulta o financiamento da atividade está relacionado às incertezas relacionadas à atividade de E&P. O petróleo é um hidrocarboneto formado por processos geológicos que duraram milhões de anos. Sua distribuição geográfica é irregular e os métodos utilizados para sua identificação além de custosos, não dão garantia de sucesso. No Brasil, os custos e incertezas são amplificados, já que os principais reservatórios são encontrados em águas profundas, e encontram-se a centenas de quilômetros da costa. Estima-se que a taxa de sucesso mundial da perfuração de poços exploratórios seja de 30% (ONIP, 2012). Além disso, projetos típicos de E&P possuem longo período de maturação e por isso sua rentabilidade

⁵ Outro tema fortemente discutido na literatura, mas que não será abordado neste trabalho, diz respeito ao uso da arrecadação petrolífera pelos governos.

pode ser afetada pelas flutuações de variáveis econômicas como o preço do petróleo e o custo dos insumos. Por fim, dado a forte presença do estado nesse setor, este se torna vulnerável a incertezas relacionadas a instabilidade política e regulatória (ARAUJO e ALMEIDA, 2007).

1.3 PERGUNTA

Considerando os diversos fatores capazes de impactar a decisão de investimento na indústria petrolífera nacional, existe risco da perda dos atuais níveis de atratividade observados?

1.4 HIPÓTESE

Sim. Dado o alto custo e diversas incertezas associadas à produção, a manutenção do bom desempenho atual do setor, quanto aos investimentos, não deve ser dada como certa. Pode existir risco de perda de atratividade.

Além disso, já existem sinais de que o momento de transição regulatória pelo qual passa a indústria está criando ambiente de incerteza jurídica referentes a uma série questões regulatórias ainda indefinidas pelo governo, e capazes de impactar a atratividade do setor. (CORREA, 2013). Questões como a proposta de nova distribuição dos royalties têm criado turbulências entre estados produtores e não produtores, colocando em risco o pacto federativo e podendo ter consequências tributárias capazes de impactar a rentabilidade dos projetos petrolíferos. Governo Federal e Estaduais também tem entrado em conflito quanto a desonerações federais à indústria que impactam negativamente a arrecadação estadual. O REPETRO, maior regime de isenção fiscal promovido pelo governo federal, voltado para a indústria do petróleo, tem gerado importante insegurança regulatória no setor. Sua vigência é sustentada por um decreto federal, e, atualmente, não existem informações sobre a possibilidade de prorrogação além de 2020.

1.5 OBJETIVO

Este trabalho tem como objetivo geral traçar um panorama da atratividade da indústria nacional de petróleo. Serão observados diferentes indicadores de atratividade e seu comportamento quando estressados a diferentes cenários e sensibilidades. Mais

especificamente, busca-se identificar e quantificar diferentes fatores de risco⁶ capazes de afetar a rentabilidade da produção de hidrocarbonetos em águas nacionais.

1.6 METODOLOGIA

Para o objetivo de identificação dos fatores de risco presentes no upstream nacional, este trabalho irá recorrer à literatura econômica com o intuito de iluminar os fundamentos da indústria do petróleo e os processos de tomada de decisão de investimento pelas empresas.

Após a identificação dos principais fatores de risco associados à E&P nacional, este trabalho pretende ilustrar e quantificar o impacto de cada um destes fatores sobre a rentabilidade de projetos. Para tal, será desenvolvido um modelo, baseado no conceito de Fluxo de Caixa Descontado (FCD), capaz de simular o ciclo de vida de um projeto típico de E&P em águas nacionais. O Modelo é fruto de parceria entre o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), o Grupo de Economia da Energia do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro (GEE-IE/UFRJ), e as principais empresas operadoras do *upstream* nacional. Foi montado um grupo de trabalho no IBP que discutiu e validou todos os parâmetros utilizados pelo modelo com o intuito de representar, com maior fidedignidade possível, todas as esferas (técnica, econômica e regulatória) a que estão sujeitos projetos petrolíferos típicos no Brasil. Os detalhes de construção do modelo serão apresentados no capítulo 2.

Por fim, em conjunto com o modelo de FCD, serão utilizadas duas ferramentas estatísticas capazes de incorporar a incerteza associada ao comportamento de diferentes parâmetros de entrada do modelo. São elas, o método da árvore de decisão e a simulação de Monte Carlo.

A utilização desta metodologia será defendida no capítulo 2, ao mostrar que a utilização de modelagem a partir de FCD é a principal ferramenta de análise de viabilidade econômica de projetos utilizada pelas empresas do setor.

1.7 APRESENTAÇÃO

Além desta introdução, para uma melhor estruturação lógica da análise do tema em questão, este trabalho está dividido da seguinte maneira:

O capítulo 2 irá recorrer à literatura econômica com o intuito de entender o funcionamento da indústria do petróleo, suas peculiaridades e o processo de tomada de

⁶ O conceito de Risco utilizado neste trabalho é o mesmo de Spradlin (1997), ou seja, a possibilidade de ocorrência de resultados indesejáveis capazes de inviabilizar um projeto.

decisão de investimento pelas empresas. Ao final, pretende-se identificar uma lista de fatores de risco capazes de interferir nos bons indicadores atuais de atratividade.

O capítulo 3 irá detalhar o procedimento de construção do Modelo assim como apresentar as ferramentas de análise que serão utilizadas para responder as perguntas a que se propõe responder este estudo.

O capítulo 4 apresentará os principais resultados encontrados, retomando os fatores de risco identificados no capítulo 2 e analisando seu impacto sobre a atratividade dos projetos analisados.

O capítulo 5 apresentará as principais conclusões tiradas após a realização do estudo. Retoma os principais resultados encontrados, assim como discute sua implicação para a indústria e os formuladores de política.

Capítulo 2

FUNDAMENTOS DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO E A TOMADA DE DECISÃO DE INVESTIMENTO SOB INCERTEZA

Este capítulo tem como objetivo recorrer à literatura econômica com o intuito de direcionar a análise a respeito da atratividade do upstream nacional. Retoma-se aqui a pergunta chave a que se propõe este estudo:

Existe risco da perda dos atuais níveis de atratividade observados pelo setor petrolífero nacional?

Acredita-se que para responder essa pergunta, primeiro, deve-se analisar a teoria econômica a respeito do tema com o intuito de identificar possíveis fatores de risco que deverão ser investigados de maneira quantitativa e cujos resultados serão apresentados no capítulo 4. Ou seja, passa a ser objetivo deste capítulo responder duas perguntas derivada da pergunta principal, a saber:

A quais fatores de risco está sujeito um projeto típico de E&P em território nacional? Quais serão selecionados para investigação mais aprofundada?

Quais ferramentas devem ser utilizadas para a análise quantitativa do impacto dos fatores de risco selecionados sobre indicadores de atratividade?

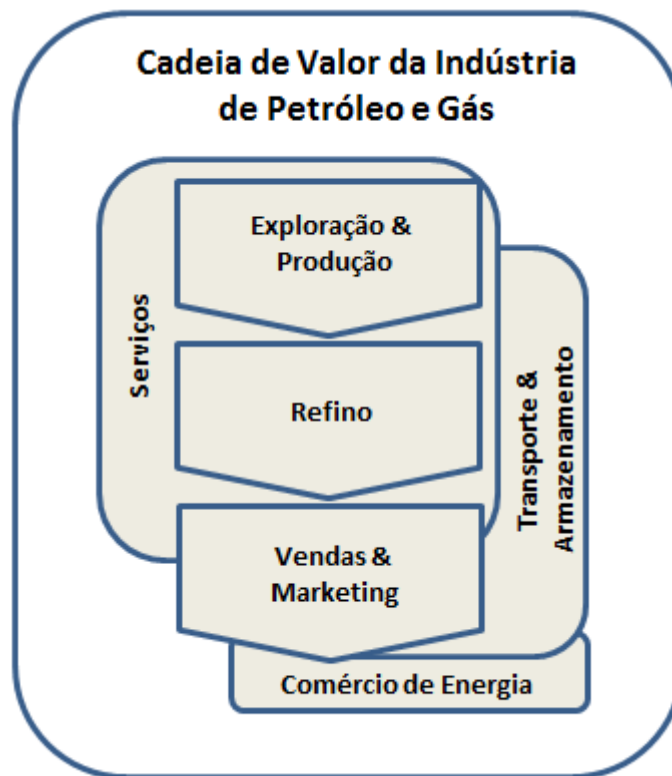
Para tal, este capítulo será dividido em duas partes. Primeiramente serão apresentados os fundamentos tecnológicos, econômicos, e jurídicos sob os quais a atividade de E&P está fundamentada e como estes influenciam a dinâmica de investimento na indústria. Pretende-se corroborar com a hipótese de trabalho apresentada na Introdução deste trabalho, que sugere que a natureza geológica das acumulações em águas nacionais, aliado à forte regulação governamental existente, pode gerar grande potencialidade de riscos capazes de inviabilizar projetos de petróleo. A segunda parte do capítulo abordará a mesma questão da atratividade, desta vez sob o ponto de vista da Teoria da Decisão de Investimento sob Incerteza (RAIFFA, 1964, DIXIT, 1996, entre outros). Mais especificamente sobre como as incertezas são percebidas e avaliadas, tanto pela teoria como pelos tomadores de decisão de investimento. Pretende-se analisar se existe intersecção entre as prescrições teóricas e o comportamento da

firma com o intuito, de qualificar as ferramentas escolhidas por este trabalho para a análise quantitativa do impacto dos fatores de risco sobre indicadores de atratividade que será feita no capítulo 4.

2.1 Fundamentos Técnicos da E&P

A Indústria do Petróleo é formada por uma extensa e complexa cadeia de segmentos inter-relacionados. Apresenta-se abaixo a figura 01, com o intuito de ilustrar como se relacionam estes setores na cadeia de valor da produção petrolífera:

Figura 01: Cadeia de Valor da Indústria do Petróleo



Fonte: CNI, 2012.

O setor de E&P, também conhecido como upstream, tem importância fundamental para a indústria, já que concentra os maiores investimentos e serve como base de existência para os outros setores. Por isso, o escopo deste trabalho limita-se à análise deste segmento⁷.

A natureza geológica do petróleo faz com que sua distribuição geográfica pelo planeta seja dada de maneira irregular, além de ser encontrado, na maioria das vezes, associado a outros compostos de hidrocarbonetos ou a impurezas diversas o que também faz com que sua qualidade esteja distribuída de maneira assimétrica. Ou seja, uma empresa que queira atuar no upstream deve estar disposta a investir grandes quantidades de recurso em ambientes de grande incerteza.

O desafio técnico da indústria se inicia com o mapeamento das áreas consideradas como de potencial para a existência de recursos que possam vir a ser explorados comercialmente. Estudos geológicos e geofísicos são imprescindíveis nesta etapa e muito importantes para o sucesso dos investimentos nessa indústria. Esta fase é chamada de Exploração, e corresponde à primeira etapa da cadeia produtiva, podendo concentrar os maiores riscos. Retoma-se aqui o dado apresentado na Introdução deste trabalho que mostra que a taxa de sucesso mundial da perfuração de poços exploratórios anda por volta dos 30% (ONIP, 2012). Ou seja, investimentos de centenas de milhões de dólares para a perfuração de um poço podem resultar em fracasso exploratório. O risco associado ao fracasso exploratório é denominado na literatura de Risco Geológico.

Durante as décadas de 80 e 90, houve perda generalizada de credibilidade pelos departamentos de exploração das companhias frente aos diretores, devido a falhas recorrentes na previsão de incorporação de reservas. Com isso, técnicas de interpretação e análise de dados cada vez mais sofisticadas têm sido adotados pela indústria, nesta etapa. O risco geológico é calculado a partir da multiplicação de variáveis probabilísticas que visam descrever três elementos fundamentais para a formação de um reservatório: geração, migração e *timing* dos eventos responsáveis pela formação da reserva⁸.

⁷ A não ser que indicado de outra forma, quando este trabalho se referir à Indústria do Petróleo, estará se referindo ao segmento upstream.

⁸ Para detalhamento da teoria dos reservatórios ver Brian Frehner. Finding Oil: The Nature of Petroleum Geology, 1859-1920 (University of Nebraska Press; 2011)

Com as mudanças geopolíticas enfrentadas pela indústria mundial que levaram a uma onda de nacionalização das empresas petrolíferas associadas aos países da OPEP, e consequente perda de reservas pelas companhias privadas internacionais, a inovação tecnológica tem levado as empresas a buscarem petróleo em fronteiras até então consideradas de difícil acesso. O sucesso da exploração em águas profundas e ultra profundas nacionais é resultado desta dinâmica. No entanto, à medida que a atividade se dá a profundidades cada vez maiores, aumentam os custos e os riscos associados a seu desenvolvimento.

Mesmo após o sucesso da perfuração exploratória, os custos da fase de desenvolvimento são ainda maiores, ao passo que diminui a flexibilidade operacional. Nesta etapa, a variável chave é o fator de recuperação, ou seja, qual parcela dos recursos conseguirá ser trazida à superfície. Durante a produção o desafio técnico pode ser resumido na manutenção das pressões desejáveis do reservatório para que a produção e separação do composto seja feita no ritmo planejado.

2.2 Fundamentos Econômicos da E&P

Muitas são as características do petróleo que fazem deste um bem estratégico para a economia de qualquer país. Fonte de energia primária de baixa substitutibilidade pode ser considerado sustentáculo do modo de produção e consumo do capitalismo moderno. Por isso apresenta curvas de demanda com baixa elasticidade no curto e médio prazo. Ou seja, a demanda pouco se altera com relação a variações no preço (MINADEO, 2002).

A cadeia produtiva da indústria é longa, indo desde a prospecção de reservas até o consumo final dos derivados, passando pelas etapas de desenvolvimento, produção, transporte, refino e distribuição. Com isso o segmento evoluiu no sentido da integração vertical de suas atividades, com o intuito de mitigar riscos e aproveitamento dos ganhos de escala. (HANNESSON, 1998)

Outra característica importante da indústria, comentada na sessão anterior, está na sua grande intensidade em capital e alto custo fixo que funcionam como fator de barreira à entrada gerando aos produtores poder de monopólio e acesso ao que ficou conhecido na literatura como “rendas extraordinárias” (TIROLE, 1988). Além disso, por possuir grandes economias de escala evoluiu no sentido de ser composta por empresas de grande porte que atuam mundialmente, seja de capital privado ou estatal. A indústria petrolífera mundial é considerada um paradigma da organização industrial oligopolista. (TIGRE, 1998).

Desde cedo, os principais teóricos da ciência econômica reconheceram as particularidades associadas à produção de recursos naturais. Mais ainda os não-renováveis como é o caso do petróleo. David Ricardo (1817) foi o mais notório destes. Utilizando o exemplo da renda da terra, teorizou a respeito da existência de diferentes estruturas de custo associadas a diferentes níveis de produtividade. Produtores de terras mais férteis (aquelas com menores custos) se apropriam dessas rendas diferenciais. Daí surge o conceito de renda econômica, a parcela da receita bruta que sobra após o pagamento de todos os fatores de produção, incluindo o lucro que remunera o capital. Por isso, muitas vezes se utiliza o termo “renda extraordinária”.

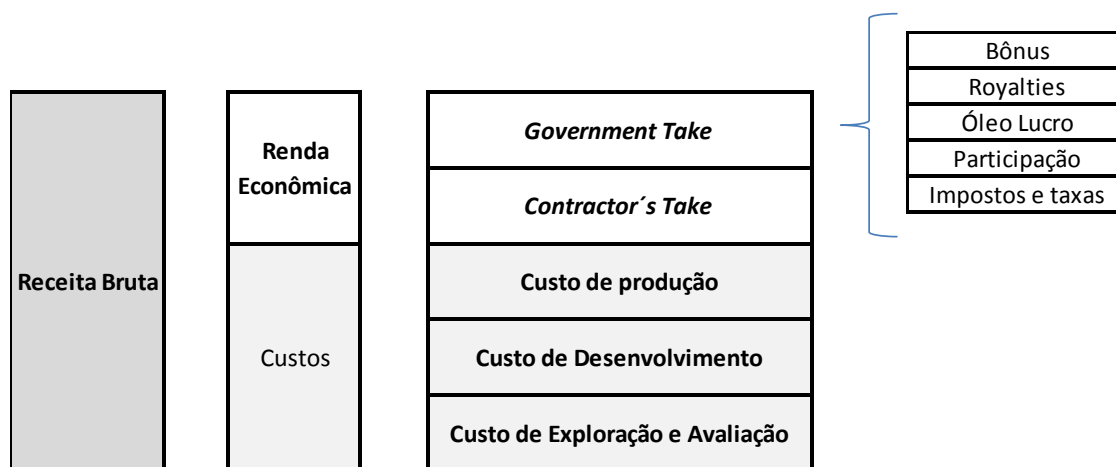
A IMP é caracterizada pela existência de notáveis rendas extraordinárias, principalmente devido a grande heterogeneidade de custos⁹ que apresenta. Também chamada de renda petrolífera é calculada pela diferença entre a receita bruta e a soma do custo total de um projeto (custos de exploração, avaliação, extração, e, inclusive o custo de remuneração do capital). Podem ser classificadas como rendas de posição (acumulações terrestres ou marítimas), rendas de localização (proximidade com consumidores), rendas de qualidade ou rendas tecnológicas. A renda econômica somada à remuneração do capital é denominada excedente econômico (JOHNSTON, 1994).

Ciente da existência dessas “rendas extraordinárias”, ao longo da história da IMP, os governos detentores de reservas minerais desenvolveram diferentes tipos de mecanismos capazes de absorver parte desse excedente. A parcela da renda alocada aos governos é tratada na literatura como *government take*, enquanto aquela restante à companhia produtora é o “contractor’s take”. O governo busca capturar para si a maior parcela possível da renda petrolífera por meio de diferentes taxas, participações, e impostos, entre outros instrumentos previstos nos contratos que regulam a atividade.

A seguir, apresenta-se um esquema para a melhor identificação dos conceitos:

⁹ Acumulações marinhas em grandes profundidades como o pré-sal possuem custo estimado na ordem dos USD30 por barril enquanto em outras localidades pode-se ter acesso às reservas por USD2 por barril, como no Oriente Médio.

Figura 02: Alocação da Receita Bruta em um Projeto Típico de E&P



Fonte: Johnston, 1994

Tem-se, portanto, que quanto maior a parcela da renda absorvida pelo governo, ou seja, o *government take*, menor será a parte destinada à empresa produtora, diminuindo, assim, a atratividade da exploração econômica das acumulações minerais. Este dualismo envolvendo interesses antagônicos entre governo detentor de reservas e empresa produtora será o principal fator a ditar a dinâmica de investimento na indústria.

Retomando o tema do risco geológico comentado na sessão anterior, este, muitas vezes não é levado em conta pelo governo no momento da elaboração dos contratos que regulamentam a atividade. A margem de lucro para as companhias produtoras deve ser grande o bastante, portanto, para que possam diluir os custos do fracasso. Existe, portanto, um nível de atratividade mínima associada a cada projeto. Para tal, o *government take* deve permitir que após sua absorção, ainda sobre para a empresa produtora parcela da renda econômica grande o bastante para compreender o custo de oportunidade do capital empregado adicionado de um componente que represente os riscos inerentes ao setor. Este último é subjetivo e depende do grau de aversão ao risco das empresas. Nota-se, portanto, que o governo pode usar a parcela que lhe cabe da renda econômica como instrumento de atratividade. Em ambientes de maior risco exploratório essa parcela pode ser menor, estimulando as empresas produtoras a encararem riscos maiores. Da mesma forma, em acumulações com risco reduzido, as companhias produtoras são capazes de aceitar mais facilmente o aumento do *government take* (CANELAS, 2004). Existe ainda um problema de temporalidade que torna ainda mais complexa a determinação da alocação da renda petrolífera. Dada a instabilidade do mercado de petróleo, existe grande flutuação das principais variáveis que determinam a receita bruta de

um projeto (preço do petróleo, custos, etc). Deste modo, pode haver períodos durante a vida útil de um projeto em que não haja renda petrolífera, nos quais mesmo a remuneração do capital próprio não seja atingida (PINTO JR E TOLMASQUIN, 2012).

2.3 Fundamentos Regulatórios da E&P

Como comentado na Introdução deste trabalho, diversas são as peculiaridades da indústria do petróleo que a tornam objeto de forte presença governamental, sendo alvo de estrutura regulatória específica.

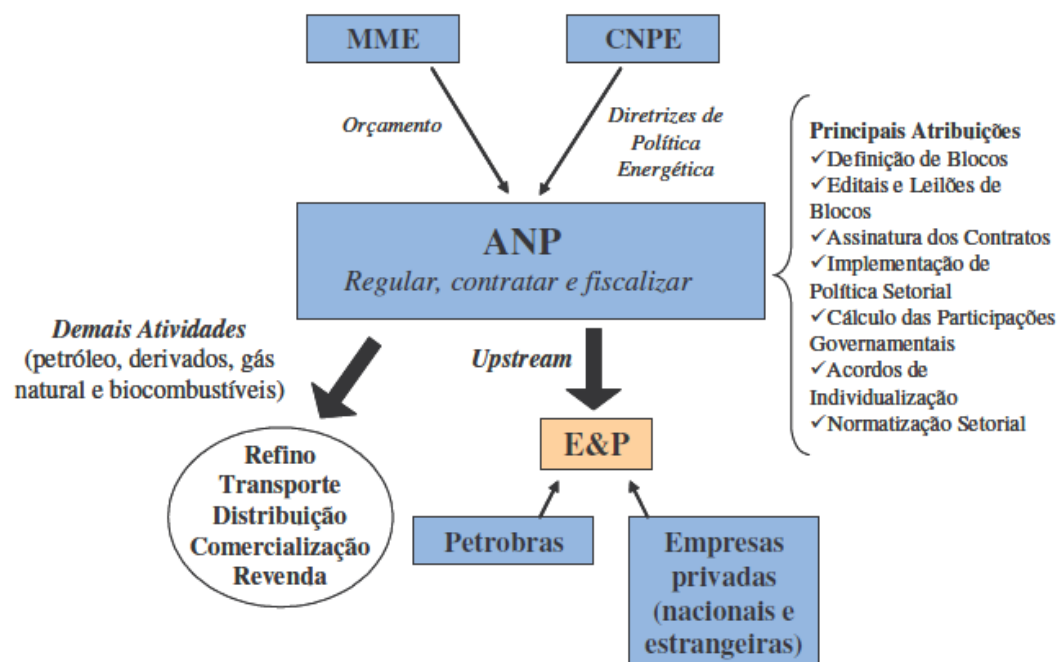
Marco regulatório é definido como um conjunto de normas, leis e diretrizes que regulam o funcionamento dos setores nos quais agentes privados prestam serviços de utilidade pública. Um bom marco regulatório deve ser responsável pela criação de um ambiente que concilie a saúde econômico-financeira das empresas com as exigências e as expectativas da sociedade. (IPEA, 2013).

O atual marco regulatório da INP deriva da onda de reformas liberalizantes que atingiu diferentes setores da economia no Brasil e no mundo durante a década de 90. Conhecida como a Lei do Petróleo, a Lei 9.478 de 1997 flexibilizou o monopólio estatal e permitiu que empresas estrangeiras estabelecidas no Brasil realizassem atividades de E&P de petróleo em águas nacionais. Além disso, criou uma série de órgãos independentes capazes de dar forma aos objetivos da política energética nacional, a saber:

... a preservação do interesse nacional, a promoção do desenvolvimento, a ampliação do mercado de trabalho e a valorização dos recursos energéticos (art. 1º Lei 9.478/97).

A figura 03 apresenta o desenho institucional a que está sujeito o setor:

Figura 03: Principais Elementos do Desenho Institucional da Regulação da Indústria de Petróleo no Brasil



Fonte: Caselli, 2012

A Presidência da República, por meio do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), representa organismo definidor de políticas, estabelecendo as principais diretrizes da política energética nacional. Já a Agência Nacional do Petróleo (ANP), representa o órgão regulador do sistema, responsável por colocar em prática os objetivos estabelecidos pelos órgãos sob a qual está subordinada (MME e CNPE). Pinto Jr et al. (2007) elenca as principais tarefas da ANP:

- Elaboração dos contratos que regulam a E&P
- Regulação das Participações Governamentais
- Organização e promoção de rodadas de licitação de áreas com potencial petrolífero
- Análise e avaliação dos programas de exploração, produção e desenvolvimento de projetos petrolíferos

Tem-se, portanto que é função da ANP elaborar os contratos e consequentemente definir os mecanismos de repartição da renda petrolífera a que estará sujeita a atividade de E&P. Tais mecanismos, como comentado na sessão anterior, são fundamentais para determinar a

atratividade dos recursos petrolíferos nacionais. A seguir, apresenta-se uma visão geral das diferentes ferramentas de repartição da renda utilizadas pela indústria petrolífera mundial.

2.3.1 Sistemas Fiscais e Fundamentos Tributários

Sistema fiscal é conhecido na literatura do petróleo como o regime de tributação especial a que está sujeita a indústria do petróleo, regulado pelo governo, com o intuito de absorver parte da renda petrolífera. Compreende um conjunto de diferentes participações governamentais cuja natureza e funcionamento pode variar entre os países. Estes evoluíram no sentido de se adaptarem às peculiaridades associadas à E&P de hidrocarbonetos em cada país ou região.

A tipologia mais utilizada para classificação dos diferentes sistemas fiscais é apresentada por Johnston (1994). Reconhece a existência de duas grandes famílias de Sistemas Fiscais: i) Sistema de Concessões que permite a apropriação privada dos recursos minerais; ii) e os Sistemas contratuais onde o Estado retém a propriedade dos recursos. Este último pode-se dividir ainda em Contrato de Prestação de Serviço e o Contrato de Partilha da Produção (PSC). Nota-se, portanto, que o principal critério de diferenciação entre os diferentes sistemas se refere ao direito de propriedade das jazidas de hidrocarbonetos.

O conceito de propriedade associado ao regime de concessão deriva da tradição legal Anglo-Saxônica (CAVALCANTE, 2003). Na maioria dos casos¹⁰, o governo tem a propriedade dos recursos minerais, que pode ser transferida a empresas que se comprometerem a extraí-los. A empresa concessionária tem direitos de explorar e produzir petróleo e assume todos os riscos envolvidos na atividade. A partir da apropriação privada dos recursos, as empresas podem comercializar todo o óleo produzido. Em contrapartida, devem pagar royalties e taxas estabelecidas ao governo (JOHNSTON, 1994).

Já nos sistemas contratuais, o conceito de propriedade deriva da base jurídica de tradição francesa (CAVALCANTE, 2003), em que os recursos minerais pertencem ao Estado e devem ser utilizados para o benefício da sociedade. Os contratos devem ser intermediados por uma empresa estatal que representa o Estado na relação com as empresas contratadas. A empresa operadora realiza os investimentos necessários para as atividades de exploração e produção (E&P). Em contrapartida a empresa tem direito à restituição, em óleo, de todos os seus custos,

¹⁰ Os EUA configuram caso extremo em que a propriedade dos recursos naturais do subsolo pode pertencer a indivíduos.

o chamado óleo-custo, assim como uma parcela do lucro do campo, o óleo-lucro. Dá-se, desta maneira, a partilha do excedente de óleo que supera os custos de produção. O Fator de Partilha diz respeito à porcentagem do lucro-óleo que será de direito de cada um dos agentes e pode ser determinado por diferentes critérios (JOHNSTON, 1994).

Pinto Jr e Tolmasquim (2012), por sua vez, destaca que tal classificação não reconhece o fato de que os regimes de concessão também são estruturados a partir de arranjos contratuais. Propõe a classificação dos diferentes regimes em compensatórios ou remuneratórios. Da mesma forma, o principal critério de diferenciação está no direito de propriedade das reservas de hidrocarbonetos. Enquanto nos regimes compensatórios ocorre a transferência de titularidade de parte do produto da lavra, para compensar a empresa contratada pelos custos e riscos da atividade de E&P, nos regimes remuneratórios não há transferência de titularidade, mas sim ressarcimento financeiro a partir da venda do produto da lavra. Variedades do regime de concessão (compensatório) e de partilha (remuneratório) são os mais comumente usados pelo mundo e exemplificam da melhor maneira os diferentes mecanismos utilizados para repartição da renda petrolífera. Importante ressaltar que, muitas vezes, o mesmo país pode apresentar sistemas fiscais diferentes adaptados à peculiaridade do posicionamento de suas reservas.

A comparação entre o desempenho dos diferentes sistemas fiscais, apesar de tentadora, não é nada trivial. A busca pelo sistema mais atrativo, ou seja, aquele que melhor equilibra os interesses opostos entre empresa produtora e governo hospedeiro, pode ser feita considerando uma série de aspectos. Dadas as diferenças geológicas, institucionais e culturais de cada país, não existe uma medida única capaz de qualificar os diferentes sistemas adotados. A principal estatística utilizada na literatura internacional, e que por isso também será utilizada neste trabalho, é o valor percentual da parcela da renda petrolífera absorvida pelo governo, ou seja, o *government take*. Apesar de ser o principal indicador utilizado para comparações, deve-se ponderar o fato de seu cálculo depender de uma série de hipóteses técnicas, contratuais, econômicas e tributárias. Qualquer variação não esperada dessas premissas pode mudar drasticamente as condições de rentabilidade de um projeto de E&P (ARAUJO e ALMEIDA, 2007).

Observando o plano internacional, Johnston (2007), apresenta uma comparação empírica entre os valores médios do *government take* encontrados em cada uma das duas principais famílias de sistemas fiscais citadas anteriormente. Divide sua análise em duas etapas.

Primeiro realiza a comparação para todos os países de sua amostra (encontrada em *International Petroleum Fiscal Systems Data Base*, Daniel Johnston, 2001). Depois restringe sua amostra apenas para os países com maior índice de prospectividade (representada pelo 20º percentil superior). Seus principais resultados são apresentados no quadro abaixo:

Quadro 01 – Comparação entre Sistemas Fiscais

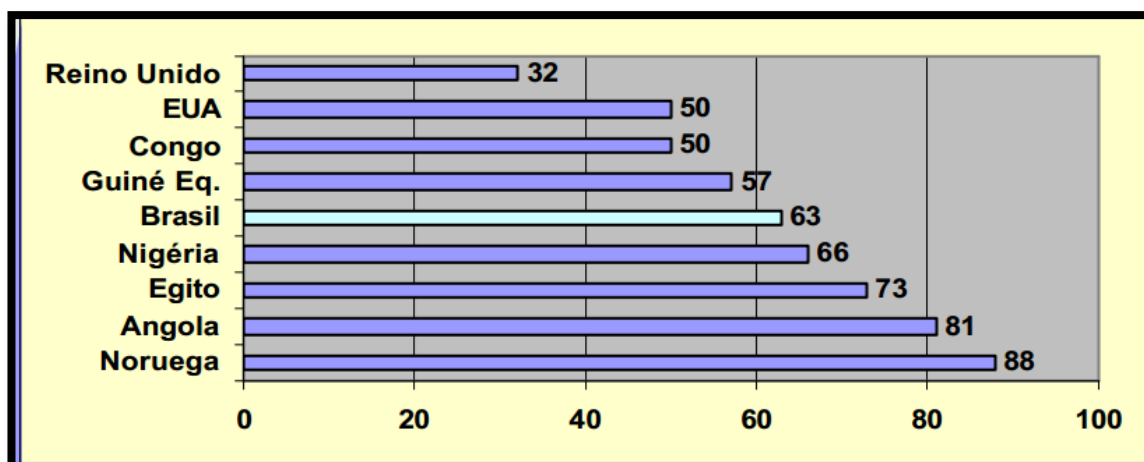
	Amostra Total		20o Percentil Superior (Prospectividade)	
	PSC	R/T	PSC	R/T
Número de Sistemas	72	64	19	6
Government Take	70%	59%	78%	80%
Número de Países	36	29	12	5

Fonte: Johnston, 2007

Olhando especificamente para o *government take*, chega-se a conclusões interessantes. O sistema de partilha (PSC) apresenta valor médio substancialmente maior para o *government take* levando em consideração todos os países da amostra, no entanto, quando a comparação é feita apenas para os maiores produtores, a estatística torna-se similar para ambos os grupos. Tal fato corrobora sua conclusão de que a obtenção de bons resultados econômicos depende menos do tipo de sistema escolhido e mais de quão adequado o desenho do sistema é frente às peculiaridades da produção local (JOHNSTON, 2007).

Barbosa e Bastos (2001) encararam o desafio de comparar a estatística do *government take* praticada no Brasil a exemplos encontrados em outros países. O cenário escolhido para a análise foi de uma reserva estimada de 750MMBbl, Brent a US\$20/barril, custo de produção unitário de US\$5,40. Seu resultado é apresentado a seguir:

Figura 04: Comparação Government Take na Literatura



Fonte: Barbosa e Bastos, 2001

Em termos de *government take*, o resultado encontrado posiciona o Brasil em uma condição de atratividade intermediária, já que apresenta um valor abaixo de países como Noruega e Angola, mas acima de outros como EUA e Reino Unido. No entanto, é importante ressaltar mais uma vez que o *government take* representa apenas uma das esferas que definem a atratividade de um país ou região. Algumas transcendem a natureza econômica como é o caso do risco geológico citado anteriormente. Outros fatores de atratividade estão relacionados a fatores socioeconômicos como estabilidade macroeconômica, sociopolítica e do aparato regulatório do país (CANELAS, 2004). Tais fatores permitem inferir a possibilidade de países apresentarem condições de atratividade opostas apesar de possuírem níveis de *government take* semelhantes. Outro ponto é que a análise feita por Barbosa e Bastos já se encontra desatualizada, dados as importantes modificações do ambiente econômico desde a publicação de sua análise. O capítulo 4 deste trabalho irá realizar uma análise atualizada dos valores de *government take* obtidos em projetos típicos em águas nacionais, e seu impacto sobre a atratividade de investimentos.

A seguir, faz-se uma discussão das principais participações governamentais presentes nos dois tipos de contrato válidos atualmente para a E&P em águas nacionais – o Contrato de Concessão e o Contrato de Partilha. Enquanto o bônus de assinatura e os royalties são comuns a ambos os regimes, a participação especial é específica ao contrato de concessão e o fator de partilha é específico ao contrato de partilha.

O bônus de assinatura corresponde ao valor ofertado pela empresa concessionária vencedora do leilão para obter a permissão de desenvolver suas atividades de pesquisa e exploração em determinada área. Na maioria das vezes deve ser pago no ato da assinatura do contrato de concessão e seu montante mínimo é fixado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). Pode ser utilizado como um dos critérios de escolha do consórcio vitorioso da licitação. Outros critérios de igual importância estão associados ao plano de investimentos e a parcela de compras de insumos nacionais (POSTALI, 2001).

Os royalties representam uma compensação financeira à União como medida de internalização de externalidades¹¹ provocadas pela produção de petróleo. São pagamentos mensais efetuados à Secretaria do Tesouro Nacional (STN) que incidem sobre a receita bruta da produção. Pratica-se, normalmente, uma alíquota de 10% para o contrato de concessão, podendo a ANP reduzir esse percentual para até 5% dependendo das características pertinentes a cada bloco licitado. Na única rodada de licitação sob o contrato de partilha praticou-se uma alíquota de 15%. Os recursos arrecadados desta maneira são divididos entre Estados e Municípios produtores, o Tesouro Nacional, e os Ministérios da Ciência e Tecnologia e da Marinha. Com a introdução do regime de partilha abriu-se debate sobre uma nova divisão destes recursos gerando grande turbulência entre União, estados produtores e não produtores.

A participação especial (PE) configura pagamento trimestral sobre a receita líquida¹² de campos que atinjam substanciais volumes de produção. Pode ser entendida como um imposto sobre o lucro em condições de rentabilidade extraordinárias. Possui uma alíquota progressiva variando entre a isenção (0%) até 40% dependendo da localização da lavra e/ou da profundidade do campo. Os recursos provenientes da PE devem ser distribuídos entre Estados e Municípios produtores, e os Ministérios das Minas e Energia e do Meio Ambiente. A partir de 1998, foi inserida no contrato de concessão uma cláusula que determina investimentos obrigatórios em setores classificados como pesquisa e desenvolvimento (P&D) na ordem de 1% sobre a receita bruta de campos com alta rentabilidade (aqueles sujeitos ao pagamento de PE).

¹¹ Para uma discussão dos fundamentos teóricos da cobrança de royalties ver Serra (2005)

¹² Receita bruta deduzida dos royalties, custos de exploração, custos operacionais, depreciação do capital e tributos.

Por fim, o fator de partilha foi introduzido juntamente com o regime de partilha de produção com a Lei nº 12.341 de 2010 que prevê sua aplicação nas áreas estratégicas do pré-sal. Refere-se ao percentual do óleo-lucro¹³ oferecido ao governo. Na primeira rodada de licitação do pré-sal, referente ao campo de Libra, realizada pela ANP em 2013, o fator de partilha oferecido pelos consórcios concorrentes foi utilizado como critério único de seleção da oferta vencedora.

Johnston (1994) debate as diferenças entre as participações governamentais descritas acima. Considera o pagamento de bônus e royalties (cobrados sobre a receita bruta) como instrumentos de taxação regressiva (quanto maior a rentabilidade do projeto, menor a taxação efetiva) e permitem aos governos a garantia de recebimento de pagamentos nos períodos iniciais da produção sem participação nos riscos associados à lucratividade. Já instrumentos como impostos sobre lucro, participações especiais e partilha da produção são consideradas ferramentas progressivas (quanto maior a lucratividade do projeto, maior a taxação efetiva) e fazem com que o governo compartilhe os riscos de produção. Um resumo desta questão pode ser visto no quadro 02 a seguir:

¹³ Óleo-lucro é calculado pela diferença entre o total produzido e a parcela do custo-óleo destinado à operadora como forma de remuneração dos custos incorridos na atividade. O Contrato de Partilha deve determinar quais custos podem ser incluídos no custo-óleo.

Quadro 02: Classificação de Diferentes Participações Governamentais quanto a Regressividade

Progressividade	Conceito	Taxação
Muito Regressivo	Receita tarifária não relacionada ou negativamente relacionada à produção	Taxas sobre propriedade ou reservas (prêmio dos leilões e <i>work commitments</i>)
Moderadamente regressivo	Incidente sobre produção, ignorando preço e custo	Alíquota fixa em US\$ sobre barril
Regressivo	Incidente sobre valor bruto de produção, ignorando custos	Percentagem fixa sobre valor do <i>royalty</i>
Neutro	Percentagem fixa sobre receita líquida, ou seja, leva em conta preço e custo	Alíquota fixa sobre lucro do produtor
Progressivo	Porcentagem sobre aumento da receita líquida	Alíquota variável sobre lucro do produtor, incluindo crédito tributário sobre investimentos

Fonte: IEDI, 2008

Cabe ressaltar mais uma vez que as participações governamentais descritas acima representam taxações exclusivas à atividade petrolífera. Além destas, as empresas produtoras em território nacional incorrem ainda às “taxações convencionais” que no Brasil estão descritas no Código Tributário Nacional (CTN).

São representadas principalmente pelo Imposto de Renda (IR), Imposto sobre Circulação de Mercadorias (ICMS), Imposto sobre produto Industrializado (IPI), PIS/COFINS, e Imposto de Importação (II). Devem incidir no setor de petróleo com as mesmas alíquotas praticadas em outros setores, no entanto podem ser objeto de política de estímulo ou rigor fiscal dependendo do interesse do governo. Uma dessas políticas de estímulo vem sendo alvo de constantes turbulências e, pela sua importância para a indústria e altas cifras envolvidas, será tratada com maior detalhe a seguir:

2.3.2 O REPETRO

O Regime Aduaneiro Especial de Exportação e Importação de Bens Destinados à Exploração e a Produção de Petróleo e Gás natural – REPETRO – foi criado no contexto de mudança do marco regulatório da indústria brasileira de petróleo representada pela lei 9.478 de 1997. Com o objetivo de atrair capital estrangeiro para investimentos na exploração e desenvolvimento das reservas de hidrocarbonetos nacionais, criou-se o REPETRO que permite a importação de equipamentos específicos, para serem utilizados diretamente nas atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural, sem a incidência dos tributos federais – II, IPI, PIS e COFINS, além da redução da alíquota do ICMS¹⁴, imposto que cabe aos governos estaduais. Muitos trabalhos o consideram como a maior renúncia de impostos federais praticada pelo governo, a frente da Zona Franca de Manaus (SISCOMEX, 2011).

Uma série de motivos tem trazido insegurança jurídica à indústria petrolífera quanto à manutenção do regime. Primeiramente, ao considerar que está fundamentado em um decreto da Presidência da República (Decreto 3151/1999), e, por isso, pode ser revogado a qualquer momento, sem a participação das casas legislativas. Outro ponto é que sua vigência atual está estabelecida até o ano de 2020, que para os padrões da indústria do petróleo pode ser considerado próximo. O setor tem poucas indicações sobre a possibilidade de prorrogação do regime (fato que já ocorreu em duas outras ocasiões). Ao contrário, a renúncia fiscal que proporciona tem sido constantemente questionada por diferentes setores da sociedade (MARZANI, ET ALII, 2003; RAPPEL, 2001; O Estado de São Paulo, 2011)¹⁵ e muitos acreditam que a revisão do marco regulatório do setor petrolífero nacional, após as descobertas do pré-sal, criou um ambiente político propício ao questionamento da renúncia fiscal associada ao REPETRO.

É importante ressaltar que a concepção do regime é feita de modo a permitir tratamento fiscal isonômico a ser dispensado aos prestadores de serviços e fornecedores tanto externos como internos. O instrumento de exportação *ficta* permite que empresas nacionais “exportem” seus produtos para a utilização no mercado interno. No entanto a redução do ICMS fica a cargo dos governos estaduais e não vem sendo concedida em sua totalidade. O que tem

¹⁴ Resolução SEFAZ nº 119, de 24.01.2008 – prevê a redução da alíquota do ICMS para bens utilizados na fase de produção de petróleo e gás natural.

gerado protestos por conta de suposta assimetria entre o tratamento de fornecedores nacionais e internacionais. Estudo do BNDES de 2013 demonstrou que as assimetrias entre fornecedores nacionais e estrangeiros na verdade tem magnitude bastante reduzida podendo variar entre 1,6% e 4,2% no Estado de São Paulo (BNDES, 2013)

2.3.3 A Política de Conteúdo Local

Além do objetivo de maximizar sua parcela da renda petrolífera, governos detentores de reservas podem se preocupar em estabelecer cláusulas contratuais que visem objetivos de política industrial. A política de conteúdo local (CL) surge fundamentada por uma nova visão do papel do Estado na economia, não apenas como regulador, mas como indutor do crescimento (SOUZA e CARVALHO, 1999).

Consiste na exigência, pré-determinada no Contrato de Concessão, de parcela mínima de compras de insumos ou de bens e serviços que devem ser realizadas no mercado doméstico. Tem como objetivo o fortalecimento da demanda doméstica, expansão do emprego e a diversificação do parque industrial do setor, considerado como de alta tecnologia (CNI, 2012). Tal política de indução de compras teve início no fim dos anos 90 e passou por significativas mudanças ao longo das 12 rodadas de licitação¹⁶ realizadas até agora. A seguir apresenta-se o quadro 03, com o resumo da evolução da política de CL desde sua concepção:

¹⁶ Sob o arcabouço jurídico do contrato de concessão foram realizadas 12 rodadas. A última, durante a finalização deste estudo, em Novembro de 2013. A única rodada sob o Regime de partilha foi realizada em Outubro de 2013.

Quadro 03: Evolução da Política de Conteúdo Local

Rodada	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ano	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Natureza da exigência de CL	Não existe exigência de CL. Compromisso de CL na licitação (julgamento)				Percentuais mínimos globais fixados em edital. Compromisso com % adicionais em determinadas atividades na licitação (julgamento)		Percentuais globais de CL na Fase de Exploração e Etapa de Desenvolvimento ofertados por ocasião da licitação, compreendidos entre os valores mínimos e máximos estipulados no edital, bem como percentuais mínimos relativos a itens indicados, definidos pelo concessionário na licitação e superiores a valores estabelecidos no edital (julgamento)			
Definição de CL	CL = Fornecedor Brasileiro	CL = Bens de Produção Nacional (Importado: < 60% em 2000; < 40% depois) e, a partir de 2001, Serviços Prestados no País (< 20% importado)					Metodologia de Cálculo do CL para o Fornecedor de Bens e Serviços			
Comprovação do CL	Nenhuma exigência de comprovação		Exigência de classificação dos gastos em nacionais e estrangeiros em relatórios trimestrais		Exigência de Declaração de Origem suprida pelo fornecedor		Comprovação mediante apresentação de certificados de conteúdo nacional, emitido por entidades credenciadas			

Fonte: CNI, 2012

Dois são os possíveis impactos encontrados na literatura desta política sobre a rentabilidade de projetos. Um deles está relacionado com a multa estabelecida pela ANP sobre o não cumprimento das parcelas mínimas de compras locais. Outro fator de impacto está relacionado à capacidade da indústria nacional em fornecer todos os equipamentos demandados pela indústria. Em um momento de expansão do setor, muito se debate sobre os atrasos na entrega de estruturas fundamentais à produção. A seguir, apresenta-se a atual metodologia de cálculo da multa sobre o CL:

- Se o CL não realizado < 65% do ofertado, então, Multa = 60% sobre o valor do CL não realizado.
- Se CL não realizado > 65% do ofertado, então, Multa = 1,143*CL não realizado menos 14,3%

Ou seja, para qualquer valor de CL não realizado abaixo de 65% a multa é representada por uma alíquota fixa de 60% sobre o valor monetário do CL não realizado. Para percentuais acima de 65% a alíquota passa a ser crescente, seguindo a fórmula apresentada acima. Se o

conteúdo local não realizado for igual a 100%, ou seja, a operadora não cumpriu nenhum gasto ofertado nacionalmente, a multa será da mesma magnitude do valor ofertado.

Nesta sessão recorreu-se à literatura sobre os Fundamentos da Indústria do Petróleo com o intuito de elucidar o debate a respeito dos fatores que influenciam a dinâmica da indústria e como estes moldam a percepção de atratividade pelas empresas produtoras.

Teve como objetivo identificar quais fatores podem ser considerados como de risco, ou seja, capazes de afetar negativamente os indicadores de atratividade da INP. Ao final do capítulo serão apresentados os fatores selecionados para análise quantitativa. Antes disso, porém, será apresentada a literatura que visa apresentar as ferramentas quantitativas utilizadas pela indústria e pela academia para valorar projetos e quantificar riscos e que por isso serão utilizadas também neste trabalho.

2.4 Decisão sob Incerteza na E&P

O objetivo desta sessão é recorrer à literatura econômica com o propósito de responder a seguinte questão:

Quais ferramentas devem ser utilizadas para a análise quantitativa do impacto dos fatores de risco selecionados sobre indicadores de atratividade?

Para tal, necessita-se determinar de que maneira as empresas operadoras em território nacional tomam suas decisões de investimento. Mais ainda, como percebem e avaliam os riscos e incertezas inerentes à produção. A resposta desta pergunta poderá ajudar a escolher a metodologia a ser utilizado neste trabalho.

Recorre-se à Teoria da Decisão, teoria com contribuições de diferentes áreas do pensamento científico (economia, matemática, estatística, psicologia), e de natureza normativa, ou seja, que visa ajudar o processo de decisão ao identificar as escolhas com retorno mais desejável (PETERSON, 2009).

Tem como metodologia a análise por meio de métodos quantitativos, de modo a desenvolver ferramentas que possam valorar e posteriormente elencar as diferentes opções disponíveis ao tomador de decisão.

É definida na literatura como “um rótulo dado a uma abordagem normativa e axiomática a decisões de investimento sob incerteza”. (RAIFFA, 1968). E seu objetivo é “tentar minimizar a subjetividade e a componente intuitiva intrínseca neste processo, através de valores consistentes e lógicos que subsidiem uma ação racional dos tomadores de decisão (MARGUERON, 2005)

Pela importância dada ao comportamento do Investimento como determinante da saúde econômica das nações, diferentes escolas do pensamento econômico analisaram o tema.

Para Keynes, em sua Teoria Geral do Emprego, do Juro e da Moeda, (1936), o empresário tomaria a decisão de investir com base na comparação entre a taxa de retorno esperada do investimento (eficiência marginal do capital) e o custo de oportunidade do capital a ser investido, que é dado pela taxa para obtenção de fundos ou de aplicação de recursos no mercado financeiro (taxa de juros). Em qualquer decisão de investimento, portanto, o capitalista se vê obrigado a antever a evolução futura e, portanto, incerta do mercado para o produto específico a ser gerado pelo investimento. A teoria keynesiana prestou relevantes contribuições à literatura de investimento, e foi incorporada por grande parte das análises seguintes, no entanto possui preocupação mais macroeconômica do que micro.

A teoria neoclássica, por sua vez, tem base microeconômica e identifica a demanda por capital como uma função do nível de produto da economia e do custo de utilização do capital. O comportamento otimizador da firma, aliado à uma série de premissas como a utilização de uma função de produção do tipo Cobb-Douglas, chega ao resultado que indica a decisão de investir na firma como resultado do processo de equalização do benefício marginal esperado ao custo de uma unidade adicional de capital (VARIAN, 2006).

Ou seja, para ambas as escolas de pensamento apresentadas acima, a decisão de investir do empresário deriva de sua expectativa sobre o comportamento futuro de variáveis. Basicamente, precisam analisar cada projeto individualmente e projetar futuros fluxos de receita e despesas.

A ideia de que o valor de um projeto pode ser representado pelo seu fluxo de caixa esperado não é nova. Pode ser remetida ao século XIV, no contexto do renascimento urbano com as cidades-estado italianas e seus mercadores (PARKER, 1968). O desenvolvimento do mercado de seguros e das ciências atuárias forneceu a demanda para que o estudo do valor presente ganhasse mais importância. Desde então, tanto o mercado como a academia deram grande impulso ao estudo das técnicas de valoração de projetos. A segunda metade do século

XIX nos EUA representou o forte crescimento da indústria de ferrovias criando demanda para ferramentas financeiras capazes de avaliar projetos de longo prazo com grande investimento no período inicial acompanhado por fluxos positivos de receita nos últimos anos. O engenheiro civil, A.M. Wellington, em seu “The Economic Theory of the Location of Railroads” (1887) não apenas enfatiza o conceito de valor do dinheiro no tempo como indica a necessidade de comparação do valor presente das entradas ao custo de investimento inicial do projeto.

O século XX consolidou os fundamentos da moderna teoria de valoração de projetos, representada pela contribuição de Alfred Marshall, assim como pelo trabalho de Irving Fisher, “The Theory of Interest” de 1930. Este é o primeiro trabalho a se referir à maximização do Valor Presente Líquido (VPL) como o objetivo da produção (Rubinstein, 2003). Além disso discute os determinantes da taxa de juros que deve ser utilizada para descontar os valores no tempo. A receita normativa de Fisher atesta que quando confrontado com diferentes decisões de investimento, o agente decisório deve escolher:

- Aquele com maior VPL descontado à taxa de desconto de mercado
- Aquele em que o valor presente das entradas mais supere o valor presente das saídas
- Aquele cuja “taxa de retorno sobre o sacrifício” supere em maior grau a taxa de desconto da economia
- Aquele que quando comparado à opção de investimento alternativa mais custosa, retorne uma taxa que supere a taxa de mercado.

Nota-se que as duas primeiras abordagens dizem respeito à regra do VPL enquanto as duas últimas fazem referência à Taxa Interna de Retorno (TIR). Apesar de Fisher não ter se aprofundado na questão da TIR, esta será aprofundada por outros economistas (DAMODARAN, 2006). Keynes (1936) argumenta que a “eficiência marginal do capital” pode ser computada como a taxa de desconto que iguala o valor presente dos retornos de um ativo com o seu custo presente. Conceito equivalente ao apresentado por Fisher. Samuelson (1937), por sua vez, examinando as diferenças entre as abordagens do VPL e da TIR, conclui que investidores racionais devem maximizar esta e não aquela. Nos últimos 50 anos observa-se o crescimento da utilização de modelos de fluxo de caixa para diferentes setores da economia.

Como comentado anteriormente, a metodologia de valoração de projetos exige que se incorporem expectativas sobre o comportamento de variáveis no futuro. Este fato exige

esforço adicional no que tange o exercício de prever os valores futuros dessas variáveis, principalmente quando seu comportamento possui pouco padrão determinado. Análise de Risco é o nome dado para a técnica que visa identificar e quantificar diferentes riscos associados a projetos de investimento. Por risco, entende-se a probabilidade de algum fator inviabilizar o sucesso do projeto. (MOTTA et al, 2000)

A origem da análise de risco pode ser associada aos estudos matemáticos com probabilidade desenvolvidos por Bernoulli, Pascal e Laplace durante os séculos XVII e XVIII (SUSLICK, 2004). No entanto, a aplicação destes conceitos para utilização no mundo empresarial apenas ganhou força após a segunda guerra mundial (BERNSTEIN, 1996). Contribuíram para este fator o surgimento de bases de dados cada vez mais organizadas e confiáveis.

O trabalho de Allais (1953) é costumeiramente considerado o primeiro a utilizar formalmente teorias probabilísticas associadas à modelagem do ciclo de vida de projetos petrolíferos com o intuito de analisar a viabilidade econômica da E&P em diferentes cenários. Seu foco de estudo era a região da Argélia Sahariana e ganhou um Premio Nobel em 1988 por sua contribuição ao estudo da alocação de recursos de empresas monopolísticas. A partir daí instituições governamentais como o *US Geological Survey* e o *Institut Français du Pétrole*, começaram a demonstrar interesse na aplicação de análises de risco associadas à avaliação de recursos de óleo e gás.

Durante a década de 60 o conceito de análise de risco estava mais restrito à academia e pouco presente na indústria do petróleo. Trabalhos como o de Newendorp (1968) começavam a ganhar notoriedade.

A indústria do petróleo acabou se tornando o exemplo clássico da teoria da tomada de decisão de investimento sob incerteza. O ciclo de vida de um projeto típico de E&P pode ser interpretado como uma sequência de decisões de investimento em que a cada etapa a quantidade de riscos e incertezas é decrescente. (DIXIT E PINDICK, 1996)

A primeira parte deste capítulo visou apresentar os fundamentos da indústria do petróleo com o intuito de identificar diferentes fatores de risco. Agora serão apresentadas as ferramentas utilizadas pela literatura e pela indústria com o intuito de quantificar seu impacto sobre a rentabilidade de projetos.

Mcmillan (2000) buscou investigar a aparente divergência entre técnicas de análise utilizadas na literatura e as ferramentas empresariais. Segundo o autor, a divergência decorre

da existência de poucos estudos que comprovem a eficácia de tais ferramentas. Com isso desenvolveu estudo que procurou identificar evidências empíricas da correlação entre utilização de ferramentas financeiras e desempenho corporativo. Por meio de questionário com vinte e sete das trinta e uma operadoras no segmento de E&P da indústria petrolífera britânica, identifica dentre as técnicas utilizadas na literatura, quais também são compartilhadas por agentes tomadores de decisão na indústria. A figura 05 resume um de seus resultados:

Figura 05: Utilização de Ferramentas da Teoria da Decisão entre as Principais Operadoras no Mar do Norte

Ferramentas	Empresas																			
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
Análise Quantitativa	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Visão Holística	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Fluxo de Caixa Descontado	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Definições de Risco e Incerteza	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Monte Carlo para Prospecto de Reservas	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Uso de casos p10, p50 e p90 para Reservas	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Valor Monetário Esperado via Árvore de Decisão	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Monte Carlo para Prospectos Econômicos	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Monte Carlo para Parâmetros de Produção	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Monte Carlo para Parâmetros Econômicos	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Teoria do Portfólio	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Teoria das Opções	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Teoria da Preferência	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde
Métodos Qualitativos e Quantitativos	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde	Verde

Fonte: Mcmillan (2000)

O sistema de cores indica a pontuação de cada empresa (enumeradas de A a T) no quesito “uso de técnicas de análise de decisão e conceitos”. A cor azul representa pontuação igual a zero, enquanto as cores verde e vermelha indicam pontuação igual a um e dois pontos respectivamente. Pode-se concluir, portanto, que o uso de técnicas advindas da academia ainda não é difundido de modo majoritário entre as empresas. Teorias com amplo apelo na literatura como a teoria das preferências, opções reais e teoria do portfólio, ainda são pouco utilizadas pelos agentes tomadores de decisão na indústria.

Entre as principais técnicas destacam-se o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) e o cálculo do Valor Monetário Esperado (VME) em conjunto com a Árvore de Decisão. O uso da análise de Monte Carlo também desfruta de popularidade, principalmente na análise de estimação de

tamanho de prospectos exploratórios. A seguir, apresentam-se ambas as ferramentas citadas acima, que de acordo com os resultados de Mcmillan (2000) possuem apelo entre os tomadores de decisão das operadoras do setor. Por isto também serão utilizadas neste estudo para traçar um panorama da atratividade dos recursos nacionais.

2.4.1 *Árvore de Decisão e o VME*

A árvore de decisão é uma ferramenta gráfica para identificar as ações disponíveis ao tomador de decisão e os eventos decorrentes dessas ações. Cada nóculo indica um momento de decisão. Cada ramo indica um evento decorrente dessa decisão e está associado à probabilidade de ocorrência. No âmbito da análise de projetos petrolíferos, utiliza-se para o cálculo do Valor Monetário Esperado de um Projeto. É calculado pela média ponderada do Valor Presente Líquido (VPL) de cada um dos resultados possíveis para o esforço exploratório. Como comentado anteriormente, os investimentos realizados na fase de Exploração e Avaliação (E&A) são feitos sem que se tenha certeza do sucesso da empreitada de obter reservas de hidrocarbonetos comercialmente recuperáveis. O risco associado à constatação de não haver acumulação viável de hidrocarbonetos é chamado de Risco Geológico e é representado pela probabilidade (p). No caso de fracasso, o VPL do projeto é negativo e constituído pela soma dos custos de E&A. Em caso de sucesso, o VPL será representado pelo valor descontado no tempo do fluxo de receitas deduzindo as despesas. Desta forma, o VME será representado pela seguinte formula:

$$VME = p \cdot VPL_f + (1-p) \cdot VPL_s$$

Em que:

VPL_f = Valor Presente Líquido do projeto em caso de fracasso = Custos de E&A¹⁷

VPL_s = Valor Presente Líquido do projeto em caso de sucesso

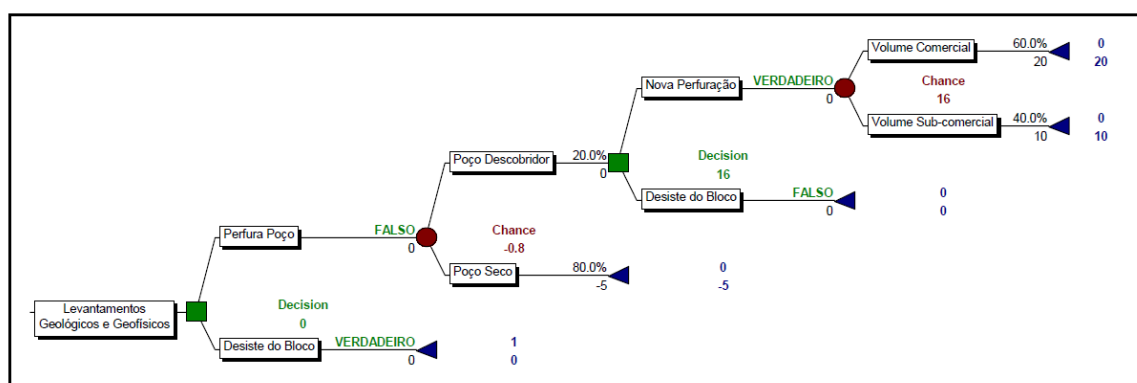
p = Risco Geológico = Probabilidade de fracasso

¹⁷ Neste caso o VPL é negativo

Esta análise normalmente é feita pelas empresas para avaliarem quanto estariam dispostas a pagar para adquirirem o direito à exploração dos recursos (MARGUERON, 2003). Neste caso, $VME < 0$ indicam a decisão de não investir no projeto.

A seguir, mostra-se um exemplo desta ferramenta associada ao processo de tomada de decisão de investir em um projeto de E&P hipotético:

Figura 06: Exemplo de Árvore de Decisão de um Projeto de E&P



Fonte: Margueron, 2003

2.4.2 Simulação de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é um procedimento estocástico que utiliza números aleatórios para computar quantidades não necessariamente aleatórias. Consiste em gerar valores aleatórios dentro de um modelo com o objetivo de produzir centenas ou milhares de cenários. Devido à simplicidade na sua utilização, o método tem se mostrado ser uma ferramenta de grande efeito para tratar problemas da teoria financeira que envolvem Risco e Incerteza, tais como análise de projetos de investimento em E&P (SILVA, 2006).

Consiste na estimação da distribuição de probabilidades associada a cada uma das variáveis de interesse que influenciam o fluxo de caixa de um projeto de petróleo. O software é capaz de simular aleatoriamente valores para os inputs identificados de acordo com sua probabilidade de ocorrência. Após simular milhares de interações possíveis, e computar os resultados econômicos observados, o programa gera a curva de distribuição de probabilidades acumulada dos indicadores de rentabilidade de interesse. Pode-se assim observar a média e o

desvio – padrão dos resultados encontrados e inferir com maior segurança sobre a atratividade de um projeto de investimento.

2.4.3 Indicadores de Rentabilidade

2.4.3.1 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR é uma taxa de desconto hipotética que ao ser aplicada a um fluxo de caixa iguala o valor, descontado no tempo, das despesas ao fluxo de receitas. Representa a taxa de retorno do projeto. No contexto de análise de investimentos, deve ser comparada à Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do projeto. Esta por sua vez irá depender do custo de oportunidade do capital e do risco do negócio. Quando a TIR for maior que a TMA o projeto será considerado economicamente viável (AQUINO, 2004). Caso contrário, não haverá incentivo econômico para a produção e as reservas não serão exploradas. Para o estudo em questão será utilizada uma TMA de 10% que visa representar o custo marginal de financiamento de capital médio enfrentado pelas empresas operadoras em águas nacionais. Ou seja, toda vez que o projeto analisado tiver TIR inferior a 10% este será considerado inviável do ponto de vista econômico.

2.4.3.2 Valor Presente Líquido

Considerado por muitos como o critério de valoração de projetos mais utilizado no meio empresarial (NEWENDORP, 2000). Desconta o futuro fluxo de receitas e despesas de um projeto por um fator apropriado e representa a habilidade de uma companhia em gerar caixa para seu acionista. Basicamente pode ser interpretado como a quantidade de valor adicionado pelo projeto ao portfólio da companhia. Se o VPL for igual a zero, o investimento é indiferente, pois o valor presente das entradas é igual ao valor presente das saídas de caixa; se o VPL for menor do que zero, significa que o investimento não é economicamente atrativo, já que o valor presente das entradas de caixa é menor do que o valor presente das saídas de caixa.

Encerra-se aqui esta sessão e acredita-se que toda a análise apresentada neste capítulo seja suficiente para cumprir com os objetivos propostos inicialmente. Da análise dos Fundamentos da Indústria do Petróleo, este trabalho irá selecionar os seguintes pontos e identificá-los como fatores de risco à atratividade da E&P nacional, levando-os ao exercício de quantificação que será efetuado no capítulo 3:

i) Risco Geológico

Representado pela probabilidade de fracasso da empreitada petrolífera. Ou seja, a probabilidade de que após a realização dos investimentos para o mapeamento de áreas e perfuração de poços, não seja encontrada acumulação economicamente explorável.

ii) Risco Regulatório/Fiscal associado ao REPETRO

Representado pelo impacto do fim do regime de isenção fiscal REPETRO sobre a rentabilidade de projetos.

iii) Risco Regulatório associado à Política de Conteúdo Local

Será representado por duas esferas. Será avaliado o impacto sobre a rentabilidade de projetos da multa pelo não cumprimento das regras de conteúdo local mínimo assim como o impacto do atraso da produção devido à escassez de material.

iv) Risco Fiscal associado aos mecanismos de absorção da renda pelo governo

Será analisado o comportamento das ferramentas de captura de renda pelo governo previstas no Contrato de Concessão quando estressadas a diferentes sensibilidades.

Decorrente do exposto na segunda parte deste capítulo, foram escolhidas as ferramentas de Fluxo de Caixa Descontado, Valor Monetário Esperado e Simulação de Montecarlo com o intuito de valorar projetos, realizar sensibilidades e quantificar o impacto dos riscos identificados acima.

Capítulo 3

MODELAGEM ECONÔMICA DE PROJETOS DE E&P

Neste capítulo será apresentada a metodologia que será utilizada para endereçar as principais perguntas a que se propõe a responder este trabalho. A saber, como se comportam os principais indicadores de rentabilidade de projetos de E&P em águas profundas no Brasil e qual o impacto de diferentes fatores de risco sobre essas medidas de atratividade.

A questão da análise de viabilidade econômica de projetos petrolíferos é chave na dinâmica de investimentos da indústria petrolífera mundial e por isso tem sido foco de interesse tanto do mercado como da academia. Muitos são os exemplos encontrados na literatura que visam modelar o comportamento da atividade de E&P com o intuito de inferir sobre o impacto de diferentes fatores sobre sua atratividade. (SENNA, 2011; POSTALI, 2009). Outros tantos focaram seu trabalho no âmbito das incertezas presentes na atividade de E&P e na análise das melhores ferramentas para quantificar os riscos existentes (MCMILLAM, 2000; DAMODARAM, 2006).

Destes estudos, podem-se identificar alguns padrões de comportamento sobre o processo de tomada de decisão de investimento do meio empresarial. Pode-se afirmar que a decisão das empresas em investir ou não em determinadas áreas se dá através da análise de modelos econômicos que simulam o ciclo de vida de um projeto de petróleo e indicam a viabilidade econômica da atividade em estudo. Por mais complexa que sejam as técnicas desenvolvidas para lidar com o risco e a incerteza inerente à atividade petrolífera, todas elas são derivadas de modelos de simulação baseados na metodologia do Fluxo de Caixa Descontado (FCD).

Importante ressaltar, portanto, que a metodologia utilizada aqui, é a mesma empregada pelas empresas no que tange à decisão de investir em diferentes projetos potenciais, podendo representar opções independentes ou excludentes. Logo, os resultados encontrados tendem a refletir a opinião destas sobre a atratividade da E&P em águas nacionais.

Outro ponto de fundamental importância para a credibilidade do modelo empregado nesta pesquisa diz respeito à natureza de sua construção. O modelo é fruto de uma parceria entre a indústria e a academia. Resulta dos esforços de mais de um ano de pesquisa de grupo de trabalho montado no Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) em parceria com o Grupo de Economia de Energia (GEE) do Instituto de Economia (IE) da UFRJ e das principais

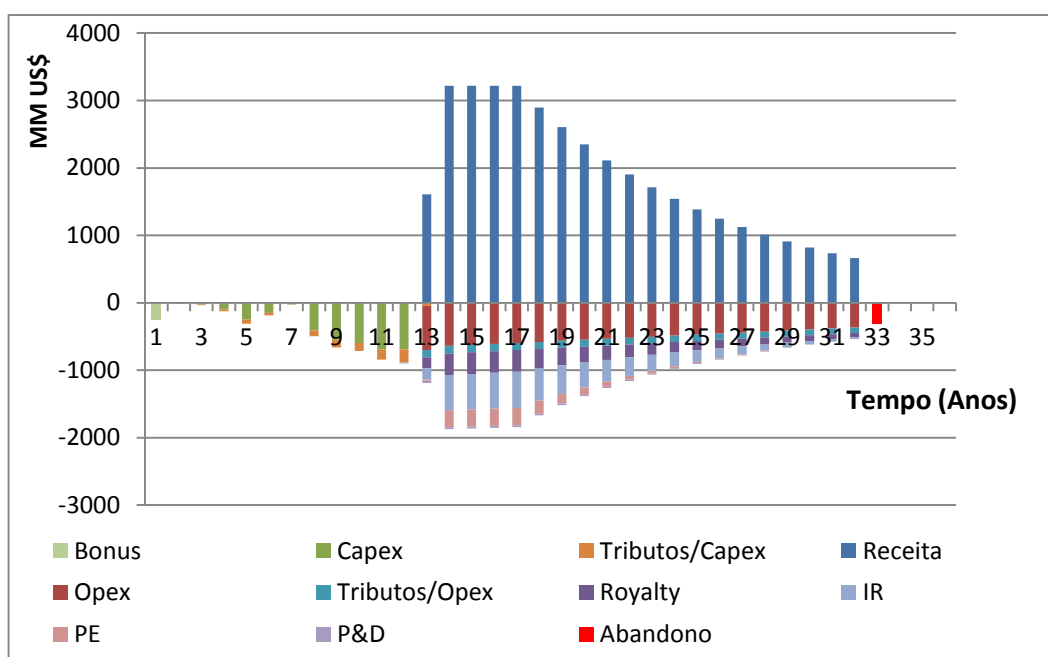
empresas atuantes no setor. Durante mais de um ano, ocorreram reuniões periódicas em que se discutiram os principais parâmetros (técnicos, legais, fiscais e econômicos) presentes no ciclo de vida de um projeto típico de exploração de hidrocarbonetos. As premissas utilizadas neste modelo são, portanto, boa aproximação do ambiente de negócios encontrado pelas principais operadoras petroleiras que atuam no Brasil.

3.1 O Ciclo de Vida de um Projeto de E&P

Entende-se, por “Modelo Econômico” o método de valoração de projetos, utilizado amplamente na área de Finanças, que visa simular o comportamento de um projeto típico, por meio da ferramenta de Fluxo de Caixa Descontado (FCD). Consiste na estimativa de futuros fluxos de caixa, positivos e negativos, e leva em consideração o conceito de valor do dinheiro no tempo, já que desconta esses futuros fluxos de receitas ou despesas com base em uma taxa que represente o custo de oportunidade do capital, de modo a encontrar seu valor presente (DAMODARAN, 2006). O modelo elaborado pretende simular o ciclo de vida de um projeto típico de E&P em águas profundas no Brasil, incorporando da maneira mais realista cada esfera capaz de afetar seu desenvolvimento.

A seguir, apresenta-se um exemplo de fluxo de caixa de um projeto típico de E&P no Brasil. A descrição de cada uma das etapas segue a estrutura apresentada por Thomas (2004):

Gráfico 02: Exemplo de Fluxo de Caixa de um Projeto Típico de E&P



Fonte: Elaboração Própria com dados do Modelo

O gráfico 02 representa boa ilustração do ciclo de vida de um projeto típico de E&P. Os custos do projeto são representados pelos investimentos em capital (capex) e pelos gastos operacionais (opex). Além disso, retratam-se todas as participações governamentais e tributos a que está sujeito um projeto típico sob o Contrato de Concessão. As entradas de caixa são representadas pelas receitas advindas da venda da produção.

Pode-se observar no 1º ano do projeto, saída de caixa referente ao pagamento de Bônus de Assinatura como forma de ganhar direito à exploração da área.

Os investimentos (capex) da Fase de Exploração e Avaliação, assim como os tributos indiretos associados a eles, podem ser identificado dos anos 2 ao 6. Esta etapa do projeto consiste na realização de estudos sísmicos com o intuito de desenhar mapas geológicos e geofísicos capazes de indicar a composição da bacia geológica da área analisada e consequentemente inferir sobre regiões com maior probabilidade de acumulação de hidrocarbonetos. Após a interpretação dos dados sísmicos inicia-se a campanha de perfuração de poços, primeiramente a partir do chamado Poço Pioneiro, posteriormente com os Poços Exploratórios. Tem como objetivo o recolhimento de amostras que indicarão a qualidade do óleo encontrado dar respaldo a estimativas sobre a extensão da reserva em questão. Se o concessionário entender que os indícios encontrados apontam para a possibilidade de monetização dos recursos de maneira rentável, este deve declarar oficialmente a comercialidade do campo e anunciar um plano de desenvolvimento, que por sua vez deve ser aprovado pela ANP.

A partir do 8º ano do projeto pelos próximos quatro anos observam-se os investimentos e tributos associados à fase de Desenvolvimento. Consiste na instalação de um sistema de produção capaz de trazer à superfície a quantidade de hidrocarbonetos desejada e manter esse fluxo ao longo de quantidade de anos suficiente para que a sua comercialização pague os investimentos feitos anteriormente. Para manter a pressão interna do reservatório, muitas vezes são utilizados Poços Injetores (de líquidos ou gás). Os Poços Produtores serão os responsáveis por trazer a mistura de hidrocarbonetos à superfície e leva-la à unidade de tratamento e armazenamento (FPSO). Existe ainda todo um sistema submarino de auxílio à produção além de diferentes instalações de tratamento, dependendo da proporção entre os diferentes compostos presentes na mistura.

Ainda de acordo com o exemplo apresentado no gráfico 02, observa-se o início da fase de Produção a partir do 13º ano de projeto. Ressalta-se aqui o longo período de espera após os

investimentos iniciais até que o projeto comece a apresentar retorno financeiro. A partir daí e pelos próximos vinte anos o fluxo de caixa apresenta as receitas advindas da comercialização da produção assim como os gastos operacionais (opex) associados à manutenção da produção (produtos químicos, logística, pessoal, entre outros). Da mesma maneira, observa-se a ocorrência dos tributos associados ao opex assim como das diferentes formas de participação governamental regulamentadas pelo Contrato de Concessão (Royalties e Participação Especial - PE).

Por fim, neste caso hipotético, tem-se no 33º ano do projeto, a fase de Abandono. Ou seja, quando o fluxo de produção já não é capaz de pagar os custos operacionais a empresa operadora decide encerrar a produção e procede às atividades de desmantelamento da estrutura produtiva. A ANP obriga as empresas a retirar os equipamentos submarinos, preencher os poços e reestruturar a área se necessário. Após esse processo a área é então devolvida às autoridades e volta a pertencer ao Estado.

A seguir, apresenta-se com maior detalhe o funcionamento e os principais parâmetros utilizados no modelo, separados em quatro esferas de influência: i) Esfera Legal; ii) Esfera Técnica; iii) Esfera Tributária e iv) Esfera Econômica

3.2 A Construção do Modelo Econômico

3.2.1 Parâmetros Regulatórios

Como explicado no capítulo 2, o atual marco regulatório da indústria prevê a possibilidade de dois tipos de instrumentos jurídicos para permitir a participação das empresas privadas no *upstream* nacional. O Contrato de Concessão, regulamentado pela Lei nº 9.478 de 1997 e o Contrato de Partilha, recentemente introduzido pela Lei nº 12.351 de 2010.

O modelo desenvolvido aqui se insere na lógica do Contrato de Concessão. Optou-se por essa modalidade já que representa 11 das 12 rodadas de licitação promovidas pela ANP até a conclusão desse trabalho. Até o momento realizou-se apenas uma rodada sob o arcabouço regulatório do Contrato de Partilha (PSC) - referente ao leilão do campo de Libra. Ao que tudo indica, a utilização do PSC será restrita apenas a áreas específicas, delimitadas pelo governo federal e consideradas de importância estratégica. Além disso, ainda existem muitas áreas leiloadas sob o Contrato de Concessão, cujas decisões de investimento ainda estão por

serem tomadas. Ou seja, observa-se que o principal modelo contratual utilizado atualmente no Brasil é o Contrato de Concessão e entende-se que este continuará sendo a principal ferramenta jurídica utilizada pela ANP para a distribuição de licenças exploratórias.

Como parâmetros associados ao Contrato de Concessão foi utilizado um Bônus de Assinatura no valor de R\$0,50 por barril de petróleo produzido. A alíquota de Royalties utilizada foi de 10% e os parâmetros de cálculo da Participação Especial utilizados são aqueles referentes à exploração em águas profundas.

Ademais, este trabalho pretende realizar uma análise sobre o impacto da política de conteúdo local sobre a rentabilidade de projetos. Tal impacto será dividido em duas análises. Será quantificado o impacto do atraso da produção sobre a rentabilidade assim como o impacto da multa por não cumprimento das regras de conteúdo local. O cálculo da multa será o mesmo demonstrado no capítulo 2. O cenário com multa compreende um caso em que o operador se compromete com os valores mínimos de CL (37% para a fase de E&A e 55% para a fase de Desenvolvimento), no entanto não consegue realizar 10% do total de capex para a fase de E&A e 20% para a fase de Desenvolvimento.

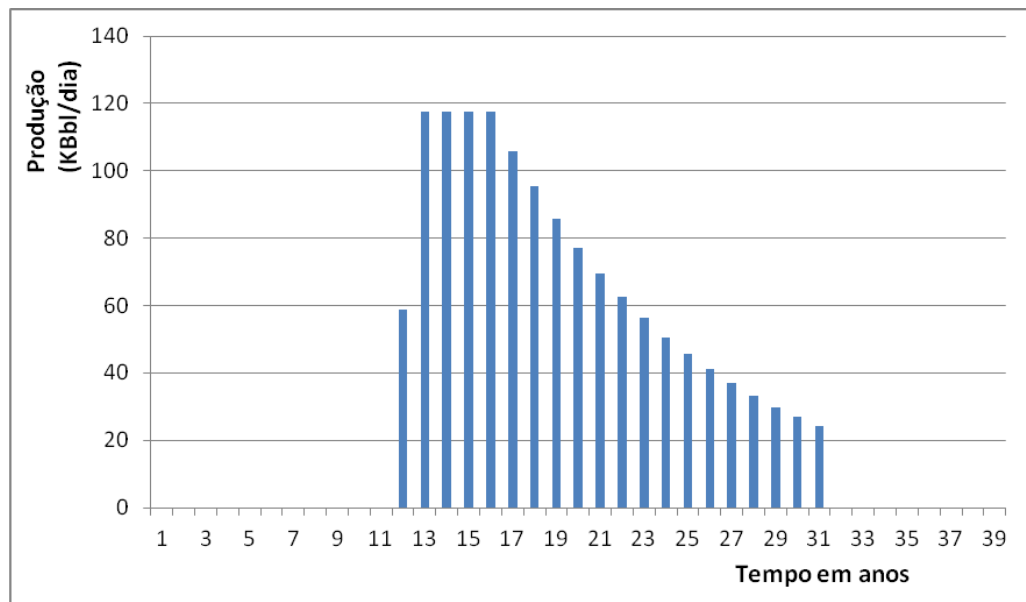
3.2.2 Parâmetros Técnicos

Uma das principais perguntas a serem respondidas na fase de Exploração e Avaliação diz respeito ao tamanho da reserva que se está analisando. Por tamanho da reserva entende-se a quantidade de barris de óleo recuperáveis e consequentemente comercializáveis presente no reservatório. A partir dessa estimativa é que se desenvolve a conceptualização do plano de desenvolvimento e consequentemente de todos os parâmetros técnicos a serem incorporados. Para este trabalho foram elaborados dois casos técnicos associados a diferentes tamanhos de campo. Para o campo de menor tamanho, foi desenvolvido um plano de desenvolvimento apropriado para uma reserva de 150MMBbl recuperáveis. O segundo caso técnico foi calibrado para uma reserva de 500MMBbl recuperáveis. Deste modo será possível observar o comportamento das principais variáveis de interesse para diferentes tamanhos de campo e inferir a respeito dos possíveis ganhos de escala associados a produções mais elevadas.

Outro importante parâmetro técnico capaz de influenciar significativamente o resultado econômico de um projeto está relacionado à pressão do reservatório e consequente

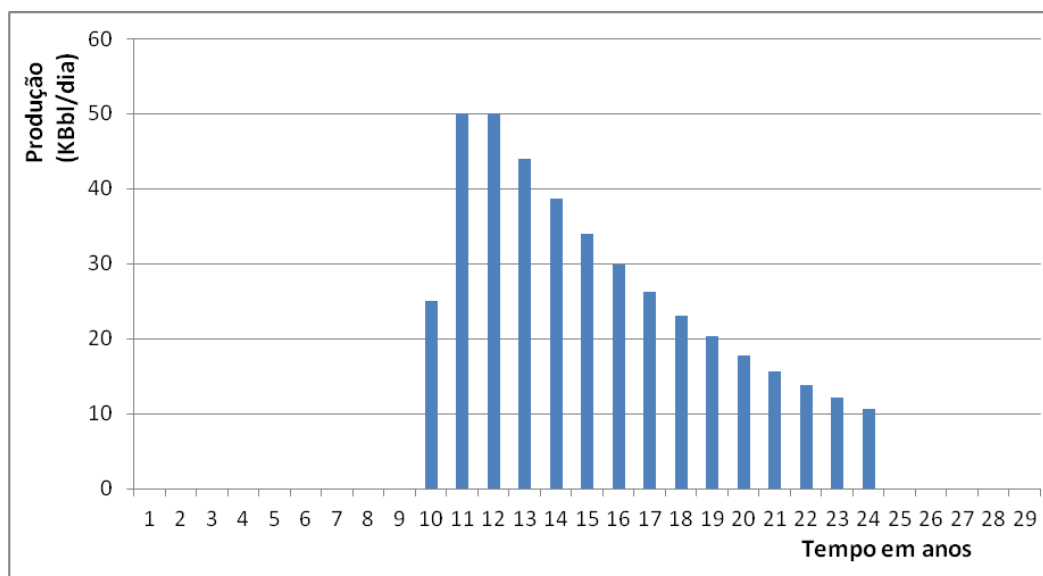
comportamento da curva de produção. Como comentado anteriormente, quanto maior a produção existe tendência natural do reservatório a perder pressão interna e consequentemente diminuir a vazão dos poços. A maioria das empresas busca atingir um pico de produção rapidamente e manter esse volume pelo maior período de tempo possível até que a produtividade dos poços comece a cair. A seguir, apresentam-se as curvas de produção para ambos os casos técnicos elaborados para este trabalho, assim como os parâmetros utilizados para sua construção:

Gráfico 03 – Curva de Produção associada à Reserva de 500MMBbl



Fonte: Elaboração Própria

Para a jazida de 500MMBbl, tem-se uma duração de 20 anos. O pico de produção é atingido no segundo ano a níveis de produção de 118 MMBbl/dia. Permanece no pico por quatro anos e depois declina a uma taxa de 10,0% a.a.

Gráfico 04 – Curva de Produção associada à Reserva de 150MMBbl

Fonte: Elaboração Própria

Para a jazida de 150MMBbl, tem-se um tempo de duração de 15 anos. O pico de produção é atingido no segundo ano a níveis de produção de 50MMBbl/dia. Permanece no pico por dois anos e depois declina a uma taxa de 12,5% a.a. A taxa de declínio considerada aqui é maior do que aquela considerada para o caso de 500MMBbl. Optou-se por esta premissa considerando que o reservatório menor possui menor pressão interna, logo, o declínio da produção se dará de maneira mais acelerada.

Após a decisão de considerar dois casos técnicos associados a diferentes tamanhos de jazida e as características do seu perfil de produção, utilizou-se a experiência dos especialistas presentes nas reuniões do grupo de trabalho do IBP para simular o conceito de desenvolvimento mais adequado às propriedades geológicas do reservatório e o total de investimentos necessários para sua exploração adequada. Para uma melhor visualização da análise, este trabalho dividiu o total de investimentos do projeto em seis categorias diferentes de acordo com a natureza do bem/serviço e seu posicionamento no ciclo de vida do projeto apresentado anteriormente. Estas categorias passam a ser denominadas de “Categorias de Investimento”. A seguir apresenta-se o quadro 04 para visualização de cada uma das seis categorias que serão utilizadas nesse trabalho assim como seu posicionamento no ciclo de vida do projeto:

Quadro 04: Categorias de Investimento Consideradas no Modelo

Etapa do ciclo de vida	Categoria de Investimento
Exploração e Avaliação	i) Geologia e Sísmica
	ii) Poço Pioneiro
Desenvolvimento	iii) Poços de Desenvolvimento
	iv) Subsea
	v) FPSO
Produção	vi) Opex

Fonte Elaboração Própria

Abaixo, apresenta-se uma breve descrição sobre a composição de cada uma das Categorias de Investimento listadas acima:

i) Geologia e Sísmica

Associada à primeira etapa do processo de exploração, esta categoria de investimento engloba os gastos referentes à aquisição, processamento e interpretação de dados geológicos. Normalmente recorre-se ao serviço de empresas especializadas que se utilizarão de embarcações sísmicas e hidrofones¹⁸ na tentativa de identificar áreas com probabilidade de acumulação de hidrocarbonetos.

ii) Poços Pioneiro e de Avaliação

Esta categoria visa representar os gastos relativos à perfuração do poço de exploração e avaliação nas áreas previamente determinadas pelas pesquisas geofísicas e geológicas. Inclui-

¹⁸ Sensores submarinos que permitem medições sonoras, de temperatura e pressão.

se nessa categoria o custo dos materiais e do aluguel da sonda de perfuração. É a partir da atuação do poço pioneiro que será comprovado a existência de reservas de hidrocarbonetos.

iii) *Poços de Desenvolvimento*

Após a comprovação da existência de reservas existe a necessidade de perfuração de uma rede maior de poços com o intuito de se avaliar a extensão da jazida e consequentemente sua viabilidade comercial. Esta categoria incorpora os gastos com tal procedimento, incluindo os custos de materiais, serviços e aluguel das sondas de perfuração, cimentação e preparação do poço para posterior produção.

iv) *Subsea*

Categoria de Investimento que incorpora os gastos associados à aquisição de bens para a instalação do sistema de produção. Entre eles estão a árvore de natal, “risers” de perfuração e exploração, BOP (válvulas de segurança do poço), entre outros. Estes equipamentos estão sujeitos à isenção fiscal do REPETRO.

v) *FPSO*

Representa os investimentos associados à aquisição e funcionamento da Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência, ou, em inglês - FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*). São navios com capacidade para produzir, processar, e armazenar o petróleo. São utilizadas principalmente quando a reserva se localiza afastada da costa, inviabilizando assim a utilização de oleodutos. Assim como para o Subsea, a maior parcela dos custos com FPSO decorre da aquisição de bens cuja aplicação ao REPETRO é prevista no anexo único da instrução normativa RFB 844.

vi) *Opex*

Apesar de tecnicamente não poder ser considerado um investimento, os custos operacionais do projeto foram incluídos aqui com o intuito de caracterizar a completude dos gastos envolvidos na análise. Engloba custos com segurança operacional, administrativos, entre outros. Além disso, incorporam custos com serviços e afretamentos necessários à operacionalização da produção.

3.2.3 Parâmetros Tributários

Explica-se aqui o instrumental desenvolvido com o intuito de simular o ambiente tributário ao qual a empresa operadora em território nacional estará sujeita. Visa refletir a complexidade das normas tributárias presentes em cada uma das fases do ciclo de E&P e descritas anteriormente. Mais uma vez, contou-se com a contribuição de especialistas da área tributária da indústria nacional de petróleo para elucidação das principais práticas tributárias do setor.

Para se chegar à ferramenta de cálculo, primeiramente foi feita uma lista de todos os tributos presentes durante a cadeia de produção de petróleo e suas respectivas alíquotas nominais:

Quadro 05: Tributos e Alíquotas Consideradas no Modelo

Tributos Presentes na E&P (Alíquota Nominal)						
ISS	CIDE	IPI	ICMS	COFINS/PIS	II	IR
5,00%	10,00%	12,00%	19,00%	9,25%	15,00%	15,00%

Fonte: Grupo de Trabalho IBP, 2012

A seguir foi feito um esforço de agrupamento desses impostos entre nove grupos diferentes, que serão denominados aqui de “Categorias Tributárias”. Cada Categoria Tributária será composta por diferentes tributos com suas respectivas alíquotas nominais. Deste modo, cada categoria tributária estará sujeita a uma alíquota efetiva derivada das alíquotas nominais estabelecidas por cada um dos tributos que a compõem. Esse trabalho irá utilizar o conceito de alíquota efetiva devido a complexidade e sobreposição de tributos a que está sujeita o segmento *upstream* da indústria do petróleo, fazendo com que ocorra grande divergência entre as alíquotas previstas em lei (nominais) e aquelas de fato observadas pelos participantes do setor (PEREIRA, 2004). O objetivo da criação destes grupos tributários é a possibilidade de associar todo tipo de gasto com produtos/serviços durante a cadeia de E&P a uma categoria tributária e desta forma calcular o valor do imposto gerado a partir da alíquota efetiva correspondente. A seguir apresenta-se quadro com a composição tributária de cada Categoria e uma breve explicação dos bens e serviços que a compõem:

3.2.3.1 Categorias Tributárias

Abaixo, apresentam-se as nove categorias tributárias criadas e os tributos que a compõem, seguido por uma breve explicação sobre os tipos de bens/serviços a que podem estar associados e sua composição tributária:

Quadro 06: Composição Tributária das Categorias

Categoria Tributária	ISS	CIDE	IPI	ICMS	COFINS/PIS	II	IR	Alíquota Efetiva
Bens Repetro	-	-	-	3,09%	-	-	-	3%
Bens Não Repetro Nacional	-	-	13,68%	33,06%	13,25%	-	-	60%
Bens Não Repetro Internacional	-	-	13,68%	33,06%	13,25%	14,00%	-	74%
Serviço Nacional	5,88%	-	-	-	10,19%	-	-	16%
Serviço Internacional	5,26%	10,00%	-	-	12,59%	-	17,65%	46%
Afretamento Local	-	-	-	-	10,19%	-	-	10%
Afretamento Internacional	-	-	-	-	12,59%	-	-	13%
Aluguel Nacional	-	-	-	-	10,19%	-	-	10%
Aluguel Internacional	-	-	-	-	-	-	17,65%	18%

Fonte: Grupo de Trabalho IBP, 2012

i) Bens REPETRO

Aplicada a bens que são passíveis de enquadramento no REPETRO e que de fato conseguiram receber a autorização para tal outorgada pela Receita Federal. Devem possuir descrição e código NCM correspondente àqueles presentes no anexo único da Instrução Normativa RFB 844 ou então devem ser produtos cuja aquisição é fundamental para a operacionalidade daqueles relacionados na lista supracitada. Esta categoria possui alíquota efetiva de 3,09% representada pela incidência do ICMS. Lembrando que há isenção de IPI, PIS e COFINS conforme prevê o regime.

ii) Bens Não-REPETRO Nacional

Aplicada a bens que não são passíveis de enquadramento no REPETRO ou então cuja habilitação não foi liberada pela Receita Federal pelo não cumprimento dos pré-requisitos previstos em lei. Além disso, refere-se a bens cuja aquisição se dá no mercado nacional. Possui alíquota efetiva de 59,98% composta por: IPI, ICMS, PIS e COFINS.

iii) Bens Não-REPETRO Internacional

Aplicada a bens que não são passíveis de enquadramento no REPETRO ou então cuja habilitação não foi liberada pela Receita Federal pelo não cumprimento dos pré-requisitos previstos em lei. Além disso, refere-se a bens cuja aquisição se dá no mercado internacional. Possui alíquota efetiva de 73,98% composta por: IPI, ICMS, PIS, COFINS e II.

iv) Serviço Nacional

Aplicada a serviços contratados no mercado nacional. Esta categoria refere-se a todo tipo de serviços contratados de prestadores nacionais e utilizados diretamente nos projetos de exploração e produção de petróleo e gás. Os serviços nacionais pagam uma alíquota efetiva de 16,08% composta por: ISS, PIS e COFINS. Esta categoria não conta com nenhum tipo de isenção associada ao regime do REPETRO.

v) Serviço Internacional

Aplicada a serviços contratados no mercado internacional e utilizados nos projetos de exploração e produção. Esta categoria tributária possui uma alíquota efetiva de 45,50% composta por: ISS, CIDE, PIS, COFINS e IR. Da mesma forma que a anterior esta categoria não conta com nenhum tipo de isenção associada ao regime do REPETRO.

vi) Afretamento Local

Aplicada a contratos de leasing de embarcações de propriedade de empresas nacionais, na qual a empresa operadora passa a deter o controle da embarcação por um longo período de tempo. Atualmente, as plataformas de produção são afretadas pelas empresas petroleiras, mesmo quando a mesma detém a propriedade do ativo através de subsidiárias. Parte das sondas de perfuração e embarcações de apoio também são afretadas. Através do leasing, as empresas petróleo evitam carregar todo o custo de investimento das embarcações de uma só vez nos projetos. O valor do leasing destas embarcações é considerado custo operacional OPEX. Este item de gasto tem uma alíquota efetiva de 10,19% composta por: PIS e COFINS.

vii) Afretamento Internacional

Aplicada a contratos de leasing de embarcações de propriedade de empresas internacionais. Atualmente, as plataformas de produção são afretadas de empresas estrangeiras, mesmo quando são fabricadas no Brasil e forem de propriedade de empresas

nacionais. Neste caso, a empresa realiza uma exportação ficta e o bem fica no Brasil sob o regime de admissão temporária, e um contrato de afretamento entre a subsidiária (estrangeira) e a operadora.

viii) Aluguel Nacional

Aplicada a aluguéis de equipamentos e embarcações contratados no mercado nacional. Diferentemente do afretamento, a empresa operadora não detém o controle e operação da embarcação alugada. Em geral, o aluguel se aplica às sondas de perfuração e embarcações de apoio pertencentes e operadas por empresas nacionais. Possui alíquota efetiva de 10,19% composta por: PIS e COFINS.

ix) Aluguel Internacional

Aplicada a aluguéis de equipamentos e embarcações contratados no mercado internacional. Em geral, o aluguel se aplica às sondas de perfuração pertencentes e operadas por empresas internacionais. Possui alíquota efetiva de 17,65% representada pelo IR.

O próximo passo para o cálculo do valor dos impostos foi determinar como se distribuem os gastos de cada Categoria de Custo dos projetos entre as diversas Categorias Tributárias descritas anteriormente. Importante ressaltar que para o cenário base, utilizou-se como premissa a vigência do regime de isenção fiscal – REPETRO. A seguir, apresenta-se a matriz que descreve essa relação no cenário em que se considera o regime do REPETRO:

Quadro 07: Distribuição dos Gastos por Categorias de Custo nas Diferentes Categorias Tributárias no Cenário com REPETRO

Categoria Tributária	Categoria de Custo					
	Sísmica	Poço Pioneiro e de Avaliação	Poços Desenvolvimento	Subsea	FPSO	OPEX
Bens REPETRO	0%	0%	0%	75%	95%	0%
Bens não REPETRO Nacionais	0%	18%	18%	0%	2%	25%
Bens não REPETRO Internacionais	0%	11%	11%	0%	0%	5%
Serviço Nacional	20%	16%	16%	10%	2%	30%
Serviço Internacional	80%	4%	4%	5%	0%	15%
Afretamento Nacional	0%	3%	3%	3%	0%	25%
Afretamento Internacional	0%	48%	48%	7%	1%	0%
Aluguel Nacional	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Aluguel Internacional	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Grupo de Trabalho IBP, 2012

Com o fundamental apoio do grupo de trabalho montado no IBP, estabeleceu-se como premissa que a parcela de gastos suscetíveis ao enquadramento no REPETRO é aquela associada a 95% dos gastos com a Plataforma Flutuante (FPSO) e a 75% dos gastos com *Subsea*. Da mesma forma considerou-se que a aquisição tanto da FPSO como do *Subsea* se dá por meio de leasing independente da vigência ou não do REPETRO.

Tem-se desta maneira o instrumental necessário para o cálculo do valor dos tributos que incorrem sobre os gastos de uma empresa de petróleo típica atuando no território nacional. Cada lançamento de gastos por Categoria de Custo é decomposto em parcelas que se encaixam nas Categorias Tributárias conforme tabela acima. Por sua vez, cada categoria tributária está associada a uma alíquota efetiva. Por exemplo, como podemos ver na tabela, dos 100% de gastos com a categoria de custos definida como Sísmica, 80% se enquadram na categoria tributária Serviço Internacional e pagam uma alíquota efetiva de 45,5% enquanto 20% se enquadram em Serviço Nacional cuja alíquota efetiva é de 16,08%. Deste modo, a um gasto de \$100 unidades monetárias em Sísmica incidirá um imposto no valor de \$36,40 + \$3,21 = \$39,61 unidades monetárias.

É importante ressaltar neste momento que a partir da tabela acima pode-se visualizar com maior clareza a uma das propostas deste trabalho, que é quantificar o impacto do REPETRO sobre a rentabilidade da exploração de jazidas. O modelo desenvolvido permite a

comparação entre dois cenários mutuamente exclusivos. O cenário em que o REPETRO é válido e um em que o regime não é utilizado. O que acontece é a mudança da parcela de gastos com *Subsea* e FPSO que deixam de se enquadrar na categoria Bens REPETRO e passam a se enquadrar em Bens não-REPETRO internacionais. Em termos de alíquota, mudam de uma alíquota efetiva de 3,09% para uma de 73,98%. Pode-se visualizar desta maneira o tamanho do impacto fiscal proporcionado pelo REPETRO. A seguir, faz-se uma reprodução da tabela acima em um cenário em que o benefício do REPETRO não é concedido:

Quadro 08: Distribuição dos Gastos por Categorias de Custo nas Diferentes Categorias Tributárias no Cenário sem REPETRO

Categoria Tributária	Categoria de Custo					
	Sísmica	Poço Pioneiro e de Avaliação	Poços Desenvolvimento	Subsea	FPSO	OPEX
Bens REPETRO	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Bens não REPETRO Nacionais	0%	18%	18%	0%	2%	25%
Bens não REPETRO Internacionais	0%	11%	11%	75%	95%	5%
Serviço Nacional	20%	16%	16%	10%	2%	30%
Serviço Internacional	80%	4%	4%	5%	0%	15%
Afretamento Nacional	0%	3%	3%	3%	0%	25%
Afretamento Internacional	0%	48%	48%	7%	1%	0%
Aluguel Nacional	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Aluguel Internacional	0%	0%	0%	0%	0%	0%
TOTAL	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fonte: Grupo de Trabalho IBP, 2012

3.2.4 Parâmetros Econômicos

Entre os principais fatores econômicos capazes de influenciar um projeto petrolífero estão os custos (opex e capex) e o preço do petróleo. Neste trabalho considerou-se o preço do petróleo como fixo e igual a \$75/Bbl durante todo o projeto. Apesar deste valor estar abaixo dos preços praticados no mercado atualmente (mais próximo de \$100/Bbl), ressalta-se a grande volatilidade do mesmo apresentada no passado recente, quando chegaram a ser praticados preços entre \$20 e \$40 por barril a pouco mais de dez anos atrás. Além do mais, o próprio comportamento prudencial das empresas estimula que sejam feitas análises de viabilidade a preços abaixo daqueles praticados no mercado (DAMODARAM, 2006)

Os preços e custos foram mantidos fixos ao longo do projeto. Em contrapartida, também não foi considerada taxa de inflação. Ou seja, seria equivalente considerar o crescimento dos preços e custos acompanhando a inflação. Desta forma, não a mudanças nos preços relativos.

Com relação aos custos, estes estão associados ao perfil técnico de desenvolvimento do campo explicitado anteriormente. Como foram desenvolvidos dois casos técnicos associados a diferentes tamanhos de reserva, temos:

Para o campo com reservas de 150MMBbl: Capex - \$22,2/Bbl; Opex - \$15,0/Bbl

Para o campo com reservas de 500MMBbl: Capex - \$13,1/Bbl; Opex - \$8,0/Bbl

A seguir apresenta-se tabela com o resumo das principais premissas utilizadas na construção do modelo:

Quadro 09: Resumo dos Parâmetros Utilizados no Modelo

Esfera	Item	Premissa
Regulatória	Sistema Fiscal	Contrato de Concessão
	Bonus de Assinatura	\$0,50/Bbl de reserva
	Conteúdo Local	CL Oferecido: 35% (E&A); 55% (Des.) CL Não Realizado: 10% (E&A); 20% (Des.)
Técnica	Tamanho da Jazida	2 casos: 150 MMBbl e 500 MMBbl
	Curva de Produção	150 MMBbl - Pico de 48KBbl/d 500 MMBbl - Pico de 118KBbl/d
Tributária	Tributos	ISS (5%); CIDE (10%) IPI (12%); ICMS (19%); PIS/COFINS (9,25%); II (15%); IR (15%)
	Bens Repetráveis	75% do Subsea 95% da FPSO
Econômica	Preço do Petróleo	\$75/Bbl
	Capex	150 MMBbl - \$22,2/Bbl 500 MMBbl - \$15,9/Bbl
	Opex	150 MMBbl - \$13,1/Bbl 500 MMBbl - \$8,0/Bbl

Fonte: Elaboração Própria

3.2.5 Parâmetros da Análise de Monte Carlo

Na sessão acima foi apresentada a metodologia de construção do modelo de FCD, os parâmetros de simulação escolhidos para o cenário base, assim como o racional teórico das premissas utilizadas. No entanto, é fundamental ressaltar que a cada aspecto discutido naquela sessão, está associada quantidade significativa de incerteza. Parâmetros como o preço do petróleo e os custos do projeto podem apresentar comportamentos diferentes daqueles previstos inicialmente e comprometer a rentabilidade dos projetos avaliados, levando julgamentos errôneos na decisão de investir pelas empresas. Este tipo de análise é chamada de “determinística” e peca ao não incluir o comportamento incerto de determinadas variáveis.

Com o intuito de realizar uma análise estocástica a respeito do Risco Econômico a que estão expostos projetos típicos de E&P no Brasil, este trabalho utilizou-se da ferramenta de simulação de Monte Carlo, por meio do software @Risk em conjunto com o modelo de FCD descrito anteriormente neste capítulo. A seguir apresentam-se os parâmetros utilizados para ambos os cenários base desenvolvidos e apresentados anteriormente:

Quadro 10: Parâmetros Utilizados para a Simulação de Monte Carlo

	Caso 1 150 MMBbl	Caso 2 500 MMBbl	Distribuição de Probabilidade
Número de simulações	1000	1000	-
Preço do Petróleo (\$/Bbl)	média: 75 max: 100 min: 50	média: 75 max: 100 min: 50	Normal
Opex (\$/Bbl)	média: 13,1 max: 16,1 min: 10,1	média: 8,0 max: 11,0 min: 5,0	Triangular
Capex (\$/Bbl)	média: 22,2 max: 26,2 min: 18,2	média: 15,9 max: 18,1 min: 12,1	Triangular

Fonte: Elaboração Própria

CAPÍTULO 4

RESULTADOS: IMPACTO DE DIFERENTES FATORES DE RISCO SOBRE A ATRATIVIDADE DE PROJETOS

Este capítulo apresentará os resultados das diferentes análises a que se propôs a realizar este trabalho. Seu objetivo é fornecer evidências que ajudem a responder as perguntas a que se propôs este estudo:

Existe risco do setor de E&P perder os atuais níveis de atratividade observados?

Se sim, quais fatores podem indicar risco de perda de atratividade?

Qual o impacto desses fatores sobre a rentabilidade de projetos?

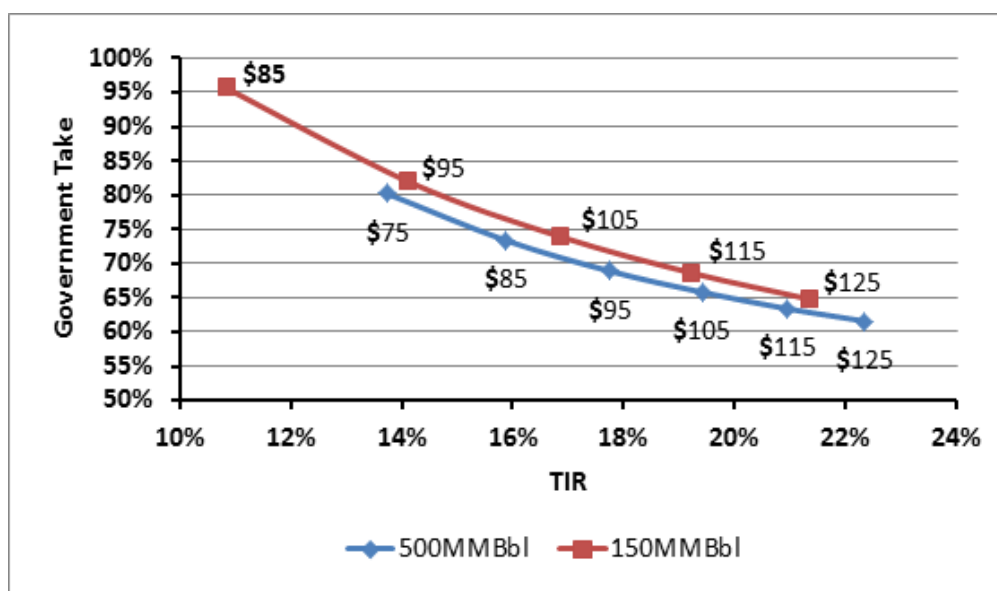
O capítulo 2 endereçou a 2ª pergunta ao buscar na literatura acadêmica, os possíveis fatores capazes de impactar negativamente a atratividade da E&P nacional. Também se buscou identificar como se dá o processo de tomada de decisão pelas empresas petrolíferas, e quais as principais ferramentas quantitativas utilizadas por estas e pela academia.

O objetivo deste capítulo será, portanto, responder à pergunta de número 3. Primeiramente serão apresentadas as análises de sensibilidade realizadas com o modelo de FCD cuja construção foi explicitada no capítulo 03. Pretende-se apresentar um panorama de como os principais indicadores de rentabilidade de projetos petrolíferos no upstream nacional se comportam quando estressados a diferentes cenários e sensibilidades. Na segunda parte utilizam-se as ferramentas estocásticas também apresentadas no capítulo 03. Pretende-se observar qual o impacto do tratamento probabilístico das incertezas associadas à produção sobre os indicadores de atratividade selecionados. As análises podem ser divididas em três grandes grupos: i) Impacto do Sistema Fiscal; ii) Impacto de Fatores Regulatórios (REPETRO e Conteúdo Local); iii) Impacto do tratamento probabilístico de Incertezas (Risco Geológico e Econômico).

4.1 O Impacto do Sistema Fiscal

Utiliza-se aqui a parcela da renda absorvida pelo governo – o *government take*, como indicador do comportamento do Sistema Fiscal atualmente utilizado na E&P nacional. Este trabalho considera como componentes do *government take* os *Royalties*, a Participação Especial, e o Imposto de Renda e os principais tributos indiretos incorridos em um projeto de E&P. Inicia-se a análise sobre comportamento do *government take* em diferentes cenários de sensibilidade com o gráfico 05 apresentado abaixo:

Gráfico 05: Dualidade entre TIR e Government Take



Fonte: Elaboração Própria

O gráfico mostra o comportamento de 4 variáveis distintas. Apresenta a correlação entre o *government take* e a rentabilidade de um projeto (TIR) a partir de mudanças no preço do barril de petróleo (cada ponto identificado sobre as retas) para dois tamanhos de reservas (representado pelas retas de diferentes cores).

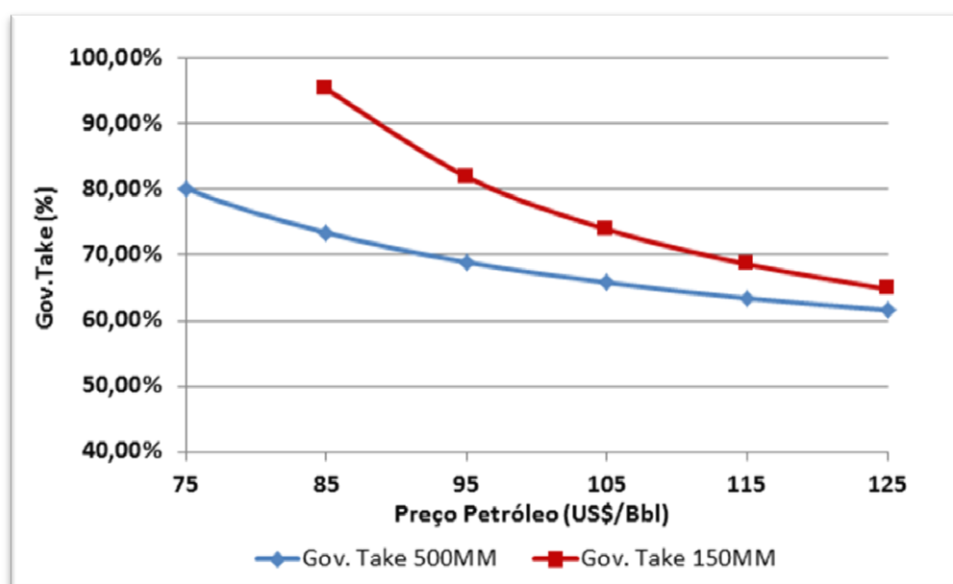
Ilustra o conflito existente entre o objetivo do governo e da empresa produtora, detalhado no capítulo 02. Tal análise foi realizada para os dois casos técnicos apresentados anteriormente, reservas recuperáveis de 150MMBbl e 500MMBbl.

O aumento percentual dos valores de *government take*, se dá a perdas da parcela da renda que fica com a empresa produtora, causando redução na TIR do projeto. Por esta correlação, o *government take* é amplamente utilizado na literatura e na indústria, como

indicador de atratividade. Observando a inclinação da curva, nota-se que para baixos valores de *government take*, as perdas na TIR são maiores. Ou seja, conforme aumenta o preço do barril e consequentemente a TIR, a perda no *government take* passa a se dar a taxas cada vez menores. A interpretação deste fato sugere que aos níveis atuais de preço do petróleo (acima dos \$100/Bbl), o impacto de pequenas variações de *government take*, se dá à custa de grande perda de rentabilidade. O mesmo comportamento é observado para ambos os casos técnicos analisados.

A seguir, o gráfico 06 ilumina-se outra importante característica do Sistema Fiscal adotado atualmente no Brasil:

Gráfico 06: Sensibilidade do Government Take frente ao Preço Petróleo



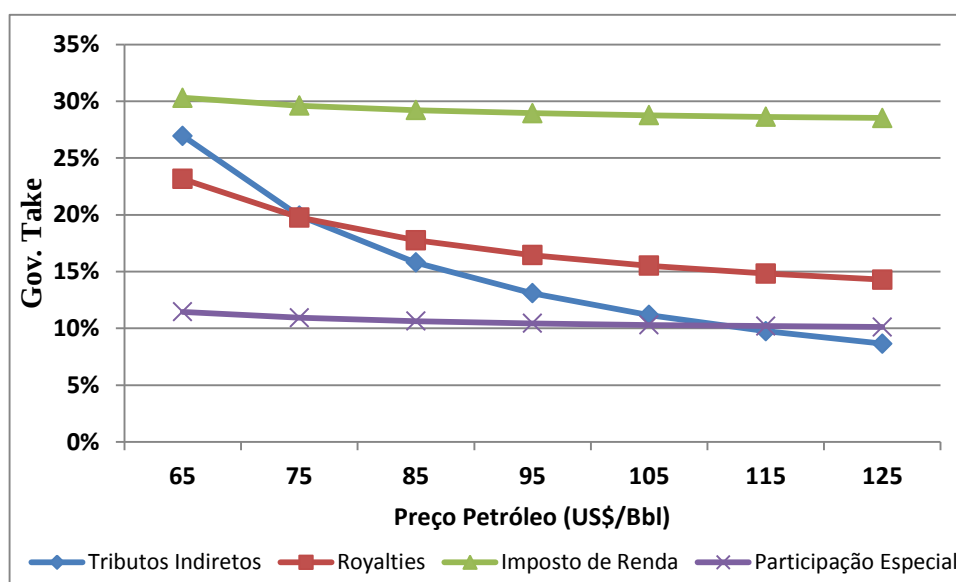
Fonte: Elaboração Própria

A primeira conclusão importante que se faz é observar que o *government take* é negativamente correlacionado ao preço do petróleo. Na literatura, tal característica é denominada de regressividade do sistema fiscal. Johnston, 2004 já havia observado que a maioria dos sistemas internacionais são regressivos, principalmente pela regressividade da cobrança de royalties (alíquota fixa independente da lucratividade do campo). No Brasil, apesar da existência da Participação Especial (instrumento progressivo, pois quanto maior a lucratividade do campo, maiores são as alíquotas), esta não é suficiente para elevar a parcela

da renda destinada ao governo quando ocorre aumento de lucratividade (neste caso proporcionado pelo aumento de preços). A inclinação maior da curva que representa o campo de 150MMBbl indica que a rentabilidade destes é mais afetada pelo aumento do *government take*.

Para um melhor entendimento do comportamento observado acima, apresenta-se o gráfico 07, em que se pode observar o comportamento de cada um dos componentes do *government take* frente a variações no preço do petróleo:

Gráfico 07: Impacto do Preço do Petróleo sobre os Componentes do Government Take



Fonte: Elaboração Própria

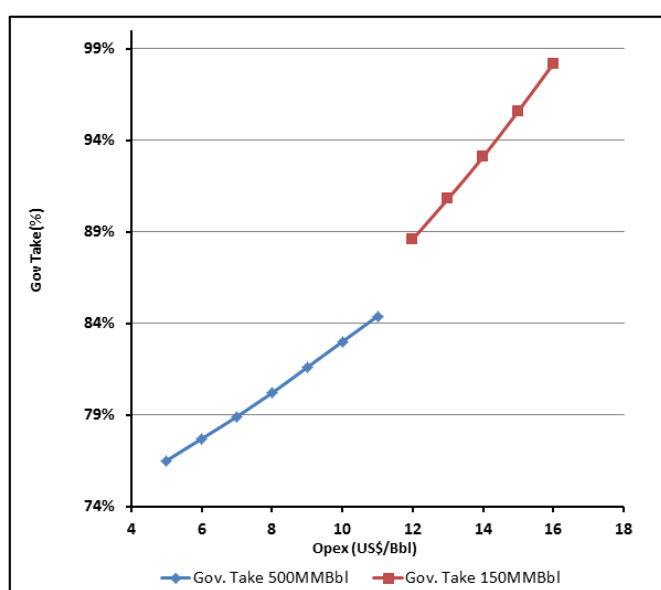
Neste gráfico podem-se observar claramente quais componentes tornam o sistema regressivo. Tem-se que os tributos indiretos¹⁹ assim como os Royalties, perdem participação com relação ao lucro do campo à medida que aumenta o preço do petróleo. Já o Imposto de Renda e a Participação Especial, por representarem tributos sobre o lucro, e por possuírem alíquotas que variam conforme a rentabilidade, conseguem manter sua participação constante. Tal comportamento, no entanto, não impede que o *government take* como um todo

¹⁹ Identificados pelo ISS, CIDE, IPI, ICMS, PIS/COFINS, II, IR cujas alíquotas estão identificadas no quadro 05 do capítulo 3.

(representado pela soma de cada componente) apresente correlação negativa aos preços de venda do petróleo.

A seguir apresentam-se sensibilidades do *government take* com relação aos custos de investimento (capex) e operacionais (opex).

Gráfico 08: Sensibilidade do Government Take frente a Variações nos Custos Operacionais

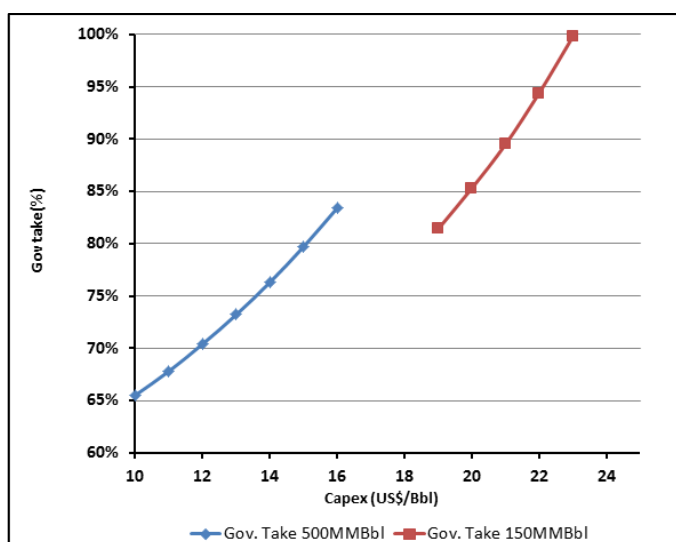


Fonte: Elaboração Própria

A observação do gráfico permite constatar que o *government take* apresenta-se positivamente correlacionado com os gastos operacionais. Este comportamento está associado ao maior pagamento de tributos indiretos conforme crescem os gastos operacionais. Importante ressaltar que em termos de valores absolutos, o valor do *government take* pode aumentar ou diminuir dependendo de como se comportam seus componentes (aumento de opex gera crescimento dos impostos indiretos e queda na PE e IR, não afetando RYT), no entanto em termos de parcela do lucro ocorre aumento já que o aumento do opex unitário irá reduzir o lucro do projeto. A queda no lucro do projeto sempre superará a queda em valores absolutos do *government take*. A comparação entre ambos os tamanhos de campo evidencia a

menor atratividade do campo de 150MMBbl. Este apresenta valores de *government take* substancialmente superiores aos do campo de 500MMBbl

Gráfico 09: Sensibilidade do Government Take frente a Variações nos Custos de Investimento



Fonte: Elaboração Própria

Da mesma maneira que no gráfico anterior, e pelo mesmo motivo, tem-se que o *government take* é positivamente correlacionado com os custos unitários de investimento (capex). Uma importante diferença, no entanto, é a constatação de que a sensibilidade frente a esses custos é maior que aquela apresentada para os custos operacionais. Mais uma vez a reserva de maior tamanho se beneficia dos ganhos de escala e apresenta valores menores de *government take* que aqueles encontrados para o campo menor.

De toda a análise sobre o comportamento do Sistema Fiscal nacional, podem-se tirar algumas conclusões. Aumentos do *government take* tem impacto sobre a rentabilidade de projetos. O aumento de 1 ponto percentual da parcela de renda absorvida pelo governo pode representar queda de 2 pontos percentuais da TIR. Esta relação parece não variar de acordo com o tamanho do campo e torna-se maior conforme crescem os preços do petróleo. Outra conclusão importante foi a constatação da regressividade de tal regime, influenciada principalmente pelo comportamento dos Royalties e dos tributos indiretos.

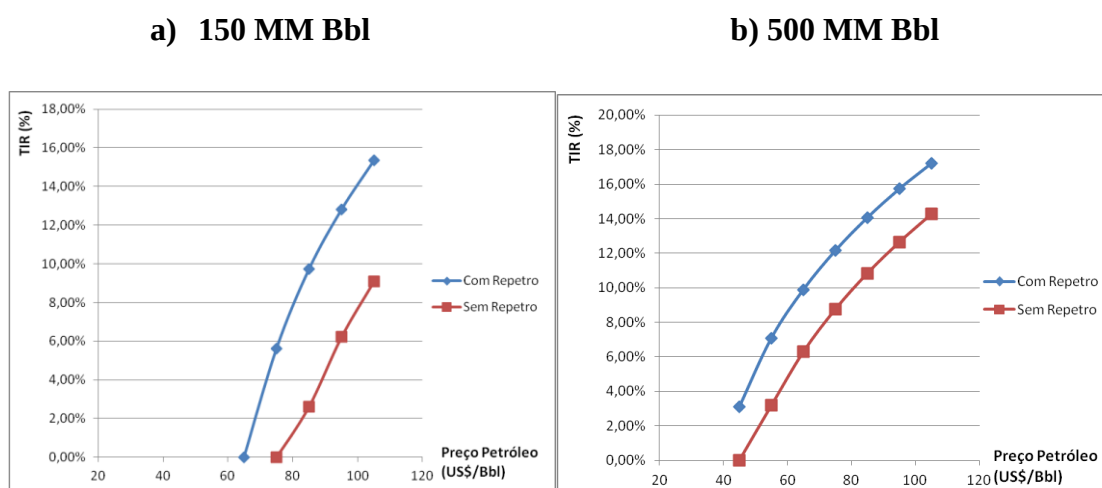
4.2 Impacto do Risco Regulatório

4.2.1 Impacto do REPETRO

Como comentado no capítulo 02 deste trabalho, existe na indústria atualmente, grande insegurança jurídica associada ao regime de isenção fiscal – REPETRO. Dado a sua natureza de ferramenta de estímulo ao investimento no setor, procurou-se quantificar o impacto de uma possível extinção do regime sobre a rentabilidade de projetos.

Mais uma vez trabalhou-se com dois casos técnicos associados a diferentes tamanhos de recursos recuperáveis. A seguir, apresentam-se os resultados encontrados:

Gráfico 10: Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Preço do Petróleo



Fonte: Elaboração Própria

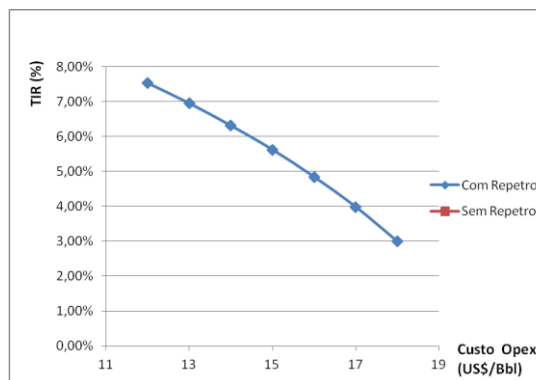
A esquerda tem-se o projeto de 150MMBbl e a direita o de 500MMBbl. Para o projeto com a reserva de 150MMBbl tem-se que para cada valor considerado de preço de petróleo, a diferença da TIR entre o cenário com e sem REPETRO é da ordem de 8 pontos percentuais. Considerando uma Taxa Mínima de Atratividade de 10%, pode-se concluir que sem a isenção fiscal do REPETRO, o projeto simulado só seria economicamente rentável a partir de preços do petróleo acima de \$105/Bbl. Enquanto isso, a utilização do REPETRO permite a viabilidade econômica do projeto a preços de petróleo a partir de \$80/Bbl. Cabe ainda

ressaltar que valores resultantes em TIR negativa não foram considerados na formulação gráfica. Para o caso de 500MMBbl, o impacto da perda do REPETRO é menor, causando uma perda de três pontos percentuais de TIR. Para este caso o cenário sem REPETRO seria economicamente viável a um preço de \$80/Bbl, ao passo que a isenção fiscal do REPETRO viabiliza a produção a partir de preços bem abaixo dos encontrados no mercado atualmente, a \$65/Bbl.

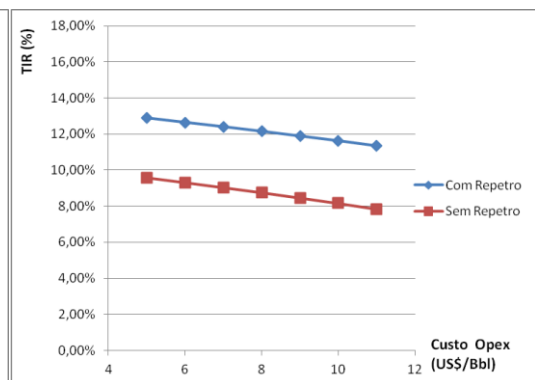
A seguir apresenta-se o impacto de variações nos custos do projeto (capex e opex) para ambos os casos técnicos estudados:

Gráfico 11: Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Custo Operacional

b) 150 MM Bbl

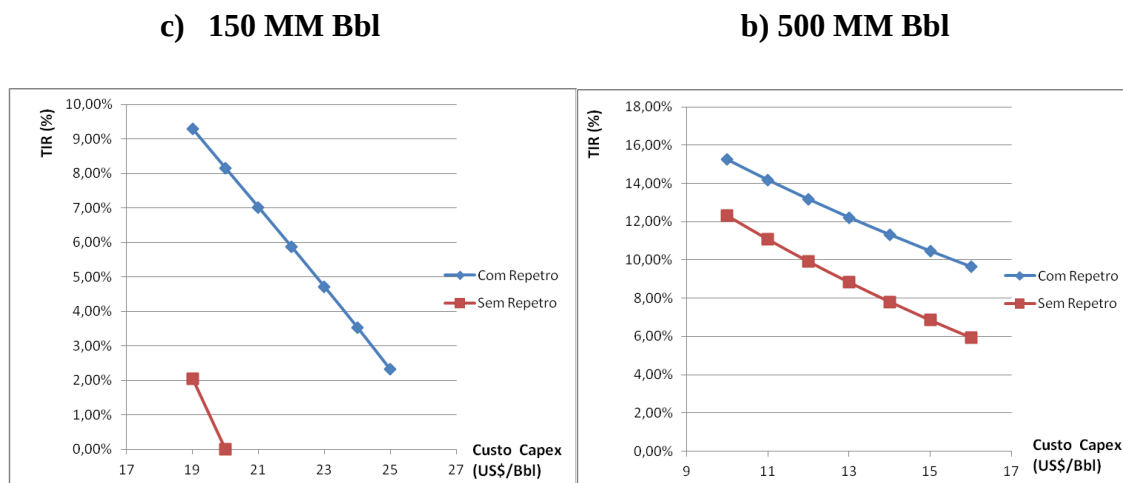


b) 500 MM Bbl



Fonte: Elaboração própria

Gráfico 12: Resposta da Taxa Interna de Retorno (TIR) a Variações no Custo de Investimento

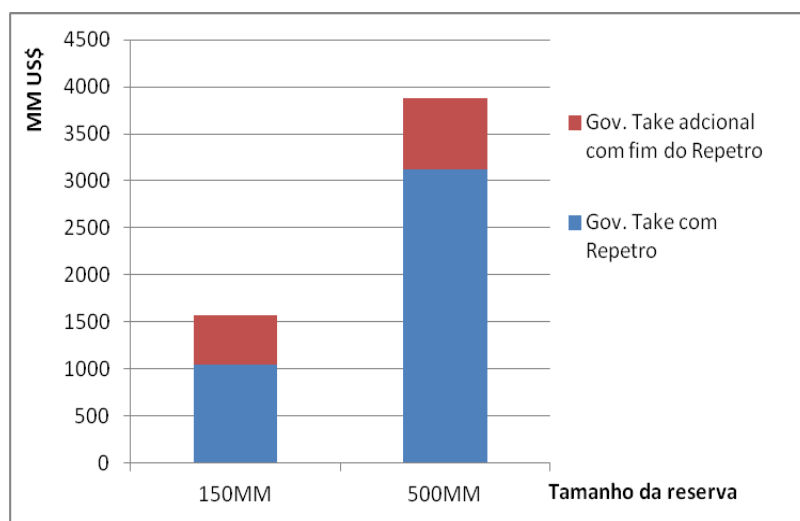


Fonte: Elaboração própria

Os gráficos 11 e 12, acima, mostram que para todos os valores opex considerados e para a maioria dos valores de capex, o cenário sem REPETRO apresentou TIR negativa para a reserva de 150MMBbl. Como o modelo não calcula valores negativos para TIR, os segmentos de reta associados a esses valores não são apresentados nos gráficos. Mesmo o cenário com REPETRO apresenta resultados de TIR incompatíveis com a economicidade dos projetos quando confrontados com uma taxa mínima de atratividade de 10%. Tais projetos não proporcionam incentivo econômico para seu desenvolvimento. Este resultado reflete os altos custos associados à E&P em um contexto de águas profundas. A análise do caso de 500MM Bbl é bastante representativa da importância do REPETRO. Tanto para a sensibilidade de capex como de opex, a grande maioria dos pontos associados à curva com REPETRO está acima da TMA. Com a perda do regime, em quase todos os cenários de custo, o projeto passa a ser inviável economicamente.

Por fim, vale ressaltar uma a sensibilidade ligeiramente maior da TIR a variações nos custos capex quando comparado a variações do opex. Tal comportamento se explica pela realização de gastos capex no início do ciclo de produção, estando sujeitos a menores descontos intertemporais.

Abaixo se apresenta uma análise capaz de contextualizar melhor o debate:

Gráfico 13: Valores de government take com e sem REPETRO

Fonte: Elaboração Própria

Pode-se observar que o ganho adicional de renda para o governo com o fim do REPETRO, não chega a ser significativo (principalmente para a reserva de 500MMBbl). Logo, acabar com este regime com o objetivo de aumentar a arrecadação governamental pode não ser bem sucedido, já que coloca em risco a viabilidade econômica dos projetos em troca de aumento marginal na arrecadação.

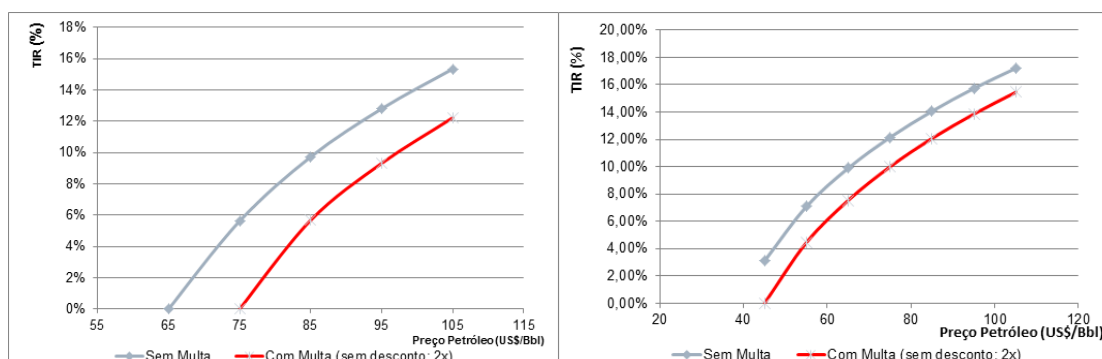
4.2.2 Impacto da Política de Conteúdo Local

Este impacto está dividido em duas análises. O impacto da multa sobre o não cumprimento das regras de conteúdo local mínimo e o impacto do sobre custo associado à compra de fornecedores locais:

Gráfico 14: Impacto da Multa de CL sobre a TIR

a) 150 MM Bbl

b) 500 MM Bbl

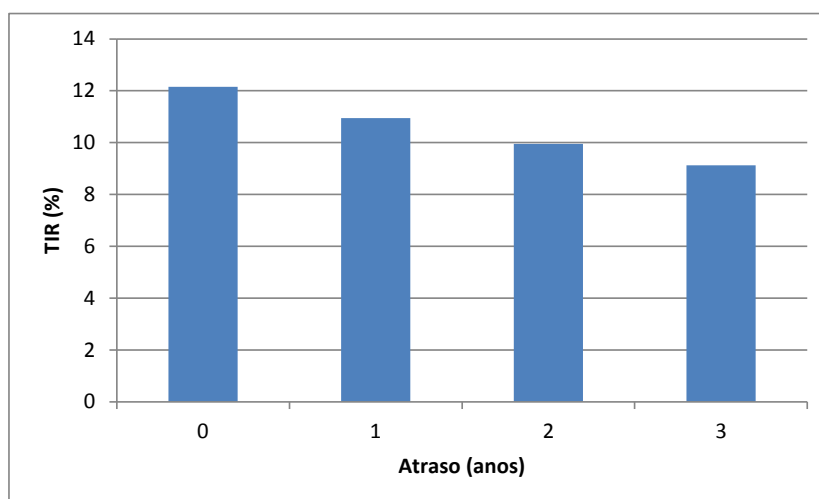


Fonte: Elaboração Própria

Pode-se observar que à medida que cresce a rentabilidade do projeto, a multa tem cada vez menos impacto sobre a TIR. Outro resultado aponta para o maior impacto da multa sobre o projeto de menor tamanho. Para um preço do barril de US\$105/Bbl o impacto é da ordem de 3,8 pontos percentuais para o campo de 150MMBbl e de 1,9 pontos para o de 500 MM Bbl. Utilizando mais uma vez a TMA de 10%, tem-se que a introdução da multa eleva o valor do barril que viabiliza o projeto de US\$85 para US\$95 (caso a) e de US\$65 para US\$75 (caso b).

A seguir observa-se o impacto do atraso sobre a rentabilidade do projeto:

Gráfico 15: Impacto do Atraso de Produção sobre a TIR



Fonte: Elaboração Própria

Nota-se que a partir de mais de um ano de atraso, o efeito sobre a rentabilidade do projeto inviabiliza seu desenvolvimento econômico, indicando taxas de retorno menores que 10%. Tem-se uma média de um ponto percentual de redução na TIR a cada ano de atraso.

4.3 Análise do Tratamento Probabilístico de Incertezas

As análises de sensibilidade apresentadas anteriormente são muito úteis, pois permitem isolar e quantificar o efeito da variação de um item específico sobre a atratividade de projetos mantendo constante todas as outras variáveis que poderiam atrapalhar a análise. Apesar de úteis para observar a natureza da correlação entre os indicadores de atratividade e as variáveis

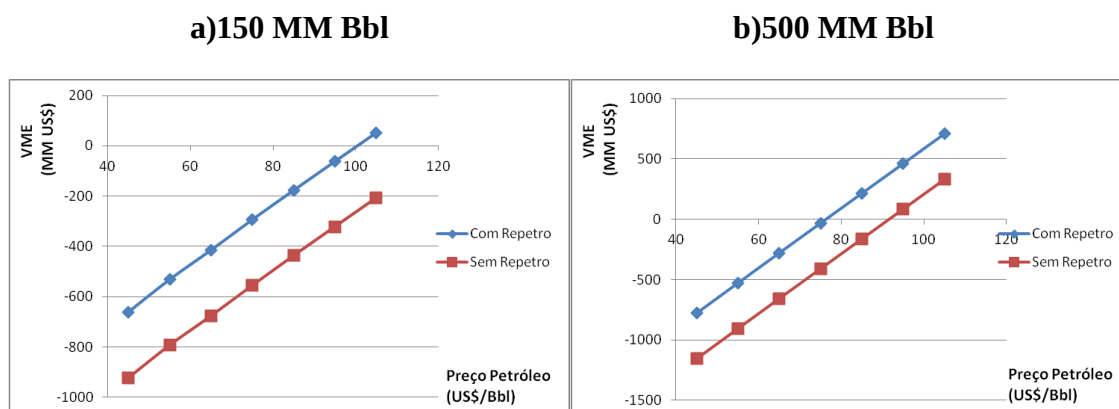
de interesse observadas, pecam ao não incorporar a natureza probabilística associada a cada cenário analisado. Em projetos reais, existe grande variabilidade de toda uma gama de variáveis que podem afetar significativamente os projetos (comentadas no cap. 02). Dado as diversas incertezas sobre o comportamento destas variáveis, ao longo das dezenas de anos necessários para a maturação de um projeto de E&P, para uma correta análise de viabilidade econômica de projetos, torna-se fundamental a utilização de ferramentas probabilísticas capazes de incorporar o risco e as incertezas inatas a um projeto desta natureza.

Será quantificado o impacto da incorporação do Risco Geológico e do Risco Econômico sobre a rentabilidade de projetos.

4.3.1 Impacto do Risco Geológico

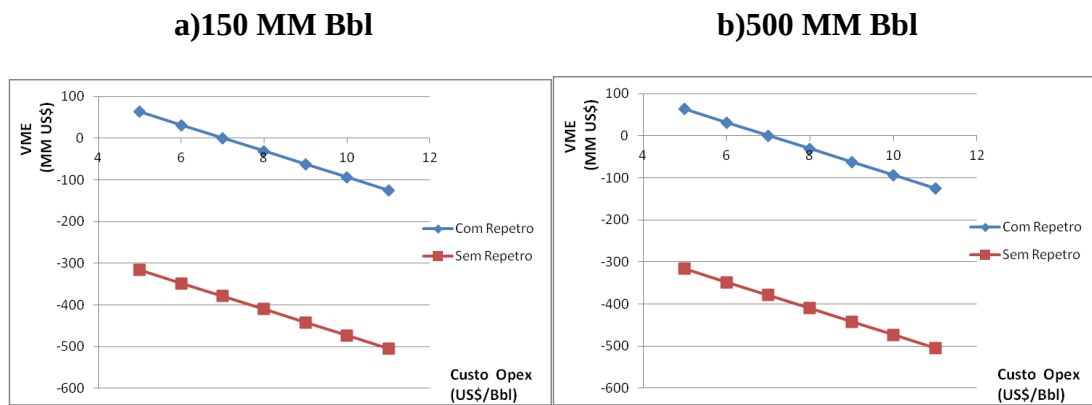
Primeiramente replica-se a mesma análise que foi feita para a TIR na comparação entre os casos com e sem REPETRO, no entanto, desta vez utiliza-se o VME como indicador de rentabilidade. Importante lembrar aqui que estabeleceu-se uma premissa de probabilidade de sucesso igual a 50%. Ou seja, pondera-se o VPL de cada cenário (sucesso ou fracasso) pela possibilidade de sua ocorrência.

Gráfico 16: Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a Variações no Preço do Petróleo



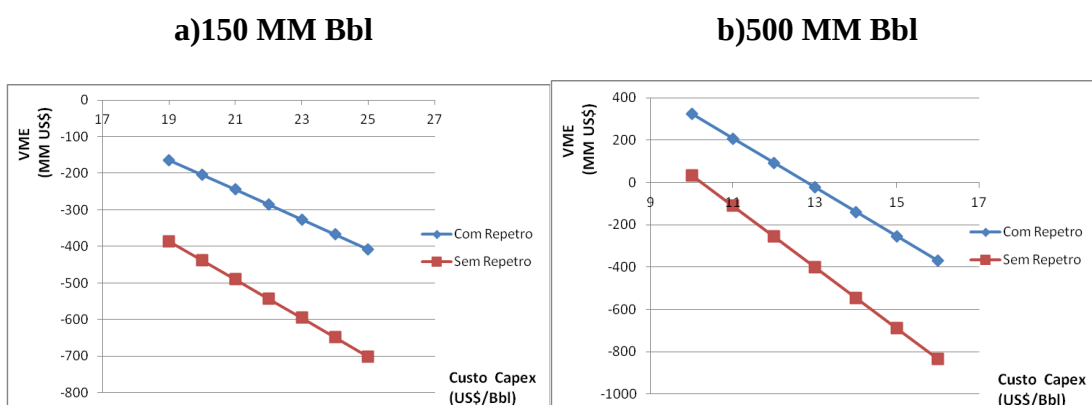
Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 17 - Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a Variações no Custo Operacional



Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 18 - Resposta do Valor Monetário Esperado (VME) a Variações no Custo de Investimento



Fonte: Elaboração Própria

Comparando estes resultados com aqueles encontrados ao observar apenas a TIR como indicador de rentabilidade chega-se a conclusão que a incorporação do risco

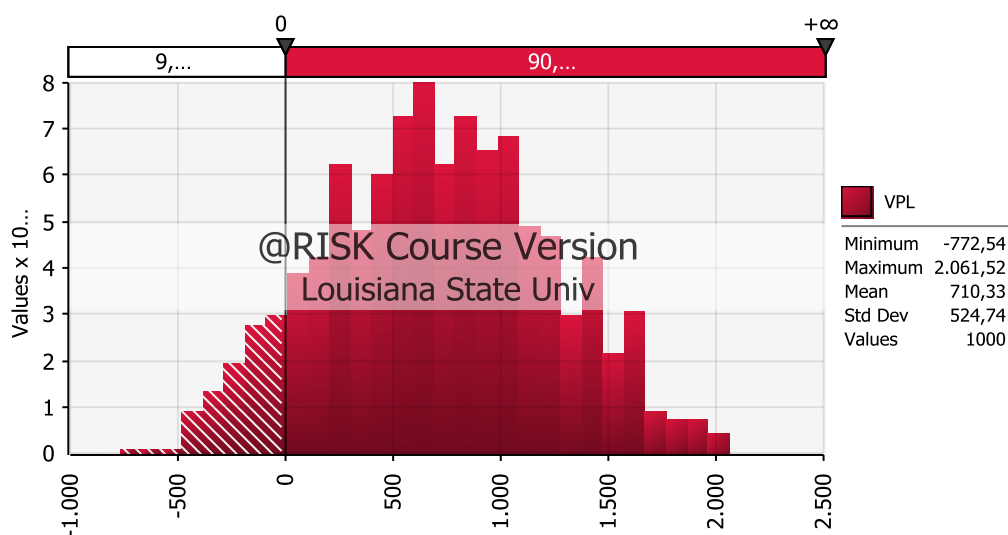
exploratório piora significativamente o projeto em ambos os casos. Desta forma, o campo maior só seria viável em um cenário em que vigora o REPETRO e a partir de preços de petróleo acima de US\$100/Bbl, contrastando com o valor de US\$75/Bbl encontrado anteriormente. Observa-se ainda a maior economicidade do campo maior associado aos ganhos de escala. Tem-se mais uma vez a importância do REPETRO como mecanismo de incentivo a investimentos. Para o campo menor seu impacto chega a quase US\$300MM.

4.3.2 Impacto do Risco Econômico

A seguir, apresentam-se os resultados da ferramenta de simulação de Monte Carlo:

Para este trabalho, realizou-se uma análise de risco do tipo Monte Carlo, por meio do software @Risk. Foram realizadas 1000 iterações que utilizaram como parâmetros de entrada o preço do petróleo (entre 50 e 100 dólares por barril), capex unitário (desvio padrão de duas unidades a partir do cenário base de cada tamanho de reserva) e opex unitário (desvio padrão de duas unidades a partir do cenário base de cada tamanho de reserva). Deste modo conseguiu-se obter as curvas de distribuição de probabilidade associadas a cada variável de resultado financeiro. Abaixo se apresentam as distribuições associadas ao Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e *government take* para ambos os tamanhos de reserva.

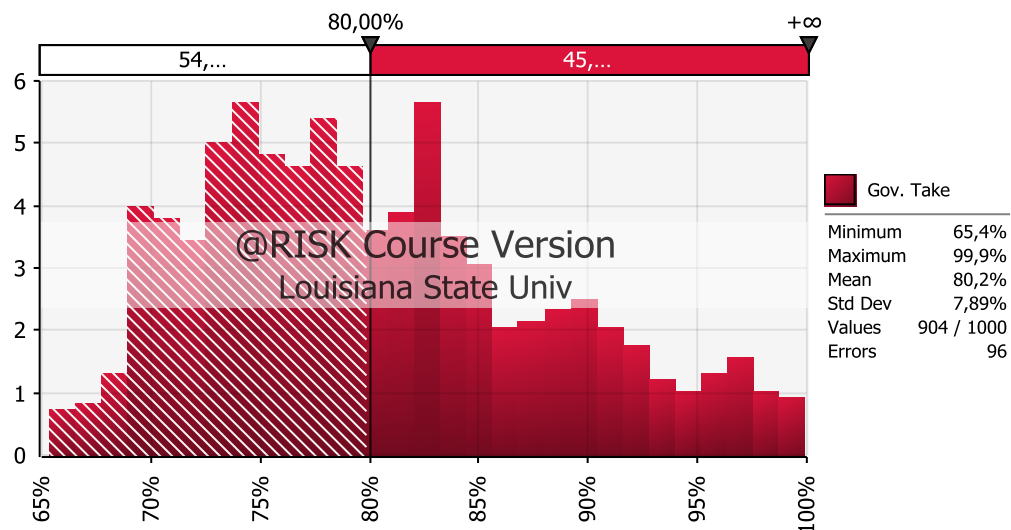
Gráfico 19: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 500MMBbl - VPL



Fonte: Elaboração Própria

Observando o comportamento do VPL, pode-se afirmar que o projeto tem boa economicidade. Em 90,4% das 1000 simulações realizadas, encontra-se um VPL positivo, ou seja, se dependesse dessa análise o projeto deveria ser levado adiante, pois teria grande probabilidade de adicionar valor ao portfólio da empresa. Importante ressaltar, no entanto, a natureza incerta do resultado econômico a ser encontrado na realidade. Não se pode afirmar *a priori* que a interação das variáveis econômicas analisadas aqui levará o projeto a apresentar VPL positivo. Existe a possibilidade de que o resultado real encontrado após a finalização do projeto seja negativo. Para o exemplo demonstrado acima, a grande variabilidade do VPL permite encontrar resultados extremos, podendo variar de uma perda de quase oitocentos milhões de dólares, até um lucro de mais de dois bilhões de dólares.

Gráfico 20 – Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 500MMBbl – Government Take



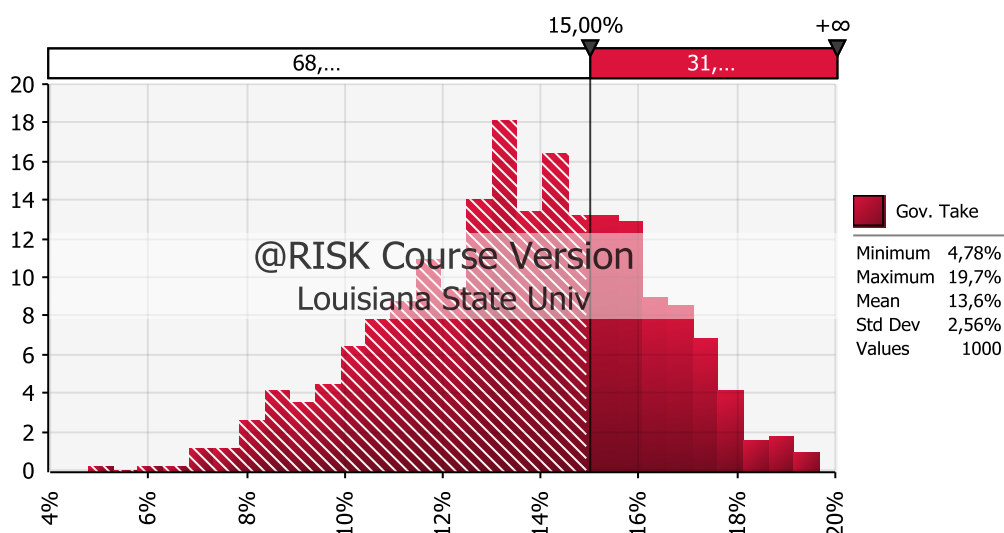
Fonte: Elaboração Própria

O resultado encontrado para o *government take* aproxima o Brasil da observação encontrada por Johnston (2007). Nela, o 20º percentil (em termos de prospectividade) do grupo de países que pratica sistema fiscal semelhante ao concessionário, o *government take* médio é de 80%. Muito próximo ao valor médio de 80,2% encontrado aqui. Esse número

parece alto se compararmos ao trabalho de Barbosa e Bastos (2001) que chega a valores, para o Brasil, na casa dos 60%. No entanto, como comentado anteriormente, apesar de tentadora, a comparação de valores de *government take* realizado por diferentes estudos peca pela não uniformização de premissas utilizadas, capazes de influenciar os resultados encontrados.

Uma vez mais, destaca-se a grande variância de resultados encontrados. Dependendo das circunstancias, o mesmo projeto regulamentado pelo mesmo sistema fiscal pode apresentar *government take* variando entre 65,4% e 99,9%.

Gráfico 21: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 500MMBbl - TIR



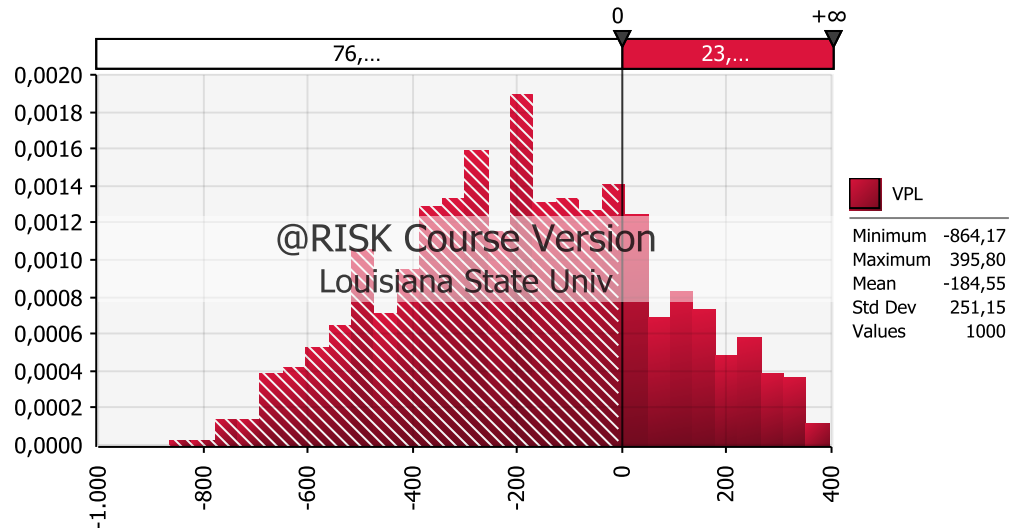
Fonte: Elaboração Própria

A TIR média encontrada é de 13,6%, acima do custo de oportunidade do capital que foi estabelecido em 10%. No entanto, se a empresa desejar um retorno acima de 15%, este só ocorrerá em 31,1% dos casos, sendo que a TIR máxima é de 19,7%. A decisão de investir dependerá do grau de aversão ao risco da empresa contratada. Mais uma vez ressalta-se a grande variabilidade dos resultados, podendo atingir uma taxa mínima de 4,78% e máxima de 19,7%. Este resultado apresenta uma visão menos otimista da economicidade deste campo, quando comparado ao resultado apresentado pela análise do VPL apresentada no gráfico 19.

A seguir apresentam-se os resultados da análise de risco realizada para o campo de menor tamanho, associado a uma acumulação recuperável de 150MMBbl. Da mesma forma que para o campo de 500MMBbl, será observado o comportamento do VPL, *government take*,

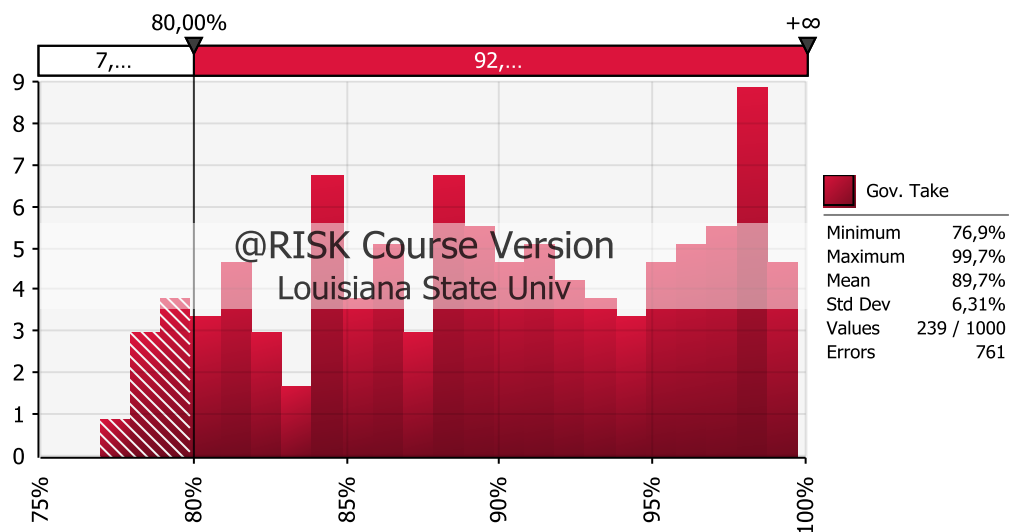
e TIR. A análise dos resultados será apresentada em conjunto, após a exibição dos três gráficos:

Gráfico 22: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 150MMBbl – VPL



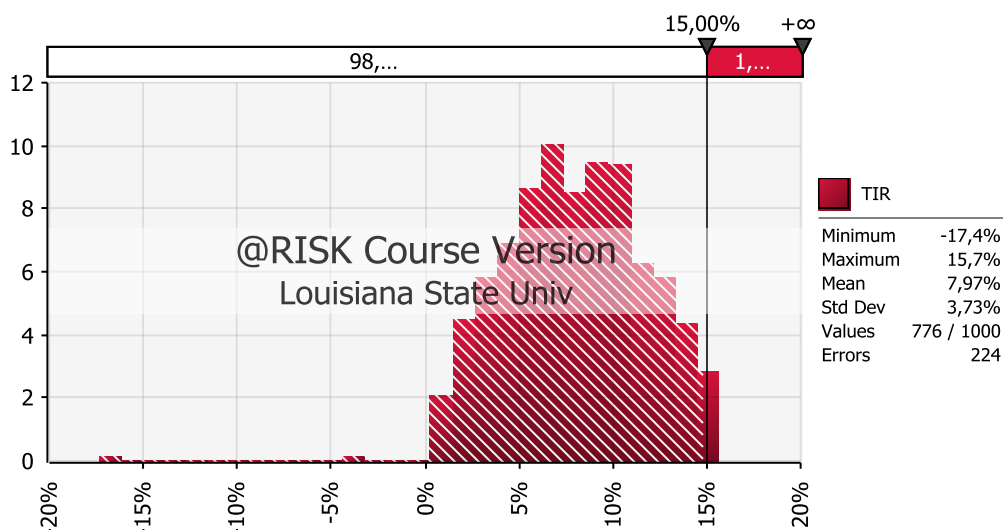
Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 23: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 150MMBbl – Government Take



Fonte: Elaboração Própria

Gráfico 24: Distribuição de Probabilidade para um Projeto de 150MMBbl – TIR



Fonte: Elaboração Própria

A primeira conclusão importante a respeito da análise dos gráficos 22, 23 e 24 diz respeito à perda de atratividade econômica do campo de 150MMBbl quando comparado ao de 500MMBbl. Todos os resultados indicam piora nos valores médios de VPL, TIR e *government take* encontrados. Observando o VPL, por exemplo, tem-se que em apenas 23,9% das interações realizadas o projeto adiciona valor à companhia. O comportamento da TIR deixa ainda mais claro a pouca atratividade do campo. Apenas 1,3% das interações resultam em rentabilidade acima de 15%. Tal fato sugere a importância dos ganhos de escala usufruídos por um projeto de produção mais elevada. Indica que a atividade petrolífera é capaz de expandir sua produção sem que os custos de produção aumentem proporcionalmente. Desta maneira o projeto maior consegue diluir os altos custos fixos explicitados do capítulo 2 e ainda produzir o bastante para aumentar sua rentabilidade.

Outro ponto observado corrobora mais uma vez a importância do tratamento probabilístico das incertezas. Chama a atenção a grande variabilidade de resultados encontrados para os indicadores de interesse. Fica demonstrada a fragilidade de análises determinísticas que não levam em consideração o comportamento incerto de variáveis sujeitas às oscilações de mercado. Observando o comportamento da TIR, por exemplo, conclui-se que

a variabilidade dos fatores analisados (capex, opex e preço do barril) pode levar a taxas de retorno que variam entre 5% e 20%.

CAPÍTULO 5

CONCLUSÃO

A indústria nacional do petróleo vive momento de forte expansão e destaque no cenário internacional. Sua capacidade de atração de investimentos parece evidente, seja pelo sucesso das últimas rodadas de licitação de áreas, seja pelos recordes históricos que alguns indicadores chave da indústria vêm atingindo, como investimento, produção e reservas.

No entanto, o desafio tecnológico da produção em águas profundas aliado ao momento de ajuste do marco regulatório existente no Brasil, tem criado uma série de incertezas capazes de afetar o atual cenário positivo observado.

Este trabalho teve como objetivo investigar o comportamento das principais variáveis que afetam o setor de exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil com o intuito de identificar os diferentes riscos envolvidos na atividade e quantificar seu impacto sobre a capacidade de atração de investimentos pela Indústria.

Foi elaborado um Modelo Econômico, fruto de parceria entre o Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) e o Grupo de Economia de Energia (GEE/UFRJ) capaz de simular o ciclo de vida de projetos típicos de E&P em águas nacionais.

Da análise dos resultados do Modelo em conjunto com o uso de diferentes ferramentas determinísticas e estocásticas, corrobora-se a hipótese deste trabalho, de que existem diferentes fatores de risco capazes de afetar negativamente o desempenho da indústria nacional.

A dificuldade logística da exploração comercial de hidrocarbonetos em águas profundas e ultra profundas, como é o caso das acumulações brasileiras, encarece substancialmente a produção nacional. As diferentes sensibilidades realizadas mostraram o forte impacto dos custos (capex e opex) sobre a rentabilidade de projetos. A escala de produção parece ter grande importância para garantir a diluição dos altos investimentos iniciais. Em todos os cenários avaliados, a reserva de 150 milhões de barris de óleo (MMBbl) teve pior rentabilidade que a de 500 milhões. Em muitos desses cenários o alto custo de produção inviabiliza a exploração econômica das reservas. A interpretação deste resultado leva a um debate acerca do desenvolvimento de políticas regulatórias flexíveis, capazes de diferenciar sua atuação de acordo com a escala de produção. Reservatórios menores poderiam usufruir de

legislação menos rígida quanto à absorção da renda petrolífera com o intuito de suavizar o peso dos altos custos de produção e viabilizar novas áreas de produção. A realidade apresentada acima corrobora, portanto, a importância de fatores regulatórios como determinantes para a rentabilidade de projetos.

A interpretação dos resultados referentes ao impacto da esfera tributária sobre a rentabilidade de projetos indica o peso da extensa cadeia de tributos indiretos a que esta sujeita a E&P nacional. Mais especificamente, observou-se a importância do REPETRO como mecanismo de incentivo isenção fiscal, e consequentemente, de incentivo ao investimento. No cenário técnico associado à reserva de menor tamanho, o impacto do fim do regime representa redução de 6 pontos percentuais na taxa de retorno do projeto, tornando-o economicamente inviável para preços do barril de óleo abaixo de US\$110. Tal resultado deve ser levado em consideração pelo governo no debate sobre a prorrogação do regime, cuja vigência está garantida apenas até 2020. Atualmente já existe insegurança por parte das empresas, já que dado o longo período de maturação de projetos, o fim do estímulo afetaria projetos atuais. A má condução política da prorrogação do regime, portanto, pode ter forte impacto sobre a atratividade do setor.

Outra conclusão importante a respeito da regulação do setor decorre da análise do Sistema Fiscal atualmente utilizado no Brasil, representado pelo Contrato de Concessão. Constatou-se sua característica regressiva, ou seja, quanto maior a rentabilidade dos projetos, menor é a parcela do lucro absorvida pelo governo (o *government take*). Explicou-se este resultado pelo comportamento dos Royalties e dos Tributos Indiretos. Estes, por possuírem alíquotas fixas, perdem sua participação no total da renda petrolífera à medida que ocorre um choque externo de lucratividade (aumento dos preços de venda do óleo, por exemplo). O Imposto de Renda e a Participação Especial, por sua vez, conseguem manter sua participação estável conforme aumenta a lucratividade, no entanto, não o bastante para influenciarem o comportamento do *government take* como um todo. Em termos de política pública tal resultado indica a necessidade da elaboração de mecanismos de absorção da renda, pelo Estado, capazes de aproveitar-se melhor de ambientes com grande lucratividade. O Contrato de Partilha elaborado para a 1ª rodada de licitação do campo de Libra, no Pré-Sal, instituiu a ferramenta de repartição do óleo-lucro, cujas alíquotas variáveis pretendem solucionar o tema da regressividade do *government take*.

Ainda considerando a questão regulatória, este trabalho visou quantificar alguns impactos da Política de Conteúdo Local sobre a rentabilidade de projetos. A multa pelo não cumprimento da parcela mínima de conteúdo local, apresentou impacto reduzido sobre a rentabilidade de projetos. Corresponde à perda de 3 pontos percentuais de TIR no cenário de maior impacto. Tal resultado é importante, pois pode indicar uma pré-disposição das empresas em arcar com a multa, contrariando o objetivo da política de estímulo aos fornecedores locais.

Outro objetivo que este trabalho considera ter alcançado diz respeito à demonstração da importância do tratamento probabilístico de incertezas nas ferramentas de decisão utilizadas para avaliar projetos de E&P. Com a Análise de Monte Carlo foi possível simular a incerteza inerente ao comportamento de variáveis econômicas fundamentais para a valoração de projetos, como o custo dos insumos para a produção e o preço de venda do barril de petróleo. Salta aos olhos a grande variabilidade dos indicadores de rentabilidade encontrados para um mesmo projeto, sob as mesmas premissas técnicas, fiscais e tributárias. Para o caso técnico associado ao campo de 500MMBbl, por exemplo, pequenas oscilações nas variáveis citadas acima poderiam levar a resultados de Valor Presente Líquido variando entre uma perda de 772MM\$ e um ganho de 2.061MM\$. Da mesma maneira a incorporação do risco geológico pelo uso do Valor Monetário Esperado permite ao tomador de decisão quantificar o impacto dessa incerteza sobre o valor de um projeto específico.

Acredita-se que este estudo possa servir como insumo para o debate a respeito da elaboração de políticas públicas que visem conquistar o difícil equilíbrio entre a melhoria no ambiente de negócios do setor e a distribuição democrática de sua riqueza.

Por fim, ressalta-se que dado a importância do setor para a economia brasileira, ainda existe grande lacuna a ser preenchida por estudos que visem melhorar a modelagem do impacto de diferentes fatores sobre a atratividade de projetos petrolíferos, principalmente no âmbito tributário. A complexidade da realidade tributária do setor se reflete na complexidade de sua modelagem, criando forte demanda por ferramentas de simulação que se aproximem à realidade do ambiente de negócios. Acredita-se que este trabalho prestou contribuição efetiva quanto à metodologia de modelagem tributária utilizada. A realização de diversas reuniões do grupo de trabalho montado no IBP com especialistas tributários do setor foi fundamental para a credibilidade do Modelo. Ademais, entende-se que com a realização da 1ª rodada de licitação sobre o Regime de Partilha, novos estudos devem focar na análise do impacto deste

contrato sobre a dinâmica do setor, suas semelhanças e diferenças com o Contrato de Concessão.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMEIDA, E; ARAÚJO, L. Atratividade do Upstream da Indústria de Petróleo e Gás Brasileiros, Parte II - Petróleo. In: Ronaldo Goulart Bicalho. (Org.). *Ensaio sobre Política Energética*, Rio de Janeiro: Interciência, 2007, v. 1, p. 136-143. 2007
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. *Anuário estatístico do petróleo e gás natural*. Disponível em <www.anp.gov.br>. Rio de Janeiro, 2010
- AQUINO, T.C.N. *A dinâmica competitiva da indústria brasileira do petróleo após a abertura do mercado: avaliação estratégica da atratividade de investimento em E&P e incorporação do efeito creaming*. Instituto de geociências da UFRJ, Rio de Janeiro. 2004 (Tese de Doutorado).
- ATKINSON, A.B. "Optimal taxation and the direct versus indirect tax controversy". *Canadian Journal of Economics*, Montreal, v. 10, n. 4, p. 590-592, nov.1977.
- BARBOSA E BASTOS. Impactos da tributação nas atividades de E&P em águas profundas no Brasil. In: *A regulação em petróleo e gás natural*. Rio de Janeiro: Ed. Komedi, 2001.
- BNDES. *Panorama da Tributação Brasileira no Setor de Petróleo e Gás*. 2013
- BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil. Artigo 177, atualizado até as Emendas Constitucionais no 9, de 1995, e no 33 de 2001. 1988.
- CANELAS, A. *Investimento em exploração e produção após a abertura da indústria petrolífera no Brasil: impactos econômicos*. Rio de Janeiro IE/UFRJ. 2004
- CASELLI, B. *Redesenho institucional e arranjos contratuais: uma análise da regulação e da indústria de petróleo e gás natural no upstream brasileiro*. Dissertação mestrado PPDE. 2012
- CAVALCANTE, A. Direitos do proprietário da terra na exploração e produção do petróleo e gás. In *2º Congresso Brasileiro de Petróleo e Gás*. 2003
- CNI. Confederação Nacional da Indústria. Política de conteúdo local na cadeia do petróleo e gás: uma visão sobre a evolução do instrumento e a percepção das empresas investidoras e produtoras de bens. Brasília. 2012.
- CNI. Confederação Nacional da Indústria. A contribuição do setor brasileiro de petróleo, gás e biocombustíveis para o desenvolvimento sustentável no país. Brasília. 2012

COELHO, A.S. O REPETRO e suas implicações na tributação do setor petrolífero nacional. In: Âmbito Jurídico, Rio Grande do Sul, v. 10, n. 39, mar 2007. Disponível em:<http://www.ambitojuridico.com.br/site/index.php?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=3644>. Acesso em maio 2012

CORREA, M. Empresas de petróleo temem insegurança jurídica com derrubada do veto dos royalties. O Globo. Março de 2013

DAMODARAN, A. Valuation Approaches and Metrics: A Survey of the Theory and Evidence. Now Publishers Inc. 2006

DANTAS, I. Petroleiras usam brecha da legislação e importam até biquíni sem imposto. O Estado de São Paulo, São Paulo, 17 set. 2011

DIXIT, A; PINDYCK, S. Investment under uncertainty. Resources Policy, v. 22, n. 3, p. 217, 1996.

FISHER, I. The theory of interest. New York, v. 43, 1930.

GOMES, G. Mudança institucional e desenvolvimento: o caso da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro. 2013.

HANNESSON, R. Petroleum Economics: Issues and Strategies of Oil and Natural Gas Production. Westport, CT, USA: Quorum Books, 1998.

IEDI. Perspectivas de Receitas Públicas da Exploração do Pré-sal e o Financiamento da Infra-estrutura. 2008.

JOHNSTON, D. International Petroleum Fiscal Systems and Production-Sharing Contracts. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1994

JOHNSTON, D. Higher prices lower *government take*? Petroleum Accounting and Financial Management Journal. Vol. 23, No. 3, pp 98-104. 2004

JOHNSTON, D., How to Evaluate the Fiscal Terms of Oil Contracts in *Escaping the Resource Curse*, Humphreys, M., Sachs, J.D., Stiglitz, J.E., eds. (New York, Columbia University Press, 2007

JOHNSTON, D. International Petroleum Fiscal Systems. *UNDP discussion paper n. 6: Fueling poverty reduction*. 2008

KPMG. “A guide to brazilian oil and gas taxation”. Disponível em: http://www.kpmg.com/BR/PT/Estudos_Analises/artigosepublicacoes/Documents/ENR/Oil-Gas-out11-ing.pdf. nov, 2011.

MACMILLAN, F. *Risk, uncertainty and investment decision-making in the upstream oil and gas industry*. Tese de doutorado, Aberdeen University. 2000

MARGUERON, M. Processo de tomada de decisão sob incerteza em investimentos internacionais na exploração & produção offshore de petróleo: uma abordagem multicritério. *Pesquisa Operacional*, 25(3), 331-648. 2005

MARTIN, P. *An Introduction to Decision Theory*. Cambridge University Press .ISBN 978-0-521-71654-3. 2009

MARZANI, B. S. ; FURTADO, A. T. ; GUERRA, S. M. *Novo contexto de abertura do mercado brasileiro de petróleo e os fornecedores locais: a criação do REPETRO*. In: 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás, Rio de Janeiro, 2003.

MINADEO, R. *Petróleo: a maior indústria do mundo*. Thex Editora. 2002

MOTTA, R. *Investment and Risk Analysis Applied to the Petroleum Industry*. UFRJ. 2000

MURTHA, J. *Decisions Involving Uncertainty - An@Risk Tutorial for the Petroleum Industry*, 1995.

NEWENDORP, P. Risk analysis in drilling investment decisions. *Journal of Petroleum Technology*, v. 20, n. 6, p. 579-585, 1968.

ONIP. Organização Nacional da Indústria do Petróleo. *A regulação de petróleo, gás natural e biocombustíveis no Brasil*. Rio de Janeiro: 2007

ONIP. Organização Nacional da Indústria do Petróleo. *Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil*. 2010

PALAMARKZUC. Y. *Atratividade dos Investimentos no Upstream da Indústria do Petróleo: o caso Rússia (1990-2004)*. Rio de Janeiro IE/UFRJ. 2006

PEREIRA, M. A. *Avaliação do impacto dos tributos na incorporação de reservas nas empresas do setor de petróleo*. Programa de Planejamento Energético (PPE) / COPPE / Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2004.

PETERSON, M. An Introduction to Decision Theory. Cambridge University Press. ISBN 978-0-521-71654-3. 2009.

PINTO JR, H. (org.). Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007.

PINTO JR.; TOLMASQUIM. *Marcos regulatórios da indústria mundial de petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia: EPE, 2012.

POSTALI, F. Regime fiscal, investimento em petróleo e opções reais. *Revista de Economia Aplicada*, São Paulo, v.13, p. 207-230. 2009.

RAIFFA, H. Decision Analysis: Introductory lectures on choices under uncertainty. Reading, MA: Addison Wesley. 1968.

RAPPEL, E. *O papel da ONIP na política industrial para o setor de petróleo e gás brasileiro*, Petróleo & Gás Brasil, Ano 2, N.º 11, nov/2001.

REGO, A. *Aspectos Institucionais do modelo regulatório para E&P de petróleo no Brasil*. Monografia - Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2002.

RICARDO, D. (1817). *Princípios de economia política e tributação, com a introdução de Piero Sraffa*. Apresentação de Paul Singer. Tradução de Paulo Henrique Ribeiro Sandroni. São Paulo: Abril Cultural. 1982

SACHS, J.; WARNER, A. Natural Resource Abundance and Economic Growth. NBER working paper 5398. Cambridge, MA. 1995

SAMUELSON, P. A. Some aspects of the pure theory of capital. *The Quarterly Journal of Economics*, 51(3), 469-496. 1937

SANT'ANNA, A.. Brasil é a principal fronteira de expansão de petróleo no mundo. In: *Visão do desenvolvimento*, no. 87. Rio de Janeiro: BNDES, 2010.

SANTOS, C. A. *Regime aduaneiro especial do REPETRO: requisitos, condições e cuidados especiais*. JusNavigandi, Teresina, ano 16, n. 2907, 17 jun. 2011

SERRA, R. Concentração espacial das rendas petrolíferas e sobre financiamento das esferas de governo locais: evidências e sugestões para correção de rumo. *XXXIII Encontro Nacional da ANPEC, Natal (RN)*. 2005.

- SILVA, T. P.F. *REPETRO - Regime aduaneiro especial de importação e exportação de bens destinados à pesquisa e lavra de petróleo e gás: análise dos entraves e propostas de soluções*. EBAPE, Fundação Getúlio Vargas (FGV), Rio de Janeiro, 2007.
- SILVA, B.; GOMES, L; MEDEIROS, R. Análise de Risco de Projetos de Desenvolvimento de Produção Marítima de Petróleo: Um Estudo de Caso. *BBR-Brazilian Business Review*, v. 3, n. 2, p. 229-244, 2006.
- SIMAO, N.B. *A reestruturação do setor petrolífero no Brasil: a questão da tributação*. 140p. Programa de Planejamento Energético - COPPE, UFRJ, Rio de Janeiro. 2001
- SOUZA, A. *REPETRO sem mistérios*. São Paulo: Lex Editora, 2006
- SOUZA,C. Reforma do Estado, descentralização e desigualdades. *Lua Nova*, v. 48, p. 187-212, 1999.
- SPRADLIN, T. *A lexicon of decision-making*. In <http://www.faculty.fuqua.duke.edu/daweb/lexicon.htm>. 1997.
- SPRINGER, P. *Rendas do Petróleo, Questão Federativa e Instituição de Fundo Soberano*. Textos para a Discussão da Consultoria Legislativa do Senado Federal nº 53. Brasília. fev, 2009.
- SUSLICK, B.; SCHIOZER, D. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 44, n. 1, p. 1-9, 2004.
- THOMAS, L. *Fundamentos de engenharia de petróleo*. Interciência, 2004.
- TIGRE, P. Inovação e teorias da firma em três paradigmas. *Revista de economia contemporânea*, 3, 67-111. 1998
- TIROLE, J. *The Theory of Industrial Organization*. MIT press, massachusetts. 1988.
- VARIAN, H. *Intermediate microeconomics: a modern approach*. New York. 2006.