



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

O *Government Take*: Análise Econômica Comparativa entre o Regime de Concessão e o Regime de Partilha de Produção no Brasil

Guilherme da Cunha Silveira

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof Régis da Rocha Motta, PhD

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO, 2013

**O *Government Take*: Análise Econômica Comparativa entre o Regime de
Concessão e o Regime de Partilha de Produção no Brasil**

Guilherme da Cunha Silveira

**PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL
DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A
OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.**

Examinado por:

Prof. Régis da Rocha Motta, PhD

Prof. Cesar das Neves, D.Sc.

Prof. Maria Alice Ferruccio Rainho, D.Sc.

**RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO, 2013**

Silveira, Guilherme da Cunha

O Government Take: Análise Econômica

Comparativa entre o Regime de Concessão e o Regime
de Partilha da Produção no Brasil/Guilherme da Cunha

Silveira – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2013.

IX, 83p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Regis da Rocha Motta.

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia do Petróleo, 2013.

Referências Bibliográficas: p.83.

1. Government Take. 2. Regime de Concessão. 3.
Regime de Partilha da Produção. 4. Análise Econômica.

I. Motta, Regis da Rocha. II. Universidade Federal
do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de
Engenharia do Petróleo. III. O Government Take: Análise
Econômica Comparativa entre o Regime de Concessão e
o Regime de Partilha de Produção no Brasil.

Dedicatória

Aos meus pais Daniel Gomes Silveira e Elaine da Cunha Silveira, por todo amor, carinho e apoio incondicional. Foi graças a vocês que aprendi desde cedo como é a vida e os caminhos para trilha-la .

Ao meu amor Luciana Paiva Rodrigues, pelos momentos felizes e difíceis em que esteve presente, pela paciência, compreensão e incentivo em todas as decisões que marcaram estes últimos anos.

A minha avó, Elizete Fernandes da Cunha, por me ensinar a ver a vida de uma maneira mais leve e me divertir todos esses anos.

Agradecimentos

A Deus, por ter me dado a oportunidade de ingressar em uma faculdade pública e ter me dado força para me formar.

Ao PRH-21, pelo aporte financeiro e fomento à minha pesquisa

Ao meu orientador Regis da Rocha Motta, por todos os conhecimentos passados, por todo o incentivo, dedicação e confiança no meu trabalho.

Aos meus amigos da turma de Engenharia de Petróleo 2008, por toda ajuda recebida durante estes 5 anos de faculdade. Sem vocês a minha formatura seria muito mais sofrida, não só pelos trabalhos e as versões públicas recebidas, mas por todo companheirismo encontrado e pelos excelentes bate-papos no Anjinho, Grêmio da Coppe, ou no Chinês. Vocês farão muita falta. Muita mesmo.

Aos meus amigos Matheus e Carlos Daniel, vulgo Vaca, por estarem sempre me apoiando e me divertindo.

Aos meus amigos Alexandre Ramos, Andrej Luigi, Luis Eduardo e Matheus Moreira, pelo companheirismo e pelos momentos de tensão, estudos e diversão durante a preparação do UFRJ/Petrobowl Team 2012

Aos meus tios, primos, avós e aos meus amigos, pelo carinho, amor, paciência e por cada momento que torceram por mim. Todos vocês fizeram parte desta conquista!

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro de Petróleo.

O *Government Take*: Análise Econômica Comparativa entre o Regime de Concessão e o Regime de Partilha de Produção no Brasil

Guilherme da Cunha Silveira

Março/2013

Orientador: Prof. Régis da Rocha Motta

Curso: Engenharia de Petróleo

O novo marco regulatório da indústria do petróleo no Brasil serviu de inspiração para este trabalho, que visa abordar as diferenças entre o *government take* dos dois regimes exploratórios de petróleo brasileiro, o regime de concessão e o regime de partilha de produção, bem como, definir uma alíquota de partilha da produção que satisfaça tanto os interesses do governo, quanto os das empresas. Um comparativo entre as leis que regulamentam cada um dos regimes foi realizado para explicar a fundo os componentes do *government take* presentes nos regimes exploratórios. Além disso, uma análise econômica foi realizada para quantificar esta diferença da arrecadação do governo. Para isso foi elaborado um estudo de caso com o objetivo de comparar o *government take* e o lucro da empresa responsável pela produção de um determinado campo fictício em ambos os regimes. Por fim, uma análise de sensibilidade envolvendo a alíquota da partilha de produção foi feita para avaliar a variação do *government take* e o lucro da empresa em cada um dos casos desta análise e definir a alíquota da partilha de produção que melhor se aplica a este caso.

Palavras-chave: Government Take, Regime de Partilha, Regime de Concessão, Análise Econômica, Regulação de Petróleo no Brasil.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

The Government Take: Comparative Economic Analysis between Concession Fiscal System
and Production Sharing Fiscal System in Brazil

Guilherme da Cunha Silveira

March/2013

Advisors: Prof. Régis da Rocha Motta

Course: Petroleum Engineering

The new Brazilian's oil industry regulatory framework was the main inspiration for this work, which aims to show the government take differences between the two petroleum exploration systems in Brazil, the concession fiscal system and the production sharing fiscal system, as well as define an aliquot of production share that satisfies both the interests of the government, as the companies. A comparison between the regulatory laws of each one of the Brazilian fiscal system was conducted in order to explain deeply the government take's components present in the exploratory systems. In addition, an economic analysis was performed with the purpose of quantify these difference of government revenue. Therefore, a case study was designed to compare the government take and the profit of the company, responsible for producing a fictitious oil field, in each fiscal system. Finally, a sensitivity analysis involving the aliquot of production sharing was done to evaluate the change in government take and in the company's profit in each case of this analysis and define the production sharing aliquot that best applies to this case.

Keywords: Government Take, Concession Fiscal System, Production Sharing Fiscal System, Economic Analysis, Brazilian Petroleum Fiscal System.

Sumário

Dedicatória	iv
Agradecimentos.....	v
Sumário	viii
Lista de Gráficos	xi
Lista de Quadros.....	xiii
Lista de Figuras.....	xiv
1.Introdução	1
2. História do Petróleo no Brasil.....	3
3. Modelos de Contratos de Exploração de Petróleo.....	6
3.1 Contrato de Concessão	6
3.2 Contrato de Partilha da Produção	7
3.3 Contrato Misto.....	8
3.4 Contrato de Prestação de Serviço	9
3.5 O Caso Brasileiro.....	10
3.5.1 Regime de Concessão no Brasil	10
3.5.2 Contrato de Partilha	11
4.O <i>Government Take</i>	14
4.1 Impostos Diretos	15
4.1.1 Imposto de Renda (IR)	15
4.1.1.1 IRPJ	16
4.1.1.2 CSLL	16
4.1.2 Contribuições Sociais	16
4.1.2.1 PIS.....	17
4.1.2.2 COFINS	17
4.2 Impostos Indiretos	17
4.2.1 Imposto Sobre Serviços de qualquer natureza	18
4.2.2 Imposto sobre Circulação de Mercadorias e prestação de Serviços	18
4.2.3 Imposto sobre Importação de Produtos Estrangeiros	19
4.2.4 Imposto de Renda Retido na Fonte	19

4.2.5 Imposto sobre Produtos Industrializados	19
4.2.6 PIS/COFINS	20
4.3 Taxas Exploratórias	20
4.3.1 Regime de Concessão	20
4.3.1.1 Bônus de Assinatura	21
4.3.1.2 <i>Royalties</i>	21
4.3.1.3 Participação Especial	23
4.3.1.4 Pagamento pela Ocupação ou Retenção da Área	26
4.3.2 Regime de Partilha da Produção	26
4.3.2.1 Bônus de Assinatura	27
4.3.2.2 <i>Royalties</i>	27
4.3.2.3 Pagamento por Ocupação e Retenção da Área	29
4.3.3 Comparação entre regimes	30
4.4 Partilha da Produção	31
5. Metodologia	34
5.1 <i>Inputs</i> da planilha	34
5.1.1 Bacia	35
5.1.2 CAPEX por barril	36
5.1.3 OPEX por barril	36
5.1.4 Volume de óleo recuperável	37
5.1.5 Alíquota de <i>Royalties</i>	38
5.1.6 Bônus de Assinatura	38
5.1.7 Alíquota da Partilha	39
5.1.8 Tipo de óleo	39
5.1.9 Preço do Óleo Brent	40
5.1.10 Cambio Dólar-Real	40
5.2 Considerações e Funcionamento da Planilha	41
5.2.1 Considerações Gerais	41
5.2.2 Produção	42
5.2.3 CAPEX	44
5.2.4 OPEX	47
5.2.5 Government Take	49

5.2.5.1 Impostos Diretos.....	50
5.2.5.2 Impostos Indiretos	51
5.2.5.3 Taxas Exploratórias	52
5.2.5.4 Partilha da Produção	53
6. Estudo de Caso.....	54
6.1 Descrição do Campo.....	54
6.2 Custos	55
6.3 Descrição do Cenário Econômico	56
6.4 Descrição das Taxas Exploratórias.....	57
6.5 Descrição da Alíquota da Partilha	58
7. Resultados	60
7.1 Produção.....	60
7.2 Lucro da Empresa	64
7.3 Custos	66
7.4 <i>Government Take</i>	68
8. Conclusão	79
9. Bibliografia	83

Lista de Gráficos

Gráfico 1 - Distribuição Percentual dos <i>Royalties</i> Excedentes dos 5% Mínimos no Regime de Concessão	23
Gráfico 2 - Distribuição Percentual das Participações Especiais	26
Gráfico 3 - Distribuição Percentual dos <i>Royalties</i> de Campos <i>OnShore</i> no Regime de Partilha	28
Gráfico 4 - Distribuição Percentual dos <i>Royalties</i> de Campos <i>OffShore</i> no Regime de Partilha	29
Gráfico 5 - Produção Anual e Produção Acumulada.....	44
Gráfico 6 - Produção Anual Regime de Partilha - Caso A.....	61
Gráfico 7 - Produção Acumulada Regime de Partilha - Caso A.....	61
Gráfico 8 - Produção Anual Regime de Partilha - Caso B.....	62
Gráfico 9 - Produção Acumulada Regime de Partilha - Caso B.....	62
Gráfico 10 - Produção Anual Regime de Partilha - Caso C	63
Gráfico 11 - Produção Acumulada Regime de Partilha - Caso C.....	63
Gráfico 12 - Comparação entre o Lucro da Empresa nos Casos - Não Descontado.....	64
Gráfico 13 - Comparação entre o Lucro da Empresa nos Casos - Descontado	65
Gráfico 14 - Variação Percentual do Lucro da Empresa nos Casos do Regime de Partilha Comparado ao Caso do Regime de Concessão - Não Descontado.....	66
Gráfico 15 - Variação Percertual do Lucro da Empresa nos Casos de Regime de Partilha Comparado ao Caso do Regime de Concessão – Descontado	66
Gráfico 16 - Percentual de CAPEX e OPEX nos Custos - Não Descontado.....	67
Gráfico 17 - Percentual de CAPEX e OPEX nos Custos - Descontado	67
Gráfico 18 - Comparação entre o <i>Government Take</i> nos Casos - Não Descontado	68

Gráfico 19 - Comparação entre o <i>Government Take</i> nos Casos - Descontado.....	69
Gráfico 20 - Aumento Percentual do <i>Government Take</i> dos Casos dos Regimes de Partilha Comparados ao Caso do Regime de Concessão - Não Descontado.....	70
Gráfico 21 - Aumento Percentual do <i>Government Take</i> dos Casos dos Regimes de Partilha Comparados ao Caso do Regime de Concessão – Descontado.....	70
Gráfico 22 - Comparação dos Componentes do <i>Government Take</i> nos Casos - Não Descontado.....	71
Gráfico 23 - Comparação dos Componentes do <i>Government Take</i> nos Casos – Descontado..	72
Gráfico 24 - Comparação entre os Principais Atuadores no <i>Government Take</i> nos Casos - Não Descontado.....	73
Gráfico 25 - Comparação entre os Principais Atuadores no <i>Government Take</i> nos Casos – Descontado.....	74
Gráfico 26 - Comparação dos Componentes dos Impostos Diretos nos Casos - Não Descontado.....	75
Gráfico 27 - Comparação dos Componentes dos Impostos Diretos nos Casos – Descontado..	75
Gráfico 28 - Comparação Percentual do Destino da Renda da Empresa nos Casos - Não Descontado.....	76
Gráfico 29 - Comparação Percentual do Destino da Renda da Empresa nos Casos – Descontado.....	77

Lista de Quadros

Quadro 1 - Distribuição dos 5% Mínimos dos <i>Royalties</i> no Regime de Concessão	22
Quadro 2 - Informações para o Cálculo das Participações Especiais em um Campo em Águas Profundas.....	25
Quadro 3 - Comparação entre o Regime de Concessão e o Regime de Partilha	31
Quadro 4 - Etapas do Processo Produtivo no Estudo de Caso.....	42
Quadro 5 - Percentual de Bens e Serviços, Nacionais e Importados que Compõem o CAPEX	46
Quadro 6 - Distribuição Percentual dos Bens e Serviços do CAPEX ao Longo dos Anos.....	46
Quadro 7 -- Impostos e Alíquotas Atuantes no CAPEX	47
Quadro 8 - Percentual de Bens e Serviços, Nacionais e Importados que Compõem o OPEX...	48
Quadro 9 - Impostos e Alíquotas Atuantes no OPEX	49
Quadro 10 - Alíquota dos Impostos Diretos	50
Quadro 11 - Alíquota dos Impostos Indiretos.....	51
Quadro 12 - <i>Inputs</i> de Campo no Estudo de Caso	55
Quadro 13 - <i>Inputs</i> de Custos do Estudo de Caso.....	56
Quadro 14 - <i>Inputs</i> do Cenário Econômico no Estudo de Caso.....	56
Quadro 15 - <i>Inputs</i> de Taxas Exploratórias no Estudo de Caso	58
Quadro 16 - Alíquota da Partilha para Cada Caso do Estudo.....	59

Lista de Figuras

Figura 1 - Mapa Mundial de Regime de Concessão.....	7
Figura 2 - Mapa Mundial de Regime de Partilha da Produção.....	8
Figura 3 - Mapa Mundial de Regime Misto	9
Figura 4 - Mapa Mundial de Regime de Prestação de Serviço	10
Figura 5 - Mapa de Delimitação do Polígono do Pré-Sal	12

1.Introdução

A decisão do governo brasileiro de instituir um novo regime exploratório específico para a área do pré-sal e as áreas de interesse motivou o presente texto, que é um projeto de graduação em engenharia de petróleo. Esse trabalho busca fazer uma comparação entre os regimes exploratórios em vigência no Brasil.

Como até o momento de finalização deste trabalho não houve nenhum leilão da ANP nos novos moldes exploratórios, do regime de partilha da produção, uma análise econômica será feita, a fim de comparar o *government take* de um campo fictício sujeito ao regime de concessão e sujeito ao regime de partilha, bem como o lucro da empresa produtora. Além disso, uma análise de sensibilidade da alíquota da partilha de produção no mesmo campo fictício será realizada para analisar qual alíquota seria a melhor para ser estabelecida em contrato para o campo. Ainda será feita uma comparação entre as leis de cada um dos regimes com o objetivo de deixar clara a diferença entre eles.

O primeiro capítulo deste trabalho apresenta uma breve história do petróleo no Brasil. A apresentação do contexto histórico desde o início da produção no país até a aprovação da lei da partilha, passando pela quebra do monopólio da Petrobras e o estabelecimento do regime de concessão, ajuda a entender os motivos para a mudança nos regimes exploratórios e a criação das leis, é importante destacar que esse trabalho analisa o *government take* total, dessa forma, não abordará o assunto da redistribuição dos *royalties* entre os estados brasileiros, uma vez que, embora sendo endereçados a outros estados a arrecadação dos *royalties* continua sendo do governo e é o que interessa para os fins desse trabalho.

O segundo capítulo apresenta uma comparação entre todos os tipos de regimes exploratórios existentes no mundo, bem como os pontos positivos e negativos de cada um

deles e as situações em que são empregados. Além disso, este capítulo ainda apresenta uma comparação regulatória entre os regimes de concessão e partilha vigentes no Brasil.

Durante o terceiro capítulo deste trabalho é realizada uma abordagem sobre o *government take* brasileiro. Uma definição do que é *government take*, uma abordagem aprofundada de suas componentes no sistema fiscal brasileiro e uma explicação entre a diferença entre o *government take* referente ao regime de concessão e o regime de partilha de produção.

A metodologia é o tema principal do quarto capítulo do texto. Durante essa seção será descrita detalhadamente a planilha usada para o cálculo do fluxo de caixa da empresa em cada um dos casos. A planilha calcula cada parte do *government take* e serve como base para o estudo de análise econômica.

O capítulo cinco apresenta o estudo de caso. Ao longo deste capítulo o texto apresenta as características e cenários relativos a exploração e produção, bem como as informações necessárias para a caracterização de cada um dos caso abordados

O sexto capítulo dedica-se a apresentação dos resultados referentes à análise econômica dos casos estudados. Além disso, o estudo da análise de sensibilidade também será apresentado nessa seção. Os resultados serão apresentados através de gráficos que serão explicados neste mesmo capítulo.

O sétimo e último capítulo é reservado para a concatenação das informações dos regimes exploratórios do Brasil e as conclusões referentes a análise econômica e a análise de sensibilidade.

2. História do Petróleo no Brasil

Essa seção do trabalho destina-se a apresentar um pouco da história do petróleo no Brasil, a fim de resumir o contexto histórico em que se apresenta esse estudo de caso. A existência do petróleo no país já é relatada desde os tempos do regime imperial. Durante esse período, o Marquês de Olinda concedeu o direito a José Barros do Pimentel de realizar a extração de betume nas margens de um rio chamado Marau localizado no estado da Bahia. Desde este período, até as primeiras décadas do século XX, muitos estudiosos e curiosos, em busca de fama e dinheiro, tentaram perfurar poços de petróleo, sem, contudo obter êxito.

Entretanto Manuel Inácio de Basto, um engenheiro agrônomo, mudou esse cenário em 1930. Baseado em relatos de pessoas comuns, ele teve acesso à informação de que os habitantes do bairro de Lobato, localizado no subúrbio de Salvador, utilizavam uma substância, chamada na época de “lama preta”, como combustível para suas lamparinas. Curioso acerca de tais notícias, ele realizou experimentos que comprovavam a existência de petróleo naquela região. Todavia, Manuel não possuía contatos que pudessem investir em sua descoberta. Mesmo assim, conseguiu entregar ao presidente Getúlio Vargas um laudo que atestava sua descoberta no ano de 1932.

Durante essa década, a descoberta dessa nova riqueza gerou uma série de medidas do governo brasileiro. A discussão acerca do uso e da exploração dos recursos presente no subsolo nacional viabilizou a criação do CNP – Conselho Nacional do Petróleo – em 1938. O conselho determinou as diretrizes referentes ao petróleo. Entre elas estava a determinação de que as jazidas de petróleo pertencem à União. Em 1939, foi encontrado o primeiro poço de petróleo em Lobato.

Após esses eventos, novas prospecções governamentais saíram em diversas frentes em busca de novos campos de petróleo no território nacional. Em 1941, foi anunciado pelo

governo o estabelecimento de um campo de exploração de petróleo em Candeias, também na Bahia. Embora essas descobertas fossem de pequena escala, elas incentivaram as buscas por novos campos petrolíferos. Em 1953 ocorreu a oficialização do monopólio estatal sobre as atividades de exploração petrolífera no Brasil e a criação de uma empresa estatal de nome “Petróleo Brasileiro S.A”, conhecida atualmente com Petrobrás.

Durante a década de 1960, outras medidas governamentais ampliaram a atuação da Petrobrás na economia nacional. Em 1968, a empresa estatal passou a desenvolver um projeto de extração, iniciando assim, a exploração petrolífera em águas profundas. Depois que houveram as primeiras descobertas em águas profundas, novas prospecções ampliaram significativamente a produção de petróleo no Brasil. A descoberta de petróleo na Bacia de Campos, muito explorada atualmente e na época maior reserva descoberta no país, ocorreu em 1974.

Ao longo dos anos, o Brasil passou a ser um país incluso no seleto grupo que domina a tecnologia de exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas. Durante o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso, FHC, em 1997, a lei 9.478 aprovou o fim do monopólio estatal sobre a exploração de petróleo. Dessa maneira, o governo brasileiro permitiu que empresas petrolíferas privadas pudessem também ter o direito de competir nesta atividade através de um regime de concessão. Essa medida visava ampliar as possibilidades de uso desta *commodity*.

Em 2003, novas bacias foram descobertas, o que estabeleceu um novo período da atividade petrolífera no país. A capacidade de produção nacional de petróleo passou a suprir mais de 90% da demanda por essa fonte de energia, bem como de seus derivados. Em 2006, o volume de produção alcançou níveis ainda mais elevados e pela primeira vez conseguiu

superar a demanda nacional total em barris de óleo equivalente por essa *commodity*, se tornando assim, pela primeira vez na história, autossuficiente na produção de petróleo.

Em 2007, o governo do Brasil anunciou a descoberta de petróleo em uma nova frente de exploração petrolífera na camada chamada de pré-sal. Essas reservas de petróleo se encontram a sete mil metros de profundidade e apresentam grande quantidade de óleo armazenado. As estimativas mostram que essa nova frente de exploração será capaz de dobrar o volume de óleo produzido e gás combustível no Brasil.

Essa nova frente exploratória apresenta riscos exploratórios e geológicos mais baixos do que as suas antecessoras. Dessa forma, o governo brasileiro buscou alterar o regime exploratório dessas áreas, a fim de ter um retorno financeiro referente a atividade de exploração ainda maior. Nesse contexto, a presidente Dilma Rousseff sancionou, em 22 de dezembro de 2010, a lei 12.351, conhecida como a lei da partilha que é vigente para a zona do pré-sal e as áreas de interesse. Embora até o momento de finalização deste trabalho não tenha havido ainda nenhum leilão de blocos por parte na ANP nos novos moldes, podemos dizer, pelo menos do ponto de vista regulatório, que hoje o Brasil é um país com regime exploratório misto, incluindo o regime de concessão e o regime de partilha da produção.

Recentemente, em novembro de 2012, a presidente Dilma Rousseff sancionou a lei 12.734 que altera a forma de como são distribuídos os *royalties*, bem como suas alíquotas para o caso do regime de partilha da produção entre outras coisas.

As próximas seções abordarão melhor os tipos de regimes exploratórios, bem como suas particularidades no sistema regulatório e fiscal no Brasil.

3. Modelos de Contratos de Exploração de Petróleo

Ao redor do mundo, muitos países tem produção de petróleo em seus territórios. E os governos desses países desenvolveram diferentes modelos de contratos com as empresas para que elas produzam esse óleo. Esses são conhecidos como regimes de exploração. Existem 4 tipos básicos de regimes de exploração de petróleo no mundo. Entretanto cada país agrega sua própria particularidade ao seu regime o tornando único.

Os quatro tipos de contratos de Exploração de Petróleo são:

- Contrato de Concessão
- Contrato de Partilha da Produção
- Contrato Misto
- Contrato de Serviço

3.1 Contrato de Concessão

Nessa modalidade de contrato exploratório o governo concede as empresas ou consórcio o direito de explorar determinadas áreas. Caso haja a descoberta de óleo economicamente viável, o concessionário é o dono da produção. Entretanto deve pagar *royalties* e percentuais de participação especial referentes a produção para o governo. O risco geológico normalmente é maior neste tipo de contrato.

Nesse tipo de contrato as taxas exploratórias são menores pois desta forma atraem o investimento considerado de risco. Assim as empresas assumem o risco visando uma remuneração maior. Caso as taxas exploratórias fossem elevadas o governo correria o risco de não atrair os investidores, pois teriam um retorno menor para um elevado risco. A figura 1 mostra, pintados de verde, os países que possuem esse regime exploratório.

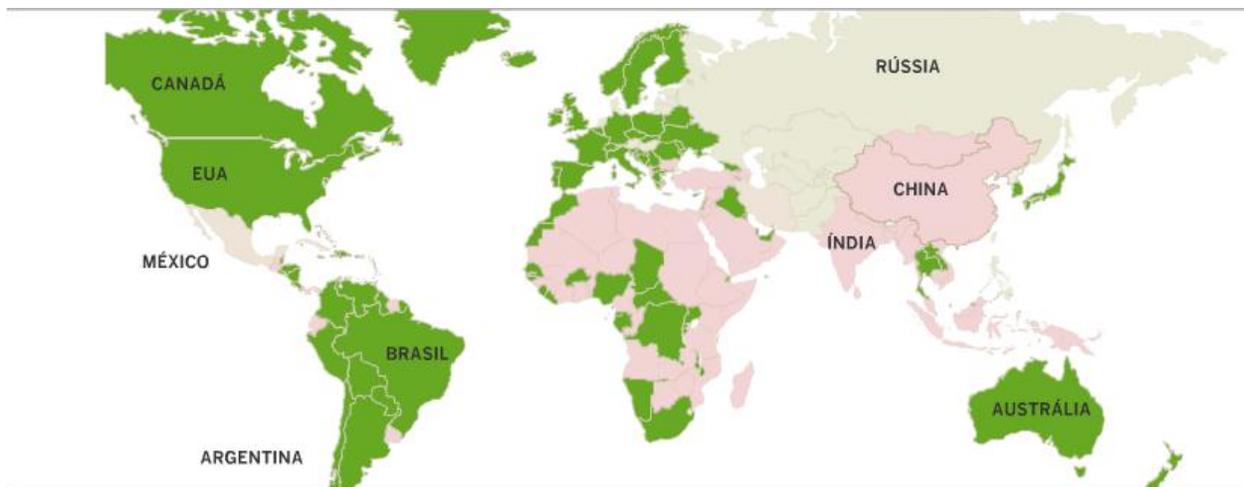


Figura 1 - Mapa Mundial de Regime de Concessão

Fonte: <www.estadao.com.br>, acessado em 05/03/13

3.2 Contrato de Partilha da Produção

Nesse regime exploratório uma empresa estatal busca parceiros para a exploração de uma determinada área, dividindo assim o investimento e diluindo os riscos. Se houver a descoberta de óleo economicamente viável são pagos os custos de exploração e operacionais e o lucro é então dividido, em proporções estabelecidas previamente. Esse tipo de regime é utilizado em áreas onde o risco geológico é de baixo grau.

As empresas que atuam nessas áreas se dispõem a repartir a produção com o governo, e assim, receber menos lucro, pois, os riscos atrelados a exploração nessas áreas são menores. Dessa forma, esse regime só é viável em regiões de baixo risco, caso contrário o investidor irá exigir um retorno maior.

A figura 2 mostra, pintados de vermelho, os países que possuem o regime de partilha da produção.



Figura 2 - Mapa Mundial de Regime de Partilha da Produção

Fonte: <www.estadao.com.br>, acessado em 05/03/13

3.3 Contrato Misto

Nesse tipo de regime exploratório o país utiliza os regimes de partilha e concessão em áreas distintas, de acordo com o grau de risco que cada uma apresenta. Essa utilização só é justificável se o país possuir áreas diferentes com riscos geológicos bem distintos. Dessa forma, possível para o governo receber mais para cada área, sem correr o risco de não ser atraente para o investidor.

A figura 3 indica, em marrom, quais países tem esse modelo de regime exploratório.

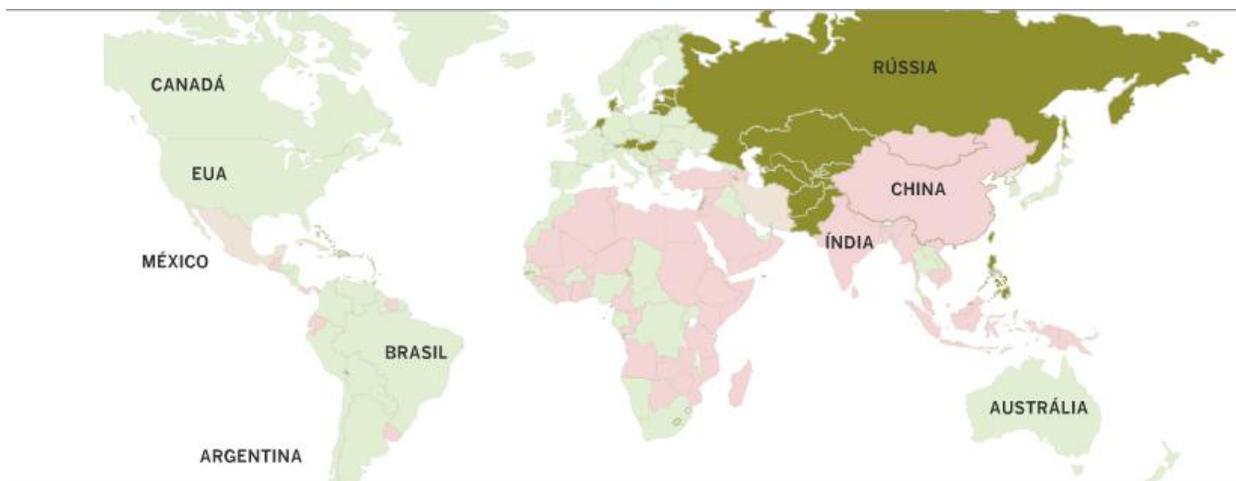


Figura 3 - Mapa Mundial de Regime Misto

Fonte: <www.estadao.com.br>, acessado em 05/03/13

3.4 Contrato de Prestação de Serviço

Esta modalidade de regime exploratório é considerado o modelo mais fechado e menos utilizado. Uma empresa estatal contrata companhias privadas para explorar e produzir os campos de petróleo. Essas empresas contratadas recebem uma remuneração fixa e estabelecida em contrato pelo serviço prestado e não se tornam donas do petróleo retirado do campo. Esse tipo de regime é usado em locais de baixíssimo risco geológico.

Esse é o tipo de regime que mais traz receita para o governo, uma vez que este se torna dono de toda a produção de óleo. Entretanto é o tipo de contrato que menos atrai as empresas privadas uma vez que não o seu retorno financeiro não é alto.

A figura 4 mostra, pintados de marrom, quais são os países que utilizam o regime de prestação de serviço.



Figura 4 - Mapa Mundial de Regime de Prestação de Serviço

Fonte: <www.estadao.com.br>, acessado em 05/03/13

3.5 O Caso Brasileiro

No caso do Brasil, a idéia do governo de implantar um novo modelo de regime exploratório para o Pré-sal e áreas de interesse, acaba por tornar o regime exploratório do país em um regime misto. As áreas de interesse e o Pré-sal estariam sujeitas ao regime de partilha da produção por serem consideradas áreas de baixo risco geológico. Enquanto que as demais áreas continuam sendo sujeitas ao regime de concessão.

O objetivo deste item é explicar um pouco mais sobre estes regimes no Brasil.

3.5.1 Regime de Concessão no Brasil

O regime de concessão no Brasil é regido pela lei 9.478, conhecida como a lei do petróleo, instituída em 1997, ao fim do monopólio da Petrobras. Esta lei, em seu artigo 3,º garante a União o monopólio de todas as reservas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos

fluidos existentes dentro do território brasileiro. O artigo 21° da lei 9.478 determina que todos os direitos de exploração e produção no território brasileiro pertencem ao Governo.

A Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Bio Combustíveis, a ANP, foi instituída nesta lei com o objetivo de definir os blocos que serão objetos de concessão para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. O artigo 23° desta mesma lei diz que esta exploração e produção pode ser exercida por terceiros mediante contrato de concessão.

A empresa ou consórcio que receber a concessão de um determinado bloco tem a obrigação de explorá-lo por sua conta e risco. Dessa forma, a ANP ou o Governo são isentos de qualquer custo ou risco decorrente. Caso ocorra uma eventual descoberta de óleo, gás natural ou outro tipo de hidrocarboneto fluido, o volume produzido será do concessionário e este deverá pagar ao governo os encargos relativos ao pagamento de tributos incidentes, bem como as participações legais e contratuais.

As participações legais, chamadas neste trabalho de taxas exploratórias são descritas no artigo 45° desta lei e se encontra detalhado na seção 4.3 deste trabalho.

3.5.2 Contrato de Partilha

O contrato de partilha no Brasil veio com a descoberta do Pré-sal. A lei 12.351 sancionada pela presidente Dilma Rousseff em 22 de Dezembro de 2010, conhecida como lei da partilha de produção, cria um novo regime de contrato exploratório para o Pré-sal e as áreas de interesse. Algumas das taxas exploratórias sofreram modificações que estão dispostas na seção 4.3 deste trabalho. A figura 5 mostra a área do polígono do pré-sal.



Figura 5 - Mapa de Delimitação do Polígono do Pré-Sal

Fonte: <www.petrobras.com.br>, acessado em 05/03/13

A lei 12.351 estabelece que a partilha de produção é um regime de exploração e produção de petróleo em que o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação desenvolvimento e produção. Caso haja uma descoberta economicamente viável o contratado tem direito a parte do óleo extraído, descontados os custos de operação e os *royalties* em óleo. Sendo a outra parte de propriedade da União, cabendo a ela comercializá-lo.

A lei, em seu artigo 4º, ainda fala que a Petrobras deverá ser a empresa operadora e com o mínimo de 30% em todos os consórcios e blocos que serão licitados. O 8º artigo da lei

aborda sobre a criação de uma nova empresa pública, sem participações nos custos e lucros, responsável por celebrar os contratos de partilha e ainda tomar as decisões dos consórcios a explorarem o pré-sal. A lei ainda prevê a possibilidade da contratação direta da Petrobras nas áreas de interesse nacional, ou seja, as áreas com baixo grau de risco geológico e grande possibilidade de retorno financeiro.

Para os fins deste trabalho, nem a Petrobras, por sua participação governamental, nem a nova empresa pública a ser criada serão considerados no cálculo do *government take*.

4.O *Government Take*

O *government take* é definido como sendo o efeito total do sistema fiscal e tributário no fluxo de caixa de uma empresa. Para esse trabalho ele corresponderá ao montante pago ao governo do país através de impostos cobrados direta ou indiretamente, além das taxas específicas cobradas pela cessão da área e do petróleo lá contido à empresa, que será chamada neste trabalho de taxas exploratórias.

No Brasil, a maior empresa nacional no setor de petróleo é a Petrobras. Ela já foi estatal, mas atualmente é uma empresa de capital misto, e tem como seu acionista majoritário o governo. Dessa forma, o governo é responsável por mais da metade dos dividendos da empresa e também por suas decisões. Todavia para efeito de análise, esse trabalho não considerará a Petrobras como parte do *government take*, até porque por definição este envolve apenas o sistema fiscal e tributário. Assim sendo a Petrobras não será considerada como parte do governo.

O regime fiscal do Brasil para a exploração de petróleo é dividido em três partes, todavia para os propósitos deste trabalho colocaremos a partilha da produção, presente apenas no regime de partilha, em uma categoria única, a fim de abordar melhor este tópico, tanto na definição, quanto nos resultados do estudo de caso. Dessa forma dividiremos o *government take* em 4 partes, sendo elas.

- Impostos Diretos
- Impostos Indiretos
- Taxas Exploratórias
- Partilha da Produção

4.1 Impostos Diretos

Os impostos diretos são impostos que incidem diretamente sobre a renda, ou seja, atuam sobre a atividade da empresa, o que traz efetivamente renda a empresa. Esses impostos são presentes em qualquer ramo de atividade, não apenas no setor do petróleo.

Os impostos diretos podem ser divididos em duas categorias:

- Imposto de Renda
- Contribuições Sociais

Essas categorias são definidas a partir do alvo de incidência dos impostos. As contribuições sociais atuam sobre a renda bruta. Os impostos que compõem o imposto de renda atuam sobre a receita líquida, ou seja, atuam sobre a renda descontada as contribuições sociais, custos, impostos diretos e as taxas de exploração. Nos próximos itens esses impostos serão melhor explicados.

4.1.1 Imposto de Renda (IR)

O imposto de renda é assim conhecido pois atua sobre o lucro líquido da empresa. Todavia ele é composto por um imposto e uma contribuição social que incidem juntas. São eles:

- Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ)
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)

Como ambos são tributados da mesma forma é comum utilizar o termo imposto de renda para se referir a esse conjunto que quando tem suas taxas somadas resulta em uma

alíquota total de 34%. Vale ressaltar que o cálculo da receita deve ser feito de maneira trimestral durante o ano.

4.1.1.1 IRPJ

O IRPJ é um imposto de âmbito federal e incidente sobre o lucro real das pessoas jurídicas. As pessoas jurídicas podem ser tributadas por uma destas formas: Simples, Lucro Real, Lucro Presumido ou Lucro Arbitrado. A alíquota do IRPJ é de 15%. A parcela do lucro real que exceder ao resultado da multiplicação de R\$20.000,00 pelo número de meses do respectivo período de apuração estará sujeita a uma incidência adicional de imposto com alíquota 10%, ou seja, no caso descrito a alíquota do IRPJ seria de 25%. Essa incidência adicional é comum na indústria do petróleo.

4.1.1.2 CSLL

O CSLL é uma contribuição social de natureza tributária e âmbito federal que incide sobre o lucro líquido das pessoas jurídicas. A alíquota do CSLL é de 9% para as pessoas jurídicas em geral e de 15% para instituições financeiras, de seguros privados e de capitalização.

4.1.2 Contribuições Sociais

As contribuições sociais são atuadores tanto nos impostos diretos, incidindo sobre a renda bruta, quanto nos impostos indiretos, sobre a contratação de serviços e compra de bens de capital. As contribuições sociais que atuam sobre a renda bruta podem ser divididas em:

- Programa de Integração Social (PIS)
- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS)

As próximas seções tratarão mais a fundo sobre essas duas contribuições.

4.1.2.1 PIS

O PIS é uma contribuição social de natureza tributária e de âmbito federal que incide sobre a receita bruta das pessoas jurídicas. O PIS possui dois tipos de regime. No regime de incidência cumulativa a alíquota utilizada é de 0,65% enquanto que no regime de incidência não-cumulativa a alíquota incidente é de 1,65%. Geralmente na indústria do petróleo é usado o regime de incidência cumulativa.

4.1.2.2 COFINS

O COFINS é uma contribuição social de natureza tributária e âmbito federal que incide sobre a receita bruta das pessoas jurídicas. Contribuição muito semelhante ao PIS, também possui dois regimes. No regime de incidência cumulativa a alíquota do COFINS é de 3%, enquanto que no regime de incidência não cumulativa a alíquota utilizada é de 7,6%. Essas contribuições sociais se aplicam também a ganhos financeiros como juros. Assim como o PIS, no COFINS é utilizado o regime de incidência cumulativa na indústria do petróleo.

4.2 Impostos Indiretos

Os impostos indiretos que incidem sobre os investimentos e serviços usados pelas companhias e são cobrados pelas esferas federal, estadual e municipal de governo. Os impostos indiretos, assim como os diretos, são comuns a toda atividade produtiva. Estes impostos atuam não sobre a atividade da empresa, porém sobre os insumos, como produtos ou serviços necessários para que esta possa produzir. Esses impostos também incluem as contribuições sociais PIS e COFINS no entanto sobre os serviços e investimenros feitos pelas empresas. No Brasil as taxas variam de acordo com os tipos, bens ou serviços, tangíveis e

intransigíveis respectivamente. Além de variar com a origem, nacional ou importado, dos bens e serviços.

Por ter incidência sobre os investimentos e serviços, os impostos indiretos impactam diretamente nos custos de CAPEX, custo de capital, e no OPEX, custo operacional, da companhia de Petróleo. Os impostos indiretos aplicáveis na área de Exploração e Produção do Brasil seguem listados abaixo.

- Imposto Sobre Serviços de qualquer natureza (ISS)
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e prestação de Serviços (ICMS)
- Imposto sobre Importação de produtos estrangeiros (II)
- Imposto de Renda Retido na Fonte (IRRF)
- Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI)
- PIS/COFINS

4.2.1 Imposto Sobre Serviços de qualquer natureza

O Imposto sobre serviços de qualquer natureza, ou ISS, é um imposto de âmbito municipal, recolhido geralmente no município em que se encontra o estabelecimento do prestador. A alíquota do ISS é variável de um município para outro, sendo a alíquota mínima 2% e a máxima 5%.

4.2.2 Imposto sobre Circulação de Mercadorias e prestação de Serviços

O Imposto sobre circulação de mercadorias e prestação de serviço, ou ICMS, é um imposto de âmbito estadual, que incide principalmente sobre a circulação de mercadorias, embora também incida sobre prestação de serviço. O ICMS não é acumulativo, ou seja, ele incide sobre cada etapa de circulação de mercadorias separadamente. O ICMS geralmente é

arrecadado no estado de origem da mercadoria, todavia para o petróleo, alvo de nosso estudo, o imposto é arrecadado no estado de consumo.

4.2.3 Imposto sobre Importação de Produtos Estrangeiros

O Imposto sobre Importação de Produtos estrangeiros, ou II, é um imposto de âmbito federal que incide sobante a importação de mercadorias estrangeiras e bagagem de viajante procedente do exterior. Para o caso de mercadorias estrangeiras, a base de cálculo será o valor aduaneiro e a alíquota do II será indicada na Tarifa Externa Comum(TEC) no nosso caso foi usado 15%

4.2.4 Imposto de Renda Retido na Fonte

O Imposto de Renda Retido na Fonte, ou IRRF, é um imposto de âmbito federal que incide sobre os rendimentos do trabalho assalariado pagos por pessoas físicas ou jurídicas, os rendimentos do trabalho não assalariado pagos por pessoa jurídicas, os rendimentos de aluguéis e *royalties* pagos por pessoa jurídica e os rendimentos pagos por serviços entre pessoas jurídicas, tais como os de natureza profissional, serviços de corretagem, propaganda e publicidade. Tem como característica principal o fato de que a própria fonte pagadora tem o encargo de apurar a incidência, calcular e recolher o imposto em vez do beneficiário. Incide também sobre rendimentos pagos, creditados, empregados, entregues ou remetidos a pessoas jurídicas domiciliadas no exterior por fontes situadas no Brasil. Apresenta alíquotas variáveis conforme a natureza jurídica dos rendimentos, o país em que a beneficiária é residente ou domiciliada e o regime fiscal ao qual é submetida a pessoa jurídica domiciliada no exterior. Para rendimentos de capital a alíquota varia de nula até 27,5%

4.2.5 Imposto sobre Produtos Industrializados

O Imposto sobre Produtos Industrializados é um imposto de âmbito federal sobre os produtos industrializados no Brasil. A alíquota do IPI varia de acordo com o produto, e estas

estão dispostas no quadro de Incidência do Imposto sobre Produtos Industrializados, Tipi. O fato gerador do imposto ocorre quando do desembaraço aduaneiro do produto importado, com a saída do produto industrializado do estabelecimento do importador, da indústria, do comerciante ou do arrematador ou ainda no caso da arrematação de um produto em leilão.

4.2.6 PIS/COFINS

Essas contribuições estão presentes tanto nos impostos diretos quanto nos impostos indiretos. A definição destas contribuições encontram-se nas seções 4.1.2.1 e 4.1.2.2 respectivamente.

4.3 Taxas Exploratórias

As taxas exploratórias representam a parcela do *government take* que é intrínseca a atividade petrolífera. Diferente dos impostos diretos e indiretos, que são atuantes em qualquer que seja o ramo de atividade da empresa, as taxas exploratórias, ou taxas de exploração, estão completamente ligadas a exploração e produção do petróleo.

As taxas de exploração sofrem alterações dependendo do tipo de regime de contrato. Como o objetivo deste trabalho é uma comparação entre os dois regimes de contrato que estão em vigor, por lei no Brasil, concessão e partilha, essa seção será dividida em três partes.

- Regime de Concessão
- Regime de Partilha
- Comparação entre Regimes

4.3.1 Regime de Concessão

O regime de concessão, é o regime utilizado atualmente no Brasil e é descrito pela lei 9.478, conhecida como a lei do petróleo. Os elementos que compõem as taxas exploratórias para o regime de concessão são estes:

- Bônus de Assinatura
- *Royalties*
- Participação Especial
- Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

4.3.1.1 Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura é uma oferta feita por uma empresa ou consórcio de empresas que serve como proposta, um único lance num leilão de blocos da ANP, Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bio Combustíveis, a fim de obter a concessão de um bloco. Esse valor deve ser pago no ato da assinatura do contrato de concessão e deve ser maior que o valor mínimo estipulado no edital de concessão.

4.3.1.2 *Royalties*

Os *royalties* são valores pagos todo mês ao governo brasileiro, em moeda nacional, a começar na data de início da produção comercial em montante variado de 5 a 10% da produção de petróleo e gás natural.

A lei nº9.478 estabelece que os 5% mínimos da produção de petróleo *offshore* deverão ser divididos da seguinte forma.

- 1,5% aos Estados Produtores
- 1,5% aos Municípios Produtores
- 1% ao Ministério da Marinha

- 0,5% aos Municípios Afetados pelas Operações de Embarque e Desembarque
- 0,5% ao Fundo Especial a Ser Distribuído aos Estados, Territórios e Municípios

O quadro 1, disposta abaixo concatena como é a distribuição dos 5% mínimos dos *royalties*.

Distribuição dos Royalties - 5% mínimo	
Estados Produtores	1,5%
Municípios Produtores	1,5%
Ministério da Marinha	1,0%
Municípios Afetados	0,5%
Fundo Especial	0,5%

Quadro 1 - Distribuição dos 5% Mínimos dos *Royalties* no Regime de Concessão

Já em relação a porcentagem de excedente aos 5% a distribuição se dará da seguinte maneira:

- 25% ao Ministério da Ciência e Tecnologia
- 22,5% aos Estados Produtores
- 22,5% aos Municípios Produtores
- 15% ao Ministério da Marinha
- 7,5% aos Municípios Afetados

- 7,5% ao Fundo Especial

O gráfico 1 ilustra a distribuição dos *royalties* excedentes as 5% mínimos.



Gráfico 1 - Distribuição Percentual dos *Royalties* Excedentes dos 5% Mínimos no Regime de Concessão

4.3.1.3 Participação Especial

A participação especial é um valor pago ao governo em caso de um grande volume de produção ou de grande rendimento conforme previsto no edital. A participação especial é a última taxa exploratória a ser descontada. Ela incide sobre a receita líquida após serem deduzidos os valores dos *royalties*, investimentos, custos, depreciação e os tributos.

Os procedimentos para a apuração da participação especial pelos concessionários prevista na lei nº 9.478, conhecida como a lei do petróleo, encontra-se na portaria ANP N° 10 de 13 de Janeiro de 1999. Essa portaria estabelece que o período base de incidência sendo

trimestral. Dessa forma, ao término de cada trimestre é descontado da receita líquida, deduzida dos valores dos *royalties*, investimentos, custos depreciação e os tributos, o valor correspondente à participação especial. Ainda segundo a essa portaria este valor descontado é variável de acordo com o local e profundidade da produção, *onshore*, *offshore* rasa e *offshore* profunda, com o ano da produção e ainda com a receita líquida da concessão e com o volume produzido.

A fórmula para o cálculo das participações especiais é:

$$PP = A \left(RLP - PD \left(\frac{RLP}{VPF} \right) \right)$$

Onde:

PP = Valor da Participação Especial a ser deduzida no período

A = Alíquota em %

RLP = Receita Líquida do Período

PD = Parcela a deduzir

VPD = Volume de produção fiscalizada de petróleo do campo no período base em milhares de metros cúbicos de óleo equivalente.

A alíquota e a parcela a ser deduzida estão descritas na Seção IV da portaria ANP N° 10, e variam de acordo com o volume produzido, localização e o ano da produção do poço. O quadro 2 mostra um exemplo de um campo de produção em seu primeiro ano em áreas *offshore* profundas, ou seja, com profundidade batimétrica maior que quatrocentos metros.

Volume de Produção (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Alíquota (%)	Parcela a deduzir (em reais)
Até 1.350	isento	-
Entre 1350 e 1800	10	1.350
Entre 1800 e 2250	20	1.575
Entre 2250 e 2700	30	1.800
Entre 2.700 e 3.150	35	1929
Acima de 3.150	40	2.081

Quadro 2 - Informações para o Cálculo das Participações Especiais em um Campo em Águas Profundas

Fonte: Portaria N° 10 ANP

A lei do petróleo, 9.478, reparte a arrecadação das participações especiais da seguinte maneira:

- 40% ao Estado Produtor
- 40% ao Ministério de Minas e Energia
- 10% ao Município Produtor
- 10% ao Ministério do Meio Ambiente

O gráfico 2 ilustra como fica a divisão das participações especiais.



Gráfico 2 - Distribuição Percentual das Participações Especiais

4.3.1.4 Pagamento pela Ocupação ou Retenção da Área

O edital da concessão, bem como o contrato de concessão, deverá dispor acerca do pagamento anual que deverá ser feito, cobrado por quilômetro quadrado e com valor base por quilômetro quadrado definido pelo presidente da república. Os valores cobrados pela ocupação ou retenção da terra são discretos quando comparados às demais taxas exploratórias e conjunto de impostos.

4.3.2 Regime de Partilha da Produção

O regime de partilha da produção surgiu no Brasil pouco depois da descoberta de reservas economicamente viáveis na camada do Pré-sal. A ideia do governo brasileiro era que para essa nova área a rentabilidade das empresas seria maior e por conta disso decidiu estabelecer um regime contratual específico para essa nova área. O *government take* deste regime é um pouco diferente pois inclui uma nova categoria que é a partilha de produção.

Entretanto não a abordaremos como parte das taxas exploratórias e sim como mais um ramo do *government take*. Desta forma teremos uma a partilha da produção melhor abordada no item 4.4.

Seguindo a linha do trabalho, as taxas exploratórias referentes ao regime de partilha da produção são:

- Bônus de Assinatura
- *Royalties*
- Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área

4.3.2.1 Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura segue o mesmo procedimento e regras descrito no item 4.3.1.1 referente ao regime de concessão. Todavia no regime de partilha o valor não será repassado ao governo e sim à empresa pública, criada no artigo 8º da lei nº12.351.

4.3.2.2 *Royalties*

A lei que estabelece o contrato de partilha, lei nº12.351, não fazia nenhuma alteração sobre os *royalties* descritos na lei do petróleo, lei nº9.478. Entretanto em novembro de 2012 foi sancionada a lei nº 12.734 que altera a alíquota dos *royalties*. De acordo com a nova lei, válida para o regime de partilha, a alíquota dos *royalties* não será mais variável e será de 15%.

A nova lei também altera a distribuição dos valores arrecadados dos *royalties* arrecadados. A lei estabelece a distribuição de duas formas de acordo com a localidade onde é situado a produção. Para a produção que ocorrer em terra, rios, lagos, ilhas lacustres ou fluviais a distribuição será da seguinte forma:

- 20% aos Estados Produtores;

- 10% aos Municípios Produtores;
- 5% aos Municípios Afetados
- 25% ao Fundo Especial, a ser distribuído entre Estados e o Distrito Federal
- 25% ao Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios
- 15% à União

O gráfico 3 ilustra como serão repartidos os *royalties* nesse caso.



Gráfico 3 - Distribuição Percentual dos *Royalties* de Campos *OnShore* no Regime de Partilha

Já para a produção que ocorrer na plataforma continental, no mar territorial ou na zona econômica exclusiva, a distribuição será desta forma.

- 24,5% ao Fundo Especial, a ser distribuído entre os Estados e o Distrito Federal
- 24,5% ao Fundo Especial, a ser distribuído entre os Municípios
- 22% aos Estados Confrontantes
- 22% à União

- 5% aos Municípios confrontantes

A distribuição da quantia referente aos *royalties* para esse caso são ilustradas no gráfico 4.



Gráfico 4 - Distribuição Percentual dos *Royalties* de Campos *OffShore* no Regime de Partilha

4.3.2.3 Pagamento por Ocupação e Retenção da Área

O pagamento por ocupação ou retenção da área não se altera com a lei que estabelece o regime de partilha. Desta forma, este pagamento está descrito no item 4.3.1.4.

4.3.3 Comparação entre regimes

Como dito anteriormente neste capítulo as taxas exploratórias não são as mesmas nos regimes de concessão e partilha. Analisando a partir do regime de concessão, houve uma alteração na alíquota dos *royalties*, que para o contrato de partilha da produção são fixos e de 15% da produção, enquanto que no regime de concessão era variável entre 5% e 10% da produção.

Outra alteração importante foi o desaparecimento da participação especial no regime de partilha. O governo substituiu a participação especial pela partilha da produção, com a intenção de arrecadar mais dinheiro das empresas produtoras. Vale lembrar que a partilha da produção será estudada de maneira separada das taxas exploratórias nesse trabalho.

As demais componentes do *government take*, impostos diretos e indiretos não se alteram, e são cobradas da mesma maneira independentemente do tipo de regime utilizado na região. Outras variações existentes nas taxas exploratórias são a mudança da distribuição dos *royalties* e o destino da quantia paga no bônus de assinatura, mas que, de qualquer maneira, saem dos cofres da empresa em transferência para os cofres do governo.

O quadro 3 resume as mudanças entre os tipos de regime.

Government Take	Regime de Concessão		Regime de Partilha	
	Presença	Diferença	Presença	Diferença
Impostos Diretos	Sim	-	Sim	-
Impostos Indiretos	Sim	-	Sim	-
Bônus de Assinatura	Sim	Entregue ao Governo	Sim	Entregue a Empresa Pública
Royalties	Sim	Alíquota - 5% a 10% da produção	Sim	Alíquota - 15% da produção
Participação Especial	Sim	-	Não	-
Pagamento por Ocupação e Retenção da Área	Sim	-	Sim	-
Partilha da Produção	Não	-	Sim	-

Quadro 3 - Comparação entre o Regime de Concessão e o Regime de Partilha

4.4 Partilha da Produção

A partilha da produção, é um *government take* diferente dos demais, no que diz respeito a forma de pagamento. A partilha é o único *government take* que é pago em óleo e não em dinheiro. A partilha nada mais é que uma fração do óleo produzida que deve ser repassada ao governo. As condições e prazos de pagamento, bem como a proporção (alíquota da partilha) de óleo a ser compartilhada serão definidas e estabelecidas em contrato.

A parcela da produção de petróleo e gás natural que será repassada á União é fruto da incidência da alíquota da partilha sobre o excedente em óleo. O excedente em óleo é por definição a parcela do óleo produzido que será repartida entre o governo e a empresa, e este é o resultado do volume total de óleo produzido descontados o custo em óleo e os *royalties*, que neste caso possuem alíquota de 15%. A fórmula a seguir mostra como é calculado o excedente em óleo.

$$EO = PT - R - CO$$

Onde:

EO = Excedente em óleo

PT = Produção Total

CO = Custo em óleo

R = *Royalties*

O custo em óleo é a parcela da produção de petróleo que corresponde aos custos e investimentos realizados pelo contratado para explorar, avaliar, desenvolver, produzir e desativar as suas instalações. A fórmula para o custo em óleo é:

$$CO = CAPEX + OPEX$$

Onde:

CO = Custo em óleo

CAPEX = Custo de Capital

OPEX = Custo Operacional

A lei da partilha esclarece que a será levada em consideração para o julgamento da licitação a proposta mais interessante de acordo com o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União. Essa oferta deve ser feita na proposta enviada pela empresa no ato da licitação e deve estar contida no contrato que será assinado. O excedente em óleo repartido para o governo será comercializado pela União, podendo-se dar por intermédio da Petrobras em contrato direto, e a receita advinda dessa comercialização será destinada ao fundo criado pela lei, o Fundo Social.

5. Metodologia

Com o objetivo de realizar a comparação entre os dois tipos de contrato, de concessão, usado atualmente em todas as áreas do país, e o de partilha, já aprovado em lei para ser utilizado no pré-sal mas que até o momento de finalização deste trabalho não possui nenhum caso prático, utilizamos uma planilha que será explicada nessa seção.

A função da planilha é avaliar todos os custos associados ao desenvolvimento e produção de um campo de petróleo, fazendo um fluxo de caixa e avaliando os valores do *government take*, incluindo impostos diretos, indiretos e as taxas de exploração, além dos custos de Capex e Opex e da receita gerada pela venda do óleo bruto.

5.1 Inputs da planilha

Os *inputs* da planilha são os dados de entrada que o usuário cede para o software afim de especificar as características do campo, custos e taxas referentes ao projeto. São fornecidos valores de algumas variáveis necessárias para que seja feito o estudo de caso. Em suma, os dados de entrada geram as características particulares do caso a ser estudado. As variáveis que compõem os *inputs* da planilha são:

- Bacia
- Capex por barril
- Opex por barril
- Volume de óleo recuperável
- Alíquota de *Royalties*
- Bônus de Assinatura
- Alíquota da Partilha
- Tipo de óleo

- Preço do óleo Brent
- Cambio Dólar – Real

5.1.1 Bacia

A planilha permite a escolha de diversas bacias sedimentares brasileiras, onde já existe a exploração de petróleo. Dentro da planilha há uma aba que relaciona cada bacia a um valor de pagamento pela ocupação ou retenção da área. O custo de ocupação ou retenção da área incide durante todo o tempo do projeto e varia não apenas por bacia, mas também pela fase do projeto. Assim sendo, para uma determinada bacia temos valores de ocupação ou retenção da área diferentes, para fases de exploração, desenvolvimento e produção. A planilha trabalha o tempo em anos, sendo o primeiro o ano zero, e considera a exploração apenas nesse primeiro ano. O desenvolvimento ocorre do ano um ao quatro e a produção do ano 5 até o esgotamento de todo óleo recuperável.

Além disso as bacias informam também, se o campo é *onshore*, *offshore* de lâmina d'água rasa ou *offshore* de lâmina d'água profunda. Essa informação é de suma importância para o caso do contrato de concessão, uma vez que a alíquota da participação especial varia se o campo é em terra ou no mar e, no caso de campos no mar, com a profundidade. No caso *offshore* há duas categorias, campos com mais de 400 metros de lâmina d'água são chamados profundos, e com menos de 400 metros de profundidade são chamados rasos. Maiores detalhes de como variam as alíquotas e valores da participação especial com o a profundidade da bacia estão dispostas no item 4.3.1.3 deste trabalho.

A variável *bacia* então tem grande importância para o cálculo do pagamento de ocupação ou retenção da área e principalmente para o cálculo da participação especial, no caso do contrato de concessão.

5.1.2 CAPEX por barril

O CAPEX, ou *capital expenditure*, tem como função principal representar os custos da empresa com instalação, compra de materiais e serviços necessários para se iniciar a exploração, o desenvolvimento e a produção. O custo de capital, tradução literal, do campo é fornecido à planilha em dólares por barril (US\$/bbl), que representa o custo de capital em cada barril produzido. Esta maneira de calcular foi adotada para facilitar os cálculos e o fluxo de caixa.

Este *input* é importante porque representa em uma única variável diversos custos da empresa, facilitando assim os cálculos. Além disso, como será dito nas próximas seções, os impostos indiretos incidem sobre o CAPEX.

5.1.3 OPEX por barril

O OPEX, ou *operational expenditure*, representa os custos que a empresa possui com a manutenção dos equipamentos, toda parte operacional e os serviços responsáveis pela operação da plataforma. O OPEX, que traduzido significa custo operacional, por definição atua somente nas operações, de forma que o OPEX será considerado apenas nos anos de produção, não atuando assim na exploração e desenvolvimento. Assim como o Capex, o Opex será dado em dólares por barril.

O Opex é importante para a planilha pois representa todo o custo operacional em apenas uma variável tornando o problema mais simples de ser tratar. Juntamente com o CAPEX, o OPEX é a fonte de incidência dos impostos indiretos.

5.1.4 Volume de óleo recuperável

O Volume de óleo recuperável, ou VOR, representa todo o óleo que se pode retirar de um reservatório de petróleo. Esse dado mostra o quanto se terá de produção total ao fim do projeto. Para nossa análise ele é muito útil, uma vez que elimina as incertezas sobre a retirada do petróleo. Quando o usuário coloca esse dado na planilha, tem certeza de quanto óleo irá produzir. Na prática antes da produção não se tem certeza do VOR, mas para os propósitos deste trabalho assumiremos isto.

O Volume de óleo recuperável é definido por:

$$VOR = \frac{A \cdot h \cdot \phi \cdot S_o \cdot FR}{B_o}$$

Onde:

A = Área

h = NetPay

ϕ = Porosidade

S_o = Saturação de óleo

FR = Fator de recuperação

B_o = Fator volume formação do óleo

Esse *input* é essencial, pois, o lucro da empresa em nossa análise é oriundo da venda do óleo bruto, e o VOR é a quantidade de óleo que será vendido, sendo assim responsável pela renda da empresa.

5.1.5 Alíquota de Royalties

Os *royalties* representam parte considerável no *government take*, seja no contrato de concessão ou de partilha. Ele é incidente sobre a receita bruta, após a retirada do PIS/COFINS. Sua alíquota varia de 5% a 10% para o contrato de concessão. Todavia, segundo a lei 12.734 de 30 de novembro de 2012, para o caso do contrato de partilha, o valor da alíquota dos *royalties* será fixado em 15%.

Para que seja simulado um caso na planilha, antes é necessário que se informe o tipo de contrato vigente para essa simulação. De acordo com a escolha, contrato de concessão ou contrato de partilha, algumas alterações serão efetuadas na planilha exatamente para diferenciar os dois tipos de contratos segundo a suas leis.

A alíquota dos royalties é uma das alterações efetuadas. Para o caso da partilha é fixado 15%, já para o contrato de concessão o valor é variável entre 5 e 10%. Outras alterações são feitas como a presença ou não das participações especiais, mas estas serão melhor abordadas nos tópicos a seguir.

5.1.6 Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura é uma variável de entrada na planilha referente à quantia oferecida durante o leilão de blocos da ANP. Esse é o valor do lance da empresa no leilão de blocos. A empresa ou consórcio que efetuar o maior lance fica responsável por produzir o campo, independentemente do regime de contrato utilizado.

O valor do bônus de assinatura pode ser escolhido na planilha, e deve ser coerente com o tamanho e atratividade do campo. Sua escolha depende das variáveis, volume de óleo recuperável, tipo de óleo e bacia.

No fluxo de caixa da empresa, o custo com o bônus de assinatura incide no ano 1. Embora esse custo seja baixo comparado com os demais custos da empresa ao longo dos anos, quando se analisa o valor presente líquido no fluxo de caixa descontado este valor se torna mais significativo por ser incidente no primeiro ano da análise.

A presença desta variável no estudo traz ainda mais realidade para a simulação, aproximando mais ainda o estudo de um caso real.

5.1.7 Alíquota da Partilha

Quando se seleciona na planilha um caso de regime de contrato de partilha, um novo campo pode ser preenchido na aba *input*, a alíquota da partilha. Esse valor pode ser selecionado e representa a porcentagem do excedente em óleo que deve ser entregue ao governo. Embora ainda não haja nenhum exemplo de como é feito um contrato no regime de partilha no Brasil, até a data desse trabalho, as leis 12.351 e 12.734 foram utilizadas como diretriz para a elaboração da planilha.

Essa é uma variável que interfere diretamente no resultado do fluxo de caixa descontado na análise econômica, uma vez que reduz a porção de petróleo produzido que permanece de posse da empresa e conseqüentemente o valor da única receita da empresa, a vendo do óleo cru.

5.1.8 Tipo de óleo

Através da variável tipo de óleo, é possível selecionar qual o tipo de óleo será produzido pelo poço. O óleo recebe o nome do campo ou região em que é produzido. Alguns nomes presentes na planilha são Marlim, Barracuda e Baiano pesado.

Cada tipo de óleo está atrelado ao seu respectivo °API que mede a densidade do óleo, e conseqüentemente sua qualidade. Além disso, é feita uma comparação do tipo de óleo

escolhido com o óleo Brent, referência no mercado internacional do petróleo. Os valores do °API do óleo escolhido e do óleo Brent são comparados, dessa forma é feita uma proporção entre o óleo escolhido e o óleo de referencia. Tal qual é feito no mercado internacional, fixado o preço do óleo Brent, o preço do óleo escolhido será proporcional a este segundo o seu ° API.

O tipo de óleo está fortemente ligado à bacia escolhida. Dessa forma, é possível criar uma situação mais próxima do real.

5.1.9 Preço do Óleo Brent

O preço do óleo Brent é um dos preços de referencia no mercado internacional do petróleo, ao lado do óleo WTI e da OPEP basket. Para o nosso estudo, o óleo Brent foi escolhido como referência, sendo o seu valor dado em dólares.

Como *input* do programa, é possível alterar o seu valor para a cotação mais recente, dando ao estudo dados mais precisos e atuais. Uma vez fixado o valor do óleo Brent, a planilha fornece o valor do tipo de óleo selecionado, em dólares, de acordo com a relação descrita no item 5.1.8.

Essa variável é de grande importância, uma vez que pode ser atualizada e é frequentemente relacionada com o tipo de óleo escolhido a fim de gerar o seu preço.

5.1.10 Cambio Dólar-Real

Assim como a variável preço do óleo Brent, essa é uma variável que pode ser atualizada caracterizando uma situação mais próxima do mercado atual. O *input* Cambio Dólar-Real, nada mais é que a cotação do real frente ao dólar.

Embora tenhamos valores dados em real, como o bônus de assinatura, grande parte dos valores obtidos está em moeda americana, uma vez que o preço do óleo é dado em dólar e

os rendimentos da empresa são resultados da venda do óleo. A fim de convertermos esses valores para a moeda americana, a planilha utiliza o cambio entre as moedas para fazer a conversão.

Esta variável é importante pelo fato de converter todas as cifras em uma só moeda, permitindo assim a comparação entre elas.

5.2 Considerações e Funcionamento da Planilha

Como a atividade petrolífera é repleta de incerteza e diversas variáveis podem influenciar positiva e negativamente o resultado da exploração e produção de petróleo, algumas considerações foram feitas para a fase de exploração e produção. Como o objeto de estudo deste trabalho é uma análise econômica, e essa análise será feita em cima de um estudo de caso de um campo de petróleo, é necessário que algumas variáveis sejam bem definidas antes do começo do estudo. Algumas das variáveis descritas neste tópico são de origem exploratórias e serão fixadas para facilitar a compreensão e o trabalho com as variáveis econômicas envolvidas no processo do estudo do caso. Além disso, considerações que conferem um caráter mais realista ao estudo proposto serão explicitadas nesse tópico.

5.2.1 Considerações Gerais

Este tópico tem como objetivo descrever considerações importantes e que serão utilizadas ao longo de todo o trabalho.

- O valor do cambio dólar-real não se altera ao longo dos anos, sendo este o valor definido pelo usuário na aba *inputs* da planilha, no início do estudo de caso.
- A fim de agregar elementos que tragam mais realidade ao estudo de caso, uma inflação de 2% ao ano reajustará os valores definidos inicialmente. Valores de Capex por barril,

Opex por barril e preço do óleo Brent serão reajustados anualmente, todavia o cambio dólar-real não é afetado por essa inflação.

- Para o cálculo do fluxo de caixa descontado será usada uma taxa de desconto de 12,5% ao ano para todos os casos.

5.2.2 Produção

A produção de petróleo envolve diversos fatores, que podem variar, alterando assim de alguma forma a produção. Para realizar uma análise econômica através de um fluxo de caixa descontado é necessário se conhecer a variável tempo, que no estudo da exploração e produção de um campo, pode ser estimada mas talvez nunca precisamente determinada. A fim de eliminar essa incerteza do tempo a planilha considera um projeto em 25 anos, sendo o primeiro o ano zero. No ano 0 se inicia e se conclui a fase de exploração do campo. Em seguida, a partir do ano 1 até o ano 4 ocorre o processo de desenvolvimento do campo. A produção ocorre entre os anos 5 e 23, dessa forma considera-se que todo o petróleo recuperável já foi drenado do reservatório até o ano 23. Os dois últimos anos do projeto do campo são reservados para o abandono dos poços perfurados no campo.

O quadro 4, disposta abaixo, mostra os anos e suas respectivas etapas de produção.

Anos	0	De 1 a 4	De 5 a 23	24 e 25
Etapas	Exploração	Desenvolvimento	Produção	Abandono

Quadro 4 - Etapas do Processo Produtivo no Estudo de Caso

Assim, é possível saber quantos anos durará o projeto e preparar um esboço do fluxo de caixa que será preparado futuramente.

É importante ressaltar que para facilitar o estudo o campo será produtor de óleo. A quantidade de gás produzida será descartada, por ser considerada uma quantidade irrisória comparada com o volume de óleo recuperável, assim sendo o gás natural produzido no poço não é comercial e não será levado em conta na produção de petróleo, apenas o óleo será levado em consideração.

Ainda acerca da produção de óleo, é praticamente impossível se prever o quanto se produzirá de óleo antes da realização do projeto. Embora as técnicas de engenharia de reservatórios estejam evoluindo rapidamente, e muitas variáveis de produção já possam ser controladas, consideramos o volume de óleo que será produzido (volume de óleo recuperável) uma variável de entrada, ou seja, um *input* da planilha. Dessa forma, é possível se saber o quanto se produzirá ao final dos 25 anos. Através dessa consideração eliminamos as incertezas referentes a quantidade total de óleo que será produzida.

Para a realização do fluxo de caixa, a planilha considera que todo o petróleo produzido em um ano é vendido a preço de óleo cru no mesmo ano. Assim, todo o óleo produzido entra no fluxo de caixa transformado em receita no ano de sua produção. O óleo é vendido a preço de óleo cru, devido ao fato de que seria inviável inserir no trabalho o refino do óleo para que esse pudesse agregar valor ao produto final, oriundo do óleo produzido. Como diversas empresas operadoras se dividem em setores como produção, refino e distribuição, cada uma com seu balanço financeiro próprio, essa consideração não torna o problema menos real, apenas considera a empresa como o ramo da operadora que é responsável pela produção do petróleo.

Como dito anteriormente nesta seção a produção ocorrerá do ano 5 ao ano 23, e a cada ano o petróleo produzido naquele ano será convertido em receita bruta pela planilha. Para que a produção não seja igual em todos os anos, sendo a média do volume de óleo recuperável

pelo número de anos da produção, foi elaborada uma curva de produção de petróleo semelhante às curvas de produção de campos reais. Essa curva de produção está representada no gráfico 5.

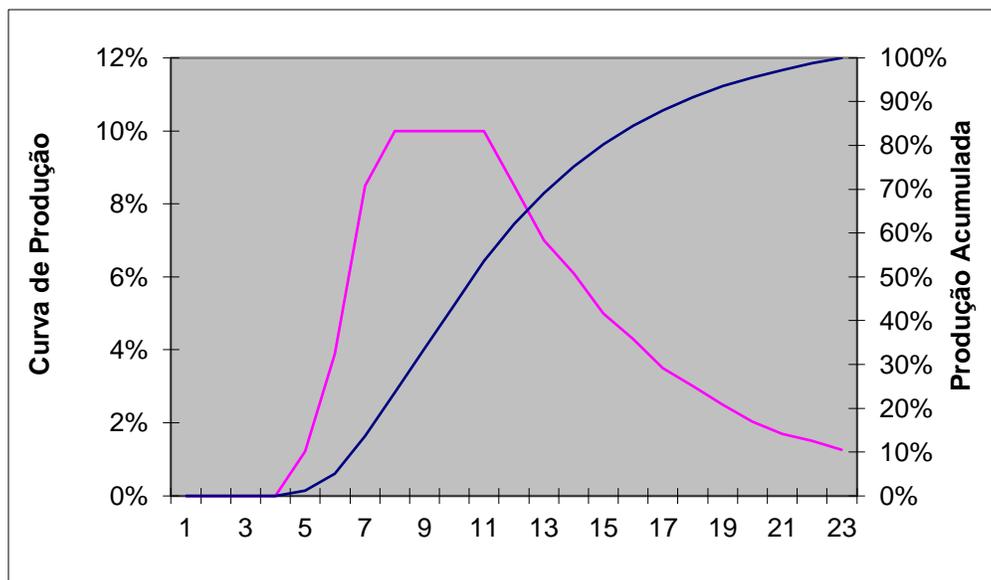


Gráfico 5 - Produção Anual e Produção Acumulada

No gráfico 5 a curva rosa representa a curva de produção, como dito anteriormente, baseada na produção de campos reais, onde se tem o início da produção, depois de um tempo o platô, que representa os anos de maior produção, e por último o declínio até o fim da produção. A curva azul representa a produção acumulada ao longo dos anos. Vale ressaltar que ambas as curvas iniciam no ano 5 e terminam no ano 23, e que os 100% da produção acumulada representam o volume de óleo recuperável.

5.2.3 CAPEX

O *capital expenditure* é, como já foi dito no item 5.1, uma variável de entrada da planilha. O valor dessa variável é dado em dólares por barril, a fim de simplificar o trabalho. Uma vez que os custos de capital de uma empresa para a exploração de um campo de

petróleo são dados nas mais variadas frentes, seria impossível definir cada valor desses para colocar no fluxo de caixa. A solução encontrada foi englobar todos esses custos em uma só variável, e trabalha-la em valor por produção, ou seja, quanto mais se produz, mais custoso é o investimento de capital e vice-versa. Dessa forma, é possível se avaliar, com base em campos com volume de óleo recuperável semelhante, o valor gasto de CAPEX. A razão entre esse valor e a quantidade de barris produzida por esse campo gera o valor de custo de capital utilizado na planilha. Portanto ao preencher os *inputs* da planilha com coerência entre os dados, é possível simular um caso próximo ao caso real.

Sendo o custo de capital o valor gasto pela empresa em bens e serviços de capital, ou seja, um investimento para que se inicie a produção, este irá entrar no fluxo de caixa a partir do ano 1 e irá até o ano 8. Foi considerado que o CAPEX incide sobre as fases de exploração, desenvolvimento e o início da produção, o que é coerente segundo a definição do termo CAPEX. A planilha leva em consideração para esta variável bens e serviços, de origem nacional e importada. O motivo para essas considerações é para que seja calculada a incidência dos impostos indiretos, que são específicos para produtos ou serviços, oriundos do próprio país ou de origem internacional. Foi usada uma base de cálculo de 100% referente ao custo total do CAPEX, desses, 70% são para bens e 30% para serviços, estes por sua vez são subdivididos como 70% internacional e 30% nacional. O quadro 5 ilustra os dados descritos.

ITEM	Báse de Cálculo	Nacionais	Importados
Serviços	30%	30%	70%
Bens	70%	30%	70%
TOTAL CAPEX	100%	30%	70%

Quadro 5 - Percentual de Bens e Serviços, Nacionais e Importados que Compõem o CAPEX

Assim é possível calcular percentualmente os impostos sobre o valor do CAPEX. A distribuição do CAPEX ao longo dos anos é dada também através de porcentagens definidas previamente. Os bens entram na análise do fluxo de caixa a partir do ano 1 e vão até o ano 8, enquanto os serviços só começam a ser levados em consideração no ano 3, nos meados do processo de desenvolvimento do campo e também vão até o ano 8. A descrição das porcentagens de incidência do capex no fluxo de caixa, são demonstrados no quadro 6.

Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	Total
Serviços	0.0%	0.0%	1.9%	8.0%	6.4%	6.7%	4.3%	2.7%	30.00%
Bens	5.3%	10.7%	16.8%	12.0%	9.6%	6.7%	6.4%	2.7%	70.00%

Quadro 6 - Distribuição Percentual dos Bens e Serviços do CAPEX ao Longo dos Anos

Após definirmos como o *capital expenditure* atua através dos anos é necessário definir como serão calculados os impostos indiretos. Diversos impostos incidem sobre bens e serviços e são parte integrante do *government take*. O quadro 7 ilustra como os impostos incidem sobre o CAPEX, bem como a sua alíquota.

SERVIÇOS - Impostos Aplicados - Alíquotas						
Importado			Nacional			
IRRF-Serviços			ICMS	ISS	COFINS	PIS
25%			18%	5%	3.00%	0.65%

BENS - Impostos Aplicados - Alíquotas						
Importado			Nacional			
II	IPI	ICMS	IPI	ICMS	COFINS	PIS
15.0%	10.0%	18.0%	10.0%	18%	3.00%	0.65%

Quadro 7 -- Impostos e Alíquotas Atuantes no CAPEX

De posse dos impostos incidentes em cada caso, e suas respectivas alíquotas, pode-se tratar os demais dados obtidos e mostrados nos quadros 5, 6 e 7 para se obter um valor para os impostos indiretos ano a ano no fluxo de caixa descontado. Mais ainda através da distribuição dos bens e serviços do CAPEX ao longo dos anos, e ainda dos dados relatados anteriormente como os custos por barril, os impostos incidentes e o volume de óleo recuperável, pode-se, sem muita dificuldade, obter um valor para o custo de capital, para cada um dos anos em que este atua.

5.2.4 OPEX

O *Operational Expenditure* é traduzido literalmente como custo operacional. Na indústria do petróleo esse termo seria representado pela aquisição de todos os bens e serviços necessários para a manutenção de um campo petrolífero em operação. Alguns exemplos seriam a contratação de empresas de serviços para as operações, custo para a manutenção dos equipamentos e pessoas envolvidas na exploração e produção do campo entre outras coisas.

Assim sendo é natural que o OPEX tenha uma parcela maior referente a serviços do que a bens. A metodologia de análise do custo operacional utilizada foi a divisão percentual de bens e serviços, que assim como no CAPEX podem ser de origem nacional ou importada. A quantidade considerada de bens foi 30% do *operational expenditure*, enquanto os serviços compuseram os 70% restantes da base de cálculo de 100%.

Analogamente ao caso do CAPEX, independentemente de bens ou serviços, os itens foram divididos como 30% nacionais e 70% importados. Essa divisão, do mesmo modo que ocorreu *Capital Expenditure*, foi feita pra que se tenha uma base de cálculo para a incidência dos impostos indiretos, relacionados a importação e ao mercado interno afim de fazer com que a análise englobe o maior número de fatores possível, tornando-se assim mais próxima a realidade. O quadro 8 ilustra como é feita essa divisão.

Item	Base de Cálculo	Nacional	Importado
Produto	30%	30%	70%
Serviço	70%	30%	70%
Total Capex	100%	30%	70%

Quadro 8 - Percentual de Bens e Serviços, Nacionais e Importados que Compõem o OPEX

O OPEX entra na planilha a partir do ano de inicio da produção, ou seja o ano 5 e é contabilizado até o ultimo ano de produção, o ano 23. O custo operacional anual pago pela empresa é o dado pelo produto entre o volume de óleo produzido no respectivo ano pelo valor do OPEX daquele ano ajustado pelo valor da inflação, como mencionado previamente.

Para analisar o valor dos impostos indiretos cobrados sobre o custo operacional, é necessário mostrar quais impostos incidem sobre os bens e serviços e suas respectivas alíquotas. O quadro 9 simplifica a abordagem destes impostos.

SERVIÇOS - Impostos Aplicados - Alíquotas						
Importado			Nacional			
IRRF-Serviços			ICMS	ISS	COFINS	PIS
25%			18%	5%	3.00%	0.65%

BENS - Impostos Aplicados - Alíquotas						
Importado			Nacional			
II	IPI	ICMS	IPI	ICMS	COFINS	PIS
15.0%	10.0%	18.0%	10.0%	18%	3.00%	0.65%

Quadro 9 - Impostos e Alíquotas Atuantes no OPEX

Dessa forma, é possível calcular a porcentagem cobrada sobre o OPEX que é devida ao governo, o que irá aumentar o ônus da empresa com o custo operacional para cada barril de óleo equivalente produzido.

5.2.5 Government Take

O *government take* é o alvo de estudo desse trabalho, e nesse tópico será explicado como foi calculado. Ele pode ser dividido em três ou quatro partes dependendo do regime de contrato escolhido. No modelo de concessão, ele é dividido entre:

- Impostos Diretos
- Impostos Indiretos
- Taxas de Exploração

Entretanto quando se trata do regime de contrato de partilha, a produção de óleo que será dispensada ao governo também constitui um dos ramos do *government take*. Dessa forma no modelo de partilha, a participação governamental é dividida entre:

- Impostos Diretos

- Imposto Indiretos
- Taxas de Exploração
- Partilha da Produção

A seguir as considerações feitas para cada um desses ramos do *government take* e a forma como são calculadas serão explicitadas.

5.2.5.1 Impostos Diretos

Os impostos diretos são a parte do *government take* incidente sobre a renda. Quatro impostos compõem a carteira de impostos diretos, o quadro 10 mostra estes impostos bem como suas respectivas alíquotas.

Impostos Diretos - Alíquotas			
IRPJ	CSLL	COFINS	PIS
25%	9%	3%	0.65%

Quadro 10 - Alíquota dos Impostos Diretos

Mas para saber o efeito desses impostos no *government take*, é necessário especificar sobre que renda cada alíquota incide. Como os impostos não incidem sobre a mesma renda não se pode apenas somar as alíquotas. A incidência dos impostos sobre a renda se dá aos pares. A primeira renda, oriunda da venda do óleo cru é conhecida como renda bruta, e é sobre essa renda que incidem PIS e COFINS.

Já o IRPJ e a CSLL incidem sobre o lucro líquido. Após a incidência do PIS e COFINS na renda bruta, e descontando ainda os custos e os impostos indiretos, bem como as taxas de exploração temos o lucro líquido e é sobre esse valor que atuam o IRPJ e a CSLL.

Independentemente do regime de contrato, a incidência dos impostos diretos acontecerá da mesma maneira.

5.2.5.2 Impostos Indiretos

Os impostos indiretos são a parte do *government take* que não é diretamente ligada a venda do produto. Esses impostos incidem sobre as compras de bens e contratações de serviços, sejam de origem nacional ou importada. No estudo de caso deste trabalho, os impostos indiretos atuarão sobre os custos operacionais e custos de capital, OPEX e CAPEX respectivamente como mencionado anteriormente.

A planilha trabalha com uma base de cálculo de 100% para bens e serviços, e trabalha os impostos em porcentagem, agregando, dessa forma, o valor dos impostos indiretos aos custos operacionais e aos custos de capital percentualmente ano a ano. De posse do CAPEX e OPEX anuais, facilmente se obtém o valor dos impostos indiretos referente ao ano em questão.

Os impostos que compõem a carteira de impostos indiretos bem como suas alíquotas estão dispostos no quadro 11.

Impostos Indiretos - Alíquota			
II	15.00%	IRRF-Serviços	25.00%
IPI	10.00%	ISS	5.00%
ICMS	18.00%	COFINS	3.00%
PIS	0.65%		

Quadro 11 - Alíquota dos Impostos Indiretos

Uma explicação mais aprofundada de como atuam esses impostos estão nos itens de CAPEX e OPEX, 5.2.3 e 5.2.4 respectivamente.

É importante afirmar que a forma de calcular os impostos indiretos não se altera devido ao regime escolhido. Assim sendo, a técnica usada para o cálculo dos impostos indiretos é a mesma tanto para o regime de partilha quanto para o regime de concessão.

5.2.5.3 Taxas Exploratórias

As taxas exploratórias são a parte do *government take* mais ligadas à indústria do petróleo. Ao contrário dos impostos diretos e indiretos, as taxas exploratórias são inerentes a exploração e produção de petróleo e são especificadas na lei 9.478, mais conhecida como a lei do Petróleo. As taxas exploratórias são divididas dessa forma:

- Bônus de Assinatura
- *Royalties*
- Participação Especial
- Pagamento pela Ocupação ou Retenção da área

O Bônus de Assinatura é um *input* da planilha e é contabilizado no fluxo de caixa descontado em cota única no primeiro ano avaliado.

Os *royalties* são tratados de maneira distinta na planilha de acordo com o regime especificado. No caso do regime de concessão a alíquota dos *royalties* é um *input* da planilha, podendo variar de 5 a 10%. A incidência dessa alíquota se dá sobre a renda bruta após o desconto do PIS e COFINS. Já no caso do regime de partilha, o valor da alíquota dos *royalties* é pré-determinado e fixado em 15%.

A Participação Especial é exclusiva para o regime de concessão, e sua forma de cálculo segue o modelo proposto pela lei 9.478 e pela portaria ANP nº 10, e está explicitado no item 4.3.1.3. Vale ressaltar que a Participação Especial é calculada sobre a receita líquida de

produção após serem deduzidos os *royalties*, investimentos, custos operacionais, depreciação e os tributos.

O pagamento pela ocupação ou retenção da área é uma variável atrelada à bacia, que é um dado de entrada na planilha. A planilha possui um quadro com o valor anual de pagamento pela ocupação ou retenção da área para cada bacia. Assim, após ser selecionada a bacia, o valor de ocupação ou retenção da área é mostrado no fluxo de caixa descontado, de acordo com a bacia escolhida.

5.2.5.4 Partilha da Produção

A partilha da produção é uma taxa exploratória referente única e exclusivamente ao regime de partilha. Diferentemente das demais taxas, a partilha é repassada ao governo em óleo cru, e não em dinheiro. A alíquota da partilha é um dos *inputs* da planilha, e incide sobre o excedente em óleo. Esta quantidade de óleo cru repassada ao governo será vendida pelo mesmo no ano de recebimento do repasse e ao mesmo preço de óleo utilizado pela empresa.

O excedente em óleo, deduzido do óleo repassado ao governo é a quantidade da produção que permanece efetivamente com a empresa, considerando o pagamento dos *royalties* e custos.

6. Estudo de Caso

Nessa seção do trabalho elaboraremos um caso fictício de uma empresa que adquiriu o direito de explorar um campo de petróleo através de um leilão da ANP em um regime de concessão. Será feita uma análise econômica através de um fluxo de caixa descontado, onde serão analisados o *government take*, descontado e não descontado, o lucro da empresa em termos do valor presente líquido.

Após a realização deste caso de regime de concessão, o mesmo campo fictício será cedido à empresa para exploração no regime contratual de partilha. A mesma análise econômica feita no regime de concessão se aplicará ao regime de partilha. Além disso, uma análise de sensibilidade será feita, onde a variável que será alterada em cada caso será a alíquota da partilha. Os resultados da análise de sensibilidade da partilha serão comparados posteriormente aos resultados do regime de concessão.

As variáveis de entrada da planilha podem ser subdivididas em 4 áreas, mas a subdividiremos em 5 áreas a fim de tratar com mais refino a variável que estará sujeita a análise de sensibilidade. Assim as variáveis serão divididas entre:

- Descrição do Campo
- Descrição dos Custos
- Descrição do Cenário Econômico
- Descrição das Taxas Exploratórias
- Descrição da Alíquota da Partilha

6.1 Descrição do Campo

Para o estudo de caso utilizaremos o campo fictício POLI. O campo POLI será caracterizado baseado em alguns campos da bacia de Campos. Esse campo está situado no

polígono do pré-sal na bacia de Campos, que se estende por 100 mil quilômetros quadrados e vai das imediações da cidade de Vitória no Espírito Santo, até Arraial do Cabo, cidade do litoral norte do Estado do Rio de Janeiro. O campo Poli está distante 215 quilômetros do continente e está localizada próximo à divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo.

Para o fim desse trabalho levaremos em conta não o volume de óleo do campo, mas o volume de óleo recuperável como dito na seção 5. O campo Poli possui 1 bilhão de barris de óleo recuperável. O tipo de óleo presente em POLI é o Campos Blend.

Dada a distância de POLI ao continente é coerente que o campo tenha mais da 400 metros de profundidade. Assim, os três *inputs* relativos ao campo estão definidos e estão dispostos no quadro 12 .

Inputs - Campo	
Bacia	Campos, >400m
Volume de Óleo Recuperável	1000MM bbl
Tipo de Óleo	Campos Blend

Quadro 12 - Inputs de Campo no Estudo de Caso

6.2 Custos

O campo POLI é muito semelhante ao campo Franco no que diz respeito ao volume de óleo recuperável. Além disso, a localização dos dois e as características de campo são bastante parecidas. Dessa forma, o campo de Franco foi utilizado como base para a estimação dos custos para a exploração do campo segundo o valor mostrado por Gaffney, Cine & Associates. (2010).

Os custos envolvidos na exploração do campo POLI serão como descritos anteriormente resumidos em custos de capital e custos operacionais, CAPEX E OPEX. O custo

de capital escolhido foi de sete dólares por barril, que é o mesmo valor do custo operacional. O quadro 13 resume essas variáveis de entrada.

Inputs - Custos	
CAPEX	7US\$/bbl
OPEX	7US\$/bbl

Quadro 13 - Inputs de Custos do Estudo de Caso

6.3 Descrição do Cenário Econômico

Este item descreve as variáveis referentes ao cenário econômico que vive o Brasil e o mundo no contexto do estudo de caso. Utilizaremos os dados financeiros do ano de 2012, período em que o mundo passou por uma crise econômica, que esteve presente mais intensamente na Europa, onde alguns países como a Grécia e Portugal tiveram de perder ajuda a outros países da União Européia. Embora essa crise não tenha afetado tanto o Brasil diretamente, influenciou, e muito, o mercado financeiro.

O valor utilizado para o câmbio Dólar foi de dois reais e dez centavos, enquanto que o preço do óleo Brent, influenciado pela crise, foi de cem dólares por barril.

O quadro 14 mostra esses números:

Inputs - Cenário Econômico	
Câmbio Dólar	R\$2,10
Preço do Óleo Brent	US\$100,00

Quadro 14 - Inputs do Cenário Econômico no Estudo de Caso

6.4 Descrição das Taxas Exploratórias

Como descrito anteriormente, as taxas exploratórias são parte integrante do *government take*, e dessa forma são de suma importância para o objetivo deste trabalho. As taxas de exploração que podem ser colocadas como variáveis de entrada na planilha são a alíquota dos *royalties* e o bônus de assinatura. Vale ressaltar que apenas no regime de concessão é possível escolher a alíquota dos *royalties*, uma vez que esse por lei é variável entre 5 e 10%. Já no regime de partilha esta é definida por lei e tem valor fixo de 15%

A alíquota dos *royalties* que foi escolhida para esse estudo de caso para o contrato de concessão foi a alíquota máxima, uma vez que o campo POLI é um campo com alto potencial e um volume de óleo recuperável bem atrativo.

O bônus de assinatura é um dos parâmetros de avaliação de um bom campo. Em um leilão, as empresas tentam buscar o melhor campo para si, e isso acarreta em um alto investimento no bônus de assinatura, que funciona como um lance único no leilão de blocos da ANP. É recorrente o fato de a diferença entre o bônus da empresa ou consórcio vencedor ser muito maior que o da empresa ou consórcio segundo colocado na disputa. A essa diferença é dado o nome em inglês *money left on the table*, que traduzido literalmente é o dinheiro deixado sobre a mesa. Como o campo POLI tem excelentes características de campo, como o volume de óleo recuperável por exemplo, consideramos um leilão disputado e com um valor considerável de *money left on the table*. O valor do bônus escolhido foi de cento e cinco milhões de reais, aproximadamente cinquenta milhões de dólares.

Os valores da descrição das taxas exploratórias estão demonstrados no quadro 15, onde o valor do bônus de assinatura foi convertido para dólares usando o câmbio dólar - real.

Inputs - Taxas Exploratórias	
Bônus de Assinatura	US\$50MM
Royalties (Regime de Concessão)	10%

Quadro 15 - *Inputs* de Taxas Exploratórias no Estudo de Caso

6.5 Descrição da Alíquota da Partilha

O regime de contrato de partilha ainda é uma incógnita no Brasil. O fato de não ter havido até o presente momento um leilão de blocos da ANP nesses moldes nos leva a especular a respeito de como será esse tipo de regime no Brasil. É necessário tomar como exemplo alguns outros países que já possuem o regime de partilha da produção e analisar de quanto em média é a alíquota da partilha.

Como a lei brasileira diz que a alíquota da partilha será definida quando da assinatura do contrato, não é possível, até que se tenha a primeira rodada de blocos nos moldes da partilha, saber quais serão as variáveis envolvidas e qual será o critério para a escolha da alíquota para cada caso. De acordo com VAN MEURS (2000) a alíquota da partilha de produção pode variar bastante, chegando a valores maiores que 50% da produção. Deve-se também ter em mente a atratividade do país para as empresas petrolíferas. Quanto maior for a alíquota da partilha menos atrativo é o negócio para a empresa.

Devido a essa dificuldade em saber de quanto será a alíquota, será feita uma análise de sensibilidade acerca da partilha. Serão três casos que serão caracterizados pelo regime de partilha e com as variáveis de entrada descritas nessa seção, mas com valores distintos da alíquota da partilha para cada caso. A idéia é simular um caso com alíquota pequena, outro

com uma alíquota média e ainda um terceiro com uma alíquota grande. Assim poderemos ver de que forma a partilha da produção interfere no *government take*, bem como no lucro da empresa.

Os casos mencionados nessa seção serão nomeados por A,B e C e terão a alíquota de 25, 50 e 75% respectivamente. O quadro 16 mostra essa disposição.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	
Input - Alíquota da Partilha	
Caso A	25%
Caso B	50%
Caso C	75%

Quadro 16 - Alíquota da Partilha para Cada Caso do Estudo

7. Resultados

Esta seção do trabalho se dedica a apresentação e dos resultados dos estudos de caso e da análise de sensibilidade. É importante ressaltar que, para cada caso, foi utilizada a mesma produção total, para dessa forma, analisarmos as variações referentes ao *government take* para as mudanças de regime, bem como a variação da alíquota da partilha.

7.1 Produção

Os gráfico 6, 7, 8, 9, 10 e 11 mostram a produção referente a empresa e ao governo em cada um dos casos (A,B e C) do regime de partilha. Vale lembrar que para o regime de concessão a empresa é dona de todo o óleo produzido. Assim não se faz necessário um gráfico para demonstrar a produção da empresa neste caso.

É importante lembrar que a produção referente a empresa, no regime de partilha que é considerada neste trabalho, já desconta os custos em óleo e os *royalties*. De fato, a produção da empresa engloba o volume de óleo que é descontado referente aos *royalties* e aos custos, entretanto para os objetivos deste trabalho essa consideração não altera os resultados.

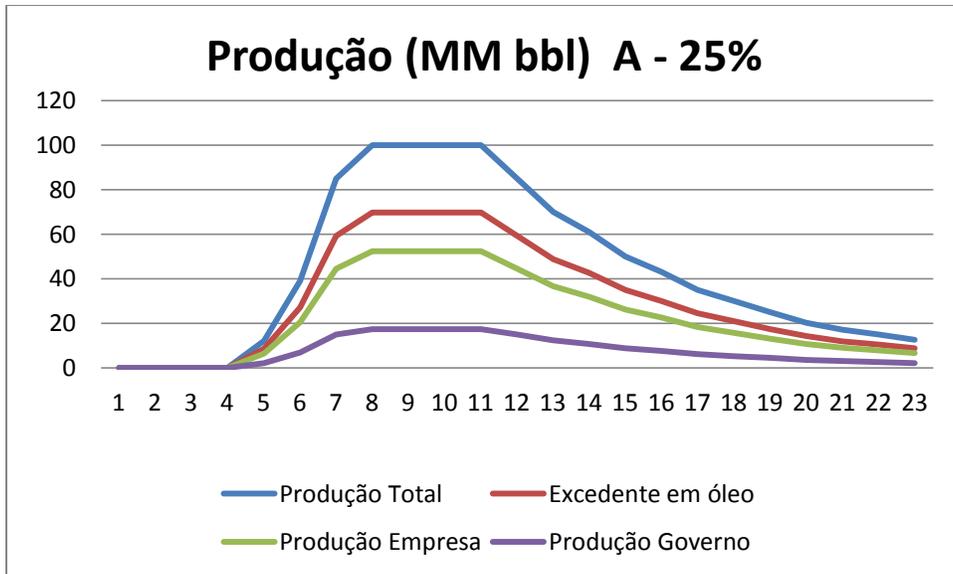


Gráfico 6 - Produção Anual Regime de Partilha - Caso A

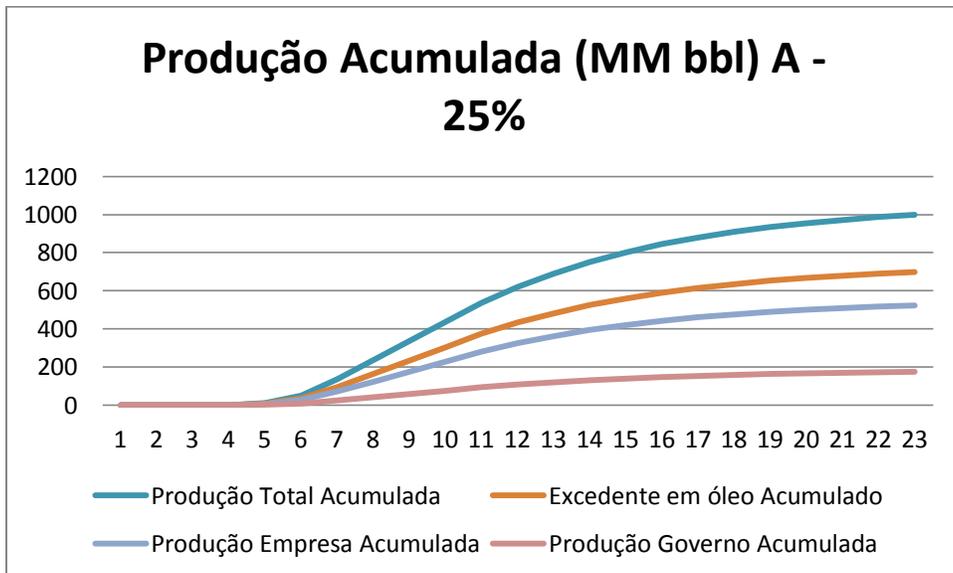


Gráfico 7 - Produção Acumulada Regime de Partilha - Caso A

Os gráficos 6 e 7 mostram uma parcela maior da produção dedicadas a empresa, do que ao governo após o cálculo do excedente em óleo. Este é o caso A, onde apenas 25% do excedente em óleo é partilhado com o governo.

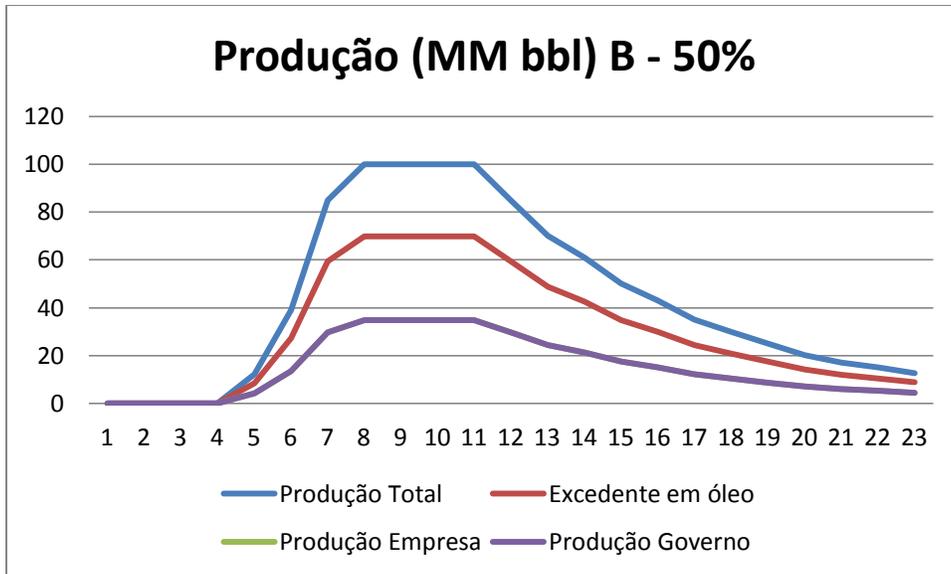


Gráfico 8 - Produção Anual Regime de Partilha - Caso B

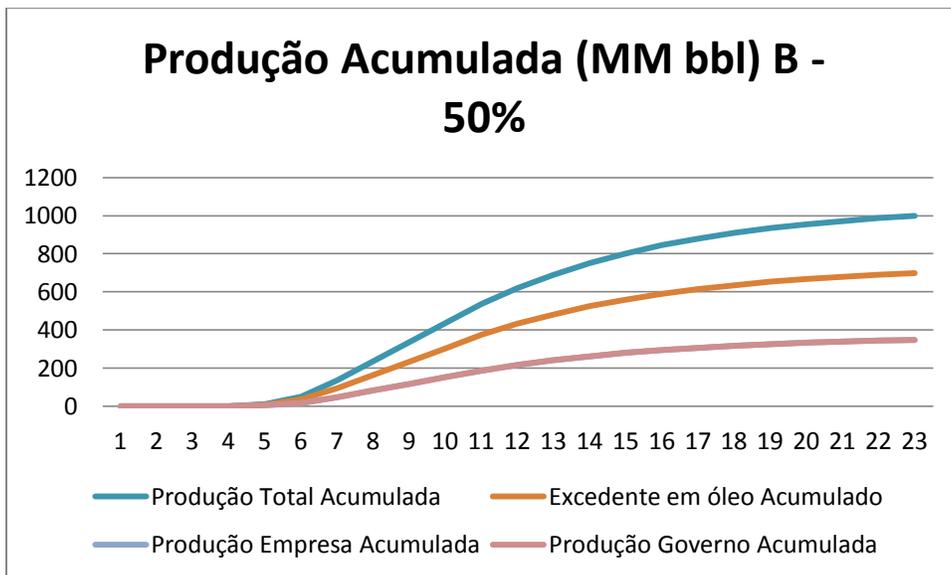


Gráfico 9 - Produção Acumulada Regime de Partilha - Caso B

O gráfico 8 mostra as curvas de produção da empresa e produção do governo sobrepostas, enquanto o gráfico 9 mostra produção da empresa acumulada e produção do

governo acumulada também sobrepostas. Isto ocorre, uma vez que, no caso B a partilha é de metade do excedente em óleo para o governo e metade para a empresa.

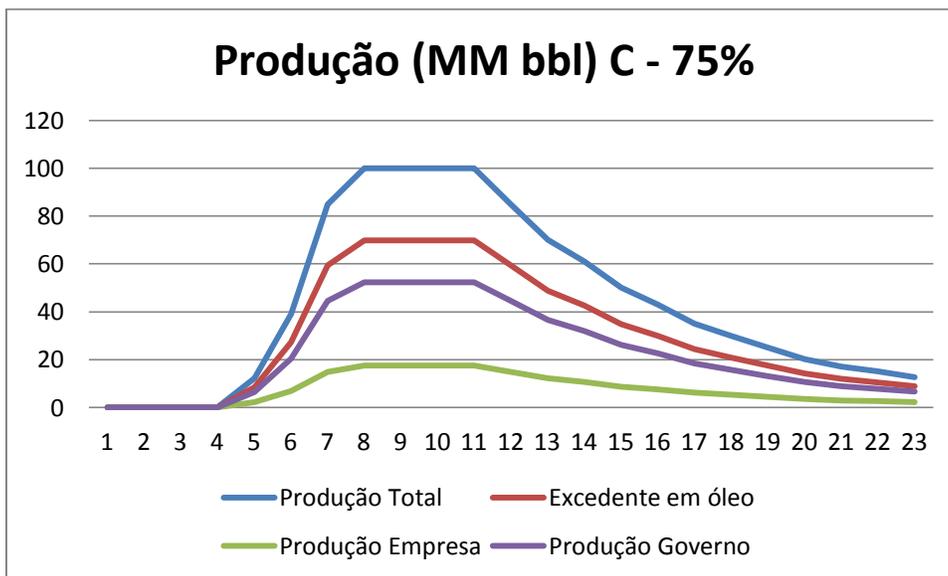


Gráfico 10 - Produção Anual Regime de Partilha - Caso C

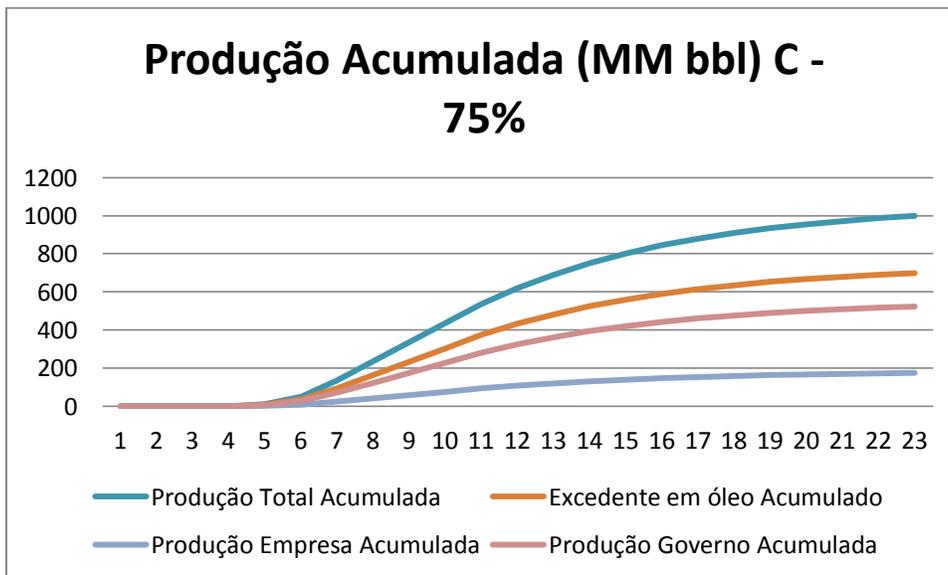


Gráfico 11 - Produção Acumulada Regime de Partilha - Caso C

Os gráficos 10 e 11 representam o caso C e neles pode ser visto um maior volume do excedente em óleo sendo repassado ao governo do que à empresa.

7.2 Lucro da Empresa

Este item se dedica a mostrar o lucro da empresa em cada caso, em valores absolutos. O gráfico 12 mostra o lucro da empresa num estudo não descontado, enquanto o gráfico 13 mostra o lucro da companhia em um estudo descontado a uma taxa de desconto de 12,5%, taxa essa usada em todo o trabalho.

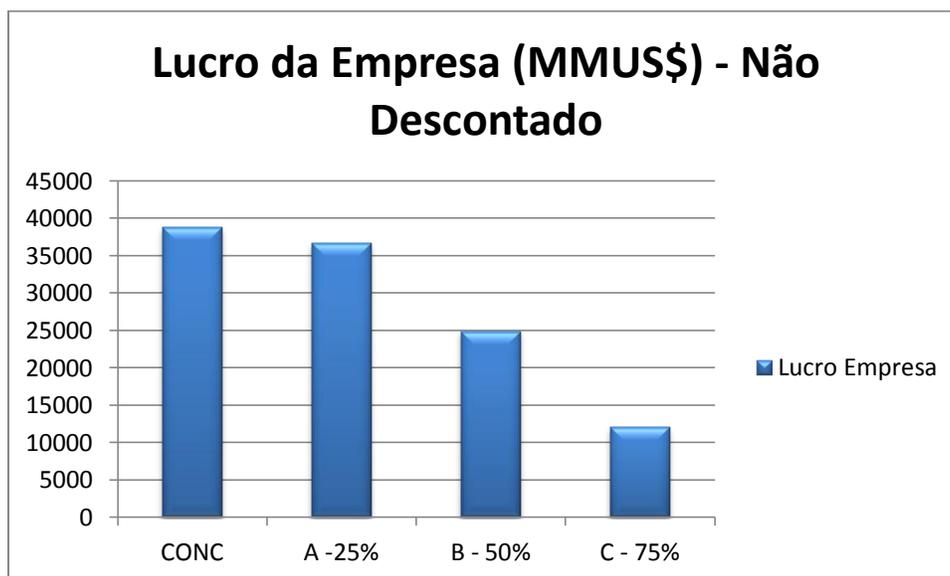


Gráfico 12 - Comparação entre o Lucro da Empresa nos Casos - Não Descontado

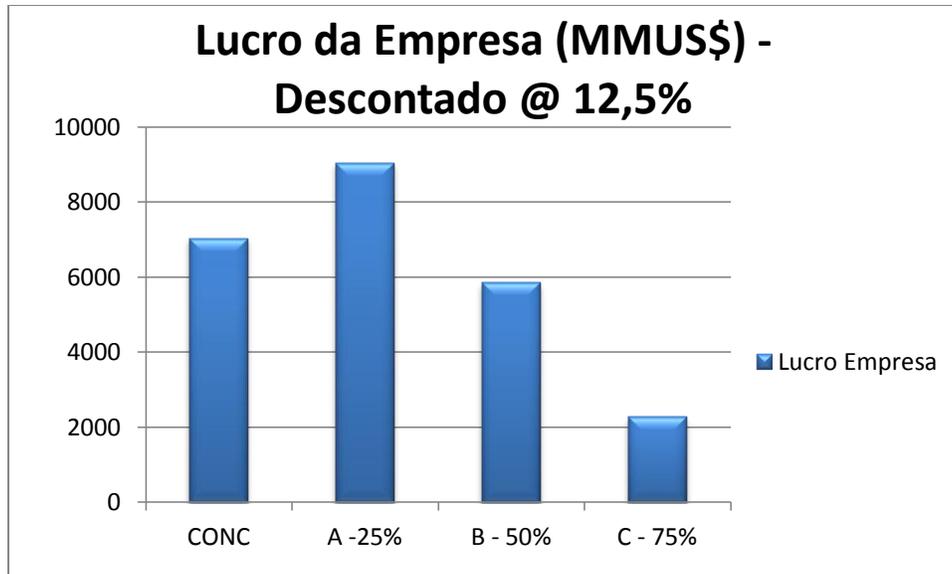


Gráfico 13 - Comparação entre o Lucro da Empresa nos Casos - Descontado

É importante destacar que no estudo do fluxo de caixa não descontado, gráfico 12, o caso do regime de concessão é mais rentável para a empresa que o caso A do regime de partilha. Entretanto, para o estudo do fluxo de caixa descontado, gráfico 13, o caso A referente ao regime de partilha é mais rentável para a empresa.

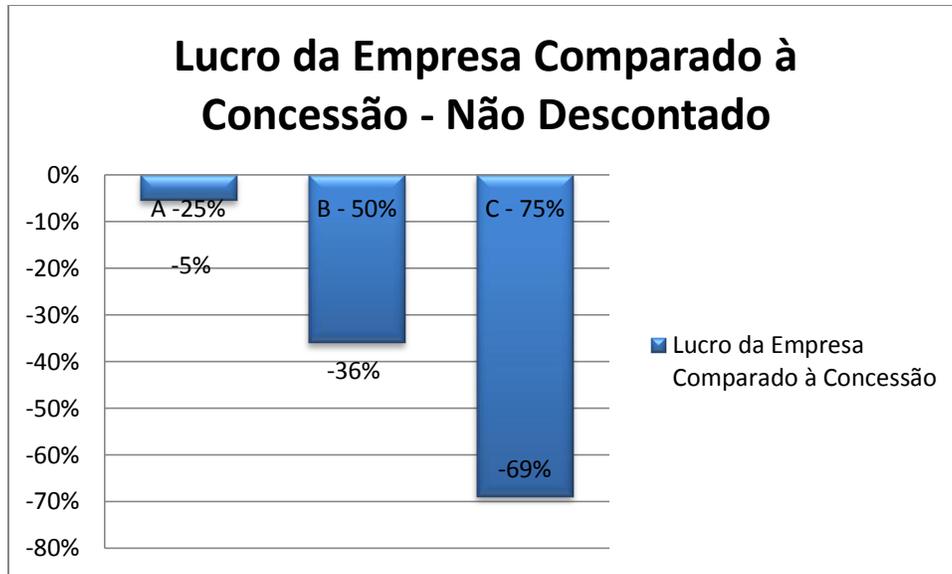


Gráfico 14 - Variação Percentual do Lucro da Empresa nos Casos do Regime de Partilha Comparado ao Caso do Regime de Concessão - Não Descontado

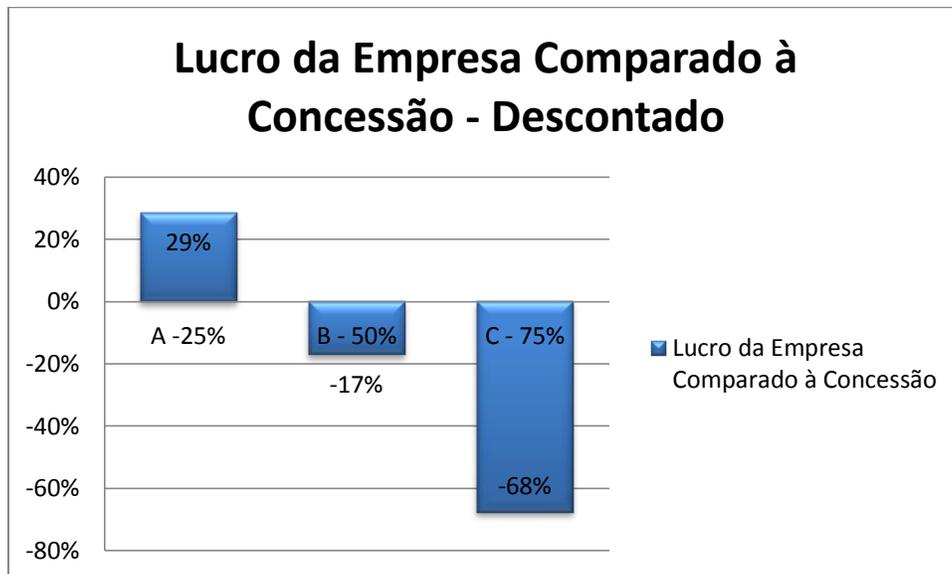


Gráfico 15 - Variação Percentual do Lucro da Empresa nos Casos de Regime de Partilha Comparado ao Caso do Regime de Concessão – Descontado

7.3 Custos

Este item aborda os custos referentes ao estudo de caso. Os custos, que são divididos neste trabalho em CAPEX e OPEX, são iguais para todos os casos, uma vez que o cenário exploratório utilizado para todos os casos é mesmo.

Custos (%) - Não Descontado

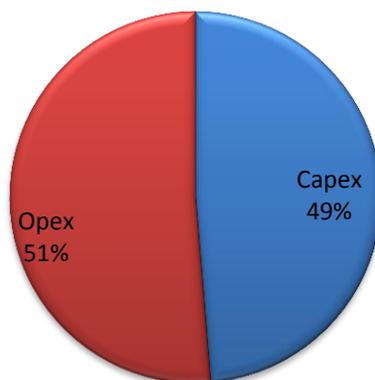


Gráfico 16 - Percentual de CAPEX e OPEX nos Custos - Não Descontado

Custos (%) - Descontado @ 12,5%

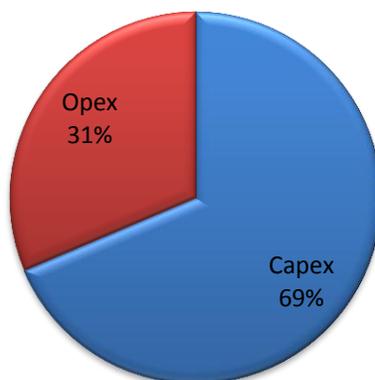


Gráfico 17 - Percentual de CAPEX e OPEX nos Custos - Descontado

No gráfico 16 é possível ver um equilíbrio técnico entre o CAPEX e OPEX no estudo do fluxo de caixa não descontado, com pequena vantagem para o OPEX. Todavia, para o fluxo de caixa descontado, o custo de capital se torna muito maior percentualmente que o custo operacional, como mostrado no gráfico 17. Isso ocorre devido a data de incidência de cada um deles. Enquanto o CAPEX incide nos 8 primeiros anos, quadro 6, o OPEX incide apenas a partir do início da produção no ano 5. Desta forma, as saídas referentes ao CAPEX são muito mais relevantes em termos percentuais do que as referentes ao OPEX, como mostrado no gráfico 17.

7.4 Government Take

Esse item é o principal foco de estudo deste trabalho e apresenta uma análise mais aprofundada do que as demais itens desta seção.

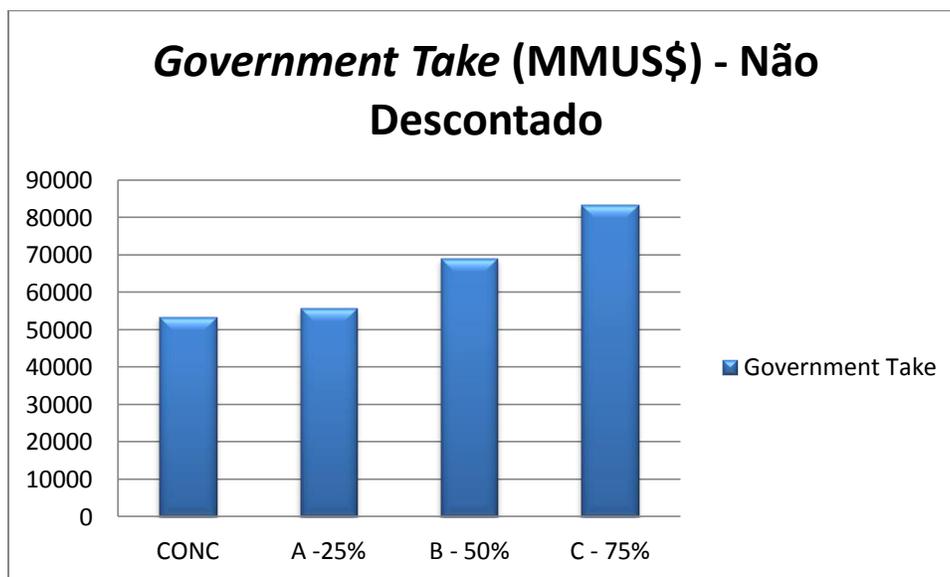


Gráfico 18 - Comparação entre o *Government Take* nos Casos - Não Descontado

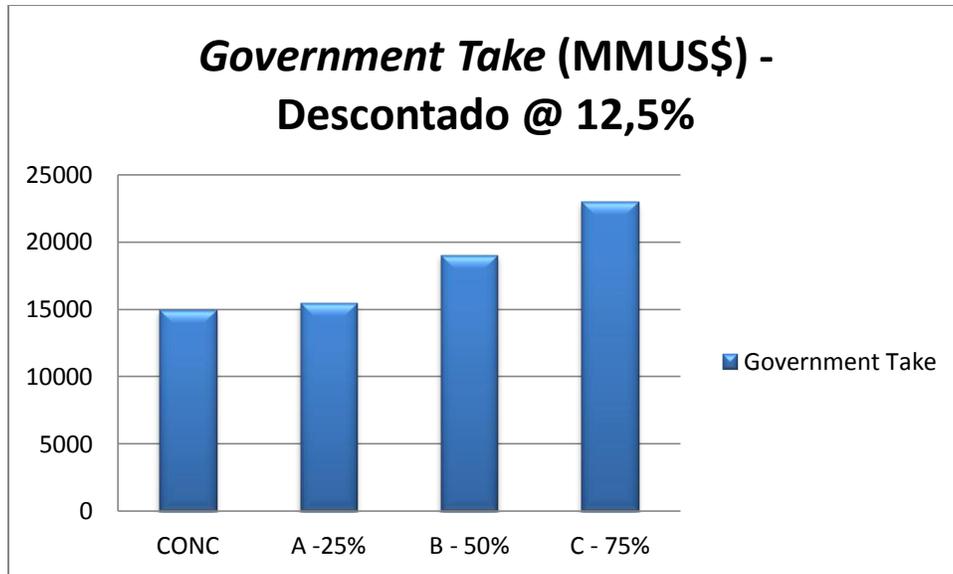


Gráfico 19 - Comparação entre o *Government Take* nos Casos - Descontado

O gráfico 18 mostra uma comparação entre os valores absolutos do *government take* não descontado em cada caso. Por sua vez, o gráfico 19 mostra a mesma comparação, mas com valores do *government take* descontados. Ambos mostram um valor arrecadado pelo governo que é menor no estudo do regime de concessão e que cresce gradualmente em cada caso do regime de partilha.

A partir deste gráfico é possível inferir que a proposta inicial do governo, de implementar um novo regime exploratório, a partilhade produção, para a área do pré-sal e as áreas de interesse, a fim de arrecadar mais com essas áreas consideradas de menor risco exploratório funcionou.

Entretanto os gráficos 20 e 21 mostram que o aumento do *government take* não é tão significativo para o caso A e passa a ser mais interessante para o governo nos caso B e C

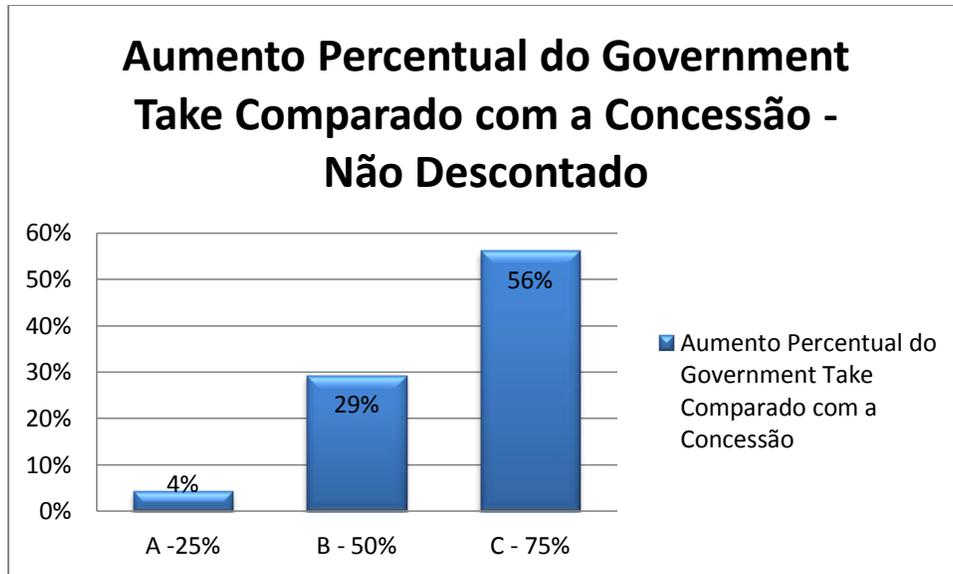


Gráfico 20 - Aumento Percentual do *Government Take* dos Casos dos Regimes de Partilha Comparados ao Caso do Regime de Concessão - Não Descontado

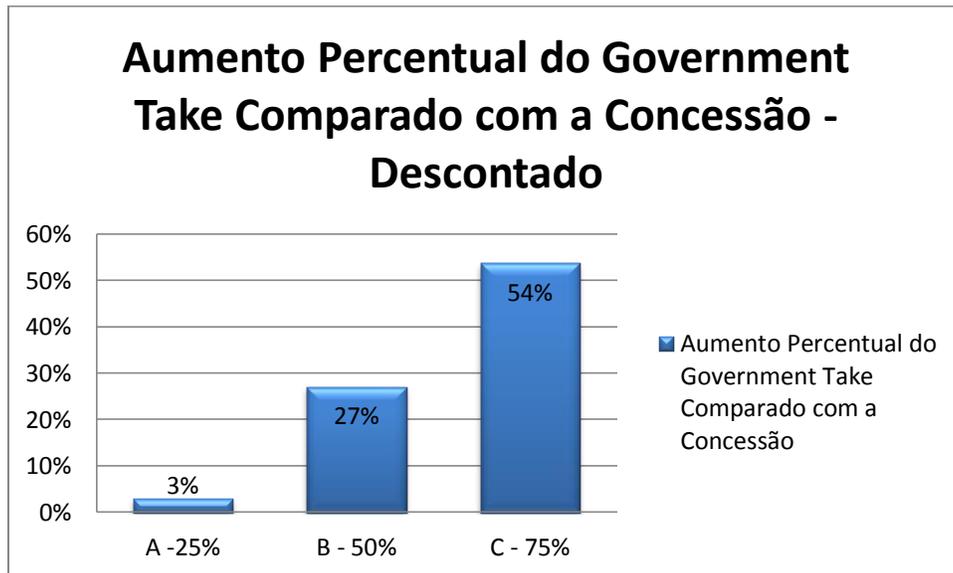


Gráfico 21 - Aumento Percentual do *Government Take* dos Casos dos Regimes de Partilha Comparados ao Caso do Regime de Concessão – Descontado

Vale a pena ainda comparar a variação percentual do *government take*, gráficos 20 e 21, com a variação percentual do lucro da empresa, gráficos 14 e 15. Nessa comparação é possível avaliar a atratividade para a empresa, comparado a atratividade para o governo.

Fazendo essa comparação para o caso descontado, gráficos 15 e 21, vemos que para o caso A, houve um aumento percentual no lucro da empresa, bem como um aumento percentual, ainda que pouco significativo no *government take*. Já no caso B, a empresa diminui os seus ganhos de uma forma aceitável, enquanto o governo aumenta consideravelmente sua arrecadação. O caso C é o mais crítico, uma vez que, o lucro da empresa diminui mais de 50% e os ganhos do governo aumentam em mais de 50%. Dessa forma, o governo lucraria mais, porém a empresa não se sentiria tão atraída pela taxa de retorno.

Os gráficos 22 e 23, mostram como atuam cada uma das componentes do *government take*, em valores absolutos, em cada um dos casos estudados. Vale ressaltar que a componente partilha da produção só existe nos casos A, B e C, e não está presente no estudo do regime de concessão.

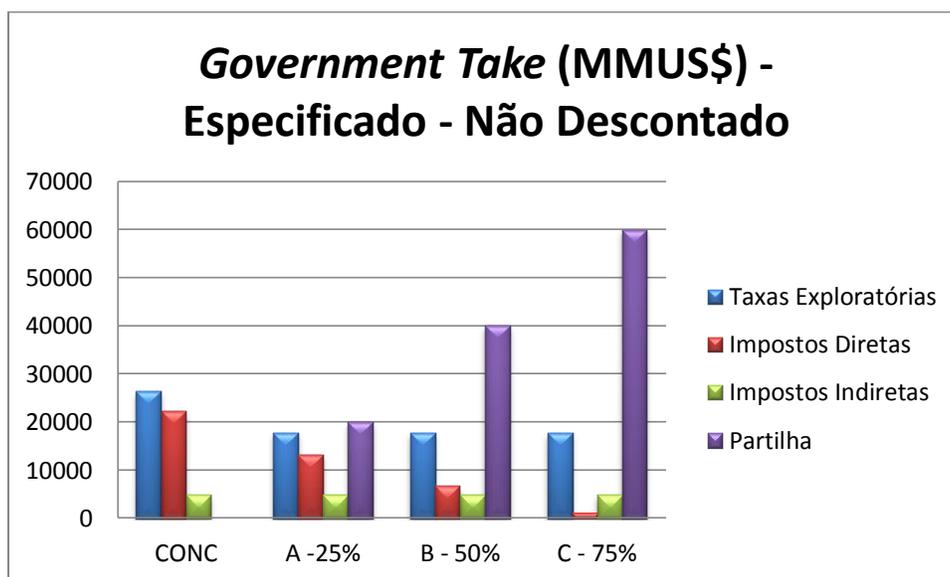


Gráfico 22 - Comparação dos Componentes do *Government Take* nos Casos - Não Descontado

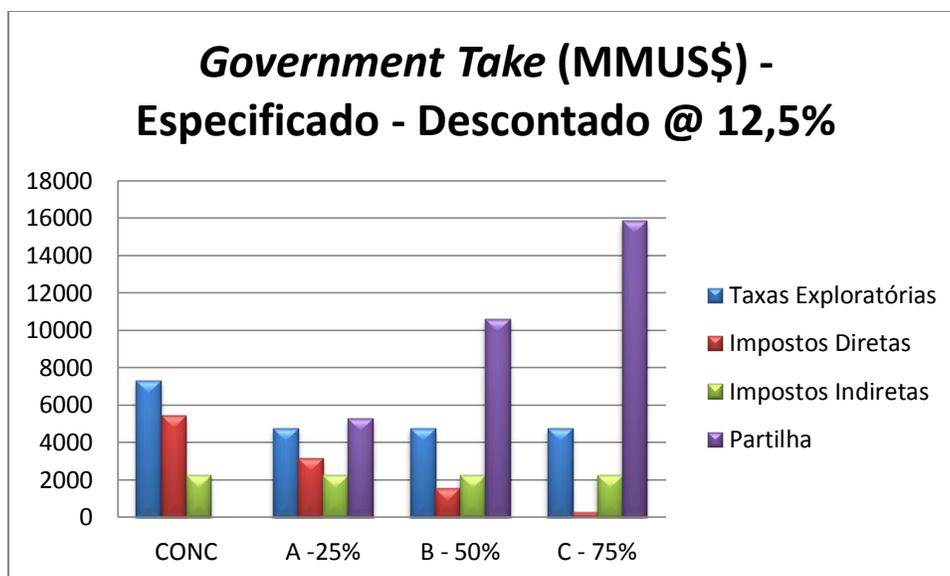


Gráfico 23 - Comparação dos Componentes do *Government Take* nos Casos – Descontado

Os impostos indiretos representados nos gráficos 22 e 23 são constantes para cada gráfico, seja no regime de concessão ou partilha. Isso se explica pelo fato de que o cenário exploratório é o mesmo para todos os casos estudados. Assim os custos de capital e operacionais são os mesmos para todos os casos o que acarreta que os impostos que incidem sobre eles também o sejam.

As taxas exploratórias tem um valor maior no regime de concessão e menor no regime de partilha, sendo constante para cada um dos casos (A, B e C) estudados. Essa diferença do valor das taxas exploratórias entre os regimes é devido a saída da participação especial no regime de partilha. Para os casos de regime de partilha, A, B e C, as taxas exploratórias são constantes, pois a produção total é a mesma e a alíquota dos *royalties*, bônus de assinatura e o pagamento pela ocupação ou retenção da área são os mesmos.

Os impostos diretos tem grande participação no *government take* no estudo de caso do regime de concessão. Entretanto seu valor absoluto vai se reduzindo conforme é aumentado o valor da alíquota da partilha. Isso se explica pela incidência desses imposto. Os

impostos diretos incidem sobre os rendimentos da empresa, que são diretamente afetados pela quantidade de óleo vendida pela empresa, que é relacionada com a alíquota da partilha. A diminuição do valor absoluto dos impostos diretos é exponencial com o aumento da alíquota da partilha.

Já a partilha da produção surge no caso A como sendo a componente mais importante do *government take* e nos casos B e C se torna ainda mais importante, assumindo a responsabilidade por mais da metade do *government take*. O aumento da alíquota nos casos B e C é responsável direto por esse aumento.

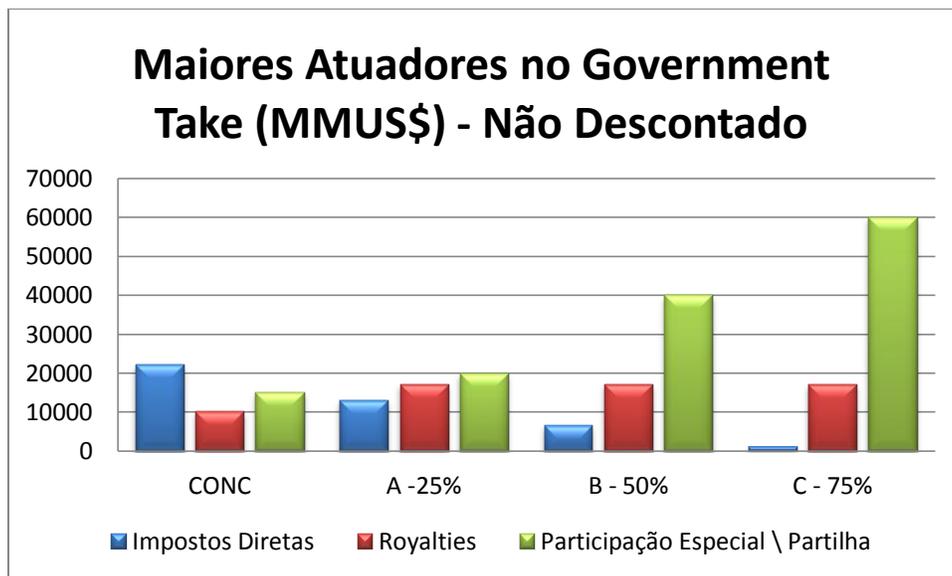


Gráfico 24 - Comparação entre os Principais Atuadores no *Government Take* nos Casos - Não Descontado

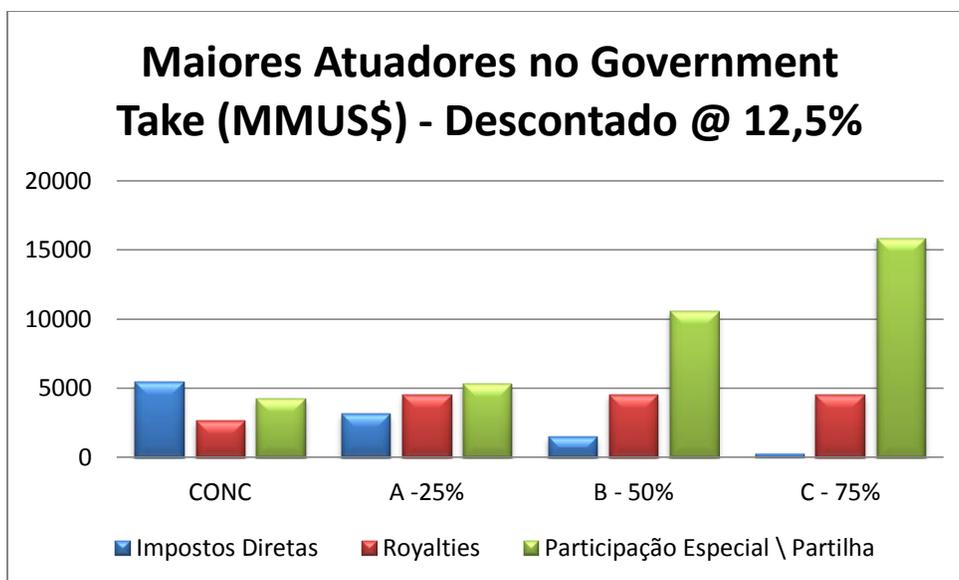


Gráfico 25 - Comparação entre os Principais Atuadores no Government Take nos Casos – Descontado

Os gráficos 24 e 25 tem como objetivo principal comparar o volume de dinheiro arrecadado pelo governo através da participação especial, no caso do regime de concessão, e da partilha, nos casos A, B e C. Pode-se notar que a partilha no caso A, de menor alíquota, já gera mais retorno financeiro ao governo do que a participação especial no caso do regime de concessão.

Ainda é possível ver que os impostos diretos, no regime de concessão, são responsáveis por boa parte do *government take*, sendo maior que os valores absolutos dos *royalties* e da participação especial. Contudo sua participação diminui exponencialmente em cada caso estudado do regime de partilha.

Por sua vez, os *royalties*, são constantes nos casos do regime de partilha e maiores do que o arrecadado no caso do regime de concessão.

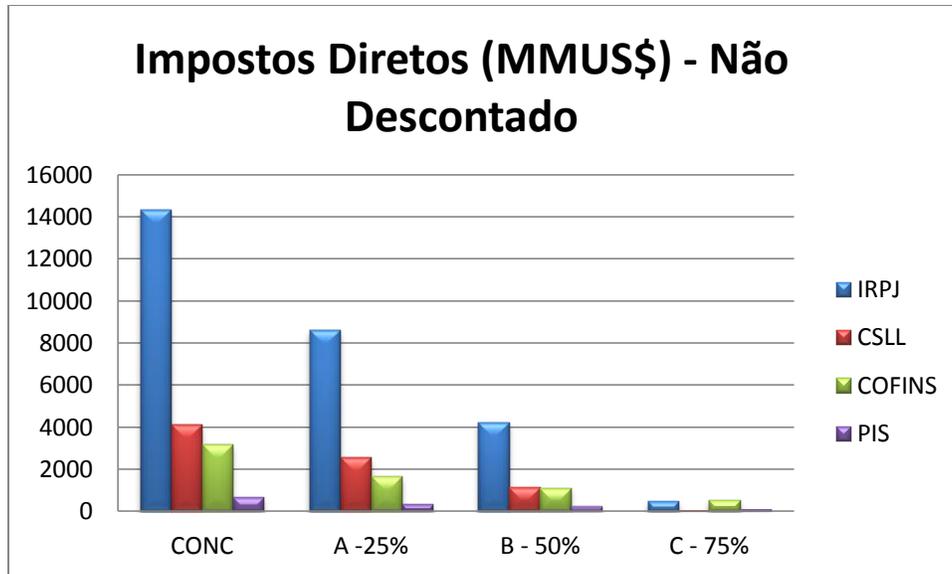


Gráfico 26 - Comparação dos Componentes dos Impostos Diretos nos Casos - Não Descontado

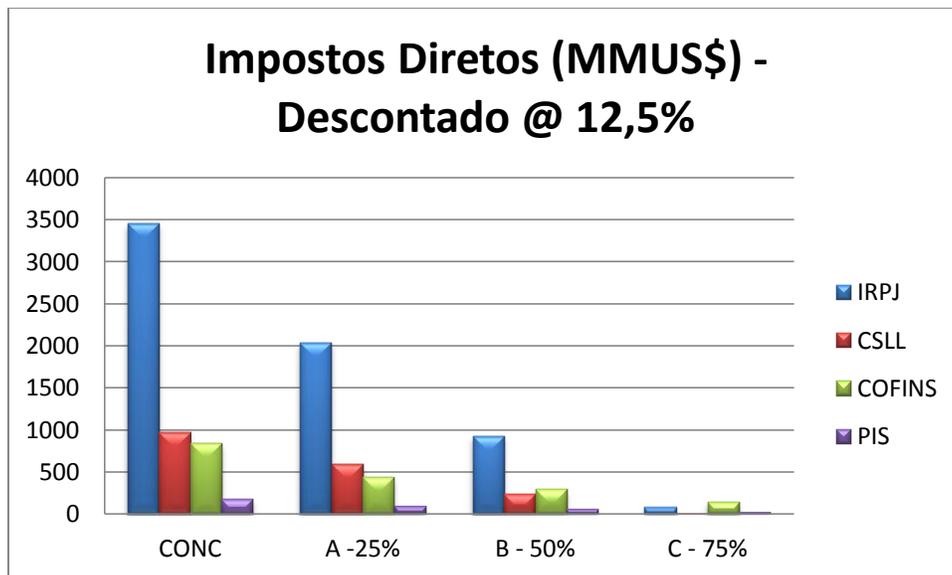


Gráfico 27 - Comparação dos Componentes dos Impostos Diretos nos Casos – Descontado

Os gráficos 26 e 27 tem por objetivo explicitar cada componente dos impostos diretos, uma vez que, como mostrado nos gráficos 24 e 25 ele possui uma grande importancia no *government take*, principalmente no regime de concessão.

O IRPJ é sem dúvida o imposto que mais arrecada dentre os que compõem os impostos diretos sendo responsável por mais de 50% dos impostos diretos no caso de regime de concessão, no caso A e no caso B. Todavia para o caso extremo, C, onde a alíquota da partilha é de 75% ele se torna tão influente quanto o COFINS.

Assim como o IRPJ, a CSLL é muito importante, sendo o segundo imposto em arrecadação nos impostos diretos no caso do regime de concessão e no caso A. Entretanto com o aumento da alíquota da partilha da produção a contribuição perde importância.

Devido a sua alíquota o PIS não tem tanta importância percentual nos impostos diretos, sendo em todos os casos estudados o imposto direto que menos arrecada.

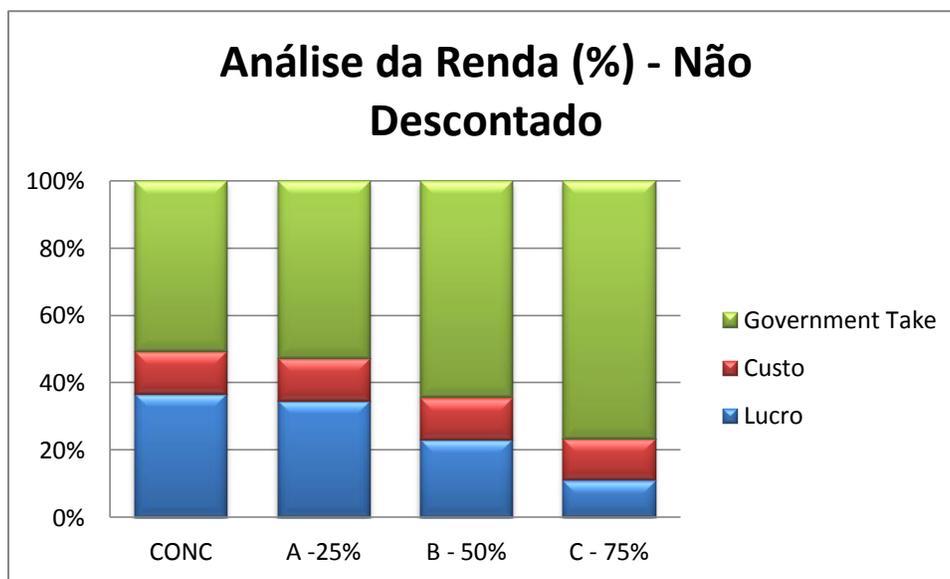


Gráfico 28 - Comparação Percentual do Destino da Renda da Empresa nos Casos - Não Descontado

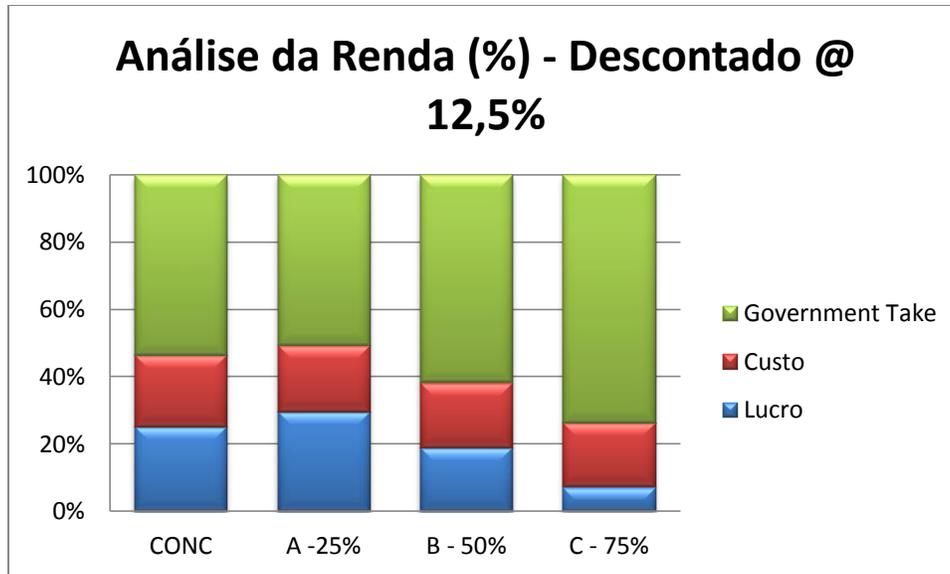


Gráfico 29 - Comparação Percentual do Destino da Renda da Empresa nos Casos – Descontado

Os gráfico 28 e 29 mostram uma análise percentual entre o lucro da empresa, os custos de produção e o *government take*. No gráfico 29 que mostra o estudo do fluxo de caixa descontado é possível observar um percentual, relativo ao custo, maior que no fluxo de caixa não descontado, gráfico 28. Além disso, é evidente em ambos os gráficos que para todos os casos estudados o valor do *government take* é muito maior que o lucro da empresa.

O gráfico mostra ainda que para o caso do regime de concessão o *government take* percentual é maior na análise descontada do que na não descontada. Dessa forma o Brasil se torna mais atraente no regime de concessão quando se faz uma análise não descontada do que quando se utiliza uma análise descontado, confirmando o que disse BARBOSA e GUTMAN(2001). Para os casos do regime de partilha o *government take* percentual permanece o mesmo em todos os casos.

No que diz respeito ao lucro da empresa, este é percentualmente menor, em todos os casos, na análise de fluxo de caixa descontado do que na análise não descontada. Isso acontece devido ao aumento percentual dos custos na análise descontada.

8. Conclusão

Seguindo o exemplo de outros países do mundo, o governo brasileiro transformou o regime exploratório utilizado por aqui, o regime de concessão, em um novo regime, um regime misto. A nova fase vivida pela indústria do petróleo no Brasil, contribui muito para essa mudança. O advento do pré-sal, com suas grandes reservas, fizeram o governo criar um regime de partilha da produção para essa área, e outras áreas, chamadas em lei, de áreas de interesse. Em outras palavras, o governo viu na camada pré-sal uma oportunidade de arrecadar ainda mais dinheiro com a indústria do petróleo. E para isso, instituiu o regime de partilha da produção, que é o regime utilizado em todo o mundo para áreas de baixo grau de risco exploratório e com grande possibilidade de retorno financeiro.

No Brasil, a lei 12.351, e mais recentemente a lei 12.734, são responsáveis por definir quais são as alterações feitas para criação do regime de partilha da produção. As principais alterações feitas sobre o regime de concessão, definido pela lei 9.478, foram o aumento na alíquota dos *royalties*, o fim da participação especial e o surgimento da partilha de produção. O aumento na taxa dos *royalties*, que foi definido na lei 12.734, faz com que o governo ganhe mais dinheiro com essa taxa exploratória nos campos do pré-sal e nas áreas de interesse. O quadro 3 concatena as mudanças ocorridas entre os regimes de exploração de petróleo do Brasil.

Para que houvesse a instituição da partilha de produção, o governo teve que retirar as participações especiais, que como mostrado nos gráficos 24 e 25, eram a componente das taxas exploratórias que mais contribuía para o *government take* no regime de concessão, seguido pelos *royalties*. Como visto, ainda nos gráficos 24 e 25, a partilha da produção, nos casos A, B e C, foi a componente que mais contribuiu para o *government take*. Dessa forma, caso o governo mantivesse as participações especiais e incluísse a partilha da produção e o

aumento nos *royalties*, a taxação governamental seria extremamente alta e as empresas não poderiam suportar um custo fiscal tão alto, o que afastaria os investimentos e impossibilitaria a produção do petróleo no pré-sal e nas áreas de interesse. Assim, a decisão do governo de acabar com as participações especiais nos contratos sujeitos ao regime de partilha da produção foi coerente.

Diferente do que muitos pensam, e até o próprio nome sugere, a partilha da produção não atua sobre a produção total do campo. A alíquota da partilha incide sobre o excedente em óleo, que nada mais é que a produção total do campo, descontados os custos dos royalties e os custos de exploração e produção do petróleo, conhecidos como o custo em óleo. O volume do custo em óleo se dá em barris de petróleo equivalente e é uma conversão dos custos em volume de óleo. A decisão do governo de não incidir a alíquota da partilha sobre a produção total foi uma decisão coerente, porque dessa forma a empresa ficaria com uma parte menor ainda da produção, tendo ainda que descontar da renda gerada pela venda dessa produção para pagar seus custos e os *royalties*.

Com esse novo regime, surge a incerteza, que só será extinta após o primeiro leilão de blocos da ANP para o pré-sal. A alíquota da partilha da produção surge como a maior dúvida, uma vez que, a variação da alíquota pode tanto favorecer ao governo, fazendo com que a arrecadação do *government take* seja maior, quanto pode ser mais favorável a empresa, no caso em que o seu lucro seja maior do que se estivesse sujeita a um contrato de concessão. Ou ainda pode ser ruim para ambos os lados, no caso em que o *government take* aumentasse tanto que não atraísse mais o capital investidor pela taxa de retorno oferecida.

Por outro lado, não é apenas a alíquota da partilha que controla as despesas desse regime de contrato. Embora o modelo exploratório de partilha da produção seja um sucesso em outros países, mostrados na figura 2, é preciso analisar o *government take* como um todo. O

custo fiscal brasileiro é conhecidamente como um dos mais caros do mundo. Muito se fala em *royalties* e outras taxas exploratórias, mas o valor dos impostos cobrados sobre a renda e os impostos cobrados sobre os bens e serviços inerentes a exploração e produção, conhecidos como impostos diretos e impostos indiretos respectivamente, possuem participação considerável no valor arrecadado pelo governo. Os gráficos 24 e 25, mostram em valores absolutos que os impostos diretos geram mais receita para o governo do que os *royalties* ou até mesmo a participação especial no caso de concessão. Todavia nos casos do regime de partilha, os impostos diretos perdem em importância, uma vez que a receita da empresa diminui devido a divisão da produção com o governo.

Os impostos indiretos, embora não apresentem um custo tão alto comparado com os impostos diretos, as taxas exploratórias e a partilha, ainda assim aumentam o custo do *government take* para a empresa. Os gráficos 22 e 23 mostram que com o aumento da alíquota da partilha os impostos indiretos, por se manterem constantes, ultrapassam os impostos diretos, incidentes sobre a receita, nos casos B e C.

O *government take* brasileiro é ainda mais dispendioso para as empresas quando se utiliza uma análise de fluxo de caixa descontado. Comparando os gráficos 28 e 29 é possível observar que o lucro da empresa no estudo descontado, gráfico 29, é ainda menor percentualmente que o lucro no estudo não descontado, gráfico 28. Ainda é possível notar que o custo se torna maior percentualmente no estudo descontado, gráfico 29, do que no estudo não descontado, gráfico 28.

Para o campo analisado, uma comparação entre a variação do lucro da empresa nos casos A, B e C, tomando como base o lucro da empresa no caso de concessão, gráfico 14, em conjunto com uma comparação entre a variação do *government take* nos casos A, B e C tomando como base o *government take* no caso de concessão, gráfico 20, possibilitam analisar

qual seria a alíquota da partilha ideal para o campo POLI. A alíquota de 25%, no caso A, gera um pequeno aumento no *government take* e uma pequena redução no lucro da empresa, 5%, não sendo considerado o caso ideal, pois varia pouco a arrecadação do governo, 4%, para o caso de concessão. Já no caso B, a alíquota de 50%, gera um aumento na arrecadação governamental de 29% e uma redução no lucro da empresa de 36%. Esse resultado foi considerado o melhor dos três casos estudados para o regime de partilha, porque garante ao governo um aumento substancial de arrecadação, e uma redução aceitável no lucro da empresa, considerando um grau baixo de riscos exploratórios comparando-se aos campos no regime de concessão. Por último, o caso C, com uma alíquota de 75%, gera um aumento de 56% no *government take*, porém reduz o lucro da empresa em 69%, o que diminuiria a atratividade do campo para as empresas.

Dessa forma, para o campo estudado, a alíquota da partilha sugerida para constar no contrato feito com a empresa seria em torno de 50%.

9. Bibliografia

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997

BRASIL. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010

BRASIL. Lei nº 12.734, de 30 de novembro de 2012

<www.receita.fazenda.gov.br>, acessado em: 20/11/12

<www.anp.gov.br>, acessado em 22/11/12

<www.petrobras.com.br>, acessado em 05/03/13

<www.estadao.com.br>, acessado em 05/03/13

<<http://www.brasilecola.com/brasil/historia-do-petroleo-no-brasil.htm>>, acessado em 24/10/12

BARBOSA, D. H. e GUTMAN, J., 2001, "Government Share and Economic Analysis: Case Study of Campos Basin, Brasil". *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, SPE 69593, Buenos Aires, Argentina, 25-28 Março.

BARBOSA, D. H., 2000, *Impacto da Tributação nas Atividades de E&P em Águas Profundas no Brasil*, Tese de MBA, Unicamp, Campinas, SP, Brasil.

VAN MEURS, P., 2000, "World Fiscal Systems for Oil & Gas". Londres, Inglaterra.

Gaffney, Cine & Associates, *Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil*. In: Report ANP, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 15 de Setembro de 2010.