



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

# **O *Government Take* - Análise Regulatória Comparativa entre o Regime de Concessão e o Regime de Partilha de Produção com Estudo de Caso**

**Alexandre Borges Ramos**

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. Regis da Rocha Motta, Ph.D.

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

**O *Government Take* - Análise Regulatória Comparativa: Regime de Concessão  
e o Regime de Partilha de Produção com Estudo de Caso**

**Alexandre Borges Ramos**

**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. Regis da Rocha Motta, Ph.D.

---

Prof. Cesar da Neves, D.Sc.

---

Prof. Maria Alice Ferruccio Rainho, D.Sc.

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

Ramos, Alexandre Borges

O Government Take - Análise Regulatória  
Comparativa entre o Regime de Concessão e o Regime  
de Partilha da Produção com Estudo de Caso/Alexandre  
Borges Ramos – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola  
Politécnica, 2013.

X, 68p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Regis da Rocha Motta.

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

Referências Bibliográficas: p.68.

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

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

## **Dedicatória**

Dedico esse trabalho aos meus pais Luis Humberto Ramos e Ana Claudia Borges Ramos, por todo amor, paciência, carinho e apoio incondicional. Graças a vocês eu sou o que sou e cheguei até aqui.

## **Agradecimentos**

A Deus, por ter me dado forças para enfrentar todas as dificuldades que tive até aqui e por me proporcionar momentos inesquecíveis com pessoas incríveis.

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 de todas as partes do mundo, pessoas que contribuíram diretamente ou indiretamente para a minha formação não só como engenheiro mas como pessoa.

Aos meus amigos da turma de Engenharia de Petróleo 2008, por toda ajuda recebida durante estes longos anos de faculdade. Graças a vocês consegui enfrentar esses cinco anos de engenharia, vocês me animaram em continuar e me ajudaram a formar.

Aos meus amigos Henrique, Pedro, Lucas e até ao mala do Felipe, vocês vem me acompanhando desde que me entendo por gente e estiveram presentes na minha vida com as brincadeiras e as conversas.

Aos meus tios, primos, avós de sangue e de coração e meu irmão 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 Regulatória Comparativa entre o Regime de Concessão e o Regime de Partilha de Produção com Estudo de Caso

Alexandre Borges Ramos

Março/2013

Orientador: Prof. Régis da Rocha Motta

Curso: Engenharia de Petróleo

A escolha do regime exploratório de partilha de produção promovida pelo governo brasileiro para a nova área do pré-sal modifica as regras atuais de exploração. Uma das principais mudanças é a nova taxa que as empresas e consórcios devem passar a pagar ao governo brasileiro, o *Government Take*. Esse trabalho tem como objetivo detalhar todas as mudanças relativas aos ganhos governamentais analisando as duas principais leis que abordam o tema. A análise é feita comparando os dois regimes utilizados no Brasil, o de partilha de produção e o de concessão. De forma a embasar o trabalho e obter valores para uma comparação mais precisa, é feito um estudo de caso em que campos com condições idênticas são explorados nos dois diferentes regimes. Os resultados provenientes do estudo de caso revelam que as mudanças do regime de concessão para o de partilha afetarão de maneira expressiva o *Government Take* e as receitas das empresas operadoras como foi concluído na análise regulatória.

Palavras-chave: Government Take, Regime de Partilha, Regime de Concessão, Análise Regulatória, 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 Regulatory Analysis between Concession Fiscal System and Production Sharing Fiscal System with Case Study

Alexandre Borges Ramos

March/2013

Advisors: Prof. Regis da Rocha Motta

Course: Petroleum Engineering

The choice of exploratory production sharing fiscal system promoted by the Brazilian government for the new pre-salt area modifies the current rules of operation. One of the main changes is the new taxes that companies and consortium must pay to the Brazilian government, the Government Take. This work aims to detail all changes relative to the government take analyzing the two main Brazilian laws about this subject. The analysis is done by comparing the Concession Fiscal System and the Production Sharing Fiscal System. A case study is made in order to found the work and obtain numbers to get a more accurate comparison. In the case study two identical fields are explored in the two different fiscal systems. The results from the case study show that the changes of the concession to the production sharing will affect expressively the government take and the company's revenues, as it was concluded in the regulatory analysis.

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 Figuras .....	x
Lista de Gráficos .....	xi
Lista de Quadros .....	1
1.Introdução .....	2
1.1 Motivação e Objetivo .....	2
1.2 Estruturação do Trabalho.....	3
2.O <i>Government Take</i> .....	5
2.1 Impostos diretos.....	5
2.1.1 Imposto de Renda (IR) .....	5
2.1.2 Contribuições Sociais incidentes sobre a receita bruta .....	6
2.2 Impostos Indiretos .....	6
2.2.1 ISS - Imposto Sobre Serviços de qualquer natureza .....	7
2.2.2 ICMS - Imposto sobre Circulação de Mercadorias e prestação de Serviços .....	7
2.2.3 II - Imposto sobre Importação de Produtos Estrangeiros .....	7
2.2.4 Imposto de Renda Retido na Fonte .....	8
2.2.4 IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados.....	8
2.3. Modelos de Contratos de Exploração utilizados no mundo.....	9
2.3.1 Contratos de Serviço (Service) .....	9
2.3.2 Concessão (CA) .....	10
2.3.3 Regime Misto (Mix) .....	10
2.3.4 Regime de Partilha de Produção (PSC).....	10
3. Lei Nº9478 – Contrato de Concessão.....	12
4. Lei Nº12.351 – Partilha de produção .....	16
5. Análise .....	19
6. Metodologia.....	23
6.1 Dados de entrada do programa .....	23
6.1.1 Dados do Campo .....	24
6.1.2 Volume de óleo produzido .....	25

6.1.3 Tipo de óleo.....	26
6.1.4 CAPEX por barril .....	26
6.1.5 OPEX por barril.....	27
6.1.6 Alíquota de Royalties.....	27
6.1.7 Bônus de Assinatura.....	28
6.1.8 Alíquota da Partilha.....	28
6.1.9 Preço do Óleo Brent .....	29
6.2 Considerações .....	29
6.2.1 Produção .....	30
6.2.3 CAPEX.....	31
6.2.4 OPEX .....	33
6.2.5 Impostos Diretos.....	35
6.2.6 Impostos Indiretos.....	36
6.2.7 Taxas Exploratórias .....	37
6.2.8 Partilha da Produção .....	38
7. Estudo de Caso .....	39
7.1 Detalhes do Campo.....	39
7.2 Investimentos .....	41
7.3 Cenário Econômico .....	43
7.3.1 Preço do Barril .....	43
7.3.2 Inflação.....	44
7.4 Produção.....	44
7.5 Partilha .....	46
8. Resultados .....	47
8.1 Resultados do Regime de Concessão.....	47
8.2 Resultados do Regime de Partilha .....	53
8.3 Comparação dos Resultados Concessão – Partilha .....	57
9. Conclusão .....	65
10. Referências .....	69

## Lista de Figuras

Figura 1- Regimes Exploratórios no mundo .....	11
Figura 2 Polígono do Pré-Sal .....	16
Figura 3– Localização do campo Haddock.....	40

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Produção de Óleo.....	45
Gráfico 2 Divisão do Faturamento não descontado concessão.....	47
Gráfico 3 Divisão do Faturamento descontado concessão.....	48
Gráfico 4 <i>Government Take</i> não descontado detalhado por tipo de Impostos concessão..	49
Gráfico 5 <i>Government Take</i> descontado detalhado por tipo de Impostos concessão.....	49
Gráfico 6 <i>Government Take</i> discretizado por taxa concessão.....	50
Gráfico 7 <i>Government Take</i> discretizado principais taxas não descontado concessão .....	51
Gráfico 8 Taxas Diretas não descontado concessão.....	52
Gráfico 9 Receita não descontado concessão .....	53
Gráfico 10 Receita descontado concessão .....	53
Gráfico 11 Divisão do faturamento não descontado partilha .....	54
Gráfico 12 Divisão do Faturamento Descontado Partilha .....	54
Gráfico 13 <i>Government Take</i> detalhado Não Descontado Partilha .....	55
Gráfico 14 Principais taxas Partilha Não Descontado .....	56
Gráfico 15 <i>Government Take</i> Discretizado em MMIS\$ Não Descontado .....	56
Gráfico 16 Receita em MM US\$ Não Descontado Partilha .....	57
Gráfico 17 Receita em MM US\$ Descontado @12,5% Partilha .....	57
Gráfico 18 Divisão da produção ao longo dos anos .....	58
Gráfico 19 Divisão da Produção Acumulada.....	59
Gráfico 20 Variação da participação do faturamento Descontado.....	59
Gráfico 21 Comparação do <i>Government Take</i> detalhado em MMUS\$.....	60
Gráfico 22 Comparação PP – Partilha .....	61
Gráfico 23 Comparação <i>Royalties</i> em MMUS\$.....	62
Gráfico 24 Impostos Diretos – Comparação.....	62
Gráfico 25 Comparação da Receita .....	63
Gráfico 26 Lucro da Empresa – Comparação .....	64

Gráfico 27 *Government Take* - Comparação..... 64

## Lista de Quadros

Quadro 1- Incidência dos Impostos.....	9
Quadro 2– Deduções e Alíquotas das Participações Especiais .....	14
Quadro 3 - Inputs.....	23
Quadro 4 - Taxação CAPEX e OPEX .....	32
Quadro 5 - Impostos aplicados a bens e serviços .....	33
Quadro 6 - Base Cálculo.....	34
Quadro 7 OPEX detalhado .....	35
Quadro 8 - Impostos Diretos .....	35
Quadro 9 - Impostos Indiretos.....	36
Quadro 10– Valores do Campo Haddock.....	41
Quadro 11 - Custos de CAPEX e OPEX.....	42
Quadro 12– Cenário Econômico .....	43
Quadro 13 – Distribuição da Produção .....	45

## 1.Introdução

A busca por petróleo no Brasil ocorre desde os tempos coloniais, no entanto em 1939 foi descoberta a primeira jazida de petróleo no país em Lobato, periferia de Salvador, na Bahia. Daquela época até hoje a história do petróleo no Brasil passou por grande variações, altos e baixos característicos dessa indústria com personagens peculiares. Monteiro Lobato, escritor paulista e um desses personagens, foi um dos principais fomentadores da indústria brasileira de petróleo e se dedicou intensamente em demonstrar que o país possuía um grande potencial para ser explorado.

O petróleo já foi tema de campanha nacionalista com “O Petróleo é nosso!” em 1946 e sete anos mais tarde o país deu um dos grandes passos a caminho da exploração da riqueza com a criação da Petrobras. Hoje com o petróleo firmado como principal matriz energética mundial, a Petrobras sendo reconhecidamente uma das maiores e mais respeitadas empresas do setor e com o panorama político estabelecido e estável a grande mudança vem de ordem regulatória, as regras para as grandes companhias “petroleiras” explorarem no país. O governo pretende, entre outros objetivos, arrecadar mais nas novas descobertas da área chamada pré-sal, reservas de tamanho muito significativo localizadas abaixo da camada de sal, a grandes profundidades. Para tanto pretende mudar o regime de exploração dessa área de concessão para o de partilha.

### 1.1 Motivação e Objetivo

As novas mudanças nas regras que ocorrerão para a exploração do pré-sal brasileiro levantam questões importantes para o futuro do país e uma delas, talvez a principal pela mudança, diz respeito às receitas que governo brasileiro passará a arrecadar no regime de partilha, o *Government Take*. Afinal, o país passará a arrecadar mais com a mudança? Esse trabalho visa levantar as principais mudanças relativas ao *Government Take* com a criação da nova lei de partilha de produção e analisar como ela afetará

diretamente as receitas governamentais, discriminando cada tributo pago ao governo brasileiro.

## **1.2 Estruturação do Trabalho**

O presente trabalho define o *Government Take*, demonstra as principais formas de arrecadação ao redor do mundo e detalha o sistema brasileiro de taxação. As duas principais leis brasileiras que abordam o assunto, a lei nº 9478 e a lei nº12351 foram interpretadas no que diz respeito as taxações governamentais e uma análise comparativa foi feita, por fim foi realizado um estudo de caso e elaborada a conclusão.

No primeiro capítulo foi feita uma breve introdução do tema abordado de forma a situar o leitor no ambiente nacional de exploração de petróleo. Na introdução estão escritos também a motivação que levou a elaboração desse trabalho bem como seu objetivo.

O segundo capítulo define o termo *Government Take* utilizado pelo autor nesse trabalho, explicando quais fatores de arrecadação serão levados em conta e quais não entrarão no escopo do trabalho. O capítulo ainda apresenta as principais taxas brasileiras que incidem na indústria de petróleo divididas em taxas de exploração, taxas diretas e indiretas. Por fim o capítulo demonstra os principais regimes de exploração utilizados no mundo dando uma breve explicação em cada regime.

O terceiro capítulo aborda a lei nº 9478, lei referente ao regime de concessão. Nesse capítulo os pontos relacionados ao que é estudado nesse trabalho são salientados e demonstrado. As taxas de exploração são explicadas, seus objetivos, forma de cobrança e divisão são apresentados.

O quarto capítulo aborda a lei nº12351 referente ao regime de partilha. O capítulo apresenta as principais mudanças em termos de receitas governamentais em relação a lei nº9478. A forma como é feita a partilha de produção se encontra nesse item.

O quinto capítulo faz uma análise das mudanças que a troca de regime vai gerar. Nesse capítulo além de destacar as alterações de taxação é feito um estudo das

possíveis consequências que essa mudança vai acarretar tanto para o governo quanto para as empresas.

O sexto capítulo apresenta a metodologia utilizada e dá início a um estudo realizado para corroborar com a análise feita no capítulo 5. Nesse capítulo são descritos os *inputs* necessários para o estudo de caso realizado e como será feito o estudo de caso.

O sétimo capítulo descreve o estudo de caso feito explicando o cenário utilizado como dados do reservatório, produção, tipo de óleo. Nesse capítulo são determinados os valores e a divisão da produção ao longo dos anos.

O oitavo capítulo apresenta os resultados dos estudos de caso para o regime de concessão e o de partilha de produção e a comparação de resultados. Nele se corroboram ou refutam a análise do capítulo 5 e novas constatações são feitas.

O nono e último capítulo conclui o trabalho e resume as observações feitas por esse trabalho.

## **2.0 Government Take**

O *Government Take* abordado nesse trabalho corresponde ao valor que é pago ao governo de um país através de impostos e taxas diretas e indiretas. No Brasil a maior empresa nacional operadora de petróleo, a Petrobras, possui parte de suas ações controladas pelo governo brasileiro e conseqüentemente paga dividendos ao governo, mas para efeito de comparação e com o intuito de realizar uma análise geral para qualquer empresa esse trabalho não incluirá a participação do governo na Petrobras como *Government Take*.

O regime fiscal brasileiro para a área de exploração de petróleo pode ser dividido da seguinte forma:

- Impostos diretos
- Impostos Indiretos
- Taxas de Exploração

As informações descritas a seguir pertinentes aos impostos diretos e indiretos foram coletadas do site da Receita Federal <[www.receita.fazenda.gov.br](http://www.receita.fazenda.gov.br)> .

### **2.1 Impostos diretos**

Os Impostos diretos abordados nesse trabalho são aqueles pagos diretamente ao governo e incidem também diretamente sobre a renda, como o imposto de renda (IR), e também as contribuições sociais que incidem sobre receita bruta

#### **2.1.1 Imposto de Renda (IR)**

O Imposto aplicado sobre a renda é composto pelo Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). 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%. 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. Vale ressaltar que o CSLL e o IRPJ devem ser tributados pela mesma forma. Somadas as duas contribuições passam a taxar 34%. As companhias podem ser taxadas tanto na atual receita quanto na estimada e o cálculo da receita deve ser feito de maneira trimestral durante o ano.

### **2.1.2 Contribuições Sociais incidentes sobre a receita bruta**

As contribuições sociais são taxadas tanto em impostos diretos, sobre a receita bruta, quanto em indiretos. O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são as contribuições sociais taxadas diretamente sobre a receita bruta. 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%. Já 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.

## **2.2 Impostos Indiretos**

Os impostos indiretos abordados nesse trabalho são aqueles que incidem sobre os investimentos e serviços usados pelas companhias de exploração e produção e são cobrados pelas esferas federal, estadual e municipal de governo. Nesses impostos também fazem parte as contribuições sociais PIS e COFINS no entanto sobre os serviços e

investimentos feitos pelas empresas. No Brasil as taxas variam de acordo com os tipos (tangíveis e intangíveis) e de acordo com a origem (doméstico ou importado) dos bens e serviços/ por ter incidência sobre os investimentos e serviços, os impostos indiretos impactam diretamente nos custos de CAPEX e no OPEX da companhia de E&P. Os impostos indiretos aplicáveis na área de E&P do Brasil seguem listados abaixo.

### **2.2.1 ISS - 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%.

### **2.2.2 ICMS - 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. 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. (18%)

### **2.2.3 II - Imposto sobre Importação de Produtos Estrangeiros**

O Imposto sobre Importação de Produtos estrangeiros, ou II, é um imposto de âmbito federal que incide sob 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. A alíquota do II está indicada na Tarifa Externa Comum(TEC) e no nosso caso foi usado 15%

#### **2.2.4 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%

#### **2.2.4 IPI - Imposto sobre Produtos Industrializados**

O imposto sobre Produtos Industrializados, ou IPI, é um imposto de âmbito federal que incide sobre produtos industrializados, tanto os nacionais quanto os estrangeiros. O produto industrializado é aquele resultante de qualquer operação que modifique sua natureza, funcionamento, acabamento, apresentação ou finalidade do produto. As alíquotas variam de acordo com o produto, podendo ser isentas ou com valores que chegam a 300%, como no caso de cigarros. As alíquotas estão dispostas na Quadro de Incidência do Imposto sobre Produtos industrializados (Tipi).

Há ainda as contribuições sociais PIS e COFINS descritas no item 3.2 desse trabalho que também se aplicam como impostos indiretos. O Quadro 1 discrimina cada imposto [1].

Quadro 1- Incidência dos Impostos

Impostos	Importação	Pré-produção	Transações	Receita
II	X	X	X	
IPI	X	X	X	
ICMS	X	X	X	
ISS		X	X	
CPMF		X	X	
IOF			X	
PIS			X	
COFINS			X	X
IRPJ				X
CSLL				X

### 2.3. Modelos de Contratos de Exploração utilizados no mundo

Em todo o mundo são utilizados diferentes regimes de exploração do óleo e, embora esses regimes possam ser divididos em quatro modelos particulares, cada país possui o seu modelo com sua própria particularidade e valores diferentes dos demais. Os principais modelos são:

#### 2.3.1 Contratos de Serviço (Service)

No modelo de contrato de serviço uma companhia é contratada pelo governo para explorar o petróleo de um determinado local repassando a produção para o governo, a companhia não possui as reservas e nem a produção em nenhum momento. A empresa é paga em moeda ou petróleo pelo serviço prestado após o início da produção.

### **2.3.2 Concessão (CA)**

No regime de concessão uma determinada reserva delimitada por uma área é repassada pelo governo para uma empresa por meio de pagamentos de taxas. As especificações da área assim como os valores, tempo para explorar e a forma como será obtida é definida pelo governo local, no caso do Brasil através de editais de licitação e leilões.

### **2.3.3 Regime Misto (Mix)**

Um regime misto pode ser utilizado quando o governo determina que diferentes áreas ou reservas devem possuir diferentes modelos de exploração. A utilização de um regime misto se justifica quando uma área se difere em muito da outra em questões tecnológicas, operacionais e de produtividade o que pode determinar uma área ser mais interessante economicamente que outras.

### **2.3.4 Regime de Partilha de Produção (PSC)**

O regime de partilha de produção é caracterizado por uma companhia realizar a exploração de uma reserva tendo que repartir sua produção de óleo com o governo local. O governo pode ou não assumir os riscos em conjunto com as empresas através de um investimento.

A figura 1 ilustra a distribuição dos regimes de petróleo ao redor do mundo:



Figura 1- Regimes Exploratórios no mundo .Disponível em: <<http://www.ibp.org.br/main.asp?Team=%7BF400BB19-AB8B-4DD4-97F0-006C250A46C3%7D>> Acesso em: 25 de Fevereiro de 2013

Observa-se que grande parte dos países desenvolvidos com uma situação política e econômica estável aderiram ao modelo de Concessão enquanto os países em desenvolvimento e com uma situação política incerta ou volátil utilizam o regime de partilha de produção ou o regime misto. O regime de serviço é pouco utilizado mundialmente por grande parte das companhias ser avessa a esse tipo de sistema com seus riscos intrínsecos, o que pode afastar investimentos estrangeiros em petróleo nos países que optam por tal sistema.

### **3. Lei Nº9478 – Contrato de Concessão**

Estabelecida em 1997 a lei 9478 deu à União o monopólio de todos os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional como estabelece o artigo 3º. O artigo 21 determinou que todos os direitos de exploração e produção no território nacional pertencem ao Governo. A ANP criada nesta própria lei deverá então definir os blocos a serem objeto de concessão para que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás possam ser exercidas por terceiros mediante contrato de concessão como indicado pelo artigo 23.

O concessionário possui a obrigação de explorar por sua conta e risco, isentando o Governo ou a ANP de qualquer custo ou risco decorrente. Na eventual descoberta e produção será conferida ao concessionário a propriedade dos bens extraídos, com encargos relativos ao pagamento de tributos incidentes e participações legais e contratuais.

As participações legais são descritas no artigo 45, que se divide nas seguintes participações governamentais:

#### I- O bônus de assinatura

Oferta feita pela empresa ou consórcio na proposta para obtenção da concessão. Deve ser pago no ato da assinatura e possui o valor mínimo determinado no edital de concessão. Na sétima rodada de licitações da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bio Combustíveis que ocorreu nos dias 17 e 18 de outubro de 2005 foi arrecadado um total de 1,085 bilhão de reais pelas 251 áreas licitadas.

#### II- *Royalties*

Valores pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial em montante variado de 5% a 10% da produção de petróleo e gás natural. Dos 5% mínimos foi estabelecido pela lei nº7.990 que para produção de petróleo offshore 1,5% irá para os Estados produtores, 0,5% aos municípios afetados pelas

operações de embarque e desembarque, 1,5% aos municípios produtores, 1% ao Ministério da Marinha e 0,5% ao Fundo Especial a ser distribuído a estados, territórios e municípios. Já a porcentagem excedente a 5% será distribuída da seguinte forma: 22,5% aos Estados produtores; 22,5% aos Municípios produtores; 15% ao Ministério da Marinha; 7,5% aos Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque; 7,5% para o Fundo Especial e 25% ao Ministério da Ciência e Tecnologia. O campo de Marlim Sul apresentou a maior produção de óleo em Novembro de 2012 com aproximadamente 1,328 milhão de metro cúbico de óleo e 188,4 milhões de metros cúbicos de gás, o campo paga 10% de sua produção em *Royalties*, um valor de R\$ 170.833.266,46 somente no mês de novembro. No mês de outubro de 2012 foram arrecadados 1,2 bilhão de reais em *Royalties* em campos offshore e 127 milhões em campos em terra, totalizando um valor de R\$ 1.336.958.905,51 de acordo com o site da ANP.

### III- Participação Especial

Em caso de um grande volume de produção, ou de um grande rendimento, deverá haver o pagamento de uma participação especial como está previsto no edital. A participação especial será aplicada sobre a receita líquida de produção deduzidos os *Royalties*, investimentos, custos operacionais, depreciação e os tributos.

A portaria ANP Nº 10 de 13 de Janeiro de 1999 estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários, da participação especial prevista na lei nº 9478. A portaria estabelece o período base de incidência como o trimestre do ano, sendo ao final de cada trimestre descontada da receita líquida a participação especial. Segundo a portaria nº 10 o valor a ser descontado varia de acordo o local da produção (terra, águas rasas, águas profundas), com o ano da produção, com o volume produzido e a receita líquida da concessão.

$$PP = I \left( RLP - PD \left( \frac{RLP}{VPD} \right) \right)$$

Onde:

PP = Valor da Participação Especial a ser deduzida no período

I = 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.

Tanto a alíquota quanto a parcela a deduzir variam de acordo com a localização, o ano de produção do poço e o volume produzido no período e estão descritas na Seção IV da portaria ANP Nº 10. O Quadro 2 demonstra tais valores quando a produção do campo está em seu primeiro ano em áreas situadas a uma profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

**Quadro 2– Deduções e Alíquotas das Participações Especiais**

Volume de Produção (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir (em reais)	Alíquota
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	1.350	10
Acima de 1.800 até 2.250	1.575	20
Acima de 2.250 até 2.700	1.800	30
Acima de 2.700 até 3.150	675÷0,35	35
Acima de 3.150	2.081,25	40

A lei divide a arrecadação das participações especiais da seguinte forma: 40% para o Ministério de Minas e Energia; 10% ao Ministério do Meio Ambiente; 40% para o Estado produtor e 10% para o Município produtor. No primeiro trimestre de 2008 as participações especiais atingiram o valor acima de 2,48 bilhões de reais com 1,24 bilhão destinado a União através dos ministérios, 992 milhões para os estados com o estado do Rio de Janeiro como maior beneficiado (951 milhões) e o restante (248 milhões) para os municípios. Um campo de grande produtividade como o campo de Peregrino gerou uma participação especial de 1,26 milhão somente no segundo trimestre de 2012 segundo a ANP.

#### IV- Pagamento pela ocupação ou retenção da área

O edital e o contrato disporão sobre o pagamento que deverá ser feito anualmente e cobrado por quilômetro quadrado em um valor decretado pelo/a Presidente da República. Os valores geralmente são baixos quando comparados às demais participações legais. A ANP divulgou a soma de todos os pagamentos pela ocupação ou retenção da área de todas as empresas operadoras no mês de outubro de 2012, o valor do mês foi de 595 mil reais.

#### 4. Lei Nº12.351 – Partilha de produção

Sancionada em 22 de Dezembro de 2010, a lei de partilha de produção muda as regras e o *Government Take* para os blocos situados no polígono do Pré-Sal. A partilha de produção é o regime de exploração e produção em que o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção. No caso de descoberta comercial o contratado tem direito a parte do óleo, descontados o custo de operação e os *Royalties* em óleo, a outra parte do óleo será de propriedade da União, cabendo a ela comercializá-lo. A figura 1 ilustra o polígono do pré-sal na costa brasileira.

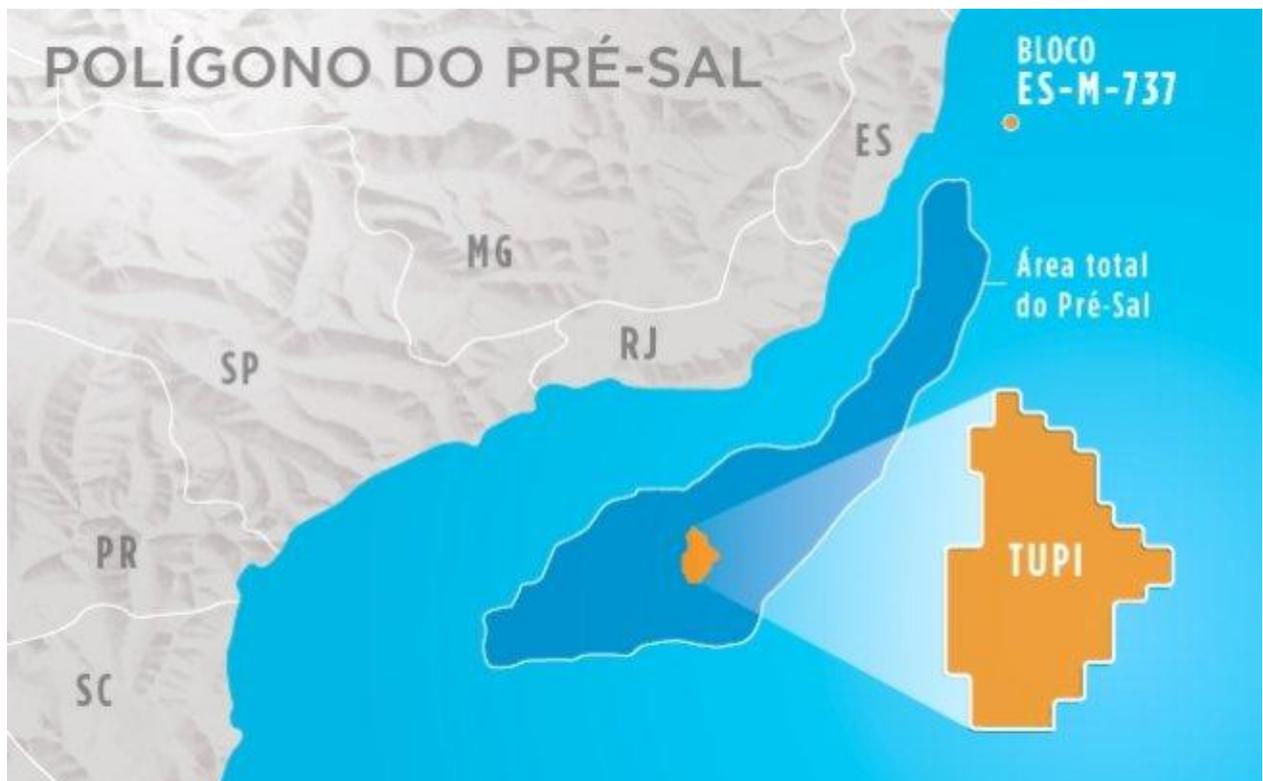


Figura 2 Polígono do Pré-Sal . Disponível em: <<http://economia.ig.com.br/empresas/infraestrutura/poco-de-75-mil-metros-amplia-fronteira-do-presal/n1237714960821.html>> . Acesso: 25 de Fevereiro de 2013

A lei 12.351 ainda inclui que a Petrobras será operadora com o mínimo de 30% em todos os consórcios e blocos a serem licitados como escrito no artigo 4º. O artigo 8º também discorre sobre a criação de uma empresa pública, sem participações nos lucros e custos, para celebrar os contratos de partilha e tomar as decisões dos consórcios a

explorarem o pré-sal. No entanto esse trabalho não levará em conta o *Government Take* decorrente tanto da Petrobras, em que o governo é acionista, quanto da nova companhia a ser criada. Por fim, a lei permite a contratação direta da Petrobras nas áreas de interesse nacional, ou seja, as áreas com pequenos riscos associados e grandes chances de retorno. O regime de partilha de produção apresentará as seguintes receitas para o governo:

I- O excedente em óleo a ser compartilhado

A proporção de óleo a ser compartilhado, as condições e prazos serão estabelecidos em contrato. Fica definido que o excedente em óleo será a parcela da produção de petróleo e gás natural a ser repartida entre a União e o contratado, e é resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e *Royalties*. O custo em óleo representa a parcela da produção de petróleo e gás exigível unicamente em caso de descoberta comercial e corresponde aos custos e investimentos realizados pelo contratado para realizar a exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação nas instalações. A nova lei deixa claro que o julgamento da licitação irá identificar a proposta mais vantajosa de acordo com o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União, essa oferta deverá ser feita na proposta enviada pela empresa na licitação e deverá constar no contrato a ser 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.

$$EO = P - CO - Royalties$$

$$CO = CAPEX + OPEX + I$$

$$PA = EO * i$$

Sendo:

EO = Excedente em óleo

P = Produção Total

CO = Custo em óleo

PA = Partilha apropriada pelo governo

I = Investimentos necessários para o desenvolvimento do campo

i = Porcentagem a ser partilhada

II- O bônus de assinatura

A oferta feita pela empresa ou consórcio mantém as mesmas regras, sendo que parte do valor agora será repassado à empresa pública criada no artigo 8º.

III- Os *Royalties*

A lei inicialmente não fez nenhuma alteração a lei vigente sobre os *Royalties*, lei nº9.478. No entanto a lei nº12.734 de Novembro de 2012 alterou a alíquota e a forma como os *Royalties* serão distribuídos. Segundo a lei nº12.734 os *Royalties* passarão a um valor fixo de 15% da produção, os *Royalties* então não mais variarão entre 5% e 10% para os blocos no polígono do pré-sal.

## 5. Análise

As mudanças no regime regulatório nas áreas do pré-sal devem alterar em muito as receitas do governo brasileiro e das empresas operadoras. No regime de partilha a União assumirá uma participação mais efetiva nas receitas das empresas que explorarem o pré-sal brasileiro.

A partilha estabelece três principais mudanças nas participações governamentais brasileiras:

- Mudança na alíquota dos *Royalties*
- Fim das Participações Especiais
- Partilha de produção de Petróleo

Essas alterações em relação ao regime de concessão afetam diretamente o caixa das empresas e a arrecadação do governo pois as três taxações acima correspondem, junto com as taxações diretas, a maior parte do *Government Take* da indústria no Brasil.

Em relação aos *Royalties* muito vem sendo discutido no governo acerca de sua distribuição entre os estados e municípios, no entanto, até o momento em que esse trabalho foi escrito estava decidido a mudança na taxa de *Royalties* para 15% da produção no regime de partilha. Esse aumento de cinco pontos percentuais em comparação com o regime de concessão repercutirá de forma expressiva no balanço de contas das empresas e poderá tornar o país menos atraente para as grandes companhias exploradoras a menos que a produção de óleo no pré-sal se confirme como muito alta e o valor do barril se mantenha alto. A mudança de 5% se torna mais crítica pelo fato de os *Royalties* serem inferidos diretamente na produção da jazida de petróleo, sem deduções anteriores de custos e impostos. Essa dedução direta da produção torna os *Royalties* uma das alíquotas mais expressivas do *Government Take* brasileiro.

O fim das participações especiais se deu como uma mudança necessária para que o modelo de partilha de produção se tornasse viável. Em campos de grande produção, como se esperam ser os campos do pré-sal, a participação especial pode atingir uma alíquota de até 40% na equação utilizada com base na receita da empresa. Essa taxa em campos grandes se mostra bastante significativa e, em conjunto com a partilha de produção, muito dispendiosa para as companhias. Visto que a partilha já possuirá o objetivo de aumentar as atuais receitas governamentais, o fim das participações especiais foi uma decisão lógica e prudente do governo a fim de manter a atratividade do país para investimentos no setor.

Sobre as participações especiais vale ressaltar que essa taxa não atende perfeitamente seu objetivo. Como escrito na lei 9478 as participações especiais tem como objetivo criar uma taxa a mais em casos de blocos com grande volume de produção ou grande rentabilidade. Como descrita na lei e de acordo com a portaria ANP nº10, as participações especiais estão diretamente relacionadas com o volume da produção, assim de acordo com a produção no trimestre há uma mudança tanto na parcela a se deduzir quanto na alíquota. No que se refere ao aumento da taxa em caso de grande rentabilidade da empresa, as participações especiais incidem sobre a receita líquida da empresa, logo uma grande receita gera uma arrecadação maior. No entanto fatores cruciais para a receita da empresa, como o preço do barril, não são levados em consideração no cálculo das alíquotas e das parcelas a se deduzir. Logo, apesar da arrecadação aumentar com o efeito do crescimento da receita, a taxa do governo sobre a receita será a mesma, independente de fatores que tenham feito a receita da companhia aumentar. A mesma análise deve ser feita em caso de desvalorização do barril ou outros fatores que reduzam a receita da companhia operadora ou consórcio. No caso de queda no preço do barril a companhia será duramente taxada, uma vez que somente o volume produzido alterará a alíquota e a parcela a ser deduzida sobre a receita. A manutenção da taxa nesses casos vai de encontro com o que o governo realiza em relação aos volumes produzidos e ao que a lei procura atingir.

A principal mudança na alteração de regime estipulada pelo governo é a partilha do excedente em óleo. Apesar do nome dado dar a entender que a produção total será partilhada, a lei 12351 permite que a empresa desconte os seus custos, investimentos e *Royalties* em barris equivalentes de petróleo da produção total antes de reparti-la com a União. A escolha de retirar o custo em óleo e *Royalties* antes de partilhar se deve muito aos altos custos que incidirão sobre a empresa na exploração de uma área tecnicamente difícil de se explorar. Além disso, como já previsto na lei e na constituição os *Royalties* já incidirão sobre a produção total.

Ainda assim é esperado que a arrecadação governamental aumente com o sistema de partilha. Apesar da retirada da participação especial na conta do *Government Take*, o novo sistema de partilha de produção é muito mais direto nas contas das companhias. Isso ocorre porque a participação especial incide sobre a receita líquida da empresa, já descontados seus custos de CAPEX, OPEX, investimentos, amortizações, impostos entre outros. Já a partilha de produção incide sobre a produção diretamente, somente descontados os custos em óleo e os royalties. É possível que no caso de uma partilha baixa, cerca de 10% para o governo, comparado com uma participação especial alta resulte em um *Government Take* maior no regime de concessão comparado ao de partilha. No entanto é de se esperar que em um bloco com uma produção alta o suficiente para uma participação especial alta resulte em uma partilha maior para o governo.

As mudanças do regime de concessão para o de partilha dão fim a participação especial, mas não ao assunto sobre o aumento da taxa decorrente de um aumento de rentabilidade da empresa por fatores externos como a variação do preço do barril. No inciso VII do artigo 29 da lei nº 12.351, fica determinado que a repartição do excedente em óleo deverá ser feito de acordo com critérios relacionados à eficiência econômica, à rentabilidade, ao volume de produção e à variação do preço do petróleo e do gás natural. Esses fatores determinantes para a escolha da partilha devem cobrir a deficiência da lei antiga em relação às participações especiais. No entanto a lei não deixa claro se essa

repartição poderá ser atualizada no período de partilha estabelecido, já que a maioria desses critérios podem sofrer variações no período de exploração e produção. Sem nenhum precedente até a data de elaboração desse trabalho, fica em aberto a questão da atualização das taxas de acordo com fatores e valores econômicos.

O novo regime regulatório brasileiro irá atingir seguramente um de seus principais objetivos, o aumento de arrecadação do governo brasileiro. A principal mudança na taxação, o fim da participação especial e o início da partilha de produção, taxará mais pesadamente as empresas operadoras que decidirem ingressar na exploração do pré sal. Esse aumento se soma com o fato de o Brasil ser um dos países com o regime fiscal mais pesado no mundo, tanto os impostos diretos e indiretos representam um custo alto para as empresas, principalmente quando analisamos que o imposto de renda somado tributa cerca de um terço da receita da companhia. Essas altas taxações somadas contam negativamente para a atratividade do país para investimentos no setor. Resta saber o quanto a atratividade dos blocos do pré-sal fará com que as empresas decidam investir com custos fiscais altos.

## 6. Metodologia

Com o intuito de comparar 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 agora não possui nenhum exemplo no Brasil, uma vez que não houve leilão de blocos pela ANP depois da instituição da lei do pré-sal, utilizaremos um programa que será explicado nessa seção.

O estudo realizado objetiva avaliar as receitas governamentais e as receitas da companhia através de um fluxo de caixa detalhado do desenvolvimento do campo. Todos os custos relativos a exploração bem como as taxações pertinentes e receitas estarão descritos nesse fluxo de caixa.

### 6.1 Dados de entrada do programa

Os dados de entrada do programa , ou *inputs* do programa, são todas as informações iniciais necessárias para que a simulação ou estudo ocorra. Esses dados de entrada são variáveis importantes para que sejam estimados valores, comparações e para se estabelecer o desenvolvimento do programa. As variáveis que compõem os *inputs* do programa estão listados no Quadro 3 :

Quadro 3 - Inputs

<b>Inputs do programa</b>
Dados do Campo
CAPEX
OPEX
Volume de Óleo Produzido
Alíquota dos <i>Royalties</i>
Bônus de Assinatura
Alíquota da Partilha
Tipo de Óleo
Preço do Óleo

### **6.1.1 Dados do Campo**

O campo em que a exploração ocorre é um fator fundamental para que seja determinado todos os outros parâmetros utilizados. Relacionado ao campo estão todos os dados intrínsecos a exploração como o tamanho do reservatório, suas principais características como o Volume de Óleo In Place (VOIP), ou simplesmente o quanto de óleo o campo possui.

A qualidade do óleo produzido também está relacionado diretamente com o tipo de campo em que ele se encontra. Óleos mais leves ou de melhor qualidade resultam em uma venda de valor mais alto e conseqüentemente em receitas maiores do que óleos pesados e asfaltos.

Cada campo explorado possui seus custos intrínsecos também. Os custos de retenção da área variam de campo para campo de acordo com o tamanho da área ocupada além de variar não apenas por campo, mas também pela fase do projeto.

A escolha do campo a ser produzido caracteriza se o campo é *onshore*, *offshore* de lâmina d'água rasa ou *offshore* de lâmina d'água profunda. Essa informação é de suma importancia 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 capítulo 3 deste trabalho.

A variável campo portanto tem grande importância se determinar o valor do pagamento de ocupação ou retenção da área e principalmente para o cálculo da participação especial ,no caso do contrato de concessão.

### **6.1.2 Volume de óleo produzido**

O volume de óleo produzido é um fator essencial para o cálculo da receita da companhia e todos os impostos que incidirão sobre ela. O volume de óleo produzido não se limita somente ao quanto a empresa deseja produzir. A produção de óleo e gás fica limitada principalmente pelo número de poços produtores, pelos equipamentos de transporte e processamento primário e pela capacidade de escoamento e estoque da produção. Métodos de melhora de produção como a utilização de poços injetores e métodos especiais de recuperação de petróleo também são fundamentais para delimitar a produção.

O volume produzido está relacionado diretamente com o Volume de óleo recuperável, ou VOR, que 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. Ao determinar o volume de óleo recuperável como input temos determinado o 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:

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

Sendo:

A = Área

h = NetPay

$\phi$  = Porosidade

S<sub>o</sub> = Saturação de óleo

FR = Fator de recuperação

Bo = Fator volume formação do óleo

### **6.1.3 Tipo de óleo**

A variável tipo de óleo estabelece a qualidade do óleo produzido e suas principais características . O óleo recebe o nome do campo ou região em que é produzido. Tipos de óleo encontrados no Brasil receberam os nomes de seus campos, como Marlim e Roncador.

Cada tipo de óleo está atrelado ao seu respectivo grau API que mede a densidade do óleo, e o relaciona com 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 grau API do óleo escolhido e do óleo Brent são comparados, dessa forma é feita uma proporção entre o óleo escolhido e o óleo de referência Brent. Tal qual é feito no mercado internacional, fixado o preço do óleo Brent, o preço do óleo escolhido será proporcional a este segundo a sua qualidade.

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

### **6.1.4 CAPEX por barril**

O CAPEX, ou *capital expenditure*, representa o custo associado à manutenção dos equipamentos e aos gastos de consumíveis e outras despesas operacionais que são necessárias à produção e à manutenção do negócio. O cálculo do CAPEX 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 do campo é fornecido como input em dólares por barril (US\$/bbl) o que representa o custo de capital em cada barril produzido. Esta maneira de cálculo foi adotada para facilitar os cálculos e o fluxo de caixa.

O CAPEX por barril é importante porque representa em uma única variável diversos custos da empresa, facilitando assim os cálculos. Além disso, como será mostrado nas próximas seções, os impostos indiretos incidem sobre o CAPEX.

#### **6.1.5 OPEX por barril**

O OPEX, ou *operational expenditure*, representa os custos operacionais da empresa. Todo tipo de custo envolvido na manutenção da parte operacional, início de operação e custos relacionados a dar continuação ao desenvolvimento e produção estão presentes no OPEX.

Da mesma forma como foi estabelecido no CAPEX, o OPEX está valorado em dólar por barril (US\$/bbl), ou seja, o custo operacional relativo a produção de um barril. O OPEX representa de uma forma resumida todos os custos operacionais em um só valor. Através desse valor que serão descontados os impostos indiretos

#### **6.1.6 Alíquota de Royalties**

Como descrito no capítulo 3, 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. Como já foi dito anteriormente, 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 serem realizados todos os cálculos referentes aos *Royalties*, 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.

### **6.1.7 Bônus de Assinatura**

O bônus de assinatura é referente à quantia oferecida durante o leilão de blocos da ANP. Esse é o valor do lance da empresa no leilão de blocos. Independentemente do tipo de contrato utilizado a escolha do bloco a ser concedido ou partilhado é feita com base em alguns fatores de exploração, entre eles o bônus de assinatura.

O valor do bônus de assinatura deve ser coerente com o tamanho e atratividade do campo. Sua escolha depende das variáveis, Volume de óleo recuperável, tipo de óleo, especificações do campo entre outros.

No fluxo de caixa da empresa, o custo com o bônus de assinatura incide no ano zero, o ano da exploração. 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.

### **6.1.8 Alíquota da Partilha**

A partilha de produção é um valor pré estabelecido por contrato e determina o quanto de óleo produzido será partilhado com o governo. Embora ainda não haja nenhum exemplo de como é feito um contrato no regime de partilha, a lei 12.734 de 30 de novembro de 2012 foi utilizada como diretriz para a elaboração do programa utilizado.

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, gerado pela venda do óleo cru.

### **6.1.9 Preço do Óleo Brent**

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

Como *input* do programa, é preciso determinar 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 anterior.

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.

## **6.2 Considerações**

A atividade petrolífera é vasta no âmbito de informações e diferentes características, a natureza não estabelece um critério fixo de dados e cada campo petrolífero explorado possui suas próprias características e variações. Como o objeto de estudo deste trabalho é uma análise regulatória e compará-la com um estudo de caso e como 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.

Este tópico tem como objetivo descrever considerações importantes e que serão utilizadas ao longo de todo o trabalho. Algumas considerações foram feitas para um melhor entendimento do caso. Outras considerações buscam trazer uma maior autenticidade ao

trabalho e a aproximação dele com o caso real. Por isso 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, no entanto o cambio dólar-real não é afetado por essa inflação.

As principais considerações feitas estão explicitadas nos itens abaixo.

### **6.2.1 Produção**

A produção de petróleo envolve diversos fatores, alguns exemplos se encontram no item 6.1.2. 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 foi considerado um projeto em 25 anos, sendo o primeiro o ano zero. No ano zero 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 dos anos 5 ao 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.

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, considera-se 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.

### **6.2.3 CAPEX**

O *capital expenditure* 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 representá-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 programa desenvolvido 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, valor mínimo estabelecido pela lei nacional. O Quadro 4 ilustra os dados descritos.

Quadro 4 - Taxação CAPEX e OPEX

<b>ITEM</b>	<b>Báse de Cálculo</b>	<b>Nacionais</b>	<b>Importados</b>
<b>Serviços</b>	30%	30%	70%
<b>Bens</b>	70%	30%	70%
<b>TOTAL CAPEX</b>	100%	30%	70%

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.

Após definirmos como o *capital expenditure* atua através dos anos é preciso estabelecer como serão calculados os impostos indiretos. Diversos impostos incidem sobre bens e serviços, e como dito nas seções anteriores são parte integrante do *Government Take*. O Quadro 5 ilustra como os impostos incidem sobre o CAPEX, bem como a sua alíquota.

Quadro 5 - Impostos aplicados a bens e serviços

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%

Definidos os impostos incidentes em cada caso, e suas respectivas alíquotas, pode-se tratar os demais dados obtidos e mostrados nos Quadros desta seção para se obter um valor para os impostos diretos 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 custo por barril, os impostos incidentes e o volume de óleo recuperável, pode-se sem muita dificuldade se obter um valor para o custo de capital, para cada um dos anos em que este atua.

#### 6.2.4 OPEX

Na indústria do petróleo o OPEX representa a 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 outros.

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 6 ilustra como é feita essa divisão.

Quadro 6 - Base Cálculo

<b>Item</b>	<b>Base de Cálculo</b>	<b>Nacional</b>	<b>Importado</b>
<b>Produto</b>	30%	30%	70%
<b>Serviço</b>	70%	30%	70%
<b>Total Capex</b>	100%	30%	70%

O OPEX entra na planilha a partir do ano de início da produção até o seu final. 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 naquele ano ajustado pelo valor da inflação.

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 7 simplifica a abordagem destes impostos.

Quadro 7 OPEX detalhado

OPEX	Serviços	Importados	IRRF	25%
		Domésticos	ICMS	18%
			ISS	5%
			PIS/COFINS	3,65%
	Bens	Importados	II	15%
			IPI	10%
			ICMS	18%
		Domésticos	IPI	10%
			ICMS	18%
			PIS/COFINS	3,65%

Dessa forma, como já demonstrado anteriormente, é possível calcular a porcentagem cobrada sobre o OPEX que é devida ao *Government Take*, que irá aumentar o onus da empresa com o custo operacional para cada barril de óleo equivalente produzido.

### 6.2.5 Impostos Diretos

Os impostos diretos estão definidos no item 2.1 desse trabalho , o quadro 8 mostra a estes impostos bem como suas respectivas alíquotas.

Quadro 8 - Impostos Diretos

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

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 mesmo 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.

### **6.2.6 Impostos Indiretos**

Os impostos indiretos estão descritos no item 2.2. 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 9.

Quadro 9 - Impostos Indiretos

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

Uma explicação mais aprofundada de como atuam esses impostos estão nos ítems de CAPEX e OPEX, 6.2.3 e 6.2.4 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.

### **6.2.7 Taxas Exploratórias**

As taxas exploratórias são a parte do *Government Take* mais ligadas a 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 9478.

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* variam 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% conforme descrito anteriormente. Além disso a alíquota é incidente sobre a produção de petróleo, e a planilha converte esse valor para a moeda nacional.

A Participação Especial é um *input* exclusivo para o regime de concessão, e sua forma de cálculo segue o modelo proposto pela lei e explicitado no capítulo 3 inciso III. 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.

O investimento em pesquisa e desenvolvimento é calculado como 0,1% da renda bruta após a incidência do PIS e COFINS. Embora esse valor entre na contabilidade do *Government Take*, ele não é repassado ao governo, a empresa deve investir essa quantia em pesquisa e desenvolvimento.

### **6.2.8 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, e é a partir da venda desse óleo cru que esta gera sua receita bruta. A figura a seguir ilustra como é feita a divisão do óleo entre a empresa e o governo.

## 7. Estudo de Caso

Com o intuito de expandir a discussão sobre o assunto desse trabalho e ajudar na elaboração de análises e conclusões foi feito um estudo de caso na exploração de um campo de petróleo por uma empresa operadora. Nesse estudo de caso será comparado o *Government Take* e as receitas da empresa exploradora em regime de concessão com o de partilha de produção. Para tanto será feito um caso com as regras e taxas pertinentes a concessão e outro caso com as regras e taxas pertinentes a partilha de produção. No capítulo 8 estão apresentados o resultado do estudo de caso de concessão e o de partilha.

O campo que será analisado será um fictício mas com valores próximos da realidade ou reais com base em dados coletados pela ANP. Os dados utilizados, bem como a forma em que os impostos e custos serão calculados estão descritos no capítulo 6 deste trabalho, na parte de Metodologia. Os dados utilizados estão descritos neste item. Para facilitar a identificação do campo fictício será utilizado o nome de Haddock.

No estudo de caso a exploração, desenvolvimento ,produção e a desativação do campo durará 26 anos, contando a partir do ano zero até o ano 25.

### 7.1 Detalhes do Campo

O campo de Haddock fica localizado na bacia de campos, a cerca de 300 quilômetros da costa brasileira como especificado na Figura 3.

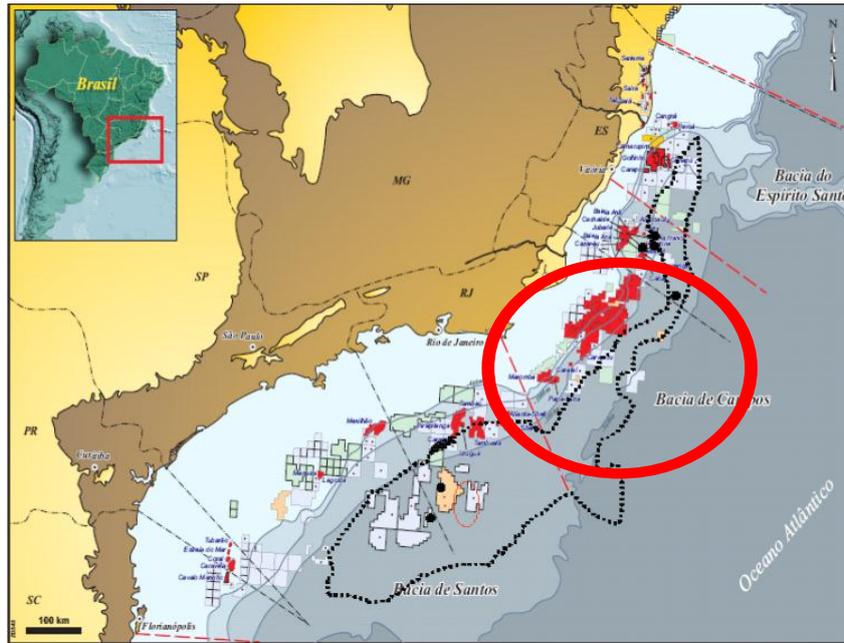


Figura 3– Localização do campo Haddock em: <<http://www.ibp.org>> Acesso em: 25 de Fevereiro de 2013

A profundidade batimétrica da região em que o campo se encontra é maior que quatrocentos metros de profundidade, caracterizando o campo como campo de águas profundas.

O tipo de óleo encontrado no campo é o mesmo encontrado no campo de Roncador, com um grau API de cerca de 30. O volume de óleo recuperável do campo foi estipulado em 1,5 bilhão de barris. Esse volume de óleo recuperável caracteriza um campo com grande potencial de óleo e conseqüentemente com grande atratividade. Como forma de comparação a ANP [4] divulgou em 2011 que o campo de Roncador produziu até o ano de 2011 632,3 milhões de barris acumulados. Considerando que o campo está em seu décimo terceiro ano de vida é de se esperar que Roncador atinja uma produção próxima ao campo fictício de Haddock.

O campo de Haddock não produzirá gás a ser comercializado, portanto fica estabelecido que toda a receita e todos os cálculos serão feitos com base de uma produção

única de óleo. Dessa forma esse estudo de caso não envolverá os custos e taxas provenientes da produção de gás.

O Quadro 10 representa os valores do campo

Quadro 10– Valores do Campo Haddock

Dados do campo Haddock	
Localização	Bacia de Campos
Distância da Costa	300 km
Profundidade	>400m
Tipo de óleo	Roncador
Volume Recuperável	1,5 bilhão de barris
Produção	Somente Óleo

## 7.2 Investimentos

Explorar, desenvolver e produzir um campo de petróleo *offshore* em águas profundas sempre foi uma atividade dispendiosa que requer altos investimentos da indústria. O investimento necessário para cada campo depende muito das suas características, da empresa que está explorando, do que foi acordado com a ANP e principalmente o quanto de investimento se está disposto a colocar em todo o desenvolvimento e exploração do campo. Com tantas variáveis torna-se muito difícil determinar um valor de investimento para o poço.

BARBOSA [3] nos mostra que o CAPEX e o OPEX podem ser calculados como custos equivalentes ao barril de óleo produzido. Dessa forma poderíamos aferir que cada barril leva consigo um custo intrínseco a sua produção. Esse custo representa as todas as fases de desenvolvimento do campo, do início de sua exploração até seu abandono.

O cálculo de custo de operação por barril produzido possui a vantagem de servir como base de cálculo para qualquer tipo de campo. Em condições similares de ambiente de exploração, campos maiores, com um maior número de poços e uma maior produção, costumam apresentar um custo total maior que um campo que produz menos barris de petróleo e que conseqüentemente envolveram menos poços e menos plataformas mobilizadas.

O CAPEX incidirá sobre o fluxo de caixa da empresa a partir do ano zero até o ano oito, tempo considerado adequado para que ocorram todos os investimentos e mobilizações necessárias para produzir o campo. O cálculo do custo do CAPEX por barril foi estimado utilizando valores reais de campos do Pré-sal brasileiro, esses dados se encontram disponíveis na ANP [4]. O cálculo dos custos de CAPEX por barris produzidos no campo de Franco foram de aproximadamente 7 dólares por barril. Uma análise em outros campos mostrou que esse valor está de acordo com o que foi levantado pela ANP, portanto será esse o valor utilizado nesse estudo de caso.

O OPEX será descontado da empresa a partir do ano cinco, ano em que o campo iniciará sua produção. Os custos operacionais se estenderão do início de sua produção até o abandono que ocorrerá no ano 25. O cálculo do OPEX por barril também foi obtido através de dados reais [4] e se encontram disponíveis na ANP. De forma semelhante ao feito com o CAPEX foi constatado que o custo operacional do campo de Franco foi em torno de 7 dólares por barril.

Os investimentos realizados e o período em que são feitos no estudo de caso realizado se encontram resumidos no Quadro 11.

**Quadro 11 - Custos de CAPEX e OPEX**

	Valor (US\$/bbl)	Período de Incidência (Ano)
CAPEX	7	0 ao 8
OPEX	7	5 ao 25

### 7.3 Cenário Econômico

Fator determinante para a exploração de um campo de petróleo, o cenário econômico deve ser cuidadosamente escolhido para o desenvolvimento do estudo de caso. As condições econômicas globais e locais determinam o quanto valerá investir em determinado campo de petróleo. Os principais fatores externos ao desenvolvimento do campo serão comentados e determinados nessa seção do trabalho. No Quadro 12 encontram-se resumidos o cenário econômico utilizado.

Quadro 12– Cenário Econômico

Preço do Barril Brent Ano Zero	110 US\$
Fator de Conversão	0,878
Inflação	2% a.a

#### 7.3.1 Preço do Barril

O preço do barril de petróleo é um dos fatores primordiais na decisão de adquirir um bloco, explorar, desenvolver e produzir um campo de petróleo. O preço do barril é um indicador direto das receitas da empresa e fator fundamental que leva companhias petrolíferas a explorar campos com maior dificuldade tecnológica ou operacional.

No cenário atual em que esse trabalho foi escrito o preço do barril passa por uma retomada de crescimento pós crise. O preço do barril do tipo Brent na época em que esse trabalho foi escrito sobrepunha o valor de 110 dólares. Considerando os últimos valores fornecidos pelo departamento de Energia dos Estados Unidos <<http://www.eia.gov>> o cenário atual apresentou uma média de 110 dólares o barril de óleo Brent. Esse dado será o utilizado pelo estudo de caso. Vale ressaltar que o óleo encontrado no campo fictício é do tipo Roncador, diferente do óleo Brent, portanto será utilizado um fator de conversão de preço para se adequar ao tipo de óleo produzido.

### **7.3.2 Inflação**

O cenário em que o estudo de caso foi feito a inflação está controlada e fixa em 2% ao ano. Considerando o cenário brasileiro nos últimos anos, esse valor foi considerado adequado para a realização do trabalho. A inflação representará no estudo de caso o aumento em custo e valores. Nesse estudo de casa a inflação incide sobre os investimentos (CAPEX e OPEX) e sobre o preço do barril durante o ano. A inflação foi fixada nesse estudo de caso com o objetivo de facilitar a compreensão e por não ser o foco do trabalho um estudo mais aprofundado da variação da inflação.

### **7.4 Produção**

Como já citado no item 7.1 a produção do campo de Haddock será somente de óleo. Dessa forma o trabalho poderá ser desenvolvido sem a necessidade de adicionar fatores específicos para a produção de gás como o preço do gás e a conversão para barris equivalentes de óleo.

A produção do campo será feita simultaneamente por todos os poços de forma a facilitar a compreensão do estudo. A produção terá início no ano 5 e se estenderá até o ano 23. A curva de produção do campo foi estabelecida [1] e determina uma produção diferente a cada ano seguindo o Quadro 13 e grafico 1 para a distribuição da produção.

Quadro 13 – Distribuição da Produção

Ano	Produção	Produção Acumulada
0	0,0%	0,0%
1	0,0%	0,0%
2	0,0%	0,0%
3	0,0%	0,0%
4	0,0%	0,0%
5	1,2%	1,2%
6	3,9%	5,1%
7	8,5%	13,6%
8	10,0%	23,6%
9	10,0%	33,6%
10	10,0%	43,6%
11	10,0%	53,6%
12	8,5%	62,1%
13	7,0%	69,1%
14	6,1%	75,2%
15	5,0%	80,2%
16	4,3%	84,5%
17	3,5%	88,0%
18	3,0%	91,0%
19	2,5%	93,5%
20	2,0%	95,5%
21	1,7%	97,2%
22	1,5%	98,7%
23	1,3%	100,0%

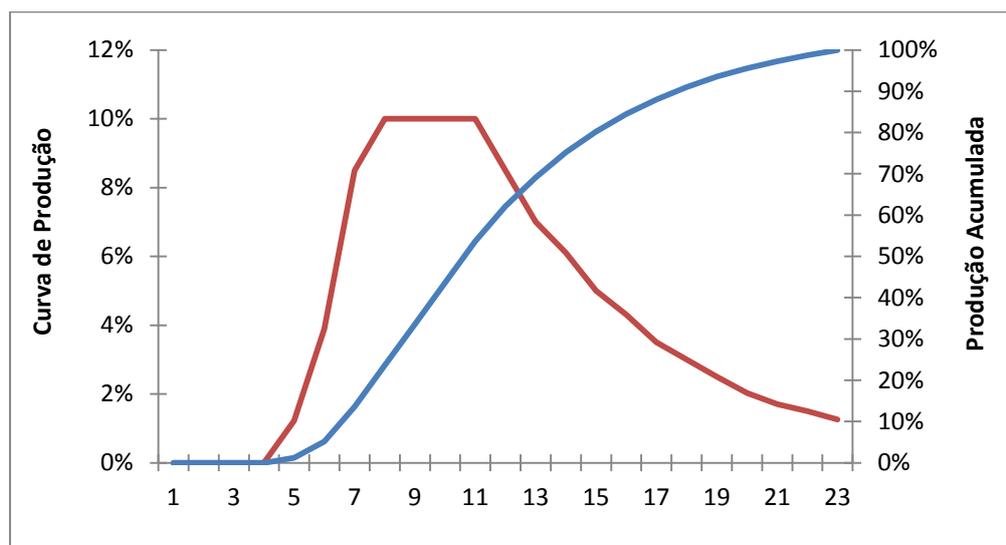


Gráfico 1 – Produção de Óleo

## 7.5 Partilha

O estudo de caso envolvendo a partilha irá seguir todas as novas regras estabelecidas pela lei 12.351 de acordo com a interpretação do autor. Sem nenhum contrato firmado até a realização desse estudo de caso os dados pertinentes a partilha serão estipulados e calculados, portanto esse item poderá futuramente se distanciar dos valores de contratos reais de partilha.

Para o cálculo da partilha será calculado inicialmente o custo em óleo para então se estabelecer o excedente em óleo a ser repartido. A partilha será de 40% para a União e 60% para a companhia. Tal valor foi escolhido por apresentar um resultado não desfavorável nem para o Governo Brasileiro e nem para a companhia, e dessa forma valores podem ser estudados sem problemas como uma receita muito baixa ou negativa. Além disso o valor de 40% equivale a alíquota máxima da participação especial, criando a oportunidade de comparar o caso de concessão com partilha utilizando mesmas alíquotas.

## 8. Resultados

Os resultados apresentados estão divididos de acordo com o estudo de caso feito. No item 8.1 será analisado os resultados obtidos através de uma simulação do campo explorado no regime de concessão. O item 8.2 irá expor os resultados do estudo de caso feito no campo explorando no regime de partilha de produção. Por fim o item 8.3 realizará uma comparação entre os dois estudos de caso de forma que seja possível comparar as mudanças.

### 8.1 Resultados do Regime de Concessão

O gráfico 2 apresenta a divisão do faturamento obtido através da produção do campo fictício de Haddock sem nenhum desconto. Nele observamos que o Governo recebe cerca da metade das receitas geradas pelo campo. Além disso a empresa recebe menos que o governo adquire, pouco mais de um terço do faturamento, demonstrando que o regime de concessão já é um sistema em que o governo recebe mais que as companhias concessionárias. Os custos por fim representam cerca de um décimo do faturamento.

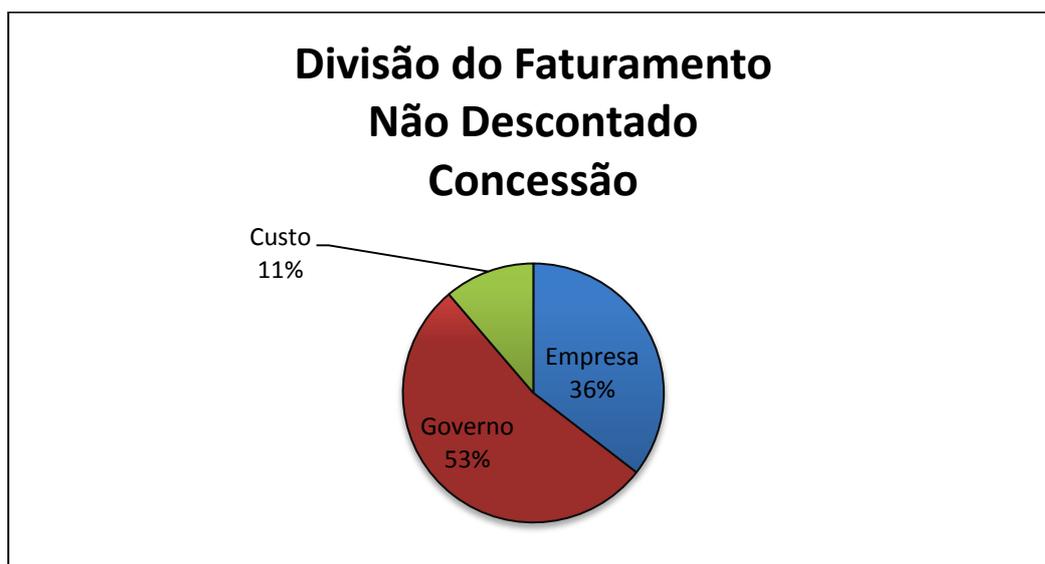
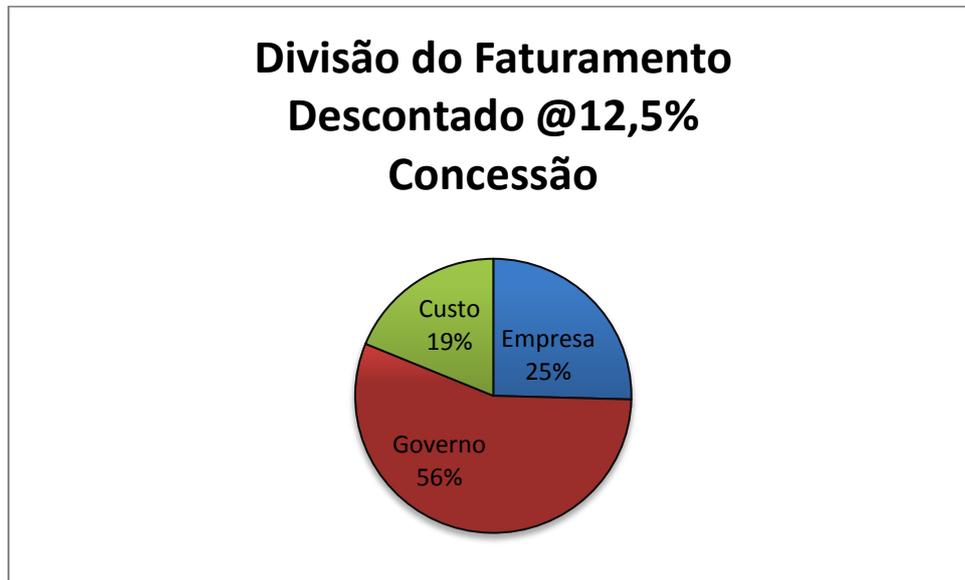


Gráfico 2 Divisão do Faturamento não descontado concessão

Se analisarmos o gráfico 3 percebemos uma mudança na divisão percentual do faturamento do Governo, empresa e custos. Nele observamos que a receita da empresa diminui consideravelmente em detrimento do aumento das receitas governamentais e custos percentualmente.



**Gráfico 3 Divisão do Faturamento descontado concessão**

Essa mudança ocorre principalmente por os custos serem mais elevados justamente no início da exploração do campo, com os custos de instalação somados aos custos operacionais. E por uma produção maior no meio da vida produtiva do campo resulta em uma taxação maior nesse período.

A comparação da divisão governo, empresa e custos para valores descontados e não descontados permite demonstrar que o *Government Take* cresce se analisarmos na perspectiva de valor presente, enquanto a receita da empresa sofre grande queda. A análise da participação da empresa em um faturamento descontado pode apresentar números interessantes para as companhias, entretanto ao analisar o VPL a empresa pode se sentir desestimulada a investir com a queda em sua participação percentual.

Analisando os resultados do *Government Take* podemos entender qual o tipo de imposto mais representativo para o governo. Os gráficos 4 e 5 apresentam o *Government Take* discretizado não descontado e descontado respectivamente.

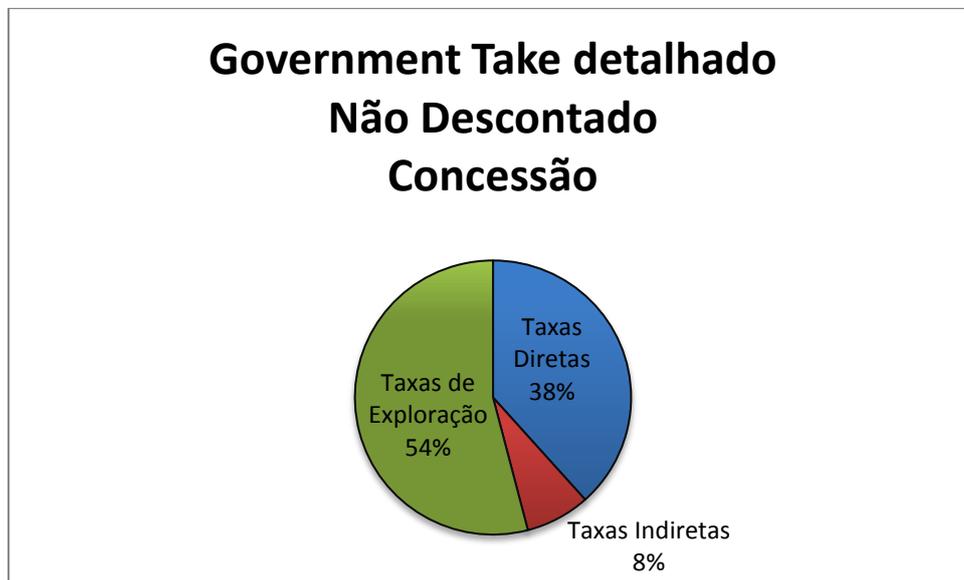


Gráfico 4 *Government Take* não descontado detalhado por tipo de Impostos concessão

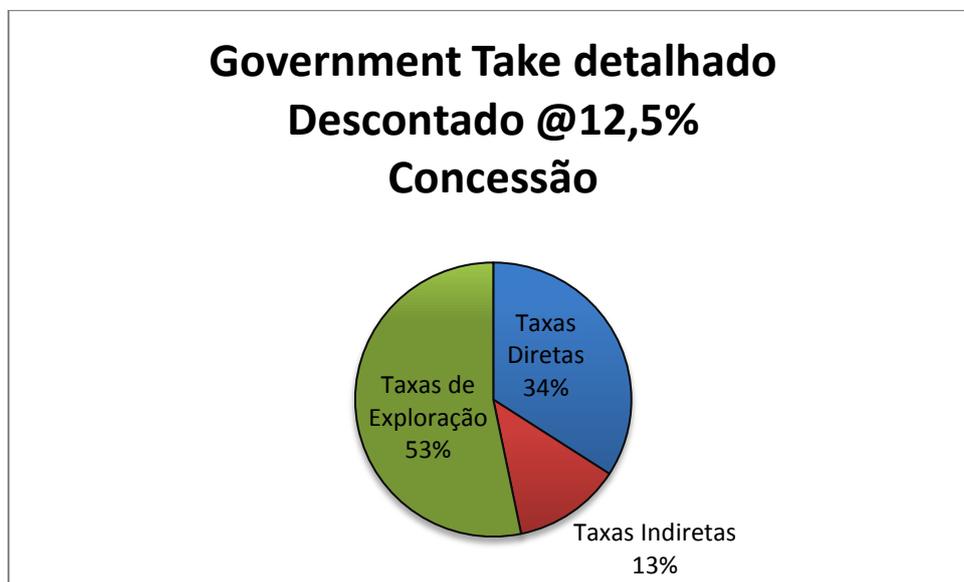


Gráfico 5 *Government Take* descontado detalhado por tipo de Impostos concessão

O estudo dos dois gráficos mostram que as taxas de exploração representam a maior parte do *Government Take*. Nos dois casos as taxas exploratórias, como *Royalties*, bônus de assinatura, participações especiais entre outros, representam mais da metade das

receitas governamentais. Os impostos diretos são a segunda maior forma de arrecadação com mais de um terço das receitas governamentais e por último os Impostos indiretos são os menos representativos.

Ao analisar os sete principais taxas podemos entender os resultados dos gráficos 4 e 5, o gráfico 6 nos mostra as sete taxas que mais remetem dinheiro ao governo.

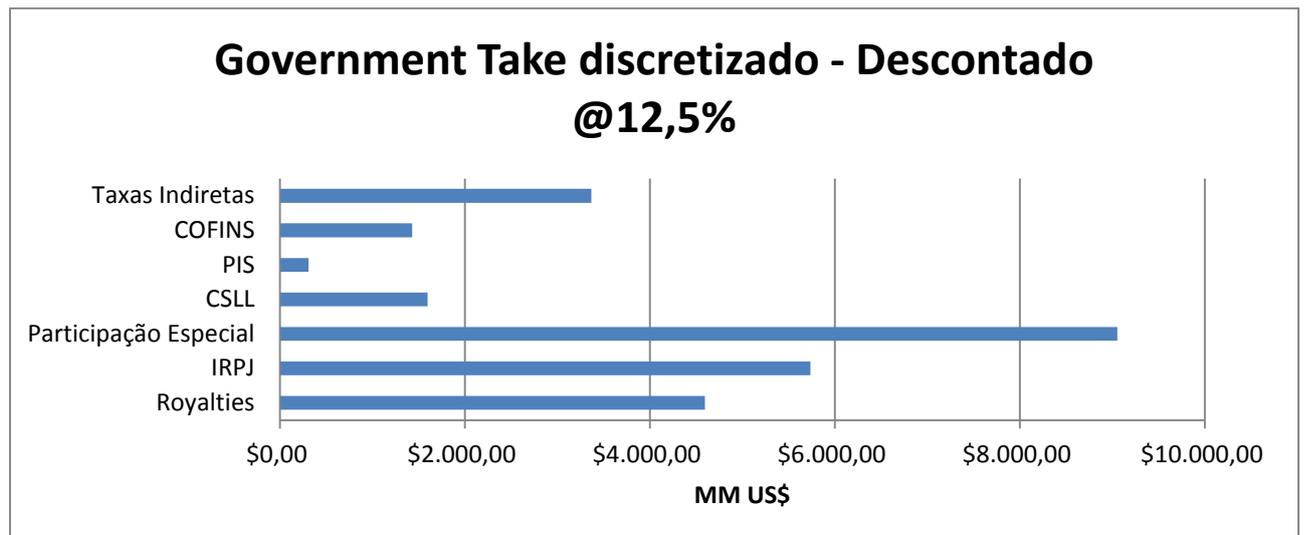


Gráfico 6 *Government Take* discretizado por taxa concessão

O gráfico 6 mostra claramente que em um campo grande como o do estudo de caso feito, a participação especial representa a maior fonte de arrecadação do governo com mais de nove bilhões de dólares. Em seguida a maior fonte do governo é o IRPJ, que somado ao CSLL representa o imposto de renda pago pela empresa. A terceira maior arrecadação vem dos *Royalties* do petróleo. Os impostos de exploração portanto incluem a primeira e a terceira mais rentável taxa para o governo brasileiro. As taxas indiretas, no gráfico mostradas em conjunto, representam um valor menor que as taxas dos impostos diretos e dos impostos de exploração, expondo assim o motivo de ser o tipo de imposto de menor participação percentual no *Government Take*.

O gráfico 7 mostra a percentagem que cada uma das três principais taxas representam no *Government Take*.

## Government Take discretizado principais taxas Não descontado



Gráfico 7 *Government Take* discretizado principais taxas não descontado concessão

Percebe-se que a participação especial representa mais de um terço do *Government Take* brasileiro no regime de concessão. O IRPJ representa cerca de um quarto da receita governamental, mostrando que as taxas diretas sobre a receita da empresa são bastante significativas. A discretização das taxas diretas se encontram mostradas no gráfico 8, na qual percebemos que o IRPJ representa grande parte das taxações diretas.



Gráfico 8 Taxas Diretas não descontado concessão

Por fim os gráficos 9 e 10 apresentam a receita líquida da empresa comparado com o *Government Take* sem desconto e com desconto respectivamente. Os gráficos mostram o quanto o regime de concessão representa uma receita maior para o governo que para a empresa, refutando a idéia que o regime de concessão atual é pouco taxativo. Além disso percebemos a grande mudança na relação da receita do governo com a empresa quando comparamos os valores não descontados com os descontados, o que mostra que analisando através do valor presente líquido a competitividade do país cai no regime de concessão.

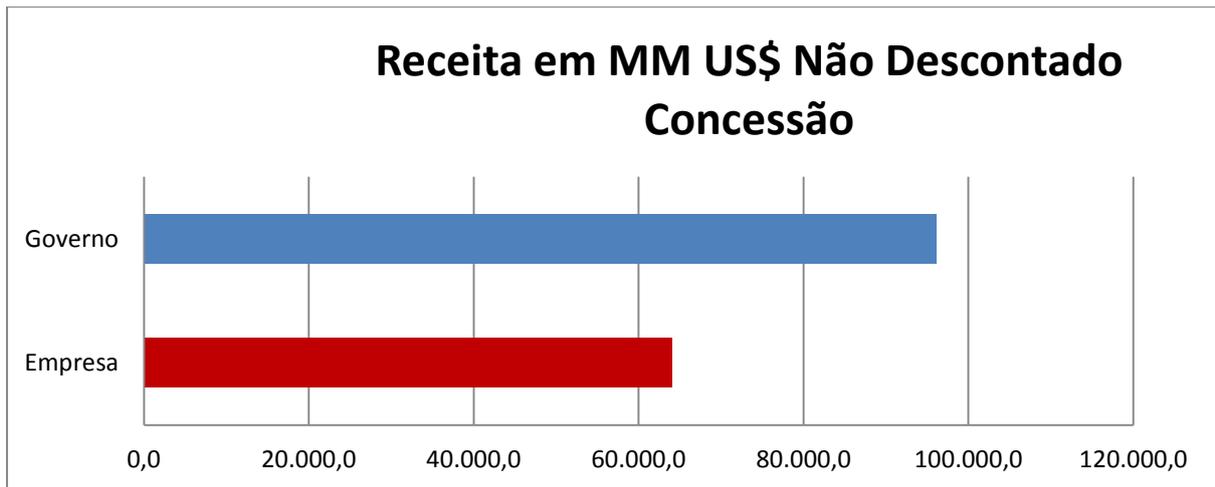


Gráfico 9 Receita não descontado concessão

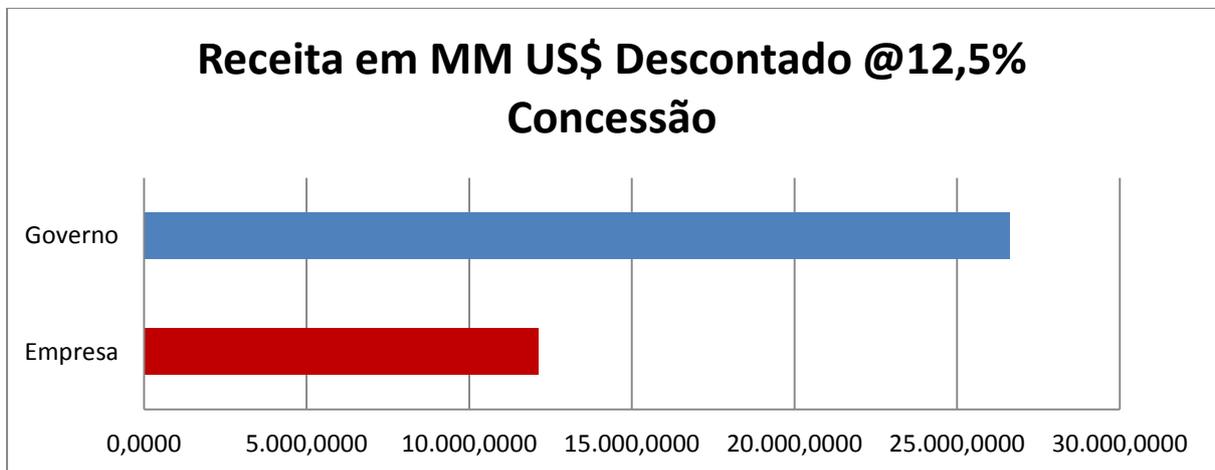


Gráfico 10 Receita descontado concessão

## 8.2 Resultados do Regime de Partilha

A divisão do faturamento no estudo de caso feito para o regime de partilha está demonstrada nos gráficos 11 e 12.

### Divisão do Faturamento Não Descontado Partilha

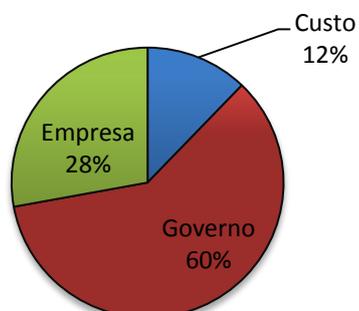


Gráfico 11 Divisão do faturamento não descontado partilha

### Divisão do Faturamento Descontado @12,5% Partilha

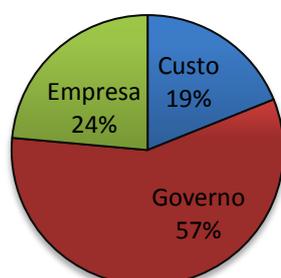


Gráfico 12 Divisão do Faturamento Descontado Partilha

Comparando os dois gráficos percebe-se que os custos também aumentam percentualmente quando comparamos a divisão não descontada com a descontada. No regime de partilha a participação da empresa se torna menos de um quarto do faturamento total enquanto o governo arrecada mais da metade do faturamento.

O detalhamento do *Government Take* pode ser observado no no gráfico 13.

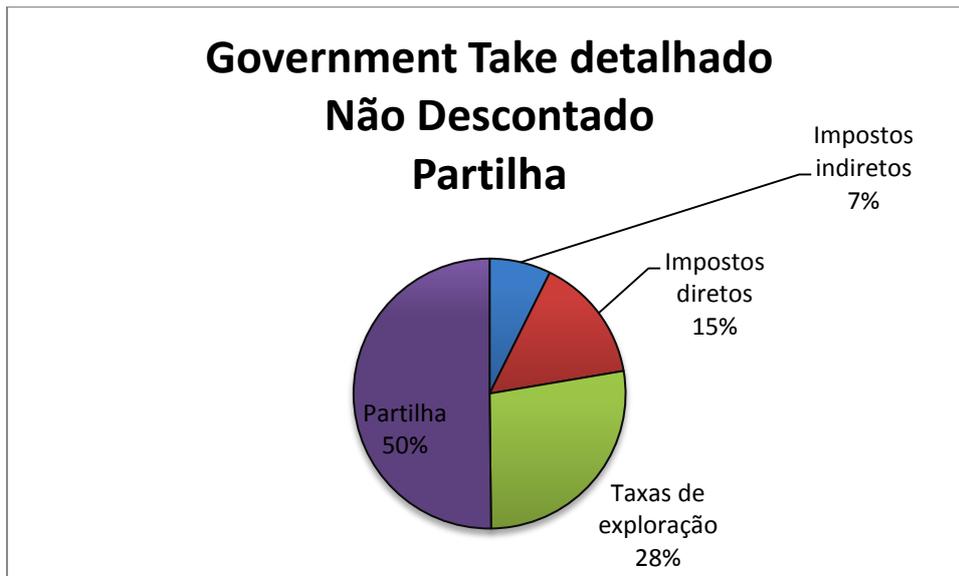


Gráfico 13 *Government Take* detalhado Não Descontado Partilha

O gráfico 13 mostra que metade das receitas governamentais no regime de partilha vem da divisão da produção. As taxas de exploração representam a segunda maior fonte de receitas do governo seguido pelos impostos diretos e indiretos. A terceira colocação dos impostos diretos nas percentagens do *Government Take* se explica pela redução da receita da companhia. Essa redução de receita ocorre devido a repartição da produção, a empresa responsável pela exploração possuirá menos petróleo para a venda e conseqüentemente faturará menos, gerando uma queda de receita e portanto uma queda de arrecadação sobre a renda da companhia. As taxas de exploração são bastante representativas no *Government Take* em grande parte devido aos *Royalties* envolvidos como mostrado no gráfico 14 em que as principais taxas são detalhadas.

## Principais taxas Partilha Não Descontado

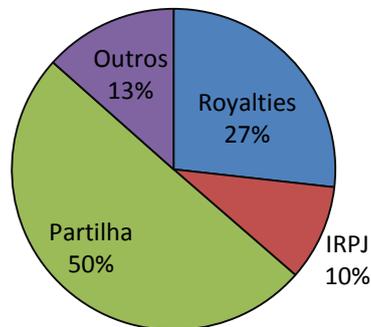


Gráfico 14 Principais taxas Partilha Não Descontado

O gráfico 14 detalha as demais taxas de exploração e mostra que o IRPJ é a principal taxa dos impostos diretos enquanto o *Royalty* é a principal das taxas de exploração. Quando comparados os valores das taxas é possível perceber o quanto o governo arrecada com cada imposto e com a partilha.

## Government Take Discretizado em MMUS\$

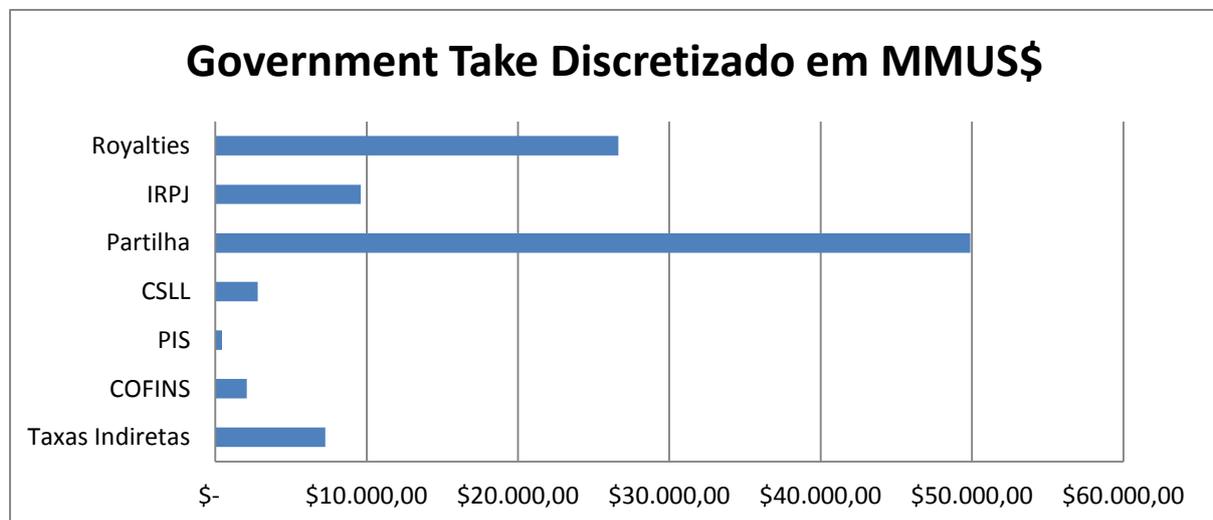


Gráfico 15 Government Take Discretizado em MMIS\$ Não Descontado

As comparações entre receita líquida da empresa e o *Government Take* estão demonstradas nos gráficos 16 e 17. Neles é possível observar a discrepância da receita governamental com a receita da empresa operadora do campo.

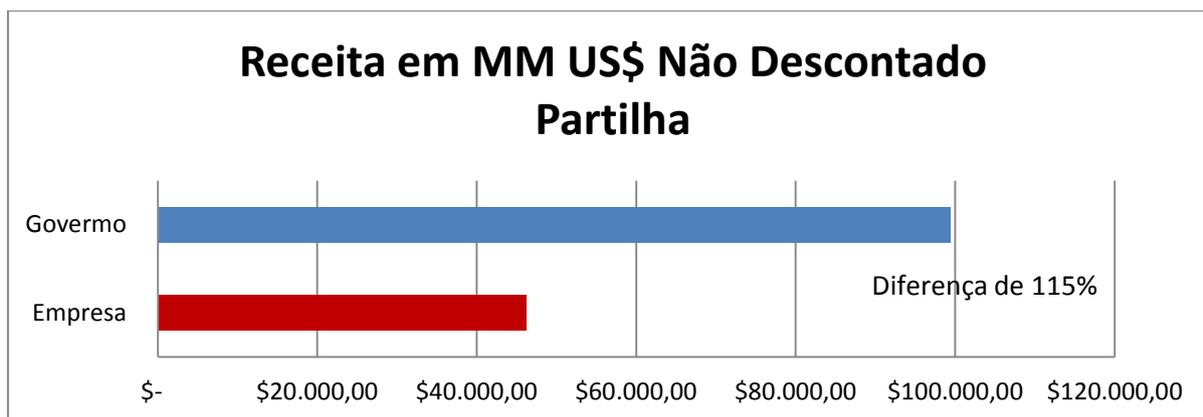


Gráfico 16 Receita em MM US\$ Não Descontado Partilha

No cálculo da receita não descontada percebemos uma diferença de 115% da receita da empresa em relação a receita governamental, no estudo feito a diferença está em torno de US\$51.000 MMUS\$ nos 25 anos analisados.

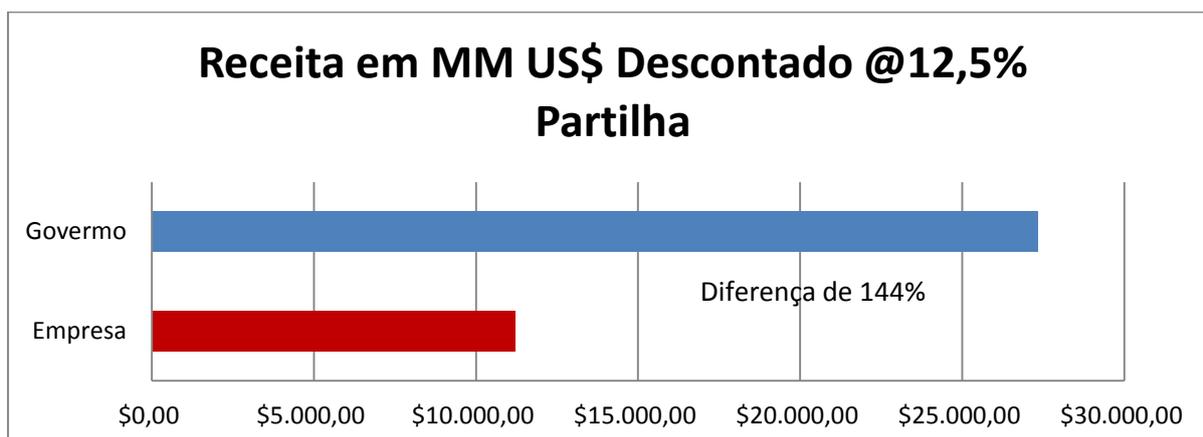


Gráfico 17 Receita em MM US\$ Descontado @12,5% Partilha

No gráfico 17 em que os valores estão descontados a uma taxa de 12,5% ao ano a discrepância aumenta significativamente, um aumento percentual de 144%.

### 8.3 Comparação dos Resultados Concessão – Partilha

Nesse item serão apresentados os resultados comparados entre o regime de partilha e o de concessão para o estudo de caso feito, essa seção será de extrema importância para que se possa entender as principais mudanças de um regime para outro

em termos de arrecadação e custos. A análise feita no capítulo 5 deverá ser corroborada ou refutada através desses dados.

Inicialmente será analisada a produção em cada regime. Apesar de a produção do campo nos dois estudos de casos ser rigorosamente igual, na partilha a produção é dividida. Essa divisão não é somente feita entre a companhia operadora e o governo, mas os custos e os *Royalties* também são pagos através da produção como custo em óleo. O gráfico 18 demonstra como foi feita a divisão da produção.

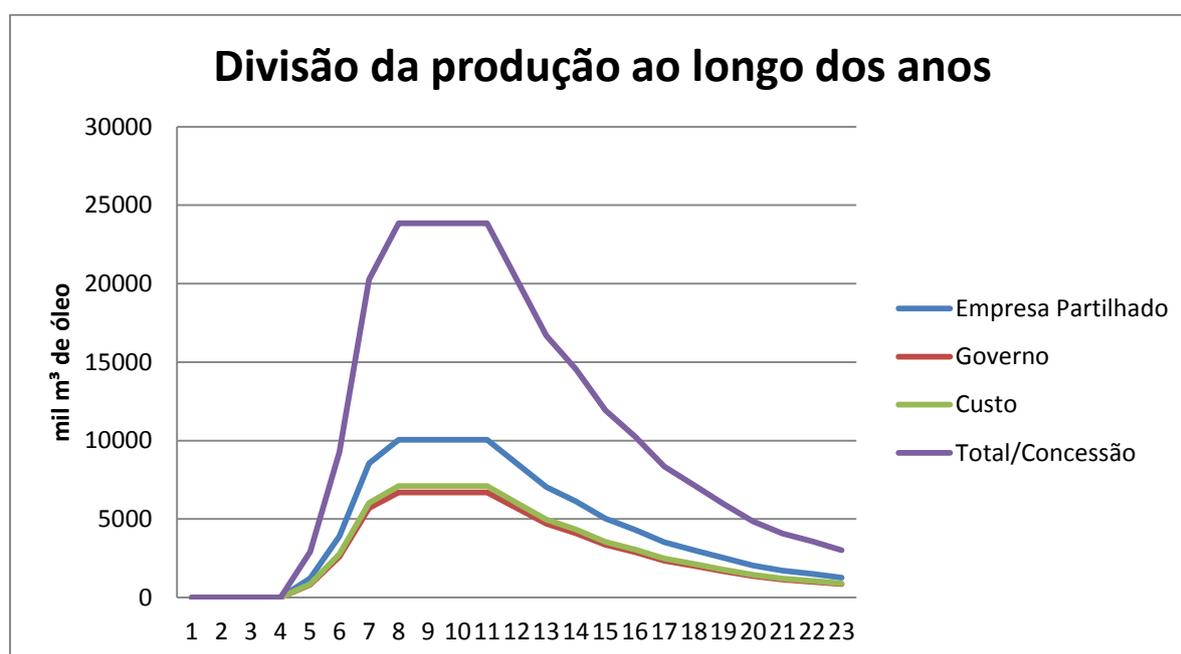


Gráfico 18 Divisão da produção ao longo dos anos

No gráfico acima percebemos que a queda de óleo vendido pela empresa no regime de concessão para o regime de partilha foi significativa, cerca de 13 milhões de metros cúbicos de óleo nos anos com maior produção. A produção destinada ao governo, embora cerca de 3 milhões de metros cúbicos no ano de maior produção menor do que da empresa, proporciona em conjunto com as demais taxações uma receita maior que a da empresa como visto nos resultados anteriores. O custo em óleo que a lei da partilha estabelece ficaram em cerca de 7 milhões de metros cúbicos de óleo nos anos com maior produção.

O gráfico 19 mostra a produção acumulada dividida entre custo, governo e empresa.

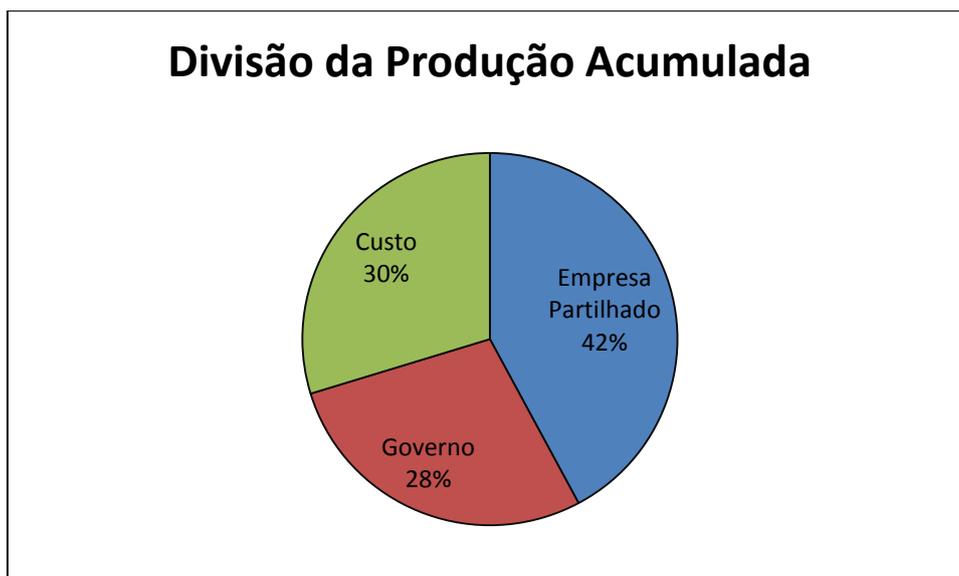


Gráfico 19 Divisão da Produção Acumulada

Analisando o faturamento nos regimes de partilha de produção percebemos um aumento da participação governamental na mudança de regime de concessão para o de partilha enquanto a participação da empresa cai. A variação de ambos está em torno de 1% e está demonstrada no gráfico 20.

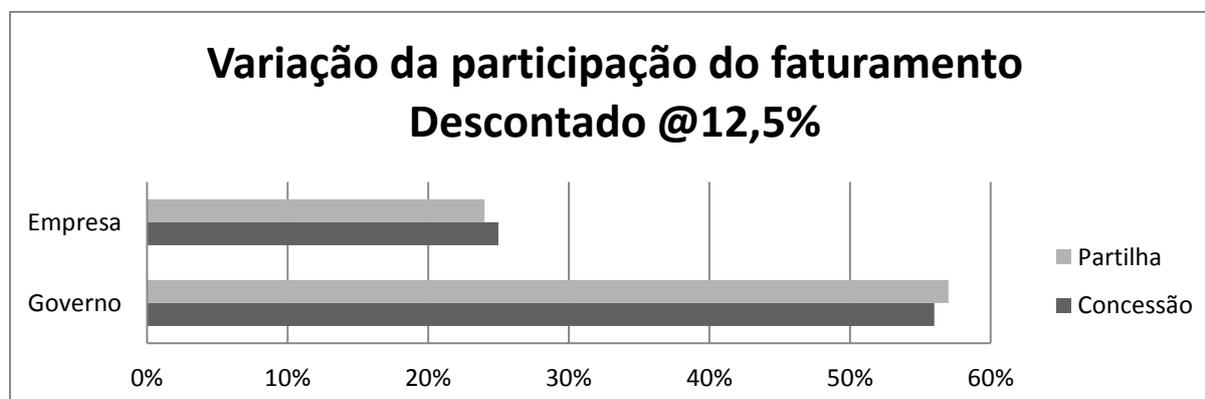
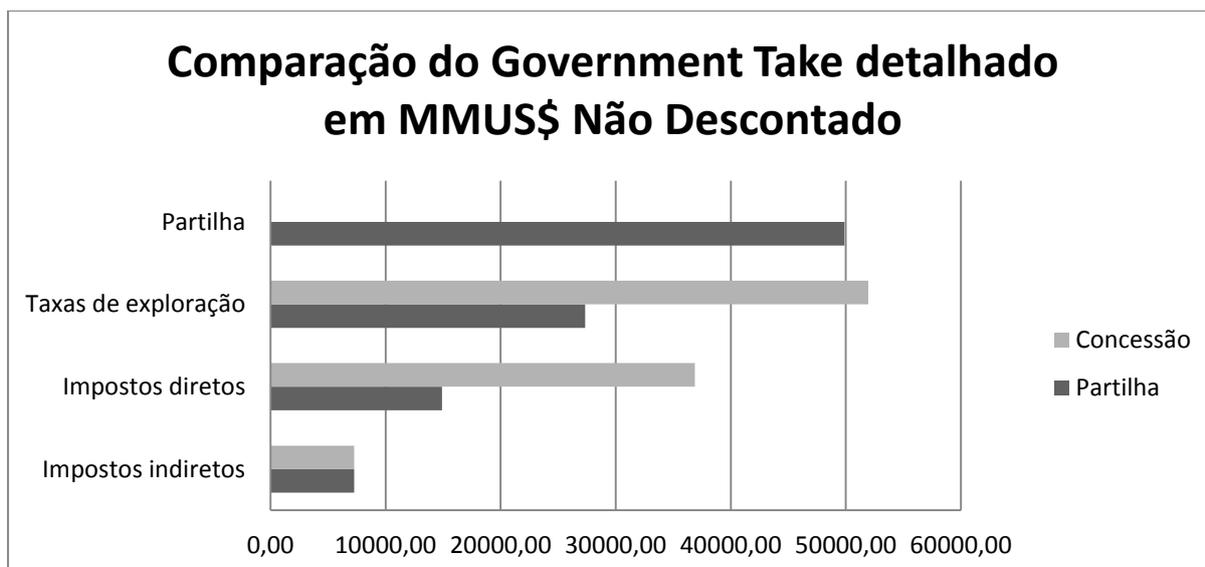


Gráfico 20 Variação da participação do faturamento Descontado

Analisando especificamente o *Government Take* os estudos de casos mostram uma grande queda nos impostos diretos e nas taxas de exploração na mudança do regime de concessão para o de partilha como pode ser observado no gráfico 21.



**Gráfico 21** Comparação do *Government Take* detalhado em MMUS\$

A queda nas taxas de exploração era esperada, uma vez que o regime de partilha porá um fim às participações especiais. A partilha, apesar de substituir as participações especiais, foi analisada nesse trabalho a parte das taxas de exploração. Já a diminuição de arrecadação dos impostos diretos se dá devido a queda da receita da companhia, que será demonstrada mais a frente. Uma receita menor representa menos arrecadação através do imposto de renda. Ao contrário do caso com as participações especiais em que o governo procurou trocá-la pela partilha, a queda da arrecadação dos impostos diretos é uma consequência indesejada pelo governo.

A substituição das participações especiais pela partilha foi uma das grandes mudanças entre os regimes, um dos objetivos dos estudos de caso é comparar a arrecadação do governo quando a partilha representa a alíquota máxima da participação especial, 40%. A comparação de arrecadação de ambos está representada no gráfico 22.

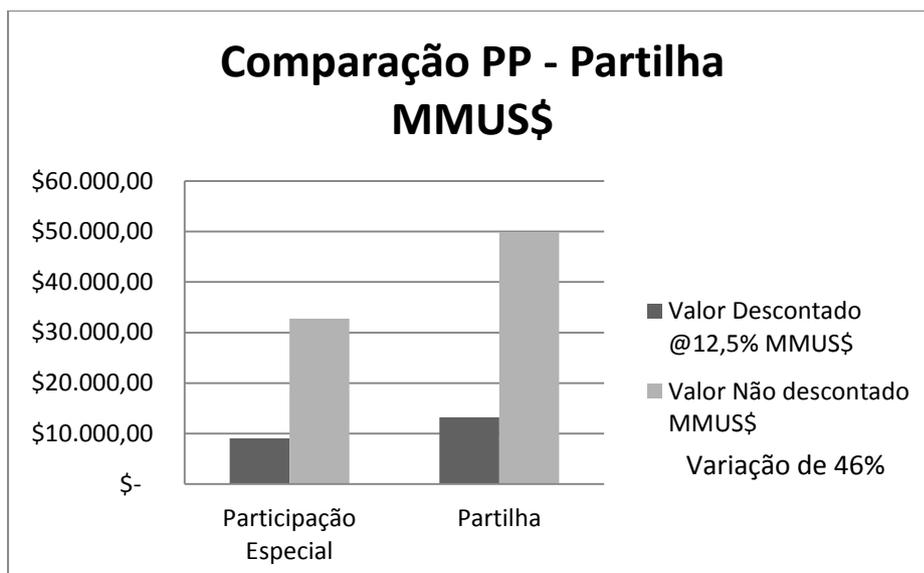


Gráfico 22 Comparação PP – Partilha

Observa-se que tanto no valor descontado quanto no não descontado a partilha representa uma arrecadação maior que a participação especial. O aumento de arrecadação em ambos os casos é de 46%, valor bastante alto. A variação é a mesma tanto para o caso descontado quanto para o caso não descontado por a arrecadação tanto da partilha quanto da participação especial ocorrer no mesmo período e serem proporcionais à produção. A variação em valores absolutos no caso não descontado chega a quase 17 bilhões de dólares nos 25 anos.

O gráfico 21 mostrou uma queda na arrecadação das taxas de exploração, essa queda no entanto foi amortecida pelo aumento na alíquota dos *Royalties*. Essa mudança da arrecadação representa um ganho significativo nas receitas do governo, como pode ser visto no gráfico 23.

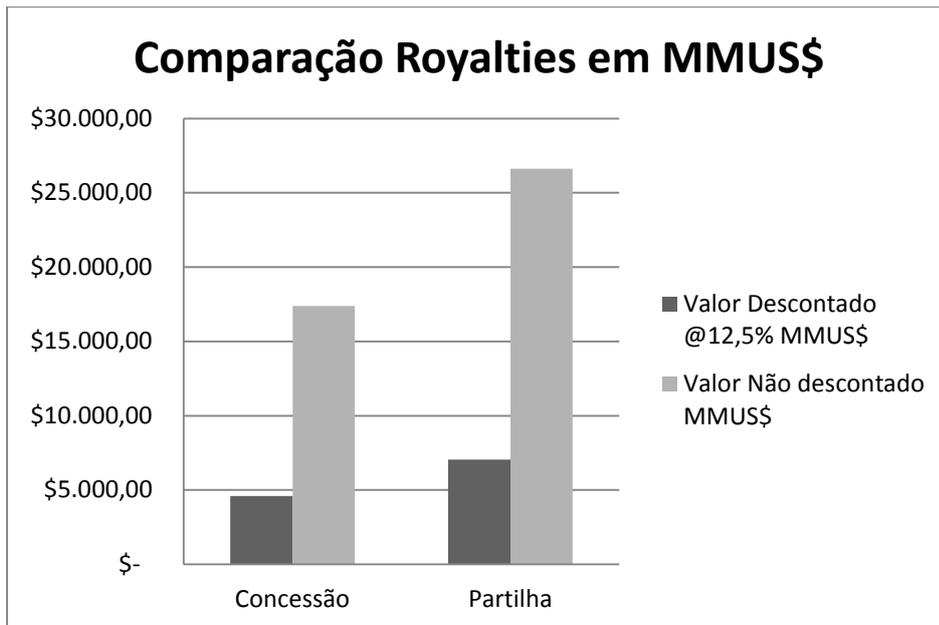


Gráfico 23 Comparação Royalties em MMUS\$

O aumento de 5% da alíquota dos *Royalties* gerou uma receita 50% maior para o governo brasileiro, como era esperado.

A comparação, gráfico 24, dos impostos diretos mostra a conseqüente queda de arrecadação por esse tipo de imposto.

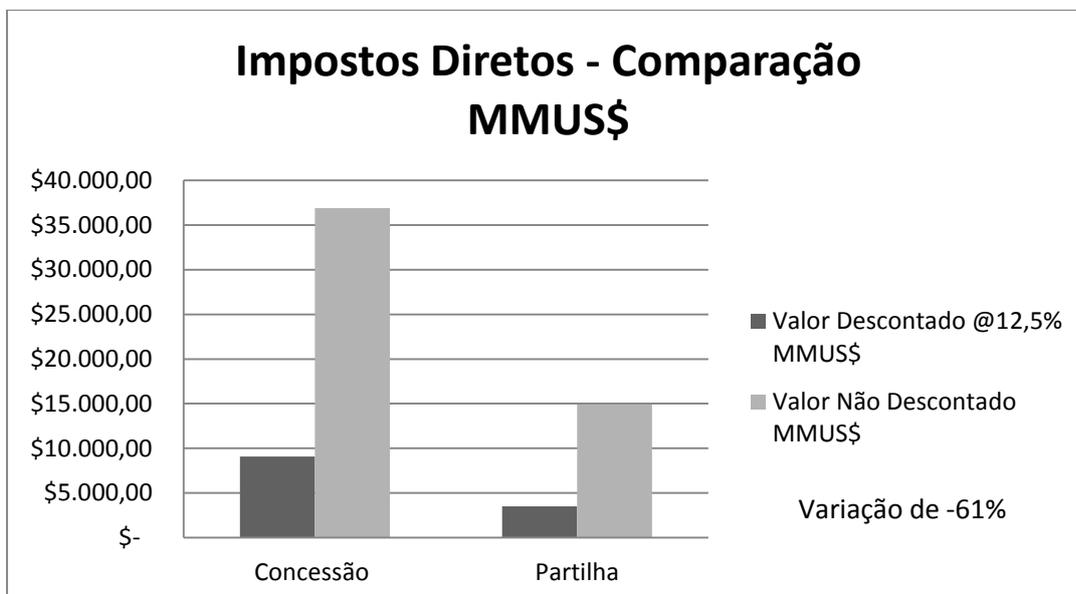


Gráfico 24 Impostos Diretos – Comparação

Os impostos diretos tiveram uma variação negativa de cerca de 61% com a mudança de regime. Essa variação alcança aproximadamente o valor de 22 bilhões de dólares na soma dos 25 anos.

A variação dos impostos diretos se explica ao analisarmos a receita da empresa responsável pelo campo.

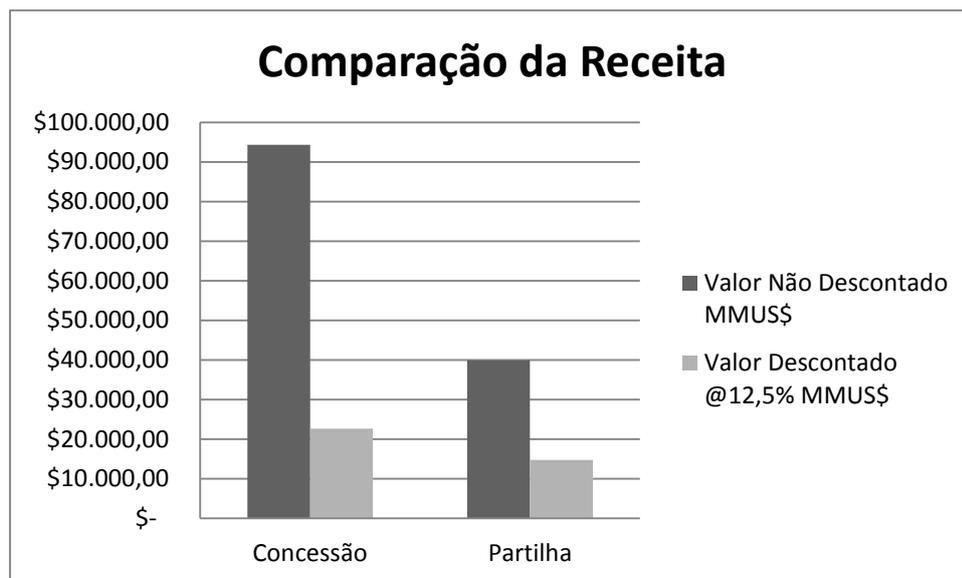


Gráfico 25 Comparação da Receita

A receita da empresa no regime de partilha representa cerca de 58% da receita bruta da empresa no regime de concessão, valor consideravelmente menor. A queda da receita da empresa está ligada diretamente com a menor produção destinada a companhia mesmo não tendo que pagar as participações especiais.

O lucro da empresa no regime de concessão comparado ao de partilha pode ser visto no gráfico 26. Nele percebemos a queda do lucro da empresa. A variação entre os dois regimes foi de 8%.

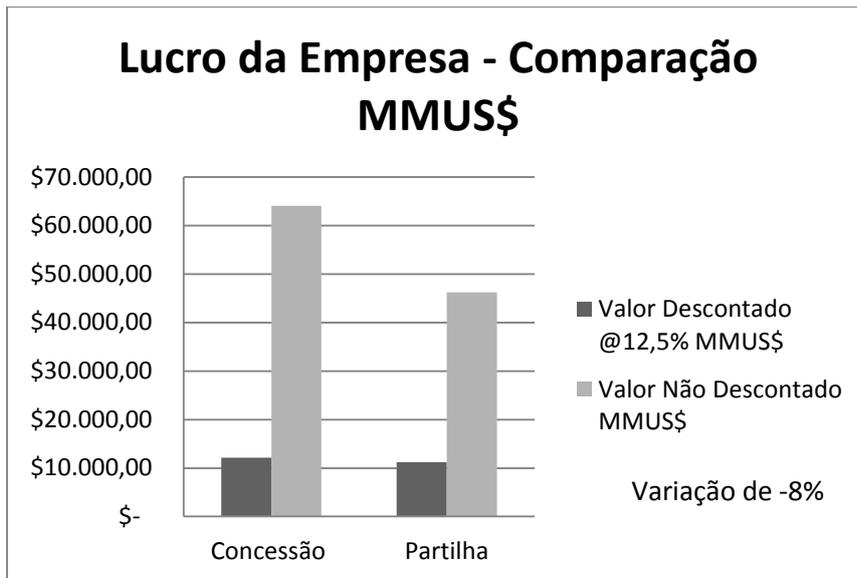


Gráfico 26 Lucro da Empresa – Comparação

Já no *Government Take* houve um acréscimo de 3% em ganhos para o governo.

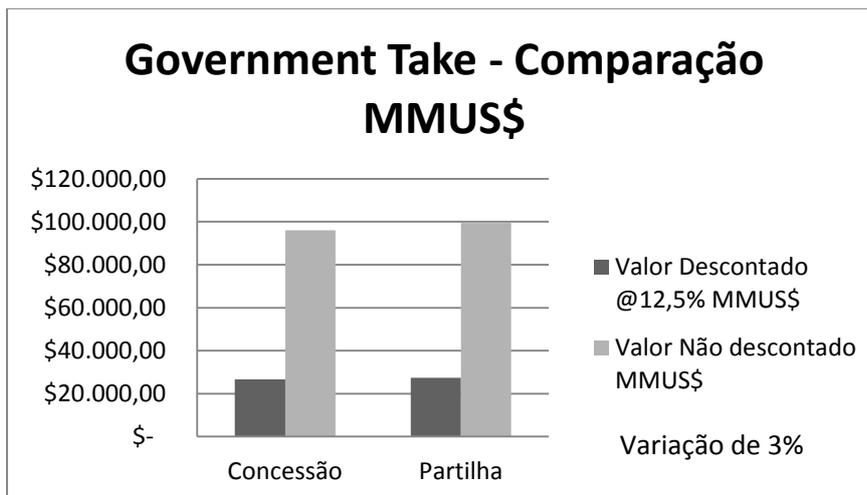


Gráfico 27 *Government Take* - Comparação

Os gráficos 25 e 26 mostram que para uma partilha de 40% os ganhos percentuais do governo são relativamente menores que as perdas percentuais das empresas. Em caso de perda de competitividade o governo portanto deve analisar o quanto esse acréscimo vale em relação a queda de interesse das exploradoras de petróleo.

## 9. Conclusão

A mudança no regime de exploração de petróleo para campos localizados no polígono do pré-sal é de grande interesse nacional. Essa mudança não só altera as regras de produção nesses campos como também influencia nas receitas governamentais e na competitividade do país na área petrolífera. Com base nesse cenário este trabalho buscou comparar e analisar os dois regimes exploratórios que estarão em voga no cenário nacional.

O trabalho mostra que os regimes de concessão e o de partilha são os mais utilizados no mundo o que mostra que a escolha do governo brasileiro por este regime está de acordo com a tendência mundial.

No caso do sistema tributário brasileiro foram discriminados todos os tipos de impostos e taxas que incidem em uma empresa de petróleo operadora de um campo. As alíquotas e a forma de cobrança foram listadas para que a análise do *Government Take* fosse feita. As taxações foram divididas como impostos diretos, impostos indiretos, taxas de exploração e partilha.

Os principais pontos da lei de concessão, lei nº9478, e da lei de partilha, lei nº12351, que tratam sobre a receita governamental foram abordados de forma a detalhar todas as taxas de exploração vigentes em cada regime.

A análise inicial das leis mostrou que as principais mudanças do regime de concessão para o regime de partilha foram os *Royalties*, fim das participações especiais e a partilha de produção de petróleo. Essa análise ainda levantou a questão de que a forma na qual as participações especiais são cobradas não representa efetivamente a intenção da taxação por não levar em consideração fatores econômicos cruciais. E apesar da mudança de regime, essa forma inapropriada de cobrança pode continuar ocorrendo.

Por fim a análise das leis cita fatos que levarão ao governo a arrecadar mais com a mudança de regime, porém por se tratar de uma análise puramente regulatória não há a certeza dos números para confirmar essa previsão. Dada essa incerteza o trabalho apresenta um estudo de caso feito para analisar economicamente a mudança de regime, corroborando ou refutando as conclusões feitas pela análise inicial.

O estudo de caso feito se dividiu em duas partes, ou dois diferentes estudos de caso. Nos dois estudos feitos as condições do campo foram estritamente idênticas, com cenários econômicos também iguais. O campo analisado foi o campo fictício de Haddock localizado na bacia de campos em águas profundas com um volume de óleo recuperável grande para os padrões da indústria petrolífera brasileira. A produção total também foi estabelecida de forma igual nos dois estudos de caso feitos.

No primeiro estudo de caso feito foi analisado a receita da empresa e a receita governamental no campo sendo explorado no regime de concessão. Nele os *Royalties* foram de 10% e a participação especial chegava a uma alíquota de 40%.

No segundo estudo de caso a análise foi feita da exploração do campo de Haddock sob o regime de partilha de produção. O percentual a ser partilhado com a União foi de 40% do excedente de produção. Os *Royalties* taxados nesse regime foram de 15% sobre a produção de acordo com a lei nº 12.734.

Os resultados dos estudos feitos comprovaram a análise feita previamente que considerou que haveria um aumento da receita governamental em detrimento da receita da companhia, isso pode ser comprovado nos resultados comparativos apresentados nos gráficos 20, 26 e 27. Essa comprovação reforça a perda de competitividade do Brasil em comparação aos demais países produtores.

A mudança analisada em relação aos *Royalties*, um aumento de 50% da taxa anterior, representa um crescimento expressivo na tributação na empresa. O gráfico 23 mostra uma taxa em cerca de 9 bilhões de dólares a mais nos 25 anos analisados.

O fim das participações especiais e a entrada da partilha com a mudança de regime também representou um aumento de receita para o governo brasileiro. No estudo realizado a alíquota máxima das participações especiais foi de 40%, mesma percentagem utilizada para a partilha de produção no estudo sobre o regime de partilha de produção. O gráfico comparativo 22 em que mostra que a receita governamental da partilha foi 46% maior do que a receita da participação especial.

Os estudos de caso mostraram porém um fator conseqüente do aumento da tributação sobre as companhias, a queda de arrecadação por impostos diretos. Essa queda se dá principalmente pela diminuição da receita da companhia. Uma taxa maior representa uma receita menor para a empresa e conseqüentemente uma arrecadação menor do governo em imposto de renda. O gráfico 24 mostra uma queda de 61% da arrecadação dos impostos diretos. Essa queda diminui o aumento de receita governamental.

O estudo apresentado em todo momento comparava os valores somados e os descontados a uma taxa de 12,5%. Essa análise comparativa demonstra o que BARBOSA [3] já tinha atestado, quando a análise é feita com valores descontados a participação da empresa no faturamento e os ganhos líquidos dela são reduzidos percentualmente. Isso mostra que em uma análise de viabilidade econômica feita pela companhia com base no valor presente líquido pode demonstrar resultados aquém dos divulgados e demonstrados pelo governo.

A escolha do regime de partilha em detrimento do regime de concessão nos blocos do polígono do pré-sal atinge o principal objetivo governamental dessa mudança, o aumento da arrecadação. A análise regulatória e econômica, através do estudo de caso, comprovam essa constatação com uma partilha de 40%. Logicamente uma divisão menor para o governo pode atingir em uma arrecadação menor, mas na visão do autor esse evento dificilmente ocorrerá nas licitações futuras. O trabalho constatou que a queda de receita por lado das companhias será significativa e percentualmente até maior que o ganho relativo do

governo. Resta então saber como o mercado de petróleo reagirá a esse novo cenário nacional tendo em vista principalmente as grandes dificuldades tecnológicas da exploração de blocos no pré-sal.

Por fim o autor ressalta que a elaboração desse trabalho teve como objetivo principal analisar os ganhos governamentais, o *Government Take*, com a mudança de regime, não se aprofundando nos detalhes corporativos da exploração de petróleo. Isso significa que fatores comuns na indústria, como consórcios, parcerias e financiamentos, foram simplificados ou não levados em conta. O autor ressalta ainda que apesar dos valores ainda serem altos em receita comparado com diversos setores, as companhias que se aventurarem por tal empreitada devem ter em vista a alta incerteza do negócio, uma vez que sua exploração possa não encontrar reservas comerciais.

## 10. Referências

- 1 BARBOSA, D. H , *Impacto da Tributação nas Atividades de E&P em Águas Profundas no Brasil* Tese de MBA, Unicamp, Campinas, SP, Novembro 2000
- 2 SCHECHTMAN, R; Barbosa, D.H Gutman, J. E Gallirt C. A. J. “Participações Governamentais na Nova Lei do Petróleo” *Rio Oil&Gas*,32200, Rio de Janeiro, RJ Outubro de 2000
- 3 BARBOSA, D. H e GUTMAN, J, “Government Share and Economic Analysis: Case Study of Campos Basin, Brazil” *SPE Latin American and Carebean Petroleum Engineering Conference*, 69593, Buenos Aires, Argentina Março de 2001
- 4 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
- 5 MOTTA, Regis da Rocha; CALOBA, Guilherme Marques. **Análise de Investimentos: tomada de decisão em projetos industriais**. Sao Paulo. 2009.

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

Receita Federal <[www.receita.fazenda.gov.br](http://www.receita.fazenda.gov.br)>, Acesso: 25/02/13

ANP <[www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)>, Acesso : 25/02/13

PETROBRAS <[www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)>, Acesso : 05/03/13

Departamento de Energia dos Estados Unidos <[www.eia.gov](http://www.eia.gov)>

<<http://economia.ig.com.br/empresas/infraestrutura/poco-de-75-mil-metros-amplia-fronteira-do-presal/n1237714960821.html>> . Acesso: 25/02/13

<<http://www.ibp.org.br/main.asp?Team=%7BF400BB19-AB8B-4DD4-97F0-006C250A46C3%7D>> Acesso: 25/02/13