



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  
Escola Politécnica

# ANÁLISE DA ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES NOS CAMPOS DO PRÉ-SAL LOCALIZADOS NA BACIA DE SANTOS SOB REGIME DE CONCESSÃO

Ana Carolina Mansilha Flor da Silva

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: Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro  
Março de 2015

# ANÁLISE DA ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES NOS CAMPOS DO PRÉ-SAL LOCALIZADOS NA BACIA DE SANTOS SOB REGIME DE CONCESSÃO

Ana Carolina Mansilha Flor da Silva

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

Examinado por:

---

Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

---

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

---

Eng. Bernardo Cascon, B.Sc.

Rio de Janeiro

Março de 2015

Silva, Ana Carolina Mansilha Flor

Análise da Arrecadação de *Royalties* nos Campos do Pré-Sal Localizados na Bacia de Santos Sob Regime de Concessão / Ana Carolina Mansilha Flor da Silva – Rio de Janeiro: UFRJ/Escola Politécnica, 2015.

XIII, 87 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 88-92.

1. Arrecadação de *Royalties*. 2. Pré-Sal. 3. Bacia de Santos. I. Bone, Rosemarie Bröker. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Engenharia de Petróleo. III. Título

*Dedico este trabalho à minha família e a todos os meus amigos presentes nessa longa caminhada.*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço primeiramente aos meus pais, Luiz Anselmo e Suely Mansilha, pelo amor, carinho, compreensão e por todo o trabalho e esforço despendidos para que eu pudesse ingressar na Universidade Federal do Rio de Janeiro e concluir, posteriormente, a graduação em Engenharia de Petróleo.

Agradeço aos meus avós pelos cuidados e também aos meus irmãos, Luiz Gabriel e Lisa Juliana, pelo companheirismo, por me ensinarem a compartilhar e por serem, acima de tudo, meus grandes amigos.

Agradeço ao meu namorado e melhor surpresa que a faculdade poderia ter me proporcionado, Wellington Carpenter, por todo amor, paciência e companheirismo nas horas mais difíceis. Agradeço também à sua família pelo carinho em todos os momentos.

Agradeço aos amigos do Ciclo Básico e da Engenharia de Petróleo, e também aos amigos do intercâmbio, pelos momentos de estudo, descontração e aprendizado durante os anos de graduação.

Aos meus professores pelo conhecimento compartilhado e à minha orientadora, Rosemarie Broker Bone, que me acompanhou durante esses últimos meses, provendo, com paciência e disponibilidade, todo auxílio necessário à conclusão deste trabalho.

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

## ANÁLISE DA ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES NOS CAMPOS DO PRÉ-SAL LOCALIZADOS NA BACIA DE SANTOS SOB REGIME DE CONCESSÃO

Ana Carolina Mansilha Flor da Silva

Março de 2015

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia de Petróleo

### RESUMO

Após o fim do monopólio da Petrobras sobre a exploração de jazidas petrolíferas e a instauração do regime de concessão através da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, o processo de licitação dos blocos exploratórios para pesquisa e lavra gerou grandes possibilidades para o desenvolvimento da indústria petrolífera no país.

A descoberta das reservas do Pré-Sal nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo entre 2006 e 2007 alavancou as perspectivas para o setor e motivou, neste trabalho, o desenvolvimento de uma análise quantitativa em relação à arrecadação de *royalties* provenientes dos campos do polígono, localizados na Bacia de Santos, que tem o regime de concessão como seu modelo de contrato: Lula, Iracema, Sapinhoá, Lapa e Iara.

Primeiramente, uma descrição geológica da bacia, seguida da apresentação de seu histórico de exploração, confirma o potencial da região e retrata os desafios tecnológicos a serem superados por seus operadores. São apresentados os detalhes do Marco Regulatório que regem as práticas do setor, e sua respectiva influência sobre os processos de licitação dos blocos e a formação dos consórcios. Os aspectos primordialmente abordados são os Regimes de Concessão e Partilha, descritos pelas Leis 9.478/1997 e 12.351/2010, respectivamente.

Para cada campo em estudo, são mensurados os volumes das jazidas e, com base nestas reservas, há uma estimativa da curva de produção futura que será utilizada para os cálculos de arrecadação. Há uma explanação sobre o Preço Mínimo do Petróleo publicado pela ANP e o respectivo método utilizado, além uma análise sobre o futuro do *Brent Dated*. A partir destes dados, são criados três cenários distintos acerca do preço do barril em um horizonte de 25 anos.

A metodologia de cálculo dos *royalties* utilizada pela ANP é detalhada e, de posse das variáveis Produção e Preço definidas anteriormente, são desenvolvidas as previsões para a arrecadação nas regiões que se apresentam como foco deste trabalho. Os resultados obtidos são avaliados por meio de comparações com análises publicadas pela própria agência reguladora. Esta confrontação tem por objetivo o entendimento, com maior respaldo, das reais dimensões da contribuição do Pré-Sal nas participações governamentais.

Deste modo, com base nas curvas de produção que foram construídas, teremos um pico de produção da região no ano de 2028, com um valor de aproximadamente 650 milhões de barris produzidos. Estes valores deverão decair até o ano de 2086, quando apenas lara registrará produção remanescente (1,7 milhões de barris/ano), sendo esta não mais economicamente viável. De acordo com as estimativas projetadas para o período entre 2015 e 2040, é esperada uma arrecadação em torno de R\$ 180 bilhões em um cenário que considera baixo preço para o barril de petróleo. No chamado cenário de Referência, a expectativa é de R\$ 300 bilhões, e para o caso mais otimista, ou seja, alto preço do *Brent Dated*, R\$ 440 bilhões. Em comparação com as projeções da ANP, que prevê R\$ 103 bilhões arrecadados entre 2015 e 2022, este trabalho estima R\$ 97 bilhões captados em *royalties* para o mesmo período de tempo, em um cenário de alto preço do barril. Por fim, há também uma avaliação sobre a aplicação dos recursos captados e seu respectivo impacto sócio-econômico, que poderá incluir investimentos em saúde e educação, visando a melhoria da qualidade de vida da população.

Palavras-chave: Pré-Sal, Bacia de Santos, *Royalties*, Arrecadação.

Abstract of final Graduation Project presented to Escola Politécnica/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

ANALYSIS OF ROYALTIES' COLLECTION FOR PRE-SALT FIELDS LOCATED IN THE SANTOS BASIN UNDER A CONCESSION SCHEME

Ana Carolina Mansilha Flor da Silva

March, 2015

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Department: Engenharia de Petróleo

ABSTRACT

After the end of Petrobras' monopoly on the exploitation of oil fields and the establishment of the concession scheme by means of the Law 9,478 of August 6, 1997, the bidding round process for exploratory blocks has generated great possibilities for the development of the oil industry in the country.

The discovery of the pre-salt reserves in the Campos, Santos and Espírito Santo Basins between 2006 and 2007 levered the perspectives for the sector and has motivated, in this work, the development of a quantitative analysis related to the collection of royalties from the polygon's fields located in the Santos Basin, which has the concession regime as his contract model: Lula, Iracema, Sapinhoá, Lapa and Iara.

Firstly, a geological description of the basin, followed by the presentation of its exploration history, confirms the potential of the region and reflects the technological challenges to be overcome by their operators. Details of the Regulatory Framework governing the industry practices, and their respective influence on the bidding process and the formation of consortia, are presented here. The primarily discussed points are the Concession and Sharing Schemes, described by Laws 9.478/1997 and 12.351/2010, respectively.

For each field under study, the volume of their deposits are measured and, based on these reserves, there is an estimate of the future production curve that will be used for the collection calculations. There is an explanation of the Oil Minimum Price published by ANP and its applied method, besides an analysis on the future of Brent Dated. From these data, three different scenarios about the price per barrel are created in a 25-year horizon.

The royalties' calculation methodology used by ANP is detailed and, in possession of the variables Production and Price previously defined, forecasts for the collection of royalties were developed for the regions which are the focus of this work. The results are evaluated through comparisons with analyzes published by the regulatory agency. This confrontation aims the understanding, with greater support, of the actual dimensions of the pre-salt contribution in the government take.

Thus, based on the production curves here constructed, we will have a peak of production in 2028 with a quantity of approximately 650 billion barrels produced. These values should decline by the year of 2086, when only lara will record remaining production (1.7 million barrels/year), which is no longer economically viable. According to the projected estimates for the period between 2015 and 2040, it is expected a collection of around R\$ 180 billion in a scenario that considers low price for a barrel of oil. For the so-called Reference scenario, the expectation is R\$ 300 billion, and for the most optimistic case, the one with high price for Brent Dated, R\$ 440 billion. Compared with the projections of ANP, which provides R\$ 103 billion raised between 2015 and 2022, this paper estimates R\$ 97 billion raised in royalties for the same period of time in a high price per barrel scenario. Finally, there is a recovery and analysis of the main values obtained in this study, as well as an evaluation of the application of funds raised and its respective socio-economic impact, which may include investments in health and education in order to improve the population's quality of life.

Keywords: Pre-Salt, Santos Basin, Royalties, Collection of Royalties.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1	Apresentação e Objetivo	1
1.2	Metodologia	2
1.3	Descrição dos Capítulos	3
<b>2</b>	<b>BACIA DE SANTOS E O PRÉ-SAL</b>	<b>5</b>
2.1	Apresentação	5
2.2	Origem e Evolução Geológica	6
2.3	Exploração Petrolífera	11
2.4	Descoberta do Pré-Sal	12
2.5	Desafios Tecnológicos e Perspectivas	15
<b>3</b>	<b>LICITAÇÕES E CONSÓRCIOS</b>	<b>18</b>
3.1	A Lei do Petróleo	18
3.2	Regimes de Concessão e de Partilha	20
3.2.1	Concessão	20
3.2.2	Partilha	21
3.3	Rodadas de Licitação	23
3.3.1	Procedimentos	25
3.4	Formação de Consórcios	26
3.4.1	Companhias Operadoras	26
3.4.2	Segunda Rodada de Licitações da ANP	28
3.4.3	BM-S-9 e BM-S-11: Participação, Divisão de Custos e de Produção	28
<b>4</b>	<b>ESTIMATIVA E ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO</b>	<b>31</b>
4.1	Estimativa de Reservas	31
4.2	Estimativas de Produção	34
4.2.1	Construção da Curva de Produção	36
4.3	Operações de Alívio do Óleo	41
4.3.1	Contratos	41
4.3.2	Logística de escoamento	42
<b>5</b>	<b>COMERCIALIZAÇÃO E CONSTRUÇÃO DO PREÇO</b>	<b>45</b>
5.1	Preço Mínimo do Petróleo	45
5.1.1	Contexto	45
5.1.2	Determinação do Preço	47
5.2	Flutuações no Preço	52
5.3	Comercialização e Exportação do Óleo	55
<b>6</b>	<b>ARRECADAÇÃO</b>	<b>57</b>

6.1 Cálculo de <i>Royalties</i> .....	57
6.2 Previsão de Preços.....	60
6.2.1 Diferencial de Qualidade .....	62
6.2.2 Previsão do Preço Mínimo.....	63
6.3 Estimativas de Arrecadação .....	68
6.3.1 <i>Royalties</i> no Campo de Lula.....	70
6.3.2 <i>Royalties</i> no Campo de Iracema.....	71
6.3.3 <i>Royalties</i> no Campo de Sapinhoá.....	72
6.3.4 <i>Royalties</i> no Campo de Lapa.....	73
6.3.5 <i>Royalties</i> no Campo de Iara .....	74
6.4 Análise de Resultados .....	76
6.5 Contribuição dos Campos do Pré-Sal na Arrecadação Nacional .....	79
6.6 Sugestão para Trabalhos Futuros.....	81
<b>7 CONCLUSÃO.....</b>	<b>85</b>
<b>8 REFERÊNCIAS .....</b>	<b>88</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Processo de Formação de uma Bacia Sedimentar (GeoGarb, 2006).....	5
Figura 2.2: Localização da Bacia de Santos (Revista Brasileira de Geofísica, 2005).....	7
Figura 2.3: Seção Geológica da Bacia de Santos (IBP, 2013) .....	9
Figura 2.4: Carta Estratigráfica da Bacia de Santos (ANP, 2002) .....	10
Figura 2.5: Disposição das Camadas Pré e Pós-Sal Abaixo da Lâmina D'água (Blog do Petróleo, 2013) .....	12
Figura 2.6: Detalhes da Localização dos Campos na Bacia de Santos (Site O Petroleiro, 2012) .....	14
Figura 2.7: Evolução da Profundidade dos Poços Perfurados no Brasil (Petrobras, 2013) .....	16
Figura 4.1: Curva da Produção da Petrobras no Brasil (Plano de Negócios Petrobras, 2014) .....	35
Figura 4.2: Curvas de Produção Estimadas por Campo (2009 – 2085) (Elaboração do Autor).....	40
Figura 4.3: Arranjo Submarino do UOTE (Relatório de Impacto Ambiental – UOTE, 2012) .....	44
Figura 5.1: Flutuações do <i>Brent Dated</i> ao longo do tempo (EIA, 2015) .....	53
Figura 5.2: Flutuações dos Preços Mínimos divulgados pela ANP (ANP, 2014) .....	54
Figura 5.3: Flutuações dos Preços de Referência divulgados pela ANP (ANP, 2014) .....	54
Figura 5.4: Destinos Finais da Exportação do Petróleo Nacional (IBP, 2014) .....	56
Figura 6.1: Estimativas do Brent a Longo Prazo (EIA, 2014) .....	62

Figura 6.2: Somatório da Arrecadação dos Campos em Diferentes Cenários (Elaboração do Autor).....	77
Figura 6.3: Arrecadação Nacional de <i>Royalties</i> (1995 - 2014) (ANP, 2015).....	80
Figura 6.4: Estimativa de Participação Especial (Elaboração do Autor) .....	83

## LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Características Principais sobre os Regimes de Concessão e Partilha (FREITAS, 2009) .....	23
Tabela 3.2: Blocos do Pré-Sal Leiloados na Bacia de Santos (ANP, 2009) .....	30
Tabela 4.1: Reservas Provadas por País (CIA, 2013).....	33
Tabela 4.2: Produção de Óleo por Campo (Elaboração do Autor) .....	39
Tabela 5.1: Derivados de Petróleo utilizados no cálculo do Preço Mínimo (ANP, 2013) .....	46
Tabela 5.2: Preço Mínimo do Petróleo para Campos com Curva PEV em 2014 (ANP, 2014).....	50
Tabela 6.1: Preço do Brent a Longo Prazo (EIA, 2014) .....	61
Tabela 6.3: Previsões para o Preço Mínimo em Lula (Elaboração do Autor) .....	64
Tabela 6.4: Previsões para o Preço Mínimo em Iracema (Elaboração do Autor) .....	65
Tabela 6.5: Previsões para o Preço Mínimo em Sapinhoá (Elaboração do Autor) .....	66
Tabela 6.6: Previsões para o Preço Mínimo em Lapa (Elaboração do Autor) .....	67
Tabela 6.7: Previsões para o Preço Mínimo em Iara (Elaboração do Autor) .....	68
Tabela 6.8: Produção Anual por Campo em m <sup>3</sup> (Elaboração do Autor).....	70
Tabela 6.9: Previsão de <i>Royalties</i> no Campo de Lula (Elaboração do Autor) .....	71
Tabela 6.10: Previsão de <i>Royalties</i> no Campo de Iracema (Elaboração do Autor) .....	72
Tabela 6.11: Previsão de <i>Royalties</i> para o Campo de Sapinhoá (Elaboração do Autor).....	73
Tabela 6.12: Previsão de <i>Royalties</i> no Campo de Lapa (Elaboração do Autor) .....	74

Tabela 6.13: Previsão de <i>Royalties</i> no Campo de Iara (Elaboração do Autor) .....	75
Tabela 6.14: Arrecadação Total dos Campos até 2040 (Elaboração do Autor) .....	76
Tabela 6.15: Previsão da ANP para Arrecadação de <i>Royalties</i> em Campos Offshore (LIMA, 2013).....	78
Tabela 6.16: Estimativas da ANP vs. Estimativas do Projeto (Elaboração do Autor) .....	79
Tabela 6.17: Estimativas ANP vs. Estimativas do Projeto .....	84

## LISTA DE SIGLAS

<b>AIPN</b>	<i>Association of International Petroleum Negotiators</i>
<b>ANP</b>	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
<b>BDEP</b>	Banco de Dados de Exploração e Produção
<b>CNPE</b>	Conselho Nacional de Política Energética
<b>DP</b>	<i>Dynamic Positioning</i>
<b>E&amp;P</b>	Exploração e Produção
<b>EIA</b>	<i>Energy Information Administration</i>
<b>EWI</b>	<i>Extended Well Test</i>
<b>FGV</b>	Fundação Getúlio Vargas
<b>FPSO</b>	<i>Floating Production Storage and Offloading</i>
<b>IBP</b>	Instituto Brasileiro de Petróleo
<b>IPT</b>	Instituto de Pesquisas Tecnológicas
<b>PLSV</b>	<i>Pipe-Laying Support Vessel</i>
<b>PPSA</b>	Pré-Sal Petróleo S.A.
<b>RIMA</b>	Relatório de Impacto Ambiental
<b>TLD</b>	Teste de Longa Duração
<b>UOTE</b>	Unidade <i>Offshore</i> de Transferência e Exportação

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 Apresentação e Objetivo

A Bacia de Santos, que teve como marco para início de sua exploração o final da década de 70 (IBP, 2009), surpreendeu o Brasil após os anos 2000 devido às descobertas no polígono<sup>1</sup> do Pré-Sal e seus expressivos volumes de reserva. Apesar do longo histórico de operações, a maior bacia sedimentar *offshore* do país terá de superar os desafios tecnológicos, no intuito de produzir os hidrocarbonetos estimados para esta região.

Grandes volumes de produção implicam também em altas quantias arrecadadas pela União através dos *royalties*, as compensações financeiras estabelecidas pela Lei 9.478 de 1997. As áreas do Pré-Sal, divididas entre aquelas que já estavam sob regime de concessão, no momento de sua descoberta, e aquelas que serão exploradas sob o regime de partilha, apresentam diferentes perspectivas para as receitas governamentais.

As regiões cujos leilões já haviam sido realizados antes da divulgação do Pré-Sal, e cujo regime de concessão sob regulação da ANP já estava instaurado, com regras bem definidas para as participações governamentais, são o foco deste estudo. Por este motivo, foram considerados para análise os campos com maior expressividade no atendimento aos requisitos mencionados anteriormente: Lula, Iracema, Sapinhoá, Lapa e Iara, situados nos blocos BM-S-9 e BM-S-11. Deste modo, o presente trabalho visa estimar as curvas de produção de cada um destes campos e assim prever a contribuição e os impactos das jazidas localizadas no Pré-Sal em concessão na arrecadação de *royalties*. Ou seja, o objetivo geral deste estudo é verificar o desenvolvimento da produção nos campos mencionados, sabendo que o recurso é finito e como objetivo específico, o quanto esta produção e seu declínio impactarão nas receitas

---

<sup>1</sup> Área compreendida pelos campos situados na região do Pré-Sal.

governamentais vindas dos *royalties*. Sabe-se que os *royalties* são calculados conforme Artigo 47 e parágrafos 1,2 e 3 da Lei 9.478/1997, como segue:

*Art. 47. Os royalties serão pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo, em montante correspondente a dez por cento da produção de petróleo ou gás natural.*

*§ 1º Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.*

*§ 2º Os critérios para o cálculo do valor dos royalties serão estabelecidos por decreto do Presidente da República, em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações do produto e da localização do campo.*

*§ 3º A queima de gás em flares, em prejuízo de sua comercialização, e a perda de produto ocorrida sob a responsabilidade do concessionário serão incluídas no volume total da produção a ser computada para cálculo dos royalties devidos.*

## **1.2 Metodologia**

No intuito de se buscar um melhor embasamento para o desenvolvimento do tema proposto adotou-se, além da pesquisa bibliográfica de nível acadêmico, a metodologia utilizada pela ANP para a realização dos cálculos relativos aos *royalties*. O procedimento inclui as variáveis Produção, Preço Mínimo do petróleo e Taxa de Câmbio do dólar.

Como a produção será estimada, serão utilizados dados publicados pela ANP e pelo BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção) como forma de embasamento para as suposições estabelecidas (como estimativas de produção por poço, por exemplo). Além disso, há também a contribuição de artigos que tratam de operações em campos semelhantes (chamados “gigantes”, com alta produtividade), visando reproduzir de forma fidedigna as curvas de produção dos campos em estudo.

Quanto ao Preço Mínimo, as práticas de cálculo da ANP também são seguidas e desenvolvidas de acordo com as memórias publicadas pela reguladora. Por fim, a Taxa de Câmbio do dólar é estimada com base em seu histórico na última década, visando garantir um valor razoável para ser utilizado neste trabalho.

A aplicação das fórmulas e o seu desenvolvimento, baseado nas memórias de cálculo disponibilizadas pela agência, podem ser observados no Capítulo 6.

### **1.3 Descrição dos Capítulos**

O trabalho foi dividido em sete capítulos, desenvolvidos a partir desta introdução, que relatam desde a pesquisa bibliográfica até os mecanismos aplicados para obtenção dos resultados finais.

No capítulo 2, Bacia de Santos e o Pré-Sal, é feita uma revisão sobre a origem e evolução geológica da bacia, além da apresentação de seu histórico de exploração petrolífera até a descoberta do Pré-Sal, entre os anos de 2006 e 2007, que trouxe consigo desafios tecnológicos a serem superados.

No capítulo 3, Licitações e Consórcios, há referências e detalhamentos acerca da Lei do Petróleo e dos regimes de partilha e concessão. Aqui também serão descritas as rodadas de licitação da ANP e o processo de formação dos consórcios que operam os blocos em estudo, BM-S-9 e BM-S-11.

No capítulo 4, Estimativa e Escoamento da Produção, são mencionados os volumes estimados em reserva de petróleo e, a partir destas informações, são criadas curvas de produção ao longo dos anos para cada campo. Neste capítulo, há também a apresentação dos mecanismos de escoamento da produção de óleo e a respectiva logística envolvida.

No capítulo 5, Comercialização e Construção do Preço, é descrita a maneira conforme o Preço Mínimo do Petróleo e o Preço de Referência são determinados pela ANP. Esta seção também abrange as flutuações no preço do barril e seus impactos, além de acrescentar os conceitos relacionados aos processos de comercialização do óleo cru produzido no país.

No capítulo 6, Arrecadação, é feita uma apresentação sobre a metodologia para cálculo de *royalties* utilizada pela ANP. Em sequência, são desenvolvidas previsões para o preço internacional do barril (*Brent Dated*, no caso) e para o Preço Mínimo do Petróleo em três cenários distintos. A partir de então, são construídas as estimativas para arrecadação de *royalties* nos campos do Pré-Sal em regime de concessão e uma análise de resultados é apresentada, comparando-se os dados obtidos com expectativas publicadas pela ANP.

Por fim, no capítulo 7, Conclusão, são apresentados a importância e os impactos dos resultados obtidos para o cenário sócio-econômico brasileiro. São descritas também expectativas relacionadas às flutuações do preço do petróleo, além de sugestões para uma aplicação otimizada das receitas geradas.

## 2 BACIA DE SANTOS E O PRÉ-SAL

### 2.1 Apresentação

As bacias sedimentares podem ser entendidas como depressões presentes no relevo, onde são depositados sedimentos de origem orgânica e também provenientes de rochas erodidas. Representam a atuação de mecanismos de subsidência<sup>2</sup> interligados, relativos ao mesmo regime tectônico ou evento tectono-termal, responsável pelo desenvolvimento de um ciclo de embaciamento de primeira ordem (ALLEN & ALLEN, 1990; ERIKSSON *et al.*, 2001).

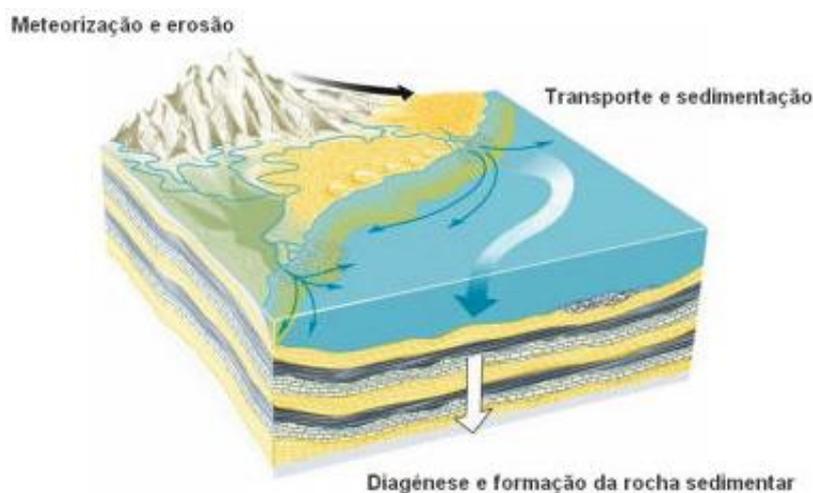


Figura 2.1: Processo de Formação de uma Bacia Sedimentar (GeoGarb, 2006)

Por apresentar uma das maiores extensões de margem continental do mundo, o território brasileiro engloba diversos segmentos de bacias sedimentares que apresentam características geológicas distintas, bem como diferentes graus de conhecimento do potencial exploratório. Com 6.436.200 km<sup>2</sup> de área, dos quais 4.898.050 (76%) km<sup>2</sup> estão em terra e 1.538.150 (24%) km<sup>2</sup> em plataforma continental, as bacias sedimentares do Brasil datam do Paleozoico, do Mesozoico e do Cenozoico (BACOCOLI *et al.*, 1991).

---

<sup>2</sup> Fenômeno de rebaixamento da superfície do terreno devido às alterações ocorridas no suporte subterrâneo.

Em geral, as classificações sugeridas para as bacias sedimentares têm por base o posicionamento das mesmas em relação às placas tectônicas. Dentre as propostas mais aceitas, aquela que procurou associar os elementos tectônicos e termo-mecânicos à ocorrência de hidrocarbonetos teve grande aceitação, principalmente pelo fato de poder ser amplamente utilizada na indústria de petróleo. Esta é conhecida como "Classificação de Klemme" e abrange oito tipos básicos de bacias, onde três deles estão associados às áreas intracontinentais, ou seja, bacias formadas no interior de uma placa litosférica, e cinco tipos marginais ou extracontinentais, correspondendo às bacias originadas nas bordas das placas, sujeitas a esforços tracionais, compressivos ou transcorrentes (de rasgamento) (REVISTA PHOENIX, 2003).

As bacias da margem continental brasileira são de grande importância na exploração e produção (E&P) do petróleo nacional. Atualmente, nove destas bacias (Campos, Espírito Santo, Tucano, Recôncavo, Santos, Sergipe-Alagoas, Potiguar, Ceará e Solimões) são consideradas produtoras, compreendendo um território de aproximadamente 1.645.330 km<sup>2</sup>, ou seja, 25,6% da área total de bacias sedimentares do país. Dentre os exemplos citados, a que se apresenta, no cenário atual, como grande expoente da produção petrolífera nacional devido às últimas descobertas é a Bacia de Santos. Devido às suas dimensões e aos dados que vem sendo adquiridos sobre a geologia e seus sistemas petrolíferos, ela representa uma promissora fronteira exploratória para o Brasil (REVISTA PHOENIX, 2003).

## **2.2 Origem e Evolução Geológica**

A Bacia de Santos está localizada na costa brasileira, entre os paralelos de latitude 23° Sul e 28° Sul, abrange cerca de 352.260 quilômetros quadrados (km<sup>2</sup>) até a cota batimétrica de 2000 metros (m), conforme podemos observar na Figura 2.2, e

contém espessuras sedimentares superiores a 10 km nos principais depocentros<sup>3</sup>. Assemelhando-se às demais bacias da margem leste brasileira, foi originada no período Juro-Cretáceo através da fase *rift*<sup>4</sup> e então separação da Gondwana (supercontinente), o que acarretou a abertura do Oceano Atlântico (CHANG *et al.*, 2008).

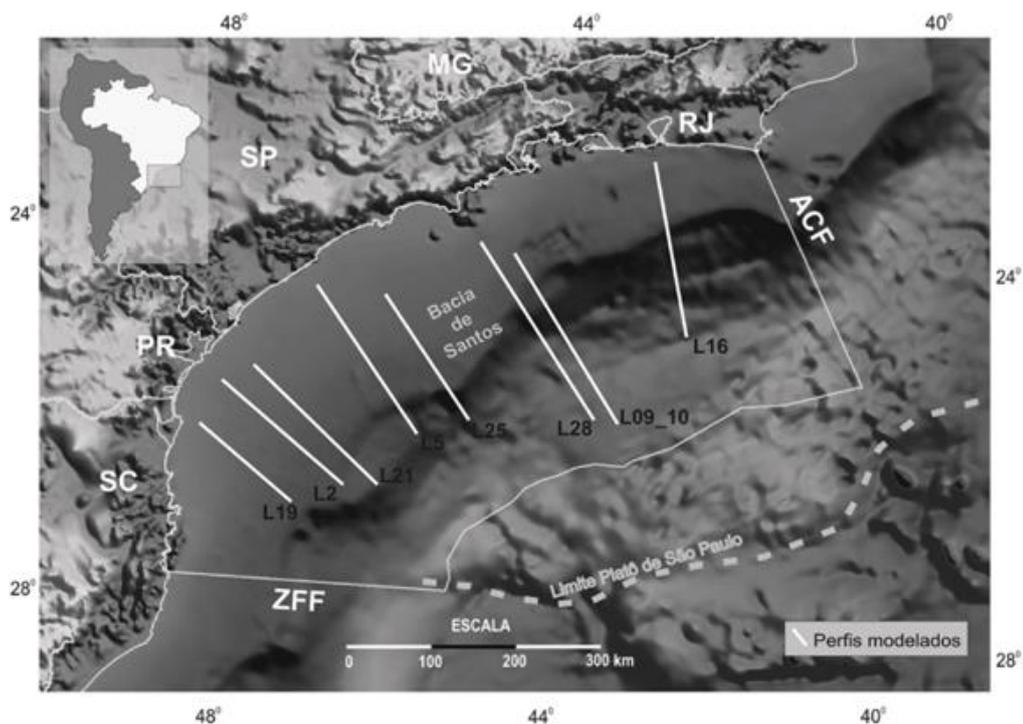


Figura 2.2: Localização da Bacia de Santos (Revista Brasileira de Geofísica, 2005)

Situada entre a Bacia de Campos e a de Pelotas, Santos é limitada ao norte pelo Alto de Cabo Frio e ao Sul pela Plataforma de Florianópolis. Na porção Oeste, a Serra do Mar confina esta bacia marginal ao domínio oceânico. À leste, sua extensão toca o chamado Platô de São Paulo, feição fisiográfica cuja distensão da crosta, durante o rifteamento, atingiu uma ampla dimensão (400 km) em relação às demais porções da margem leste brasileira.

<sup>3</sup> Lugar de máxima deposição em uma bacia geológica e onde se tem a maior espessura do pacote de camadas da unidade estratigráfica considerada.

<sup>4</sup> Do inglês, é a designação dada em geologia às zonas do globo onde a crosta terrestre e a litosfera associada sofrem fratura acompanhada por um afastamento em direções opostas.

Após a fase *rift* e sua evolução, que resultaram na propagação da ruptura das placas sul-americana e africana, houve uma fase de transição com altas taxas de evaporação em relação ao influxo de água, proporcionando a deposição de espessos pacotes de sal que atingiram espessuras de até 2000 a 2500 m (CHANG *et al.*, 1990; PEREIRA & MACEDO, 1990). Instalou-se um sistema marinho hipersalino na bacia devido à deposição mista com acumulação de siliciclásticos na borda, representando a formação rochosa Florianópolis, e de carbonatos na porção mais distal (Formação Guarujá). Na fase transgressiva, desenvolve-se um trato de sistema de mar alto, culminando na completa extinção da plataforma carbonática (Formação Itanhaém). As formações descritas ao longo desta seção podem ser observadas ao final da mesma na carta estratigráfica da Bacia de Santos (Figura 2.4).

Na plataforma carbonática houve indícios de halocinese<sup>5</sup> que, por sua vez, criou estruturas conhecidas como cascas-de-tartaruga que proporcionaram uma geometria favorável para a acumulação de petróleo nos reservatórios carbonáticos presentes na formação Guarujá. Ainda no ápice da transgressão, desenvolveu-se um trato de mar alto representado por folhelhos que progridem para siltitos e arenitos finos. Os arenitos turbidíticos pertencentes ao Membro Ilhabela se depositaram nos baixos estruturais gerados pela ascensão de diápiros de sal. Estes turbiditos são os principais reservatórios desta seqüência, incluindo os campos de Merluza e Lagosta (PEREIRA, 1994; DEMERCIAN, 1996; ANP 2004).

Quanto à deposição, há predominância de um sistema progradante de mar baixo seguida de uma seção transgressiva, além de depósitos de trato de mar alto agradacional e progradacional, constituídos por leques aluviais, rios e depósitos costeiros que se interdigitam com sistemas marinhos (PEREIRA *et al.*, 1986).

---

<sup>5</sup> Movimentação e ascensão de rochas evaporíticas por ação de forças gravitacionais, originados da deformação de depósitos evaporíticos inicialmente tabulares.

A mais expressiva feição estrutural pós-sal na bacia ocorre devido à deposição da seção senoniana sobre a Calha Central (DEMERCIAN, 1996), causando o deslocamento quase completo do sal para porções mais profundas da bacia, o que ocasionou a tectônica de *rafts*<sup>6</sup> (seção albiana) e a criação de uma importante janela de sal, da ordem de 20 km de comprimento (Figura 2.3). Desta forma, a rocha geradora foi colocada em contato direto com potenciais reservatórios e trapas, favoráveis à acumulação de petróleo (CHANG *et al.* 2008).

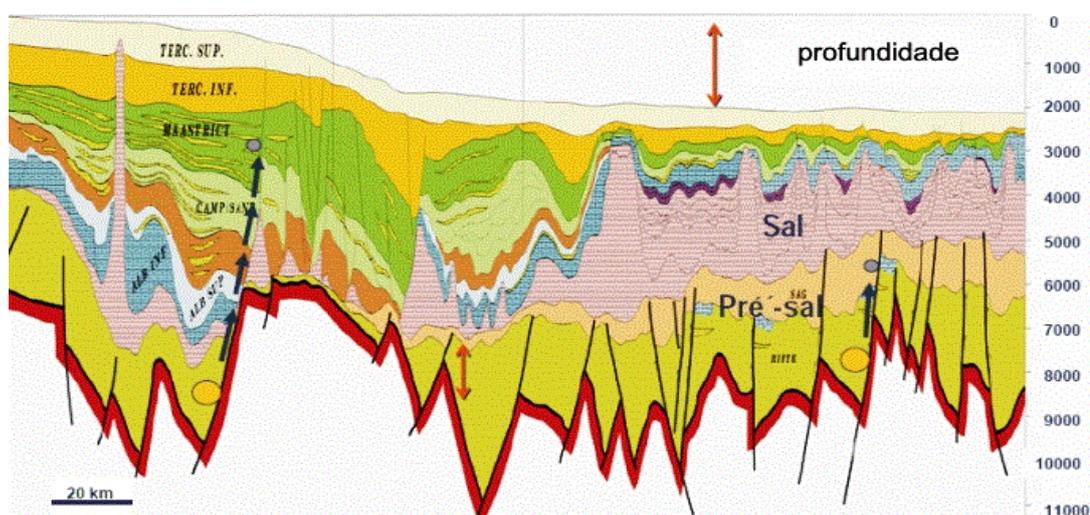


Figura 2.3: Seção Geológica da Bacia de Santos (IBP, 2013)

Segundo Chang (2008), podemos relatar a existência de dois sistemas petrolíferos: Guaratiba-Guarujá e Itajaí-Açu-Ilhabela, tendo a Formação Guaratiba como principal geradora de hidrocarbonetos. A migração ocorre através de falhas, janelas de sal e *carrier-beds*<sup>7</sup>. O selo é formado por folhelhos e calcilutitos intraformacionais, além da espessa camada de evaporitos que pode contribuir como selo para a seção *rift*, especialmente em águas profundas. A grande espessura das seções do Cretáceo Médio e Superior é responsável pela sobrecarga, contribuindo significativamente para a geração e expulsão de hidrocarbonetos neste período.

<sup>6</sup> Do inglês, efeitos do ângulo de inclinação basal e taxa de sedimentação em extensão progressiva.

<sup>7</sup> Do inglês, camadas permeáveis que facilitam o deslocamento de hidrocarbonetos.

**CARTA ESTRATIGRÁFICA DA BACIA DE SANTOS**  
*SANTOS BASIN STRATIGRAPHIC CHART*

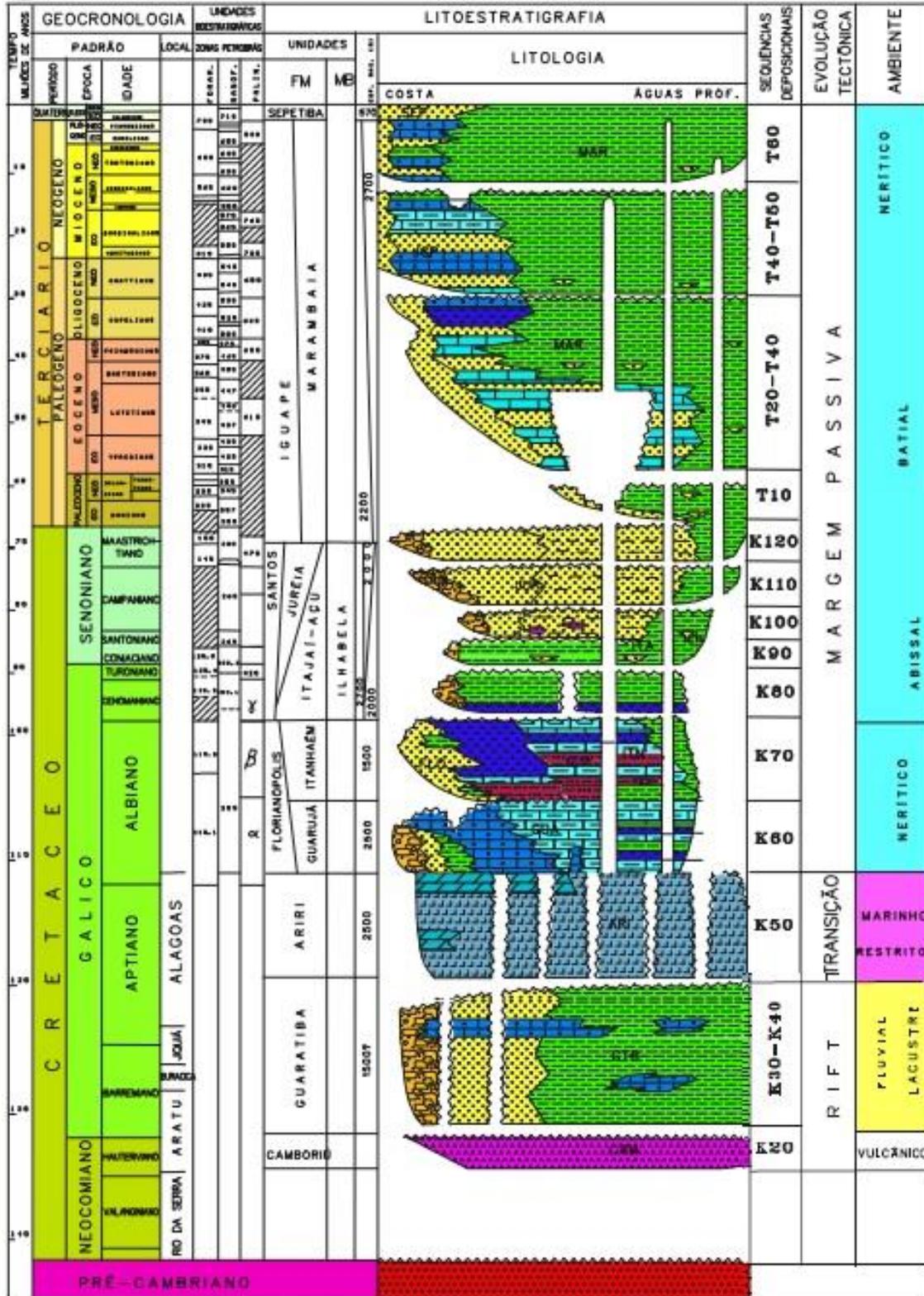


Figura 2.4: Carta Estratigráfica da Bacia de Santos (ANP, 2002)

### 2.3 Exploração Petrolífera

O histórico da exploração petrolífera na Bacia de Santos passou por diversas fases desde a perfuração do seu primeiro poço, no ano de 1971, no litoral do Estado do Paraná. Inicialmente, os resultados não foram satisfatórios, principalmente se comparados à performance da Bacia de Campos que vinha se consagrando como produtora em meio à segunda crise do petróleo (ano de 1979). Assim, em um cenário de anseio pelo aumento da produção, ocorreu, em 1979, a primeira descoberta na Bacia de Santos: jazidas de gás natural nos arenitos turbidíticos da Formação Itajaí-Açu, no campo de Merluza. A responsável por tal sucesso foi a companhia multinacional anglo-holandesa Pecten/Shell (DIAS, 2010).

Após alguns anos, em 1988, foi descoberta a primeira acumulação na Formação Guarujá, no campo de Tubarão. Em 1990 e 1992, respectivamente, os campos de Coral e Caravela fortaleceram ainda mais as expectativas quanto à produção de petróleo na porção sul da bacia.

Ainda segundo Dias (2010), a Bacia de Santos voltou a ser alvo de estudos e investimentos a partir da criação da nova Lei do Petróleo, em 1997. Neste período, empresas brasileiras e estrangeiras foram responsáveis pela descoberta, ainda na camada pós-sal, de diversos campos, tais como: Oliva, Atlanta, Lagosta, Tambuatã, Tambaú, Mexilhão, Carápia, Uriguá e Piratininga, localizados, majoritariamente, na porção norte da bacia em questão (Figura 2.6).

Entre 2006 e 2008, duas grandes descobertas feitas pela Petrobras (os campos de Tupi e Júpiter) abriram novos horizontes à exploração de petróleo na Bacia de Santos, atingindo a porção superior da seção *rift*, em profundidades superiores a 6.500 metros, logo abaixo da espessa camada de evaporitos (sal), em águas ultra-profundas (lâmina d'água superior a 2.500 m) (CHANG *et al.*, 2008).

## 2.4 Descoberta do Pré-Sal

Pré-Sal é o nome dado às reservas de hidrocarbonetos em rochas calcárias que se localizam abaixo das camadas de sal (Figura 2.5). Inicialmente, os profissionais ligados à geologia e geofísica já presumiam a existência de reservas nesta região, ainda que os volumes das mesmas fossem totalmente desconhecidos. No início da década de 1980, em ambiente *offshore*<sup>8</sup>, a Petrobras perfurou poços em águas rasas e conseguiu alcançar o Pré-Sal nas bacias de Campos e Sergipe-Alagoas. Contudo, apesar da viabilidade econômica das novas descobertas, estas não eram extremamente significativas e, somado a este ponto, a limitação tecnológica da época prejudicava o desenvolvimento do projeto (DIAS, 2010).

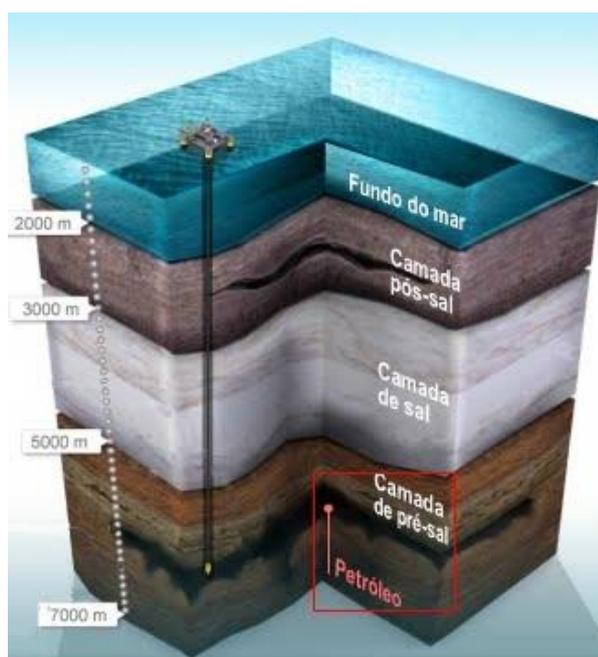


Figura 2.5: Disposição das Camadas Pré e Pós-Sal Abaixo da Lâmina D'água (Blog do Petróleo, 2013)

De acordo com Santana (2011), o avanço da tecnologia de perfuração em águas profundas foi crucial para que, em 2004, alguns poços fossem perfurados na Bacia de Santos. O intuito era perfurar trechos até a camada superior à camada de sal,

<sup>8</sup> Do inglês, designação para operações e ambientes localizados no mar, afastados da costa.

previamente conhecida pela presença de rochas arenosas e, caso fosse encontrado óleo, as formações seriam perfuradas até as camadas pré-sal, onde seriam encontradas as grandes acumulações.

Ao atingir a impressionante marca de mais de 7.600 m perfurados a partir do nível do mar, foram encontradas, em 2006, acumulações gigantes de gás e condensado (frações leves do petróleo), além da descoberta do campo de Iara. Numa região a pouco mais de 6.000 m a partir do nível do mar, foram encontrados indícios da presença de óleo abaixo da camada de sal: tratava-se de Tupi (hoje conhecido como Lula), campo com imenso potencial de produção (DIAS, 2010).

Já em 2008, foi comprovada a presença de óleos leves nos campos de Bem-te-vi e Guará (atualmente conhecido como Sapinhoá), além de novos depósitos de gás natural e condensado no campo de Júpiter. O início da produção no Pré-Sal foi marcado por testes de longa duração (TLD) no campo de Tupi para entender o comportamento do reservatório e dos fluidos a serem produzidos. Alguns poços também foram testados nas bacias de Campos e Espírito Santo. A atividade exploratória permaneceu intensa e levou a novas descobertas, principalmente, nas áreas de Tupi, Guará e Iara. Em 2010, após o anúncio das reservas encontradas no campo de Libra, que ocupa cerca de 1.500 km<sup>2</sup> no polígono do Pré-Sal, as estimativas em relação ao volume de óleo *in situ*<sup>9</sup> cresceram vertiginosamente (SANTANA *et al.*, 2011).

---

<sup>9</sup> É o volume de óleo ou gás natural estimado em uma determinada data, que está contido em reservatórios descobertos ou de existência inferida com base em critérios geológicos e estatísticos.



Figura 2.6: Detalhes da Localização dos Campos na Bacia de Santos (Site O Petroleiro, 2012)

Os testes de formação, realizados através da perfuração de diversos poços na região, confirmaram o alto potencial de produção no Pré-Sal, além do baixo risco. O óleo de boa qualidade, com densidade de até 30° API<sup>10</sup>, possui bom valor comercial e contribuiu para tornar o investimento ainda mais atraente.

Santos, que é a maior bacia *offshore* do país, é dividida em cinco pólos de produção no mar: Merluza, Mexilhão, Uruguá, Sul e Pólo Pré-Sal. Na porção do Pré-Sal pertencente à Bacia de Santos, 11 blocos exploratórios já foram licitados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), correspondendo a cerca de 25% da área de ocorrência das rochas da camada pré-sal em águas profundas. Os respectivos blocos são: BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10, BM-S-11, BM-S-17, BM-S-21, BM-S-22, BM-S-24, BM-S-42, BM-S-50 e BM-S-52 (IBP, 2013).

<sup>10</sup> Grau API é a escala arbitrária, criada pelo *American Petroleum Institute* (API) que mede a densidade dos líquidos derivados do petróleo

## **2.5 Desafios Tecnológicos e Perspectivas**

É notória a importância do Pré-Sal na indústria petrolífera visto que este poderá elevar substancialmente a produção nacional de hidrocarbonetos, conforme será descrito no Capítulo 4. Com reservas distribuídas em uma área de 200 quilômetros de largura e 800 quilômetros de extensão, que vai do Estado do Espírito Santo ao Estado de Santa Catarina, e profundidade de 7 mil metros abaixo do nível do mar, esta descoberta pode levar o Brasil à elite das potências energéticas globais. Entretanto, esta expectativa só poderá se converter em resultados reais caso os principais desafios da exploração destas jazidas, relatados a seguir, sejam superados.

Um dos primeiros pontos que devem ser citados é a dificuldade para atravessar a camada de sal. Com cerca de 2 km de espessura, ela pode prender a coluna de perfuração e fazer com que o poço se feche. Somado a este fator, o alto teor de dióxido de carbono que acompanha o óleo do Pré-Sal, quando em contato com a água, forma ácido carbônico, que pode corroer o aço dos equipamentos (ESSENFELDER, 2009). A figura abaixo apresenta um comparativo que expõe o crescimento das profundidades alcançadas por campo ao decorrer dos anos.



Figura 2.7: Evolução da Profundidade dos Poços Perfurados no Brasil (Petrobras, 2013)

Outro ponto a ser considerado é a questão da infraestrutura precária e dos gargalos logísticos. A distância entre a costa e os poços perfurados, que no Brasil é em média de 150 km, chega a 300 km para os campos do Pré-Sal. Desta forma, é preciso encontrar soluções alternativas e inovadoras para um transporte rápido e eficiente de pessoas, materiais e equipamentos, além do escoamento da produção.

De acordo com estudo da FGV (Fundação Getúlio Vargas) e da Ernst & Young (2011), os custos operacionais também podem se tornar um empecilho visto que a indústria de petróleo e gás vive um encarecimento de ativos em toda a cadeia. Além disto, a escassez de fornecedores locais que atuem na produção de insumos, equipamentos e serviços pode acarretar a adição de custos nas operações como um todo.

Por fim, o *déficit* de capital humano e o próprio marco regulatório podem se tornar questões complexas. Além das discussões sobre a repartição dos recursos dos *royalties*<sup>11</sup>, a atuação da Petrobras como operadora única dos blocos, dado o Regime de Partilha vigente desde 2010, cria um cenário de maiores responsabilidades para a empresa e a União.

Para que os campos situados não só na Bacia de Santos, mas em qualquer região passível de extração de hidrocarbonetos sejam explorados, é preciso que diversas etapas sejam cumpridas. As leis que regem não só as práticas da indústria do petróleo, como também os regimes de contrato sob os quais os blocos exploratórios serão operados, incluindo a realização dos leilões e a formação dos consórcios, serão apresentadas no capítulo a seguir.

---

<sup>11</sup> Do inglês, representa a compensação financeira que as empresas exploradoras e produtoras de bens não-renováveis (no caso, o petróleo) devem ao Estado e cujo pagamento é feito mensalmente.

### 3 LICITAÇÕES E CONSÓRCIOS

Para que os blocos passíveis de exploração petrolífera sejam desenvolvidos e operados, a legislação brasileira prevê regras e regimes específicos a serem praticados pelas petroleiras. Os blocos petrolíferos tidos como alvo deste estudo, BM-S-9 e BM-S-11, estão presentes na Bacia de Santos e o processo de licitação e formação dos consórcios que antecedeu a operação de cada um deles pode ser melhor compreendido adiante.

#### 3.1 A Lei do Petróleo

Apesar de os primeiros sinais de petróleo em território nacional terem sido descobertos em 1939, tem-se o ano de 1953 como importante marco para a exploração do recurso visto que a Lei 2.004/53 estabeleceu o monopólio da União para pesquisa e lavra, além de criar o Conselho Nacional do Petróleo e a Petrobras. Esta estrutura se manteve intacta até mesmo após a Constituição de 1988 e vigorou até meados da década de 1990. Em 1995, a emenda constitucional no. 9 permitiu que a União delegasse a terceiros a exploração dos recursos e abriu caminhos para que a legislação fosse substancialmente alterada (GOMES, 2009)

Em 1997, foi publicada a Lei 9.478/97. A chamada Lei do Petróleo pôs fim ao monopólio da Petrobras em todos os segmentos da indústria e derrubou também o monopólio da União sobre os recursos minerais. Tal mudança foi alcançada ao adotar-se, no segmento de exploração e produção (E&P), o modelo de contratação por meio de concessões, onde o concessionário adquire posse de todo o petróleo extraído, mediante o pagamento de *royalties* e participação especial para grandes quantidades. Esta lei criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão consultivo vinculado ao Gabinete do Presidente da República, e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e

Biocombustíveis (ANP), instituição responsável pela regulação e fiscalização do setor (COSTA *et al.*, 2009)

Com a descoberta das reservas do Pré-Sal, o grande potencial produtivo e o baixo risco exploratório dos novos poços motivaram discussões sobre a redefinição do marco regulatório do setor. O Governo precisou repensar a forma de exploração desta fonte de riqueza de maneira a maximizar os recursos para o país e reavaliar sua divisão entre Estados e municípios.

Desta forma, foram encaminhadas ao Congresso Nacional propostas de lei relativas às atividades a serem conduzidas na área do Pré-Sal. Estas leis foram aprovadas no ano de 2010, contudo, a Lei 9.478/97 não foi revogada e permaneceu vigente para as localidades situadas fora do polígono do Pré-Sal ou que já haviam sido licitadas antes de 2007 (DUARTE, 2013).

As leis 12.276, 12.304 e 12.351 de 2010 tratam, respectivamente, sobre:

- I. A capitalização da Petrobras;
- II. A criação da empresa Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA);
- III. A instituição do regime de partilha de produção.

Segundo Duarte (2013), no primeiro projeto, a União cedeu onerosamente à Petrobras o direito de exercer, por meio de contratação direta, as atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas do Pré-Sal que não estão sob o modelo de concessão, limitadas ao volume máximo de cinco bilhões de barris de petróleo e gás natural. Quanto à PPSA, sua criação foi aprovada com o objetivo de que esta represente os interesses da União nos consórcios produtores. A empresa não exercerá atividades de Exploração e Produção (E&P), mas, dentre outras funções, irá representar a União na execução dos contratos de partilha, atuando como gestora dos mesmos e com poder de veto sobre as decisões tomadas por um Conselho

Operacional. Por fim, há a adoção do regime de partilha da produção (que será detalhado a seguir) com a Petrobras atuando como operadora única na região em destaque, além da criação de um Fundo Social, com função de poupança pública de longo prazo, com base nas receitas auferidas pela União em uma tentativa do poder público de evitar os efeitos nefastos de tal exploração (DUARTE, 2013).

## **3.2 Regimes de Concessão e de Partilha**

### **3.2.1 Concessão**

No modelo de concessão, a União concede às empresas de petróleo de origem nacional ou estrangeira a propriedade exclusiva do petróleo extraído em uma determinada região, ou seja, o bloco objeto da concessão. O direito de explorar e produzir o recurso, assumindo a totalidade dos riscos da operação, é concedido por um determinado período de tempo e os hidrocarbonetos que pertenciam à União antes de sua extração passam a ser propriedade das companhias, que respeitam as regras do contrato, os tributos incidentes sobre a renda e os *royalties*. (GOMES, 2009).

A ANP tem sob sua responsabilidade a realização dos leilões de blocos, nos quais são estabelecidos o tempo e o espaço para E&P. De acordo com o art. 2º da Resolução ANP no. 11, de 2011, o contrato de concessão exige que as concessionárias cumpram o Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vendedora. Nessa fase, as empresas devem adquirir dados, realizar novos estudos geológicos e geofísicos, perfurar poços exploratórios e avaliar se as eventuais descobertas são comercialmente viáveis (AVILA & GIULIAN, 2014).

No caso de considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a fase de produção. Além disso, conforme as jazidas encontradas na área delimitada, as empresas fornecem à União uma contribuição

mensal que incide sobre produção do bem. De acordo com o art. 45 da Lei 9.478/1997, este sistema compreende dois tipos de compensação direcionados à União: os *royalties* e a participação especial, incluída somente quando a jazida é muito rentável. Há também o bônus de assinatura, porém este não incide sobre a produção e é pago previamente, antes mesmo do desenvolvimento do campo. E por fim, o pagamento pela ocupação ou retenção da área.

Os *royalties* são compensações financeiras pagas mensalmente pelas empresas concessionárias ao governo, de forma que o montante cedido seja proporcional aos volumes de petróleo produzidos. A Secretaria do Tesouro Nacional é responsável pelo recolhimento desta receita e o regime de concessão estabelece que este valor não deve ultrapassar 10% da produção petrolífera (ANP, 2015).

A participação especial se faz presente em cenários de exploração extraordinária, ou seja, quando há grandes volumes de produção ou grande rentabilidade. Neste caso, o lucro do campo produtor é utilizado como base de cálculo para a compensação. As condições estabelecidas para tal cobrança, desde os volumes de produção às alíquotas específicas podem ser observadas no art. 22 do Decreto no 2.705, de 1998. Em se tratando dos campos do Pré-Sal sob regime de concessão, é cobrada participação especial caso a produção do campo supere o valor de 31 mil barris por dia, o que é algo comum (AVILA & GIULIAN, 2014).

### **3.2.2 Partilha**

No modelo de partilha previsto para a exploração dos campos do Pré-Sal, o petróleo permanece como propriedade da União mesmo após a sua extração, em contraste com o que ocorre na concessão. Cabe ao contratante explorar e extrair o petróleo (arcando com todos os custos da operação) em troca de parte da produção. As companhias vencedoras das licitações têm direito à sua parcela do óleo firmado em

contrato, porém, a União deve ser proprietária de, no mínimo, 41,65% daquilo que é produzido. As reservas não extraídas permanecem como propriedade da União (AVILA & GIULIAN, 2014).

Como os custos e riscos do negócio são inteiramente assumidos pelo contratante em troca de uma produção partilhada, as companhias exploradoras não possuem o direito de exigir da União qualquer tipo de indenização ou compensação caso não haja comercialidade nos campos explorados.

No regime de partilha, não há pagamento de participação especial, porém há o pagamento do bônus de assinatura, valor fixo cedido no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha. De acordo com o art. 42 da Lei 12.351/2010, as compensações em *royalties* contam com alíquotas de 15% do valor da produção. Em relação aos leilões, nota-se que, em geral, o contratante que oferecer à União uma maior participação na produção será o vencedor da licitação (LOUREIRO, 2012). Torna-se válida, para o entendimento de tal regime, a introdução dos conceitos de “custo em óleo” e “excedente em óleo”, dispostos no art. 2º da Lei 12.351/2010:

*II - custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato;*

*III - excedente em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo*

*em óleo, aos royalties devidos e, quando exigível, à participação de que trata o art. 43.*

De acordo com Loureiro (2012), a União é responsável pelo armazenamento e pela venda da parte que lhe cabe na produção. Contudo, ela pode repassar para uma empresa estatal as atividades de gerenciamento e comercialização de seu petróleo, bem como contratar a própria companhia exploradora do bloco para comercializar e administrar a sua parcela de óleo produzido. A tabela Tabela 3.1 indica contrastes entre partilha e concessão:

<b>Sistemas Regulatórios</b>	<b>Concessão</b>	<b>Partilha de Produção</b>
<b><i>Propriedade do petróleo e do gás natural</i></b>	Todo petróleo/gás natural produzido é da empresa concessionária	Parte é da empresa e parte é da União
<b><i>Acesso da empresa ao petróleo e ao gás natural</i></b>	Boca do poço	Parte é da empresa e parte é da União
<b><i>Parcela do governo</i></b>	Bônus de assinatura, <i>Royalties</i> , Participação Especial, Pagamento por ocupação e retenção de área	Todo o óleo, menos a parcela da empresa, mais bônus de assinatura (baseado em: art. 2º Lei 12.351/2010)
<b><i>Parcela da empresa</i></b>	Receita bruta menos parcela do governo	Custo em óleo, mais excedente em óleo e gás da empresa (baseado em: art. 2º Lei 12.351/2010)
<b><i>Propriedade das instalações</i></b>	Empresa	União
<b><i>Gerenciamento e controle</i></b>	Menor controle do governo	Maior controle do governo

Tabela 3.1: Características Principais sobre os Regimes de Concessão e Partilha (FREITAS, 2009)

### **3.3 Rodadas de Licitação**

A organização das Rodadas de Licitação para Exploração, Desenvolvimento de Produção de Petróleo e Gás Natural compete à ANP e representa uma de suas atribuições mais importantes como agência reguladora do setor. Até o momento, doze Rodadas já foram promovidas pela agência, sob regime de concessão, e o próximo

*Bidding Round*<sup>12</sup> já possui aprovação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) para sua realização.

Conforme mencionado anteriormente, para as áreas estratégicas como as do polígono do Pré-Sal, adotou-se o regime de partilha e sua primeira Rodada ocorreu em 2013, com a licitação do campo de Libra. Na partilha pode haver licitação de áreas, cabendo ao CNPE decidir entre esta modalidade ou a contratação direta da Petrobras, sem licitação, visando à preservação do interesse nacional e ao atendimento dos demais objetivos da política energética (art. 8º da Lei 12.351/2010)

No Brasil, cerca de 7,5 milhões de km<sup>2</sup> distribuídos em 29 bacias sedimentares apresentam potencial relevante para a pesquisa de hidrocarbonetos. Contudo, de acordo com informações da ANP, apenas 311 mil km<sup>2</sup> estavam sob concessão em 2011, havendo atividades de exploração e produção em 340 mil km<sup>2</sup>, ou seja, 4,5% da área das bacias brasileiras. Este total inclui a área das concessões da Rodada Zero e da Cessão Onerosa (ver Seção 3.1, sexto parágrafo).

Neste processo, também cabe à agência reguladora o desenvolvimento de estudos visando à delimitação dos blocos, bem como o gerenciamento dos contratos decorrentes das licitações e a fiscalização de sua execução. A delimitação dos blocos oferecidos nas Rodadas está condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural e também a considerações preliminares sobre fatores ambientais, entre outros itens técnicos. Assim, a seleção final dos blocos delimitados é feita de acordo com as diretrizes do CNPE (ANP, 2014).

Qualquer empresa nacional ou estrangeira pode participar das licitações para exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. Porém, para que se tornem

---

<sup>12</sup> Do inglês, termo utilizado para designar as rodadas de licitação dos blocos.

concessionárias ou contratadas, as mesmas devem ser constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país, conforme o art. 39 da Lei 9.478/1997.

### **3.3.1 Procedimentos**

O processo de organização de uma Rodada de Licitações inclui as seguintes etapas:

- Definição de blocos;
- Anúncio da Rodada;
- Publicação do pré-edital e da minuta do Contrato de Concessão;
- Realização da Audiência Pública;
- Recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta;
- Disponibilização do pacote de dados;
- Seminário Técnico-Ambiental;
- Seminário Jurídico-Fiscal;
- Publicação do Edital e do Contrato de Concessão;
- Abertura do prazo para a habilitação das empresas concorrentes;
- Realização do leilão para apresentação das ofertas;
- Assinatura dos Contratos de Concessão.

Inicialmente, para que haja uma rodada de licitação, é preciso que uma resolução do CNPE seja publicada no Diário Oficial da União autorizando a sua realização. Em seguida, a própria ANP publica um edital estabelecendo os requisitos para a participação das empresas, as regras para a avaliação das propostas e os compromissos dos vencedores da licitação (ANP, 2014).

Segundo a agência, para que estejam qualificadas a participar das licitações, as empresas precisam preencher requisitos técnicos, jurídicos, financeiros e comprovar a

regularidade fiscal. Nos dias de licitações, as companhias e consórcios entregam envelopes lacrados que devem conter uma oferta de bônus de assinatura, um programa de investimentos mínimos em exploração na área e uma porcentagem de bens e serviços a serem adquiridos de empresas instaladas no Brasil (Conteúdo Local). Este percentual varia de acordo com os editais divulgados em cada Rodada de Licitação promovida pela ANP. Em seu último edital, sobre a primeira licitação para partilha de produção, por exemplo, o Conteúdo Local Mínimo foi de 37% para a fase de exploração em águas profundas e de 55-59% para a etapa de desenvolvimento (ANP, 2014).

As ofertas submetidas pelas empresas são avaliadas e selecionadas de acordo com os três parâmetros pontuados a seguir:

- I. Bônus de Assinatura, valor em dinheiro oferecido pelo bloco;
- II. Programa Exploratório Mínimo, em unidades de trabalho que serão convertidas em atividades exploratórias;
- III. Compromisso com a aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

### **3.4 Formação de Consórcios**

#### **3.4.1 Companhias Operadoras**

Na busca de objetivos comuns na exploração petrolífera, alguns agentes econômicos podem associar-se na forma de parcerias empresariais (*joint ventures*) preservando sua autonomia.

Segundo Bucheb (2007), entre as chamadas concessionárias, de acordo com os critérios técnicos estabelecidos no Edital de Licitações para a Outorga dos Contratos de Concessão, as empresas são classificadas pela agência reguladora do setor como operadora A (empresa qualificada para operar em qualquer bloco), operadora B (empresa qualificada para operar blocos em água rasa ou em terra), operadora C (empresa

qualificada para operar somente nos blocos situados em terra), operadora D (empresa qualificada para operar em blocos contendo áreas inativas com acumulações marginais) ou não-operadora, assim definida a empresa que não seja do ramo de exploração e produção de petróleo e gás natural, ou que desejar ser qualificada como tal. A qualificação como operadora é obrigatória para apresentação de oferta individual. A empresa qualificada como não-operadora e aquelas qualificadas como operadoras B, C ou D, conforme o caso, somente poderão participar da licitação num grupo que tenha, como operadora (empresa-líder), uma empresa qualificada para operar no bloco considerado.

Neste cenário, pode-se dizer que os empreendimentos de E&P, apesar de sua notória rentabilidade, são considerados investimentos de alto risco dado os elevados custos financeiros necessários à sua execução. Este fator é extremamente decisivo e contribui para que as companhias atuantes no setor se associem frequentemente, formando parcerias empresariais no intuito de dividir o risco e otimizar seus *portfólios* e estratégias.

Desta forma, as parcerias operacionais mais comuns na indústria petrolífera podem ser representadas pela formação de consórcios entre as empresas. Neste caso, há ausência de personalidade jurídica e o consórcio não pode ser sujeito de direitos, nem assumir obrigações. Assim, tanto a titularidade dos direitos como a responsabilidades pelas obrigações são assumidas pelas empresas consorciadas (BUCHEB, 2007). De acordo com a ANP (2014), as concessionárias formam a chamada Sociedade de Propósito Específico (SPE) que assinará o contrato de concessão.

Como os direitos de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural outorgados ao grupo vencedor da respectiva licitação estão condicionados à formação de um consórcio por tal grupo, é assinado um acordo de operações conjuntas, conhecido na indústria do petróleo como *Joint Operating Agreement (JOA)*. Por meio

deste contrato assinado entre as interessadas, são divididos os direitos e obrigações quanto aos aspectos técnicos, operacionais e contábeis, a fim de unificar seus esforços para o cumprimento do contrato de concessão (BUCHEB, 2007).

### **3.4.2 Segunda Rodada de Licitações da ANP**

A Segunda Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural ocorreu no Rio de Janeiro, em 2000, após seu anúncio no ano de 1999 onde foram ofertados 23 blocos, sendo 10 deles localizados em terra e outros 13 em mar. Em suma, foram 9 bacias sedimentares brasileiras inseridas no leilão: Campos, Santos, Sergipe-Alagoas, Camamu-Almada, Pará-Maranhão, Recôncavo, Potiguar, Paraná e Amazonas (ANP, 2011).

Ao contrário da Primeira Rodada de Licitações, onde as empresas de grande porte dominaram a lista de vencedores do leilão, a Segunda Rodada permitiu o acesso de novos agentes no cenário exploratório brasileiro. Foram diversas empresas de médio porte ou independentes se consolidando no país e cinco companhias brasileiras se tornando concessionárias (ANP, 2011).

De acordo com dados da agência reguladora, pode-se dizer que a Segunda Rodada foi bem sucedida, pois dos 23 blocos ofertados, 21 foram arrematados. Houve a concessão de uma área total de aproximadamente 48 mil km<sup>2</sup>, e R\$ 468 milhões foram arrecadados em Bônus de Assinatura (ANP, 2011).

Nesta Rodada, foram leiloados dois dos mais rentáveis blocos da história da Bacia de Santos: BM-S-9 e BM-S-11.

### **3.4.3 BM-S-9 e BM-S-11: Participação, Divisão de Custos e de Produção**

Com uma área de cerca de 3800 km<sup>2</sup>, o bloco BM-S-9 foi arrematado pelo consórcio formado pelas petroleiras Petrobras (com 45% de participação), BG (30%) e

Repsol Sinopec (25%) durante a Segunda Rodada de Licitações da ANP, conforme visto anteriormente (ANP, 2011). A Petrobras, com o maior *share*<sup>13</sup>, é a operadora do consórcio, ou seja, atua comandando as atividades de exploração, desenvolvimento e produção, sendo responsável inclusive pela contratação de bens e serviços que deem suporte às operações. Todos os custos operacionais, bem como os hidrocarbonetos produzidos nos campos, são divididos entre as companhias de acordo com suas respectivas participações no consórcio.

O bloco BM-S-11, por sua vez, teve seus 5300 km<sup>2</sup> de extensão arrematados pelas companhias Petrobras (65%), BG (25%) e Petrogal (10%). Também operado pela Petrobras, o consórcio segue o mesmo padrão de divisão proporcional de custos e produção (ANP, 2011).

Quando indícios de óleo abaixo da camada de sal foram descobertos no ano de 2006, os blocos mencionados acima, constituídos por campos pertencentes ao Pré-Sal, já haviam sido leiloados sob regime de concessão. Desta forma, apesar das zonas de alta produtividade, não se pode estabelecer o mesmo regime de partilha já planejado para os próximos leilões do polígono. Na tabela a seguir, podemos observar os blocos do Pré-Sal leiloados, até o ano de 2009, em Santos:

---

<sup>13</sup> Do inglês, refere-se à participação percentual de cada empresa no consórcio.

**Blocos do pré-sal leiloados – polo de Santos**

<b>Rodada</b>	<b>Bloco</b>	<b>Participação</b>	<b>Bônus de assinatura</b>
1	<b>BM-S-8 (Bem-te-vi)</b> Petrobras Shell Petrogal	50% 40% 10%	R\$ 51.450.054
2	<b>BM-S-9 (Carioca/Guará)</b> Petrobás BG YPF	45% 30% 25%	R\$ 116.278.032
2	<b>BM-S-10 (Parati)</b> Petrobras BG Chevron	50% 25% 25%	R\$ 101.995.032
2	<b>BM-S-11 (Tupi/lara)</b> Petrobras BG Petrogal	65% 25% 10%	R\$ 15.164.232
3	<b>BM-S-21 (Caramba)</b> Petrobras Petrogal	80% 20%	R\$ 1.283.704
3	<b>BM-S-22 (Azulão)</b> Amerada Hess Corporation Ocean Energy Inc.	80% 20%	R\$ 59.040.234
3	<b>BM-S-24 (Júpiter)</b> Petrobras	100%	R\$ 324.354

Tabela 3.2: Blocos do Pré-Sal Leiloados na Bacia de Santos (ANP, 2009)

## 4 ESTIMATIVA E ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO

Para efeitos de delimitação do presente estudo, serão analisadas as estimativas de reservas e produção referentes a campos específicos do Pré-Sal, onde os consórcios apresentados no capítulo anterior já iniciaram suas operações. Em relação ao bloco BM-S-11, serão avaliados os campos de Lula, Iracema e Iara. Quanto ao BM-S-9, Sapinhoá e Lapa terão seus volumes detalhados.

### 4.1 Estimativa de Reservas

Primeiramente, é interessante introduzir o conceito de “reservas” e suas três principais classificações. De acordo com a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), reservas são quantidades de petróleo e gás natural estimadas de serem comercialmente recuperáveis através de projetos de exploração de reservatórios descobertos a partir de uma determinada data, sob condições definidas. Entretanto, quanto à probabilidade de que dada acumulação seja recuperada, pode-se classificar as reservas como:

- Reservas Possíveis: Quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Quando são utilizados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das Reservas Provada, Provável e Possível deverá ser de pelo menos 10%;
- Reservas Prováveis: Quantidade de petróleo ou gás natural cuja recuperação é menos provável que a das Reservas Provadas, mas de maior certeza em relação à das Reservas Possíveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma

das estimativas das Reservas Provada e Provável deverá ser de pelo menos 50%;

- Reservas Provadas: Quantidade de petróleo ou gás natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica, com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente de reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.

Segundo a ANP, o Pré-Sal já acumula reservas provadas de cerca de 4 bilhões de barris de petróleo, contudo, estas reservas ainda podem alcançar valores entre 50 e 80 bilhões de barris recuperáveis. Em se tratando de reservas possíveis, o Pré-Sal pode corresponder a 2% das reservas globais. Como o conceito de reservas possíveis é bem mais amplo que os demais, trata-se de volumes da ordem de 1,75 trilhões de barris, ou seja, mais que o dobro dos valores estimados para as reservas prováveis.

As perspectivas apresentadas em relação ao Pré-Sal podem incrementar a participação do país no cenário internacional quanto à produção de petróleo e gás natural. O Brasil ainda se encontra no grupo de países com valores de reservas *per capita* inferiores a 1000 barris por habitante, porém, seu indicador deverá atingir 372 barris por habitante caso as reservas alcancem os 80 bilhões de barris estimados. Em contrapartida, se as reservas se mostrarem com valores abaixo do esperado pelo mercado, atingindo apenas 50 bilhões de barris, este indicador passaria a ser de 220 barris por habitante. Em todo caso, ainda se tratando de um valor bem acima dos 50 barris por habitante avaliado em 2011, e muito abaixo do patamar experimentado pelos países exportadores do Oriente Médio e Costa Oeste e Norte da África (LOSEKANN &

PERIARD, 2013). A Tabela 4.1 apresenta o impacto causado pelas reservas do Pré-Sal na situação do Brasil no cenário internacional dos produtores de petróleo:

<b>Reservas Provadas por País (bilhões de barris)</b>	
1 Venezuela	297,6
2 Arábia Saudita	267,9
3 Canadá	173,1
4 Irã	154,6
5 Iraque	141,4
6 Kwait	104,0
7 Emirados árabes Unidos	97,8
8 Rússia	80,0
<b>- BRASIL (considerando as reservas do Pré-Sal)</b>	<b>63,2</b>
9 Líbia	48,0
10 Nigéria	37,2
11 Cazaquistão	30,0
12 Qatar	25,4
13 Estados Unidos	20,7
14 China	17,3
<b>15 BRASIL (sem as reservas do Pré-Sal)</b>	<b>13,2</b>
16 Argélia	12,2
<b>17 Angola</b>	<b>10,5</b>
18 México	10,3
19 Equador	8,2
20 Azerbaijão	7,0

Tabela 4.1: Reservas Provadas por País (CIA, 2013)

O petróleo proveniente do Pré-Sal deverá mais do que dobrar as reservas brasileiras atuais, além de já representar cerca de 22% do que é produzido pela Petrobras (Petrobras, 2014). Segundo a ANP, as reservas provadas de petróleo do Brasil deverão duplicar até o ano de 2022 ante os atuais 16,6 bilhões de barris. Geólogos da Petrobrás, com estimativas mais ousadas, avaliam que o Pré-Sal tenha 90 bilhões de barris de reserva, com potencial para serem exploradas até 2060 e capacidade para atender a atual demanda de óleo dos EUA por aproximadamente 14 anos (CTER - PRÉ-SAL, 2010).

Quanto aos campos dos blocos BM-S-9 e BM-S-11 que se apresentam como foco deste estudo, faz-se necessário mencionar as importantes áreas de Lula e Iracema que, juntas, tem estimativas de 5 a 8 bilhões de barris em reservas. Para Iara, a faixa de valores está entre os 4 e 5 bilhões de barris de petróleo. E por fim, para Sapinhoá e Lapa, os testes indicaram cerca de 1 a 2 bilhões de barris. O promissor campo de Libra, bem como outros campos do Pré-Sal localizados na Bacia de Campos, também deverão contribuir efetivamente para o crescimento das reservas provadas do país (Petrobras Magazine, 2012).

#### **4.2 Estimativas de Produção**

De acordo com os mais recentes Boletins de Produção da ANP, a produção do Pré-Sal, oriunda de 40 poços, tem atingido cerca de 600 mil barris por dia de petróleo e 20 milhões de m<sup>3</sup> por dia de gás natural. A produção nacional se encontra na faixa de 2,4 milhões de barris de petróleo por dia e 92 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural. Os campos de Lula e Sapinhoá, dois dos mais importantes campos do Pré-Sal na atualidade, produzem cerca de 200 mil e 110 mil barris por dia, respectivamente. Iara, ainda em fase de EWT (*Extended Well Test*<sup>14</sup>), acumula uma produção diária de apenas 252 barris de petróleo. Esta produção, entretanto, atingirá níveis próximos aos de Lula e Sapinhoá quando sua produção for iniciada. O mesmo é válido para o campo de Lapa. Quanto ao campo de Iracema, que teve seu *first oil*<sup>15</sup> em outubro de 2014, a produção ainda gira em torno dos 13 mil barris diários, e deverá crescer progressivamente com a conexão de novos poços. (ANP, 2014).

A produção acumulada da província do Pré-Sal já ultrapassa 360 milhões de barris de óleo equivalente (boe). A marca dos 500 mil barris diários foi alcançada apenas oito anos após sua descoberta, ocorrida em 2006, com a contribuição de apenas 25

---

<sup>14</sup> Do inglês, expressão utilizada para o Teste de Longa Duração.

<sup>15</sup> Do inglês, designa o primeiro óleo produzido em determinado campo.

poços produtores. A magnitude deste resultado pode ser mais bem compreendida se comparada a eventos anteriores. Após sua fundação, em 1953, a Petrobras necessitou de 31 anos para alcançar a mesma produção utilizando, porém, mais de 4 mil poços. Para a camada Pós-Sal da Bacia de Campos, foram necessários 21 anos para se produzir 500 mil barris diários de petróleo e este marco ocorreu com a contribuição de cerca de 400 poços (Petrobras, 2014).

A maior parte do petróleo que vem sendo extraído do Pré-Sal provém da Bacia de Santos e a tendência é que esta proporção cresça ainda mais, levando a Bacia de Campos a ter um papel minoritário (Petrobras, 2014). De acordo com o Plano de Negócios e Gestão da Petrobras (2014), a produção do Pré-Sal deverá atingir 1 milhão de barris diários em 2017 e 2,1 milhões em 2020, correspondendo a 37% da produção nacional estimada para 2017 e 50% daquela projetada para 2020. Entre 2020 e 2030, é esperado que a produção nacional de petróleo esteja em torno dos 4,2 milhões de barris por dia (Figura 4.1), crescendo para até 6,6 milhões em 2035, de acordo com o Plano Estratégico divulgado pela Petrobras.

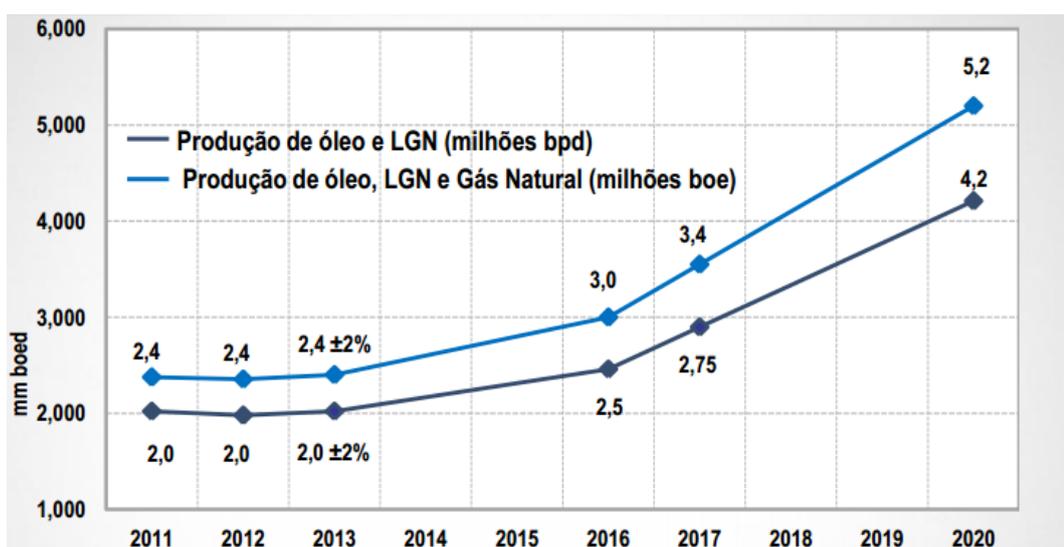


Figura 4.1: Curva da Produção da Petrobras no Brasil (Plano de Negócios Petrobras, 2014)

#### 4.2.1 Construção da Curva de Produção

No intuito de estudar os valores de arrecadação futura de *royalties* por parte da União, é interessante estimar uma curva de produção por campo com intervalo anual. Para gerar tais gráficos, diversos dados de produção disponibilizados pela ANP foram aplicados, bem como suposições baseadas em casos semelhantes (como estudos sobre o declínio de produção nos chamados campos “gigantes”, de alta produtividade, por exemplo). Além disso, a distribuição das curvas se dá de tal forma que, a produção acumulada, ao final da vida útil de cada campo, possa refletir os valores mencionados na Seção 4.1 para as estimativas de reserva: 6,5 bilhões de barris em Lula, 1,5 bi em Iracema, 1,5 bi em Sapinhoá, 500 milhões de barris em Lapa e 5 bi em Iara. A seguir, será detalhado o processo de construção da curva de cada campo produtor.

- Lula: Neste caso específico, o breve histórico de produção disponível (2009 – 2014) nos boletins mensais da ANP permite a avaliação das taxas de crescimento da produção. Nos anos mais recentes, o aumento tem atingido a faixa entre 25 e 40% a cada ano. Deste modo, tais percentuais foram mantidos até o alcance do pico de produção. De acordo com os estudos de Höök (2009), os campos considerados gigantes, assim como as jazidas do Pré-Sal, levam em média 13 anos para atingir o pico de produção a contar da data de seu *first oil*. Assim, o auge da extração de hidrocarbonetos em Lula deve ser alcançado no ano de 2022. A partir desta data, foi calculado um declínio de cerca de 9% ao ano com base na literatura de Höök (2009), que trata sobre o declínio de produção em campos gigantes e sugere este percentual como taxa média para o decaimento em campos *offshore*.
- Iracema: Para Iracema, o histórico de produção disponível é bastante limitado visto que o *first oil* deste campo ocorreu em outubro de 2014. Por este motivo, foi

estimada para 2015 uma produção equivalente ao somatório de 3 poços produtores, cada um fornecendo cerca de 20 mil barris diários. Esta estimativa pode ser considerada bastante razoável, pois se baseia nos dados disponíveis no Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) para os poços do Pré-Sal. Em alguns deles, a produção tem atingido a casa dos 30 mil barris por dia. Tantas as taxas de crescimento até o pico de produção quanto as taxas de declínio aplicadas a este caso seguem o padrão de Lula. Para Iracema, porém, o pico de produção considerado foi atingido após 6 anos de extração de recursos, visto que as reservas de Iracema são menores, mas a produção cresce rapidamente, mantendo a forma característica das curvas dos “campos gigantes” (*giant camps*) apresentadas por Höök (2009) em seu estudo.

- Sapinhoá: Para a curva de Sapinhoá, as taxas de crescimento foram aplicadas sobre os valores disponíveis de produção dos anos de 2013 e 2014. Como a dimensão da reserva segue o valor de Iracema, o tempo até o pico de produção foi considerado o mesmo, bem como a taxa de declínio de 9% ao ano por se tratar de um campo *offshore*.
- Lapa: Este é o menor campo do presente estudo em volume de jazidas. Assim, com seu início de produção previsto para 2016, foi estimado para tal ano um volume equivalente à produção de 3 poços, cada um fornecendo cerca de 5 mil barris diários. Lapa apresentará, em seu primeiro ano de produção, cerca de metade do volume fornecido por Sapinhoá, campo também pertencente ao BM-S-9. Esta hipótese é considerada razoável devido à diferença das reservas estimadas. A partir da primeira produção, são aplicadas as taxas de crescimento de 25 a 40% ao ano até o pico (atingido em 6 anos), seguidas de depleção de 7 a

9%, dado que Lapa não é considerado um “campo gigante” e por isso seu declínio é menos acentuado.

- Iara: Por fim, Iara tem uma produção inicial pautada na primeira produção de Lula, dado que seus volumes de reservas são relativamente próximos. Para o segundo ano, estimam-se 3 poços produzindo 20 mil barris por dia cada um. Deste ponto em diante, foram aplicadas as taxas de crescimento até o pico, atingido após 13 anos de produção, assim como Lula. Ao final, aplicou-se a taxa de declínio de 9% ao ano.

Assim, a produção em cada ano é dada por:

$$P_i = P_{i-1} \times Taxa \text{ de Crescimento } (\%) \text{ (Até o pico)}$$

$$P_i = P_{i-1} \times Taxa \text{ de Declínio } (\%) \text{ (Após o pico)}$$

Onde  $P_i$  é a produção desejada em determinado ano e  $P_{i-1}$  é a produção no ano anterior.

A Tabela 4.2 apresenta os valores obtidos e utilizados para a construção das curvas de produção. Os dados são reais até 2014 e provêm dos Boletins de Produção divulgados pela ANP (2014). A partir do ano de 2015, foram realizadas as estimativas descritas anteriormente, com mecanismos detalhados para cada campo.

<b>Produção Anual por Campo (bbl)</b>					
<b>Ano</b>	<b>Lula</b>	<b>Iracema</b>	<b>Sapinhoá</b>	<b>Lapa</b>	<b>Iara</b>
2009	2.838.355	0	0	0	0
2010	6.295.352	0	0	0	0
2011	13.174.116	0	0	0	0
2012	31.002.519	0	0	0	0
2013	39.384.594	0	10.415.279	0	0
2014	56.175.157	938.372	31.562.423	0	0
2015	75.836.462	21.900.000	44.187.393	0	0
2016	102.379.224	30.660.000	59.652.980	5.475.000	0
2017	133.092.991	41.391.000	77.548.874	7.938.750	3.000.000
2018	173.020.889	53.808.300	93.058.649	11.511.188	21.900.000
2019	224.927.155	69.950.790	93.058.649	16.115.663	29.565.000
2020	281.158.944	87.438.488	92.128.062	22.561.928	39.912.750

2021	337.390.733	87.438.488	89.364.220	30.458.602	51.886.575
2022	354.260.269	86.564.103	84.896.009	30.458.602	67.452.548
2023	350.717.667	85.698.462	77.255.368	30.154.016	87.688.312
2024	340.196.137	83.127.508	70.302.385	29.249.396	113.994.805
2025	329.990.253	78.971.132	63.975.171	28.079.420	142.493.507
2026	313.490.740	71.863.730	58.217.405	25.552.272	170.992.208
2027	294.681.296	65.395.995	52.977.839	23.252.568	205.190.649
2028	274.053.605	59.510.355	48.209.833	21.159.836	246.228.779
2029	249.388.780	54.154.423	43.870.948	19.255.451	258.540.218
2030	226.943.790	49.280.525	39.922.563	17.522.461	258.540.218
2031	206.518.849	44.845.278	36.329.532	15.945.439	255.954.816
2032	187.932.153	40.809.203	33.059.874	14.510.350	253.395.268
2033	171.018.259	37.136.375	30.084.486	13.204.418	245.793.410
2034	155.626.616	33.794.101	27.376.882	12.016.021	233.503.739
2035	141.620.220	30.752.632	24.912.963	10.934.579	217.158.478
2036	128.874.400	27.984.895	22.670.796	9.950.467	197.614.215
2037	117.275.704	25.466.254	20.630.424	9.054.925	179.828.935
2038	106.720.891	23.174.292	18.773.686	8.239.981	163.644.331
2039	97.116.011	21.088.605	17.084.054	7.498.383	148.916.341
2040	88.375.570	19.190.631	15.546.489	6.823.529	135.513.871
2041	80.421.769	17.463.474	14.147.305	6.209.411	123.317.622
2042	73.183.809	15.891.761	12.874.048	5.836.846	112.219.036
2043	66.597.267	14.461.503	11.715.384	5.486.636	102.119.323
2044	60.603.513	13.159.968	10.660.999	5.157.437	92.928.584
2045	55.149.196	11.975.571	9.701.509	4.847.991	84.565.011
2046	50.185.769	10.897.769	8.828.373	4.557.112	76.954.160
2047	45.669.050	9.916.970	8.033.820	4.283.685	70.028.286
2048	41.558.835	9.024.443	7.310.776	4.026.664	63.725.740
2049	37.818.540	8.212.243	6.652.806	3.785.064	57.990.424
2050	34.414.871	7.473.141	6.054.054	3.557.960	52.771.285
2051	31.317.533	6.800.558	5.509.189	3.344.483	48.021.870
2052	28.498.955	6.188.508	5.013.362	3.143.814	43.699.901
2053	25.934.049	5.631.542	4.562.159	2.955.185	39.766.910
2054	23.599.985	5.124.703	4.151.565	2.777.874	36.187.888
2055	21.475.986	4.663.480	3.777.924	2.611.201	32.930.978
2056	19.543.147	4.243.767	3.437.911	2.454.529	29.967.190
2057	17.784.264	3.861.828	3.128.499	2.307.257	27.270.143
2058	16.183.680	3.514.263	2.846.934	2.168.822	24.815.830
2059	14.727.149	3.197.980	2.590.710	2.038.693	22.582.406
2060	13.401.706	2.910.162	2.357.546	1.916.371	20.549.989
2061	12.195.552	2.648.247	2.145.367	1.801.389	18.700.490
2062	11.097.952	2.409.905	1.952.284	1.693.306	17.017.446
2063	10.099.137	2.193.013	1.776.578	1.591.707	15.485.876
2064	9.190.214	1.995.642	1.616.686	1.496.205	14.092.147
2065	8.363.095	1.816.034	1.471.185	1.406.432	12.823.854
2066	7.610.417	0	1.338.778	0	11.669.707
2067	6.925.479	0	1.218.288	0	10.619.433
2068	6.302.186	0	1.108.642	0	9.663.684
2069	5.734.989	0	1.008.864	0	8.793.953
2070	5.218.840	0	918.066	0	8.002.497
2071	4.749.145	0	0	0	7.282.272
2072	4.321.722	0	0	0	6.626.868
2073	3.932.767	0	0	0	6.030.450
2074	3.578.818	0	0	0	5.487.709
2075	3.256.724	0	0	0	4.993.815
2076	2.963.619	0	0	0	4.544.372
2077	2.696.893	0	0	0	4.135.379
2078	2.454.173	0	0	0	3.763.194
2079	2.233.297	0	0	0	3.424.507
2080	2.032.300	0	0	0	3.116.301
2081	1.849.393	0	0	0	2.835.834
2082	0	0	0	0	2.580.609
2083	0	0	0	0	2.348.354
2084	0	0	0	0	2.137.002
2085	0	0	0	0	1.944.672
2086	0	0	0	0	1.769.652
<b>Total</b>	<b>6.486.353.484</b>	<b>1.508.010.410</b>	<b>1.524.982.848</b>	<b>508.379.315</b>	<b>5.081.011.633</b>

Tabela 4.2: Produção de Óleo por Campo (Elaboração do Autor)

Abaixo, é possível conferir as curvas de produção ao longo do tempo e observar os picos mencionados anteriormente. Avaliando os campos de forma conjunta, estima-se que a máxima produção da região será alcançada entre os anos de 2025 e 2028.

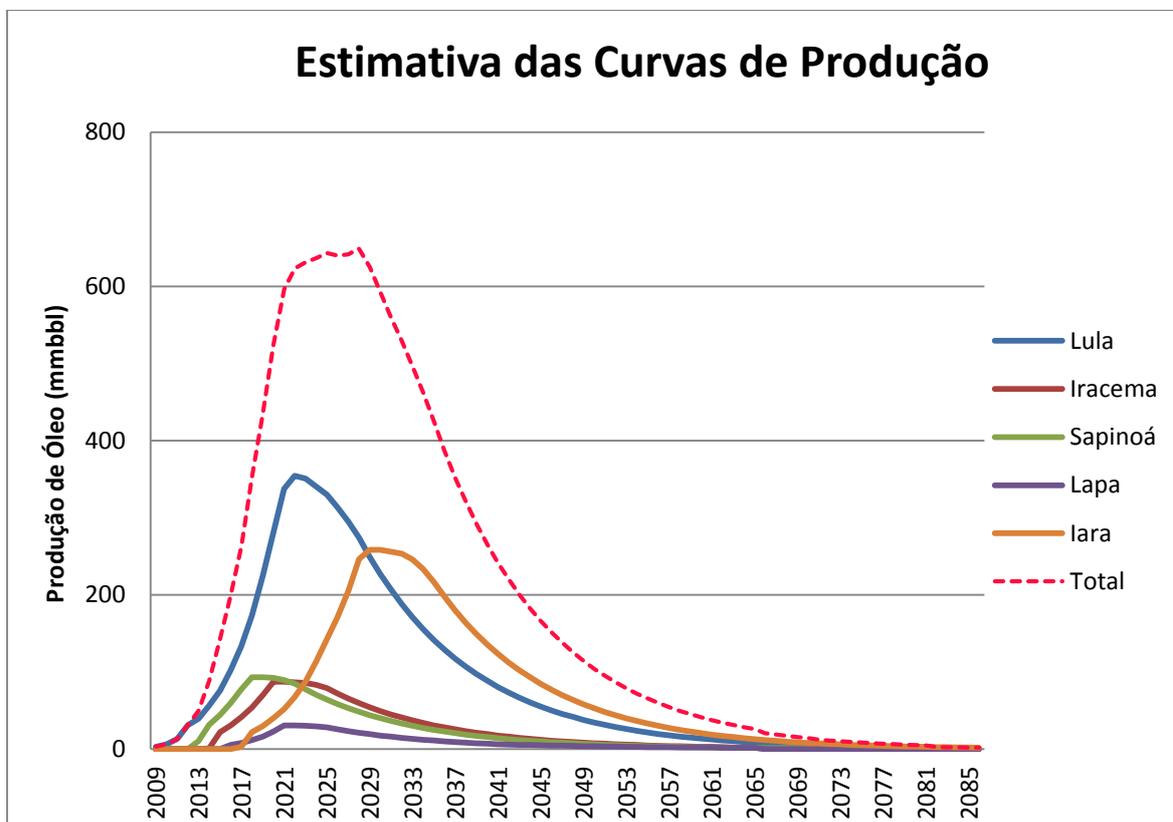


Figura 4.2: Curvas de Produção Estimadas por Campo (2009 – 2085) (Elaboração do Autor)

É válido notar que a área abaixo da curva de produção reflete o volume total estimado em reservas de barris recuperáveis. Por este motivo, a projeção se estende até aproximadamente 2085. No entanto, isto não significa que estes campos terão vida útil e poderão ser produzidos com tal longevidade, dada a provável inviabilidade econômica do projeto após determinado período de tempo, ou seja: os lucros gerados pela baixa produção não irão compensar os investimentos no projeto.

Assim, para conhecer a faixa de interesse da curva, seria necessária a realização de uma análise de viabilidade econômica dos campos, incluindo CAPEX, OPEX e outras

avaliações. E para que se evite um abandono prematuro, existem ainda os métodos de recuperação avançada de petróleo (EOR) que podem ser aplicados na fase de declínio, permitindo a extensão da vida produtiva. Alguns exemplos são os métodos químicos (polímeros e surfactantes), métodos térmicos (combustão *in situ*), solventes (CO<sub>2</sub> miscível e imiscível), entre outros.

### **4.3 Operações de Alívio do Óleo**

#### **4.3.1 Contratos**

Conforme a produção do óleo proveniente dos poços conectados vai sendo acumulada nos tanques dos FPSOs (Floating Production Storage and Offloading - Unidade Flutuante de Produção, Armazenamento e Transferência), é preciso realizar alívios periódicos para evitar o *tank top*<sup>16</sup>. Ou seja, busca-se impedir que a capacidade máxima de armazenamento da unidade seja atingida, acarretando a parada de produção por impossibilidade de estocagem. A periodicidade com que ocorrerão as sequências de alívios ao longo do tempo, bem como suas implicações, é regida por contratos definidos previamente entre os consorciados de cada bloco. Os contratos se caracterizam como: *Lifting Agreements* e, de forma complementar, *Loan-in-kind Agreements* (AIPN, 2014).

O *Lifting Agreement* é responsável por estabelecer regras e procedimentos a serem seguidos pelos membros do consórcio no intuito de promover um *offloading* ordenado dos hidrocarbonetos líquidos presentes no FPSO. A companhia operadora, que no caso dos campos do Pré-Sal é a própria Petrobras, é a empresa responsável pela coordenação das atividades mencionadas no contrato (AIPN, 2014).

Inicialmente, o operador divulga o *Entitlement Determination*, que corresponde basicamente à quantidade de óleo cru presente em estoque a qual cada uma das Partes detém direito:

---

<sup>16</sup> Do inglês, representa situação onde os tanques dos FPSOs se encontram cheios.

*Quantidade estimada de óleo disponível × Participação da Companhia (%)*.

Em seguida, os *Lifters* ou membros do consórcio divulgam suas nomeações nas quais especificam a janela de datas em que pretendem realizar seu alívio ou *offloading*. Esta data é condicionada ao momento em que a companhia atinge um *entitlement* que a permite realizar um carregamento de volume padrão: 500 mil ou 1 milhão de barris de óleo. Duas ou mais companhias pode realizar um *lifting* combinado, onde utilizam o mesmo navio para realizar seus alívios de forma sequencial ou também realizar um *pooling*, ou seja, utilizar a soma de seus *entitlements* parciais para determinar a relação de datas dos carregamentos (AIPN, 2014).

Por fim, a entidade responsável (no caso, a companhia operadora) divulga o chamado *Lifting Schedule* contendo o cronograma de alívios para determinado mês. Caso seja interessante para alguma das Partes, esta poderá propor mudanças nas janelas estabelecidas e o operador terá o papel de avaliar a solicitação levando em consideração as regras de prioridade estabelecidas no contrato. Um *Final Lifting Schedule* é emitido confirmando as datas estabelecidas pelas empresas (AIPN, 2014).

Caso o *Lifter* retire um carregamento de volume superior ao correspondente em seu *entitlement*, o *Loan-in-kind Agreement* permite que as outras Partes do consórcio realizem um empréstimo desta quantidade excedente. Assim, o *Lifter* passa a ser um “devedor” de volume, ficando com o *entitlement* negativo, e devolverá esta quantidade assim que a produção permitir. Na prática, há apenas a emissão de notas fiscais de empréstimo e devolução, mas os volumes tratados referem-se àqueles que constam dentro dos tanques dos FPSOs (AIPN, 2014).

#### **4.3.2 Logística de Escoamento**

Segundo a Petrobras (2014), as unidades de produção do Pré-Sal possuem capacidade de armazenamento de cerca de 1,6 milhão de barris de petróleo e são

capazes de produzir e tratar até 150 mil barris diariamente, além da compressão de 6 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural. Atualmente, onze sistemas de produção e um teste de longa duração (TLD) são responsáveis pela produção o campo do Pré-Sal (Petrobras, 2014). Nos campos em estudo dos blocos BM-S-9 e BM-S-11, é possível listar as unidades produtoras:

- FPSO Cidade de Angra do Reis produzindo em Lula Piloto;
- FPSO Cidade de Paraty em Lula NE;
- FPSO Cidade de São Paulo em Sapinhoá Sul;
- FPSO Cidade de Mangaratiba em Iracema Sul;
- FPSO Cidade de Ilhabela em Sapinhoá Norte,

A região de Iara, ainda em teste de longa duração, produz através do FPSO DP (*Dynamic Positioning*). É importante ressaltar que, além do contingente já mencionado, dezesseis plataformas já estão contratadas e em processo de construção e outras quatorze unidades serão licitadas para entrada em produção no horizonte de 2017 a 2020. Elas serão responsáveis pela produção em campos como Lapa, Lula Sul, Iara Horst, entre outros (Petrobras, 2014).

De acordo com a Petrobras (2014), a frota de PLSVs (*Pipe-laying Support Vessels*), que são basicamente embarcações necessárias para interligar os poços marítimos às plataformas de produção, já conta com dezenove unidades até o momento e este valor deverá chegar a trinta em 2017.

Para escoar esta produção que cresce exponencialmente, o meio mais utilizado é o navio aliviador com sistema de posicionamento dinâmico, o *DP Tanker*, que utiliza propulsores para garantir a posição adequada para uma operação de alívio. Estes navios são nomeados pelos membros do consórcio, conforme definido no *Lifting Agreement*.

Eles se deslocam até a unidade de produção para realizar o *offloading* e seguir, então, com o óleo para o mercado.

Uma alternativa que deverá ser implementada é o projeto do UOTE (Unidade *Offshore* de Transferência e Estocagem) (Petrobras, 2012). Ele consiste em um terminal flutuante que irá receber e armazenar o petróleo proveniente do Pré-Sal para que este seja, posteriormente, exportado. Com uma capacidade de escoamento total instalada de 19,6 milhões de barris de petróleo por mês, o UOTE permitirá que navios petroleiros convencionais (*Conventional Tankers*) sejam os responsáveis por transferir todos os tipos de óleos armazenados para seus pontos de entrega (Relatório de Impacto Ambiental – UOTE, 2012).

Os navios convencionais não apresentam sistema de posicionamento dinâmico, o que torna seus custos inferiores em relação aos DPs e, portanto, torna o projeto economicamente viável. Abaixo, o arranjo planejado para a atuação do UOTE, composto por uma FSO (*Floating, Storage and Offloading*), duas monoboias e um sistema submarino:

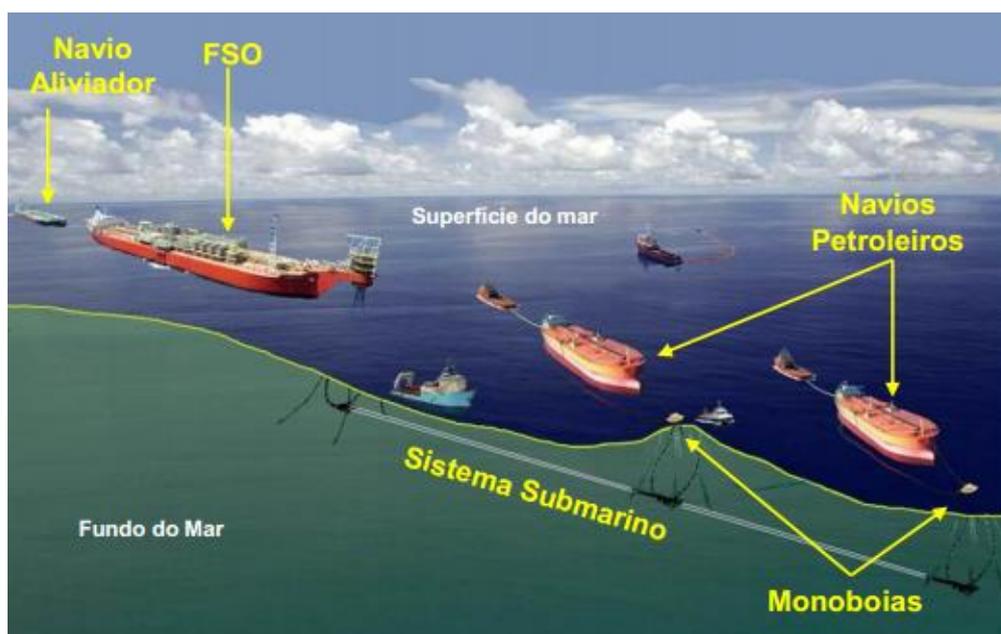


Figura 4.3: Arranjo Submarino do UOTE (Relatório de Impacto Ambiental – UOTE, 2012)

## 5 COMERCIALIZAÇÃO E CONSTRUÇÃO DO PREÇO

### 5.1 Preço Mínimo do Petróleo

#### 5.1.1 Contexto

No contexto das participações governamentais, o chamado “Preço de Referência” é o valor utilizado como base para o cálculo de *royalties* e participação especial. Previsto no art. 7º do Decreto 2.705/98, este preço é especificado campo a campo, sendo livre de impostos incidentes sobre a venda e dos custos de transporte incorridos fora da área de concessão.

De acordo com Nota Técnica do IPT (Instituto de Pesquisas Tecnológicas), o Preço de Referência leva em consideração a existência ou não de operação de venda de petróleo. Este fator é essencial, pois participam das atividades do setor tanto empresas que operam na etapa de produção, vendendo o petróleo para que outra companhia realize o refino, quanto aquelas que são responsáveis por diferentes elos da cadeia como, por exemplo: o refino, o transporte etc., efetuando a venda dos produtos derivados do petróleo. Além disso, o preço de venda deve atender às condições de mercado, afastando possíveis manipulações de preço entre as partes envolvidas na transação. Deste modo, o Preço de Referência é escolhido entre o maior dos seguintes valores (ANP, 2013):

- Média ponderada dos preços de venda praticados pelo concessionário ou;
- Preço mínimo determinado pela ANP.

Tendo por base o valor médio mensal do petróleo *Brent Dated*<sup>17</sup> somado a um diferencial de qualidade que será detalhado adiante, a ANP possui o encargo de fixar o Preço Mínimo da *commodity*, cujo limite deve ser respeitado também pelos

---

<sup>17</sup> Cotação publicada diariamente pela PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 7 (sete) a 17 (dezesete) dias após a data da cotação, no terminal de Sullom Voe, na Grã-Bretanha.

comercializadores, que não poderão praticar preços inferiores aos estabelecidos pela agência. O preço em dólar é convertido em moeda nacional pela média mensal das cotações diárias da taxa de câmbio para compra da moeda norte-americana. O diferencial de qualidade, a ser adicionado, é a diferença entre:

- O valor das frações (rendimentos) leve, médio e pesado, decorrentes da destilação do petróleo nacional, calculado com base nos preços no mercado internacional de cada derivado e;
- O valor das frações (rendimentos) leve, médio e pesado, decorrentes da destilação do petróleo *Brent Dated*, calculado com base nos preços no mercado internacional de cada derivado constante da Tabela 5.1.

% de Enxofre	Fração Leve	Fração Média	Fração Pesada
≤ 0,35%	Gasoline 10ppm**	USLD 10ppm*	Fuel Oil 1%
>0,35%	Gasoline 10ppm**	Gasoil 0,1% ***	Fuel Oil 3,5%

Tabela 5.1: Derivados de Petróleo utilizados no cálculo do Preço Mínimo (ANP, 2013)

O processo de elaboração do Preço Mínimo é basicamente composto por dois subprocessos: a atualização anual e eventual de correntes (tipo de petróleo) e da composição físico-química do petróleo produzido em cada campo; e o cálculo do Preço Mínimo por corrente. Após a revisão das especificações técnicas, inicia-se o levantamento das cotações do período mensal de derivados (definidos na Portaria ANP nº 206/2000) no sistema PLATT'S e da cotação do período mensal do câmbio de compra (Dólar (US\$)/Real (R\$)) encontrado no site do Banco Central do Brasil, além do demonstrativo de produção por concessionário. Assim, estes insumos embasam a construção do Preço Mínimo divulgado pela ANP.

Por fim, é elaborada uma proposta de ação para a resolução de Preço Mínimo, a qual é aprovada pela diretoria, publicada no Diário Oficial da União e posteriormente divulgada no *site* da ANP.

### **5.1.2 Determinação do Preço**

A Portaria da ANP no. 206/2000 que estabelece os critérios para a fixação do Preço Mínimo prevê dois cenários distintos para seu cálculo. O primeiro trata da situação em que o campo/bloco, cujo Preço Mínimo será calculado, dispõe da curva PEV (curva dos Pontos de Ebulição Verdadeiros); já o segundo, corresponde ao caso onde o petróleo produzido provém de campo/bloco cujo concessionário tenha sido qualificado como operador “C” ou “D” e cujo petróleo produzido não dispõe da curva PEV.

A Portaria ANP disciplina, ainda, em seu art. 6º, os preços mínimos do petróleo quando:

- O petróleo produzido não dispuser de curva PEV e a área produtora for a primeira área produtora de sua bacia;
- O petróleo produzido não dispuser de curva PEV e possuir o maior grau API de sua bacia;
- O concessionário da área, qualificado como operador “C” ou “D”, não dispuser da curva PEV e nem do grau API do petróleo produzido; ou,
- O operador da área, qualificado como operador “A” ou “B”, não dispuser da curva PEV.

O relatório mensal da ANP, que expõe os valores obtidos para o Preço Mínimo, apresenta o cálculo aplicado em cada caso relatado anteriormente.

a) Cálculo do Preço Mínimo - Campos/Blocos com Curva PEV:

Ao apresentarem à ANP a curva PEV do petróleo produzido em seus campos/blocos, os operadores terão seus hidrocarbonetos atrelados a uma corrente de petróleo atribuída pela ANP, em função das características da curva PEV encaminhada. O valor do petróleo representado pela corrente atrelada ao campo deve ser utilizado pelo concessionário para cálculo das participações governamentais.

A fórmula abaixo demonstra o cálculo do Preço Mínimo do petróleo nacional, definido mensalmente, em reais por metro cúbico (ANP, 2014):

$$P_{min} = \overline{TC} \cdot 6,2898 \cdot (\overline{P_{Brent}} + D_c)$$

Em que:

$P_{min}$ : Preço Mínimo do Petróleo da corrente em R\$/m<sup>3</sup>;

TC: é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, segundo o Banco Central;

6,2898: constante utilizada para conversão volumétrica de metros cúbicos para barris de petróleo;

$P_{Brent}$ : valor médio mensal dos preços diários do petróleo tipo *Brent*, cotados na *Platt's Crude Oil Marketwire*, em dólares americanos por barril, para o mês cujo o preço se calcula;

$D_c$ : o diferencial de qualidade entre o petróleo tipo Brent e o petróleo da corrente "c", cujo preço se calcula, obtido através da seguinte fórmula:

$$D_c = VBP_{nac} - VBP_{Brent}$$

Onde:

$VBP_{nac}$ : é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo nacional, em dólares americanos por barril. É o valor das frações (rendimentos) leves, médias e pesadas, decorrentes da destilação do petróleo nacional avaliado, calculado com base nos preços no mercado internacional de cada derivado; e

$VBP_{Brent}$ : é o valor bruto dos produtos derivados do petróleo Brent, em dólares americanos por barril. É o valor das frações (rendimentos) leves, médias e pesadas, decorrentes da destilação do petróleo tipo Brent, calculado com base nos preços do mercado internacional de cada derivado constante.

O Valor Bruto do Petróleo (VBP), tanto Nacional quanto o *Brent*, é dado pela seguinte fórmula:

$$VBP = (F_l \cdot P_l) + (F_m \cdot P_m) + (F_p \cdot P_p)$$

Em que:

$F_l$ : fração dos destilados leves;

$F_m$ : fração dos destilados médios;

$F_p$ : fração dos destilados pesados;

$P_l$ : preço da fração dos destilados leves;

$P_m$ : preço da fração dos destilados médios; e

$P_p$ : preço da fração dos destilados pesados.

A Tabela 5.2 apresenta os Preços Mínimos (em real por metro cúbico) para os meses de novembro e dezembro de 2014, calculados pela fórmula acima descrita. Em seu conteúdo, é possível observar os valores obtidos para os campos de Lula, Sapinhoá e Iara, que apresentam a curva PEV mencionada anteriormente.

Corrente	R\$/m <sup>3</sup>		
	Nov/14	Dez/14	Variação
Sapinhoá	1.131,3794	918,4107	-212,9687
Harpia	966,2258	774,9438	-191,2820
Frade	1.028,0420	825,3237	-202,7183
Peregrino	984,6556	787,7500	-196,9056
Tubarão Azul	1.042,1003	835,8760	-206,2243
Área de Sul de Tupi	1.126,1233	915,2706	-210,8527
Área de Nordeste de Tupi	1.047,0936	836,5017	-210,5919
Área de Sul de Guará	1.131,4082	918,1634	-213,2448
Tubarão Martelo	1.020,6115	816,8394	-203,7721
Tartaruga Verde	1.061,3923	849,5967	-211,7956
Entorno de Iara	1.111,5570	901,1350	-210,4220
Iara	1.120,7279	910,3264	-210,4015
Óleo de Xisto	1.042,8727	842,7803	-200,0924
Galo de Campina	1.023,8821	833,2952	-190,5869
Lula	1.159,0409	945,4720	-213,5689
Baleia Azul	1.170,1571	955,2343	-214,9228
Área de Florim	1.159,5024	945,3906	-214,1118

Tabela 5.2: Preço Mínimo do Petróleo para Campos com Curva PEV em 2014 (ANP, 2014)

b) Cálculo do Preço Mínimo - Campos/Blocos de Operadores Qualificados como “A” ou “B” sem curva PEV:

Segundo estipula o inciso IV do art. 6º da Portaria ANP nº 206/2000, os campos/blocos cujos concessionários sejam qualificados como operadores “A” ou “B”, que não apresentarem a curva PEV à ANP, não sejam os primeiros campos/blocos a operarem em suas respectivas bacias, nem tenham grau API de seu petróleo superior ao

petróleo de maior grau API de sua bacia, terão seu petróleo valorado pelo maior Preço Mínimo da Bacia em que se encontram.

c) Cálculo do Preço Mínimo - Campos/Blocos de Operadores Qualificados como “C” ou “D” sem curva PEV:

Conforme determina o art. 3º da Portaria ANP 206/2000, os campos/blocos cujos concessionários tenham sido qualificados como operadores “C” ou “D” na última rodada de que tenham participado, terão seu preço mínimo calculado segundo a fórmula abaixo:

$$P_{min} = 3,9383 \cdot (API_C - 38,9) + TC \cdot 6,2898 \cdot P_{Brent} \cdot 0,95$$

Em que:

$P_{min}$ : Preço Mínimo do Petróleo da corrente em R\$/m<sup>3</sup>;

3,9383: coeficiente angular;

$API_C$ : densidade do petróleo a ser valorado em graus API;

TC: é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, segundo o Banco Central;

6,2898: valor utilizado para conversão do volume de óleo de barris para metros cúbicos;

$P_{Brent}$  : valor médio mensal dos preços diários do petróleo tipo Brent , cotados na *Platt's Crude Oil Marketwire*, em dólares americanos por barril, para o mês cujo o preço se calcula; e

0,95: termo de ajuste.

d) Cálculo do Preço Mínimo - Campos/Blocos de Operadores Qualificados como “C” ou “D” sem curva PEV e sem °API:

Conforme dispõe o inciso III da Portaria ANP nº 206/2000, os campos operados por concessionários qualificados como “C” ou “D”, cujo petróleo não possui curva PEV e nem teve o seu grau API informado à ANP, terão seu petróleo valorado pelo maior Preço

Mínimo decorrente da aplicação do artigo 3º da Portaria, ou seja, o método descrito acima no item “c”, para o mês corrente.

## **5.2 Flutuações no Preço**

Diversos fatores podem influenciar nas oscilações do preço do petróleo no mercado internacional. O crescimento econômico de países como China e Índia, por exemplo, acarreta um aumento de demanda e eleva, conseqüentemente, o preço da *commodity*. Situações de conflitos e instabilidade política envolvendo países produtores de petróleo costumam gerar grande preocupação quanto à incerteza do seu fornecimento, e por isso, também contribuem para a disparada dos preços. Crises econômicas, em contrapartida, trazem como conseqüências o desaquecimento de indústrias, redução de investimentos e diminuição da oferta de crédito, levando a uma baixa na demanda por petróleo e favorecendo a queda de seu valor comercial (*US Economy*, 2015).

A partir de meados de 2014, a acentuada redução nos preços afetou diretamente as empresas exploradoras e os investidores do setor, negativamente, bem como os grandes importadores e dependentes do petróleo, positivamente. O *Brent Dated*, usado como preço de referência por cerca de 65% das operações no mercado físico de petróleo em termos mundiais, pode ter sua trajetória de recente declínio observada no gráfico da Figura 5.1:

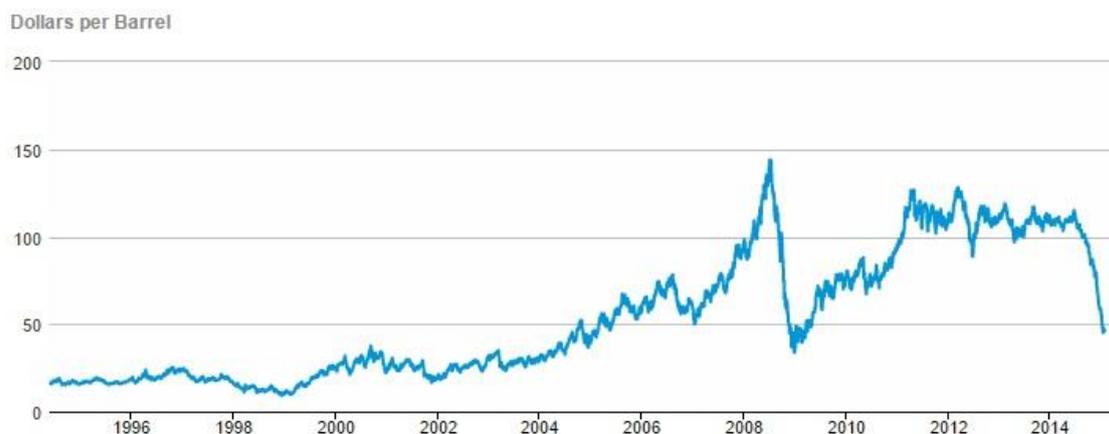


Figura 5.1: Flutuações do *Brent Dated* ao longo do tempo (EIA, 2015)

Nos últimos anos, a produção americana foi consideravelmente incrementada graças à extração do óleo de xisto por faturamento hidráulico, uma técnica que consiste em injetar água a alta pressão para fraturar rochas em profundidades entre 1.500 e 2.400 metros. Deste modo, a quantidade de óleo disponível no mercado aumentou e a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) culpa a grande produção pelas baixas cotações da *commodity* (Reuters, 2015).

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo mantém sua posição de não diminuir a produção com o intuito de reequilibrar os preços. Segundo analistas, seria uma forma de desafiar os produtores americanos de xisto, que tem um custo muito mais alto para produzir, e enfraquecer a concorrência (Reuters, 2015).

Para o Brasil, a queda do preço do petróleo no mercado internacional também tem consequências ruins, pois diminui a rentabilidade dos projetos de exploração no Pré-Sal. Isto ocorre devido ao planejamento inicial, que leva em consideração um preço mínimo do barril entre US\$ 45 e US\$ 52 para que a produção seja considerada economicamente viável (Reuters, 2015).

A queda da cotação internacional deve provocar também uma diminuição na arrecadação dos *royalties* sobre a produção em 2015, afetando a receita dos municípios

e Estados produtores. Isto ocorre, porque o Preço de Referência e o Preço Mínimo divulgados pela ANP também experimentaram, devido à queda no *Brent*, um declínio acentuado. Nos gráficos das figuras Figura 5.2 e Figura 5.3, é possível observar o histórico contendo as cotações mais recentes publicadas pela agência. Quanto ao Preço de Referência, cujo último dado apresentado data de outubro de 2014, é possível observar apenas uma tendência de redução.

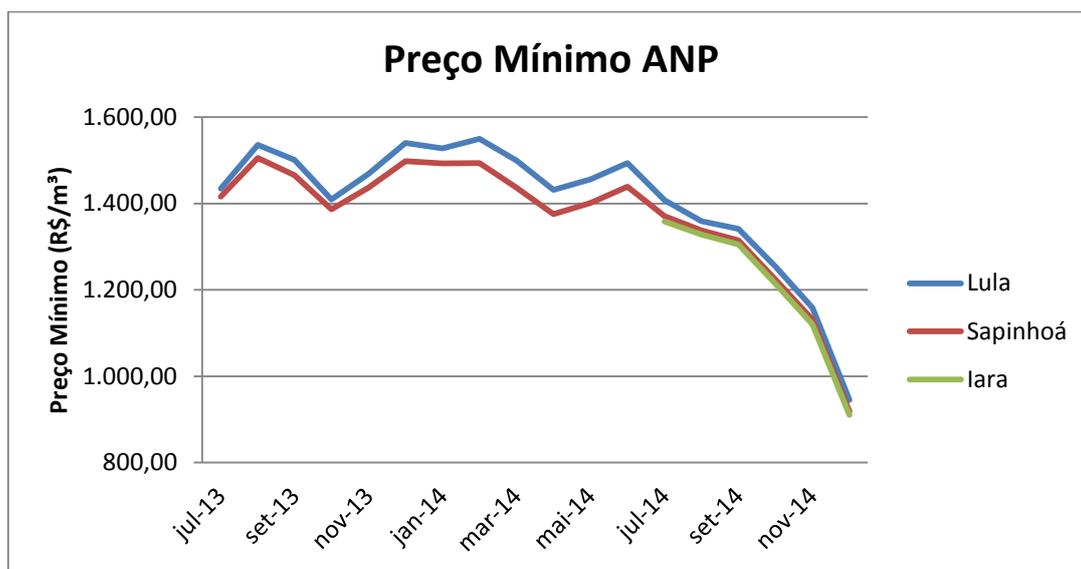


Figura 5.2: Flutuações dos Preços Mínimos divulgados pela ANP (ANP, 2014)

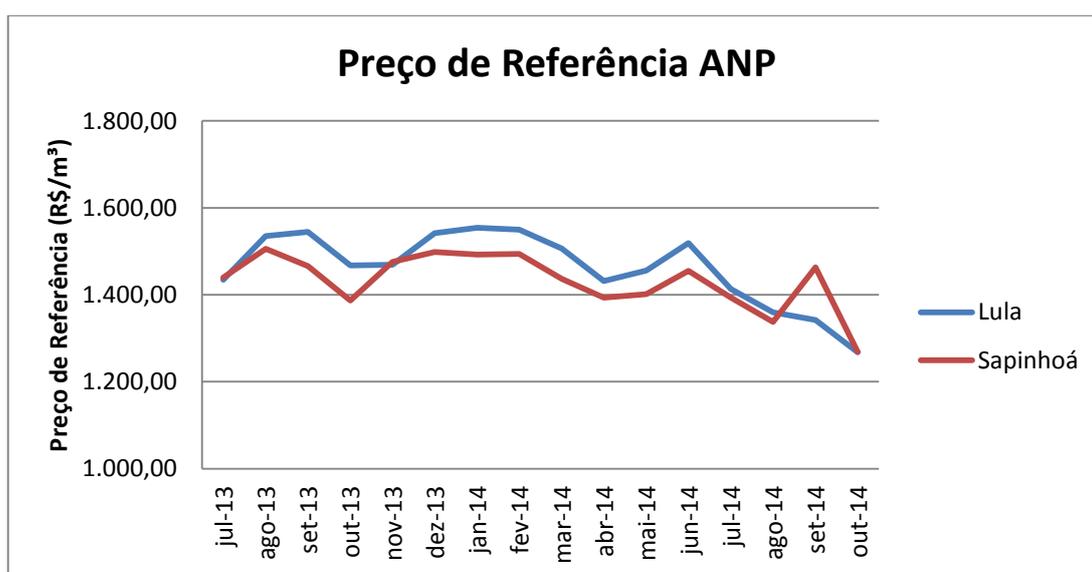


Figura 5.3: Flutuações dos Preços de Referência divulgados pela ANP (ANP, 2014)

### 5.3 Comercialização e Exportação do Óleo

O petróleo bruto produzido no Brasil tem basicamente dois destinos: a exportação e a venda doméstica para abastecer as refinarias e o mercado interno.

Com o incremento dos volumes do Pré-Sal, que vem constantemente contribuindo para a elevação das reservas e da produção do país, é razoável esperar que as exportações comecem crescer consideravelmente. Dados recentes da ANP (2014) comprovam que, cada vez mais, os hidrocarbonetos produzidos no país têm o mercado internacional como destino final.

Neste processo, muitas companhias utilizam empresas vinculadas (ou unidades organizacionais de uma mesma empresa) para efetuarem a comercialização do óleo cru. A concessionária “vende” seu petróleo para a companhia vinculada através do chamado “Preço de Transferência”. Este termo designa a transferência de bens corpóreos ou incorpóreos para unidade sediada em outra jurisdição tributária ou em paraíso fiscal (Ministério da Fazenda, 2015). Assim, o seu controle tem por finalidade garantir que os valores das operações entre sociedades vinculadas sejam semelhantes aos utilizados entre sociedades que não têm quaisquer vínculos entre si. Além disso, assegura que os proveitos colhidos sejam equitativos, impedindo remessas ilegais de resultados do país para o exterior e evitando a perda de arrecadação tributária. Por este motivo, o Preço de Transferência aplicado a este tipo de operação não pode ser inferior ao Preço Mínimo publicado pela ANP (ANP, 2014).

Após a comercialização, realizada pela própria concessionária ou sua representante, os carregamentos da *commodity* são levados em navios específicos para seus destinos finais. Como se pode notar pela Figura 5.4, China, Índia e Estados Unidos são alguns dos principais consumidores do petróleo brasileiro.

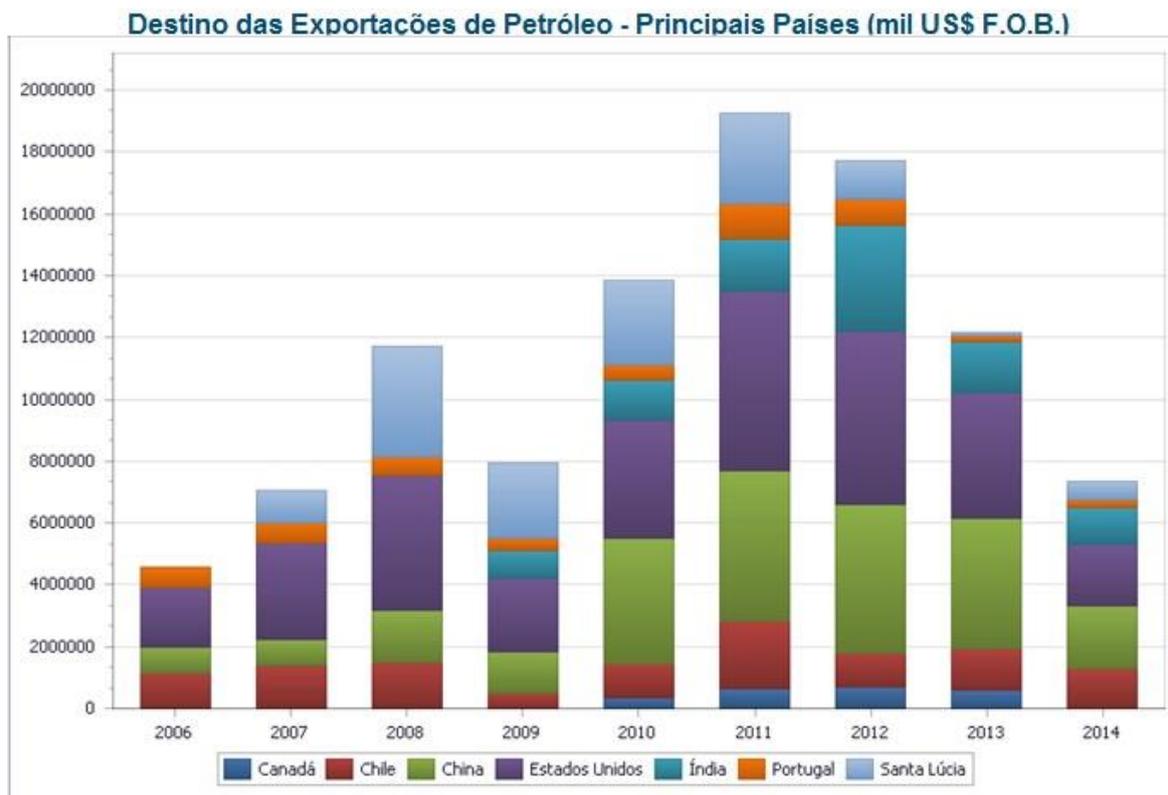


Figura 5.4: Destinos Finais da Exportação do Petróleo Nacional (IBP, 2014)

## 6 ARRECADAÇÃO

As Participações Governamentais são pagamentos a serem realizados pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, conforme previsto na Lei 9.478/1997. Elas incluem bônus de assinaturas, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área. Os *royalties* são de grande importância pois incidem diretamente sobre a produção de hidrocarbonetos, gerando receita contínua para a União.

### 6.1 Cálculo de *Royalties*

Os *royalties*, caracterizados basicamente como compensações financeiras devidas ao Estado Brasileiro, são verdadeiras remunerações pagas pelos concessionários à sociedade devido à exploração de recursos não-renováveis, conforme discutido anteriormente. Estes pagamentos estão previstos no regime de concessão, que é o caso dos blocos tratados neste estudo, também na cessão onerosa de direitos de exploração e produção à Petrobras e no regime de partilha da produção aplicado nas áreas do Pré-Sal e outras áreas estratégicas.

De acordo com os informativos da ANP sobre *royalties*, o pagamento destes é feito mensalmente à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), que tem como atribuição repassá-los aos Estados e municípios brasileiros, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia e ao Fundo Especial. Este Fundo que, por sua vez, é administrado pelo Ministério da Fazenda, é distribuído a todos os Estados e municípios da Federação de acordo, respectivamente, com o Fundo de Participação dos Estados e o Fundo de Participação dos Municípios (ANP, 2014).

Como a incidência dos *royalties* se dá sobre a produção mensal de cada campo, o valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três variáveis:

1. Alíquota dos *royalties* do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;

2. A produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
3. O preço de referência destes hidrocarbonetos no determinado mês.

Desta forma, teremos:

$$\text{Royalties} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da produção}$$

$$\text{Valor da Produção} = V(\text{petróleo}) \times P(\text{petróleo}) + V(\text{gn}) \times P(\text{gn})$$

Onde:

*Royalties*: valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$;

Alíquota: percentual previsto no contrato de concessão do campo;

V(petróleo): volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m<sup>3</sup>;

P(petróleo): é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m<sup>3</sup>;

V(gn): volume da produção de gás natural do campo no mês de apuração, em m<sup>3</sup>;

P(gn): preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m<sup>3</sup>.

Os contratos de concessão preveem alíquotas de *royalties* que variam de 5% a 10%, sendo que os primeiros 5% são distribuídos conforme o Art. 48 da Lei nº 9.478/1997 (o qual mantém os critérios de distribuição previstos na Lei nº 7.990/1989), enquanto o percentual excedente aos 5% é distribuído conforme o Art. 49 da Lei nº 9.478/1997.

Assim, em se tratando de parcelas de 5%, a divisão dos *royalties* para lavra em terra e em plataforma continental se dá da seguinte maneira:

Lavra em terra:

- 70% Estados produtores;
- 20% Municípios produtores;
- 10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

Lavra na plataforma continental:

- 30% Estados confrontantes com poços;
- 30% Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas;
- 20% Comando da Marinha;
- 10% Fundo Especial (estados e municípios);
- 10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

Para as parcelas acima de 5% de alíquota, as distribuições se dão conforme o disposto a seguir:

Lavra em terra:

- 52,5% Estados produtores;
- 25% Ministério da Ciência e Tecnologia;
- 15% Municípios Produtores;
- 7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

Lavra na plataforma continental:

- 25% Ministério da Ciência e Tecnologia;
- 22,5% Estados confrontantes com campos;
- 22,5% Municípios confrontantes com campos;
- 15% Comando da Marinha;

- 7,5% Fundo Especial (estados e municípios);
- 7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.

## 6.2 Previsão de Preços

Para realizar uma análise sobre a arrecadação de *royalties* é necessário estimar também o Preço Mínimo ou Preço de Referência do petróleo a ser usado como base cálculo no estudo. Este é um detalhe importante do processo pois, para isto, é preciso avaliar as previsões do mercado para os valores futuros do *Brent* e da cotação do dólar, por exemplo.

De acordo com o *International Energy Outlook 2014* publicado pela EIA (*U.S. Energy Information Administration*), o abastecimento crescente de petróleo por parte de países como EUA e Canadá e as interrupções inesperadas nas exportações de países como Líbia, Irã e Síria, por exemplo, são fatores que dificultam potencialmente as previsões para o preço do barril e trazem incertezas quanto as projeções a médio e longo prazos.

Diversas influências no consumo e na produção podem alterar os preços futuros da *commodity*. Deste modo, a EIA desenvolveu três cenários para analisar uma série de interações potenciais de abastecimento, demanda e preços: o caso Referência e os casos de Baixo Preço e de Alto Preço do óleo. O caso de Baixo Preço indica uma demanda inferior por combustíveis líquidos a um dado preço de barril em relação ao caso Referência. Ele sugere também um possível abastecimento superior ao esperado. Já o caso de Alto Preço assume rápido crescimento econômico e alto custo para a produção, principalmente, do petróleo não-convencional. Este caso traduz também um cenário de alta demanda e baixo suprimento da *commodity* (EIA, 2014).

Neste estudo, são levados em consideração os dados de 2017 a 2040. Para os anos de 2015 e 2016, os dados foram retirados do *Short-Term Energy Outlook*, também publicado pelo EIA, porém com estimativas mais fiéis no que se refere ao curto prazo. Na Tabela 6.1: Preço do Brent a Longo Prazo (EIA, 2014), é possível observar os valores esperados para o *Brent* em um horizonte de 25 anos.

<b>Cenários de Previsão do Brent (US\$)</b>			
<b>Ano</b>	<b>Referência</b>	<b>Alto Preço</b>	<b>Baixo Preço</b>
2015	57,58	57,58	57,58
2016	75,00	75,00	75,00
2017	91,84	144,04	69,00
2018	92,50	146,43	68,80
2019	94,38	148,26	68,70
2020	96,57	150,28	68,90
2021	99,05	151,68	69,20
2022	101,57	153,12	69,50
2023	104,22	155,06	69,80
2024	106,69	156,87	70,10
2025	108,99	158,62	70,40
2026	110,92	161,11	70,70
2027	113,35	163,80	71,00
2028	115,31	167,32	71,30
2029	117,34	170,64	71,60
2030	118,99	173,69	71,90
2031	121,07	176,83	72,20
2032	123,40	180,16	72,50
2033	125,63	182,80	72,80
2034	127,71	185,09	73,10
2035	129,77	187,92	73,40
2036	131,61	190,91	73,70
2037	133,75	193,55	74,00
2038	135,77	196,37	74,30
2039	138,46	199,88	74,60
2040	141,46	204,24	74,90

Tabela 6.1: Preço do Brent a Longo Prazo (EIA, 2014)

No gráfico da Figura 6.1, a comparação dos preços pode ser observada ao longo do tempo para cada cenário estudado. Pelo fato de este ser o maior horizonte disponível para análise do preço do *Brent*, os cálculos para fins de arrecadação também se limitarão a este intervalo.

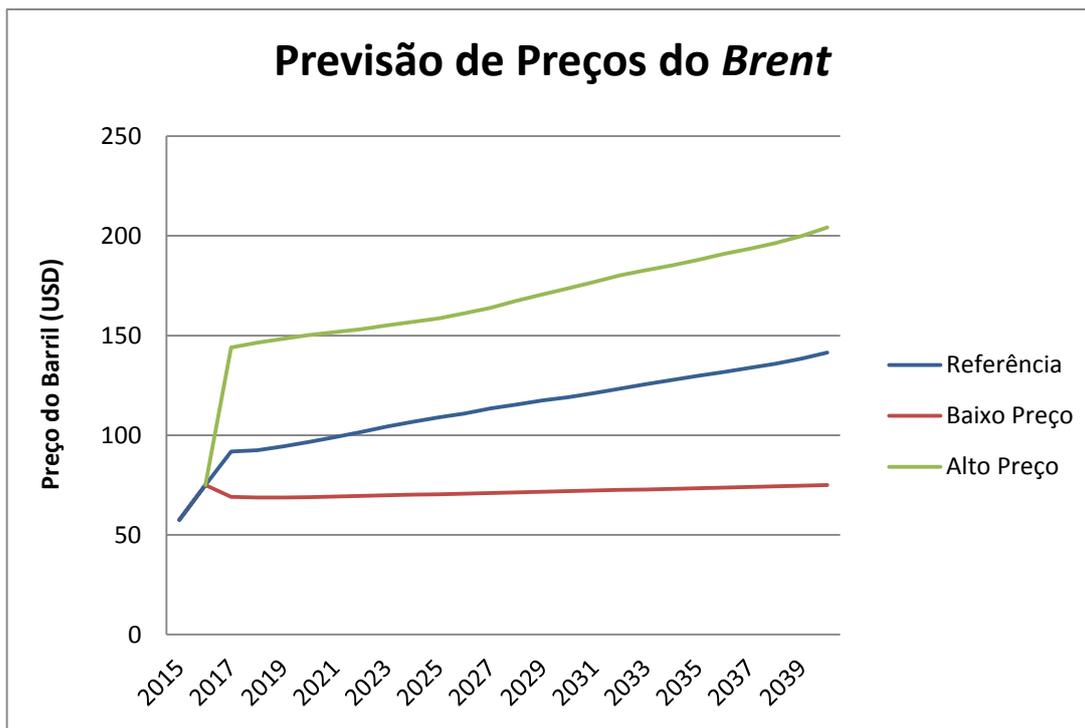


Figura 6.1: Estimativas do Brent a Longo Prazo (EIA, 2014)

### 6.2.1 Diferencial de Qualidade

Um dos importantes parâmetros utilizados na fórmula para o cálculo do Preço Mínimo do Petróleo é o chamado Diferencial de Qualidade, conforme observado no capítulo anterior. Este diferencial visa ajustar o preço do tipo de petróleo (ou tipo de corrente) em questão, à sua qualidade em relação ao *Brent* e ao valor dos produtos de seus derivados (ANP, 2014).

Analisando os cálculos mensais do Preço Mínimo que são divulgados pela ANP, é possível observar que o Diferencial de Qualidade aplicado a cada campo possui baixas flutuações e tende a permanecer em valores aproximadamente estáveis. Assim, pode-se estabelecer um valor médio de desconto para cada caso específico a ser inserido nos cálculos.

Os cálculos mencionados acima registram os dados apenas para Lula, Sapinhoá e Iara. Estes campos apresentam, respectivamente, diferenciais médios de qualidade nos valores de 6, 8 e 8,5 dólares, respectivamente. Para Iracema, campo situado próximo a Lula e com grau API ligeiramente mais alto, ou seja, com um óleo de melhor qualidade, podemos definir um desconto médio de 5 dólares por barril em relação ao *Brent*. Já para Lapa, campo do BM-S-9 assim como Sapinhoá, 9 dólares pode ser considerado um diferencial ideal visto que seu grau API é inferior (em torno de 26).

### **6.2.2 Previsão do Preço Mínimo**

Através das informações disponibilizadas nas seções anteriores, é possível construir uma tabela de Preço Mínimo com um horizonte de 25 anos, que será utilizada como base de cálculo para a estimativa de arrecadação de *royalties*. A fórmula já apresentada no capítulo 5 para este fim será utilizada nesta seção:

$$P_{min} = \overline{TC} \cdot 6,2898 \cdot (\overline{P_{Brent}} + D_c)$$

Como o valor futuro do *Brent* já foi estimado, assim como as médias para o diferencial de qualidade, resta definir a Taxa de Câmbio, ou seja, a sua média mensal para a compra do dólar americano. Esta cotação, em reais, é um valor difícil de ser previsto dado que varia diariamente, de acordo com a disponibilidade de dólares no país, o fluxo de entrada da moeda gerado com a exportação e a importação de bens e serviços, os investimentos estrangeiros no país, as remessas de moeda para o exterior e a tendência de negociação dessa moeda no mercado interno. Também interferem na cotação as condições econômicas, a ação do Banco Central e, no cenário externo, as taxas de juros internacionais, que podem determinar a entrada ou a saída de investidores no país.

Deste modo, seria interessante estipular um valor intermediário em relação ao histórico de cotações dos últimos cinco anos. Se entre 2010 e 2011 o câmbio atingiu R\$

1,80, no ano de 2015 já alcança a casa do R\$ 2,70 de acordo com dados do Banco Central. Assim, o valor de R\$ 2,30 pode ser considerado uma estimativa razoável tendo em vista o objetivo final deste trabalho.

Abaixo, é possível observar as curvas para o Preço Mínimo (em R\$/m<sup>3</sup>) em diferentes situações, visto que construímos três possibilidades para o preço do *Brent*, que influencia diretamente no tópicos em análise. Além disto, como o diferencial de qualidade varia para cada campo, é interessante apresentar os resultados obtidos para cada caso específico, conforme as tabelas Tabela 6.2 a Tabela 6.6.

<b>Preço Mínimo do Petróleo (R\$/m<sup>3</sup>) – Lula</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b> Referência <i>Brent</i>	<b>Cenário 2</b> Alto Preço <i>Brent</i>	<b>Cenário 3</b> Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	746,18	746,18	746,18
2016	998,19	998,19	998,19
2017	1.241,76	1.997,00	911,39
2018	1.251,30	2.031,50	908,50
2019	1.278,50	2.058,02	907,05
2020	1.310,19	2.087,30	909,95
2021	1.346,16	2.107,51	914,29
2022	1.382,58	2.128,35	918,63
2023	1.420,84	2.156,45	922,97
2024	1.456,61	2.182,59	927,31
2025	1.489,88	2.207,93	931,65
2026	1.517,84	2.243,84	935,99
2027	1.552,96	2.282,82	940,33
2028	1.581,39	2.333,78	944,67
2029	1.610,74	2.381,73	949,00
2030	1.634,63	2.425,93	953,35
2031	1.664,63	2.471,34	957,68
2032	1.698,32	2.519,56	962,02
2033	1.730,67	2.557,76	966,36
2034	1.760,66	2.590,78	970,70
2035	1.790,46	2.631,79	975,04
2036	1.817,08	2.675,04	979,38
2037	1.848,13	2.713,26	983,72
2038	1.877,39	2.753,97	988,06
2039	1.916,24	2.804,78	992,40
2040	1.959,58	2.867,85	996,74

Tabela 6.2: Previsões para o Preço Mínimo em Lula (Elaboração do Autor)

<b>Preço Mínimo do Petróleo (R\$/m<sup>3</sup>) – Iracema</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b> Referência <i>Brent</i>	<b>Cenário 2</b> Alto Preço <i>Brent</i>	<b>Cenário 3</b> Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	760,65	760,65	760,65
2016	1.012,66	1.012,66	1.012,66
2017	1.256,23	2.011,47	925,86
2018	1.265,76	2.045,97	922,97
2019	1.292,96	2.072,49	921,52
2020	1.324,65	2.101,77	924,41
2021	1.360,63	2.121,98	928,75
2022	1.397,05	2.142,81	933,09
2023	1.435,31	2.170,91	937,43
2024	1.471,08	2.197,06	941,77
2025	1.504,35	2.222,40	946,11
2026	1.532,31	2.258,31	950,45
2027	1.567,42	2.297,28	954,79
2028	1.595,86	2.348,25	959,13
2029	1.625,21	2.396,19	963,47
2030	1.649,10	2.440,40	967,81
2031	1.679,09	2.485,81	972,15
2032	1.712,79	2.534,03	976,49
2033	1.745,14	2.572,22	980,83
2034	1.775,12	2.605,25	985,17
2035	1.804,93	2.646,26	989,51
2036	1.831,55	2.689,51	993,85
2037	1.862,60	2.727,73	998,19
2038	1.891,86	2.768,44	1.002,53
2039	1.930,71	2.819,25	1.006,87
2040	1.974,05	2.882,32	1.011,21

Tabela 6.3: Previsões para o Preço Mínimo em Iracema (Elaboração do Autor)

<b>Preço Mínimo do Petróleo (R\$/m³) – Sapinhoá</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b> Referência <i>Brent</i>	<b>Cenário 2</b> Alto Preço <i>Brent</i>	<b>Cenário 3</b> Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	717,25	717,25	717,25
2016	969,26	969,26	969,26
2017	1.212,83	1.968,07	882,46
2018	1.222,36	2.002,57	879,57
2019	1.249,56	2.029,09	878,12
2020	1.281,25	2.058,37	881,01
2021	1.317,23	2.078,58	885,35
2022	1.353,65	2.099,41	889,69
2023	1.391,91	2.127,51	894,03
2024	1.427,68	2.153,66	898,37
2025	1.460,95	2.179,00	902,71
2026	1.488,91	2.214,91	907,05
2027	1.524,02	2.253,88	911,39
2028	1.552,46	2.304,85	915,73
2029	1.581,81	2.352,79	920,07
2030	1.605,70	2.397,00	924,41
2031	1.635,69	2.442,41	928,75
2032	1.669,39	2.490,63	933,09
2033	1.701,74	2.528,82	937,43
2034	1.731,72	2.561,85	941,77
2035	1.761,53	2.602,86	946,11
2036	1.788,15	2.646,11	950,45
2037	1.819,20	2.684,33	954,79
2038	1.848,46	2.725,04	959,13
2039	1.887,31	2.775,85	963,47
2040	1.930,65	2.838,92	967,81

Tabela 6.4: Previsões para o Preço Mínimo em Sapinhoá (Elaboração do Autor)

<b>Preço Mínimo do Petróleo (R\$/m³) – Lapa</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b> Referência <i>Brent</i>	<b>Cenário 2</b> Alto Preço <i>Brent</i>	<b>Cenário 3</b> Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	702,78	702,78	702,78
2016	954,79	954,79	954,79
2017	1.198,36	1.953,60	867,99
2018	1.207,90	1.988,10	865,10
2019	1.235,10	2.014,62	863,65
2020	1.266,79	2.043,90	866,55
2021	1.302,76	2.064,11	870,89
2022	1.339,18	2.084,95	875,23
2023	1.377,44	2.113,05	879,57
2024	1.413,21	2.139,19	883,91
2025	1.446,48	2.164,53	888,25
2026	1.474,44	2.200,44	892,59
2027	1.509,56	2.239,42	896,93
2028	1.537,99	2.290,38	901,27
2029	1.567,34	2.338,33	905,61
2030	1.591,23	2.382,53	909,95
2031	1.621,23	2.427,94	914,29
2032	1.654,92	2.476,16	918,63
2033	1.687,27	2.514,36	922,97
2034	1.717,26	2.547,39	927,31
2035	1.747,06	2.588,39	931,65
2036	1.773,68	2.631,64	935,99
2037	1.804,73	2.669,86	940,33
2038	1.833,99	2.710,58	944,67
2039	1.872,84	2.761,39	949,00
2040	1.916,18	2.824,45	953,35

Tabela 6.5: Previsões para o Preço Mínimo em Lapa (Elaboração do Autor)

<b>Preço Mínimo do Petróleo (R\$/m<sup>3</sup>) – Iara</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b> Referência <i>Brent</i>	<b>Cenário 2</b> Alto Preço <i>Brent</i>	<b>Cenário 3</b> Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	710,02	710,02	710,02
2016	962,02	962,02	962,02
2017	1.205,60	1.960,83	875,23
2018	1.215,13	1.995,33	872,33
2019	1.242,33	2.021,85	870,89
2020	1.274,02	2.051,14	873,78
2021	1.309,99	2.071,35	878,12
2022	1.346,42	2.092,18	882,46
2023	1.384,68	2.120,28	886,80
2024	1.420,44	2.146,42	891,14
2025	1.453,71	2.171,77	895,48
2026	1.481,68	2.207,68	899,82
2027	1.516,79	2.246,65	904,16
2028	1.545,23	2.297,62	908,50
2029	1.574,57	2.345,56	912,84
2030	1.598,46	2.389,77	917,18
2031	1.628,46	2.435,18	921,52
2032	1.662,16	2.483,39	925,86
2033	1.694,51	2.521,59	930,20
2034	1.724,49	2.554,62	934,54
2035	1.754,30	2.595,63	938,88
2036	1.780,91	2.638,88	943,22
2037	1.811,97	2.677,09	947,56
2038	1.841,22	2.717,81	951,90
2039	1.880,07	2.768,62	956,24
2040	1.923,42	2.831,68	960,58

Tabela 6.6: Previsões para o Preço Mínimo em Iara (Elaboração do Autor)

### 6.3 Estimativas de Arrecadação

A alíquota básica de *royalties* para os campos em concessão é de 10% do valor da produção, podendo ser reduzida pela ANP para um mínimo de 5% em razão dos riscos geológicos, além das condições de produção. As alíquotas aplicadas nos campos em concessão dos blocos BM-S-9 e BM-S-11 seguem o padrão estipulado pela Lei nº 9.478/1997, com percentual de 10% sobre tudo aquilo que é produzido.

Conforme visto anteriormente na seção 6.1, o valor arrecadado em *royalties* consiste na multiplicação da alíquota específica pela receita gerada no campo. A receita, por sua vez, representa o volume de petróleo produzido multiplicado pelo seu Preço de Referência ou Preço Mínimo. Apesar de este cálculo ser feito mensalmente, utilizaremos o intervalo de tempo anual a fim de cobrir um horizonte mais extenso.

Dado que o Preço Mínimo a ser utilizado foi calculado em R\$/m<sup>3</sup>, assim como faz a ANP, será necessário converter a estimativa de volume produzido de barris para m<sup>3</sup>, com o objetivo de prever as receitas anuais e, por fim, a arrecadação. Assim, reduzindo a Tabela 4.2 até o ano de 2040 e adaptando a unidade trabalhada, chegamos aos valores encontrados na Tabela 6.7:

<b>Produção Anual por Campo (m<sup>3</sup>)</b>					
<b>Ano</b>	<b>Lula</b>	<b>Iracema</b>	<b>Sapinhoá</b>	<b>Lapa</b>	<b>Iara</b>
2009	451.298	0	0	0	0
2010	1.000.961	0	0	0	0
2011	2.094.684	0	0	0	0
2012	4.929.401	0	0	0	0
2013	6.262.150	0	1.656.029	0	0
2014	8.931.850	149.201	5.018.425	0	0
2015	12.057.997	3.482.100	7.025.795	0	0
2016	16.278.297	4.874.940	9.484.824	870.525	0
2017	21.161.786	6.581.169	12.330.271	1.262.261	477.000
2018	27.510.321	8.555.520	14.796.325	1.830.279	3.482.100
2019	35.763.418	11.122.176	14.796.325	2.562.390	4.700.835
2020	44.704.272	13.902.720	14.648.362	3.587.347	6.346.127
2021	53.645.127	13.902.720	14.208.911	4.842.918	8.249.965
2022	56.327.383	13.763.692	13.498.465	4.842.918	10.724.955
2023	55.764.109	13.626.055	12.283.604	4.794.489	13.942.442
2024	54.091.186	13.217.274	11.178.079	4.650.654	18.125.174
2025	52.468.450	12.556.410	10.172.052	4.464.628	22.656.468

2026	49.845.028	11.426.333	9.256.567	4.062.811	27.187.761
2027	46.854.326	10.397.963	8.423.476	3.697.158	32.625.313
2028	43.574.523	9.462.146	7.665.363	3.364.414	39.150.376
2029	39.652.816	8.610.553	6.975.481	3.061.617	41.107.895
2030	36.084.063	7.835.603	6.347.688	2.786.071	41.107.895
2031	32.836.497	7.130.399	5.776.396	2.535.325	40.696.816
2032	29.881.212	6.488.663	5.256.520	2.307.146	40.289.848
2033	27.191.903	5.904.684	4.783.433	2.099.502	39.081.152
2034	24.744.632	5.373.262	4.352.924	1.910.547	37.127.095
2035	22.517.615	4.889.668	3.961.161	1.738.598	34.528.198
2036	20.491.030	4.449.598	3.604.657	1.582.124	31.420.660
2037	18.646.837	4.049.134	3.280.237	1.439.733	28.592.801
2038	16.968.622	3.684.712	2.985.016	1.310.157	26.019.449
2039	15.441.446	3.353.088	2.716.365	1.192.243	23.677.698
2040	14.051.716	3.051.310	2.471.892	1.084.941	21.546.705

Tabela 6.7: Produção Anual por Campo em m<sup>3</sup> (Elaboração do Autor)

Desta forma, todos os dados necessários à análise pretendida já se encontram disponíveis e ajustados. As seções a seguir apresentarão os valores, em reais, das compensações a serem arrecadadas pela União.

### **6.3.1 Royalties no Campo de Lula**

Com reservas estimadas em cerca de 6,5 bilhões de barris de petróleo e diferentes cenários criados para o Preço Mínimo, as estimativas de arrecadação no campo de Lula chegam a atingir a impressionante marca mais de 190 bilhões de reais até o ano de 2040, no caso menos conservador, conforme pode ser observado adiante.

<b>Arrecadação de <i>Royalties</i> (milhão R\$) – Lula</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
	<i>Referência Brent</i>	<i>Alto Preço Brent</i>	<i>Baixo Preço Brent</i>
2015	899,75	899,75	899,75
2016	1.624,89	1.624,89	1.624,89
2017	2.627,79	4.226,01	1.928,67
2018	3.442,36	5.588,72	2.499,31
2019	4.572,34	7.360,18	3.243,93
2020	5.857,10	9.331,13	4.067,84
2021	7.221,49	11.305,78	4.904,69
2022	7.787,72	11.988,42	5.174,38
2023	7.923,20	12.025,23	5.146,83
2024	7.878,98	11.805,89	5.015,90
2025	7.817,17	11.584,68	4.888,20
2026	7.565,69	11.184,43	4.665,42
2027	7.276,28	10.695,99	4.405,83
2028	6.890,85	10.169,35	4.116,33
2029	6.387,03	9.444,21	3.763,07
2030	5.898,40	8.753,75	3.440,06
2031	5.466,05	8.115,02	3.144,70
2032	5.074,80	7.528,75	2.874,65
2033	4.706,03	6.955,03	2.627,73
2034	4.356,68	6.410,80	2.401,97
2035	4.031,70	5.926,17	2.195,57
2036	3.723,38	5.481,44	2.006,86
2037	3.446,18	5.059,37	1.834,34
2038	3.185,67	4.673,12	1.676,61
2039	2.958,95	4.330,99	1.532,42
2040	2.753,55	4.029,82	1.400,60
<b>Total</b>	<b>128.620,47</b>	<b>192.469,09</b>	<b>80.079,94</b>

Tabela 6.8: Previsão de *Royalties* no Campo de Lula (Elaboração do Autor)

### 6.3.2 *Royalties no Campo de Iracema*

Para Iracema, que possui reservas de 1,5 bilhões de barris de petróleo, os cenários podem ser observados adiante. Os valores, notoriamente, são menos expressivos do que aqueles calculados para Lula.

<b>Arrecadação de <i>Royalties</i> (milhão R\$) – Iracema</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
	Referência <i>Brent</i>	Alto Preço <i>Brent</i>	Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	264,87	264,87	264,87
2016	493,67	493,67	493,67
2017	826,75	1.323,78	609,32
2018	1.082,92	1.750,43	789,65
2019	1.438,05	2.305,06	1.024,93
2020	1.841,62	2.922,03	1.285,18
2021	1.891,65	2.950,13	1.291,22
2022	1.922,86	2.949,30	1.284,28
2023	1.955,76	2.958,09	1.277,35
2024	1.944,37	2.903,91	1.244,76
2025	1.888,92	2.790,54	1.187,97
2026	1.750,87	2.580,42	1.086,02
2027	1.629,80	2.388,70	992,79
2028	1.510,03	2.221,95	907,54
2029	1.399,40	2.063,25	829,60
2030	1.292,17	1.912,20	758,34
2031	1.197,26	1.772,48	693,18
2032	1.111,37	1.644,25	633,61
2033	1.030,45	1.518,81	579,15
2034	953,82	1.399,87	529,36
2035	882,55	1.293,93	483,84
2036	814,97	1.196,72	442,22
2037	754,19	1.104,49	404,18
2038	697,10	1.020,09	369,40
2039	647,38	945,32	337,61
2040	602,34	879,49	308,55
<b>Total</b>	<b>31.825,12</b>	<b>47.553,80</b>	<b>20.108,59</b>

Tabela 6.9: Previsão de *Royalties* no Campo de Iracema (Elaboração do Autor)

### 6.3.3 *Royalties* no Campo de Sapinhoá

Apresentando reservas estimadas de 1,5 bilhões de barris equivalentes, Sapinhoá deverá contribuir para a arrecadação de *royalties* de maneira bastante similar à Iracema.

<b>Arrecadação de <i>Royalties</i> (milhão R\$) – Sapinhoá</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
	Referência <i>Brent</i>	Alto Preço <i>Brent</i>	Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	503,93	503,93	503,93
2016	919,33	919,33	919,33
2017	1.495,45	2.426,68	1.088,10
2018	1.808,64	2.963,07	1.301,44
2019	1.848,89	3.002,31	1.299,29
2020	1.876,82	3.015,17	1.290,54
2021	1.871,64	2.953,44	1.257,99
2022	1.827,22	2.833,88	1.200,94
2023	1.709,77	2.613,35	1.098,19
2024	1.595,87	2.407,38	1.004,21
2025	1.486,09	2.216,49	918,24
2026	1.378,22	2.050,25	839,62
2027	1.283,75	1.898,55	767,71
2028	1.190,02	1.766,75	701,94
2029	1.103,39	1.641,18	641,79
2030	1.019,25	1.521,54	586,79
2031	944,84	1.410,83	536,48
2032	877,52	1.309,20	490,48
2033	814,02	1.209,64	448,41
2034	753,80	1.115,15	409,95
2035	697,77	1.031,03	374,77
2036	644,57	953,83	342,60
2037	596,74	880,52	313,19
2038	551,77	813,43	286,30
2039	512,66	754,02	261,71
2040	477,24	701,75	239,23
<b>Total</b>	<b>29.789,19</b>	<b>44.912,72</b>	<b>19.123,17</b>

Tabela 6.10: Previsão de *Royalties* para o Campo de Sapinhoá (Elaboração do Autor)

#### **6.3.4 *Royalties* no Campo de Lapa**

Com jazidas de volume inferior aos demais campos, Lapa participará com a menor contribuição aos valores arrecadados. Em seu cenário referência, o somatório das importâncias ultrapassa levemente os 10 bilhões de reais.

<b>Arrecadação de <i>Royalties</i> (milhão R\$) – Lapa</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
	Referência <i>Brent</i>	Alto Preço <i>Brent</i>	Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	0,00	0,00	0,00
2016	83,12	83,12	83,12
2017	151,26	246,60	109,56
2018	221,08	363,88	158,34
2019	316,48	516,22	221,30
2020	454,44	733,22	310,86
2021	630,92	999,63	421,76
2022	648,55	1.009,72	423,87
2023	660,41	1.013,10	421,71
2024	657,24	994,86	411,08
2025	645,80	966,38	396,57
2026	599,04	894,00	362,64
2027	558,11	827,95	331,61
2028	517,44	770,58	303,22
2029	479,86	715,91	277,26
2030	443,33	663,79	253,52
2031	411,03	615,56	231,80
2032	381,81	571,29	211,94
2033	354,24	527,89	193,78
2034	328,09	486,69	177,17
2035	303,74	450,02	161,98
2036	280,62	416,36	148,09
2037	259,83	384,39	135,38
2038	240,28	355,13	123,77
2039	223,29	329,22	113,14
2040	207,89	306,44	103,43
<b>Total</b>	<b>10.057,92</b>	<b>15.241,94</b>	<b>6.086,90</b>

Tabela 6.11: Previsão de *Royalties* no Campo de Lapa (Elaboração do Autor)

### **6.3.5 *Royalties* no Campo de Iara**

Assim como no caso de Lula, Iara apresenta um alto potencial de produção devido ao seu grande volume de reservas. Por ser um óleo de qualidade ligeiramente inferior, recebe maiores descontos em seu Preço Mínimo, contudo, isto não afeta sua importante

contribuição nos volumes totais de arrecadação. Abaixo, é possível observar os valores obtidos para este campo.

<b>Arrecadação de <i>Royalties</i> (milhão R\$) – Iara</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
	Referência <i>Brent</i>	Alto Preço <i>Brent</i>	Baixo Preço <i>Brent</i>
2015	0,00	0,00	0,00
2016	0,00	0,00	0,00
2017	57,51	93,53	41,75
2018	423,12	694,79	303,75
2019	584,00	950,44	409,39
2020	808,51	1.301,68	554,51
2021	1.080,74	1.708,86	724,45
2022	1.444,03	2.243,85	946,43
2023	1.930,58	2.956,19	1.236,42
2024	2.574,57	3.890,42	1.615,21
2025	3.293,59	4.920,46	2.028,84
2026	4.028,36	6.002,19	2.446,41
2027	4.948,57	7.329,77	2.949,85
2028	6.049,63	8.995,27	3.556,81
2029	6.472,73	9.642,10	3.752,49
2030	6.570,93	9.823,84	3.770,33
2031	6.627,31	9.910,41	3.750,29
2032	6.696,82	10.005,54	3.730,28
2033	6.622,34	9.854,66	3.635,33
2034	6.402,53	9.484,56	3.469,68
2035	6.057,28	8.962,24	3.241,78
2036	5.595,74	8.291,54	2.963,66
2037	5.180,93	7.654,55	2.709,34
2038	4.790,75	7.071,59	2.476,79
2039	4.451,57	6.555,45	2.264,16
2040	4.144,34	6.101,34	2.069,73
<b>Total</b>	<b>96.836,49</b>	<b>144.445,28</b>	<b>54.647,68</b>

Tabela 6.12: Previsão de *Royalties* no Campo de Iara (Elaboração do Autor)

## 6.4 Análise de Resultados

Os resultados obtidos neste estudo confirmam o grande potencial do Pré-Sal não só como produtor, mas também como potencial colaborador para o crescimento vertiginoso das receitas arrecadadas pela União.

Lula e Iara despontam como verdadeiros expoentes dentre os campos do Pré-Sal sob regime de concessão, tanto em reservas quanto em arrecadação. As variações do petróleo tipo *Brent*, como se pode notar na Tabela 6.13, deverão exercer grande influência sobre as receitas e as compensações pagas pelas concessionárias, gerando incertezas para cenários futuros. Do mesmo modo, uma cotação instável do dólar também poderá modificar substancialmente as previsões desenvolvidas para tais campos. Os valores acumulados ao longo do horizonte de 25 anos poderão chegar a 180, 300 ou até 440 bilhões de reais nas perspectivas mais otimistas.

<b>Arrecadação de <i>Royalties</i> (milhão R\$)</b>			
	<b>Cenário 1</b>	<b>Cenário 2</b>	<b>Cenário 3</b>
	Referência <i>Brent</i>	Alto Preço <i>Brent</i>	Baixo Preço <i>Brent</i>
<b>Lula</b>	128.620,47	192.469,09	80.079,94
<b>Iracema</b>	31.825,12	47.553,80	20.108,59
<b>Sapinhoá</b>	29.789,19	44.912,72	19.123,17
<b>Lapa</b>	10.057,92	15.241,94	6.086,90
<b>Iara</b>	96.836,49	144.445,28	54.647,68
<b>Total</b>	<b>297.129,19</b>	<b>444.622,82</b>	<b>180.046,28</b>

Tabela 6.13: Arrecadação Total dos Campos até 2040 (Elaboração do Autor)

A comparação gráfica dos efeitos da variação do *Brent* e, conseqüentemente, do Preço Mínimo e da arrecadação para os casos mais otimistas e os mais conservadores pode ser observada na Figura 6.2 a seguir.

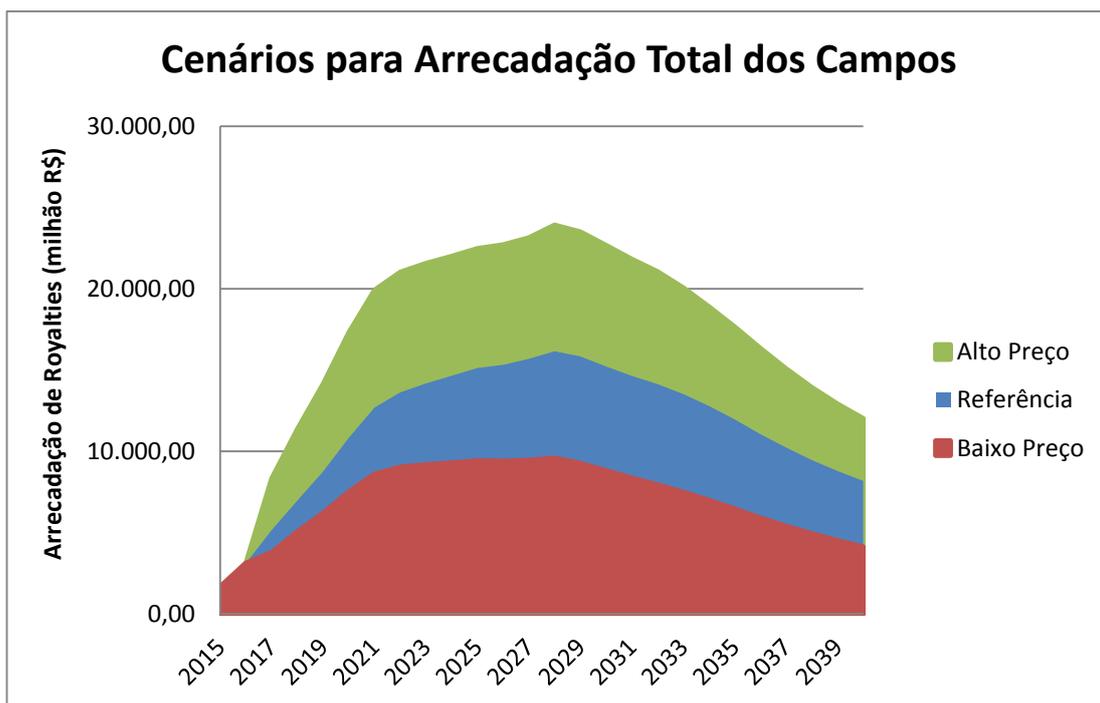


Figura 6.2: Somatório da Arrecadação dos Campos em Diferentes Cenários (Elaboração do Autor)

Para efeitos de validação das estimativas, é interessante comparar os resultados obtidos com fontes confiáveis sobre o mesmo tema. De acordo com publicação da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados baseada em dados da ANP (LIMA, 2013), a previsão para arrecadação dos *royalties* referentes à produção no mar entre 2015 e 2022 ultrapassa os R\$ 260 bilhões. Estes valores, no entanto, se referem a três diferentes áreas: Cessão Onerosa, campos do Pré-Sal sob regime de concessão e os demais campos *offshore* que também se encontram sob este modelo de contrato.

A tabela com as previsões da ANP pode ser observada adiante (Tabela 6.14). Ela é de grande interesse para este projeto visto que a estimativa de *royalties* para os campos do Pré-Sal sob regime de concessão é exatamente o foco do presente estudo, permitindo a realização de análises comparativas entre os dados obtidos.

<b>Estimativa ANP para <i>Royalties</i> Referentes à Produção no Mar (bilhão R\$)</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cessão Onerosa</b>	<b>Demais Áreas (Concessão)</b>	<b>Pré-Sal (Concessão)</b>
2015	0	15,89	5,45
2016	0,88	15,88	8,21
2017	2,66	15,06	10,09
2018	4,82	15,88	13,23
2019	6,66	15,82	16,43
2020	7,62	15,2	17,79
2021	7,62	14,23	17
2022	7,08	12,98	15,34
<b>Total</b>	<b>37,34</b>	<b>120,94</b>	<b>103,54</b>

Tabela 6.14: Previsão da ANP para Arrecadação de *Royalties* em Campos Offshore (LIMA, 2013)

As previsões desenvolvidas pela ANP levam em consideração um valor constante de 111 dólares para o preço do *Brent*. Esta faixa pode ser avaliada como superestimada visto que não retrata fielmente a situação atual do preço do barril, que deve ser manter abaixo do esperado pelos próximos anos. Assim, principalmente em 2015 e 2016, as expectativas da ANP para a arrecadação nos campos do Pré-Sal sob regime de concessão superam os valores obtidos neste projeto.

Apesar do fato mencionado acima, pode-se dizer que os cálculos realizados neste trabalho conduzem a estimativas bastante próximas da realidade e daquilo que é esperado pela ANP, principalmente no cenário de Alto Preço para o *Brent Dated*. As previsões são ainda mais fiéis se comparadas aos dados da agência considerando períodos mais extensos. Entre 2015 e 2022, por exemplo, tanto os resultados apresentados pela ANP quanto deste trabalho se aproximam na casa dos R\$ 100 bilhões, para a quantia arrecadada, reiterando a similaridade das análises. Os valores encontrados em cada previsão podem ser observados e comparados mais detalhadamente na Tabela 6.15.

<b>Comparação entre Estimativas da ANP e do Projeto (bilhão R\$)</b>				
<b>Ano</b>	<b>Estimativa ANP</b>	<b>Estimativas do Projeto</b>		
		Referência	Alto Preço	Baixo Preço
2015	5,45	1,67	1,67	1,67
2016	8,21	3,12	3,12	3,12
2017	10,09	5,16	8,32	3,78
2018	13,23	6,98	11,36	5,05
2019	16,43	8,76	14,13	6,20
2020	17,79	10,84	17,30	7,51
2021	17	12,70	19,92	8,60
2022	15,34	13,63	21,03	9,03
<b>Total</b>	<b>103,54</b>	<b>62,85</b>	<b>96,85</b>	<b>44,96</b>

Tabela 6.15: Estimativas da ANP vs. Estimativas do Projeto (Elaboração do Autor)

Caso utilizássemos em nossas estimativas o valor fixo de 111 dólares por barril para o preço do *Brent*, assim como a ANP, em todo o período de tempo analisado (2015 - 2022), as projeções seriam de aproximadamente R\$ 75 bilhões recolhidos em *royalties* (contra os R\$ 103 bilhões da reguladora). O principal motivo desta diferença se deve ao fato de a agência incluir em seu estudo, os campos que ainda não têm comercialidade declarada, mas provavelmente terão até 2022, elevando ainda mais suas perspectivas de arrecadação.

## 6.5 Contribuição dos Campos do Pré-Sal na Arrecadação Nacional

Os valores para arrecadação de *royalties* no âmbito nacional cresceram substancialmente ao longo dos últimos 20 anos. As reservas que vem sendo incorporadas e a descoberta de grandes jazidas, como as do Pré-Sal, estão contribuindo para a aceleração deste crescimento e deverão impactar, de forma ainda mais significativa, os valores reunidos pela União nos próximos anos. Com elevações de até 30% de um ano para outro (como ocorreu de 2010 para 2011), o gráfico da Figura 6.3:

Arrecadação Nacional de *Royalties* (1995 - 2014) (ANP, 2015) apresenta o histórico de compensações pagas pelas concessionárias no período entre 1995 e 2014.

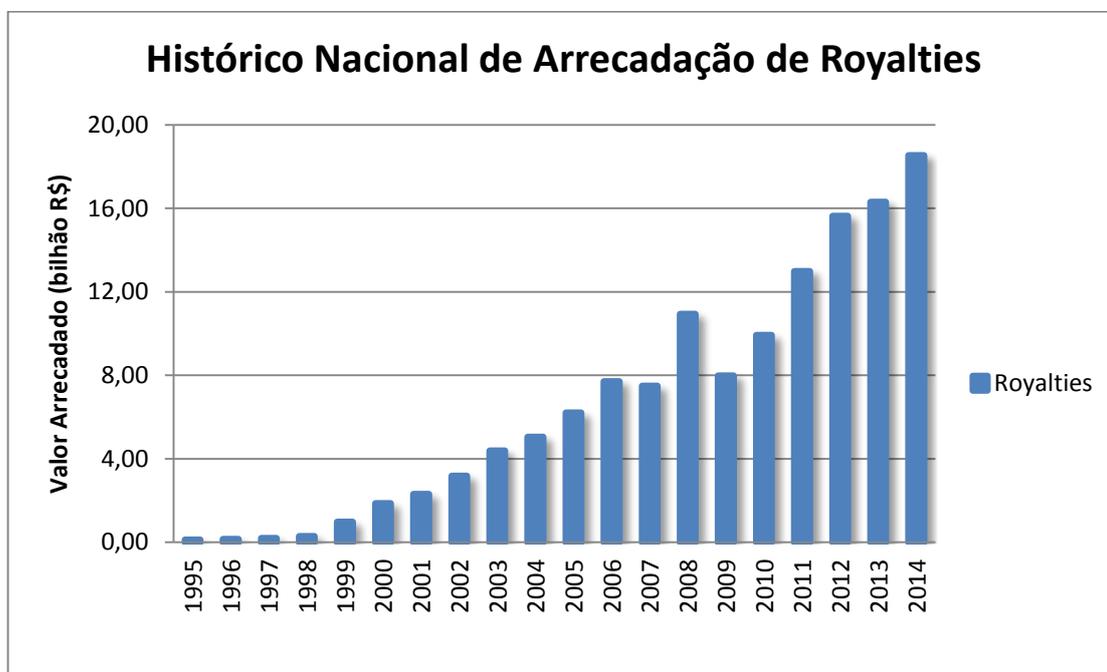


Figura 6.3: Arrecadação Nacional de *Royalties* (1995 - 2014) (ANP, 2015)

Como os campos de Lapa e Iara entrarão em fase de produção nos próximos anos e Iracema teve seu *first oil* há cerca de três meses, é importante avaliarmos o impacto das participações governamentais para Lula e Sapinhoá nos últimos dois anos. Em 2013, quando o total arrecadado foi de R\$ 13,6 bilhões, estes campos contribuíram com cerca de 6% da quantia mencionada (pouco mais de R\$ 1 bilhão). Já em 2014, o percentual subiu para pouco mais de 10% do somatório nacional (quase R\$ 2 bilhões).

Deste modo, pode-se concluir que com a entrada dos campos restantes e seu gradual crescimento de produção frente às reservas estimadas, a contribuição das jazidas do Pré-Sal será cada vez mais relevante no cenário brasileiro. Assim que as áreas do polígono sob regime de concessão atingirem seu pico de produção, o atual somatório de quase R\$ 2 bilhões poderá chegar à casa dos R\$ 16 bilhões fornecidos em

*royalties*, considerando o cenário Referência para o preço do *Brent*. Em estimativas mais ousadas (Alto Preço), a faixa dos R\$ 23 bilhões seria alcançada quando do pico.

Utilizando os dados das previsões desenvolvidas pela ANP para a produção *offshore*, no intervalo de 2015 a 2022, quase 40% dos *royalties* referentes aos hidrocarbonetos produzidos no mar seriam provenientes dos campos do Pré-Sal sob concessão.

Para o regime de partilha, a alíquota de *royalties* é de 15% sobre a produção. Deste modo, se considerarmos o acréscimo futuro das jazidas do que terão sua comercialidade declarada sob este modelo de contrato, se torna razoável concluir que o polígono será facilmente responsável por mais de 50% da arrecadação proveniente de campos *offshore*. E como estes representam, atualmente, 91% da arrecadação nacional (contra apenas 9% de *royalties* referentes à produção em terra), a província do Pré-Sal será de extrema importância para as receitas do país.

## **6.6 Sugestão para Trabalhos Futuros**

A participação especial é uma compensação financeira extraordinária, estabelecida pela Lei do Petróleo para campos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. Assim como no caso dos *royalties*, esta compensação incide sobre a produção de hidrocarbonetos. Porém, de acordo com a ANP, as alíquotas aplicadas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo são progressivas, consideradas as devidas deduções de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

$$\textit{Participação Especial} = \textit{Receita Líquida} \times \textit{Alíquota}$$

Os fatores mencionados acima dificultam bastante as estimativas de participação especial, pois para se calcular a receita líquida da produção trimestral onde a alíquota irá

incidir, é preciso realizar, segundo a portaria nº 10 de 13 de janeiro de 1999, as seguintes deduções:

- I. *Royalties*;
- II. Gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão;
- III. Gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de desenvolvimento e de produção dos campos petrolíferos na área de concessão;
- IV. Valores provisionados pelo concessionário, com prévia anuência da ANP, para cobrir as despesas futuras com o abandono e a restauração ambiental da área do campo;
- V. Gastos efetivamente incorridos pelo concessionário em operações de abandono de poços durante a fase de produção, quando tais gastos não forem incluídos nos valores provisionados referidos no inciso anterior.

Para efeitos de simplificação do exemplo, serão aplicadas apenas as deduções de *royalties* no objetivo de estimar a receita líquida de forma aproximada. Assim, uma sugestão para projetos futuros seria estimar a arrecadação da União, incluindo as participações especiais para o Pré-Sal, através da realização de um estudo detalhado sobre as deduções relacionadas aos gastos com investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo. Estes gastos são difíceis de prever, por isso a necessidade de um estudo mais robusto.

No presente trabalho, sabe-se do valor do Preço de Referência e dos volumes a serem produzidos em cada campo para elaboração das receitas. Como os valores de *royalties* também já foram apresentados, a receita líquida estimada se torna um valor conhecido.

A partir deste ponto, é preciso aplicar a alíquota para participação especial. Seguindo a Portaria nº 10, de 13 de janeiro de 1999, sabe-se que, do terceiro ano de produção em diante, para lavras em área de concessão com profundidade batimétrica superior a quatrocentos metros, os campos que produzem mais de 2,55 milhões de m<sup>3</sup> em um intervalo trimestral sofrerão a aplicação de alíquota máxima, ou seja, 40% sobre a receita líquida. Como os campos estudados se aplicam a este caso, dadas as pequenas aproximações, teríamos os seguintes resultados para este tipo de participação governamental (ANP, 2014):

<b>Previsão de Participação Especial - Somatório dos Campos (milhão R\$)</b>			
<b>Ano</b>	<b>Cenário 1</b> <i>Referência Brent</i>	<b>Cenário 2</b> <i>Alto Preço Brent</i>	<b>Cenário 3</b> <i>Baixo Preço Brent</i>
2015	15.016,86	15.016,86	15.016,86
2016	28.088,95	28.088,95	28.088,95
2017	46.428,85	74.849,43	33.996,61
2018	62.803,11	102.248,02	45.472,41
2019	78.837,84	127.207,89	55.789,61
2020	97.546,46	155.729,14	67.580,41
2021	114.267,85	179.260,47	77.400,96
2022	122.673,46	189.226,59	81.269,08
2023	127.617,50	194.093,63	82.624,47
2024	131.859,20	198.022,22	83.620,39
2025	136.184,18	202.306,97	84.778,43
2026	137.899,50	204.401,57	84.600,94
2027	141.268,61	208.268,60	85.030,05
2028	145.421,72	215.315,05	86.272,67
2029	142.581,64	211.559,95	83.378,00
2030	137.016,75	204.076,09	79.281,29
2031	131.818,44	196.418,75	75.208,15
2032	127.280,85	189.531,25	71.468,61
2033	121.743,71	180.594,36	67.359,59
2034	115.154,34	170.073,70	62.893,07
2035	107.757,39	158.970,59	58.121,42
2036	99.533,42	147.058,99	53.130,90
2037	92.140,90	135.749,95	48.567,88
2038	85.190,12	125.400,20	44.395,86
2039	79.144,74	116.235,13	40.581,38
2040	73.668,23	108.169,48	37.093,92
<b>Total</b>	<b>2.698.944,62</b>	<b>4.037.873,80</b>	<b>1.633.021,92</b>

Figura 6.4: Estimativa de Participação Especial (Elaboração do Autor)

Para efeitos de validação de resultado, é interessante comparar os dados obtidos com as estimativas divulgadas pela ANP para a participação especial dos campos do Pré-Sal sob regime de concessão (LIMA, 2013). Visto que as deduções operacionais não foram realizadas neste estudo, utilizaremos o cenário Baixo Preço com o intuito de aproximar os valores ao caso real. A tabela comparativa é apresentada a seguir e só possui dados até 2022 devido à limitação das informações disponibilizadas pela agência.

<b>Comparação entre Estimativas da ANP e do Projeto (bilhão R\$)</b>		
<b>Ano</b>	<b>Estimativa ANP</b>	<b>Estimativas do Projeto</b>
2015	1,57	15,02
2016	14,55	28,09
2017	18,1	34,00
2018	22,59	45,47
2019	28,63	55,79
2020	32,48	67,58
2021	32,02	77,40
2022	28,41	81,27
<b>Total</b>	<b>178,35</b>	<b>404,61</b>

Tabela 6.16: Estimativas ANP vs. Estimativas do Projeto

Conforme pode ser observado no comparativo apresentado, os valores para participação especial divergem consideravelmente quando as deduções necessárias, incluindo as questões operacionais dos campos, não são detalhadas e levadas em consideração. Para trabalhos futuros, seria de grande valia a realização de pesquisas relacionadas às empresas concessionárias e seus respectivos custos no que tange a exploração, o desenvolvimento e a produção de determinada jazida. Um estudo com este nível de detalhamento contribuiria para o desenvolvimento de estimativas fidedignas de arrecadação ainda que, no modelo de partilha de produção, por exemplo, este tipo de participação governamental não seja aplicado.

## 7 CONCLUSÃO

O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma análise quantitativa sobre a arrecadação de *royalties* nos campos do Pré-Sal sob regime de concessão, em um horizonte de 25 anos. Em outras palavras, buscou-se avaliar o potencial da província no que tange às participações governamentais.

No capítulo 2, Bacia de Santos e o Pré-Sal, a descrição geológica da bacia e o acompanhamento de seu histórico de exploração mostraram que, apesar dos desafios tecnológicos a serem superados e dos altos custos envolvidos nos projetos, principalmente devido à espessura das camadas de sal a serem atravessadas, o polígono possui um enorme potencial para a produção de hidrocarbonetos, dadas as recentes descobertas. Esta constatação impulsionou a análise desenvolvida neste trabalho, visto que regiões com produção elevada permitem uma arrecadação proporcional por parte da União.

A apresentação da legislação que rege a indústria petrolífera nacional, discutida no terceiro capítulo, Licitações e Consórcios, mostrou que Marco Regulatório e suas diretrizes influenciam toda a cadeia de operações do setor e podem gerar impasses no mesmo. A instauração do Regime de Partilha através da Lei 12.351/2010 retrata esta afirmativa através das discussões geradas acerca da distribuição de *royalties* e da imposição da Petrobras como operadora única dos campos, abrindo caminhos para uma série de outras questões que deverão ser mais profundamente abordadas, como o Fundo Social, por exemplo.

As reservas acumuladas nos campos de Lula, Iracema, Sapinhoá, Lapa e Iara foram mensuradas no capítulo 4, Estimativa e Escoamento da Produção. Atingindo a marca dos 15 bilhões de barris em jazidas, foi possível concluir que estas áreas do Pré-Sal apresentam grande potencial produtivo e deverão levar o Brasil a posições de

destaque no cenário internacional. Através da estimativa das curvas de produção do polígono, observou-se que seu crescimento acelerado após a extração do primeiro óleo culminará em um alcance prematuro do pico, entre os anos de 2020 e 2030. Neste período, os cálculos apontaram uma produção de aproximadamente 650 milhões de barris ao ano para o somatório dos campos em estudo.

No capítulo onde foram discutidas as flutuações do *Brent Dated*, Comercialização e Construção do Preço, foi possível observar que este exerce grande influência sobre o Preço Mínimo do Petróleo e suas respectivas variações. Como esta variável é utilizada na base de cálculo dos *royalties*, pode-se concluir que a arrecadação é extremamente afetada com a queda no preço internacional do barril.

Visando quantificar a Arrecadação, o capítulo 6 apresentou a metodologia utilizada pela ANP para o cálculo dos *royalties*, além de uma previsão de preços baseada em estimativas da EIA. Nesta seção, foram construídos três cenários para o preço do barril: cenário de Referência, cenário de Alto Preço e cenário de Baixo Preço.

De posse das variáveis Produção e Preço, foram estimadas as arrecadações em *royalties* para todos os campos analisados neste trabalho e os resultados surpreendem pela ordem de grandeza: entre os anos de 2015 e 2040, espera-se uma arrecadação de cerca de R\$ 180 bilhões no cenário Baixo Preço, R\$ 300 bilhões no cenário de Referência e R\$ 440 bilhões no cenário mais otimista. Aqui, é possível notar as dimensões da influência do preço do barril sobre as quantias arrecadadas.

Para efeitos de validação de resultados, foi desenvolvida, ainda no capítulo 6, uma análise comparativa entre os dados obtidos neste trabalho e as expectativas da ANP para a arrecadação entre os anos de 2015 e 2022. Como o estudo da agência utilizou o valor fixo de US\$ 111,00 para o preço do barril, a arrecadação dos campos do Pré-Sal sob regime de concessão prevista pela instituição se assemelha ao cenário de Alto

Preço. Enquanto a ANP prevê um o valor arrecadado de R\$ 103 bilhões, o presente estudo estimou R\$ 97 bilhões para o mesmo período de tempo. Ou seja, a semelhança nas ordens de grandeza e a proximidade dos valores obtidos reforçam a credibilidade do trabalho desenvolvido e a expectativa por elevadas quantias a serem produzidas em participações governamentais.

Se, na atualidade, os campos de Lula e Sapinhoá já correspondem a 10% da quantia gerada em *royalties* no país, a previsão é de que os campos do Pré-Sal em regime de concessão tenham papel bastante significativo nos próximos anos. As altas importâncias arrecadadas têm grande poder de impacto em termos de qualidade de vida da população, dependendo do perfil da aplicação dos recursos captados.

O destino dos *royalties* provenientes dos campos em concessão ainda não inclui valores explícitos e obrigatórios a serem dirigidos para a saúde e educação, assim como tem sido discutido para o caso do regime de partilha. Esta é uma opção interessante, pois impõe uma aplicação mais eficiente de recursos ao invés de permitir que esta decisão fique apenas a cargo de Estados e municípios, por exemplo.

Por fim, pode-se concluir que o Pré-Sal é uma verdadeira mina de ouro negro em território nacional e que a província tem potencial para surpreender, ainda mais, aqueles que julgavam de complexa realização a transformação de suas reservas em recurso para o país.

## 8 REFERÊNCIAS

AIPN (Association of International Petroleum Negotiators). **Lifting Agreement**, 2014. Disponível em: <https://www.aipn.org/mcdetails.aspx?id=36&inlineId=hiddenModalContent&modal=true>. Acessado em: 04 fev. 2015;

ALLEN, P.A. & ALLEN, J.R. **Basin Analysis: Principles and Applications**, Blackwell, Oxford, 1990;

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Bacia de Santos**, 2002. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round3/pdocs/pbacias/psantos/psantos\\_carta.htm](http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round3/pdocs/pbacias/psantos/psantos_carta.htm). Acessado em: 18 nov. 2014;

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Consulta Pública Nº 02/2015**, 2015. Disponível em: [www.anp.gov.br/?dw=73947](http://www.anp.gov.br/?dw=73947). Acessado em: 29 nov. 2014;

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Resultados da Décima Rodada**, 2009. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/brnd/round10/portugues/resultados\\_R10.asp](http://www.anp.gov.br/brnd/round10/portugues/resultados_R10.asp). Acessado em: 23 dez. 2014;

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Rodadas de Licitações**, 2014. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?id=516>. Acessado em: 25 nov. 2014;

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Segunda Rodada de Licitações**, 2011. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round2/pdocs/Pinicial/Pwelcome.htm>. Acessado em: 13 dez. 2014;

AVILA, A.I. & GIULIAN, A.T. **Petróleo: concessão ou partilha?**, Artigo Brasil Debate, Rio Grande do Sul, 2014;

BACOCOLI, G.; MELLO, M.R.; MOHRIAK, W.U.; KOUTSOUKOS, E.A.M. **Petroleum systems in the Brazilian sedimentary basins**, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, United States, 2009;

BDEP (Banco de Dados de Exploração e Produção). **Poços Disponíveis**, 2015. Disponível em: <http://www.bdep.gov.br/?id=261>. Acessado em: 08 fev. 2015;

BLOG DO PETRÓLEO. **Campo de Tupi: a descoberta que mudou o Brasil**, 2013. Disponível em: <http://blogdopetroleo.com.br/campo-de-tupi-descoberta-que-mudou-o-brasil/>. Acessado em: 12 de nov. 2014;

BUCHÉB, J.A. **Parcerias empresariais (Joint Ventures) nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil**, Revista de Direito Empresarial, no. 7, Curitiba, 2007;

CHANG, H.K.; ASSINE, M.L.; CORRÊA, F.S.; TINEN, J.S.; VIDAL, A.C.; KOIKE, L. **Sistemas petrolíferos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos**, Revista Brasileira de Geociências, vol. 38, p. 29-46, 2008;

CHANG, H.K.; KOWSMANM, R.O.; FIGUEIREDO, A.M.F. **Novos conceitos sobre o desenvolvimento das bacias marginais do leste brasileiro**. In: RAJA GABAGLIA G.P. & MILANI E.J. (eds) **Origem e Evolução de bacias sedimentares**, Petrobrás, p. 269-289, 1990;

CIA (Central Intelligence Agency, US). **Country Comparison: Crude Oil – Proved Reserves**, 2013. Disponível em: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2244rank.html>. Acessado em: 03 jan. 2015;

COSTA, A.E.B.; SANTANA, A.; RAMOS, A.C.; SANTIAGO, F.; GODINHO, R.R. **Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil**, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia, Simões Filho, BA, 2009;

COMISSÃO TEMPORÁRIA ESPECIAL DE REPRESENTAÇÃO – PRÉ-SAL (CTER). **Relatório da Comissão Temporária Especial de Representação**, Câmara Municipal de Angra dos Reis, Brasil, 2010;

DEMERCIAN, L.S. **A halocinese na evolução do sul da Bacia de Santos do Aptiano ao Cretáceo superior**, Dissertação de Mestrado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 1996;

DIAS, M.V. **Royalties e compensação financeira pela exploração mineral no Paraná – 2004 a 2009**, Mineropar: Serviço de Geológico do Paraná, Governo do Estado do Paraná, Curitiba, 2010;

DUARTE, A.V. **Da Lei do Petróleo à descoberta do pré-sal: histórico e inovações**, Jus Navigandi, ano 18, n. 3500, Teresina, 2013;

EIA (U.S. Energy Information Administration). **Annual Energy Outlook 2014**. Disponível em: [www.eia.gov/forecast/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecast/aeo/pdf/0383(2014).pdf). Acessado em: 26 jan. 2015;

ESSENFELDER, R. **O que é o Pré-Sal?**, Jornal Folha de S. Paulo, 2009. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/fsp/especial/fj3008200902.htm>. Acessado em: 09 de nov. 2014;

FGV (Fundação Getúlio Vargas); Ernst & Young. **Brasil Sustentável – Petróleo e Gás**, 2011. Disponível em: [http://www.ey.com.br/Publication/vwLUAssets/Brasil\\_Sustentavel\\_-\\_Petroleo\\_e\\_Gas/\\$FILE/Brasil\\_Sustentavel\\_-\\_Petroleo\\_e\\_Gas.pdf](http://www.ey.com.br/Publication/vwLUAssets/Brasil_Sustentavel_-_Petroleo_e_Gas/$FILE/Brasil_Sustentavel_-_Petroleo_e_Gas.pdf). Acessado em: 02 dez. 2014;

GEOGARB. **O que Dizem as Rochas. Ambiente Sedimentar**, 2006. Disponível em: <http://sed.com.sapo.pt/>. Acessado em: 10 nov. 2014;

GOMES, C.J.V. **O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: O regime de concessão e o contrato de partilha de produção**, Textos para Discussão, no. 55, Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, Brasília, 2009;

HÖÖK, M. **Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production**, Department for Physics and Astronomy, Uppsala University, Global Energy Systems, Uppsala, Suécia, 2009;

IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo). **A Bacia de Santos**, 2009. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/main.asp?View=%7BD2280A36-305F-4F84-ACBF-A9497ED25EBE%7D&Team=%7BCFA331ED-C047-4441-8EEC-9467D2F58BE4%7D>. Acessado em: 13 nov. 2014;

IBP (Instituto Brasileiro de Petróleo). **Pré-Sal – O que é Geologicamente**, 2013. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/main.asp?View=%7B0DC25800-FC65-4C0D-A4F7-891760278FA2%7D>. Acessado em: 13 nov. 2014;

LIMA, P.C.R. **As Participações Governamentais, a Importância de Uma Política para o Excedente em Óleo e o Fundo Social**, Consultoria Legislativa, Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos, Câmara dos Deputados, Brasília, 2013;

LIMA, W.S. & JUNIOR, G.P.H. **Bacias sedimentares brasileiras: Origem, evolução e classificação**, Revista Phoenix, Fundação Paleontológica Phoenix, ano 5, no. 49, Sergipe, 2006;

LOSEKANN, L. & PERIARD, T. **Projeções do Pré-Sal: O Brasil será um petroestado?**, Grupo de Economia da Energia, Infopetro, 2013;

LOUREIRO, G.K. **Apontamentos à Lei nº 12.351/10 (Lei do Contrato de Partilha de Produção de Petróleo): um primeiro contato**, Revista de Direito Público da Economia – RDPE, ano 10, n. 38, Belo Horizonte, 2012;

O PETROLEIRO. **Petrobras lança três projetos na Bacia de Santos**, 2012. Disponível em: <http://www.opetroleiro.com.br/2012/02/petrobras-lanca-tres-projetos-na-bacia.html>. Acessado em: 08 de nov. 2014;

PETROBRAS MAGAZINE. **Profundo Futuro**, Edição 62, 2012. Disponível em: <http://www.petrobras.com/pt/magazine/post/profundo-futuro.htm>. Acessado em: 10 dez. 2014;

PETROLEO BRASILEIRO S.A. **Exposição Petrobras em 60 Momentos**, 2013. Disponível em: <http://exposicao60anos.agenciapetrobras.com.br/decada-1980-momento-25.php>. Acessado em: 22 nov. 2014;

PETROLEO BRASILEIRO S.A. **Mais uma conquista no Pré-Sal: 500 mil barris por dia**, 2014. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/mais-uma-conquista-no-pre-sal-500-mil-barris-por-dia.htm>. Acessado em: 05 jan. 2014;

PETROLEO BRASILEIRO S.A. **Plano de Negócios 2014 - 2018**, 2014. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>. Acessado em: 07 jan. 2015;

PEREIRA, M.J.; BARBOSA, C.M.; AGRA, J.; GOMES, J.B.; ARANHA, L.G.F.; SAITO, M.; RAMOS, M.A.; CARVALHO, M.D.; STAMATO, M.; BAGNI, O. **Estratigrafia da Bacia de Santos. Análise das sequências, sistemas deposicionais e revisão litoestratigráfica**. In: SBG, Congresso Brasileiro de Geologia, 34, anais, vol.1, p. 65-79, Goiânia, 1986;

PEREIRA, M.J. & MACEDO, J.M. **A Bacia de Santos: perspectivas de uma nova província petrolífera na plataforma continental sudeste brasileira**, Boletim Geociências da Petrobrás, 4:3-11, Salvador, BA, 1990;

PEREIRA, M.J. **Sequências deposicionais de 2ª/3ª ordens (50 a 2,0 Ma) e tectonoestratigrafia no Cretáceo de cinco bacias marginais do Brasil. Comparações com**

**outras áreas do globo e implicações geodinâmicas**, Tese de Doutorado, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 1994;

RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL. **Unidade Offshore de Transferência e Exportação – UOTE**, Petrobras, Brasil, 2012;

REUTERS. **The reason oil could drop as \$20 per barrel**, 2015. Disponível em: <http://uk.reuters.com/article/2014/12/19/kaletsky-oil-idUKL1N0U31J120141219>. Acessado em: 15 fev. 2015;

REVISTA BRASILEIRA DE GEOFÍSICA. **Integração de métodos geofísicos na modelagem da Bacia de Santos**, vol. 23, no. 3, São Paulo, 2005;

SANTANA, E.; SOARES, F.; CHÁCARA, I.; AGUIAR, L.; CAMARGO, N. **Bacia de Santos: Pioneirismo na produção do Pré-Sal e comercialização**, Trabalho apresentado na Faculdade do Sul da Bahia, Teixeira de Freitas, BA, 2011.