



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro  

---

Escola Politécnica

**CONTRATO DE CONCESSÃO VERSUS REGIME DE  
PARTILHA: UMA ANÁLISE DA VIABILIDADE  
ECONÔMICA DE PROJETOS OFFSHORE COM ÊNFASE  
NAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS**

Vanessa Roseiro Arivabene

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 de Petróleo.

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro

Setembro de 2017

CONTRATO DE CONCESSÃO VERSUS REGIME DE PARTILHA: UMA ANÁLISE DA  
VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS OFFSHORE COM ÊNFASE NAS  
PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Vanessa Roseiro Arivabene

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 ENGENHEIRA DE PETRÓLEO.

Examinado por:

---

Prof<sup>a</sup>. Rosemarie Bröker Bone (DEI/Poli/UFRJ)

---

Prof. Paulo Couto (DEI/Poli/UFRJ)

---

Prof. Eduardo Pontual Ribeiro (IE/UFRJ)

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Setembro de 2017

Arivabene, Vanessa

Contrato de Concessão versus Regime de Partilha: Uma Análise da Viabilidade Econômica de Projetos Offshore com ênfase nas Participações Governamentais / Vanessa Roseiro Arivabene. – Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica, 2017.

XI, 91 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadora: Rosemarie Bröker Bone, D.Sc

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia de Petróleo, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 80-85

1. Brasil. 2. Regime de Concessão. 3. Regime de Partilha. 4. Campos *Offshore*. 5. Participações Governamentais. I. Bone, Rosemarie Bröker. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia de Petróleo. III. Contrato de Concessão versus Regime de Partilha: Uma Análise da Viabilidade Econômica de Projetos Offshore com ênfase nas Participações Governamentais.

## Agradecimentos

Primeiramente, meu agradecimento a **Deus**, Que guiou meus passos durante toda essa longa jornada e não me deixou fraquejar perante os desafios.

Agradeço aos meus pais, **Liliane e José Rogério**, que me proveram, desde a infância, oportunidades para a realização dos meus sonhos. Obrigada por serem sempre a minha base e o meu refúgio. Também ao meu irmão, **Lucas**, que se tornou um grande amigo nesses últimos anos.

Ao meu namorado **Matheus**, o meu carinho e agradecimento por ser sempre a minha fortaleza e por ter lutado sempre ao meu lado. Estendo o agradecimento aos meus sogros, minha “*família carioca*” que me acolheu desde o primeiro momento.

Agradeço imensamente aos meus **mestres do curso de Engenharia de Petróleo da UFRJ**, que, através de suas profissões, fomentaram o conhecimento que carrego hoje. Agradeço pelas vezes que apontaram e corrigiram meus erros, pois me tornavam uma pessoa e uma profissional melhor.

À minha orientadora, **Rosemarie Bröker Bone**, meu agradecimento especial. Primeiramente, pelas oportunidades que me ofereceu, durante a graduação, nas pesquisas acadêmicas na área de Economia do Petróleo. Obrigada por todos ensinamentos e por buscar sempre o melhor de mim. Nesse momento, agradeço pela orientação do meu projeto de graduação. Obrigada pela dedicação e por todo trabalho. Minha admiração e carinho infinitos.

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

Contrato de Concessão versus Regime de Partilha: Uma Análise da Viabilidade Econômica de Projetos Offshore com ênfase nas Participações Governamentais

Vanessa Roseiro Arivabene

Setembro/ 2017

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia de Petróleo

A criação da Lei nº12.351/2010, conhecida como Lei da Partilha, se deu a partir da descoberta de petróleo na camada Pré-Sal brasileira. Diante do cenário de grandes expectativas em termos de volume de reservas recuperáveis e alto preço internacional da *commodity*, essa legislação estabelece novas diretrizes para a contratação das atividades de exploração e produção das áreas do Pré-Sal e estratégicas. No processo de oferta dos blocos é estabelecido o direito de preferência de operação à Petrobras e a possibilidade de contratação direta da empresa estatal. O processo licitatório passa a ser definido a favor da maior oferta de percentual de excedente em óleo pertencente à União. O Excedente em óleo se dá a partir a produção comercial do campo e é resultado da diferença entre o valor da produção e o custo em óleo. Além disso, são estabelecidas alterações em termos de participações governamentais: o bônus de assinatura tem valor fixo definido pelo edital da licitação e os *royalties* passam a ter alíquota de 15% (quinze por cento) sob a receita bruta da produção.

Atualmente, na totalidade dos campos que produzem na área do Pré-Sal vigora o Contrato de Concessão. Diante disso, o presente trabalho objetiva confrontar as exigências quanto as participações governamentais vigentes nas Lei nº 9.478 de 1997 e nº 12.351 de 2010, buscando identificar quais regimes são mais onerosos e ao mesmo tempo benéficos para os agentes diretamente envolvidos. Para tanto, são simulados os fluxos de caixa para o regime de concessão e para o regime de partilha utilizando um campo produtor do Pré-Sal como referência.

O campo escolhido para o estudo de caso é o campo de Sapinhoá, localizado na Bacia de Santos, que produz da camada Pré-Sal cerca de 250MBbl/d (duzentos e cinquenta mil barris de petróleo por dia). Os resultados revelam que o valor presente líquido, referente a contratação das atividades sob o regime de concessão, é o dobro desse mesmo indicador econômico na contratação sob o regime de partilha. A taxa interna de retorno é de 29% (vinte e nove por cento) quando se aplicam as diretrizes da Concessão e 19% (dezenove por cento) quando se aplicam as regras da Partilha.

Diante das análises dos fluxos de caixa, identificou-se que os responsáveis pela discrepância dos valores apresentados são: a) os altos valores praticados para o bônus de assinatura nas contratações da Partilha; b) a alíquota de 15% (quinze por cento) de *royalties* cobrada na partilha contra a alíquota de 10% (dez por cento) na concessão; c) a alíquota fixa do excedente em óleo pertencente a União em comparação com a alíquota de participações especiais, que varia em termos de produção e da maturidade do campo.

Uma vez que os indicadores econômicos se mostram menos atrativos no Regime de Partilha, conclui-se que se faz necessária a revisão das exigências da legislação, sobretudo em termos das participações governamentais, para que se viabilize a exploração dessa nova fronteira exploratória tão importante para o desenvolvimento do país.

Palavras-chave: Brasil; Regime de Concessão; Regime de Partilha; Campos *Offshore*; Participações Governamentais.

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

Concession versus Sharing Regime: An Analysis of Economic Feasibility of Offshore Projects with emphasis on Government Participations

Vanessa Roseiro Arivabene

September / 2017

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Course: Petroleum Engineering

The creation of Law n° 12.351/2010, known as the Law of Sharing, took place from the discovery of oil in the Brazilian Pre-Salt layer. Given the scenario of grand expectations in terms of the volume of recoverable reserves and high international price of the commodity, this legislation establishes new guidelines for contracting of exploration and production activities in the pre-salt and strategic areas. In the process of offering the blocks, the preemptive right of operation to Petrobras and the possibility of direct contracting of the state company are established. The bidding process is now defined in favor of greater supply of oil surplus percentage belonging to the Union. The oil surplus occurs with the beginning of commercial field production and is the result of the difference between the value of production and the cost in oil. In addition, changes in government participation are established: the signature bonus has a fixed value set by the bidding documents and the royalties start to have a rate of 15% (fifteen percent) on the gross production revenue.

At present, in all the fields that produce in the Pre-Salt area, the Concession Contract is in force. Therefore, the present work aims to confront the requirements regarding government participation in Laws n° 9.478/1997 and n° 12.351/2010, seeking to identify which regimes are costlier and at the same time beneficial for the agents directly involved. For this purpose, the cash flows for the concession regime and for the sharing regime are simulated using a Pre-Salt producing field as a reference.

The field chosen for the case study is the Sapinhoá field, located in the Santos Basin, which produces about 250MBbl/d (two hundred and fifty thousand barrels of oil per day) from the Pre-Salt layer. The results show that the net present value, referring to the

contracting of activities under the concession regime, is twice of the same economic indicator in hiring under the sharing regime. The internal rate of return is 29% (twenty-nine percent) when the Concession guidelines are applied and 19% (nineteen percent) when the rules of the Sharing apply.

In face of the analysis of the cash flows, it was identified that those responsible for the discrepancy of the presented values are: a) the high values practiced for the signature bonus in the contracting of the Sharing; b) the 15% (fifteen percent) royalties levied in the Sharing against the rate of 10% (ten percent) in the Concession; c) the fixed rate of oil surplus belonging to the Union in comparison with the rate of special participations, which varies in terms of production and field maturity.

Since the economic indicators are less attractive in the Sharing Regime, it is concluded that it is necessary to review the requirements of the legislation, especially in terms of government participation, in order to make feasible the exploration of this new exploratory border so important for the Brazil development.

Keywords: Brazil; Concession Regime; Sharing Regime, Offshore Fields, Government Participations.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1.1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	13
1.2. OBJETIVOS .....	14
1.3. CONTEXTUALIZAÇÃO E HISTÓRICO .....	15
<b>2. DIFERENÇAS ENTRE O CONTRATO DE CONCESSÃO E O REGIME DE PARTILHA</b> .....	<b>22</b>
2.1. OS TERMOS DA CONTRATAÇÃO .....	22
2.2. O PROCESSO LICITATÓRIO E SEU JULGAMENTO .....	25
2.2.1. <i>Licitação sob o Regime de Partilha de Produção</i> .....	25
2.2.2. <i>Licitação sob o Regime de Concessão</i> .....	28
2.2.3. <i>Das Diferenças entre os Regimes de Partilha e Concessão</i> .....	28
2.3. AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS .....	29
2.3.1. <i>Bônus de Assinatura</i> .....	29
2.3.2. <i>Royalties</i> .....	32
2.3.3. <i>Participação Especial</i> .....	33
2.3.4. <i>Taxa de Retenção de Área e Participação de Terceiros</i> .....	35
<b>3. ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA SOB O CONTRATO DE CONCESSÃO E O REGIME DE PARTILHA</b> .....	<b>37</b>
3.1. PRÉ-SAL BRASILEIRO E OS REGIMES VIGENTES.....	37
3.2. CAMPO PARA O ESTUDO DE CASO: SAPINHOÁ .....	39
3.2.1. <i>Histórico de Produção do Campo de Sapinhoá</i> .....	47
3.2.2. <i>Participações Governamentais do Campo de Sapinhoá</i> .....	52
<b>4. METODOLOGIA</b> .....	<b>56</b>
4.1. JUSTIFICATIVAS PARA A ESCOLHA DO CAMPO DE SAPINHOÁ .....	56
4.2. ESTIMATIVAS PARA A PRODUÇÃO FUTURA DO CAMPO DE SAPINHOÁ .....	57
4.3. ESTIMATIVAS PARA AS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS FUTURAS DO CAMPO DE SAPINHOÁ .....	60
4.4. CONSTRUÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA .....	62
<b>5. RESULTADOS</b> .....	<b>71</b>
<b>6. CONCLUSÃO</b> .....	<b>77</b>
<b>7. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>80</b>
<b>APÊNDICES</b> .....	<b>86</b>
APÊNDICE A – DADOS DE PRODUÇÃO E PREÇOS DE REFERÊNCIA DO CAMPO DE SAPINHOÁ .....	86
APÊNDICE B – TABELA COM A PRODUÇÃO DE SAPINHOÁ POR POÇO (EM BBL/D) .....	87
APÊNDICE C – TABELA PARA FLUXO DE CAIXA DO REGIME DE CONCESSÃO .....	88
APÊNDICE D - TABELA PARA APURAÇÃO DA RECEITA LÍQUIDA NO REGIME DE CONCESSÃO PARA FINS DE CÁLCULO DAS PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS .....	89
APÊNDICE E - TABELA PARA FLUXO DE CAIXA DO REGIME DE PARTILHA.....	90
APÊNDICE F - TABELA PARA APURAÇÃO DA RECEITA LÍQUIDA NO REGIME DE PARTILHA PARA FINS DE CÁLCULO DO EXCEDENTE EM ÓLEO DEVIDO À UNIÃO.....	91

## Índice de Figuras

FIGURA 1 - LOCALIZAÇÃO DA CAMADA DO PRÉ-SAL, 2017.....	17
FIGURA 2 - LINHA HISTÓRICA DAS PRINCIPAIS LEGISLAÇÕES DO SETOR PETROLÍFERO NACIONAL, 1930-2010.....	18
FIGURA 3 - EVOLUÇÃO DAS RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO (EM MILHÕES DE BBL) E DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (EM CENTENAS DE BBL/D) NO BRASIL DE 1976 A 2016 .....	20
FIGURA 4 - COMPOSIÇÃO DO VOLUME TOTAL DA PRODUÇÃO NA CONTRATAÇÃO SOB O REGIME DE PARTILHA PARA BLOCOS OFFSHORE, 2017 .....	24
FIGURA 5 - FLUXOGRAMA DO PROCESSO LICITATÓRIO PARA A CONTRATAÇÃO SOB O REGIME DE PARTILHA DA PRODUÇÃO .....	27
FIGURA 6 - CAMPOS EM PRODUÇÃO/DESENVOLVIMENTO E BLOCOS EXPLORATÓRIOS NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL, 2017.....	38
FIGURA 7 - LOCALIZAÇÃO DO CAMPO DE SAPINHOÁ NA ÁREA DO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS, 2017 .....	39
FIGURA 8 - SISTEMA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO COM BÓIAS DE SUSTENTAÇÃO DE RISERS (BSR) DE MODO DESACOPLADO DA UNIDADE ESTACIONÁRIA DE PRODUÇÃO (UEP), 2015.....	44
FIGURA 9 - SISTEMA INTEGRADO DE ESCOAMENTO DE GÁS DO PÓLO PRÉ-SAL DA BACIA DE SANTOS, 2016 .....	46
FIGURA 10 - DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL POR CAMPO, MARÇO DE 2017 .....	47
FIGURA 11 - PRODUÇÃO DE PETRÓLEO DO CAMPO DE SAPINHOÁ, JANEIRO/2013 A MARÇO/2017 (EM BBL/D).....	48
FIGURA 12 - PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL DO CAMPO DE SAPINHOÁ, JANEIRO/2013 A MARÇO/2017 (EM BBL/D) .....	49
FIGURA 13 - HISTÓRICO DE PRODUÇÃO DOS POÇOS DE SAPINHOÁ, JANEIRO/2013 A JUNHO/2017 ...	50
FIGURA 14 - PRODUÇÃO MENSAL DE PETRÓLEO, PREÇO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO E VALOR MENSAL DEVIDO PELOS ROYALTIES NO CAMPO DE SAPINHOÁ, JANEIRO/2013 A MARÇO/2017 .	54
FIGURA 15 - ESTIMATIVAS DE PRODUÇÃO PARA O CAMPO DE SAPINHOÁ, 2013-2038 .....	59
FIGURA 16 - FLUXO DE CAIXA SIMULADO PARA O CAMPO DE SAPINHOÁ SOB REGIME DE CONCESSÃO, 2000-2038.....	72
FIGURA 17 - FLUXO DE CAIXA SIMULADO PARA O CAMPO DE SAPINHOÁ SOB REGIME DE PARTILHA, 2000-2038.....	73
FIGURA 18 - ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PARA OS VALORES DE VPL PERANTE OS PERCENTUAIS DE EXCEDENTE EM ÓLEO A SEREM OFERTADOS (PARA TMA DE 15%) .....	75

## Índice de Tabelas

TABELA 1 - EVOLUÇÃO DO BÔNUS DE ASSINATURA MÍNIMO NAS RODADAS DE LICITAÇÃO PARA CONTRATAÇÃO SOB O REGIME DE CONCESSÃO, 1999-2015 .....	31
TABELA 2 - ROYALTIES E PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS DO CAMPO DE SAPINHOÁ, JANEIRO/2013 A MARÇO/2017 .....	53

## Índice de Equações

EQUAÇÃO 1 - CÁLCULO DOS ROYALTIES COM A METODOLOGIA DA ANP .....	33
EQUAÇÃO 2 - CÁLCULO DAS PARTICIPAÇÕES ESPECIAIS COM A METODOLOGIA DA ANP ...	34
EQUAÇÃO 3 - MÉTODO DE CALCULO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL). .....	69
EQUAÇÃO 4 - MÉTODO DE CALCULO DA TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR). .....	70

# 1. Introdução

## 1.1. Considerações Iniciais

Desde o anúncio da descoberta de petróleo na camada do Pré-Sal brasileira, em 2006, o cenário petrolífero nacional tem sido pauta de diversas discussões em torno das expectativas acerca do volume das reservas e do potencial produtivo dessa nova fronteira exploratória. Acrescentam-se as mudanças no marco regulatório para contratação das atividades de exploração e produção (E&P) nas áreas do Pré-Sal e da viabilidade política e econômica desses projetos diante dos desafios tecnológicos impostos e das recentes quedas no preço internacional da *commodity*.

Vigora no país, desde 2010, o regime regulador misto: a Lei nº9.478/1997 [1] que determina as diretrizes da contratação sob o regime de Concessão enquanto que a Lei nº12.351/2010 [2] estabelece o Regime de Partilha da Produção e inaugura novas regras para as atividades de exploração e produção dos blocos localizados no Polígono do Pré-Sal e áreas estratégicas.

De acordo com o último Boletim de Produção da ANP de junho de 2017 [1], existem, atualmente, treze campos produtores e outros vários blocos exploratórios, localizados na área do Pré-Sal brasileiro, contratados sob o regime de concessão. O sucesso produtivo desses campos sustenta as expectativas de incorporação de grandes reservas pela nova fronteira porém, se confirmam também os desafios tecnológicos para a E&P dessas áreas e a necessidade de investimentos maciços para seu desenvolvimento e operação.

Em 2013, realizou-se a primeira rodada de licitações para contratação sob o Regime de Partilha. O bloco de Libra teve seu contrato assinado em dezembro do mesmo ano e se tornou o primeiro bloco licitado sob o novo regime. No primeiro semestre de 2017, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autorizou, por meio das Resoluções nº 2 e nº 9, a realização da segunda e terceira rodadas de licitação sob Regime de Partilha e definiu as áreas do Pré-sal a serem ofertadas e seus respectivos percentuais mínimos de excedente em óleo e valores mínimos de bônus de assinatura.

Diante da efetivação das diretrizes do novo marco regulatório para a contratação das atividades de exploração e produção, questiona-se sobre as diferenças entre as legislações em vigor e a viabilidade política-econômica dos projetos perante o estabelecimento dessas novas regras, em comparação com as determinações vindas da Lei do Petróleo.

## 1.2. Objetivos

O presente trabalho objetiva confrontar as exigências quanto as participações governamentais vigentes nas Lei nº 9.478 de 1997 [1] e nº 12.351 de 2010 [2], buscando identificar quais regimes são mais onerosos e ao mesmo tempo benéficos para os agentes diretamente envolvidos (Empresas e União). Em outras palavras, a legislação, através de suas exigências e diretrizes, impacta diretamente na viabilidade dos projetos de exploração e produção de petróleo, logo torna-se urgente a identificação dos fatores que podem alavancar ou estagnar a atividade petrolífera no país.

São objetivos específicos do trabalho:

- 1) simular um fluxo de caixa para o regime de concessão tendo Sapinhoá como campo de referência;
- 2) simular um fluxo de caixa para o regime de partilha tendo como base o campo de Sapinhoá.

O trabalho foi dividido em seis capítulos, incluindo esta introdução.

O **primeiro capítulo, na seção Contextualização e Histórico**, se apresenta como uma linha do tempo apresentando os acontecimentos a cerca da regulamentação do setor petrolífero nacional. Esse capítulo objetiva observar as determinações do Governo Federal sobre as atividades de exploração e produção de petróleo em território nacional frente à evolução do volume de reservas provadas e os níveis de produção, bem como perante às estratégias da política energética nacional e o cenário político em vigência.

A fim de elucidar as diferenças entre as determinações do Regime de Partilha da Produção e o Regime de Concessão, o **segundo capítulo, Diferenças entre o Contrato de Concessão e o Regime de Partilha**, destacará as principais diretrizes das Leis nº9.478/1997 e nº12.351/2010 e quanto aos modelos de contratação vigentes que introduzem incertezas quanto a viabilidade política-econômica dos projetos. Este capítulo tem como foco as alterações no processo licitatório e o seu julgamento, bem como as novas fontes de receita governamental a partir da partilha da produção.

A existência de campos produtores nas áreas do Polígono do Pré-Sal fornece os níveis de produção e os volumes de investimentos esperados para essas áreas. Atualmente, apenas um bloco, ainda em fase exploratória, está licitado sob o regime de partilha, o que impede maiores considerações sobre a viabilidade dessa nova regulamentação, sobretudo a respeito das receitas governamentais, que incidem prioritariamente na fase de desenvolvimento e produção.

Diante disso, o **terceiro capítulo, Estudo de Viabilidade Econômica sob o Contrato de Concessão e o Regime de Partilha**, utilizará o campo de Sapinhoá, localizado no Polígono do Pré-Sal na área da Bacia de Santos, para apresentar a viabilidade econômica de Regime de Partilha, ainda que o campo seja contratado sob o Regime de Concessão.

No **quarto capítulo, Metodologia**, tem-se a partir dos dados de produção e do histórico de valores devidos pelas participações governamentais do Campo de Sapinhoá o processo de estimação do cenário futuro para os volumes de produção do campo e para o pagamento das participações. Além disso, serão estabelecidas e justificadas as variáveis utilizadas para composição dos fluxos de caixa sob o regime de concessão e sob o regime de partilha.

O quinto **capítulo, Resultados**, apresentar-se-ão os fluxos de caixa. Serão utilizados os indicadores econômicos valor presente líquido e taxa interna de retorno para comparar a viabilidade dos regimes em termos de incidência das participações governamentais.

Ressalta-se, nesse momento o protagonismo do percentual de excedente em óleo, devido pelo contratado a partir da produção comercial do campo, à União na contratação sob o regime de partilha. Esse percentual tem seu valor mínimo definido em edital para cada um dos blocos licitados e sua oferta é critério primordial de julgamento das propostas. Dessa maneira, realizar-se-á uma análise de sensibilidade para verificar a viabilidade diante dos diferentes níveis de percentual do excedente em óleo que possam ser exigidos.

Por fim, o **sexto capítulo, Conclusão**, serão feitas considerações sobre a influência das participações governamentais, determinadas pelas legislações vigentes, na viabilidade do desenvolvimento das áreas do Pré-Sal.

### **1.3. Contextualização e Histórico**

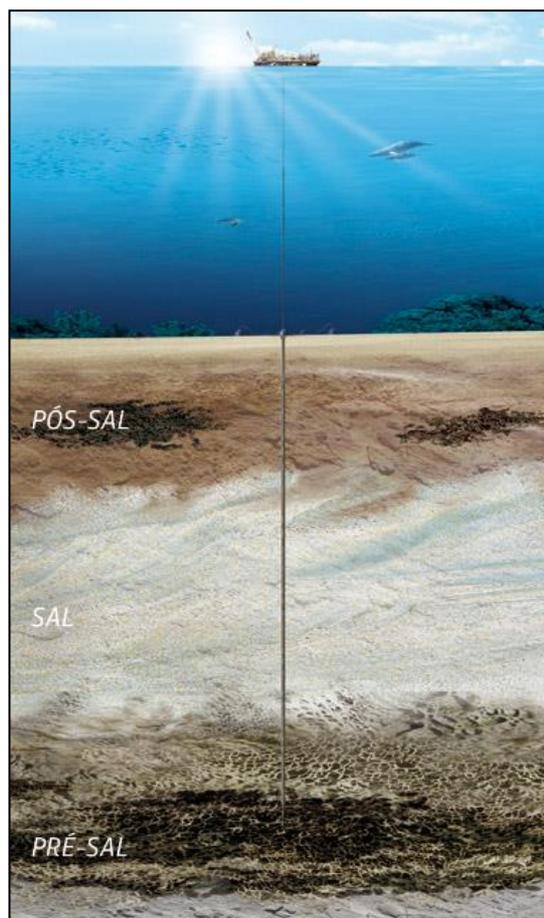
A primeira atividade de sucesso em perfuração de poços de petróleo no Brasil ocorreu em 1930, pelo engenheiro agrônomo Manoel Inácio de Basto. Essa descoberta desencadeou uma série de medidas do governo em relação às jazidas nacionais de petróleo. (Francisco, 2011) [1]. Em abril de 1938, foi criado o Conselho Nacional de Petróleo (CNP) pelo Decreto-Lei nº 395 [2] e, em 1940, estabeleceu-se o Código de Minas pelo Decreto-Lei nº 1.985 [3]. A criação do CNP representou a primeira iniciativa

consistente do Estado brasileiro de regulação do setor petrolífero, que previa a imediata nacionalização de todas as atividades já em curso (basicamente, pequenas refinarias) e o estrito controle governamental sobre todos os aspectos da indústria do petróleo. (FGV CPDOC, 2017) [4]. O regime que vigorou a partir desse período ficou conhecido como “livre exploração” ou “cessão física”, pois o proprietário do terreno onde o petróleo era encontrado poderia livremente explorá-lo ou cedê-lo uma vez que as jazidas fossem manifestadas ao Governo Federal (Alkimim, 2011) [5].

A Lei nº 2004, de 03 de outubro de 1953 [6], determinou a criação da empresa estatal Petrobras. O Presidente da República Getúlio Vargas, na ocasião, instituiu o monopólio de exploração e do processamento do petróleo em favor da União. As operações de exploração e produção de petróleo, bem como as demais atividades ligadas ao setor de petróleo, gás natural e derivados, à exceção da distribuição atacadista e da revenda no varejo pelos postos de abastecimento, foram conduzidas pela Petrobras de 1954 a 1997 (Alkimim, 2011) [5].

Em agosto de 1997 foi sancionada a Lei nº 9.478 [7], conhecida como a Lei do Petróleo. A partir dessa data, encerra-se o monopólio da Petrobras e as atividades de exploração e produção de petróleo (E&P) passaram a ser exercidas pelo regime de concessão. Este regime permitiu a entrada de outras empresas nacionais e estrangeiras na concorrência pelos blocos leiloados nas rodadas de licitação e no exercício das atividades de E&P (Barçante *et al*, 2013) [8]. A legislação determinou ainda a criação da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), redação dada pela Lei nº11.097/2005, vigente em 2017, e do Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE).

O anúncio da descoberta de petróleo na camada do Pré-Sal brasileiro se deu em 2006 [9]. Dessa maneira, em 2010, tem-se a instituição do regime de partilha pela Lei nº 12.351 [10] que dá diretrizes sobre as atividades de exploração e produção de petróleo nas áreas do pré-sal e áreas estratégicas. As áreas do pré-sal são assim denominadas pela ocorrência da “camada do Pré-sal”, camada sedimentar passível de acumulação de hidrocarbonetos localizada, a partir da superfície terrestre, abaixo de camada de sal, conforme ilustrado na Figura 1.



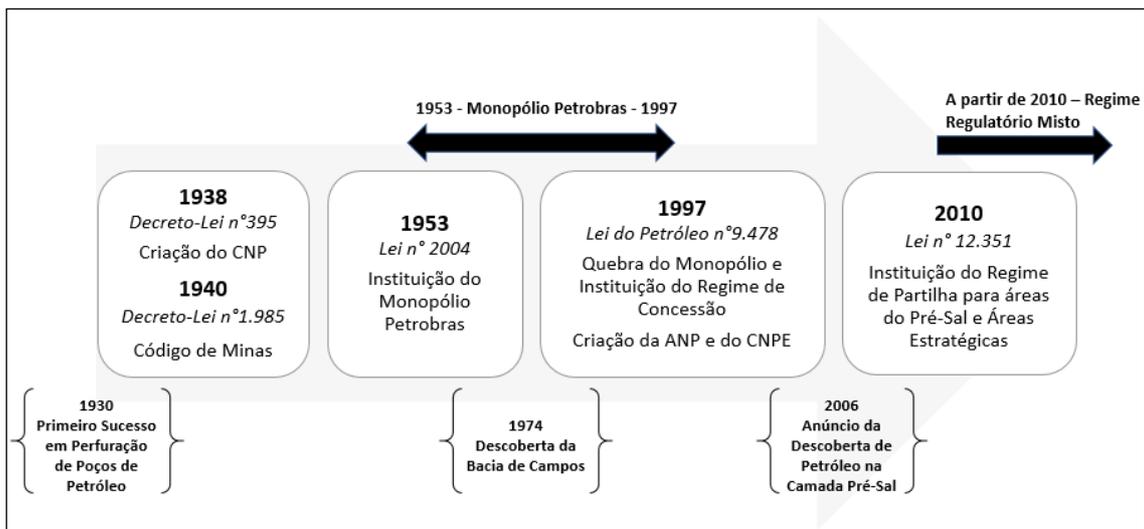
**Figura 1 - Localização da camada do Pré-Sal, 2017**

Fonte: Petrobras (2017) [11].

A alteração do marco legal para exploração de petróleo pela União se deu diante da suposta certeza da existência de grandes acumulações de petróleo nesta camada, com baixíssimos riscos na exploração e considerando a alta produtividade do local, com elevado potencial de produção (Alkimim, 2011) [5].

A legislação em questão altera o artigo 5º da Lei do Petróleo estabelecendo a execução das atividades que constituem monopólio da União mediante concessão, autorização ou contratação sob o regime de partilha. Dessa maneira, passa a vigorar no país o regime regulatório misto.

A Figura 2 apresenta a linha histórica das legislações referentes ao setor petrolífero nacional desde a década de 30 até o momento atual.



**Figura 2 - Linha Histórica das Principais Legislações do Setor Petrolífero Nacional, 1930-2010**

Fonte: Elaboração do autor, 2017.

Diante desse histórico é possível a correlação das legislações com os contextos políticos pertinentes e com os cenários de produção e acúmulo de reservas petrolíferas esperadas.

Os decretos-lei, que instituem a criação do CNP e estabelecem o Código de Minas [2, 3], se apresentam como acontecimentos introdutórios para a indústria petrolífera nacional. O estabelecimento de um regime de “livre exploração” se contextualiza no desconhecimento sobre o potencial desse recurso no país e a necessidade de se realizarem novas prospecções.

A criação da Petrobras e a instituição do monopólio, em 1953 [6], acontecem vinte anos após ao primeiro sucesso exploratório. Em 1941, já havia se criado o campo de exploração petrolífera de Candeias na Bahia (Francisco, 2011) [1]. Ou seja, a possibilidade de produzir petróleo no país era uma realidade, porém a indústria petrolífera nacional ainda se encontrava em seu estágio embrionário. No contexto de nacionalização das atividades financeiras do país sob a presidência de Getúlio Vargas, tem-se a estatização das atividades relacionadas a *commodity*.

A instituição da Lei do Petróleo, em 1997 [7], se contextualiza no cenário político nacional da década de 90 com a privatização de empresas estatais e abertura de mercado. Dessa maneira, nota-se um alinhamento dessas tendências com o fim do monopólio Petrobras e a criação da agência reguladora nacional, a ANP, que se

encarregaria do processo de licitação e fiscalização das atividades do setor de petróleo no país.

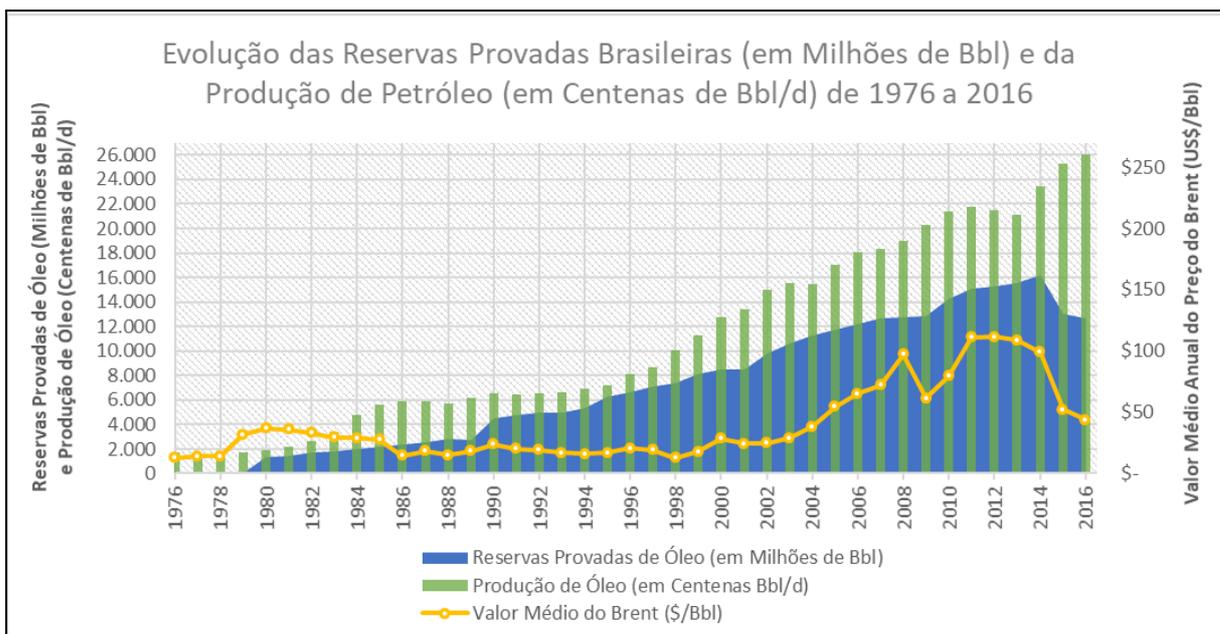
Por fim, a Lei da Partilha, em 2010 [10], é instituída diante da grande expectativa, em termos de acúmulo de reservas e níveis de produtividade, prometida pela descoberta do Pré-Sal. Observa-se, a partir das novas diretrizes, uma tendência protecionista da União com a necessidade de aumentar sua influência e arrecadação sobre esse recurso. O cenário político desse período se coloca em conformidade com as diretrizes dessa legislação, pois tem-se fortemente o caráter nacionalista e populista, marcas do governo vigente.

A Figura 3 apresenta a evolução dos níveis de produção nacional de petróleo e de reservas provadas frente às oscilações dos preços correntes do petróleo tipo Brent<sup>1</sup> de 1976 a 2016.

Os dados relativos às reservas provadas estão disponíveis apenas a partir de 1980 [12], sem prejuízos às análises. Ressalta-se que as reservas provadas, segundo a ANP, são aquelas que se estimam, com elevado grau de certeza, recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com base dos dados geológicos e de engenharia, considerando as condições econômicas existentes, os métodos operacionais empregados e a legislação petrolífera e tributária brasileiras.

---

<sup>1</sup>O termo "*Brent*" indica a origem do óleo e o mercado onde ele é negociado. O petróleo tipo *Brent* foi batizado assim porque era extraído de uma base da *Shell* chamada *Brent* e, atualmente, este termo designa todo o petróleo extraído no Mar do Norte e comercializado na Bolsa de Londres.



**Figura 3 - Evolução das Reservas Provadas de Petróleo (em Milhões de Bbl) e da Produção de Petróleo (em Centenas de Bbl/d) no Brasil de 1976 a 2016**

Fonte: Elaboração do autor com dados do BP, 2017 [12].

Da Figura 3, destaca-se o primeiro incremento produtivo registrado no ano de 1984, durante o período de monopólio da Petrobras, com o fomento das operações em águas profundas. Em 1986, eram perfurados poços em profundidades de lâmina d'água de mais de 1.200m (um mil e duzentos metros) e produzia-se petróleo a profundidades próximas de 400m (quatrocentos metros). Em 1989 observa-se um incremento no nível de reservas provadas nacionais dada pela descoberta e confirmação dos grandes volumes de petróleo em campos da Bacia de Campos, como Marlim e Albacora [9].

O ano de criação da Lei do Petróleo, 1997 [7], é antecedido por um aumento contínuo no volume de reservas provadas, que alcançou 7BBbl (sete bilhões de barris). Diante disso, constata-se que a intuição do regime de concessão, a criação da ANP e do CNPE se dão num cenário positivo em termos de reservas nacionais.

O ano de 2006 foi marcado pelo anúncio da descoberta de Tupi, atual campo de Lula na Bacia de Santos, que concentra grande quantidade de petróleo abaixo da camada de sal. De 2006 a 2014 o volume de reservas apresenta um incremento da ordem de 4BBbl (quatro bilhões de barris). Esse comportamento nos sugere a justificativa para as medidas protecionistas acerca da produção do Pré-Sal brasileiro, perante a instituição da Lei nº 12.351 [10].

A partir de 2013, nota-se um “salto produtivo” seguido de uma tendência de aumento otimista. Esse período coincide com o início de produção de alguns dos principais campos produtores do Pré-Sal nas Bacias de Campos e Santos, como Lula e Sapinhoá. Dessa maneira, torna-se visível a capacidade de incremento produtivo propiciado pela camada do Pré-Sal.

Porém, a partir de 2014, o nível de reservas decresce chegando a valores semelhantes aos registrados em 2006, 12BBbl (doze bilhões de barris). Isso se deu, em grande parte, devido a brusca queda de preço do barril de petróleo nesse período. Uma vez que o volume de reservas provadas diz respeito às estimativas de volume recuperável, ou seja, possível de ser produzido, diante da disponibilidade tecnológica e do cenário econômico presente, os preços abaixo dos US\$50/Bbl (cinquenta dólares por barril) estariam rebaixando a classificação de algumas reservas nacionais, sobretudo aquelas que necessitam de maior aporte de investimentos financeiros e tecnológicos, como as reservas do Pré-Sal.

Em outras palavras, observa-se que as expectativas quanto as reservas e a produção do Pré-Sal se mostraram coerentes, mas ainda muito vulneráveis à fatores externos, sobretudo aos econômicos. Por se tratar de uma exploração dependente de altos níveis de investimento e de tecnologias avançadas, a recuperação dessas reservas está diretamente relacionada com a manutenção de níveis de preço da *commodity* elevados.

O Capítulo 3 apresenta as novas determinações da legislação que institui a contratação sob o Regime de Partilha da Produção e as compara com as regras vigentes nas concessões regulamentadas pela Lei nº 9.478/1997 [7]. O objetivo desse capítulo é embasar as discussões que seguem sobre a viabilidade econômica dos projetos no Polígono do Pré-Sal.

## **2. Diferenças entre o Contrato de Concessão e o Regime de Partilha**

O artigo 4º da Lei nº9.478 de 1997 [7] enumera as atividades relativas ao monopólio do petróleo por parte da União com base no art. 177 da Constituição Federal [13]. A primeira dessas atividades é a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos. O artigo 5º dessa mesma lei determina que a regulação e fiscalização dessas atividades será realizada pela União e estas podem ser exercidas mediante concessão, autorização ou contratação pelo regime de partilha por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país.

As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural mediante contrato de concessão, precedido de licitação, têm as suas diretrizes determinadas pela própria Lei nº9.478/1997 [7], enquanto que a contratação pelo regime de partilha de produção para as áreas do Pré-sal e estratégicas é legislada pela Lei nº 12.351 de 2010 [10].

Apesar de possuírem o mesmo objeto de regulação, as atividades de exploração e produção de petróleo, as Leis nº 9.478/1997 [7] e nº12.351/2010 [10] possuem determinações que as diferenciam. Os pontos dessas legislações que merecem maior atenção para cumprir com o objetivo deste trabalho são as regras de contratação e o processo licitatório sob os dois regimes e a incidência das participações governamentais em cada um deles.

### **2.1. Os Termos da Contratação**

Os termos da contratação sob o regime de concessão são explicitados no artigo 26º da Lei nº9.478/1997 [7]. O concessionário, vencedor do processo licitatório promovido pela ANP de um determinado bloco, tem a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo e gás natural. Esse tipo de contratação confere ao concessionário a propriedade da produção dos hidrocarbonetos mediante o pagamento de tributações e participações legais ou contratuais que serão detalhadas na seção 2.3.

Na contratação sob o regime de partilha, conforme o inciso I do artigo 2º da Lei nº 12.351/2010 [10], o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e de produção e, em caso de descoberta

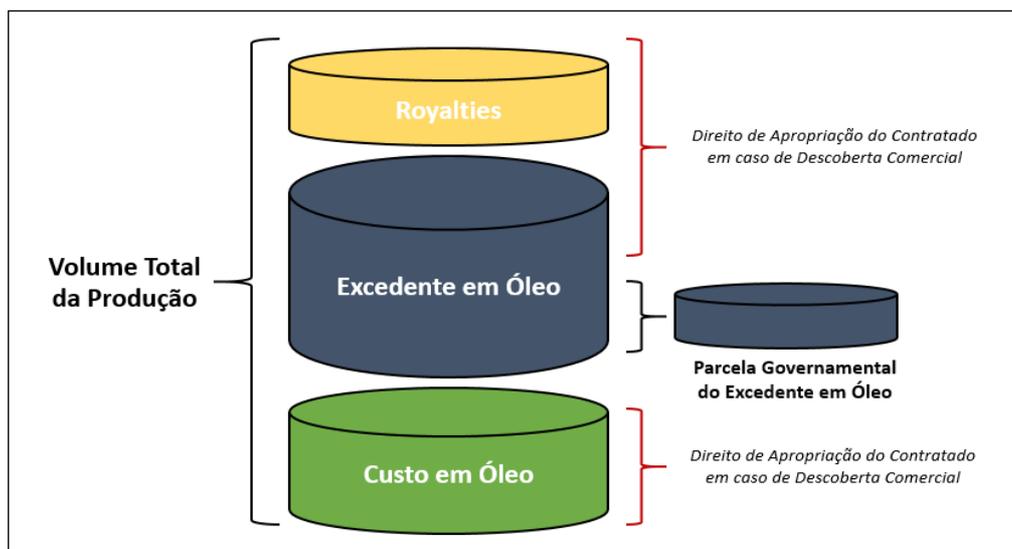
comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos *royalties* devidos e de parcela do excedente em óleo.

De acordo com as definições trazidas pelo inciso II do artigo 2º da Lei nº 12.351/2010 [10], o custo em óleo se refere a parcela da produção, exigível apenas nos casos de descoberta comercial, correspondente aos custos e investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações. Já o excedente em óleo é referente a parcela da produção a ser repartida entre a União e o contratado resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos *royalties* devidos.

Quando o bloco contratado pelo regime de partilha da produção se localiza em terra, nas parcelas a serem debitadas do volume total da produção para obtenção do excedente em óleo deve ser contabilizada a participação de até 1% (um por cento) do valor da produção aos proprietários de terra onde se localiza o bloco. Uma vez que a Lei nº12.351/2010 [10] também se aplica as áreas estratégicas, os blocos podem estar localizados em terra.

O parágrafo 2º do artigo 42º da Lei nº 12.351/2010 [10] esclarece que o bônus de assinatura, participação governamental a ser detalhada na seção 2.3.1, não integra o custo em óleo. Portanto, o valor do bônus de assinatura não é passível de apropriação pelo contratado para a determinação do excedente em óleo.

A Figura 4 mostra a composição do volume total produzido na contratação sob o regime de partilha, no caso de descoberta comercial.



**Figura 4 - Composição do Volume Total da Produção na Contratação sob o Regime de Partilha para Blocos Offshore, 2017**

Fonte: Elaboração do autor com base nas determinações da Lei nº12.351/2010 [10], 2017.

Tanto na contratação sob o regime de concessão como na contratação sob o regime de partilha, as atividades que antecedem a descoberta comercial são por conta e risco do contratado. Ou seja, em caso de inexistência de hidrocarbonetos ou da descoberta de volumes que não justifiquem os investimentos em desenvolvimento, não haverá nenhum ressarcimento ou indenização pelos serviços realizados ou por bens construídos ou instalados no bloco. Além disso, a cobrança da parcela da produção referente aos *royalties* está presente nas duas legislações, bem como a parcela referente à participação dos proprietários de terra em caso de blocos *onshore*. A grande diferença das contratações está na apropriação do custo em óleo e na repartição do excedente em óleo com a União.

No contrato de concessão, os investimentos realizados nas fases anteriores a descoberta comercial, bem como os valores referentes ao desenvolvimento, custo de operação e abandono não tem sua apropriação garantida no volume produzido, como no contrato de partilha. Em contrapartida, o concessionário tem propriedade de todo o volume produzido, deduzidas as tributações e participações governamentais, de forma a possibilitar o pagamento dos investimentos realizados.

A definição do excedente em óleo surge no contrato de partilha. Essa parcela do volume total produzido será repartida com a União. Na seção 2.3, com o detalhamento das participações governamentais, ver-se-á a incidência da participação especial nos contratos de concessão. Ela se aplica, por decreto presidencial, em campos de grande

volume de produção ou de alta rentabilidade incidindo sobre a receita bruta deduzidos os *royalties*, os investimentos em exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos.

Pontua-se que para a apuração da receita líquida sobre a qual incidir-se-á a alíquota referente à participação especial, na contratação sob o regime de concessão, é permitida a dedução do valor do bônus de assinatura.

Tanto no detalhamento das participações governamentais como nas simulações de viabilidade econômica será ressaltada a semelhança, guardadas as devidas proporções, entre a parcela governamental do excedente em óleo para os contratos sob o regime de partilha e a participação especial para os contratos de concessão. Uma vez que se assumirá como premissa que as áreas do pré-sal e estratégicas apresentam grandes volumes de produção e alta rentabilidade, quando licitadas pelo contrato de concessão, essas pagarão a participação especial, já quando licitadas sob o regime de partilha é devida a parcela do excedente em óleo.

A contratação para as atividades de exploração e produção de petróleo sob o regime de concessão deve ser antecedida por processo de licitação. No regime de partilha, as licitações ocorrem quando não houver contratação direta da Petrobras. Além disso, os critérios de julgamento das licitações diferem em cada uma das legislações.

## **2.2. O Processo Licitatório e seu Julgamento**

O Capítulo II da Lei nº9.478/1997 [7] criou e determinou as atribuições para o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Conforme o inciso VIII do artigo 2º desta Lei, é papel do CNPE a definição dos blocos a serem concedidos ou partilhados.

Com a criação da contratação sob o regime de partilha da produção, a partir da Lei nº12.351/2010 [10], o processo de oferta dos blocos para licitação, bem como o processo licitatório e o seu julgamento receberam determinações que os diferenciam completamente do que é estipulado para as licitações para a contratação sob o regime de concessão.

### **2.2.1. Licitação sob o Regime de Partilha de Produção**

A partir da definição dos blocos a serem contratados sob regime de partilha, é papel do CNPE propor à Presidência da República o ritmo de contratação desses blocos, aqueles que, visando a preservação do interesse nacional e os objetivos da política energética,

serão destinados a contratação direta da Petrobras e aqueles que serão objeto de leilão. O artigo 4º da Lei nº 12.351/2010 [10] determinou que o CNPE, considerando o interesse nacional, oferece à Petrobras a preferência para ser operador nos blocos a serem licitados para a contratação sob o regime de partilha da produção. A Petrobras terá, então, um prazo de 30 (trinta) dias para manifestar interesse em ter a preferência como operadora. Com a manifestação da Petrobras, o CNPE proporá a Presidência da República, os blocos que deverão ser operados pela empresa e indicará sua participação mínima no consórcio, que não poderá ser inferior a 30% (trinta por cento).

A União poderá, assim, celebrar contratos de partilha de produção de duas formas:

I – Diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação, ou

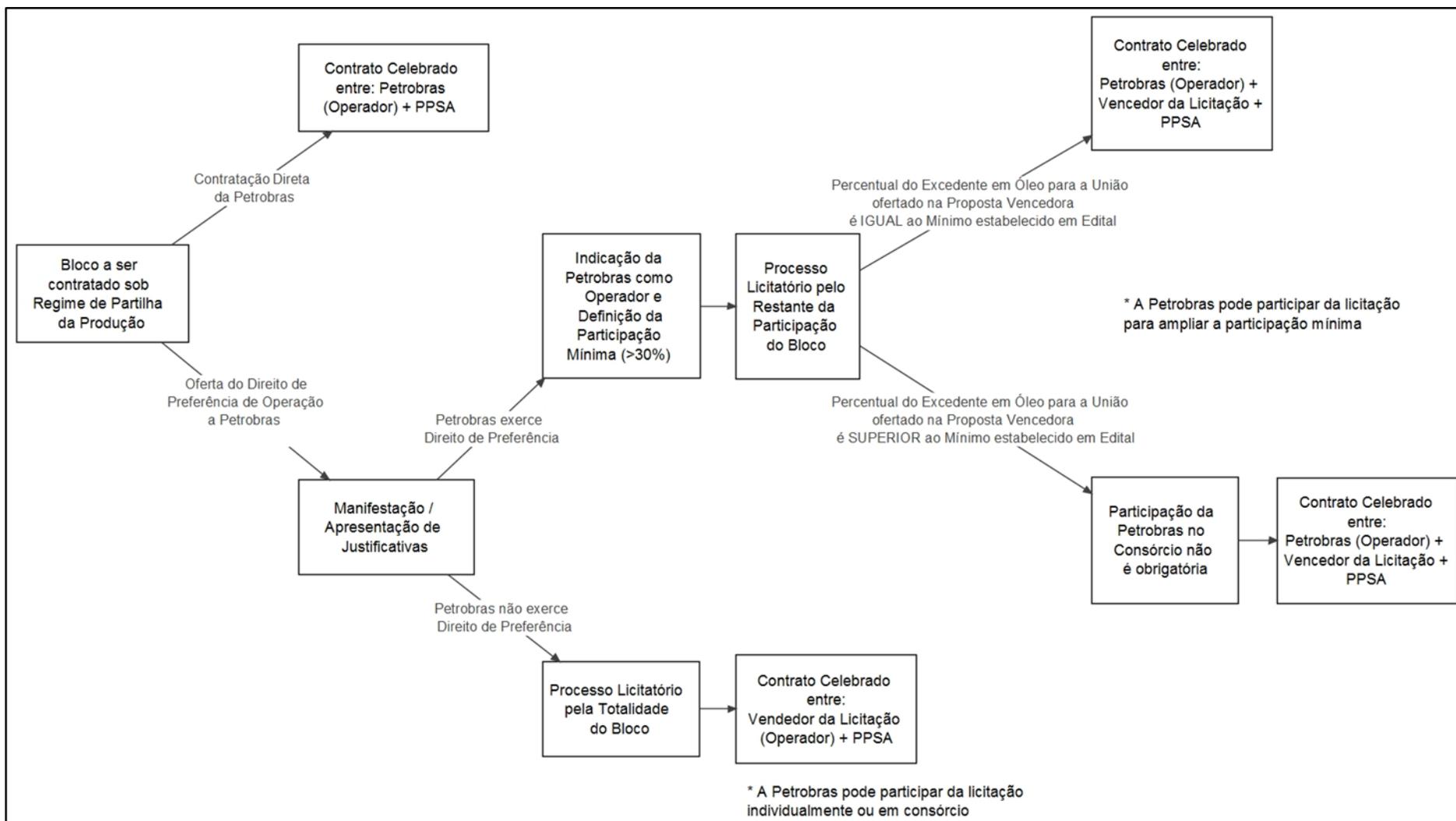
II – Mediante licitação na modalidade leilão.

Os contratos celebrados diretamente com a Petrobras não precisarão passar pelo processo licitatório e os parâmetros da contratação serão propostos pelo CNPE. Já para os blocos definidos como objeto de leilão, a contratação se dar-se-á através de licitação realizada pela ANP. Quando nesses blocos houver indicação da Petrobras como operadora do contrato, será indicada a sua participação mínima, que não deverá ser inferior a 30% (trinta por cento). Nesses casos, o leilão terá como objeto a participação residual entre a totalidade do contrato e a participação mínima da Petrobras.

Nos blocos em que não houver indicação da Petrobras como operadora a licitação ocorrerá pela totalidade da participação do contrato, 100% (cem por cento). A legislação afirma que a Petrobras poderá participar das licitações, individualmente ou em consórcio, até como forma de ampliar sua participação mínima nos blocos em que for indicada como operadora.

A Lei nº13.365/2016 [14] dispõe sobre o direito de preferência da Petrobras como operadora nos consórcios contratados sob o Regime de Partilha. Conforme o decreto nº 9.041 de 2017 [15], a participação da Petrobras no consórcio, quando esta for indicada como operadora, será obrigatória se o percentual de excedente em óleo da União ofertado na proposta vencedora for igual ao percentual mínimo indicado no edital da licitação. Caso o percentual de excedente em óleo da União ofertado pela proposta vencedora seja superior ao mínimo estabelecido em edital, a participação da Petrobras no consórcio, exercendo seu direito de preferência como empresa operadora, é facultada por manifestação de sua decisão durante a rodada de licitação.

A Figura 5 traz um fluxograma que define as formas de contratação sob o regime de partilha.



**Figura 5 - Fluxograma do Processo Licitatório para a Contratação sob o Regime de Partilha da Produção**

Fonte: Elaboração do autor com base nas determinações da Lei nº12.351/2010 [10] e do Decreto Presidencial nº9.041/2017 [15], 2017.

De acordo com o artigo 18º da Lei nº 12.351/2010 [10], o julgamento da licitação para contratação sob o regime de partilha indicará a proposta mais vantajosa segundo o critério de oferta de maior excedente em óleo para a União. O percentual mínimo do excedente em óleo será proposto ao CNPE pelo Ministério de Minas e Energia e estará indicado obrigatoriamente na minuta básica do edital de licitação.

### **2.2.2. Licitação sob o Regime de Concessão**

As contratações sob o regime de concessão têm os termos de suas licitações nas Seções III e IV do Capítulo V da Lei nº9.478/1997 [7]. O edital da licitação estabelece o prazo estimado para a duração da fase de exploração, os investimentos e o programa exploratório mínimo, as participações governamentais mínimas e prevê a participação dos proprietários de terra, no caso dos blocos *onshore*. São estabelecidos ainda os requisitos exigidos dos concorrentes e os critérios de pré-qualificação das empresas.

Diante disso, no julgamento da licitação são levados em conta o programa geral de trabalho apresentado, as propostas para as atividades de exploração, os prazos, os valores mínimos de investimentos e os cronogramas físico-financeiros. Tem grande peso no julgamento, as participações governamentais.

Em se tratando da concessão, a participação observada para julgamento da licitação é o bônus de assinatura, valor ofertado na proposta que deve ser pago no ato da assinatura do contrato para obtenção da concessão.

### **2.2.3. Das Diferenças entre os Regimes de Partilha e Concessão**

O processo licitatório e seu julgamento revelam mais uma diferença entre os regimes de concessão e de partilha da produção.

Primeiramente, a Lei nº 12.351/2010 [10] estabelece o direito de preferência de operação dos blocos a serem contratados pelo regime de partilha pela Petrobras. Diante disso, a empresa poderá ser indicada como operadora com uma participação mínima não inferior a 30% no consórcio. A lei estabelece ainda a contratação direta da Petrobras, dispensada a licitação, visando à preservação do interesse nacional e atendimento aos demais objetivos da política energética nacional.

Já a Lei nº 9.478/1997 [7] apenas estabelece critérios e pré-requisitos para a participação das empresas nacionais nas licitações sem distinção. Salienta-se que o artigo 42º dessa legislação decide a licitação em favor da Petrobras em caso de empate, se esta não estiver consorciada com outras empresas.

No regime de partilha, o critério de julgamento é a parcela do excedente em óleo ofertado à União, enquanto que no contrato de concessão são levados em conta, para definição da proposta vencedora, o programa técnico e de investimentos na fase exploratória, bem como o valor ofertado no bônus de assinatura.

Apesar das colocações acerca das diferenças entre o processo licitatório estabelecidas pelos regimes, as participações especiais, por sua influência direta na viabilidade econômica dos projetos, são os focos deste estudo. As alterações em termos de alíquota e método de cálculo das participações governamentais influenciam diretamente os indicadores econômicos que revelam a viabilidade dos investimentos.

## **2.3. As Participações Governamentais**

As participações governamentais são definidas pela Seção VI da Lei nº 9.478/1997 [7] para os contratos celebrados sob o regime de concessão, enquanto que para a contratação sob o regime de partilha da produção, as participações estão estabelecidas pelo Capítulo V da Lei nº 12.351/2010 [10].

O contrato de concessão apresenta como participações governamentais:

- I. Bônus de Assinatura;
- II. *Royalties*;
- III. Participação Especial; e,
- IV. Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área.

Já o regime de partilha tem as seguintes receitas governamentais:

- I. Bônus de Assinatura;
- II. *Royalties*.

Apesar de apresentarem participações governamentais em comum, as Leis nº 9.478/1997 [7] e nº 12.351/2010 [10] trazem diferenças representativas com relação às alíquotas e valores devidos pelas participações. As seções 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3 e 2.3.4 concentram-se nessas diferenças.

### **2.3.1. Bônus de Assinatura**

O bônus de assinatura é o valor ser pago para a celebração do contrato. Ele deve ser pago no ato da assinatura dos contratos. Pela lei de concessão, o bônus tem seu valor

mínimo definido no edital de licitação e o valor ofertado na proposta é critério de julgamento no processo licitatório.

Até o primeiro semestre de 2017, a ANP realizou treze rodadas de licitação [16] e celebrações de contratos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural. Os editais das cinco primeiras rodadas licitatórias indicavam um valor fixo de bônus de assinatura mínimo para todos os blocos ofertados que exigissem a mesma qualificação técnica mínima do operador. Dessa maneira, todos os blocos que exigissem a qualificação técnica mínima “A” de operação, por exemplo, teriam o mesmo bônus de assinatura mínimo estipulado. [16]

A qualificação técnica das empresas que manifestam interesse em participar do processo licitatório é baseada nas respectivas experiências comprovadas em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. De modo geral, a classificação de “Operadora A” indica que a empresa está qualificada para operar qualquer bloco ofertado na licitação.

A partir da sexta rodada de licitação para contratação sob o regime de concessão, os valores de bônus de assinatura mínimo foram individualizados por bloco a depender da área ofertada e do seu potencial exploratório.

A Tabela 1 apresenta os valores de Bônus de Assinatura Mínimo para blocos que requeriam operadores de qualificação técnica mínima “A” da 1ª. até a 5ª. rodada, pois entende-se que esses seriam os blocos de maior potencial produtivo. Da 6ª. até a 9ª. rodada são utilizados os valores de Bônus de Assinatura Mínimo para os blocos classificados como de “Alto Potencial” localizados na Bacia de Santos. Da 10ª. até a última rodada não foram ofertados blocos de “Alto Potencial” de forma que a comparação de valores não se faria coerente. A Tabela 1 expressa ainda o peso na nota final da proposta atribuída a oferta do bônus de assinatura.

**Tabela 1 - Evolução do Bônus de Assinatura Mínimo nas Rodadas de Licitação para Contratação sob o Regime de Concessão, 1999-2015**

Rodada de Licitação	Ano de Realização	Bônus de Assinatura Mínimo	Peso na Nota Final
1° Rodada <sup>1</sup>	1999	R\$ 250.000	85%
2° Rodada <sup>1</sup>	2000	R\$ 300.000	85%
3° Rodada <sup>1</sup>	2001	R\$ 300.000	85%
4° Rodada <sup>1</sup>	2002	R\$ 300.000	85%
5° Rodada <sup>1</sup>	2003	R\$ 100.000	30%
6° Rodada <sup>2</sup>	2004	R\$ 600.000 a R\$ 10.000.000	30%
7° Rodada <sup>2</sup>	2005	R\$ 1.000.000 a R\$ 15.000.000,00	40%
8° Rodada <sup>2</sup>	2006	R\$ 1.550.000 a R\$ 18.450.000,00	40%
9° Rodada <sup>2</sup>	2007	R\$ 4.500.000 a R\$ 214.000.000,00	40%
10° Rodada <sup>3</sup>	2008	R\$ -	40%
11° Rodada <sup>3</sup>	2013	R\$ -	40%
12° Rodada <sup>3</sup>	2013	R\$ -	40%
13° Rodada <sup>3</sup>	2015	R\$ -	40%

<sup>1</sup>Valores de Bônus de Assinatura Mínimo referentes aos Blocos que requeriam "Operadores A" .  
<sup>2</sup>Valores de Bônus de Assinatura Mínimo referentes aos Blocos de Elevado Potencial localizados na Bacia de Santos.  
<sup>3</sup>Não foram ofertados blocos de Elevado Potencial.

Fonte: Elaboração do autor com dados dos Editais das Rodadas de Licitação disponível em Brasil-Rounds, 2017 [16].

A Tabela 1 mostra que a partir da 5ª. rodada existe um aumento progressivo nos valores de Bônus de Assinatura Mínimos para os blocos de alto potencial produtivo. Nas primeiras rodadas, o peso do bônus de assinatura na nota final da proposta era de 85% (oitenta e cinco por cento), na 5ª. e 6ª. rodadas esse percentual cai para 30% (trinta por cento) e a partir da 7ª. rodada o percentual se mantém em 40% (quarenta por cento). Essa variação no peso do bônus de assinatura ofertado se deu principalmente pela necessidade de se atribuir pesos maiores aos percentuais de Conteúdo Local (CL) e as atividades do Programa Exploratório Mínimo (PEM) ofertados.

Os contratos de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural incluem a cláusula de conteúdo local, que incide sobre as fases de exploração e desenvolvimento da produção. De acordo com essa cláusula estabelecida pela ANP, as concessionárias devem assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentarem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores também convidados a apresentar propostas. O Programa Exploratório Mínimo corresponde a um conjunto de

atividades exploratórias que deve ser executado pelo contratado durante a fase de exploração.

Pela Lei de Partilha [10], o julgamento da licitação identifica a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para União. O bônus de assinatura na contratação sob o regime de partilha tem valor fixo estipulado no edital da licitação e no contrato de partilha da produção.

A Lei nº12.351/2010 [10], em seu artigo 42º, ressalta que o bônus de assinatura não integra o custo em óleo e veta, em qualquer hipótese, o ressarcimento desse valor ao contratado. Entende-se a impossibilidade de direito de apropriação do valor do bônus de assinatura pelo contratado sob o regime de partilha para determinação do excedente em óleo.

### **2.3.2. Royalties**

Os *royalties* correspondem a uma compensação financeira devida à União pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro; é uma remuneração à sociedade pela exploração desses recursos não renováveis. Os *royalties* são pagos mensalmente, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo.

Os critérios para o cálculo do valor dos *royalties* são estabelecidos por decreto presidencial conforme o Decreto nº 2.705/1998 [17], em função dos preços de mercado do petróleo, gás natural ou condensado, das especificações dos produtos e localização do campo.

- Na contratação sob o regime de concessão os *royalties* correspondem a 10% (dez por cento) da produção de petróleo ou gás natural. Tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever no edital de licitação a redução no valor dos *royalties* para um montante correspondente a, no mínimo, 5% (cinco por cento) da produção;
- Na contratação sob o regime de partilha, os *royalties* têm alíquota de 15% (quinze por cento) do valor da produção.

Os *royalties* correspondem a uma forma de compartilhamento de receitas, e não de lucros. A alíquota referente aos *royalties* incide sobre o faturamento obtido com a venda do volume de produção, não sendo permitida a dedução dos custos decorrentes da exploração [17].

A Equação 1 detalha o cálculo dos *royalties* conforme as instruções disponíveis na página da ANP.

$$\begin{aligned} \text{Royalties} &= \text{Valor da Produção} \times \text{Alíquota} \\ \text{Valor da Produção} &= (V_{\text{petróleo}} \times P_{\text{petróleo}}) + (V_{\text{gn}} \times P_{\text{gn}}) \\ \text{Royalties} &= \text{valor decorrente da produção do campo no mês de apuração, em R\$} \\ \text{Alíquota} &= \text{percentual previsto no contrato de concessão do campo, entre 5\% e 10\%} \\ V_{\text{petróleo}} &= \text{volume da produção de petróleo do campo no mês de apuração, em m}^3 \\ V_{\text{gn}} &= \text{volume da produção de gás natural do campo no mês de apuração, em m}^3 \\ P_{\text{petróleo}} &= \text{é o preço de referência do petróleo produzido no campo no mês de apuração, em R\$} \\ &\quad / \text{m}^3 \\ P_{\text{gn}} &= \text{preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em R\$/m}^3 \end{aligned}$$

#### **Equação 1 - Cálculo dos *Royalties* com a metodologia da ANP**

Fonte: Manual de Cálculo dos *Royalties* pela ANP, 2017 [18].

O valor devido pelos *royalties*, nos termos da contratação sob o regime de concessão, deve ser incorporado aos gastos dedutíveis a serem aplicados sob a receita bruta para apuração da receita líquida, na qual incide a alíquota de participação especial. No contrato de partilha da produção, a parcela da produção correspondente aos *royalties* devidos é direito de apropriação pelo contratado para determinação do excedente em óleo.

### **2.3.3. Participação Especial**

O pagamento da participação especial é estabelecido no edital de licitação e no contrato de concessão conforme o artigo 50º da Lei nº9.478/1997 [7]. Ele ocorre nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade. A participação especial se aplica sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos legais previstos. Ou seja, a participação especial incide sobre a receita líquida da produção.

A Equação 2 expressa fórmulas para o cálculo das participações especiais conforme os procedimentos estabelecidos pela Resolução ANP nº 12/2014 [19], em complementação ao disposto no capítulo VII do Decreto nº 2.705/1998 [17]. Vale

salientar que o artigo 44° da Lei nº 12.351/2010 [10] estabelece a não aplicação das participações especiais nos contratos de partilha de produção.

$$R_{bruta} = (V_{\acute{o}leo} \times P_{ref\acute{o}leo}) + (V_{gn} \times P_{refgn})$$

$$R_{l\acute{i}quida} = R_{bruta} - G_{dedut}$$

$$PE_{pg} = R_{l\acute{i}quida} \times AL_{ef}$$

Onde:

$R_{bruta}$  = é a receita bruta de produção, em R\$;

$V_{\acute{o}leo}$  = é Volume da produção de petróleo (em m3);

$V_{gn}$  = é volume de produção de gás natural (em m3);

$P_{ref\acute{o}leo}$  = preço de referência do petróleo (em R\$/m3);

$P_{refgn}$  = preço de referência do gás natural (em R\$/m3);

$R_{l\acute{i}quida}$  = receita líquida da produção (em R\$);

$G_{dedut}$  = gastos dedutíveis, isto é, valores que podem ser abatidos da Receita Bruta, em R\$

$AL_{ef}$  = alíquota efetiva da Participação Especial (em %); e,

$PE_{pg}$  = valor de participação especial pago pelos concessionários (em R\$);

#### **Equação 2 - Cálculo das Participações Especiais com a metodologia da ANP**

Fonte: Manual de Cálculo das Participações Especiais da ANP, 2017 [20].

O capítulo IV da Resolução da ANP nº12/2014 [19] disserta sobre as deduções da receita bruta da produção. Conforme a legislação, podem ser deduzidos os seguintes itens:

I - Os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão;

II - Os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de desenvolvimento e de produção dos campos petrolíferos na área de concessão;

III - Os 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;

IV - Os gastos efetivamente incorridos pelo concessionário em operações de abandono de poços e desmobilização de instalações durante a fase de produção, inclusive com gastos com a nacionalização dos equipamentos admitidos temporariamente no país, quando tais gastos não forem incluídos nos valores provisionados referidos no inciso anterior.

É importante observar-se que o recolhimento das participações governamentais está previsto para dedução a fim de apuração da receita líquida. O item terceiro do Demonstrativo de Apuração da Participação Especial (DAPE) é referente às participações governamentais e de terceiros e contém como rubricas dedutíveis o valor do bônus de assinatura, o valor dos *royalties* sobre a produção do trimestre de referência, o pagamento pela ocupação ou retenção de área, o pagamento aos proprietários de terra (quando aplicável) e o valor referente ao percentual de pesquisa e desenvolvimento de 1% (um por cento) da receita bruta nos termos do contrato de concessão.

Tanto no contexto dos *royalties* como das participações especiais, tem-se os preços de referência, tanto para o óleo como para o gás natural. Esses valores de referência utilizados nos cálculos das participações governamentais são calculados mensalmente pela ANP conforme a média mensal do preço do petróleo tipo *Brent*, ao qual se incorpora um diferencial de qualidade, no caso do óleo. Para o gás, o preço de referência é calculado pelo somatório dos produtos das frações volumétricas do gás natural que, após seu processamento, podem ser obtidas (condensado de gás natural, gás liquefeito de petróleo e gás processado), pelos correspondentes preços.

### **2.3.4. Taxa de Retenção de Área e Participação de Terceiros**

O edital de licitação e o contrato de concessão [21] estabelecem o pagamento pela ocupação ou retenção de área. Esse pagamento é fixado por quilometro quadrado ou fração da superfície do bloco e deve ser feito anualmente. Além disso, para os blocos em terra, é previsto no contrato de concessão uma cláusula que determina o pagamento aos proprietários da terra de uma participação equivalente a um percentual variável entre 0,5% (meio por cento) e 1% (um por cento) da produção de petróleo e gás natural. Uma vez que os contratos de partilha de produção se aplicam tanto as áreas do pré-sal como a áreas estratégicas, quando estas ocorrerem em terra, a Lei nº 12.351/2010 [10] em seu artigo 43º também determina o pagamento aos proprietários da terra, do equivalente a 1% (um por cento) da produção de petróleo e gás natural. Não está previsto na legislação do regime de partilha o pagamento da taxa de retenção de área.

Os próximos capítulos se utilizam das determinações das legislações nº 9.478/1997 [7] e nº12.351/2010 [10], sobretudo no que se refere às participações governamentais, para estudar a viabilidade econômica dos projetos de exploração e produção dos campos petrolíferos nacionais.

O estudo de caso simula o fluxo de caixa e analisa a viabilidade de um campo produtor atualmente contratado no Regime de Concessão se este estivesse contratado sob o Regime de Partilha da Produção.

### **3. Estudo de Viabilidade Econômica sob o Contrato de Concessão e o Regime de Partilha**

A contratação dos blocos exploratórios do país pode ser firmada sob o regime de concessão ou sob o regime de partilha [16].

A legislação que estabelece o regime de partilha determina como objeto de contratação a exploração e produção de petróleo e gás natural na área do Pré-Sal e em áreas estratégicas. Porém, antes da instituição desse novo regime, blocos localizados sob o chamado “Polígono do Pré-Sal” já haviam sido contratados sob o regime de concessão e têm seguido as diretrizes da Lei nº 9.478/1997 [7]. Muitos desses blocos estão hoje na fase de desenvolvimento e produção e a eles se atribui o sucesso produtivo do Pré-Sal brasileiro.

Diante das novas diretrizes estipuladas pela Lei nº 12.351/2010 [10], sobretudo no que diz respeito ao processo licitatório, a instituição do custo em óleo e do excedente em óleo, e as receitas governamentais, surge o questionamento sobre a viabilidade econômica dos projetos de exploração e produção pautados sobre esse novo regime.

Selecionar-se-á um dos campos produtores localizados no polígono do Pré-Sal licitado sob o regime de concessão e simular-se-á a viabilidade econômica do projeto caso fossem aplicadas às exigências da contratação sob o regime de partilha. O estudo de caso utiliza o campo de Sapinhoá, localizado na área do Pré-Sal da Bacia de Santos. O campo de Sapinhoá é, hoje, o segundo maior campo do Pré-Sal, em termos de volume de petróleo produzido, respondendo por 21% (vinte e um por cento) da produção diária dessa nova fronteira exploratória [22].

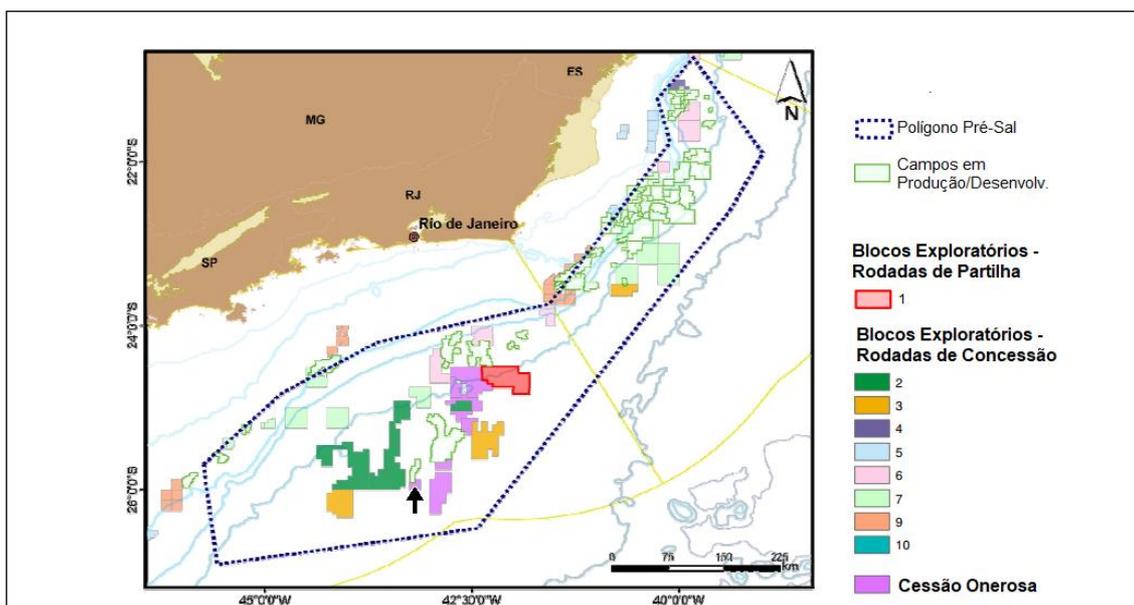
#### **3.1. Pré-Sal Brasileiro e os Regimes Vigentes**

A possibilidade de ocorrência do conjunto de rochas com potencial para gerar e acumular petróleo na camada pré-sal na plataforma continental do território nacional encontra-se na chamada Província do Pré-sal, um polígono de aproximadamente 800km (oitocentos quilômetros) de extensão por 200km (duzentos quilômetros) de largura, no litoral entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. A área total da província do Pré-sal é de 149.000km<sup>2</sup> (cento e quarenta e nove mil quilômetros quadrados) [11].

A Figura 6 apresenta a área do polígono do Pré-Sal através de linha pontilhada. A área de abrangência dos reservatórios do Pré-sal distribui-se essencialmente pelas bacias sedimentares de Santos e Campos, situadas na margem continental brasileira.

Ainda na Figura 6 é possível identificar-se a vigência dos regimes de contratação para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no país. A grande maioria dos blocos exploratórios e campos produtores ou em desenvolvimento no país têm suas atividades contratadas sob o regime de concessão e seguem as diretrizes da Lei nº9.478/1997 [7].

A Lei nº 12.276, de junho de 2010 [23], complementa atualmente a regulação do setor. Esta autorizou a União a ceder onerosamente à Petrobras, dispensada a licitação, áreas não concedidas localizadas no Pré-sal. Essa cessão deve produzir efeitos até que a Petrobras extraia número de barris de petróleo equivalente (boe) que não exceda 5BBoe (cinco bilhões de barris de óleo equivalente). O pagamento devido pela Petrobras pela cessão deverá ser efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado. As áreas cedidas à Petrobras nos termos da Lei nº12.276 de 2010 [23] estão identificadas na Figura 6 pela cor lilás.



**Figura 6 - Campos em Produção/Desenvolvimento e Blocos Exploratórios no Polígono do Pré-Sal, 2017**

Fonte: Brasil Rounds [16] com edições do Autor, 2017

A partir da Figura 6 é possível se observar a presença de muitos campos em fase de produção e/ou desenvolvimento localizados no Polígono do Pré-Sal, todos estes

contratados sob o regime de concessão. Apesar disso, de acordo com o último Boletim Mensal de Produção da ANP, de junho de 2017 [22], apenas 13 campos produzem de reservatórios localizados na camada do Pré-sal.

Os demais blocos exploratórios, também concedidos, estão identificados por cores indicativas das rodadas de licitação em que foram ofertados. O campo de Sapinhoá, objeto do estudo de caso, é indicado por uma seta.

### 3.2. Campo para o Estudo de Caso: Sapinhoá

O campo de Sapinhoá está localizado na porção central da Bacia de Santos, a aproximadamente 310km (trezentos e dez quilômetros) da costa do estado de São Paulo e 290km (duzentos e noventa quilômetros) da cidade do Rio de Janeiro. A profundidade da lâmina d'água é de 2.140m (dois mil, cento e quarenta metros) e sua área de desenvolvimento é de 233 km<sup>2</sup> (duzentos e trinta e três quilômetros quadrados), conforme apresentado no Sumário Executivo deste campo, em versão de 2017 [24].

A Figura 7 traz em destaque a localização do campo de Sapinhoá na porção da Bacia de Santos do polígono do Pré-Sal.

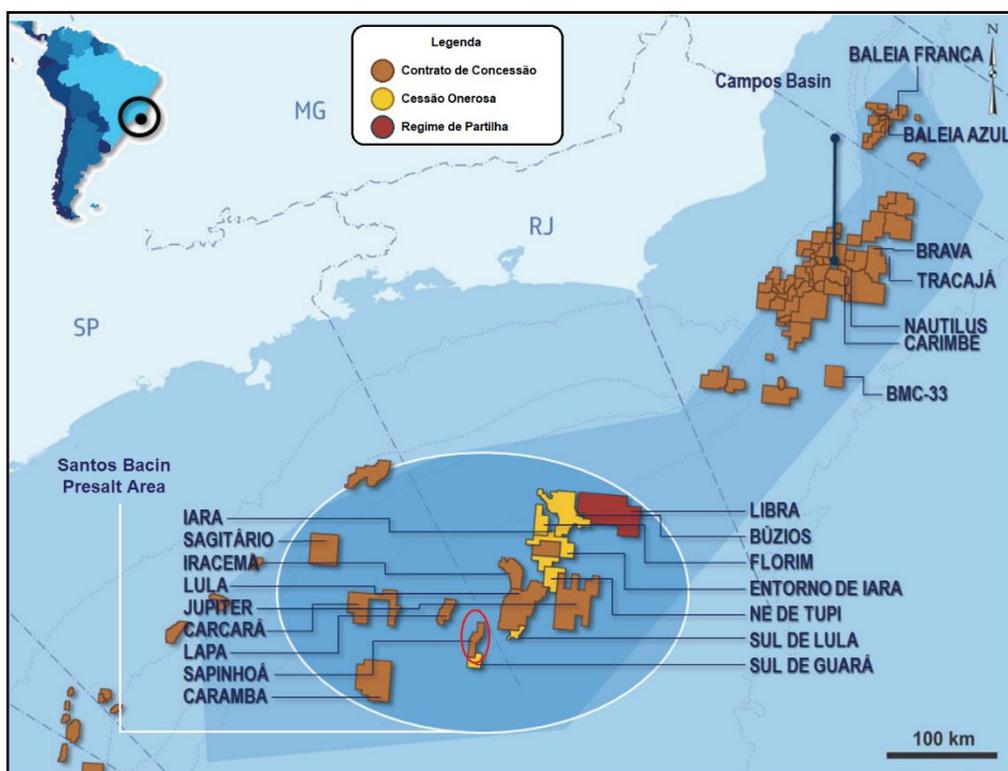


Figura 7 - Localização do Campo de Sapinhoá na Área do Pré-Sal da Bacia de Santos, 2017

Fonte: Elaborado pelo autor com base em Wilson (2016) [25].

A área do bloco BM-S-9, que deu origem aos campos de Sapinhoá e Lapa, foi ofertada na 2ª Rodada de Licitações para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural que ocorreu no dia 07 de junho de 2000 [21]. Atualmente, a nomenclatura dos blocos exploratórios é definida pela ANP por ocasião da sua seleção para oferta nas rodadas de licitações [26, 27]. Os três componentes do nome são separados por hífen: O primeiro se refere a localização da área do bloco (BT para Bacia Terrestre e BM para Bacia Marítima), o segundo especifica, de forma abreviada, a bacia sedimentar em que o bloco se localiza e por fim, utiliza-se um numerador que define a ordem cronológica de oferta de blocos com essa caracterização nas rodadas de licitação. Dessa maneira, entende-se que o bloco BM-S-9 localiza-se na porção marítima da Bacia de Santos e foi o nono bloco, com essa caracterização, a ser ofertado nas rodadas de licitação. Ressalta-se que os blocos concedidos à Petrobras em 1998 conforme os artigos 33º e 34º da Lei nº9.478/1997 [7] possuem nomenclatura definida pela Petrobras.

O contrato de concessão da área foi assinado em setembro do mesmo ano e publicado no Diário Oficial da União em 27 de outubro de 2000 [28]. O valor do bônus de assinatura ofertado pela área foi de R\$ 116.278.032,00 (cento e dezesseis milhões, duzentos e setenta e oito mil e trinta e dois reais). Conforme explicitado no Capítulo anterior, o bônus de assinatura na ocasião da 2ª Rodada de Licitações, conforme apresentado no Edital desta rodada, divulgado em abril de 2000, possuía valor mínimo fixado em R\$ 300.000,00 (trezentos mil reais) para os blocos ofertados que requeriam qualificação técnica mínima de operação “A”, sendo esta a classificação do bloco BM-S-9 [21].

O consórcio vencedor da licitação foi composto pela Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), BG E&P Brasil Ltda., e YPF Brasil S.A [16]. As participações dos concessionários foram fixadas em, respectivamente: 45% (quarenta e cinco por cento), 30% (trinta por cento) e 25% (vinte e cinco por cento). A YPF Brasil S.A. foi substituída pela Repsol-Sinopec Brasil em 2010. A Petrobras é a operadora deste bloco até a presente data (setembro de 2017) [25].

Conforme o Sumário Executivo do Campo de Sapinhoá de 2013 [29], as atividades exploratórias no bloco BM-S-9 se iniciaram na década de 70 com a aquisição de 572km (quinhentos e setenta e dois quilômetros) de sísmica 2D<sup>2</sup>. Após a assinatura do contrato

---

<sup>2</sup>Os estudos sísmicos baseiam-se na medição dos tempos que as ondas sísmicas levam a atravessar as camadas sedimentares. Os métodos sísmicos de prospecção dividem-se em dois tipos: a análise por refração e a análise por reflexão, sendo esta última a mais utilizada. Existem ainda vários tipos de sísmica que variam com o tipo de informação fornecida. A sísmica 2D é uma leitura de ensaios sísmicos num só

de concessão em 2000, foram adquiridos 3.765km<sup>2</sup> (três mil, setecentos e sessenta e cinco quilômetros quadrados) de dados sísmicos entre os anos de 2001 e 2002. Diante das análises geológicas e geofísicas, foram perfurados dois poços de exploração. O primeiro entre os meses de abril e setembro de 2007 e o segundo, que avaliou a área que deu origem ao campo de Sapinhoá foi perfurado entre março e julho de 2008.

Com a perfuração do segundo poço exploratório pioneiro, o 1-BRSA-594-SPS, foram observados potenciais reservatórios carbonáticos, indicativos da deposição de restos orgânicos cimentados por carbonatos de cálcio [30], em toda a seção geológica dos andares Alagoas e Jiquiá. Neste poço realizaram-se testes de formação em setembro de 2009 e de longa duração entre dezembro de 2010 e julho de 2011.

A Resolução da ANP nº49/2011 [26] estabelece os procedimentos para a codificação dos poços perfurados durante as fases de exploração e produção. O nome do poço é constituído por cinco partes correspondentes, respectivamente, à categoria, à referência nominal, à numeração, ao tipo e à referência geográfica. Considerando o poço 1-BRSA-594-SPS, temos o algarismo “1” representando sua categoria de acordo com sua finalidade: poço exploratório pioneiro. O segundo componente é a referência nominal que deriva do nome do operador, para poços exploratórios, ou do nome do campo onde se localiza o poço, para poços exploratórios. A sigla “BRSA” indica operação da Petrobras. A numeração indica a ordem cronológica de perfurações do operador, para poços exploratórios e no caso dos poços exploratórios a numeração é sequencial pela ordem cronológica de perfurações do campo. O tipo define o poço quanto a sua geometria. Para poços verticais, não há identificação específica. Por fim, o último componente é referente a localização geográfica de forma que poço recebe a sigla da Unidade da Federação pertinente a sua localização e acrescenta-se a letra “S” quando o poço ocorre em mar.

Entre os anos de 2009 e 2011 foram perfurados outros três poços – dois exploratórios de extensão e um poço especial ADR (aquisição de dados de reservatório). Pela Resolução da ANP nº49/2011 [26], os poços exploratórios de extensão objetivam delimitar a acumulação de petróleo ou gás natural em um reservatório. A denominação de “poço especial” é dada aos poços que objetivam uma operação específica que não

---

plano, cujos dados lidos nos receptores estão em segundos e posteriormente têm de ser migrados para metros. Na sísmica 3D, a junção de vários planos sucessivos de sísmica 2D, é possível criar uma imagem a três dimensões que possibilita uma melhor interpretação das formações[17].

se enquadra nas situações mais rotineiras para as atividades de exploração e produção de um campo.

Diante dos resultados satisfatórios da Fase de Exploração, a Declaração de Comercialidade do Campo se deu em 29 de dezembro de 2011, conforme divulgado pela Petrobras em portal de relacionamento com investidores nesta mesma data [31].

Na área do campo de Sapinhoá foi identificado reservatório de Idade Aptiana, idade geológica compreendida entre 113 (cento e treze) e 125 (cento e vinte e cinco) milhões de anos atrás [32], representado pela formação Barra Velha, sequência deposicional carbonática do referido período [30]. São reservatórios com origem em ambientes lacustres com influência marinha, constituídos por rochas carbonáticas (microbiolitos e coquinas) situados a cerca de 5.000m (cinco mil metros) a 6.000m (seis mil metros) do nível do mar e muitas vezes sobrepostos por camada de sal com espessura aproximada de 2.000m (dois mil metros) [33].

Diante da pressão de saturação próxima dos 70% (setenta por cento) da pressão original do reservatório (550kgf/cm<sup>2</sup> - quinhentos e cinquenta quilogramas-força por centímetro quadrado) combinada com a elevada RGO (razão gás óleo) do campo – de 230m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (duzentos e trinta metros cúbicos por metro cúbico) a 240m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (duzentos e quarenta metros cúbicos por metro cúbico), o principal mecanismo de recuperação primária é o gás em solução. Neste mecanismo, a vaporização dos componentes mais leves do petróleo e a expansão do gás, que ocorre ao longo da produção, promove a manutenção da pressão e o maior deslocamento do petróleo dentro do reservatório, segundo Rosa *et al* (2001) [34].

Os resultados de avaliação do reservatório indicaram efetividade limitada do aquífero, por isso a injeção de água foi considerada para manutenção de pressão do reservatório. Diante da ocorrência de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono) e da necessidade de incrementar o fator de recuperação, o método WAG (*Water Alternating Gas*), que representa injeção alternada de água e gás carbônico, também foi considerado [33].

O Sumário Executivo do Campo de Sapinhoá de abril de 2017 [24], indica a presença de 34 (trinta e quatro) poços perfurados e com completação *subsea*. Desses, atualmente, 17 (dezesete) são produtores, 12 (doze) são injetores e 5 (cinco) já foram abandonados.

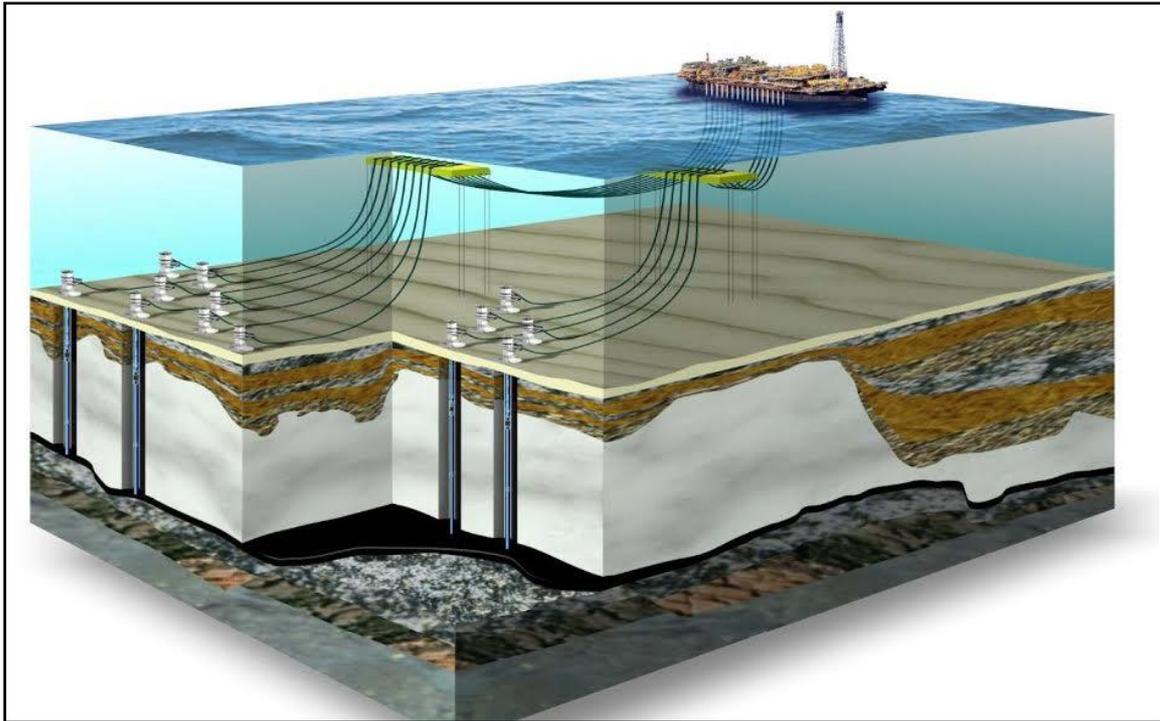
Segundo Naveiro & Haimson (2015) [33], a campanha de perfuração teve seu início em fevereiro de 2012 e estaria planejada para se encerrar em agosto de 2017, com a

perfuração de poços produtores que substituiriam os poços exploratórios temporariamente produtores.

O alto teor de CO<sub>2</sub> (dióxido de carbono), quando o gás produzido apresenta teor de dióxido de carbono de aproximadamente 17,5% (dezesete e meio por cento), e a possibilidade de presença de H<sub>2</sub>S (sulfeto de hidrogênio) na produção impactaram diretamente na seleção dos materiais para os equipamentos e linhas de produção. A profundidade de 2.000m (dois mil metros) de lâmina d'água, a elevada pressão do reservatório e a necessidade de injeção de gás foram fatores determinantes para a definição do tipo de instalação e do *design* dos *risers*, de modo que tivesse uma elevada resistência à fadiga (Lourenço, 2016) [35] .

O sistema de coleta definido foi o de bóias de sustentação de *risers* (*BSR*) [36], de forma desacoplada das Unidades Estacionárias de Produção (UEPs). Esse sistema consiste na utilização de boias submersas ancoradas no fundo do mar por um conjunto de tendões. Essas bóias são elementos flutuantes intermediários que funcionam interligando o conjunto de *risers* flexíveis aos *Steel Catenary Risers* (SCR), *risers* rígidos que partem das bóias em forma de catenária para o fundo do mar [37].

A Figura 8 mostra o sistema completo de escoamento da produção utilizado no Campo de Sapinhoá, que compreende toda a trajetória da produção desde o reservatório até a Unidade Estacionária de Produção.



**Figura 8 - Sistema de Escoamento da Produção com bóias de sustentação de risers (BSR) de modo desacoplado da Unidade Estacionária de Produção (UEP), 2015**

Fonte: Naveiro, J. T., Haimson, D., 2015[21].

O Campo de Sapinhoá conta, atualmente, com duas Unidades Estacionárias de Produção (UEPs), estruturas *offshore* de apoio a produção de petróleo e gás natural, do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*), navios de grande porte que possuem capacidade de tratamento e processamento de petróleo e gás natural a bordo, além de capacidade de armazenamento e transferência da produção para outras unidades marítimas ou fixadas na costa [38]. As UEPs utilizadas no Campo de Sapinhoá são o FPSO Cidade de São Paulo, na área sul do campo e o FPSO Cidade de Ilhabela, na área norte.

Conforme o Comunicado Oficial da Petrobras de 7 de janeiro de 2013 [39], o FPSO Cidade de São Paulo possui capacidade de processamento de 120Mbb/d (cento e vinte mil barris por dia) de petróleo e 5MMm<sup>3</sup>/d (cinco milhões de metros cúbicos por dia) de gás natural. O início das operações do navio-plataforma se deu no dia 5 de janeiro de 2013, data em que se iniciou a produção comercial do campo. Foram interligados ao FPSO cidade de São Paulo um total de 11 (onze) poços, 6 (seis) produtores e 5 (cinco) injetores.

Já o FPSO Cidade de Ilhabela entrou em operação no dia 20 de novembro de 2014, segundo Comunicado Oficial da Petrobras do dia 21 de novembro do mesmo ano [40]. O comunicado afirma que a capacidade de processamento do FPSO Cidade de Ilhabela é de 150Mbb/d (cento e cinquenta mil barris por dia) de petróleo e 6MMm<sup>3</sup>/d (seis milhões de metros cúbicos por dia) de gás natural, com uma capacidade de armazenamento de 1,6MMbb (um milhão e seissentos mil barris) de petróleo. Foi prevista a interligação de 9 (nove) poços produtores e 7 (sete) poços injetores no navio-plataforma.

O óleo produzido será escoado através de navios aliviadores, que são embarcações utilizadas para exportação da produção de petróleo das UEPs quando não se tem a opção do escoamento por oleoduto, para terminais terrestres e oceânicos, ou até mesmo para o destino final, ou seja, um consumidor adquirente da produção já armazenada [38].

O escoamento do gás natural produzido será efetuado através do Sistema Integrado de Escoamento (SIE) do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos (PPSBS) composto por pelos gasodutos Rota 1, Rota 2 e Rota 3, conforme apresentado pela Figura 9 [41].

O gás extraído segue através do Gasoduto Sapinhoá-Lula que é interligado ao Gasoduto da Rota 1 (Lula-Mexilhão) através de um equipamento de interligação de dutos submarinos, denominado *Pipeline End Manifold* (PLEM), com destino a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA), localizada em Caraguatatuba, no litoral paulista [24, 29, 42].

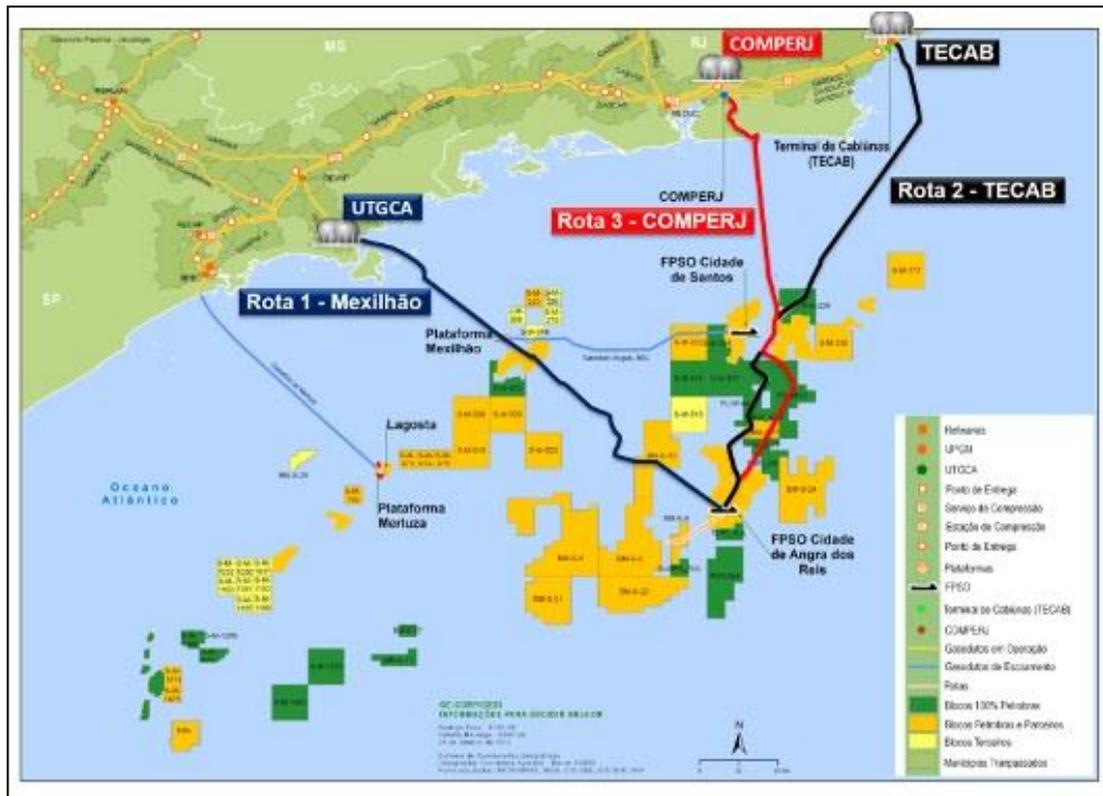


Figura 9 - Sistema Integrado de Escoamento de Gás do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos, 2016

Fonte: Moraes, R., 2016 [41].

A produção de Sapinhoá tem óleo de média densidade, em torno de 30° API, e de alta qualidade [43]. Essa unidade foi criada pelo *American Petroleum Institute* - API, juntamente com a *National Bureau of Standards* e é utilizada para medir a densidade relativa de líquidos derivados de petróleo [44].

A escala API, medida em graus, varia inversamente à densidade relativa. Quanto maior a densidade relativa, menor o grau API, maior a fração de componentes pesados no óleo e menor a sua qualidade. O petróleo com grau API superior a 30 é considerado leve, entre 22 e 30 graus API, médio, e abaixo de 22 graus API, pesado. Existem ainda óleos com grau API igual ou inferior a 10, considerados extra pesados. Quanto maior o grau API, maior o valor do petróleo no mercado [44].

Conforme apresentado nos Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP de janeiro de 2013 a março de 2017 [45], de forma geral, os poços apresentam alta produtividade chegando a alcançar o patamar de 30Mbb/d (trinta mil barris por dia).

Nas seções 3.2.1 e 3.2.2 deste capítulo serão apresentadas informações sobre a evolução da produção do campo e o histórico de pagamentos das participações especiais.

### 3.2.1. Histórico de Produção do Campo de Sapinhoá

O início da produção comercial do Campo de Sapinhoá se deu em 5 de janeiro de 2013, com a entrada em operação do FPSO Cidade de São Paulo [39]. Em novembro de 2014, o FPSO Cidade de Ilhabela é incorporado ao sistema de produção do campo [40].

De acordo com o Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, em março de 2017 [46], a produção do Campo de Sapinhoá respondeu pela parcela de 21% (vinte e um por cento) da produção nacional do Pré-Sal. Atualmente, Sapinhoá é o segundo maior campo do Pré-Sal com relação aos níveis de produção.

A Figura 10 foi extraída do boletim de produção de março de 2017. Nela tem-se a parcela de participação dos campos na produção de 1,2MMbbl/d (um milhão e duzentos mil barris por dia) de petróleo produzidos no Pré-Sal. O campo de Sapinhoá representa 21% (vinte e um por cento) do total, atrás somente de Lula com 54% (cinquenta e quatro por cento).

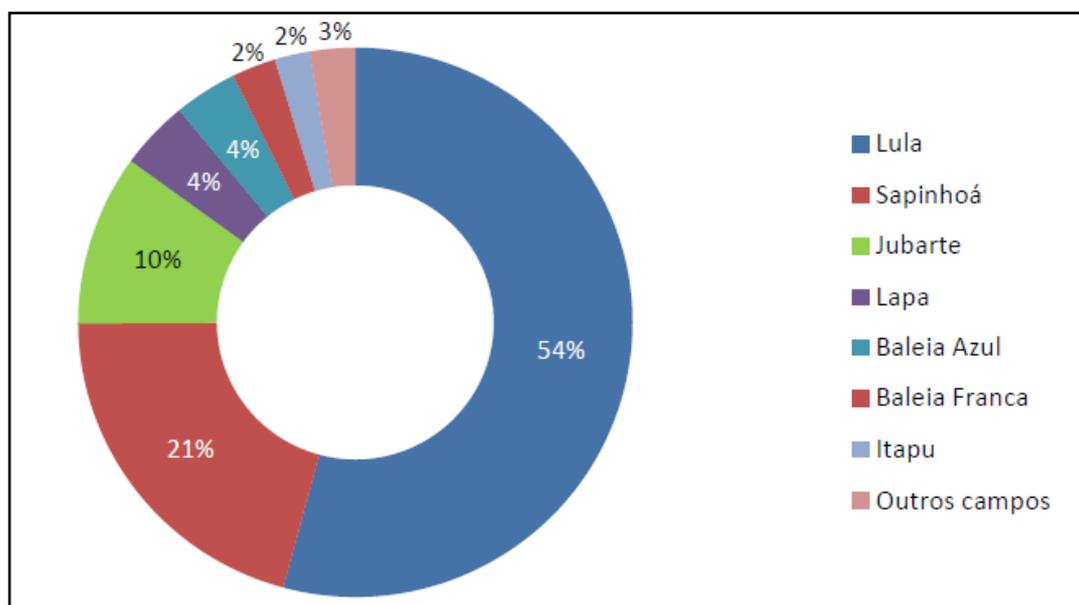


Figura 10 - Distribuição da Produção do Pré-Sal por Campo, Março de 2017

Fonte: Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, março 2017 / Número 79 [46].

As Figuras 11 e 12 mostram, respectivamente, a produtividade mensal do Campo de Sapinhoá para o petróleo e gás natural. Foram reunidos dados de produção disponibilizados pela ANP de janeiro de 2013 a março de 2017 [45].

A produção de petróleo é expressa em barris por dia (Bbl/d), enquanto que a produção de gás é expressa em metros cúbicos por dia (m<sup>3</sup>/d). É registrada ainda a distribuição da produção entre as Unidades Estacionárias de Produção (UEPs).

Desde o início das operações, as vazões de petróleo e gás natural do campo têm assumido tendência crescente condizentes com a expectativa de produção do começo da vida produtiva de um campo produtor.

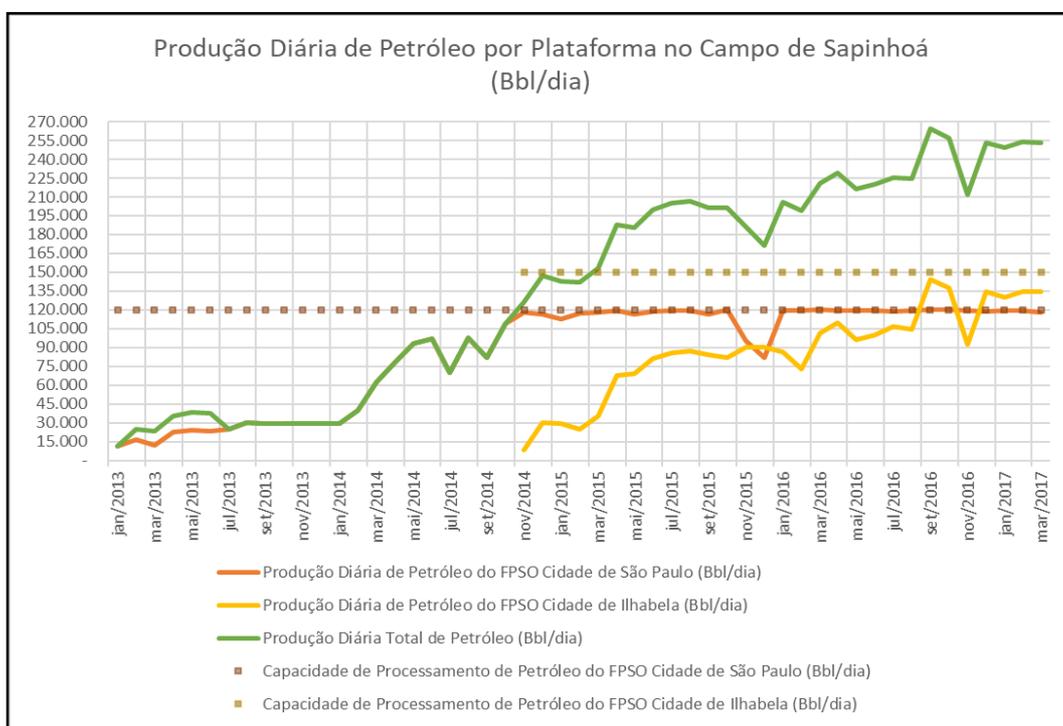


Figura 11 - Produção de Petróleo do Campo de Sapinhoá, Janeiro/2013 a Março/2017 (em Bbl/d)

Fonte: Elaboração do autor com dados da ANP, 2017 [45].

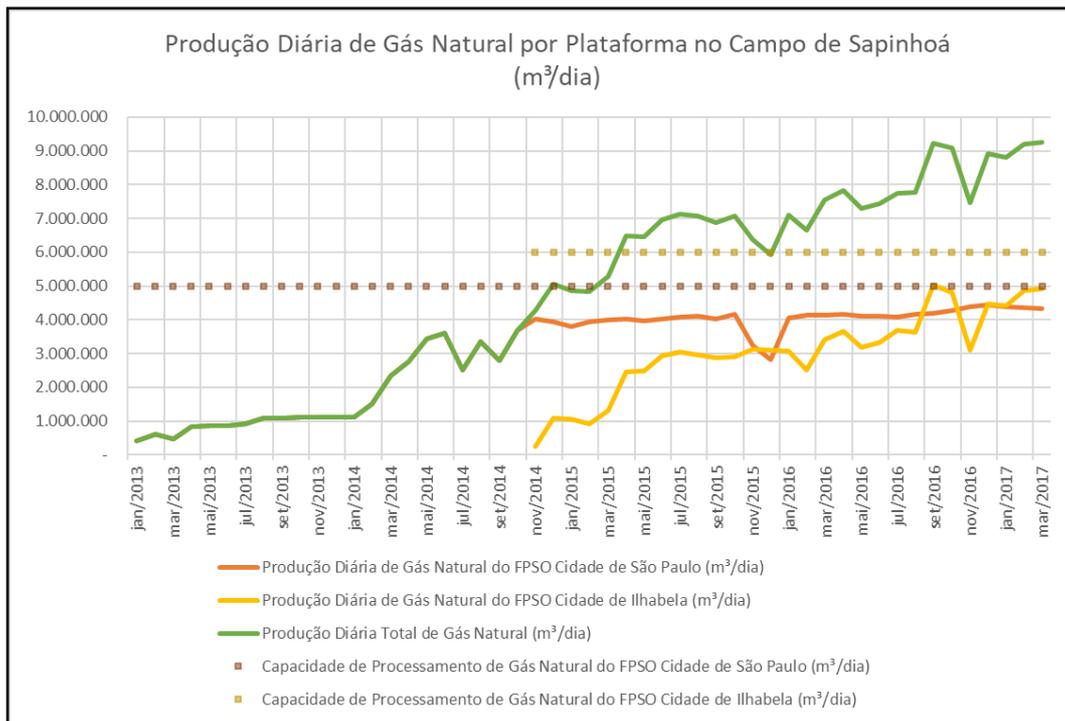


Figura 12 - Produção de Gás Natural do Campo de Sapinhoá, Janeiro/2013 a Março/2017 (em Bbl/d)

Fonte: Elaboração do autor com dados da ANP, 2017 [45].

Nos últimos meses do período de análise, de setembro de 2016 a março de 2017, a produção do campo de Sapinhoá ultrapassou o patamar de 250MBbl/d (duzentos e cinquenta mil barris por dia) de petróleo e 9MMm³/d (nove milhões de metros cúbicos por dia) de gás natural. Através das linhas pontilhadas presentes nas Figuras 11 e 12 vê-se os limites de capacidade produtiva dos FPSO's Cidade de São Paulo e Cidade de Ilhabela, respectivamente. É possível inferir-se que o FPSO Cidade de São Paulo alcançou um *platô* de produção, desde 2015, em torno de 118MBbl/d (cento e dezoito mil barris por dia), vazão próxima à máxima capacidade de processamento de petróleo da Unidade, informada pelo operador, de 120MBbl/d (cento e vinte mil barris por dia). Já o FPSO Cidade de Ilhabela tem apresentado aumento contínuo de produtividade desde o início de suas operações em 2014 (ANP, 2017) [45].

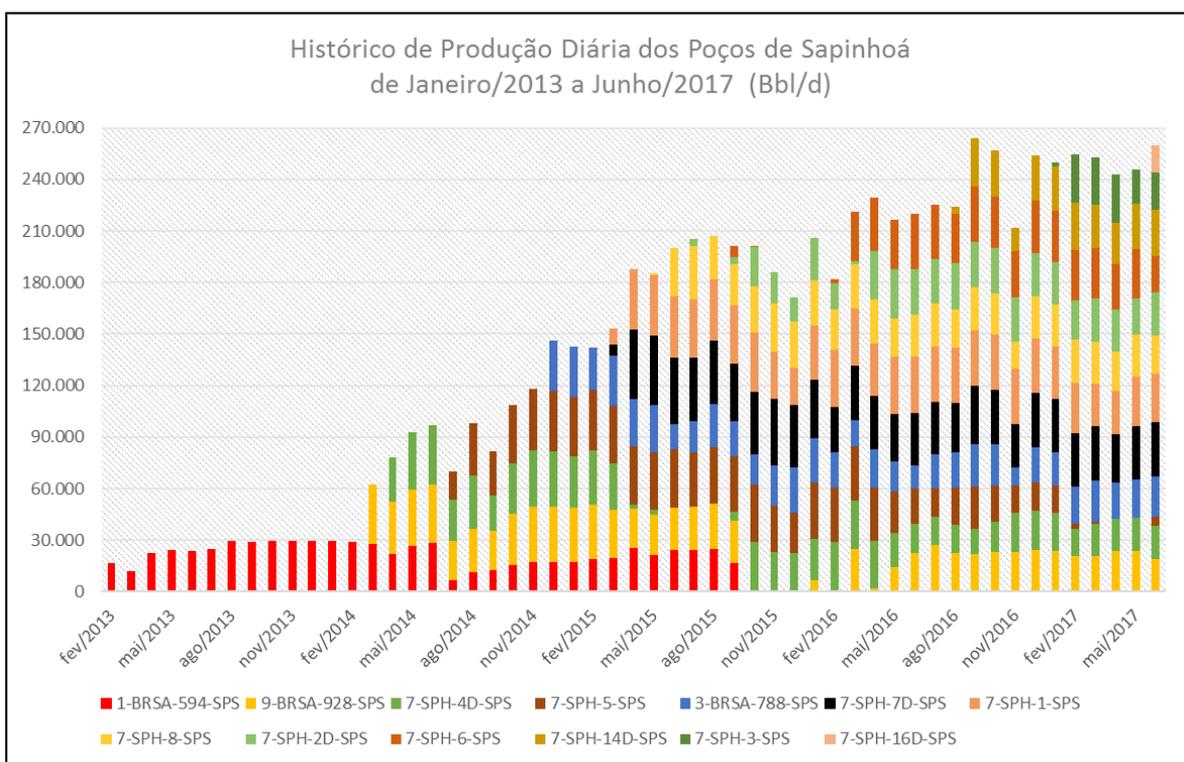
A análise histórica dos Boletins Mensais da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP indica que esse aumento de produtividade está relacionado à interligação contínua de novos poços produtores à unidade de produção. Ao final do período de análise, tem-se uma produtividade em torno de 134MBbl/d (cento e trinta e quatro mil barris por dia) no FPSO Cidade de Ilhabela [45].

Ressalta-se que em junho de 2017, o poço 7-SPH16D-SPS iniciou sua produção utilizando o FPSO Cidade de Ilhabela como unidade de produção. O poço apresentou

produtividade inicial em torno de 16MBbl/d (dezesseis mil barris por dia). Dessa maneira, em junho de 2017, a produção do FPSO Cidade de Ilhabela ultrapassou a produção de 140MBbl/d (cento e quarenta mil barris por dia) [22]. O contrato de concessão para o bloco BM-S-9 estabeleceu um período de 27 anos para o período de produção (passível de renovação) [21]. O consórcio indicou o fim da vida produtiva do campo de Sapinhoá em dezembro de 2038 [24].

O último sumário executivo do campo, publicado em 2017 [24], afirma que o cenário atual do campo de Sapinhoá conta com 17 (dezessete) poços produtores, desses, 6 (seis) utilizam como unidade de produção o FPSO Cidade de São Paulo e outros 6 (seis) estão produzindo a partir do FPSO Cidade de Ilhabela. Ou seja, conforme os últimos boletins mensais de produção da ANP [45], apenas 12 (doze) dos 17(dezessete) poços produtores respondem pela atual produção do campo.

A Figura 13 apresenta o histórico de produção dos poços de Sapinhoá de janeiro de 2013 a junho de 2017. Os dados detalhados encontram-se no Apêndice B.



**Figura 13 - Histórico de Produção dos Poços de Sapinhoá, Janeiro/2013 a Junho/2017**

Fonte: Elaboração do autor com base nas informações dos Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP, 2017 [45].

A Resolução da ANP nº49/2011 [26] determina a nomenclatura dos poços de exploração e produção no território nacional. Identifica-se na Figura 13 a produção de três poços exploratórios:

- a) o 1-BRSA-594-SPS (denominado P1S do operador);
- b) o 3-BRSA-788-SPS (denominado P2S do operador);
- c) 9-BRSA-928-SPS (denominado P1N do operador).

Estes possuem a referência nominal “BRSA” de operação da Petrobras caracterizando-os como poços exploratórios.

Os algarismos iniciais os identificam de acordo com a sua categoria: o algarismo “1” representa poço exploratório pioneiro, o algarismo “3” indica poço exploratório de extensão e o algarismo “9” indica poço especial (destinado a uma atividade específica diferente das demais atividades classificadas na legislação).

Pela Figura 13 é possível inferir-se ainda que o poço pioneiro 1-BRSA-594-SPS teve sua produção encerrada em setembro de 2015, de forma que apenas os poços 3-BRSA-788-SPS e 9-BRSA-928-SPS encontram-se em junho de 2017 em produção.

Segundo Naveiro & Haimson (2015) [33], os poços exploratórios P1S e P2S estariam em condição de produção temporária, pois não estariam projetados para suportar completamente as condições de reservatório do campo, por apresentarem riscos de corrosão. Neste caso, seriam substituídos por poços já planejados nas perfurações a se realizarem durante a fase de desenvolvimento do campo.

Os demais poços apresentados na Figura 13 possuem como referência nominal “SHP”, sigla destinada ao campo de Sapinhoá. A utilização de referência nominal própria do campo produtor é atribuída aos poços que foram perfurados durante a fase de desenvolvimento/produção do campo, após a declaração de comercialidade. O algarismo inicial “7” indica a categoria de poço produtor e a numeração após a referência nominal indica a ordem cronológica de perfurações no campo. Ou seja, além dos 2 (dois) poços exploratórios atualmente em produção, o campo de Sapinhoá conta com a produção de outros 10 (dez) poços perfurados durante a fase de desenvolvimento [33].

É possível verificar ainda na Figura 13, a alta produtividade dos poços do campo de Sapinhoá. Através da espessura das barras, identifica-se uma produção diária média em torno de 25MBbl/d (vinte e cinco mil barris por dia) para cada um dos poços. Além disso, nota-se a continuidade dessas espessuras durante o histórico o que revela uma tendência de manutenção dos índices de produção.

### 3.2.2. Participações Governamentais do Campo de Sapinhoá

A ANP divulga mensalmente os valores arrecadados com as participações governamentais devidas pelos campos produtores de hidrocarbonetos no país. Uma vez que a área do campo de Sapinhoá foi licitada sob o contrato de concessão, o pagamento das participações e tributos segue o disposto na Lei nº 9.478/1997 [1].

Além do bônus de assinatura no valor de R\$ 116.278.032,00 (cento e dezesseis milhões, duzentos e setenta e oito mil e trinta e dois reais) pago no ato da assinatura do contrato de concessão no ano de 2000 [17] são devidos *royalties* mensais com alíquota de 10% (dez por cento) sob a receita bruta da produção, a partir do início da produção comercial em janeiro de 2013. Também tem-se o pagamento anual da taxa de retenção de área durante toda a vigência do contrato, bem como nos períodos de prorrogação, conforme definido no Edital da Segunda Rodada de Licitações, quando foi licitado o Bloco BM-S-9 [22].

As participações especiais passaram a ser devidas a partir do segundo trimestre de 2014, conforme o Decreto Presidencial nº 2.705/1998 [18]. As alíquotas variam de acordo com:

- a) o tempo de produção do campo;
- b) com o nível de receita bruta obtida, intimamente relacionado com o volume produzido e com o valor de referência de petróleo e de gás natural;
- c) com o nível de receita líquida apurado pela diferença entre a receita bruta e os gastos dedutíveis relativos aos investimentos realizados pelo concessionário no campo;
- d) com a localização e profundidade da lâmina d'água do campo produtor (*onshore*, *offshore* com lâmina d'água inferior a 400m (quatrocentos metros), *offshore* com lâmina d'água superior a 400m (quatrocentos metros)).

A Tabela 2 traz os dados disponibilizados pela ANP relacionados com as principais participações especiais do campo de Sapinhoá desde o início da produção comercial do campo até o fim do primeiro trimestre de 2017. Ressalta-se a periodicidade dos pagamentos das participações especiais conforme o Decreto Presidencial nº 2.705/1998 [18]. Os *royalties* são pagos mensalmente em alíquota incidente sobre a receita bruta mensal do campo. Já as participações especiais são pagas trimestralmente com alíquota incidente sobre a receita líquida trimestral do campo.

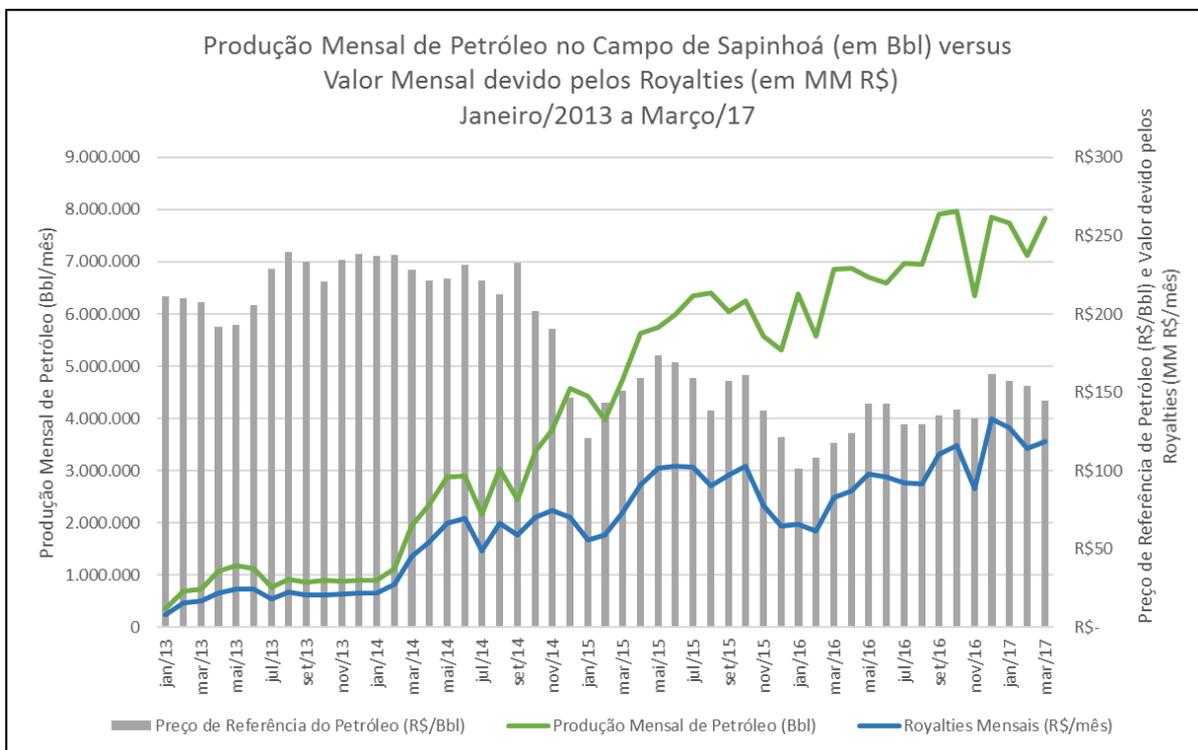
Tabela 2 - *Royalties* e Participações Especiais do Campo de Sapinhoá, Janeiro/2013 a Março/2017

Mês/Ano	Custos com Royalties (Alíquota sobre a Receita Bruta)		Receita Bruta Mensal da Produção	Receita Bruta Trimestral	Receita Líquida Trimestral Aproximada	Custos com Participação Especial (Alíquota sobre a Receita Líquida)	
	(%)	(R\$)	(R\$/Mês)	(R\$/Trimestre)	(R\$/Trimestre)	(%)	(R\$)
jan/13	10%	R\$ 8.148.625,44	R\$ 8.151.322,50			Não houve Recolhimento de Participação Especial	
fev/13	10%	R\$ 15.424.352,54	R\$ 15.430.200,42	R\$ 402.415.554,47			
mar/13	10%	R\$ 16.668.577,48	R\$ 16.674.199,32				
abr/13	10%	R\$ 21.931.358,36	R\$ 21.936.901,53				
mai/13	10%	R\$ 24.170.096,00	R\$ 24.175.221,43	R\$ 704.556.078,03			
jun/13	10%	R\$ 24.354.153,46	R\$ 24.359.068,07				
jul/13	10%	R\$ 17.960.176,40	R\$ 17.961.578,81				
ago/13	10%	R\$ 22.557.479,78	R\$ 22.559.021,58	R\$ 613.560.299,12			
set/13	10%	R\$ 20.838.373,72	R\$ 20.839.874,86				
out/13	10%	R\$ 20.512.200,88	R\$ 20.513.784,58				
nov/13	10%	R\$ 21.146.299,38	R\$ 21.147.809,07	R\$ 638.036.462,19			
dez/13	10%	R\$ 22.145.145,96	R\$ 22.146.598,54				
jan/14	10%	R\$ 22.046.602,06	R\$ 22.048.113,38				
fev/14	10%	R\$ 27.342.905,84	R\$ 27.344.686,58	R\$ 943.761.013,37			
mar/14	10%	R\$ 44.986.593,46	R\$ 44.988.729,10				
abr/14	10%	R\$ 54.532.794,66	R\$ 54.539.908,41				
mai/14	10%	R\$ 66.463.869,78	R\$ 66.476.994,70	R\$ 1.907.735.891,63	R\$ 1.478.694.382,43	2,96%	R\$ 43.769.353,72
jun/14	10%	R\$ 69.776.924,70	R\$ 69.791.607,25				
jul/14	10%	R\$ 49.218.679,92	R\$ 49.226.544,37				
ago/14	10%	R\$ 66.618.030,26	R\$ 66.630.496,09	R\$ 1.746.800.305,52	R\$ 1.334.040.338,37	6,02%	R\$ 80.309.228,37
set/14	10%	R\$ 58.843.320,38	R\$ 58.854.588,07				
out/14	10%	R\$ 70.134.142,54	R\$ 70.147.186,50				
nov/14	10%	R\$ 74.410.023,74	R\$ 74.424.170,13	R\$ 2.146.848.053,66	R\$ 1.508.367.758,06	13,21%	R\$ 199.255.380,84
dez/14	10%	R\$ 70.140.639,08	R\$ 70.161.332,74				
jan/15	10%	R\$ 56.108.546,46	R\$ 56.127.443,82				
fev/15	10%	R\$ 59.054.208,56	R\$ 59.069.699,65	R\$ 1.889.093.918,42	R\$ 925.958.274,13	15,15%	R\$ 140.282.678,53
mar/15	10%	R\$ 73.746.636,82	R\$ 73.759.459,78				
abr/15	10%	R\$ 90.770.262,18	R\$ 90.779.747,68				
mai/15	10%	R\$ 101.573.435,22	R\$ 101.585.294,40	R\$ 2.953.026.017,08	R\$ 1.841.190.144,83	19,94%	R\$ 367.133.314,88
jun/15	10%	R\$ 102.958.904,32	R\$ 102.972.167,82				
jul/15	10%	R\$ 102.511.492,76	R\$ 102.523.649,55				
ago/15	10%	R\$ 90.101.546,54	R\$ 90.112.598,63	R\$ 2.900.143.698,76	R\$ 1.693.905.980,89	25,28%	R\$ 428.219.431,97
set/15	10%	R\$ 97.401.333,98	R\$ 97.417.218,10				
out/15	10%	R\$ 102.842.447,70	R\$ 102.858.026,64				
nov/15	10%	R\$ 78.098.448,56	R\$ 78.104.294,89	R\$ 2.458.792.329,43	R\$ 1.110.090.121,29	23,53%	R\$ 261.204.205,54
dez/15	10%	R\$ 64.938.639,81	R\$ 64.942.907,73				
jan/16	10%	R\$ 65.866.702,51	R\$ 65.871.237,77				
fev/16	10%	R\$ 61.696.824,13	R\$ 61.707.689,85	R\$ 2.102.599.808,16	R\$ 818.551.109,25	25,08%	R\$ 205.292.618,20
mar/16	10%	R\$ 82.696.410,06	R\$ 82.714.659,26				
abr/16	10%	R\$ 87.243.092,33	R\$ 87.263.108,23				
mai/16	10%	R\$ 97.801.366,42	R\$ 97.821.399,52	R\$ 2.812.755.538,03	R\$ 1.338.557.009,15	26,55%	R\$ 355.386.885,93
jun/16	10%	R\$ 96.231.095,05	R\$ 96.247.919,84				
jul/16	10%	R\$ 92.406.833,10	R\$ 92.421.445,64				
ago/16	10%	R\$ 91.923.962,99	R\$ 91.942.426,52	R\$ 2.951.096.666,37	R\$ -	27,59%	R\$ -
set/16	10%	R\$ 110.778.870,55	R\$ 110.806.438,93				
out/16	10%	R\$ 116.057.078,33	R\$ 116.086.485,51				
nov/16	10%	R\$ 88.799.603,84	R\$ 88.826.369,42	R\$ 3.378.551.715,11	R\$ 1.446.885.190,17	28,28%	R\$ 409.179.131,78
dez/16	10%	R\$ 132.998.489,34	R\$ 133.030.620,68				
jan/17	10%	R\$ 127.756.752,16	R\$ 127.788.696,40				
fev/17	10%	R\$ 114.568.380,40	R\$ 114.598.932,16	R\$ 3.610.867.113,17	R\$ 2.067.746.606,46	28,62%	R\$ 591.789.078,77
mar/17	10%	R\$ 118.761.578,76	R\$ 118.795.719,52				

Fonte: Elaboração do autor com dados da ANP, 2017 [45].

Uma vez que os *royalties* são calculados a partir de alíquota sobre a receita bruta da produção e esta última é definida a partir do volume de produção e dos valores de referência para o petróleo e para o gás natural é possível observar uma tendência de incremento no valor devido mensalmente pelos *royalties* que acompanha o incremento produtivo do campo. Porém, o valor é extremamente influenciado pelas oscilações dos valores de referência. A Figura 14 mostra essa correlação entre janeiro de 2013 e junho

de 2017. São expressos os valores de produção mensal de petróleo do campo em barris por mês (Bbl/mês), o preço de referência mensal de petróleo em R\$/Bbl (reais por barril de petróleo) e os valores mensais devidos pelos *royalties* em MMR\$/mês (milhões de reais por mês).



**Figura 14 - Produção Mensal de Petróleo, Preço de Referência do Petróleo e Valor Mensal devido pelos *Royalties* no Campo de Sapinhoá, Janeiro/2013 a Março/2017**

Fonte: Elaboração do autor com dados da ANP, 2017.

A partir da Figura 14 é possível identificar a tendência contínua de aumento do valor devido pelos *royalties* em conjunto com o incremento produtivo. Em conjunto com essa tendência é nítida a sensibilidade do valor dos *royalties* perante as oscilações do preço de referência, sobretudo a partir de janeiro de 2015 com a queda do preço do barril em nível internacional.

Analisando a Tabela 2, vê-se na última coluna os valores referentes às participações especiais devidas pelo campo de Sapinhoá de acordo com as divulgações trimestrais da ANP. Como explicitado anteriormente nesta seção, as alíquotas de participação especial foram determinadas pelo Decreto Presidencial nº 2.705/1998 [18]. Conforme o decreto, a determinação das alíquotas depende do tempo de produção do campo (primeiro ano de produção, segundo ano de produção, terceiro ou próximos anos de produção), da sua localização (*onshore*, *offshore* com lâmina d'água inferior a 400m

(quatrocentos metros) e *offshore* com lâmina d'água superior a 400m (quatrocentos metros)), e do volume da produção trimestral fiscalizada (as categorias de capacidade produtiva variam com as outras duas variáveis anteriores). É considerada ainda, para determinação da alíquota de participação especial, a receita líquida da produção trimestral do campo [21].

Pode-se verificar na Tabela 2 que durante o primeiro ano de produção e primeiro trimestre do segundo ano não houve cobrança de participações especiais, pois o volume de produção trimestral, durante esses períodos, o colocava na categoria “isenta” de participação especial. A partir do segundo trimestre do segundo ano de produção altera-se a categoria de alíquota de participação especial diante do incremento produtivo. As alíquotas têm crescimento contínuo durante os trimestres de análise, por acompanharem a tendência da produção, bem como os outros fatores que as determinam.

Por fim, a partir do segundo trimestre de 2015 nota-se uma maior estabilização das alíquotas em torno de 25% (vinte e cinco por cento). Isso ocorre, pois, a partir desse período tem-se a fixação do campo nas categorias: “Após o terceiro ano de produção” e “volume de produção trimestral fiscalizada acima de 2.250.000m<sup>3</sup> (dois milhões e duzentos e cinquenta mil metros cúbicos) de petróleo equivalente”, conforme trazido pelo Decreto Presidencial n° 2.705/1998 [18]. Entende-se que as pequenas variações das alíquotas nesse período são referentes à apuração das receitas líquidas trimestrais do campo, a partir dos gastos dedutíveis da receita bruta.

## 4. Metodologia

O objetivo deste estudo de caso é demonstrar a influência da aplicação das participações governamentais exigidas no regime de concessão e no regime de partilha sobre o fluxo de caixa dos projetos de exploração e produção de petróleo nas áreas do Pré-sal.

Dessa maneira, serão mantidos os valores utilizados em termos de produção, investimentos e custos operacionais. Serão modificados apenas, e utilizados em termos comparativos, os valores referentes às participações governamentais.

As justificativas para a escolha do campo de Sapinhoá como objeto do estudo de caso e as considerações sobre o processo de estimação de sua produção futura, bem como a apuração das participações governamentais são apresentadas nas seções 4.1, 4.2 e 4.3.

### 4.1. Justificativas para a Escolha do Campo de Sapinhoá

Apesar da grande quantidade de campos produtores ou em desenvolvimento localizados no polígono do Pré-Sal, a seleção de um campo contratado sob o regime de concessão para fins do estudo de caso levou em consideração diversos fatores que convergiram para a escolha de Sapinhoá.

A fim de que as análises fossem mais claras quando simuladas as obrigações do regime de partilha da produção, é desejável que o campo produtor escolhido tivesse toda sua produção exclusivamente oriunda do Pré-Sal brasileiro. Atualmente, alguns campos localizados sob o polígono produzem tanto da zona do Pós-Sal como da zona do Pré-Sal. Essa é a situação dos campos de Barracuda, Caratinga e Marlim, por exemplo [45].

Outra necessidade foi a individualização dos sistemas de produção. Os campos de Jubarte, Baleia Azul e Baleia Franca compõem hoje o chamado “Parque das Baleias” – Área de desenvolvimento do Bloco BC-60, onde “BC” significa Bacia de Campos - e compartilham muitas das *facilities* de produção utilizadas. Os blocos concedidos à Petrobras em 1998 durante a Rodada Zero de Licitações possuíam nomenclatura definida pela operadora: era utilizada como primeiro componente a sigla indicativa da bacia sedimentar onde se localizava o bloco e o segundo componente era numérico não necessariamente sequencial para sua identificação [17].

Foram evitados os campos com compartilhamento de sistemas de produção diante da dificuldade de se individualizar custos operacionais e de investimentos para cada um dos campos, comprometendo a análise.

Além disso, de acordo com as divulgações da operadora do consórcio, o campo de Sapinhoá finalizou recentemente as atividades de desenvolvimento planejadas – tanto como relação a perfuração dos poços como com relação a instalação e operação das unidades de produção. Dessa maneira, os valores divulgados referentes aos investimentos no campo já teriam sido realizados. Além disso, as estimativas de produção foram construídas com base na infraestrutura já existente, o que diminui o nível de incertezas quanto a disponibilidade de capacidade para a produção estimada.

Por fim, os mais de 4 (quatro) anos de produção consolidada possibilitam dados históricos de produção e de caracterização do reservatório. Ou seja, é possível analisar tendências e correlações diante do longo tempo de produção. Também, o campo de Sapinhoá tem uma produção expressiva, sendo o 2º maior campo produtor da região do Pré-Sal, permitindo simulações para o caso de sucesso produtivo com relação às expectativas de produção e nível de investimentos.

Apesar da considerável disponibilidade de dados e informações sobre o campo, alguns pontos tiveram de ser estimados, principalmente com relação ao cenário futuro e a alocação de recursos durante a fase de exploração. Todas as estimativas foram baseadas em correlações e cálculos a serem detalhados nas seções 4.2, 4.3 e 4.4.

## **4.2. Estimativas para a Produção Futura do Campo de Sapinhoá**

Diante do levantamento do histórico produtivo dos poços do campo de Sapinhoá e das informações fornecidas pelos Sumários Executivos do campo de 2016 e 2017 [10, 27], foram utilizadas como considerações para o processo de estimação da produção futura do campo:

- I. Considerou-se que no cenário atual tem-se dos 17 (dezessete) poços produtores, apenas 12 (doze) poços atuando efetivamente na produção, ou seja, 5 (cinco) poços produtores já perfurados. Estes serão utilizados futuramente visando substituir os poços exploratórios temporariamente em produção, o 3-BRSA-788-SPS e o 9-BRSA-928-SPS, e garantir os elevados níveis de produtividade do campo.

- II. O campo conta com um sistema de injeção de água, gás e WAG composto de 12 (doze) poços injetores. Considerou-se que este sistema de injeção apresetará resultados satisfatórios para manutenção das pressões do reservatório e incremento dos fatores de recuperação.

Para a estimação da reserva de óleo e gás de um campo, bem como a sua produtividade futura tem-se diversos métodos disponíveis, que variam conforme as circunstâncias disponíveis. Dentre os métodos existentes, aponta-se como os principais: a) por analogia, b) análise de risco, c) volumétrico e d) performance do reservatório, segundo Sawaki (2003) [47].

O método escolhido para o processo de estimação é o de performance do reservatório. Segundo Thomas (2011) [48], o método de performance do reservatório é baseado no comportamento passado do reservatório para prever o seu futuro. É necessário para a utilização dessa metodologia, dados históricos de produção e, em alguns casos, há a necessidade de informações sobre o mecanismo de produção do mesmo.

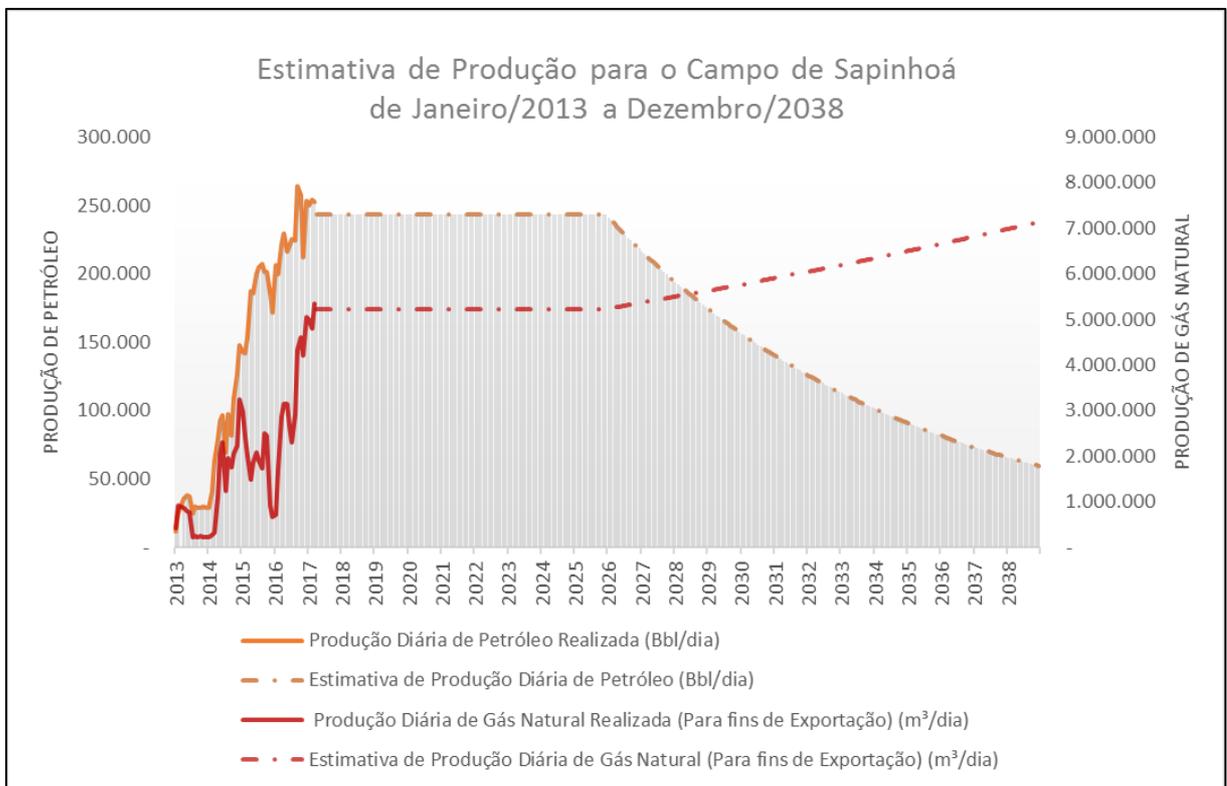
Diante disso, nos baseamos nos dados históricos do campo de Sapinhoá para assumir para fins de estimativa da produção futura do campo:

- a) Um *platô* de produção de petróleo em torno de 244MBbl/d (duzentos e quarenta e quatro mil barris por dia) durante 8 (oito) anos, de 2017 a 2025. Ressalta-se que a capacidade produtiva conjunta dos FPSO's, informada pelo operador, é de 270MBbl/d (duzentos e setenta mil barris por dia).
- b) A partir de 2025, é assumida uma taxa de declínio de 0,9% (nove décimos de por cento) ao mês para a produção de petróleo, devido a depleção natural do campo. Dessa maneira, é considerada uma taxa de declínio anual da produção de petróleo de 10,3% (dez por cento e três décimos), percentual compatível com o padrão mundial de referência, que indica valores de declínio entre 10 (dez) e 14% (quatorze por cento) para campos marítimos, conforme a *Cambridge Energy and Research Association - CERA* e a *Information Handling Services – IHS* (2014) .
- c) A estimativa realizada para fins do estudo de caso totaliza um fator de recuperação em torno de 48% (quarenta e oito por cento) com referência ao volume *in-situ* de, aproximadamente, 3.300 (três mil e trezentos) milhões de barris, indicada pelo consórcio no último Sumário Executivo do Campo (2017) [24]. O fator de recuperação representa a razão entre o volume de óleo recuperável – o volume de óleo produzido, que foi estimado – e o volume *in-situ*

– o volume de óleo contido no reservatório no momento imediatamente anterior ao início da produção.

Tanto a taxa de declínio da produção como o fator de recuperação utilizados colocam-se como visões otimistas, já observadas em alguns campos de correlação no Polígono do Pré-Sal operados pela Petrobras [49, 50, 51].

A Figura 15 traz nas linhas contínuas, o histórico de produção do Campo de Sapinhoá de 2013 até março de 2017 informado pela ANP [45]. As linhas tracejadas representam a estimativa de produção, conforme o método de performance do reservatório e as considerações pontuadas anteriormente para os anos subsequentes até 2038 [22].



**Figura 15 - Estimativas de Produção para o Campo de Sapinhoá, 2013-2038**

Fonte: Elaboração do autor com base no histórico de produção do campo de Sapinhoá, 2017.

Uma vez que o principal mecanismo de recuperação primária do campo é o gás em solução [24], entendeu-se que durante os anos de *platô* da produção de petróleo, o mesmo comportamento se faria para a produção de gás natural. Com a entrada dos novos poços em produção, ambos os *platôs* conseguiram se manter durante o período considerado.

Com a depleção natural do reservatório, a pressão deverá atingir o ponto de saturação liberando o gás antes solubilizado na fase líquida, para sua forma livre [34]. Consideram-se aumentos progressivos da produção de gás natural, uma vez que é sabido que o método primário de recuperação é gás em solução e será utilizada injeção de gás como método de recuperação secundário (aquele que objetiva a manutenção das pressões do reservatório) e terciário (aquele que modifica propriedades físicas e/ou químicas do fluido original do reservatório, a fim de incrementar a mobilidade do óleo e conseqüentemente o fator de recuperação) [34]. Esse efeito da depleção tende a reduzir a produtividade do campo, pois perde-se progressivamente a efetividade do método de gás em solução para aumento de mobilidade e conseqüente escoamento da fase líquida, porém, maior quantidade de gás é liberada por consequência. O *platô* da produção de gás se dá em torno de 5MMm<sup>3</sup>/d (cinco milhões de metros cúbicos por dia) e a partir de 2025 será considerada uma taxa de incremento da produção de gás natural de 0,2% (dois décimos de por cento).

A Figura 15 apresenta os valores da produção de gás natural para fins de exportação, diferente da Figura 12, que apresenta a produção diária total do gás natural. É importante observar que o processo prevê a reinjeção de gás natural, bem como a sua utilização para a geração de energia para o processo. Diante disso, a parcela de gás a ser comercializada será inferior à sua produção total. Considera-se uma capacidade de processamento da produção total de gás natural de 11MMm<sup>3</sup>/d (onze milhões de metros cúbicos por dia) conforme informações vindas do operador [24].

### **4.3. Estimativas para as Participações Governamentais Futuras do Campo de Sapinhoá**

Diante dos dados históricos relativos às participações e das determinações da legislação vigente que atua sobre os contratos de concessão foram realizadas as seguintes considerações para as estimativas futuras de pagamento das participações governamentais do Campo de Sapinhoá:

- a) A partir do bloco licitado BM-S-9 foi possível desenvolver 2 (dois) campos de produção distintos, o Campo de Sapinhoá e o Campo de Lapa. Dado que as áreas de desenvolvimento de cada um dos campos se equivalem (em torno de 230km<sup>2</sup> cada), assumiu-se para fins de fluxo de caixa, que o valor do Bônus de Assinatura pago pelo bloco foi, dividido igualmente entre os dois campos [24, 52].

- b) O cálculo dos *royalties* devidos foi realizado conforme as determinações do Decreto nº 2.705/1998 [18] e do Edital da Licitação do Bloco BM-S-9 [22], com a alíquota de 10% (dez por cento) sobre a receita bruta da produção durante toda a vigência do contrato.
- c) As alíquotas para o cálculo das participações especiais foram determinadas conforme estabelecido na Resolução ANP nº 12/2014 [20]. Durante o período em que se considerou o *platô* de produção de 244Bbl/d (duzentos e cinquenta e cinco mil barris por dia), de 2017 a 2025, a alíquota se manteve em torno de 28% (vinte e oito por cento) seguindo o histórico dessas participações. A partir de 2025, quando começa a ocorrer o declínio da produção, as alíquotas são determinadas pelas categorizações baseadas no volume de produção conforme explicado anteriormente nessa seção. Diante disso, a partir da queda da produção trimestral do campo têm-se a redução das alíquotas de participação especial.
- d) Os valores devidos pela Taxa de Retenção de área foram calculados conforme previsto no Edital da Licitação do bloco BM-S-9 [22].

Durante a fase de exploração, iniciada a partir da data de assinatura do contrato, o valor anual a ser pago por essa participação seria de R\$ 350,00 (trezentos e cinquenta reais) por quilômetro quadrado do Bloco, que possui área total de 3763 km<sup>2</sup> (três mil setecentos e sessenta e três quilômetros quadrados).

Para a fase de desenvolvimento do campo, o valor anual por quilômetro quadrado deveria sofrer um aumento de 100% (cem por cento) e, para a fase de produção, um aumento de 900% (novecentos por cento). No entanto, a área a ser considerada no cálculo durante essas duas fases passaria a ser a área de desenvolvimento efetivo do campo, de 233km<sup>2</sup> (duzentos e trinta e três quilômetros quadrados).

Além disso, anualmente, o valor devido pela taxa de retenção de área estava sujeito a reajuste conforme o índice de mercado, estabelecido em Edital, IGP-DI. Os valores foram reajustados com o índice estabelecido de 2000 até 2016, conforme histórico divulgado pela Fundação Getúlio Vargas (FGV). Para os anos seguintes, a partir de 2017 até 2038, obteve-se uma média das alíquotas de reajuste aplicadas dos últimos 10 anos, definindo-se assim uma alíquota média futura de 6,0% (seis por cento) ao ano.

- e) O preço de referência utilizado para o cálculo das receitas da produção estimadas foi de US\$ 48/bbl (quarenta e oito dólares americanos por barril). O valor é baseado nos preços de referência divulgados pela ANP no período de dezembro de 2016 a março de 2017. Anualmente, foi considerada uma atualização deste preço de referência a uma taxa de 1,0% a.a. (um por cento ao ano).

## 4.4. Construção dos Fluxos de Caixa

A realização do Estudo de Caso consiste na simulação dos fluxos de caixa<sup>3</sup> para o Campo de Sapinhoá aplicando-se, primeiramente, as diretrizes do Regime de Concessão, e após, as diretrizes do Regime de Partilha.

Os Apêndices C e E apresentam, respectivamente, as tabelas utilizadas para a composição dos fluxos de caixa sob o regime de concessão e sob o regime de partilha.

Assume-se a previsão de término da produção divulgada no Sumário Executivo do Campo de Sapinhoá: dezembro de 2038 [24]. Dessa forma, o fluxo de caixa é registrado desde a assinatura do contrato de concessão, em setembro de 2000, até o final da produção do campo, em 2038.

Assume-se como premissa para as simulações do fluxo de caixa sob as diretrizes do Regime de Partilha que as datas das atividades relativas à contratação, exploração, desenvolvimento e abandono do Campo de Sapinhoá se mantenham iguais as praticadas na contratação sob o regime de Concessão.

Ressalta-se que os valores a serem apresentados nos fluxos de caixa estão em US\$ (dólares americanos), dessa maneira, onde se fez necessário, utiliza-se a conversão de R\$3,20/US\$ (três reais e vinte centavos por dólar americano). Esse valor é a média das cotações do dólar, informadas pelo Banco Central, dos últimos seis meses.

Para tanto, são feitas as seguintes considerações para os valores utilizados nos fluxos de caixa:

---

<sup>3</sup> Fluxo de Caixa é um Instrumento de gestão financeira que projeta para períodos futuros todas as entradas e as saídas de recursos financeiros da empresa, indicando como será o saldo de caixa para o período projetado. (SEBRAE, 2011)

## I. **Receita Total Bruta**

Conforme a Equação 1, a receita total bruta equivale ao valor da produção, ou seja, é o resultado da multiplicação entre o volume de hidrocarbonetos produzido e os valores de referência.

- a. De janeiro de 2013 a março de 2017, são utilizados para o cálculo da Receita Total Bruta os volumes de produção e valores de referência históricos, divulgados pela ANP. O Apêndice A apresenta esses valores divulgados pela agência.
- b. De abril de 2017 a dezembro de 2038, os volumes de produção utilizados para o cálculo da Receita Total Bruta foram obtidos pelas estimativas de produção futura do Campo de Sapinhoá apresentadas na seção 4.2. Baseado no histórico dos valores de referência da produção, assume-se o valor de US\$48,00/Boe (quarenta e oito dólares americanos por barril de óleo equivalente) para o cálculo da receita. O valor de referência é reajustado anualmente a taxa de 1% a.a. (um por cento ao ano).

## II. **Capex de Exploração e Perfuração**

O *Capex (Capital Expenditure)* designa o montante de dinheiro despendido na aquisição de bens de capital. Nos projetos de exploração e produção de petróleo ele configura-se como o investimento necessário para explorar e desenvolver os campos para a produção.

Constituem-se como *Capex de Exploração e Perfuração* os investimentos realizados nas atividades realizadas no Campo de Sapinhoá entre 2000 e 2011, durante a fase de exploração, e de 2012 a 2017, durante a fase de desenvolvimento, conforme apresentado na seção 3.2.

Conforme apresentado pela operadora do Campo, em 2012 [53], seriam investidos no campo de Sapinhoá, para a exploração e perfuração do campo, US\$4,3Bilhões (quatro bilhões e trezentos milhões de dólares americanos).

A distribuição desse valor ao longo dos anos foi feita com base no ano de realização das atividades conforme apresentado na seção 3.2 Utiliza-se o valor de US\$120Milhões (cento e vinte milhões de dólares americanos) (SBM/REPSOL, 2017) por perfuração realizada no campo e o valor residual é destinado para as atividades de sísmica e testes de poço.

### **III. Capex de Produção e Injeção**

Além dos valores investidos na exploração e perfuração do campo, devem ser considerados os valores referentes a instalação e conexão das estruturas *subsea* necessárias para a produção e injeção (por exemplo: *risers* de produção e injeção).

Esse valor foi distribuído ao longo dos anos de 2012 a 2017, uma vez que durante esse período têm-se o início das operações das UEP's e novos poços serão interligados no sistema de produção, conforme a Figura 12.

Para essa finalidade, a operadora do campo apresentou o valor de US\$1,6 Bilhões (um bilhão e seissentos milhões de dólares americanos) [53].

Ressalta-se que as UEP's utilizadas no Campo de Sapinhoá, FPSO Cidade de São Paulo e FPSO Cidade de Ilhabela foram contratadas pelo consórcio para atuar na produção e injeção do campo. Dessa forma, as unidades não pertencem ao consórcio, mas sim prestam serviços ao mesmo no Campo de Sapinhoá (SBM/REPSOL, 2017). Entende-se que os custos relativos a produção nas UEP's são custos operacionais e não custos de investimento.

### **IV. Custo de Produção**

O custo de produção expressa o valor dos recursos necessários para custear a produção do petróleo e gás natural.

Uma vez que este é um custo relativo a produção, ele será devido apenas após o início da produção comercial do campo em 2013, e terá sua variação compatível com os volumes produzidos.

A operadora do campo divulgou em agosto de 2017, o custo unitário de produção de US\$8,0/Boe (oito dólares americanos por barril de óleo equivalente) para os campos do Pré-Sal brasileiro (REUTERS, 2017). Este foi o valor assumido no estudo de caso com um percentual de reajuste anual de 1%a.a. (um por cento ao ano).

Para fins de cálculo do Custo da Produção, multiplica-se o volume produzido (em Boe, barris de óleo equivalente) pelo custo unitário da produção.

## **V. Custo de Abandono**

Conforme Ferreira Filho (2016), pode-se estimar o custo de abandono como 20% (vinte por cento) dos valores investidos no campo produtor, ou seja, 20% do *Capex*.

Para que se atingisse esse percentual, o custo de abandono, a ser reservado durante toda a vida produtiva do campo para as atividades de descomissionamento no fim da vida do campo, foi estimado em US\$40Millhões (quarenta milhões de dólares americanos) por ano. Esse valor é reajustado anualmente a taxa de 1% a.a. (um por cento ao ano).

## **VI. Bônus de Assinatura**

A seção 2.3.1 detalha o conceito e a legislação pertinente para o bônus de assinatura nos dois regimes regulatórios em questão. Diante dessas determinações:

- a. Para a contratação sob o regime de concessão é utilizado o valor do bônus de assinatura cobrado ao consórcio no ano de 2000 pela assinatura do contrato de concessão do bloco BM-S-9.

Uma vez que o bloco BM-S-9 deu origem ao campo de Sapinhoá e ao campo de Lapa - que possuem áreas de desenvolvimento semelhantes (em torno de 230km<sup>2</sup> (duzentos e trinta quilômetros quadrados)) [24, 52], o valor do bônus de assinatura total de R\$ 116.278.032,00 foi dividido igualmente entre os dois campos. Dessa forma, compete ao fluxo de caixa do campo de Sapinhoá apenas R\$58.139.016,00 referentes ao bônus de assinatura. O valor é convertido em dólares americanos.

- b. Para a contratação sob o regime de partilha utiliza-se o valor de R\$3,5Bilhões (três bilhões e quinhentos milhões de reais). Esse valor foi obtido pelas determinações de bônus de assinatura publicadas pelo CNPE para a licitação do bloco Entorno de Sapinhoá, a ser ofertada na Segunda Rodada de Partilha [54]. Entende-se ser uma boa *proxy*, pois trata-se de área próxima e com potencial produtivo e desafios tecnológicos semelhantes.

O valor do bônus de assinatura, determinado no edital, para a área de 214km<sup>2</sup> (duzentos e treze quilômetros quadrados) do Entorno de Sapinhoá é de R\$200Millhões (duzentos milhões de reais). Dessa forma,

proporcionalmente, a área de 3763km<sup>2</sup> do bloco BM-S-9 teria o valor de bônus de assinatura em torno de R\$3,5Bilhões (três bilhões e quinhentos milhões de reais).

Utiliza-se a mesma a mesma consideração feita na concessão de dividir do valor de bônus de assinatura entre Lapa e Sapinhoá. Dessa maneira, cabe ao fluxo de caixa de Sapinhoá o valor de R\$1,75 Bilhões (um bilhão e setessentos e cinquenta milhões de reais). O valor é convertido em dólares americanos.

## **VII. *Royalties***

A seção 2.3.2 detalha a definição e legislação pertinente aos *royalties*. Conforme a Equação 1, o valor dos *royalties* é obtido multiplicando-se a alíquota de *royalties* pelo valor da produção, ou seja pela receita bruta da produção. Considerar:

- a. Para o fluxo de caixa sob o regime de concessão, considera-se a alíquota de 10% (dez por cento) de *royalties* sobre a receita bruta da produção. Essa consideração leva em conta o histórico apresentado na seção 3.2.2 e as justificativas para estimacão de cenário futuro em termos de participacões governamentais apresentada na seção 4.3.
- b. Para o fluxo de caixa sob o regime de partilha da producao, considera-se a alíquota de 15% (quinze por cento) de *royalties* sobre a receita bruta da producao, conforme as diretrizes do artigo 42º da Lei nº12.351/2010 [2].

## **VIII. *Custo de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)***

O edital de licitacão da Segunda Rodada de Licitacões sob o regime de Concessão [22], que previa a oferta do bloco BM-S-9, traz como exigência o recolhimento da alíquota de 1% (um por cento) sob a receita bruta da producao para fins de pesquisa e desenvolvimento para os campos em que se estabelece a cobranca de participacões especiais.

Uma vez que o campo de Sapinhoá passou a ter participacões especiais no ano de 2014, a partir desse mesmo ano cobra-se também a alíquota referente à pesquisa e desenvolvimento.

Na contratacao sob o regime de partilha, todos os editais publicados até 2017 trazem a exigência dessa alíquota para todos os campos ofertados a partir

de sua produção comercial. Dessa maneira, para o fluxo de caixa sob o regime de partilha se assume a alíquota de 1% (um por cento) sob a receita bruta da produção para fins de pesquisa e desenvolvimento a partir de 2013.

#### **IX. Taxa de Retenção de Área**

Os valores referentes a taxa de retenção de área incidem apenas no fluxo de caixa sob o regime de concessão. A legislação pertinente a essa participação é apresentada na seção 2.3.4.

Conforme explicitado na seção 4.3, taxa de retenção de área é cobrada por quilômetro quadrado em referência a área de exploração do bloco, durante a fase de exploração (no caso de Sapinhoá de 2000 a 2011), e em referência a área de desenvolvimento, durante a fase de produção (no caso de Sapinhoá de 2012 a 2038). Para fins de composição do fluxo de caixa serão utilizados os valores da seção 4.3 em conformidade com as exigências do edital de licitação do bloco BM-S-9.

#### **X. Participação Especial**

Os valores referentes a participação especial incidem apenas no fluxo de caixa sob o regime de concessão. A definição e a legislação pertinente a Participação Especial é apresentada na seção 2.3 e a Equação 2 apresenta as orientações para o cálculo.

A alíquota de participação especial é definida pelo decreto presidencial nº 2.705/1998 [18] conforme apresentado na seção 3.2.2 e incide sobre a receita líquida da produção. A apuração da receita líquida é feita a partir da receita bruta de onde se deduz os custos de investimento (*Capex*), os custos de produção, os custos de abandono, o valor devido pelos *royalties*, o bônus de assinatura, os custos de P&D e a taxa de retenção de área. O Apêndice D apresenta a tabela utilizada para apuração dos valores de receita líquida da produção para fins de cálculo das participações governamentais.

Dessa maneira, conforme explicitado na seção 4.3, são utilizadas as alíquotas históricas praticadas de 2014 até o primeiro trimestre de 2017 para esse referido período. A partir do segundo trimestre de 2017, as alíquotas são definidas de acordo com as determinações do decreto presidencial.

## **XI. *Percentual de Excedente em Óleo***

Conforme a seção 2.1, entendeu-se que o excedente em óleo é a parcela da produção resultante quando desconta-se da produção total o custo em óleo e os *royalties*. O excedente em óleo só se aplica no regime de partilha.

Em comparação com as nomenclaturas utilizadas no regime de concessão, pode-se dizer que o excedente em óleo é a receita líquida da produção.

Dessa maneira, para o cálculo do excedente em óleo, tem-se a produção total e descontam-se o custo em óleo – composto pelo *Capex* de Perfuração e Exploração, pelo *Capex* de Produção e Injeção e pelo custo de Produção -, a parcela da produção referente aos *royalties* e a parcela referente a alíquota de pesquisa e desenvolvimento. Ressalta-se que conforme a legislação do regime de partilha o bônus de assinatura não compõe o custo em óleo.

Calculado o excedente é então descontado o percentual ofertado a União. Ressalta-se que o pagamento da parcela do excedente em óleo devido à União deve ser pago, conforme a legislação pertinente, em óleo. Porém, para efeitos de comparação do fluxo de caixa se utilizarão os valores da produção a partir dos valores de referência explicitados na seção 4.3.

O Apêndice F apresenta a tabela utilizada para apuração dos valores de excedente em óleo para fins de cálculo da parcela devida à União.

## **XII. *Taxa Mínima de Atratividade (TMA)***

A taxa mínima de atratividade é uma taxa de desconto utilizada nos métodos de análise de investimento que representa o mínimo de retorno que o executor do projeto de investimento deseja obter (Prates, 2017).

Para fins de composição dos fluxos de caixa, é utilizada a TMA de 15% a.a. (quinze por cento ao ano). Esse percentual leva em consideração a média da taxa básica de juros - Selic anual, informada pelo Banco Central mensalmente, entre os anos de 2000 e 2016, que resulta em 14,8% a.a. (quatorze por cento e oito décimos ao ano). Desta forma, estabeleceu-se a TMA de 15% a.a. (quinze por cento ao ano) como estimativa para esta taxa durante os anos do fluxo de caixa.

### **XIII. Valor Presente Líquido (VPL)**

Valor Presente Líquido (VPL) representa a uma fórmula matemático-financeira capaz de determinar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de custo de capital estipulada, deduzido o custo do investimento inicial [55].

Diante da composição do fluxo de caixa, utiliza-se o valor presente líquido como indicador econômico para comparações de viabilidade dos projetos.

A Equação 3 apresenta o método de cálculo do VPL:

$$VPL = FC_1 + \frac{FC_2}{(1 + TMA)^2} + \frac{FC_3}{(1 + TMA)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TMA)^n}$$

Onde:

$FC_n$  representa o fluxo de caixa no ano  $n$  (em US\$)

$TMA$  é a taxa mínima de atratividade, ou seja a taxa de desconto assumida ( em % a. a. )

**Equação 3 - Método de Calculo do Valor Presente Líquido (VPL).**

Fonte: Borges, L., 2017 [55].

O estudo de caso utiliza a função VPL disponível no Excel® 2016 que utiliza como parâmetros a taxa mínima de atratividade e os valores do fluxo de caixa ao longo dos anos.

### **XIV. Taxa Interna d Retorno (TIR)**

Taxa Interna de Retorno (TIR), do inglês Internal Return Rate (IRR), representa uma fórmula matemática-financeira utilizada para calcular a taxa de desconto que teria um determinado fluxo de caixa para igualar a zero seu Valor Presente Líquido, ou seja, trata-seda taxa de retorno do investimento em questão [55]

A taxa interna de retorno é a taxa de juros recebida para um investimento que consiste em pagamentos (valores negativos) e receitas (valores positivos) que ocorrem em períodos regulares.

Diante da composição do fluxo de caixa, utiliza-se também a taxa interna de retorno como indicador econômico para comparações de viabilidade dos projetos.

A Equação 4 apresenta o método de cálculo para a TIR. Esta é obtida através do valor de taxa que de desconto que torne o VPL igual a zero.

$$VPL = FC_1 + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} + \frac{FC_3}{(1 + TIR)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Onde:

$FC_n$  representa o fluxo de caixa no ano  $n$  (em US\$)

$TIR$  é a taxa interna de retorno ( em % a. a. )

**Equação 4 - Método de Calculo da Taxa Interna de Retorno (TIR).**

Fonte: Borges, L., 2017 [55].

É utilizada a função TIR disponível no Excel® 2016 que utiliza como parâmetro valores do fluxo de caixa ao longo dos anos.

## 5. Resultados

De forma geral, a elaboração dos fluxos de caixa para fins do estudo de caso se deram a partir:

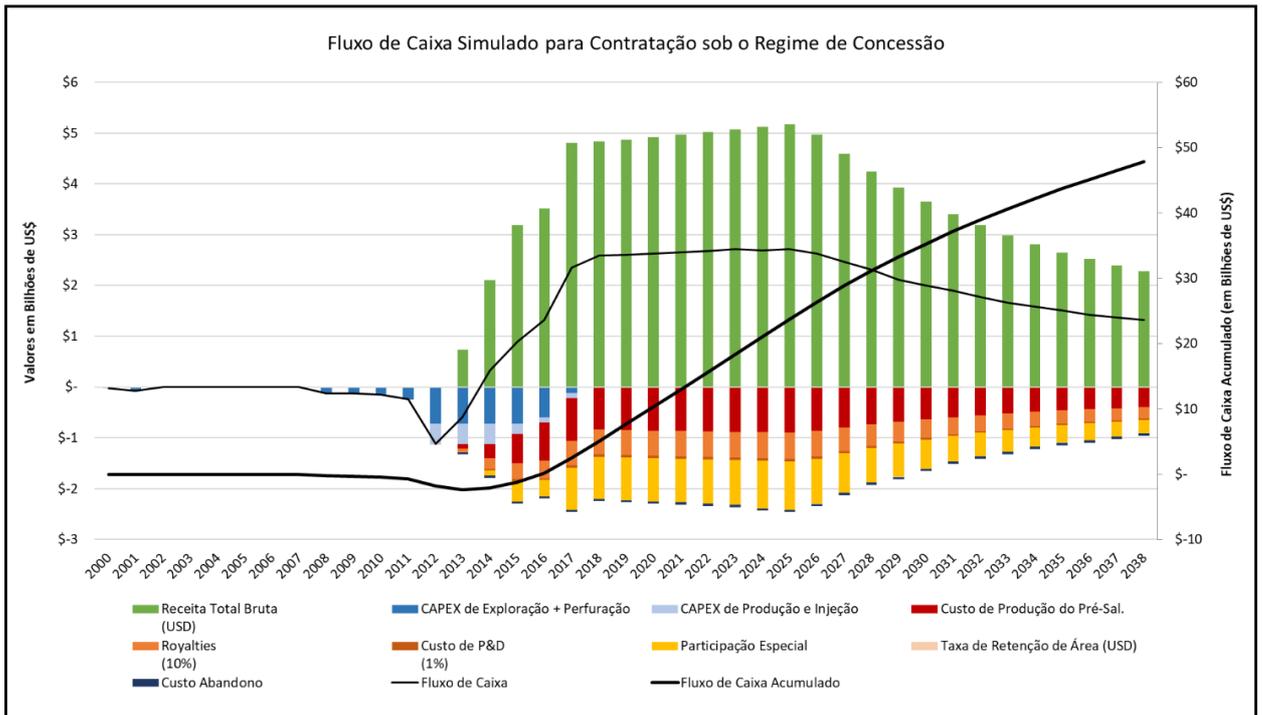
- a) dos dados históricos de produção e pagamento de participações governamentais do Campo de Sapinhoá de Janeiro 2013 a Março de 2017;
- b) Dos valores informados pela operadora do consórcio de Sapinhá para os custos de investimento e custos operacionais;
- c) Pelas determinações das legislações vigentes;
- d) pela correlação de valores com outros blocos e campos localizados no Polígono do Pré-Sal.

Foram então realizados o cálculo dos seguintes indicadores econômicos:

- a) Valor Presente Líquido, conforme a Equação 3;
- b) Taxa Interna de Retorno, conforme a Equação 4.

A Figura 16 apresenta a simulação do Fluxo de Caixa do Projeto de Sapinhoá considerando a contratação sob o Regime de Concessão. Conforme explicitado na metodologia do estudo, o Fluxo de Caixa se realiza desde a assinatura do contrato, em 2000, até a previsão de fim da vida produtiva do campo de Sapinhoá em 2038 [24]. Os valores são apresentados em bilhões de dólares americanos.

O Apêndice C traz a tabela utilizada para a construção do Fluxo de Caixa da Figura 16.



**Figura 16 - Fluxo de Caixa Simulado para o Campo de Sapinhoá sob Regime de Concessão, 2000-2038**

Fonte: Elaboração do autor, 2017

Da Figura 16 ressalta-se a aplicação dos custos de investimento (*Capex*), em tonalidades de azul, nos períodos exploratórios (de 2000 a 2011) e de desenvolvimento (de 2012 a 2017). Os custos de produção (em vermelho) e os *royalties* (em laranja) são incidentes a partir da produção comercial em 2013 e apresentam-se de forma proporcional a receita bruta da produção (em verde), bem como proporcional ao volume de produção.

A incidência de participações especiais (em amarelo), como também os custos de P&D (em tom terroso) iniciam-se a partir de 2014 diante de volume de produção coerente para cobrança das alíquotas. Uma vez que as alíquotas de participação especial são definidas conforme os volumes produzidos pelo campo e estas incidem sobre a receita líquida da produção, é possível notar-se que os valores devidos pelas participações especiais acompanham o comportamento da produção de receitas.

Ressalta-se ainda a taxa de retenção de área, que possui ordem de grandeza extremamente inferior aos demais valores, de forma que não consegue-se identificar sua representação gráfica; e os custos de abandono que incidem durante toda a vida

produtiva do campo a fim de constituir reserva para as atividades de descomissionamento ao fim da vida do campo.

O Fluxo de Caixa apresentado na Figura 16 tem como resultado o valor presente líquido (VPL) em torno de US\$1,23Bilhões (um bilhão, duzentos e trinta milhões de dólares americanos) e a taxa interna de retorno (TIR) de 29% (vinte e nove por cento). Esses valores consideram uma taxa mínima de atratividade de 15% a.a (quinze por cento ao ano).

A Figura 17 apresenta a simulação do Fluxo de Caixa do Projeto do Campo de Sapinhoá se este estivesse contratado sob o Regime de Partilha da Produção. Ressalta-se, conforme explicitado na metodologia, a manutenção dos períodos de realização das atividades de contratação, exploração, desenvolvimento e produção do campo conforme praticado na contratação sob o Regime de Concessão. Os valores são apresentados em bilhões de dólares americanos do ano de 2000 a 2038.

Foi escolhido para apresentação do Fluxo de Caixa para o Regime de Partilha o percentual do Excedente em Óleo devido a União de 25% (vinte e cinco por cento) com base na correlação de percentual mínimo de Excedente em Óleo exigido no edital de licitação do bloco do Entorno de Sapinhoá na Segunda Rodada de Partilha de Produção.

O Apêndice E traz a tabela utilizada para a construção do Fluxo de Caixa da Figura 17.

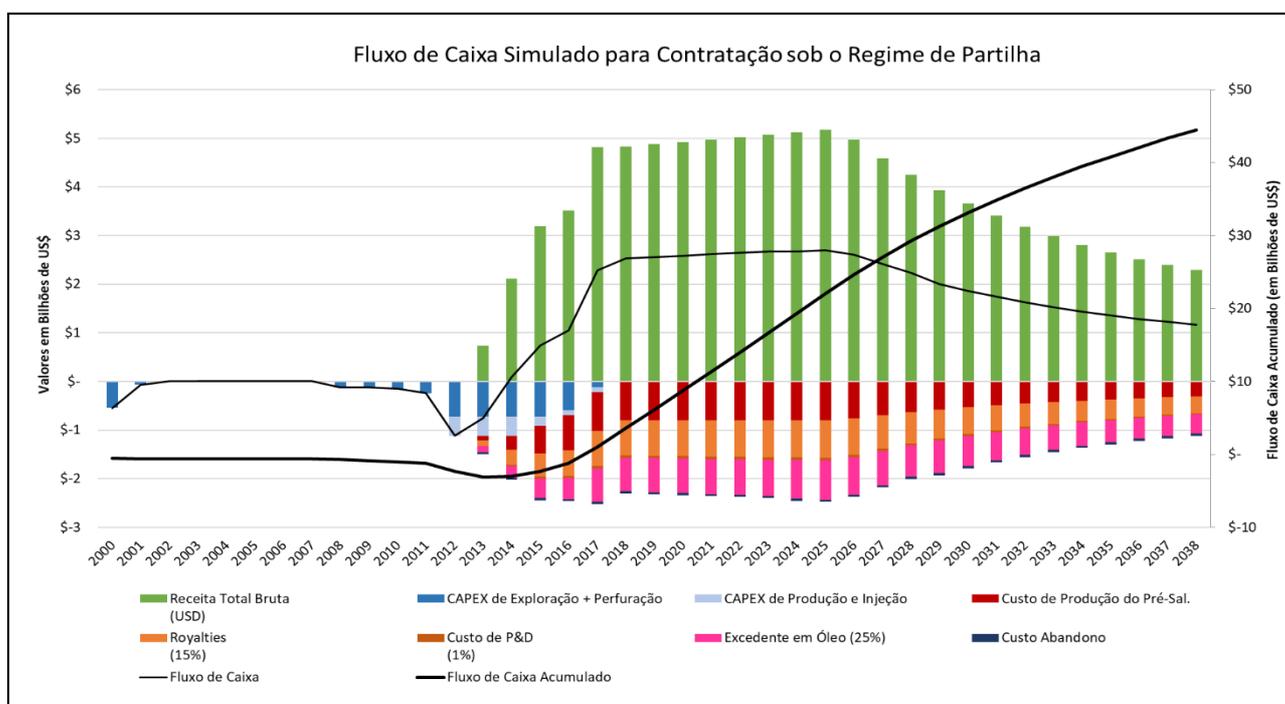


Figura 17 - Fluxo de Caixa Simulado para o Campo de Sapinhoá sob Regime de Partilha, 2000-2038

Fonte: Elaboração do autor, 2017

A coloração utilizada na Figura 16 se repete na Figura 17 para fins de comparação. É importante ressaltar, conforme apresentado na seção 2.3.4, que na contratação sob o Regime de Partilha não incidem Participações Especiais e Taxa de Retenção de Área. Incluem-se, nesse momento os valores relativos ao percentual de excedente em óleo devido à União, em rosa.

Primeiramente, é possível identificar a maior representatividade no valor referente ao bônus de assinatura na Figura 17. Ainda que os valores de bônus de assinatura sob o Regime de Concessão tenham apresentado incremento significativo durante as rodadas de licitação (conforme apresentado na Tabela 1 da seção 2.3.1), comparativamente com os valores determinados nos editais das licitações sob o regime de Partilha, o bônus de assinatura para as contratações sob o regime de concessão são inferiores.

Por se tratar do mesmo campo de análise, os Fluxos de Caixa possuem os mesmos custos de investimento (*Capex*), custos de produção, custos de abandono e receita bruta da produção.

Ressalta-se, da Figura 17, a maior representatividade dos valores devidos pelos *royalties*. Uma vez que a alíquota, sob o regime de Partilha da Produção, é de 15% (quinze por cento), contra 10% (dez por cento) aplicada no Regime de concessão, os valores tornam-se ainda mais significativos.

Além disso, ressaltam-se que os valores referentes a parcela do Excedente em Óleo devido a União possuem alíquota constante incidente sobre a receita líquida da produção. Por isso, os valores apresentados na Figura 17 para o excedente em óleo devido acompanham os níveis de produção de receita do campo, porém de forma menos significativa quando comparado com os valores de participação especial da Figura 16, que possuem alíquota variante com o nível de produção.

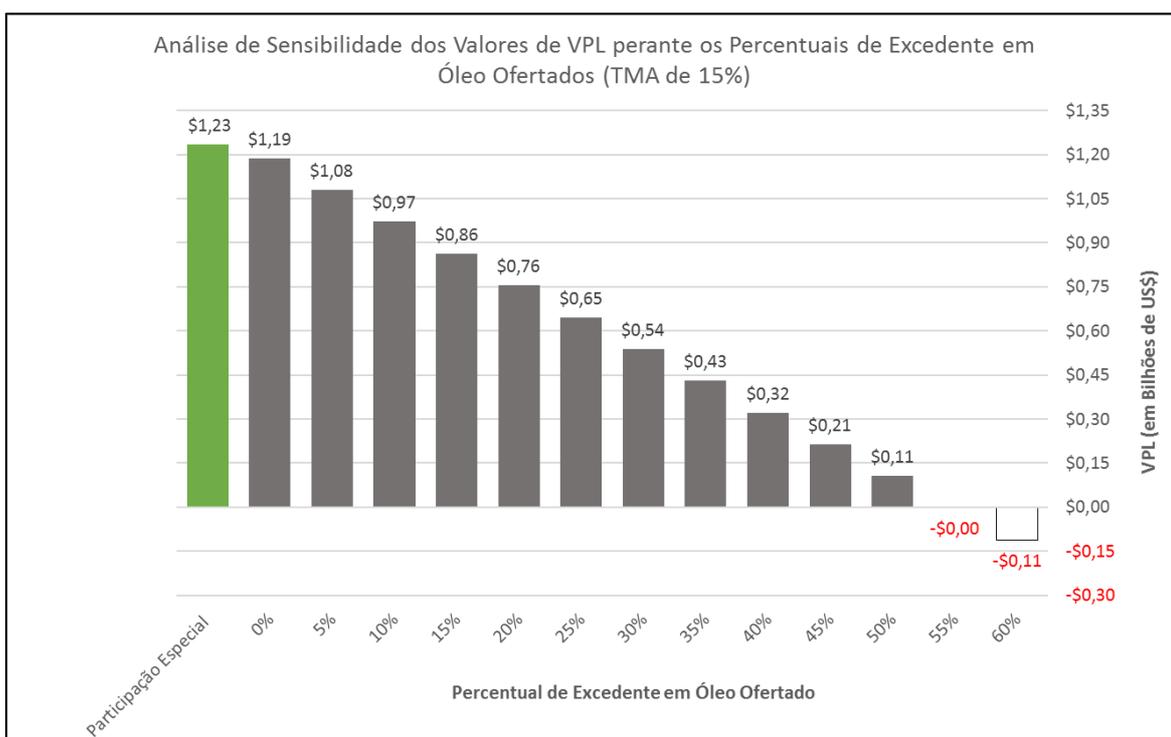
Os resultados do Fluxo de Caixa apresentado na Figura 17 foram: Valor presente Líquido (VPL) de aproximadamente US\$0,65 Bilhões (seiscentos e cinquenta milhões de dólares americanos) e Taxa Interna de Retorno (TIR) de 19% (dezenove por cento).

Em comparação com os resultados apresentados no Fluxo de Caixa para a contratação sob o Regime de Concessão, os resultados para o Regime de Partilha (considerando um percentual de excedente em óleo de 25% (vinte e cinco por cento)) são bastante inferiores: O VPL do Regime de Partilha mostra-se como aproximadamente metade do

VPL resultante do fluxo de caixa sob o Regime de Concessão; e a TIR apresenta dez pontos percentuais a menos quando no Regime de Partilha.

Uma vez que o percentual de excedente em óleo devido à União é o principal critério de julgamento dos processos licitatórios sob o Regime de Partilha da Produção, entendeu-se a coerência de se realizar uma análise de sensibilidade, em termos dos valores de VPL, para os diferentes percentuais de excedente em óleo a serem assumidos.

A Figura 18 apresenta os resultados dessa análise de sensibilidade. O Valor Presente Líquido (VPL) é expresso em bilhões de dólares americanos e utiliza-se uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) de 15% a.a. (quinze por cento ao ano).



**Figura 18 - Análise de Sensibilidade para os Valores de VPL perante os Percentuais de Excedente em Óleo a serem Ofertados (para TMA de 15%)**

Fonte: Elaboração do autor, 2017.

Através da Figura 18 verificam-se valores de VPL no Regime de Partilha sempre inferiores ao VPL obtido na contratação sob o Regime de Contratação (considerando a incidência de Participação Especial), independente do percentual de excedente em óleo devido. Os valores de VPL tornam-se ainda negativos quando o percentual ofertado é superior a 55% (cinquenta e cinco por cento).

É importante ressaltar que os resultados obtidos nos Fluxos de Caixa e na Análise de Sensibilidade estão intimamente relacionados com os níveis de produção, com o volume de investimentos e com o custo da produção utilizados no Campo objeto do Estudo de Caso. Certamente, quando alteram-se essas variáveis principais têm-se a modificação dos resultados obtidos.

Diante dos cálculos para obtenção das simulações de Fluxos de Caixa e conseqüentemente dos resultados apresentados, é possível destacar três principais fatores que ocasionaram significativa discrepância para os indicadores econômicos utilizados, Valor Presente Líquido e Taxa Interna de Retorno:

- I. O elevado valor do bônus de assinatura para os blocos licitados sob o Regime de Partilha, normalmente na ordem de bilhões de reais;
- II. A alíquota de *royalties* de 15% (quinze por cento) para a contratação no Regime de Partilha (contra a alíquota de 10% (dez por cento) para o Regime de Concessão);
- III. A alíquota fixa de percentual do excedente em óleo devido a União. Quando comparada com a alíquota das Participações Especiais no Regime de Concessão, que é proporcional ao nível de produção do campo, a presença de uma alíquota fixa incidente sobre a receita líquida é uma grande desvantagem sobretudo nos anos de menor produção.

Apresentados os resultados do Estudo de Caso para o Campo de Sapinhoá, foram identificadas as determinações da Lei de Partilha que mais impactaram nos resultados econômicos na comparação com o Regime de Concessão. Na próxima seção apresentar-se-ão as conclusões.

## 6. Conclusão

O presente trabalho objetivou confrontar as diretrizes das legislações vigentes no setor petrolífero nacional, destacando as diferenças entre o regime de concessão e o regime de partilha. Com isso, estabeleceu-se as exigências que mais afetaram a viabilidade econômica de projetos realizados nos campos do Pré-Sal brasileiro.

Na parte introdutória do trabalho, constatou-se que a Lei nº 12.351/2010 [2] foi instituída sobre um cenário de grandes expectativas quanto ao volume a ser incorporado às reservas provadas nacionais e ao nível de produtividade que as áreas do Pré-Sal poderiam oferecer. Colaborou para a construção desse cenário os altos valores praticados no mercado internacional para o preço do barril de petróleo.

Diante disso, foi possível contextualizar as diretrizes dessa nova legislação, como ferramenta que propiciaria à União a participação em uma atividade de grande lucratividade. São inegáveis as facetas nacionalistas da legislação, sobretudo quanto a preferência de operação dada a Petrobras e a garantia de sua participação mínima nos consórcios.

Desde a sua publicação, em dezembro de 2010, a Lei da Partilha tem sido modificada visando a flexibilização das exigências. Entende-se que diante da realidade de preços do barril de petróleo em níveis inferiores aos esperados e de desafios tecnológicos que se colocam como barreiras para a recuperação dos volumes estimados, esses ajustes regulatórios configuram-se como forma de viabilizar a exploração das áreas do Pré-Sal.

A segunda parte do trabalho evidencia os principais pontos de diferença entre o regime de concessão e o regime de partilha. Ressalta-se a instituição do custo em óleo e do excedente em óleo na contratação sob o regime de partilha. Ver-se ainda as alterações no processo licitatório com a preferência de operação da Petrobras nos campos a serem ofertados sob o regime de partilha e o percentual mínimo de participação nos mesmos estipulado pelo CNPE. Na partilha, o critério de julgamento das licitações passa a ser o percentual de excedente em óleo ofertado à União. As alterações nas participações especiais são destacadas por serem o objeto deste estudo.

Por fim, o Estudo de Sapinhoá e os seus resultados, mostraram uma grande discrepância dos indicadores econômicos quando o campo está contratado sob o regime de concessão e quando contratado sob o regime de partilha de produção.

- a. O Valor Presente Líquido (VPL) se reduz a metade e a Taxa interna de Retorno (TIR) é inferior em dez pontos percentuais.

- b. No contrato de concessão o VPL é de US\$1,23Bilhões (um bilhão, duzentos e trinta milhões de dólares americanos) e a TIR é de 29% (vinte e nove por cento).
- c. Na contratação sob o regime de partilha, o VPL é de US\$0,65Bilhões (seiscentos e cinquenta milhões de dólares americanos) e TIR é de 19% (dezenove por cento).
- d. A análise de sensibilidade nos mostra que, independente do percentual de excedente em óleo devido à União, no regime de partilha os indicadores econômicos sempre se mostram menos vantajosos quando comparados com o regime de concessão.

Para conferir maior veracidade aos cálculos, considera-se a realização das estimativas de produção do campo de Sapinhoá através de métodos computacionais de análise do reservatório.

O senso comum tende a enxergar o percentual do excedente em óleo como o “grande vilão” para a viabilidade dos projetos a serem contratados na partilha de produção, porém, ressaltou-se a grande semelhança dessa participação com a cobrança da Participação Especial no regime de concessão.

Como apresentado no trabalho, o percentual do excedente em óleo, bem como a participação especial, incide sobre a receita líquida da produção (que é apurada pela diferença entre a receita bruta da produção e o custo em óleo, ou denominado gastos dedutíveis na concessão). Porém, as alíquotas de participação especial variam com alguns fatores do campo, sobretudo com o nível de produção. Já o excedente em óleo é uma alíquota fixa. Em tempos de baixa produtividade, têm-se realmente um grande débito pelo excedente em óleo.

A depender do percentual de excedente em óleo a ser aplicado, ainda que a alíquota seja fixa, os valores devidos pela participação especial no regime de concessão e os devidos pelo percentual de excedente em óleo na partilha podem se equivaler.

Certamente, a grande diferença dos indicadores econômicos foi devida a alíquota dos *royalties* em 15% (quinze por cento) na partilha, contra os 10% (dez por cento) aplicados na concessão. Por se tratarem de grandes volumes produtivos, as alíquotas dos *royalties* que são incidentes sobre a receita bruta da produção, ganham o protagonismo da viabilidade econômica dos projetos.

Outro fator de destaque nas análises foi o valor do bônus de assinatura fixado para os campos no regime de partilha. De acordo com os recentes anúncios do CNPE sobre as próximas licitações das áreas do Pré-Sal, os valores a serem pagos pela assinatura dos contratos são da ordem de bilhões de reais, significativamente superior aos valores praticados historicamente para a concessão. Vale salientar que o bônus de assinatura não compõe o custo em óleo para a apuração da receita líquida e consequente cálculo do excedente em óleo. Já na concessão, o bônus de assinatura integra os gastos dedutíveis para o cálculo das participações especiais.

Conclui-se por fim, que a efetiva aplicação do regime de partilha da produção se faz necessária para que se conheçam os parâmetros que possibilitarão a exploração e desenvolvimento das áreas do Pré-Sal. A previsão de realização das próximas rodadas de licitação para a contratação sob o Regime de Partilha deve servir como ferramenta para o alinhamento das expectativas dos consórcios e da União.

As participações governamentais, viés de análise do trabalho, mostraram a sua relevância na viabilidade dos projetos pelos resultados extraídos do Estudo de Caso. Dessa forma, precisam ser cuidadosamente consideradas pelos consórcios participantes dos processos licitatórios e pela União, perante o desejo de desenvolver as áreas do Pré-Sal como forma de impulsionar a economia do país.

Diante dessas considerações, sugere-se que para tornar o modelo de partilha mais atrativo, em termos de sua viabilidade econômica, a alíquota do excedente em óleo deveria seguir os parâmetros de sensibilidade da alíquota das participações especiais. Mantendo uma alíquota fixa durante todo ciclo de vida do campo, se onera demasiadamente a fase de desenvolvimento (onde se tem um alto volume de investimentos) e a fase de maturidade (onde se tem uma baixa produção), influenciando negativamente nos fluxos de caixa e consequentemente na atratividade dos projetos.

## 7. Bibliografia

- [1] Brasil, “Lei Nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,” *Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências.*, 06 agosto 1997.
- [2] Brasil, “Lei Nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010,” *Dispões sobre a exploração e produção de petróleo e gás natural sob o regime de partilha, cria o Fundo Social e dispõe sobre sua estrutura e fonte de recursos, altera dispositivos da Lei nº 9.478, de agosto de 1997, e dá outras providências.*, 22 dezembro 2010.
- [3] ANP, “Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP de Junho de 2017,” 2017.
- [4] M. L. Francisco, “Uma comparação entre os regimes de taxaço sobre o petroleo: concessão e partilha,” Rio de Janeiro, 2011.
- [5] Brasil, “Decreto-Lei Nº 395, de 29 de abril de 1938,” *Declara de utilidade publica e regula a importação, o transporte, a distribuição e o comercio de petroleo bruto e seus derivados, no território nacional, e a indústria de refinação de petróleo importado ou produzido no país*, 29 abril 1938.
- [6] Brasil, “Decreto-Lei Nº 1.985, de 29 de março de 1940,” *Código de Minas*, 29 março 1940.
- [7] FGV CPDOC, “Diretrizes do Estado Novo (1937 – 1945) – Conselho Nacional do Petróleo,” 2017.
- [8] V. A. Alkimim, “O histórico da Extração e Exploração do Petróleo no Brasil e o Novo Marco Regulatório do Pré-Sal,” *VII Fórum Brasileiro sobre as Agências Reguladoras - Série Aperfeiçoamento de Mgistrados*, pp. 66-74.
- [9] Brasil, “Lei nº 2.004, de 3 de Outubro de 1953,” *Dispõe sôbre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências.*, 03 outubro 1953.

- [10] M. F. S. Barçante, G. S. Ferreira e L. C. Barçante, “Os marcos regulatórios da indústria de petróleo brasileira: análise swot,” *IX Congresso Nacional de Excelencia em Gestão*, 22 junho 2013.
- [11] Petrobras, “Exposição Petrobras em 60 momentos,” *Petrobras – Agência Petrobras*, 2017.
- [12] Petrobras, “Pré-Sal,” Petrobras, 2017. [Online]. Available: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>. [Acesso em 2017].
- [13] British Petroleum (BP), “BP Statistical Review of World Energy June 2017,” junho 2017. [Online]. Available: <http://www.bp.com/statisticalreview>. [Acesso em julho 2017].
- [14] Brasil, “Constituição da República Federativa do Brasil, de 5 de outubro de 1988,” *Promulgação da Constituição da República Federativa do Brasil*, 06 outubro 1988.
- [15] Brasil, “Lei Nº 13.365, de 29 de novembro de 2016,” *Altera a Lei nº 12.351/2010, para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no regime de partilha de produção*, 29 novembro 2016.
- [16] Brasil, “Decreto Nº 9.041, de 2 de maio de 2017,” *Regulamenta a Lei nº 12.351/2010 para dispor sobre o direito de preferência da Petrobras atuar como operadora nos consórcios formados para exploração e produção de blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.*, 02 maio 2017.
- [17] ANP, “Brazil Rounds,” Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, [Online]. Available: <http://www.brazil-rounds.gov.br/>. [Acesso em 2017].
- [18] Brasil, “Decreto Nº 2.705, de 3 de agosto de 1998,” *Dispões critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.*, 03 agosto 1998.
- [19] ANP, “Manual de Cálculo dos Royalties”. *SPG Vol. XII - Passo a Passo do Cálculo dos Royalties*.

- [20] ANP, “Resolução Nº 12, de 21 de fevereiro de 2014,” *Estabelece os procedimentos para a apuração, das atividades de produção de petróleo e gás natural, da participação especial prevista no art. 50 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, complementando o Cap. VII do Decreto nº 2.705 de 3 de agosto de 1998, 24 fevereiro 2014.*
- [21] ANP, “Manual de Procedimentos”.SPG Vol. V - *Manual de Procedimentos - Cálculo, Distribuição e Auditoria da Participação Especial (Revisão Jan 2017).*..
- [22] ANP, “Edital da Segunda Rodada de Licitação para a contratação de atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural,” 2000.
- [23] Brasil, “Lei Nº 12.276, de 30 de junho de 2010,” *Autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências.*, 30 junho 2010.
- [24] ANP, “Sumário Executivo do Campo de Sapinhoá,” 2017.
- [25] A. Wilson, “Intelligent-Completion Installations in the Santos Basin Presalt Cluster,” *JPT - Journal of Petroleum Technology*, pp. 60-63, abril 2016.
- [26] ANP, “Resolução Nº 49, de 20 de setembro de 2011,” *Aprova o Regulamento Técnico que trata do procedimento para Codificação de Poços perfurados durante as Fase de Exploração e de Produção dos Contratos de Concessão.*, 20 setembro 2011.
- [27] Petrobras, “Entenda as siglas que dão nome a um poço exploratório pela nomenclatura da ANP,” *Petrobras - Comunicado de Fatos e Dados*, 09 novembro 2015.
- [28] Diário Oficial da União, “Publicação do Extrato de Contratos de Concessões nº 1/2000,” nº Seção 3, p. 41,” vol. 3, p. 41, 27 outubro 2000.
- [29] ANP, “Sumário Executivo do Campo de Sapinhoá,” 2013.
- [30] E. C. Sansone, “Características dos Reservatórios”.
- [31] Petrobras, “Declaração de Comercialidade da Área de Guará,” *Petrobras - Relacionamento com Investidores - Comunicado*, 29 dezembro 2011.

- [32] International Commission on Stratigraphy (ICS), “Escala de Tempo Geológico,” janeiro 2013.
- [33] J. T. Naveiro e D. Haimson, “Sapinhoá Field, Santos Basin Pre-Salt: From conceptual Design to Project Execution and Results,” *Offshore Technology Conference*, 2015.
- [34] A. J. Rosa, R. D. S. Carvalho e J. A. D. Xavier, Engenharia de Reservatórios de Petróleo, Rio de Janeiro: Interciência, 2011.
- [35] M. I. Lourenço, “Comportamento Hidrodinâmico de Plataformas de Petróleo,” Rio de Janeiro, 2016.
- [36] Petrobras, “Boia de sustentação de risers já opera em Sapinhoá e Lula Nordeste,” *Petrobrás - Comunicado de Fatos e Dados*, 22 outubro 2015.
- [37] Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), “Publicação de indicação ao Prêmio Inovação ANP,” 30 julho 2015.
- [38] L. Ramalho e M. Kuznicki, “Navio Aliviador”.
- [39] Petrobras, “Petrobras inicia produção comercial do Campo de Sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos,” *Petrobras - Relacionamento com Investidores - Comunicado*, 07 janeiro 2013.
- [40] Petrobras, “FPSO Cidade de Ilhabela entra em operação, no campo de sapinhoá, no pré-sal da Bacia de Santos,” *Petrobras - Comunicado de Fatos e Dados*, 21 novembro 2014.
- [41] R. Moraes, “Petrobras coloca em operação + um FPSO e seu maior gasoduto submarino - Rota 2,” 21 fevereiro 2016.
- [42] ANP, “Sumário Executivo do Campo de Sapinhoá,” 2016.
- [43] Petrobras, “Crude Oil Sapinhoa 29,5° API,” *Material Safety Data Sheet for chemical Products - FISPQ*, 07 julho 2014.
- [44] Energy Information Administration (EIA), “Glossary”.
- [45] ANP, “Boletins Mensais de Produção de Petróleo e Gás Natural,” 2013-2017.

- [46] ANP, “Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP de Março de 2017,” 2017.
- [47] M. T. Sawaki, “Intervalo de confiança para a apreciação de reservas de óleo e gás,” 2003.
- [48] J. Thomas, Fundamentos de Engenharia de Petróleo, Rio de Janeiro: Interciência, 2011.
- [49] A. Gandra, “Pesquisadores dizem que pré-sal pode ter ao menos 176 bilhões de barris de óleo,” *Agência Brasil - EBC Serviços*, 2015.
- [50] Instituto Nacional de Distribuidores de Aço (INDA), “Petrobras amplia capacidade de recuperação de poços,” [Online]. Available: [www.inda.org.br/exibeclip.php?perfil=5376](http://www.inda.org.br/exibeclip.php?perfil=5376).
- [51] Petrobras, “Produção no pré-sal bate novo recorde e ultrapassa 400 mil barris de petróleo por dia,” *Petrobras - Comunicado de Fatos e Dados*, 25 fevereiro 2014.
- [52] ANP, “Sumário Executivo do Campo de Lapa,” 2017.
- [53] Scottish Development International, Subsea UK e Scottish Enterprise, “Doing Business in Brazil Oil & Gas / Subsea Focus”.
- [54] Galp Energia, “Prospecção de Petróleo,” Galp Energia, 02 junho 2014. [Online]. Available: <http://www.galpennergia.com/pt/agalpennergia/os-nossos-negocios/exploracao-producao/fundamentos-engenharia-petroleo/paginas/prospeccao-de-petroleo.aspx>.
- [55] ANP, “Manual de Atividades - Ocupação e Retenção de Área”. *SPG Vol. II - Manual de Atividades - Ocupação e Retenção de Área*.
- [56] ANP, “Manual de Atividades - Preço Mínimo de Petróleo”. *SPG Vol. I - Manual de Atividades - Preço Mínimo de Petróleo*.
- [57] S. W. Gobetti e R. V. Serra, “Tópicos Especiais de Finanças Públicas,” *XVI Prêmio Tesouro Nacional*, 2011.
- [58] C. J. V. Gomes, “O Marco Regulatório da Prospecção de Petróleo no Brasil: O Regime de Concessão e o Contrato de Partilha de Produção.”, Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, Brasília, 2011.

- [59] O. A. Pedrosa Jr., “Os Desafios do Pré-sal e a Crise do Petróleo,” 2016.
- [60] G. Camozzato, N. Poirier, D. Hiller, A. Acheritobehere, M. Xavier, N. B. Romeu, E. Seize e A. L. Silva, “Execution Challenges for a First of its Kind Project in Santos Basin Brazil,” *Offshore Technology Conference*, 2015.
- [61] Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresa (SEBRAE), “Análise e Planejamento Financeiro – Manual do Participante,” 2011.
- [62] Petrobras, “Iniciamos a produção do décimo grande sistema do pré-sal,” *Petrobras - Comunicado de Fatos e Dados*, 12 julho 2016.

# Apêndices

## Apêndice A – Dados de Produção e Preços de Referência do Campo de Sapinhoá

Mês/Ano	Produção Mensal de Petróleo		Produção Diária Total de Petróleo		Produção Diária de Petróleo do FPSO Cidade de São Paulo		Produção Diária de Petróleo do FPSO Cidade de Ilhabela		Preço de Referência de Petróleo		Receita Mensal de Petróleo		Produção Mensal de Gás Natural (Para fins de Participação Especial)		Produção Diária Total de Gás Natural (Para fins de Participação Especial)		Produção Diária de Gás Natural do FPSO Cidade de São Paulo		Produção Diária de Gás Natural do FPSO Cidade de Ilhabela		Produção Diária Total de Gás Natural		Preço de Referência de Gás		Receita Mensal de Gás		Receita Bruta Mensal da Produção	
	(m³/Mês)	(Bbl/Mês)	(Bbl/dia)	(Bbl/dia)	(Bbl/dia)	(Bbl/dia)	(Bbl/dia)	(Bbl/dia)	(R\$/bbl)	(R\$/Mês)	(m³/Mês)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(m³/dia)	(R\$/m³)	(R\$/Mês)	(R\$/Mês)	(R\$/Mês)	(R\$/Mês)	
jan/13	57.335	360.627	11.633	11.633					R\$ 211,53	R\$ 76.282.771,34	13.119.237	423.201	427.070	427.070	427.070	427.070	427.070	427.070	427.070	427.070	427.070	R\$ 0,3966	R\$ 5.203.482,97	R\$ 81.486.254,30				
fev/13	109.196	686.822	24.529	16.439					R\$ 210,27	R\$ 144.415.229,50	25.692.876	917.603	616.180	616.180	616.180	616.180	616.180	616.180	616.180	616.180	616.180	R\$ 0,3825	R\$ 9.828.295,85	R\$ 154.243.525,36				
mar/13	115.716	727.831	23.478	12.123					R\$ 207,26	R\$ 150.848.238,15	27.346.174	882.135	460.510	460.510	460.510	460.510	460.510	460.510	460.510	460.510	460.510	R\$ 0,5792	R\$ 15.837.536,66	R\$ 166.685.774,81				
abr/13	169.369	1.065.301	35.510	22.394					R\$ 191,60	R\$ 204.115.847,37	26.093.670	869.789	828.070	828.070	828.070	828.070	828.070	828.070	828.070	828.070	828.070	R\$ 0,5824	R\$ 15.197.736,21	R\$ 219.313.583,58				
mai/13	188.328	1.184.545	38.211	24.059					R\$ 193,00	R\$ 228.618.163,17	24.931.485	804.241	869.970	869.970	869.970	869.970	869.970	869.970	869.970	869.970	869.970	R\$ 0,5248	R\$ 13.082.796,75	R\$ 241.700.959,91				
jun/13	178.667	1.123.784	37.459	23.577					R\$ 205,82	R\$ 231.296.270,61	23.134.827	771.161	854.280	854.280	854.280	854.280	854.280	854.280	854.280	854.280	854.280	R\$ 0,5293	R\$ 12.245.263,93	R\$ 243.541.534,53				
jul/13	122.220	768.741	24.798	24.798					R\$ 228,86	R\$ 175.935.092,75	6.821.714	220.055	904.460	904.460	904.460	904.460	904.460	904.460	904.460	904.460	904.460	R\$ 0,5375	R\$ 3.666.671,27	R\$ 179.601.764,02				
ago/13	146.594	922.047	29.743	29.743					R\$ 239,36	R\$ 220.698.163,62	7.499.745	241.927	1.089.390	1.089.390	1.089.390	1.089.390	1.089.390	1.089.390	1.089.390	1.089.390	1.089.390	R\$ 0,6502	R\$ 4.876.634,18	R\$ 225.574.797,80				
set/13	139.049	874.593	29.153	29.153					R\$ 233,05	R\$ 203.819.763,47	7.066.397	235.547	1.095.330	1.095.330	1.095.330	1.095.330	1.095.330	1.095.330	1.095.330	1.095.330	1.095.330	R\$ 0,6459	R\$ 4.563.973,82	R\$ 208.383.737,30				
out/13	144.390	908.184	29.296	29.296					R\$ 220,48	R\$ 200.234.729,57	7.703.539	248.501	1.116.710	1.116.710	1.116.710	1.116.710	1.116.710	1.116.710	1.116.710	1.116.710	1.116.710	R\$ 0,6344	R\$ 4.887.279,21	R\$ 205.122.008,77				
nov/13	140.084	881.101	29.370	29.370					R\$ 234,67	R\$ 206.769.123,30	7.106.649	236.888	1.122.140	1.122.140	1.122.140	1.122.140	1.122.140	1.122.140	1.122.140	1.122.140	1.122.140	R\$ 0,6605	R\$ 4.693.870,59	R\$ 211.462.993,89				
dez/13	144.381	908.126	29.294	29.294					R\$ 238,21	R\$ 216.323.787,15	7.065.732	227.927	1.123.650	1.123.650	1.123.650	1.123.650	1.123.650	1.123.650	1.123.650	1.123.650	1.123.650	R\$ 0,7257	R\$ 5.127.672,37	R\$ 221.451.459,52				
jan/14	144.222	907.129	29.262	29.262					R\$ 237,36	R\$ 215.316.742,21	7.351.491	237.145	1.117.940	1.117.940	1.117.940	1.117.940	1.117.940	1.117.940	1.117.940	1.117.940	1.117.940	R\$ 0,7004	R\$ 5.149.278,36	R\$ 220.466.020,57				
fev/14	178.948	1.125.551	40.198	40.198					R\$ 237,49	R\$ 267.304.312,55	7.823.752	279.420	1.496.910	1.496.910	1.496.910	1.496.910	1.496.910	1.496.910	1.496.910	1.496.910	1.496.910	R\$ 0,7828	R\$ 6.124.745,78	R\$ 273.429.058,33				
mar/14	308.454	1.940.116	62.584	62.584					R\$ 228,47	R\$ 443.253.545,70	10.388.344	335.108	2.346.480	2.346.480	2.346.480	2.346.480	2.346.480	2.346.480	2.346.480	2.346.480	2.346.480	R\$ 0,6365	R\$ 6.612.388,77	R\$ 449.865.934,47				
abr/14	373.976	2.352.240	78.408	78.408					R\$ 221,53	R\$ 521.101.110,65	33.486.995	1.116.233	2.772.230	2.772.230	2.772.230	2.772.230	2.772.230	2.772.230	2.772.230	2.772.230	2.772.230	R\$ 0,7235	R\$ 24.226.836,02	R\$ 545.327.946,67				
mai/14	457.603	2.878.238	92.846	92.846					R\$ 222,82	R\$ 641.337.224,04	63.843.153	2.059.457	3.423.250	3.423.250	3.423.250	3.423.250	3.423.250	3.423.250	3.423.250	3.423.250	3.423.250	R\$ 0,3650	R\$ 23.301.473,84	R\$ 664.638.697,88				
jun/14	461.718	2.904.117	96.804	96.804					R\$ 231,30	R\$ 671.736.000,70	69.116.037	2.303.868	3.591.020	3.591.020	3.591.020	3.591.020	3.591.020	3.591.020	3.591.020	3.591.020	3.591.020	R\$ 0,3767	R\$ 26.033.246,38	R\$ 697.769.247,08				
jul/14	343.286	2.159.206	69.652	69.652					R\$ 221,56	R\$ 478.393.255,25	38.254.830	1.234.027	2.502.310	2.502.310	2.502.310	2.502.310	2.502.310	2.502.310	2.502.310	2.502.310	2.502.310	R\$ 0,3606	R\$ 13.793.543,91	R\$ 492.186.799,16				
ago/14	482.036	3.031.915	97.804	97.804					R\$ 212,68	R\$ 644.828.734,79	60.637.911	1.956.038	3.350.530	3.350.530	3.350.530	3.350.530	3.350.530	3.350.530	3.350.530	3.350.530	3.350.530	R\$ 0,3521	R\$ 21.351.567,79	R\$ 666.180.302,58				
set/14	389.695	2.451.108	81.704	81.704					R\$ 232,63	R\$ 570.196.092,83	53.041.070	1.768.036	2.781.590	2.781.590	2.781.590	2.781.590	2.781.590	2.781.590	2.781.590	2.781.590	2.781.590	R\$ 0,3438	R\$ 18.237.110,94	R\$ 588.433.203,77				
out/14	535.915	3.370.805	108.736	108.736					R\$ 201,73	R\$ 679.991.977,98	63.449.380	2.046.754	3.693.300	3.693.300	3.693.300	3.693.300	3.693.300	3.693.300	3.693.300	3.693.300	3.693.300	R\$ 0,3365	R\$ 21.349.447,42	R\$ 701.341.425,40				
nov/14	601.903	3.785.855	126.915	126.915	8.111				R\$ 190,50	R\$ 721.201.199,24	66.592.137	2.219.738	4.034.630	4.034.630	4.034.630	4.034.630	4.034.630	4.034.630	4.034.630	4.034.630	4.034.630	R\$ 0,3439	R\$ 22.899.088,23	R\$ 744.100.237,46				
dez/14	727.187	4.573.866	147.544	147.544	116.532	29.824			R\$ 146,44	R\$ 669.806.331,34	100.659.572	3.247.083	3.951.710	3.951.710	3.951.710	3.951.710	3.951.710	3.951.710	3.951.710	3.951.710	3.951.710	R\$ 0,3139	R\$ 31.600.059,46	R\$ 701.406.390,79				
jan/15	705.188	4.435.498	143.081	143.081	113.018	29.543			R\$ 120,71	R\$ 535.403.407,96	91.921.889	2.965.222	3.788.250	3.788.250	3.788.250	3.788.250	3.788.250	3.788.250	3.788.250	3.788.250	3.788.250	R\$ 0,2794	R\$ 25.682.056,61	R\$ 561.085.464,57				
fev/15	632.242	3.976.681	142.024	142.024	117.150	24.823			R\$ 143,51	R\$ 570.698.317,44	88.060.667	2.430.738	3.935.300	3.935.300	3.935.300	3.935.300	3.935.300	3.935.300	3.935.300	3.935.300	3.935.300	R\$ 0,2916	R\$ 19.843.768,16	R\$ 590.542.085,60				
mar/15	755.136	4.749.665	153.215	153.215	117.588	35.627			R\$ 151,30	R\$ 718.637.420,22	62.374.360	2.012.076	3.990.570	3.990.570	3.990.570	3.990.570	3.990.570	3.990.570	3.990.570	3.990.570	3.990.570	R\$ 0,3019	R\$ 18.828.948,03	R\$ 737.466.368,25				
abr/15	895.257	5.630.998	187.700	187.700	119.817	67.883			R\$ 158,94	R\$ 894.969.752,02	44.651.668	1.488.389	4.036.680	4.036.680	4.036.680	4.036.680	4.036.680	4.036.680	4.036.680	4.036.680	4.036.680	R\$ 0,2852	R\$ 12.732.869,71	R\$ 907.702.621,73				
mai/15	913.391	5.745.054	185.324	185.324	116.269	69.055			R\$ 173,90	R\$ 999.091.288,89	57.686.261	1.860.847	3.956.090	3.956.090	3.956.090	3.956.090	3.956.090	3.956.090	3.956.090	3.956.090	3.956.090	R\$ 0,2885	R\$ 16.643.063,22	R\$ 1.015.734.352,11				
jun/15	952.777	5.993.419	199.781	199.781	118.787	80.993			R\$ 168,91	R\$ 1.012.359.819,15	62.436.036	2.081.201	4.026.790	4.026.790	4.026.790	4.026.790	4.026.790	4.026.790	4.026.790	4.026.790	4.026.790	R\$ 0,2760	R\$ 17.229.224,10	R\$ 1.029.589.043,25				
jul/15	1.010.313	6.354.677	204.990	204.990	119.209	85.781			R\$ 158,91	R\$ 1.009.790.366,17	59.133.944	1.907.547	4.089.740	4.089.740	4.089.740	4.089.740	4.089.740	4.089.740	4.089.740	4.089.740	4.089.740	R\$ 0,2592	R\$ 15.327.518,22	R\$ 1.025.117.884,39				
ago/15	1.019.191	6.410.520	206.791	206.791	119.794	86.997			R\$ 138,31	R\$ 886.639.947,93	53.760.350	1.734.205	4.103.180	4.103.180	4.103.180	4.103.180	4.103.180	4.103.180	4.103.180	4.103.180	4.103.180	R\$ 0,2674	R\$ 14.375.517,54	R\$ 901.015.465,47				
set/15	960.043	6.038.489	201.283	201.283	116.755	84.528			R\$ 157,57	R\$ 951.481.472,17	74.772.243	2.492.408	4.011.790	4.011.790	4.011.790	4.011.790	4.011.790	4.011.790	4.011.790	4.011.790	4.011.790	R\$ 0,3013	R\$ 22.528.876,73	R\$ 974.010.348,91				
out/15	993.302	6.247.682	201.538	201.538	119.837	81.701			R\$ 161,14	R\$ 1.006.733.151,92	75.780.202	2.444.523	4.163.980	4.163.980	4.163.980	4.163.980	4.163.980	4.163.980	4.163.980	4.163.980	4.163.980	R\$ 0,2862	R\$ 21.688.293,80	R\$ 1.028.421.445,73				
nov/15	886.917	5.578.539	185.951	185.951	95.739	90.212			R\$ 138,70	R\$ 773.743.219,70	27.520.773	917.359	3.246.440	3.														

## Apêndice B – Tabela com a Produção de Sapinhoá por Poço (em Bbl/d)

	Produção Mensal dos Poços de Sapinhoá em Bbl/d												
	1-BRSA-594-SPS	9-BRSA-928-SPS	7-SPH-4D-SPS	7-SPH-5-SPS	3-BRSA-788-SPS	7-SPH-7D-SPS	7-SPH-1-SPS	7-SPH-8-SPS	7-SPH-2D-SPS	7-SPH-6-SPS	7-SPH-14D-SPS	7-SPH-3-SPS	7-SPH-16D-SPS
fevereiro/2013	16.439												
março/2013	12.123												
abril/2013	22.394												
maio/2013	24.059												
junho/2013	23.577												
julho/2013	24.798												
agosto/2013	29.743												
setembro/2013	29.153												
outubro/2013	29.296												
novembro/2013	29.370												
dezembro/2013	29.294												
janeiro/2014	29.262												
fevereiro/2014	28.854												
março/2014	28.020	34.564											
abril/2014	21.784	30.385	26.239										
maio/2014	26.516	32.635	33.696										
junho/2014	28.498	34.057	34.282										
julho/2014	6.568	22.649	24.378	16.057									
agosto/2014	11.197	25.098	31.101	30.408									
setembro/2014	12.651	22.425	20.831	25.797									
outubro/2014	15.558	29.668	29.231	34.279									
novembro/2014	17.179	32.196	32.666	36.015									
dezembro/2014	17.448	31.938	32.095	35.051	29.824								
janeiro/2015	17.314	31.284	30.055	34.365	29.543								
fevereiro/2015	19.162	31.240	31.875	34.869	24.822								
março/2015	19.519	28.330	26.918	33.535	29.154	6.474	9.286						
abril/2015	25.344	23.069	2.027	34.340	27.646	40.237	35.038						
maio/2015	21.138	23.868	2.808	33.478	27.466	40.305	34.977	1.284					
junho/2015	24.477	24.111		34.513	14.459	38.756	35.716	27.748					
julho/2015	24.515	24.795		31.569	18.635	36.610	34.217	30.806	4.113				
agosto/2015	24.758	26.661		32.834	25.203	36.875	35.541	24.919					
setembro/2015	16.766	24.519	5.502	31.875	20.335	33.770	34.076	23.829	4.016	6.595			
outubro/2015			29.038	33.043	18.001	36.256	34.223	27.318	22.497	125			
novembro/2015			23.322	26.880	23.182	38.785	27.366	28.245	18.172				
dezembro/2015		965	21.771	23.140	26.434	36.389	21.377	27.089	14.353				
janeiro/2016		6.484	23.914	32.822	25.973	34.090	31.632	26.500	24.666				
fevereiro/2016			28.708	32.120	20.187	26.642	33.145	23.549	15.467	2.226			
março/2016		24.689	28.118	31.926	15.275	31.536	33.074	26.063	2.029	28.204			
abril/2016		2.116	27.403	31.335	21.990	30.954	30.789	25.677	27.851	30.942			
maio/2016		14.485	19.472	24.365	17.652	27.613	33.060	22.535	28.406	28.632			
junho/2016		22.314	17.085	20.810	13.338	30.332	33.028	24.481	26.575	31.965			
julho/2016		27.081	16.684	16.226	20.089	30.144	32.595	25.015	25.965	31.195			
agosto/2016		22.587	16.111	21.957	20.519	28.425	32.139	22.435	27.026	28.741	4.342		
setembro/2016		22.129	14.397	24.423	24.939	33.762	32.232	25.147	26.666	31.817	28.535		
outubro/2016		23.042	17.558	21.203	23.737	31.911	31.974	24.492	26.071	30.226	26.926		
novembro/2016		23.057	22.723	16.068	10.376	25.506	32.075	15.680	25.904	26.662	13.874		
dezembro/2016		24.437	22.424	16.436	20.896	31.551	31.311	24.738	25.448	30.068	26.908		
janeiro/2017		23.769	22.306	15.756	19.259	30.928	30.419	24.576	25.019	29.458	25.782	2.337	
fevereiro/2017		20.471	16.001	3.007	21.586	31.316	29.418	24.623	23.092	29.603	27.408	27.733	
março/2017		20.815	18.578	1.142	24.050	31.552	24.957	24.650	25.032	29.335	25.121	27.555	
abril/2017		23.554	18.794		20.986	28.549	24.845	22.784	24.523	26.739	24.109	27.747	
maio/2017		23.866	18.933		22.507	31.041	28.434	24.583	21.193	28.823	26.436	20.051	
junho/2017		18.665	19.883	5.265	23.241	31.877	28.040	22.237	24.855	21.574	26.664	21.726	16.059

## Apêndice C – Tabela para Fluxo de Caixa do Regime de Concessão

Ano	Produção Anual (boe)	Receita Total Bruta (USD)	CAPEX (USD)		Custo Abandono	Custo Unitário de Produção (USD/Boe)	Custo de Produção do Pré-Sal.	Custo de P&D (1%)	Royalties (10%)	Taxa de Retenção de Área (USD)	Participação Especial	Fluxo de Caixa		
			Exploração + Perfuração	Produção e Injeção										
2000	0	\$ -	\$ 18.168.442,50	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 411.578,13	\$ -	\$ -18.580.020,63		
2001	0	\$ -	\$ 70.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 451.912,78	\$ -	\$ -70.451.912,78		
2002	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 498.911,71	\$ -	\$ -498.911,71		
2003	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 548.802,88	\$ -	\$ -548.802,88		
2004	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 590.896,06	\$ -	\$ -590.896,06		
2005	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 662.571,75	\$ -	\$ -662.571,75		
2006	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 670.655,13	\$ -	\$ -670.655,13		
2007	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 696.072,96	\$ -	\$ -696.072,96		
2008	0	\$ -	\$ 120.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 750.993,12	\$ -	\$ -120.750.993,12		
2009	0	\$ -	\$ 120.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 819.333,49	\$ -	\$ -120.819.333,49		
2010	0	\$ -	\$ 150.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 819.333,49	\$ -	\$ -150.819.333,49		
2011	0	\$ -	\$ 240.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 911.918,17	\$ -	\$ -240.911.918,17		
2012	0	\$ -	\$ 720.000.000,00	\$ 400.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 118.587,31	\$ -	\$ -1.120.118.587,31		
2013	11.581.670	\$ 737.052.623,06	\$ 720.000.000,00	\$ 400.000.000,00	\$ 40.000.000,00	\$ 8,00	\$ 92.653.360	\$ 92.653.360	\$ 73.705.262,31	\$ 641.023,72	\$ -	\$ -589.305.999,39		
2014	35.142.350	\$ 2.107.857.895,05	\$ 720.000.000,00	\$ 400.000.000,00	\$ 40.400.000,00	\$ 8,08	\$ 283.950.186	\$ 283.950.186	\$ 210.785.789,95	\$ 676.408,23	\$ 107.777.987,64	\$ 323.865.352,59		
2015	70.932.091	\$ 3.187.829.988,65	\$ 720.000.000,00	\$ 200.000.000,00	\$ 40.804.000,00	\$ 8,16	\$ 578.862.608	\$ 578.862.608	\$ 318.782.998,87	\$ 701.976,46	\$ 398.946.543,64	\$ 898.555.538,43		
2016	90.316.859	\$ 3.514.063.664,90	\$ 600.000.000,00	\$ 100.000.000,00	\$ 41.212.040,00	\$ 8,24	\$ 744.428.401	\$ 744.428.401	\$ 351.406.366,65	\$ 776.877,35	\$ 323.286.211,97	\$ 1.318.590.009,22		
2017	100.285.775	\$ 4.813.717.184,15	\$ 120.000.000,00	\$ 100.000.000,00	\$ 41.624.160,40	\$ 8,32	\$ 834.862.234	\$ 834.862.234	\$ 481.371.718,41	\$ 832.424,08	\$ 832.665.858,36	\$ 2.355.056.040,99		
2018	99.584.194	\$ 4.827.841.732,96	\$ -	\$ -	\$ 42.040.402,00	\$ 8,41	\$ 837.311.911	\$ 837.311.911	\$ 482.784.173,30	\$ 882.369,52	\$ 833.007.837,71	\$ 2.584.418.991,46		
2019	99.584.194	\$ 4.876.120.150,29	\$ -	\$ -	\$ 42.460.806,02	\$ 8,49	\$ 845.685.030	\$ 845.685.030	\$ 487.612.015,03	\$ 935.311,69	\$ 842.582.281,82	\$ 2.609.018.815,64		
2020	99.584.194	\$ 4.924.881.351,80	\$ -	\$ -	\$ 42.885.414,08	\$ 8,58	\$ 854.141.881	\$ 854.141.881	\$ 492.488.135,52	\$ 991.430,40	\$ 852.251.727,59	\$ 2.633.865.380,84		
2021	99.584.194	\$ 4.974.130.165,31	\$ -	\$ -	\$ 43.314.268,23	\$ 8,66	\$ 862.683.299	\$ 862.683.299	\$ 497.413.016,53	\$ 1.050.916,22	\$ 862.017.080,48	\$ 2.658.961.199,04		
2022	99.584.194	\$ 5.023.871.466,97	\$ -	\$ -	\$ 43.747.410,91	\$ 8,75	\$ 871.310.132	\$ 871.310.132	\$ 502.387.146,70	\$ 1.113.971,19	\$ 871.879.252,31	\$ 2.684.308.810,01		
2023	99.584.194	\$ 5.074.110.181,64	\$ -	\$ -	\$ 44.184.885,02	\$ 8,84	\$ 880.023.234	\$ 880.023.234	\$ 507.411.018,16	\$ 1.180.809,46	\$ 881.839.161,19	\$ 2.709.910.781,75		
2024	99.584.194	\$ 5.124.851.283,45	\$ -	\$ -	\$ 44.626.733,87	\$ 8,93	\$ 888.823.466	\$ 888.823.466	\$ 512.485.128,35	\$ 1.251.658,03	\$ 936.793.731,42	\$ 2.690.873.710,95		
2025	99.584.194	\$ 5.176.099.796,29	\$ -	\$ -	\$ 45.073.001,21	\$ 9,01	\$ 897.711.701	\$ 897.711.701	\$ 517.609.979,63	\$ 1.326.757,51	\$ 946.951.893,35	\$ 2.716.992.223,44		
2026	94.783.006	\$ 4.975.813.353,57	\$ -	\$ -	\$ 45.523.731,22	\$ 9,10	\$ 862.975.221	\$ 862.975.221	\$ 497.581.335,36	\$ 1.406.362,97	\$ 886.824.589,70	\$ 2.633.150.342,30		
2027	86.583.147	\$ 4.590.799.687,73	\$ -	\$ -	\$ 45.907.968,53	\$ 9,20	\$ 796.200.761	\$ 796.200.761	\$ 459.079.968,77	\$ 1.490.744,74	\$ 775.789.556,22	\$ 2.467.842.436,63		
2028	79.263.813	\$ 4.244.742.124,16	\$ -	\$ -	\$ 46.438.758,21	\$ 9,29	\$ 736.182.613	\$ 736.182.613	\$ 424.474.212,42	\$ 1.580.189,43	\$ 676.164.684,41	\$ 2.319.034.435,24		
2029	72.735.386	\$ 3.934.082.594,62	\$ -	\$ -	\$ 46.903.145,80	\$ 9,38	\$ 682.303.687	\$ 682.303.687	\$ 393.408.259,46	\$ 1.675.000,79	\$ 655.211.821,22	\$ 2.116.914.854,92		
2030	66.917.484	\$ 3.655.600.283,54	\$ -	\$ -	\$ 47.372.177,25	\$ 9,47	\$ 634.005.386	\$ 634.005.386	\$ 365.560.028,35	\$ 1.775.500,84	\$ 571.384.623,22	\$ 2.000.722.066,20		
2031	61.738.011	\$ 3.406.380.096,69	\$ -	\$ -	\$ 47.845.899,03	\$ 9,57	\$ 590.782.131	\$ 590.782.131	\$ 340.638.800,97	\$ 1.882.030,89	\$ 495.928.289,82	\$ 1.897.121.965,84		
2032	57.132.307	\$ 3.183.784.092,67	\$ -	\$ -	\$ 48.324.358,02	\$ 9,66	\$ 552.176.416	\$ 552.176.416	\$ 318.378.840,93	\$ 1.994.952,75	\$ 458.485.319,85	\$ 1.774.581.748,97		
2033	53.042.384	\$ 2.985.425.599,37	\$ -	\$ -	\$ 48.807.601,60	\$ 9,76	\$ 517.774.308	\$ 517.774.308	\$ 298.542.559,94	\$ 2.114.649,91	\$ 427.690.439,38	\$ 1.662.756.434,08		
2034	49.416.238	\$ 2.809.145.763,65	\$ -	\$ -	\$ 49.295.677,61	\$ 9,86	\$ 487.201.391	\$ 487.201.391	\$ 280.914.576,37	\$ 2.241.528,90	\$ 373.646.915,66	\$ 1.589.995.745,32		
2035	46.207.240	\$ 2.652.992.306,05	\$ -	\$ -	\$ 49.788.634,39	\$ 9,96	\$ 460.119.072	\$ 460.119.072	\$ 265.299.230,60	\$ 2.376.020,64	\$ 338.529.822,78	\$ 1.512.725.623,19		
2036	43.373.576	\$ 2.515.200.273,63	\$ -	\$ -	\$ 50.286.520,73	\$ 10,06	\$ 436.221.248	\$ 436.221.248	\$ 251.520.027,74	\$ 2.518.581,88	\$ 334.329.811,65	\$ 1.417.690.662,70		
2037	40.877.762	\$ 2.394.174.603,84	\$ -	\$ -	\$ 50.789.385,94	\$ 10,16	\$ 415.231.282	\$ 415.231.282	\$ 239.417.746,04	\$ 2.669.696,79	\$ 296.523.105,79	\$ 1.368.271.623,45		
2038	38.686.190	\$ 2.288.474.329,35	\$ -	\$ -	\$ 51.297.279,80	\$ 10,26	\$ 396.899.261	\$ 396.899.261	\$ 228.847.432,93	\$ 2.829.878,60	\$ 262.911.668,71	\$ 1.325.633.943,96		
CAPEX Totais (Incluindo Bônus de Assinatura):		\$	4.318.168.442,50	\$	1.600.000.000,00	Abandono Total: \$		1.181.025.259,87						
Bônus de Assinatura do bloco BM-S-9:		R\$	116.278.032,00											
Bônus de Assinatura para Sapinhoá:		R\$	58.139.016,00											
												VPL =	\$	1.234.627.982,86
												TIR =		29%
												TMA Aplicada:		15%

## Apêndice D - Tabela para Apuração da Receita Líquida no Regime de Concessão para fins de cálculo das Participações Especiais

Ano	Receita Total Bruta (USD)	Distribuição do CAPEX de Exploração e Perfuração	Distribuição do CAPEX de Produção e Injeção	Custos de Abadono + P&D + Produção Pré-Sal + Taxa de Retenção	Custos de Royalties (10%)	Receita Líquida	Alíquota de Participação Especial	Participação Especial
2008	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 750.993,12	\$ -	\$ -750.993,12		\$ -
2009	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 819.333,49	\$ -	\$ -819.333,49		\$ -
2010	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 819.333,49	\$ -	\$ -819.333,49		\$ -
2011	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 911.918,17	\$ -	\$ -911.918,17		\$ -
2012	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 118.587,31	\$ -	\$ -118.587,31		\$ -
2013	\$ 737.052.623,06	\$ -	\$ -	\$ 133.294.383,87	\$ 73.705.262,31	\$ 530.052.976,89		\$ -
2014	\$ 2.107.857.895,05	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 346.105.173,54	\$ 210.785.789,51	\$ 1.103.089.035,84	+/- 5,5%	\$ 107.777.987,64
2015	\$ 3.187.829.988,65	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 652.246.884,18	\$ 318.782.998,87	\$ 1.768.922.209,44	+/- 20,98%	\$ 398.946.543,64
2016	\$ 3.514.063.664,90	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 821.557.954,56	\$ 351.406.366,49	\$ 1.893.221.447,68	+/- 26,88%	\$ 323.286.211,97
2017	\$ 4.813.717.184,15	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 925.455.990,46	\$ 481.371.718,41	\$ 2.959.011.579,11	28%	\$ 832.665.858,36
2018	\$ 4.827.841.732,96	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 928.513.100,02	\$ 482.784.173,30	\$ 2.968.666.563,48	28%	\$ 833.007.837,71
2019	\$ 4.876.120.150,29	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 937.842.349,49	\$ 487.612.015,03	\$ 3.002.787.889,60	28%	\$ 842.582.281,82
2020	\$ 4.924.881.351,80	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 947.267.538,57	\$ 492.488.135,18	\$ 3.037.247.781,88	28%	\$ 852.251.727,59
2021	\$ 4.974.130.165,31	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 956.789.785,48	\$ 497.413.016,53	\$ 3.072.049.467,14	28%	\$ 862.017.080,48
2022	\$ 5.023.871.466,97	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 966.410.229,15	\$ 502.387.146,70	\$ 3.107.196.194,96	28%	\$ 871.879.252,31
2023	\$ 5.074.110.181,64	\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00	\$ 976.130.030,00	\$ 507.411.018,16	\$ 3.142.691.237,31	28%	\$ 881.839.161,19
2024	\$ 5.124.851.283,45	\$ 287.877.896,17	\$ -	\$ 985.950.370,77	\$ 512.485.128,35	\$ 3.338.537.888,17	28%	\$ 936.793.731,42
2025	\$ 5.176.099.796,29	\$ 287.877.896,17	\$ -	\$ 995.872.457,38	\$ 517.609.979,63	\$ 3.374.739.463,11	28%	\$ 946.951.893,35
2026	\$ 4.975.813.353,57	\$ 287.877.896,17	\$ -	\$ 959.663.449,17	\$ 497.581.335,36	\$ 3.230.690.672,87	27%	\$ 886.824.589,70
2027	\$ 4.590.799.687,73	\$ 287.877.896,17	\$ -	\$ 889.578.470,84	\$ 459.079.968,77	\$ 2.954.263.351,94	26%	\$ 775.789.556,22
2028	\$ 4.244.742.124,16	\$ 287.877.896,17	\$ -	\$ 826.648.981,52	\$ 424.474.212,42	\$ 2.705.741.034,06	25%	\$ 676.164.684,41
2029	\$ 3.934.082.594,62	\$ -	\$ -	\$ 770.222.659,81	\$ 393.408.259,46	\$ 2.770.451.675,35	24%	\$ 655.211.821,22
2030	\$ 3.655.600.283,54	\$ -	\$ -	\$ 719.709.066,60	\$ 365.560.028,35	\$ 2.570.331.188,58	22%	\$ 571.384.623,22
2031	\$ 3.406.380.096,69	\$ -	\$ -	\$ 674.573.862,25	\$ 340.638.009,67	\$ 2.391.168.224,77	21%	\$ 495.928.289,82
2032	\$ 3.183.784.092,67	\$ -	\$ -	\$ 634.333.567,32	\$ 318.378.409,27	\$ 2.231.072.116,08	21%	\$ 458.485.319,85
2033	\$ 2.985.425.599,37	\$ -	\$ -	\$ 598.550.815,88	\$ 298.542.559,94	\$ 2.088.332.223,55	20%	\$ 427.690.439,38
2034	\$ 2.809.145.763,65	\$ -	\$ -	\$ 566.830.055,21	\$ 280.914.576,37	\$ 1.961.401.132,08	19%	\$ 373.646.915,66
2035	\$ 2.652.992.306,05	\$ -	\$ -	\$ 538.813.650,12	\$ 265.299.230,60	\$ 1.848.879.425,33	18%	\$ 338.529.822,78
2036	\$ 2.515.200.273,63	\$ -	\$ -	\$ 514.178.353,80	\$ 251.520.027,36	\$ 1.749.501.892,47	19%	\$ 334.329.811,65
2037	\$ 2.394.174.603,84	\$ -	\$ -	\$ 492.632.111,00	\$ 239.417.460,38	\$ 1.662.125.032,45	18%	\$ 296.523.105,79
2038	\$ 2.288.474.329,35	\$ -	\$ -	\$ 473.911.162,34	\$ 228.847.432,93	\$ 1.585.715.734,07	17%	\$ 262.911.668,71
Valor Total de Capex		\$ 4.318.168.442,50	\$ 1.600.000.000,00					
Divisão de abatimento		\$ 287.877.896,17	\$ 160.000.000,00					
		15 anos contínuos	10 anos contínuos					

## Apêndice E - Tabela para Fluxo de Caixa do Regime de Partilha

Ano	Produção Anual (boe)	Receita Total Bruta (USD)	CAPEX (USD)		Custo Abandono	Custo Unitário de Produção (USD/Boe)	Custo de Produção do Pré-Sal.	Custo de P&D (1%)	Royalties (15%)	Excedente em Óleo (25%)	Fluxo de Caixa	
			Exploração + Perfuração	Produção e Injeção								
2000	0	\$ -	\$ 546.875.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -546.875.000,00	
2001	0	\$ -	\$ 70.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -70.000.000,00	
2002	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
2003	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
2004	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
2005	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
2006	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
2007	0	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
2008	0	\$ -	\$ 120.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -120.000.000,00	
2009	0	\$ -	\$ 120.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -120.000.000,00	
2010	0	\$ -	\$ 150.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -150.000.000,00	
2011	0	\$ -	\$ 240.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -240.000.000,00	
2012	0	\$ -	\$ 720.000.000,00	\$ 400.000.000,00	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -1.120.000.000,00	
2013	11.581.670	\$ 737.052.623,06	\$ 720.000.000,00	\$ 400.000.000,00	\$ 40.000.000,00	\$ 8,00	\$ 92.653.360	\$ 7.370.526,23	\$ 110.557.893,46	\$ 121.617.710,81	\$ -755.146.867,58	
2014	35.142.350	\$ 2.107.857.895,05	\$ 720.000.000,00	\$ 400.000.000,00	\$ 40.400.000,00	\$ 8,08	\$ 281.138.798	\$ 21.078.578,95	\$ 316.178.684,26	\$ 250.598.793,70	\$ 78.463.041,77	
2015	70.932.091	\$ 3.187.829.988,65	\$ 720.000.000,00	\$ 200.000.000,00	\$ 40.804.000,00	\$ 8,16	\$ 567.456.728	\$ 31.878.299,89	\$ 478.174.498,30	\$ 405.712.449,05	\$ 743.804.013,81	
2016	90.316.859	\$ 3.514.063.664,90	\$ 600.000.000,00	\$ 100.000.000,00	\$ 41.212.040,00	\$ 8,24	\$ 722.534.871	\$ 35.140.636,65	\$ 527.109.549,73	\$ 435.349.975,11	\$ 1.052.716.591,98	
2017	100.285.775	\$ 4.813.717.184,15	\$ 120.000.000,00	\$ 100.000.000,00	\$ 41.624.160,40	\$ 8,32	\$ 802.286.197	\$ 48.137.171,84	\$ 722.057.577,62	\$ 688.236.352,56	\$ 2.291.375.724,36	
2018	99.584.194	\$ 4.827.841.732,96	\$ -	\$ -	\$ 42.040.402,00	\$ 8,41	\$ 796.673.553	\$ 48.278.417,33	\$ 724.176.259,94	\$ 692.501.608,43	\$ 2.524.171.491,96	
2019	99.584.194	\$ 4.876.120.150,29	\$ -	\$ -	\$ 42.460.806,02	\$ 8,49	\$ 796.673.553	\$ 48.761.201,50	\$ 731.418.022,54	\$ 702.534.975,07	\$ 2.554.271.591,86	
2020	99.584.194	\$ 4.924.881.351,80	\$ -	\$ -	\$ 42.885.414,08	\$ 8,58	\$ 796.673.553	\$ 49.248.813,52	\$ 738.732.202,77	\$ 712.668.675,37	\$ 2.584.672.692,76	
2021	99.584.194	\$ 4.974.130.165,31	\$ -	\$ -	\$ 43.314.268,23	\$ 8,66	\$ 796.673.553	\$ 49.741.301,65	\$ 746.119.524,80	\$ 722.903.712,67	\$ 2.615.377.804,67	
2022	99.584.194	\$ 5.023.871.466,97	\$ -	\$ -	\$ 43.747.410,91	\$ 8,75	\$ 796.673.553	\$ 50.238.714,67	\$ 753.580.720,05	\$ 733.241.100,35	\$ 2.646.389.967,70	
2023	99.584.194	\$ 5.074.110.181,64	\$ -	\$ -	\$ 44.184.885,02	\$ 8,84	\$ 796.673.553	\$ 50.741.101,82	\$ 761.116.527,25	\$ 743.681.861,90	\$ 2.677.712.252,36	
2024	99.584.194	\$ 5.124.851.283,45	\$ -	\$ -	\$ 44.626.733,87	\$ 8,93	\$ 796.673.553	\$ 51.248.512,83	\$ 768.727.692,52	\$ 794.227.031,07	\$ 2.669.347.759,87	
2025	99.584.194	\$ 5.176.099.796,29	\$ -	\$ -	\$ 45.073.001,21	\$ 9,01	\$ 796.673.553	\$ 51.760.997,96	\$ 776.414.969,44	\$ 804.877.651,93	\$ 2.701.299.622,45	
2026	94.783.006	\$ 4.975.813.353,57	\$ -	\$ -	\$ 45.523.731,22	\$ 9,10	\$ 758.264.051	\$ 49.758.133,54	\$ 746.372.003,04	\$ 772.307.191,98	\$ 2.603.588.242,61	
2027	86.583.147	\$ 4.590.799.687,73	\$ -	\$ -	\$ 45.978.968,53	\$ 9,20	\$ 692.665.178	\$ 45.907.996,88	\$ 688.619.953,16	\$ 707.740.231,09	\$ 2.409.887.359,92	
2028	79.263.813	\$ 4.244.742.124,16	\$ -	\$ -	\$ 46.438.758,21	\$ 9,29	\$ 634.110.507	\$ 42.447.421,24	\$ 636.711.318,62	\$ 649.591.863,16	\$ 2.235.442.256,15	
2029	72.735.386	\$ 3.934.082.594,62	\$ -	\$ -	\$ 46.903.145,80	\$ 9,38	\$ 581.883.092	\$ 39.340.825,95	\$ 590.112.389,19	\$ 668.960.785,47	\$ 2.006.882.356,42	
2030	66.917.484	\$ 3.655.600.283,54	\$ -	\$ -	\$ 47.372.177,25	\$ 9,47	\$ 535.339.875	\$ 36.556.002,84	\$ 548.340.042,53	\$ 621.998.046,60	\$ 1.865.994.139,81	
2031	61.738.011	\$ 3.406.380.096,69	\$ -	\$ -	\$ 47.845.899,03	\$ 9,57	\$ 493.904.091	\$ 34.063.800,97	\$ 510.957.014,50	\$ 579.902.322,86	\$ 1.739.706.968,59	
2032	57.132.307	\$ 3.183.784.092,67	\$ -	\$ -	\$ 48.324.358,02	\$ 9,66	\$ 457.058.459	\$ 31.837.840,93	\$ 477.567.613,90	\$ 542.248.955,12	\$ 1.626.746.865,35	
2033	53.042.384	\$ 2.985.425.599,37	\$ -	\$ -	\$ 48.807.601,60	\$ 9,76	\$ 424.339.071	\$ 29.854.255,99	\$ 447.813.839,90	\$ 508.652.707,64	\$ 1.525.958.122,92	
2034	49.416.238	\$ 2.809.145.763,65	\$ -	\$ -	\$ 49.295.677,61	\$ 9,86	\$ 395.329.907	\$ 28.091.457,64	\$ 421.371.864,55	\$ 478.764.214,24	\$ 1.436.292.642,71	
2035	46.207.240	\$ 2.652.992.306,05	\$ -	\$ -	\$ 49.788.634,39	\$ 9,96	\$ 369.657.917	\$ 26.529.923,06	\$ 397.948.845,91	\$ 452.266.746,41	\$ 1.356.800.239,23	
2036	43.373.576	\$ 2.515.200.273,63	\$ -	\$ -	\$ 50.286.520,73	\$ 10,06	\$ 346.988.610	\$ 25.152.002,74	\$ 377.280.041,05	\$ 428.873.274,75	\$ 1.286.619.824,24	
2037	40.877.762	\$ 2.394.174.603,84	\$ -	\$ -	\$ 50.789.385,94	\$ 10,16	\$ 327.022.093	\$ 23.941.746,04	\$ 359.126.190,58	\$ 408.323.797,09	\$ 1.224.971.391,26	
2038	38.686.190	\$ 2.288.474.329,35	\$ -	\$ -	\$ 51.297.279,80	\$ 10,26	\$ 309.489.519	\$ 22.884.743,29	\$ 343.271.149,40	\$ 390.382.909,59	\$ 1.171.148.728,76	
CAPEX Totais (Incluindo Bônus de Assinatura):			\$ 4.846.875.000,00	\$ 1.600.000.000,00	Abandono Total:		\$ 1.181.025.259,87					
Bônus de Assinatura Estimado para o bloco BM-S-9:			\$ 3.500.000.000,00			Percentual do Capex:		20,02%				
Bônus de Assinatura para Sapinhoá:			\$ 1.750.000.000,00									
										VPL =	\$ 646.703.765,22	
										TIR =	19%	
										TMA Aplicada:	15%	
										Excedente em Óleo Aplicado:	25,00%	

## Apêndice F - Tabela para Apuração da Receita Líquida no Regime de Partilha para fins de cálculo do Excedente em Óleo devido à União.

Ano	Receita Total Bruta (USD)	Distribuição do CAPEX de Exploração e Perfuração	Distribuição do CAPEX de Produção e Injeção	Custos de Abadono + P&D + Produção Pré-Sal	Custos de Royalties (10%)	Receita Líquida	Alíquota de Excedente em Óleo	Excedente em Óleo (25%)
2008	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		\$ -
2009	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		\$ -
2010	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		\$ -
2011	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		\$ -
2012	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		\$ -
2013	\$ 737.052.623,06	\$ -	\$ -	\$ 140.023.886,38	\$ 110.557.893,46	\$ 486.470.843,22	25%	\$ 121.617.710,81
2014	\$ 2.107.857.895,05	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 342.617.377,33	\$ 316.178.684,26	\$ 1.002.395.166,80	25%	\$ 250.598.791,70
2015	\$ 3.187.829.988,65	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 640.139.027,49	\$ 478.174.498,30	\$ 1.622.849.796,20	25%	\$ 405.712.449,05
2016	\$ 3.514.063.664,90	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 798.887.548,07	\$ 527.109.549,73	\$ 1.741.399.900,42	25%	\$ 435.349.975,11
2017	\$ 4.813.717.184,15	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 892.047.529,60	\$ 722.057.577,62	\$ 2.752.945.410,26	25%	\$ 688.236.352,56
2018	\$ 4.827.841.732,96	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 886.992.372,63	\$ 724.176.259,94	\$ 2.770.006.433,72	25%	\$ 692.501.608,43
2019	\$ 4.876.120.150,29	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 887.895.560,82	\$ 731.418.022,54	\$ 2.810.139.900,26	25%	\$ 702.534.975,07
2020	\$ 4.924.881.351,80	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 888.807.780,90	\$ 738.732.202,77	\$ 2.850.674.701,46	25%	\$ 712.668.675,37
2021	\$ 4.974.130.165,31	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 889.729.123,17	\$ 746.119.524,80	\$ 2.891.614.850,68	25%	\$ 722.903.712,67
2022	\$ 5.023.871.466,97	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 890.659.678,87	\$ 753.580.720,05	\$ 2.932.964.401,38	25%	\$ 733.241.100,35
2023	\$ 5.074.110.181,64	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00	\$ 891.599.540,13	\$ 761.116.527,25	\$ 2.974.727.447,60	25%	\$ 743.681.861,90
2024	\$ 5.124.851.283,45	\$ 286.666.666,67	\$ -	\$ 892.548.800,00	\$ 768.727.692,52	\$ 3.176.908.124,27	25%	\$ 794.227.031,07
2025	\$ 5.176.099.796,29	\$ 286.666.666,67	\$ -	\$ 893.507.552,46	\$ 776.414.969,44	\$ 3.219.510.607,72	25%	\$ 804.877.651,93
2026	\$ 4.975.813.353,57	\$ 286.666.666,67	\$ -	\$ 853.545.915,95	\$ 746.372.003,04	\$ 3.089.228.767,92	25%	\$ 772.307.191,98
2027	\$ 4.590.799.687,73	\$ 286.666.666,67	\$ -	\$ 784.552.143,56	\$ 688.619.953,16	\$ 2.830.960.924,34	25%	\$ 707.740.231,09
2028	\$ 4.244.742.124,16	\$ 286.666.666,67	\$ -	\$ 722.996.686,23	\$ 636.711.318,62	\$ 2.598.367.452,64	25%	\$ 649.591.863,16
2029	\$ 3.934.082.594,62	\$ -	\$ -	\$ 668.127.063,53	\$ 590.112.389,19	\$ 2.675.843.141,89	25%	\$ 668.960.785,47
2030	\$ 3.655.600.283,54	\$ -	\$ -	\$ 619.268.054,60	\$ 548.340.042,53	\$ 2.487.992.186,41	25%	\$ 621.998.046,60
2031	\$ 3.406.380.096,69	\$ -	\$ -	\$ 575.813.790,73	\$ 510.957.014,50	\$ 2.319.609.291,46	25%	\$ 579.902.322,86
2032	\$ 3.183.784.092,67	\$ -	\$ -	\$ 537.220.658,31	\$ 477.567.613,90	\$ 2.168.995.820,46	25%	\$ 542.248.955,12
2033	\$ 2.985.425.599,37	\$ -	\$ -	\$ 503.000.928,90	\$ 447.813.839,90	\$ 2.034.610.830,56	25%	\$ 508.652.707,64
2034	\$ 2.809.145.763,65	\$ -	\$ -	\$ 472.717.042,16	\$ 421.371.864,55	\$ 1.915.056.856,94	25%	\$ 478.764.214,24
2035	\$ 2.652.992.306,05	\$ -	\$ -	\$ 445.976.474,50	\$ 397.948.845,91	\$ 1.809.066.985,64	25%	\$ 452.266.746,41
2036	\$ 2.515.200.273,63	\$ -	\$ -	\$ 422.427.133,60	\$ 377.280.041,05	\$ 1.715.493.098,98	25%	\$ 428.873.274,75
2037	\$ 2.394.174.603,84	\$ -	\$ -	\$ 401.753.224,91	\$ 359.126.190,58	\$ 1.633.295.188,35	25%	\$ 408.323.797,09
2038	\$ 2.288.474.329,35	\$ -	\$ -	\$ 383.671.541,60	\$ 343.271.149,40	\$ 1.561.531.638,35	25%	\$ 390.382.909,59
	Valor Total de Capex	\$ 4.300.000.000,00	\$ 1.600.000.000,00					
	Divisão de abatimento	\$ 286.666.666,67	\$ 160.000.000,00					
		15 anos contínuos	10 anos contínuos					