



Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade UnB Gama – FGA  
Curso de Engenharia de Energia

**Análise Quantitativa de Arrecadação dos *Royalties* no período de 2021 a  
2050 referentes à Bacia de Santos – Campo Tupi**

Ana Carolina Pinheiro Faria

Brasília/DF  
2021



Universidade de Brasília – UnB  
Faculdade UnB Gama – FGA  
Curso de Engenharia de Energia

**Análise Quantitativa de Arrecadação dos *Royalties* no período de 2021 a  
2050 referentes à Bacia de Santos – Campo Tupi**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Autor: Ana Carolina Pinheiro Faria  
Orientador: Prof. Dra. Paula Meyer Soares

Brasília/DF  
2021

**Ana Carolina Pinheiro Faria**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 23 de abril de 2021 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

---

Prof. Dra: Paula Meyer Soares, UnB/ FGA  
Orientador

---

Prof. Dr: Nome do Prof, UnB/ FGA  
Membro Convidado

---

Prof. (Titulação): Nome do Professor, UnB/ FGA  
Membro Convidado

**CIP – Catalogação Internacional da Publicação\***

Faria, Ana Carolina Pinheiro.

Título da Monografia: Subtítulo /Ana Carolina Pinheiro Faria. Brasília: UnB, 2021. **Colocar no final** p.: il.; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília

Faculdade do Gama, Brasília, 2021. Orientação: Paula Meyer Soares

1. Pré-sal. 2. Royalties. 3. Produção de petróleo I.Meyer, Paula. II. "Análise Quantitativa de Arrecadação de Royalties no período de 2021 a 2050 referentes à Bacia de Santos – Campo Tupi.

CDU Classificação

A ficha catalográfica oficial deverá ser solicitada à Biblioteca pelo aluno após a apresentação.

*Dedico este trabalho ao meu avô, João Luiz de Faria, que como profissão, escolheu ser Engenheiro Eletricista e Contador. Devido ao seu gosto pelas disciplinas Física e Matemática, cheguei até aqui, por meio de seu incentivo. Grata.*



## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente à Deus, que me proporciona lucidez, determinação, sabedoria e resiliência diária para alcançar todos os meus sonhos e chegar até aqui, neste final de graduação, sem que eu desistisse e/ou tivesse muitos percalços ao longo da vida acadêmica.

O segundo agradecimento é destinado aos meus pais, Karine Nogueira e João Luiz Filho, que me deram um lar, muito apoio financeiro, emocional e pelo carinho e amizade de sempre. Considero a minha relação com eles essencial para o meu desenvolvimento como ser humano e futura profissional da Engenharia.

O terceiro agradecimento (e não menos especial) é direcionado aos meus avós Maria de Fátima Faria, João Luiz de Faria e Francisca Nogueira por todo o apoio financeiro, emocional, espiritual e familiar. Sem eles, seria extremamente difícil seguir a minha vida acadêmica e conciliá-la com as demais áreas da vida. São literalmente presentes de Deus, e assim como os meus pais, reconheço o esforço diário para que eu seja um ser humano e profissional feliz e completo.

Gostaria de agradecer também à minha orientadora Paula Meyer, que não mediu esforços e desde o início da orientação para que o caminho a ser traçado ficasse bem definido e eu não tivesse dificuldades para chegar até o final do Trabalho de Conclusão de Curso.

Outro agradecimento importante vai para os meus orientadores de estágio no Ministério de Minas e Energia, André Osório, Rodolfo Zamian e João Patusco, que agregaram muito conhecimento sobre o tema escolhido durante a escrita deste trabalho e anterior à ele, bem como para os meus colegas de trabalho: Gilberto Kwitko, Daniele Bandeira e Mônica Manhães, que, além de também agregarem conhecimento sobre o tema, me deram um imensurável apoio acadêmico, emocional e de trabalho, sendo pessoas imprescindíveis para o princípio de minha formação e amadurecimento pessoal e profissional na Engenharia de Energia.

E, por fim, gostaria de agradecer aos amigos que me estenderam a mão durante a minha caminhada acadêmica e escrita deste trabalho: à amigas-irmãs Thamyres Nathane e Isis Hoanny, que contribuíram com um enorme apoio emocional e espiritual desde o início da minha graduação na UnB; agradecer à Vitória Hanna, que, com nossa troca de apoio e motivação diárias, sempre com enorme cuidado e carinho, se tornou uma grande amiga; à Icoana Laís, pelo companheirismo e palavras de motivação, perseguindo o mesmo objetivo acadêmico e sendo companhias nesta reta final do curso, tanto na UnB e no Estágio do Ministério de Minas e Energia, quanto na vida pessoal; e ao meu namorado Gabriel Firmino, que me acompanhou em parte da minha graduação, anteriormente como um grande amigo e companheiro de curso na UnB.



## RESUMO

O presente trabalho elaborará uma previsão com três cenários de arrecadação de *Royalties* de petróleo relativas à produção do Campo Tupi de 2021 a 2050, localizado na Bacia Petrolífera de Santos. Tais prospecções são importantes para que se possa mensurar a importância dessa compensação financeira nas contas da União, bem como analisar e organizar acordos financeiros de posse e aproveitamento de recursos naturais, nesse caso, do petróleo. Foram utilizadas duas metodologias quantitativas para alcançar os resultados desejados: a primeira, diz respeito à manipulação das taxas de crescimento e declínio da produção petrolífera ao longo dos anos; e a segunda, explicitada pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, refere-se ao cálculo do Preço de Referência, que, por sua vez, é imprescindível para atingir o resultado pretendido. Nesse contexto, os três cenários para calcular o preço mencionado são: Alto Preço *Brent*, Preço Referência *Brent* e Baixo Preço *Brent*. Utilizou-se também a pesquisa bibliográfica para obter importantes informações sobre o Campo Tupi, suas particularidades e valores importantes para os cálculos que se almejou realizar. Notou-se que existe um pico na produção de petróleo nesse período, e ele é atingido em 2031, bem como que a arrecadação atinge seus mais altos valores nesse ano ou próximo dele. Concluiu-se, com a presente pesquisa, que o Campo Tupi tem um grande potencial de produção de petróleo nos três cenários realizados, o que, consequentemente, possui uma significativa contribuição monetária por parte da União e Concessionárias.

**Palavras-chave:** Petróleo; *Royalties*; Arrecadação.

## ABSTRACT

The present study will elaborate a forecast with three scenarios for the collection of oil royalties related to the production of the Tupi Field, located in the Santos Oil Basin, from 2021 to 2050. These prospections are important in order to measure the importance of the financial compensation in the Union's accounts, as well as to analyze and organize financial agreements for the possession and use of natural resources, in this case, oil. Two quantitative methodologies were used to achieve the desired results: the first concerns the manipulation of growth and decline rates in oil production over the years; and the second, explained by the Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, refers to the calculation of the Reference Price, which, in turn, is essential to achieve the desired result. In this context, the three scenarios for calculating the mentioned price are: High Brent Price, Brent Reference Price and Low Brent Price. Bibliographic research was also used to obtain important information about the Tupi Field, its particularities and important values for the calculations that it was intended to perform. The study showed that there is a peak in oil production in this period, which is reached in 2031, as well as that the collection reaches its highest values in that year or close to it. The conclusion of present research is that the Tupi Field has a great potential of oil production in the three scenarios realized, which, consequently, has a significant monetary contribution on the part of the Union and Concessionaires.

**Keywords: Oil, Royalties, Collection.**

**LISTA DE SIGLAS**

ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BAR	Boletim Anual de Reservas
Bbl/d	Barris de Petróleo por Dia
BioQAV	Bioquerosene de Aviação
Boe	Barril de Óleo Equivalente
Bpd	Barris por dia
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CVM	Comissão de Valores Monetários
E&P	Exploração e Produção
IPO	Oferta Pública Inicial do inglês, <i>Initial Public Offering</i>
Mbbl/d	Mil Barris de Petróleo por Dia
MME	Ministério de Minas e Energia
OIE	Oferta Interna de Energia
PN	Plano de Negócios
PTAX	Taxa de Câmbio de Referência do Real por Dólares Americanos
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SPE	Sociedade de Engenheiros de Petróleo do inglês, <i>The Society Of Petroleum Engineers</i>
Tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
Mbbl	Mil Barris de Petróleo

**LISTA DE QUADROS**

QUADRO 1 – FUNCIONAMENTO DA PARTILHA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL E SUA RELAÇÃO COM A PETROBRAS.....	62
QUADRO 2 – ETAPAS PARA A CONCRETIZAÇÃO DE UMA RODADA DE LICITAÇÃO .....	67
QUADRO 3 – DISTRIBUIÇÃO DOS ROYALTIES DE EXPLORAÇÃO DAS LAVRAS EM TERRA E CONTINENTAL DE ACORDO COM O PERCENTUAL DA ALÍQUOTA .....	82

**LISTA DE FIGURAS**

FIGURA 1 – REPRESENTAÇÃO GRÁFICA DO SISTEMA DE CLASSIFICAÇÃO DE RECURSOS PETROLÍFEROS (SPE-ANP).....	33
FIGURA 2 – CARTOGRAMA DAS RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO, SEGUNDO REGIÕES GEOGRÁFICAS (BILHÕES DE BARRIS) - 2020 .....	38
FIGURA 3 – ILUSTRAÇÃO DE ALGUNS TERMOS TÉCNICOS RELACIONADOS AO PETRÓLEO.....	43
FIGURA 4 – DEMONSTRAÇÃO DO PRÉ-SAL .....	46
FIGURA 5 – FUNCIONAMENTO DO REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	63
FIGURA 6 – ÓRGÃOS PARTICIPANTES DO SISTEMA REGULATÓRIO DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO BRASIL .....	75
FIGURA 7 – PILARES DO PLANO DE NEGÓCIOS PETROBRAS .....	94

**LISTA DE MAPAS**

MAPA 1 – : MAPA COM AS BACIAS SEDIMENTARES DA MARGEM LESTE BRASILEIRA, GERADAS PELA TECTÔNICA DISTENSIVA QUE INDIVIDUALIZOU AS PLACAS DA AMÉRICA DO SUL E ÁFRICA .....	45
MAPA 2 – ÁREA DO PRÉ-SAL .....	48
MAPA 3 – ÁREAS CEDIDAS DA CESSÃO ONEROSA (COR LARANJA). FONTE: MME, 2018 ..	57
MAPA 4 – MAPA DA LOCALIZAÇÃO DA BACIA DE SANTOS .....	96
MAPA 5 – LOCALIZAÇÃO DOS CAMPOS NA BACIA DE SANTOS .....	99

### LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – 10 MAIORES RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO DO GLOBO (BILHÕES DE BARRIS) .....	37
TABELA 2 – PRODUÇÃO ANUAL DOS 10 MAIORES PAÍSES PRODUTORES DE PETRÓLEO EM 2019 .....	52
TABELA 3 – VOLUME E VALOR DO BARRIL PARA AS VÁRIAS ÁREAS DO CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA .....	58
TABELA 4 – EVOLUÇÃO DA LEGISLAÇÃO SOBRE A DISTRIBUIÇÃO DE <i>ROYALTIES OFFSHORE</i> ENTRE OS ENTES DA FEDERAÇÃO .....	83
TABELA 5 – MÉDIA DE PRODUÇÃO ANUAL DO CAMPO DE TUPI .....	101
TABELA 6 – ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DAS CORRENTES DE PETRÓLEO PARA TUPI.....	104
TABELA 7 – CENÁRIOS DE PREÇO DE REFERÊNCIA PARA OS ANOS DE 2021 A 2050.....	107
TABELA 8 – PRODUÇÃO ANUAL POR CAMPO DE 2021 A 2050 (M <sup>3</sup> ).....	110
TABELA 9 – CENÁRIOS DE ARRECADAÇÃO DE ROYALTIES PARA O CAMPO TUPI DE 2021 A 2050 (EM R\$) .....	<b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b>
TABELA 10 – ARRECADAÇÕES TOTAIS PARA O CAMPO TUPI NO PERÍODO DE 2021 A 2050 .....	<b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b>

## LISTA DE GRÁFICOS

GRÁFICO 1 – DISTRIBUIÇÃO DA PRODUÇÃO DE JANEIRO DE 2021 POR CAMPO NA SEÇÃO PRÉ-SAL .....	22
GRÁFICO 2 – DISTRIBUIÇÃO PERCENTUAL DAS RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO, SEGUNDO UNIDADES DA FEDERAÇÃO (BRASIL) – 31/12/2019 .....	36
GRÁFICO 3 – RESERVAS PROVADAS DE PETRÓLEO, POR LOCALIZAÇÃO (TERRA E MAR) - 2020 .....	39
GRÁFICO 4 – PRODUTIVIDADE INICIAL DE POÇOS DE PETRÓLEO EM DIVERSAS REGIÕES DO MUNDO.....	49
GRÁFICO 5 – 10 MAIORES PAÍSES PRODUTORES MUNDIAIS DE PETRÓLEO- MILHÕES BARRIS/DIA - 2020 .....	51
GRÁFICO 6 – POÇOS PERFURADOS ENTRE 1953 E 2015 NAS DIVERSAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS, SOB OS DIFERENTES MARCOS REGULATÓRIOS.....	73
GRÁFICO 7 – LAVRA EM TERRA PARA O CASO ALÍQUOTA 5% .....	78
GRÁFICO 8 – LAVRA EM PLATAFORMA CONTINENTAL PARA O CASO ALÍQUOTA 5% .....	79
GRÁFICO 9 – LAVRA EM TERRA PARA O CASO ALÍQUOTA MAIOR QUE 5% .....	80
GRÁFICO 10 – LAVRA EM PLATAFORMA CONTINENTAL PARA O CASO ALÍQUOTA MAIOR QUE 5% .....	81
GRÁFICO 11 – INVESTIMENTOS TOTAIS PETROBRAS .....	90
GRÁFICO 12 – INVESTIMENTOS PNG .....	90
GRÁFICO 13 – INVESTIMENTOS PNG 2014-2018 .....	<b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b>
GRÁFICO 14 – CURVA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL 2014-2018 .....	92
GRÁFICO 15 – OS 20 CAMPOS MARÍTIMOS COM A MAIOR PRODUÇÃO TOTAL ACUMULADA DE PETRÓLEO (MBBL) .....	100
GRÁFICO 16 – OS 20 CAMPOS MARÍTIMOS COM MAIOR MÉDIA HISTÓRICA ANUAL DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (MBBL) .....	100
GRÁFICO 17 – ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO PARA O CAMPO TUPI DE 2020 A 2050 (MBBL) .....	103
GRÁFICO 18 – FLUTUAÇÕES NO PREÇO MÍNIMO DE PETRÓLEO ANP 2017 PARA O CAMPO TUPI .....	<b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b>
GRÁFICO 19 – PREÇO DE REFERÊNCIA ANP PARA O CAMPO TUPI DE 2020-2021 .....	<b>ERRO! INDICADOR NÃO DEFINIDO.</b>
GRÁFICO 20 – CENÁRIOS PREÇO <i>BRENT</i> DE 2016 A 2050 .....	107



## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO.....</b>	<b>19</b>
1.1 JUSTIFICATIVA.....	19
1.2 OBJETIVO.....	22
1.2.1 OBJETIVO GERAL.....	22
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	23
<b>2 METODOLOGIA.....</b>	<b>23</b>
<b>3 CLASSIFICAÇÕES DO PETRÓLEO.....</b>	<b>31</b>
3.1 RESERVAS PETROLÍFERAS.....	31
3.1.1 RESERVAS DESENVOLVIDAS.....	34
3.1.2 RESERVAS NÃO DESENVOLVIDAS.....	34
3.1.3 RESERVAS TOTAIS.....	35
3.1.4 RESERVAS PROVADAS.....	35
3.1.5 RESERVAS NÃO PROVADAS.....	40
3.1.6 RESERVAS POSSÍVEIS.....	40
3.2 RECURSOS PETROLÍFEROS.....	40
3.2.1 RECURSOS CONTINGENTES.....	41
3.2.2 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	41
3.3 BACIAS, CAMPOS E BLOCOS.....	41
<b>4 PRÉ-SAL.....</b>	<b>44</b>
4.1 FORMAÇÃO DO PRÉ-SAL.....	44
4.2. DESCRIÇÃO GEOGRÁFICA DO PRÉ- SAL.....	47
4.3 PRODUTIVIDADE DO PRÉ-SAL.....	48
4.4 PANORAMA DO PETRÓLEO BRASILEIRO X PANORAMA DO PETRÓLEO MUNDIAL.....	50
<b>5 MARCO REGULATÓRIO PETROLÍFERO – BRASIL.....</b>	<b>53</b>
5.1 LEI DO PETRÓLEO.....	53
5.2 CESSÃO ONEROSA.....	52
5.2.1 ÁREAS CEDIDAS DA CESSÃO ONEROSA.....	56
5.2.2 EMENDA CONSTITUCIONAL no 102 E BÔNUS DE ASSINATURA .....	58
5.2.3 PEC 98/2019 – CESSÃO ONEROSA.....	59
5.3 SISTEMAS REGULATÓRIOS DE REGIMES DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO.....	60
5.3.1 REGIME DE CONCESSÃO.....	60
5.3.2 REGIME DE PARTILHA.....	60
5.3.3 RODADAS DE LICITAÇÃO.....	65
5.3.4 REGIME DE CESSÃO ONEROSA.....	68
5.3.4.1.....	68
5.4 EVOLUÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO DO BRASIL.....	71
5.4.1 MONOPÓLIO 1953-1995.....	72
5.4.2 ABERTURA DO MERCADO EM 1995.....	72
5.4.3 Modelo regulatório do Pré Sal Brasileiro em 2010.....	74
5.5 ROYALTIES.....	77
5.5.1 Distribuição de <i>Royalties</i> .....	77

<b>6 PETROBRAS</b> .....	<b>84</b>
6.1 CRIAÇÃO DA PETROBRAS .....	84
6.2 CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS .....	86
6.2.1 CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS EM 2010 .....	87
6.3 PLANO DE NEGÓCIOS PETROBRAS .....	89
6.3.1 PLANO DE NEGÓCIOS 2010-2014 .....	89
6.3.2 PLANO DE NEGÓCIOS 2014-2018 .....	91
6.3.3 PLANO DE NEGÓCIOS 2019-2023 .....	92
<b>7 ESTUDO DE CASO – BACIA DE SANTOS – CAMPO DE TUPI</b> .....	<b>95</b>
7.1 DESCRIÇÃO GEOGRÁFICA DA BACIA DE SANTOS .....	95
7.2 HISTÓRICO DE EXPLORAÇÃO DA BACIA DE SANTOS .....	96
7.3 HISTÓRICO DE EXPLORAÇÃO DO CAMPO DE TUPI .....	97
7.4 DESCRIÇÃO GEOGRÁFICA DO CAMPO DE TUPI .....	98
7.5 DADOS RECENTES DA PRODUÇÃO DO CAMPO DE TUPI .....	99
<b>8 ANÁLISE DE RESULTADOS</b> .....	<b>101</b>
8.1 ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO .....	101
8.2 DIFERENCIAL DE QUALIDADE .....	103
8.3 FLUTUAÇÕES NO PREÇO .....	104
8.4 PREÇO MÍNIMO E PREÇO DE REFERÊNCIA PARA O CAMPO TUPI .....	105
8.5 CENÁRIOS DE PREÇO DE REFERÊNCIA PARA O CAMPO TUPI .....	106
8.6 ARRECADADAÇÃO DE <i>ROYALTIES</i> PARA O CAMPO TUPI .....	110
<b>9 CONCLUSÃO</b> .....	<b>115</b>
<b>10 REFERÊNCIAS</b> .....	<b>119</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Comentado [DQ1]: Entre um título e outro, tem de escrever algo

Na introdução deste trabalho, será apresentada a justificativa do tema escolhido, bem como alguns dados relevantes sobre o setor petrolífero nacional. Serão também explicitados o objetivo geral e os objetivos específicos do estudo de caso.

### 1.1 JUSTIFICATIVA

O petróleo é considerado uma das principais *commodities* mundiais e motivo de guerras e disputas econômicas ao redor do globo, despertando grande interesse em função de seu poder econômico. Apesar de seu destaque na exploração de petróleo em águas profundas o Brasil, com a descoberta do Pré-sal, está prestes a praticamente quintuplicar sua produção e fazer parte do seleto grupo dos maiores produtores mundiais de petróleo (SEFAZ, 2010).

A maior parte de nossas reservas de petróleo está em campos marítimos, o que tem levado nossas atividades de perfuração a atingirem profundidades cada vez maiores. Nos próximos cinco anos, está prevista a entrada em operação de mais de uma dezena de novos sistemas de produção, que irão garantir um crescimento de 5% na produção até 2023 (PETROBRAS, 2018).

A profundidade do poço, desde a abertura inicial no solo marinho até o fundo do reservatório pode alcançar, com base nas tecnologias mais recentes, até pouco mais de 10.000 metros, com o que se tem a distância total em torno de 13.000 metros para a condução do petróleo e gás extraídos, a ser coberta com a coluna de produção (*tubing column*<sup>1</sup>) dentro dos poços e com *flowlines*<sup>2</sup> e *risers*<sup>3</sup> da árvore de natal até a plataforma de produção de petróleo (MORAIS, 2013).

---

<sup>1</sup> Do inglês, "coluna de produção". Tem a função de proteger os fluidos de produção de possíveis contaminações do ambiente, bem como de corrosões eventuais dos demais componentes como o tubo de revestimento.

<sup>2</sup> Duto estabelecido no fundo do mar que permite o transporte de petróleo e gás natural ou injeção. Seu comprimento pode variar de centenas de metros a vários quilômetros.

Em consonância com a Resenha Energética Brasileira 2020, a Oferta Interna de Energia (OIE) Brasil 2019, que foi de 294 milhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo) mostra que, apesar de as fontes não-renováveis representarem um aumento de 1,4% em relação à 2018 e um recuo de 3,8% em relação à 2014, o Petróleo ainda representa uma porção significativa na Matriz Energética Brasileira, sendo responsável por 34,4% das energias não-renováveis do país (MME, 2020).

Outro indicador essencial para ilustrar a relevância do Petróleo na economia Brasileira é o Consumo Final de Energia por Fonte, em que os derivados do petróleo aparecem em destaque, participando em quase 42% do total registrado. O consumo, em 2019, ficou em torno de 106.945 mil tep, montante este que ficou 2,7% por cento abaixo do ano de 2018 (MME, 2020).

Em 2010, o Brasil, visando expandir a sua capacidade produtiva, lançou um novo marco regulatório, conhecido como Cessão Onerosa, que permitia à Petrobras explorar áreas do Pré-sal no limite de produção de até 5 bilhões de barris petrolíferos.

Nesse contrato, as áreas cedidas eram seis blocos no Pré-sal da Bacia de Santos – hoje os campos de Búzios, Sépia, Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Itapu, Sul de Lula e Sul de Sapinhoá. A Cessão Onerosa permitiu que a Bacia de Santos fosse explorada legalmente pela Petrobras.

Ao dar prosseguimento à campanha exploratória dos seis blocos localizados nas áreas da Cessão Onerosa, nossos técnicos avançaram na delimitação das descobertas e identificaram que havia volume maior do que o esperado - com

---

<sup>3</sup> Do inglês, “tubo de elevação”. São os trechos suspensos das tubulações que interligam as linhas de produção submarinas às plataformas (PETROBRAS, 2021).

volumes além dos 5 bilhões de boe (barris de óleo equivalente) inicialmente previstos, os chamados “volumes excedentes da Cessão Onerosa”.

O Brasil selou seu destino como importante detentor de reservas e produtor de petróleo com a descoberta dos reservatórios carbonáticos do Pré-sal nas bacias de Campos e Santos, apesar de também existir a Bacia do Espírito Santo (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021).

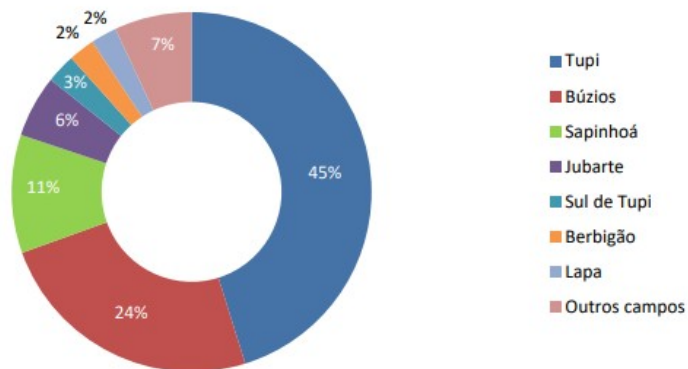
Um dos campos mais produtivos da Bacia de Santos, e conseqüentemente do Pré-sal brasileiro é o campo de Tupi, sendo o que mais produziu no mês de janeiro de 2021, com 920 Mbbl/d (mil barris de petróleo por dia). Tupi, juntamente com Campo Marlim Sul também está entre os maiores números de poços produtores, com 56 deles no mesmo mês citado.

A escolha do Campo petrolífero de Tupi como fonte de pesquisa para realização desse trabalho se deu ao fato de, além de ser atualmente um dos campos mais produtivos localizado nesse local, e foi também o primeiro campo descoberto na zona Pré-sal com jazidas de petróleo e gás natural (MORAIS, 2013).

É nítido o protagonismo do Campo petrolífero de Tupi em relação aos demais campos comparados no mês de janeiro/2021, considerando que o segundo lugar referente à média mensal de produção é ocupado pelo campo de Búzios, que representa menos da metade da distribuição produtiva do Campo de Tupi. Esses e outros dados ao longo do tempo reforçam a importância do Campo Tupi para o cenário produtivo de petróleo do Brasil, conforme demonstrado no Gráfico 1.

O Campo de Tupi, no mês de janeiro de 2021, apresentou uma produção de 920.434 bbl/d (barris de petróleo por dia), aparecendo no primeiro lugar numérico da distribuição dos campos do Pré-Sal, que possui produção total de 2.073.059 bbl/dia naquele mês e representando 45% do valor total. O valor do campo de Tupi representa quase duas vezes o valor do segundo colocado nessa lista, que é o Campo de Búzios, com a produção de 511.281 bbl/d, representando 24% da produção em bbl/d dos campos do Pré-Sal brasileiro.

Gráfico 1 – Distribuição da produção de janeiro de 2021 por campo na seção Pré-sal em Janeiro de 2021



Fonte: ANP, 2021.

O presente trabalho trará uma análise quantitativa do campo de Tupi, com enfoque na produção de petróleo, e memorial de cálculo contendo diversos preços internacionais presentes no cálculo de *royalties* provenientes do Campo de Tupi dos anos de 2021 a 2050, que possui alta relevância dentro da Bacia de Santos.

## 1.2 OBJETIVO

### 1.2.1 OBJETIVO GERAL

Realizar uma análise quantitativa de arrecadação de *royalties* proveniente da Bacia de Santos, com destaque para o Campo de Tupi.

### 1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Apresentar as diferentes classificações relativas ao conceito de *Royalties* dentro do Marco Regulatório brasileiro;
- Realizar projeção de preços do barril de petróleo tipo Brent até 2050;
- Realizar o cálculo do Preço de Referência do Petróleo, que é igual ao Preço Mínimo do Petróleo com a metodologia da ANP e a partir desse, elaborar a estimativa de arrecadação de royalties no Campo Tupi.
- Realizar o cenário de cálculo de arrecadação dos *Royalties* referentes ao Campo Tupi, no período de 2021 a 2050.

## 2 METODOLOGIA

A realização do referido estudo baseou-se em pesquisa bibliográfica que trata sobre a temática relativa a *royalties* e segmento petrolífero no Brasil. Selecionaram-se artigos e estudos que tratassem dessa temática. Para tanto, foi realizada consulta na Base de Dados da Universidade de Brasília, UnB, efetuando uma busca com as palavras-chaves, “petróleo” e ou “*royalties*”, “setor petrolífero” e ou “*royalties*”.

A pesquisa realizada nesse estudo é exploratória e teve como base a metodologia adotada no Trabalho de Conclusão de Curso realizado em 2015 pela Ana Carolina Mansilha Flor da Silva, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ. Nesse estudo, elaborou-se uma projeção dos *royalties* a serem pagos em alguns Campos petrolíferos no Brasil – Tupi (antigo Campo de Lula), Sapinhoá, Iracema, Lapa e Iara.

Realizaram-se, concomitantemente, consultas a projeções realizadas pelo site Index Mundi, de 2016 até 2021, bem como estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética, EPE, relativo a variações no Preço *Brent* do barril de petróleo no curto e no longo prazo, tendo valores até 2050.

Uma das metodologias utilizadas foi a de Hook, 2009, que diz respeito às taxas de crescimento e declínio da produção petrolífera para que seja realizada sua estimativa à longo prazo, com a colaboração dos dados de produção já existentes.

Hook traz à luz a relação entre a produção anual de petróleo no local escolhido e essas taxas para campos petrolíferos. O dado do Anuário Estatístico da ANP 2020 foi a colaboração para que a produção estimada no campo de estudo nos anos subsequentes fosse concretizada. As equações 1 e 2 mostram como foram obtidos os dados de estimativa produtiva no Campo de Tupi.

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

(Equação 1)

Quando a produção atingiu seu valor máximo (pico), para a realização do cálculo de  $P_i$  dos demais anos foram realizados com uma taxa de crescimento de 1,3, até atingir seu pico, onde foi trocado por 0,9 e se chama taxa de declínio.

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

(Equação 2)

A realização da estimativa de produção de petróleo do Campo Tupi se dá primeiramente buscando primeiramente os dados  $P_{i-1}$  dos Boletins Mensais da Agência Nacional de Petróleo referentes a esse campo para substituir na equação abaixo. A tabela da Produção Anual por Campo em Mbbl (mil barris de petróleo) realizou-se com base nos Boletins Mensais de Produção da ANP do ano de 2020. Utilizou-se o Excel para cálculo desses valores.

De acordo com os estudos de Höök (2009), os campos considerados gigantes, assim como as jazidas do Pré-Sal, levam em média 13 anos para atingir o pico de produção a contar da data de seu *first oil*. Assim, o auge da extração de hidrocarbonetos em Tupi, considerando a presente prospecção, deveria ser alcançado em média no ano de 2033.

No entanto, a metodologia mais importante utilizada foi a da ANP, que trouxe à luz a realização dos cálculos relativos à Arrecadação dos *Royalties* para o Campo



Tupi. Para tanto, as variáveis utilizadas são: Produção Estimada por Campo Anualmente, Preço Mínimo do Petróleo, Preço *Brent* e Taxa de Câmbio do dólar. Esta última taxa foi baseada em seu próprio histórico na última década, para garantir resultados mais próximos do real neste trabalho.

O Preço de Referência é o valor utilizado como base para o cálculo de participações especiais e de *royalties*. Desse modo, é imprescindível que ele esteja explicitado nesse trabalho. De acordo com o decreto nº 2705, de 1998:

Art 7º: o preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, aplicando-se o que for maior. (BRASIL, 1998).

Comentado [DQ2]: É citação?

No entanto, após aprovação da Resolução ANP nº 703/2017, de 27 de setembro de 2017, que estabelece o critério para fixação do Preço de Referência do Petróleo, fica estabelecido a descontinuidade da publicação do Preço Mínimo do Petróleo. As concessionárias devem consultar o preço para pagamentos de participações governamentais na página Preço de Referência do Petróleo. (ANP, 2017).

Tendo por base o valor médio mensal do petróleo *Brent* <sup>4</sup>*Dated*<sup>5</sup> somado a um diferencial de qualidade que será detalhado adiante, a ANP possui o encargo de fixar o Preço Mínimo da commodity, cujo limite deve ser respeitado também pelos comercializadores, que não poderão praticar preços inferiores aos estabelecidos pela agência. O preço em dólar é convertido em moeda nacional pela média mensal das cotações diárias da taxa de câmbio para compra da moeda norte-americana. O diferencial de qualidade, a ser adicionado, é a diferença entre:

<sup>4</sup> Mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian, com grau API de 39,4 e teor de enxofre de 0,34%. Portaria ANP nº 206, de 29/8/2000.

<sup>5</sup> Cotação publicada diariamente pela Platt's Crude Oil Marketwire, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 7 (sete) a 17 (dezessete) dias após a data da cotação, no terminal de Sullom Voe, na Grã-Bretanha (Portaria ANP nº 206, de 29/8/2000).

- O valor das frações (rendimentos) leve, médio e pesado, decorrentes da destilação do petróleo nacional, calculado com base nos preços no mercado internacional de cada derivado e;
  - O valor das frações (rendimentos) leve, médio e pesado, decorrentes da destilação do petróleo *Brent Dated*, calculado com base nos preços no mercado internacional de cada derivado constante da tabela 6.

O processo de elaboração do Preço Mínimo é basicamente composto por três subprocessos:

- Atualização anual e eventual de Correntes de Petróleo (Tipo de petróleo) e d0
- Cálculo do Preço de Referência por corrente.

Após a revisão das especificações técnicas, inicia-se o levantamento das cotações do período mensal de derivados (definidos na Portaria ANP nº 206/2000) no sistema *PLATT'S* e da cotação do período mensal do câmbio de compra (Dólar (US\$) /Real (R\$)) encontrado no site do Banco Central do Brasil, além do demonstrativo de produção por concessionário. Assim, estes insumos embasam a construção do Preço de Referência divulgado pela ANP.

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

A Portaria da ANP no. 206/2000 que estabelece os critérios para a fixação do Preço Mínimo prevê dois cenários distintos para seu cálculo. O primeiro trata da situação em que o campo/bloco, cujo Preço Mínimo será calculado, dispõe da curva PEV (curva dos Pontos de Ebulição Verdadeiros <sup>6</sup>). O primeiro cenário é o que será

---

<sup>6</sup> Esta curva se trata de uma propriedade importante na caracterização do petróleo, já que a partir dela é possível definir os rendimentos dos diversos derivados e frações de petróleo que são obtidos em função dos seus pontos de ebulição verdadeiros correspondentes, fornecendo-se informações valiosas a respeito do fracionamento do petróleo, facilitando dessa forma a tomada de decisão antes de ser submetido ao processamento na refinaria (ROCHA, 2008)

utilizado para o cálculo do Preço de Referência para Tupi no período de 2018 a 2050.

Os operadores que apresentarem à ANP a curva PEV do petróleo produzido em seus campos/blocos terão estes atrelados a uma corrente de petróleo<sup>7</sup> atribuída pela ANP, em função das características da curva PEV encaminhada. O valor do petróleo representado pela corrente atrelada ao campo deve ser utilizado pelo concessionário para cálculo das participações governamentais. (ANP, 2017).

O preço de referência do petróleo nacional calculado para cada mês, em reais por metro cúbico, é obtido através da média mensal do preço do petróleo tipo Brent, em dólares por barril, ao qual se incorpora um diferencial de qualidade (positivo ou negativo) visando adequar o preço da corrente avaliada à sua qualidade. A conversão para a moeda nacional é feita pela média mensal das taxas de câmbio diárias de compra do dólar norte-americano, segundo informado pelo Banco Central do Brasil. (ANP, 2017).

O valor do petróleo representado pela corrente atrelada ao campo deve ser utilizado pelo concessionário para cálculo das participações governamentais. A fórmula abaixo demonstra o cálculo do Preço Mínimo do petróleo nacional, definido mensalmente, em reais por metro cúbico (ANP, 2017):

$$P_{min} = TC \cdot 6,2898 \cdot (PBrent + Dc)$$

(Equação 3)

Em que:

*P<sub>min</sub>*: Preço Mínimo do Petróleo da corrente em R\$/m<sup>3</sup>; TC: é a média mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, segundo o Banco Central;

---

<sup>7</sup> Esta denominação conferida a determinado tipo de hidrocarboneto, com características físico-químicas próprias, formado pela mistura de hidrocarbonetos oriundos da produção de diferentes campos. Pode ocorrer um caso particular em que a corrente seja composta por hidrocarbonetos provenientes de um único campo (ANP 2001).

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

*P<sub>Brent</sub>*: valor médio mensal dos preços diários do petróleo tipo Brent, cotados na *Platt's Crude Oil Marketwire*, em dólares americanos por barril, para o mês cujo preço se calcula;

*D<sub>q</sub>*: o diferencial de qualidade entre o petróleo tipo Brent e o petróleo da corrente "c", cujo preço se calcula, obtido através da seguinte fórmula:

$$Dq = VBP_{nac} - VBP_{pref}$$

(Equação 4)

Em que:

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

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

O Valor Bruto do Petróleo (VBP), tanto Nacional quanto o Brent, são dados pela seguinte fórmula:

$$VBP = (Fl \cdot Pl) + (Fm \cdot Pm) + (Fp \cdot Pp)$$

(Equação 5)

Em que:

*Fl*: fração dos destilados<sup>8</sup> leves;

*Fm*: fração dos destilados médios;

*Fp*: fração dos destilados pesados;

*Pl*: preço da fração dos destilados leves;

*Pm*: preço da fração dos destilados médios;

*Pp*: preço da fração dos destilados pesados.

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

Segundo Silva, 2015, como a incidência dos royalties se dá sobre a produção mensal de cada campo, o valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três variáveis:

1. Alíquota dos royalties do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
2. A produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
3. O preço de referência destes hidrocarbonetos no determinado mês.

Dessa forma, teremos:

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

(Equação 7)

---

<sup>8</sup> Quanto à densidade, o petróleo pode ser classificado segundo uma graduação que vai de leve (menos denso) a pesado (mais denso). Essa classificação é uma das mais comuns e foi instituída de acordo com as normas do Instituto Americano de Petróleo, sendo por isso conhecida como grau API, que é um índice adimensional (Fonte: SKLO, 2005).

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

(Equação 8)

Em que:

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

*Aliquota*: percentual previsto no contrato de concessão do campo;

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

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

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

$P(\text{gn})$ : preço de referência do gás natural produzido no campo no mês de apuração, em

R\$/m<sup>3</sup>.

\*Neste trabalho, utilizou-se as todas as fórmulas para cálculos anuais, assim realizando uma média entre os meses de determinado ano.

### 3 CLASSIFICAÇÕES DO PETRÓLEO

No presente capítulo, serão explicados os conceitos de reserva e recurso petrolíferos, bem como suas respectivas classificações. Também estarão presentes as explicações e ilustração dos conceitos de bloco, bacia e campo, dada a importância desses três conceitos para compreensão técnica deste trabalho.

#### 3.1 RESERVAS PETROLÍFERAS

As reservas petrolíferas, segundo a Resolução 47/2014 da ANP, “são recursos descobertos de petróleo e gás natural comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data”. Essas reservas são separadas por tipos, de acordo com sua influência e poder de aproveitamento comercial, que por sua vez é dependente da quantidade e qualidade dos hidrocarbonetos citados encontrada em cada uma delas. Ainda de acordo com a ANP,

O conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras é fundamental para a expansão contínua da atividade exploratória da indústria do petróleo. A União, proprietária exclusiva das riquezas minerais do subsolo, ganha com a ampliação do potencial petrolífero, que gera emprego, renda, fortalece a economia nacional, impulsiona as economias locais e garante receitas. Por isso, a promoção de estudos geológicos é uma das atribuições legais da ANP (ANP, 2020).

O conceito de Reservas estabelece o vínculo entre as condições econômicas, atuais e projetadas, com os volumes de recursos já descobertos e que eventualmente serão ofertados no mercado. Ou seja, Reserva é uma classificação que recai sobre uma jazida descoberta e suas potencialidades econômicas. (SANTOS, 2017).

A determinação de comercialidade e a declaração de um volume de reservas, é necessário que, além de condições geológicas propícias, é necessário que exista uma entidade com claro interesse em realizar os investimentos para que aquela acumulação produza. Portanto, é necessária a interseção entre elementos geológicos com elementos antrópicos para que haja a determinação de comercialidade de um volume de recursos petrolíferos (SANTOS, 2017).

Para que um volume estimado seja considerado como Reserva, deve existir um grande grau de certeza sobre a possibilidade de comercialização. Do ponto de vista das atividades realizadas em campo, o teste de formação (curta duração) e o teste de produção (longa duração) são importantes para avaliar a variação da pressão, o que tem impacto direto sobre o volume de produção e correspondente fluxo de caixa (PETROLEUM, 2007, p. 6-7).

No sistema da SPE, do inglês *Society of Petroleum Engineers*, consideram-se os fatores técnico-geológicos para caracterizar uma acumulação e fatores comerciais (tecnologia disponível e preços) para a classificação. A escala de incerteza (geológica), representada pelo eixo horizontal da Figura 1, faz menção à chance de que uma determinada quantidade de fluidos pode ser recuperada da rocha reservatório localizada no subsolo. O total de fluido que se encontra *in situ*<sup>9</sup> não é totalmente recuperável (SANTOS, 2017).

A chance de comercialidade relaciona os preços de mercado a tecnologia disponível e os parâmetros exigidos no projeto criado pela firma. A linha que divide a área verde (Reservas) da área cinza (Recursos Contingentes) é a fronteira de economicidade. As parcelas classificadas como Reservas ou Recursos contingentes dependem das particularidades do projeto em questão. As Reservas são categorizadas de acordo com o nível de incerteza geológica de recuperação sobre o volume de petrolíferos considerado comercial. São elas Reservas Provadas (1P), Provadas e Prováveis (2P) ou Provadas, Prováveis e Possíveis (3P), conforme apresentado na Figura 1.

As Reservas Provadas fazem menção a uma parcela do volume comercialmente viável que possui “razoável certeza” de serem recuperados do subsolo. As Reservas Prováveis referem-se a um volume menos provável de ser recuperado em relação às Reservas Provadas. Reservas Possíveis correspondem a um volume que possui uma chance ainda menor de recuperação. Do ponto de vista da probabilidade, as Reservas Provadas possuem 90% de chance de serem recuperadas, enquanto para as Prováveis a probabilidade é de 50%, já as Possíveis

---

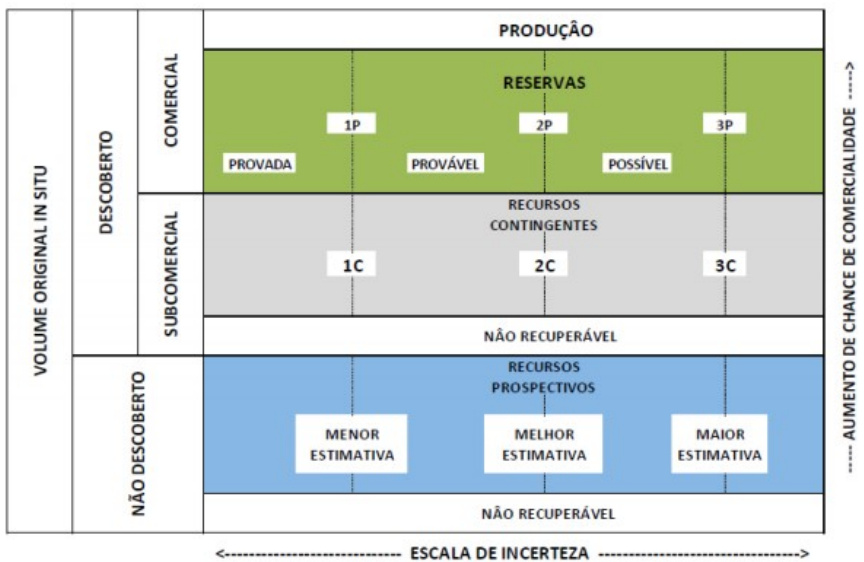
<sup>9</sup> Diz-se que está em seu lugar natural ou normal (OXFORD LANGUAGES).



fazem referência a um volume de hidrocarbonetos comercialmente viável com 10% de chance de ser recuperado da rocha reservatório (Figura 1).

Em cinza, na Figura 1, estão representados os Recursos Contingentes que são definidos como um volume de petrolíferos conhecido, que devido a pelo menos uma contingência não pode ser declarado como comercial no momento dado. Ele é potencialmente recuperável mediante um projeto de desenvolvimento do ente interessado. Tais volumes são categorizados de acordo com o risco geológico de recuperação (ou produção), de forma análoga às Reservas, onde 1C, 2C e 3C apresentam o mesmo nível de incerteza geológica que 1P, 2P e 3P, respectivamente. Dentro do Volume Original *in situ* descoberto existe uma parcela dos fluidos que é considerada não-recuperável por nenhum projeto de desenvolvimento, tal impossibilidade está relacionada a impedimentos físico-químicos do reservatório. Existe, porém, uma possibilidade remota de recuperação de volumes com mudanças no contexto comercial e tecnológico, mas tais mudanças não são sequer cogitadas no horizonte de nenhum projeto de desenvolvimento (SANTOS, 2017).

Figura 1 – Representação Gráfica do Sistema de Classificação de Recursos Petrolíferos (SPE-ANP)



Fonte: ANP, 2016

Seguem, nos tópicos subsequentes, os tipos mais comuns de reservas petrolíferas e de gás natural, suas principais características quantitativas e estatísticas brasileiras do ano de 2018 relacionadas com cada uma destas classificações de reservas, que podem tanto ser classificadas pela sua descoberta, produção, características geológicas e/ ou por classificações de comercialidade.

Seguem também, os tipos de recursos petrolíferos listados na figura 1, para que saibamos as diferenças entre eles, bem como suas respectivas particularidades e classificações.

### 3.1.1 RESERVAS DESENVOLVIDAS

De acordo com a Resolução no 47/2014, da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ANP, as reservas desenvolvidas constituem aquelas em que a quantidade de petróleo ou gás natural são produzidos a partir dos poços já perfurados, incluindo as de Reservatórios descobertos e não canhoneados<sup>10</sup>.

No que diz respeito as reservas de recuperação melhorada, considera-se reservas desenvolvidas somente quando os equipamentos necessários tenham sido instalados ou quando os custos para exploração são relativamente pequenos quando comparados com o custo de um poço.

### 3.1.2 RESERVAS NÃO DESENVOLVIDAS

As Reservas Não Desenvolvidas, segundo a ANP 2020, são a quantidade de Petróleo ou Gás Natural que se espera recuperar por investimentos futuros, em Reservatórios descobertos, na data de referência do BAR (Boletim Anual de Reservas):

(1) em novos poços em áreas não perfuradas;

---

<sup>10</sup> O processo convencional de canhoneio é baseado fundamentalmente no emprego de cargas explosivas montadas em série em um suporte metálico e introduzidas em uma peça tubular (também conhecida como canhão), responsável pelo isolamento entre o explosivo e o poço (Fonte: PUC Rio)

**Comentado [DQ3]:** Não existe mais hífen com o NÃO. Eu amava, mas o Volp tirou.

(2) em aprofundamento de poços existentes para atingir um Reservatório diferente;

(3) em adensamento de malha de poços para aumentar a recuperação;

(4) de valores relativamente altos (quando comparados com o custo de um novo poço na área) para

(a) recompletar<sup>11</sup> um poço existente ou

(b) para instalar sistemas de Produção ou transporte de projetos de recuperação primária ou suplementar.

### 3.1.3 RESERVAS TOTAIS

As reservas totais de petróleo representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis. De acordo com dados do Anuário Estatístico do Petróleo 2020, no Brasil, o estado do Rio de Janeiro é o que possui o maior número de reservas totais, com um número de 18.685,4 contabilizadas no ano de 2019. Este valor representa 88,1% do total de reservas marítimas do país e aproximadamente 85,66% do valor total de reservas do Brasil.

### 3.1.4 RESERVAS PROVADAS

As Reservas Provadas são aquelas que, com base na análise de dados e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos locais instituídos pela legislação petrolífera e tributárias (ANP, 2020).

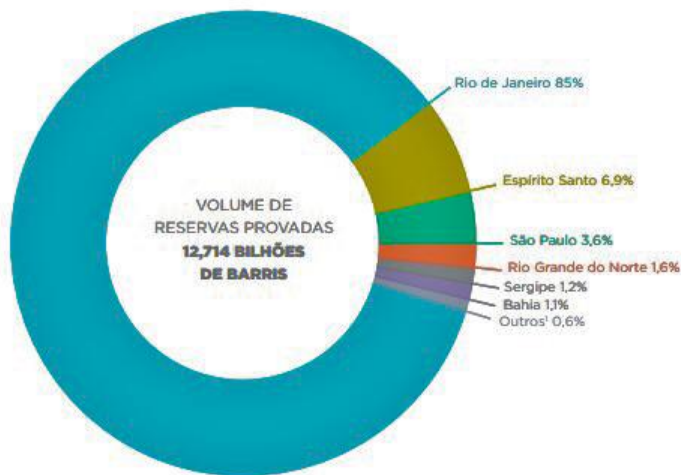
O gráfico 2 mostra esse percentual no Brasil. Observa-se que o primeiro lugar, Rio de Janeiro, que possui 18685,4 reservas, representando 88,1% da média de reservas nacionais, que é de 21209,3. Esse estado possui 78,1% a mais do que o

---

<sup>11</sup> O conjunto de operações destinadas a colocar o poço para produzir óleo ou gás (ou ainda injetar fluidos nos reservatórios) denomina-se completação. (Fonte: UFRJ)

segundo lugar, que se encontra no Espírito Santo, com um número de reservas provadas igual a aproximadamente 1343.

**Gráfico 2 – Distribuição Percentual das Reservas Provadas de Petróleo, segundo unidades da Federação (Brasil) – 31/12/2019**



Fonte: ANP, 2020.

Mundialmente, segundo o Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020, a Venezuela continua detentora do maior volume de reservas petrolíferas, com 303,8 bilhões de barris (17,5% do total mundial), após ter ultrapassado a Arábia Saudita em 2010. As reservas sauditas mantiveram-se praticamente estáveis, totalizando 297,6 bilhões de barris (17,2% do total mundial), o que manteve a Arábia Saudita na segunda posição do ranking mundial de reservas provadas de petróleo (ANP, 2020) (vide tabela 1).

O volume de reservas de petróleo variou pouco em relação a 2018. Na América do Norte, caiu 0,4%, totalizando 244,4 bilhões de barris (14,1% do total mundial). As reservas da Comunidade dos Estados Independentes mantiveram-se estáveis, totalizando 145,7 bilhões de barris (8,4% do total mundial) (ANP, 2020).

Por sua vez, as reservas da África mantiveram-se idênticas ao ano anterior, atingindo 125,7 bilhões de barris (7,2% do total mundial). Na Europa houve queda de 0,9% nas reservas, somando 14,4 bilhões de barris (0,8% do total mundial). (ANP, 2020)

As reservas da região Ásia Pacífico registraram queda de 0,6%, totalizando 45,7 bilhões de barris (2,6% do total). Por fim, as reservas das Américas Central e do Sul tiveram queda de 0,1%, somando 324,1 bilhões de barris (18,7% do total mundial). O Brasil continua na 15ª posição no ranking mundial de reservas provadas de petróleo, com um volume de 12,7 bilhões de barris, queda de 5,4% em relação ao ano anterior. (ANP, 2020).

O volume de reservas de petróleo variou pouco em relação a 2018. Na América do Norte, caiu 0,4%, totalizando 244,4 bilhões de barris (14,1% do total mundial). As reservas da Comunidade dos Estados Independentes mantiveram-se estáveis, totalizando 145,7 bilhões de barris (8,4% do total mundial) (ANP, 2020).

Por fim, as reservas das Américas Central e do Sul tiveram queda de 0,1%, somando 324,1 bilhões de barris (18,7% do total mundial). O Brasil continua na 15ª posição no ranking mundial de reservas provadas de petróleo, com um volume de 12,7 bilhões de barris, queda de 5,4% em relação ao ano anterior (ANP, 2020).

O volume de petróleo produzido no mundo em 2019 manteve-se praticamente estável em relação a 2018, passando de 95,3 milhões de barris/dia para 95,2, uma queda de 0,1% (ANP, 2020)

A tabela 1, a seguir, mostra o *ranking* dos países com as 10 maiores Reservas Provadas de petróleo. Nota-se que a Venezuela possui aproximadamente 51,22% a mais de barris do que o país que ocupa o quarto lugar, Irã, com 155,6 bilhões de barris nas Reservas Provadas. O Brasil não aparece na lista, pois possui 12,7 bilhões de barris de petróleo nas reservas provadas.

Tabela 1 – 10 Maiores Reservas Provadas de Petróleo do Globo (bilhões de barris)

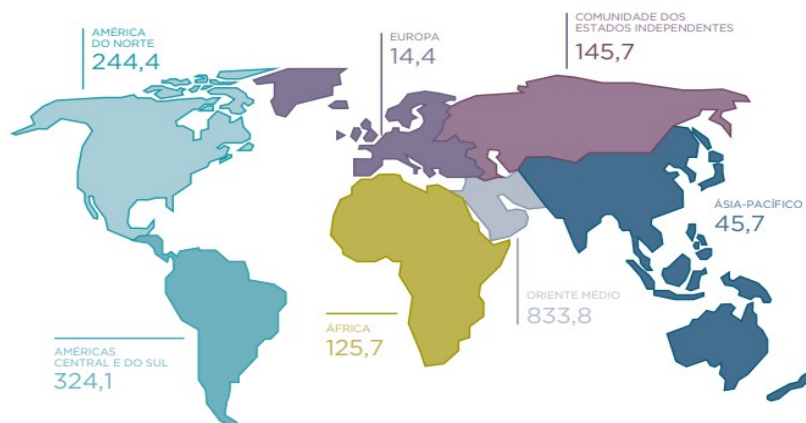
País	Reservas provadas
Venezuela	303,8

Arábia Saudita	297,6
Canadá	169,7
Irã	155,6
Iraque	145,0
Rússia	107,2
Coveite	101,5
Emirados Árabes Unidos	97,8
Estados Unidos	68,9
Líbia	48,4

Fonte: elaboração própria.

A figura 2 traz um cartograma dos bilhões de barris provenientes das Reservas Provasdas de Petróleo. Nota-se, ao longo das observações realizadas, inclusive no Anuário Estatístico da ANP 2018 e 2019 que a figura cartográfica não muda em absolutamente nada dos valores continentais. O que confirma o decaimento de descoberta das Reservas Provasdas descrito no parágrafo anterior.

**Figura 2 – Cartograma das Reservas Provasdas de Petróleo, segundo Regiões Geográficas (bilhões de Barris) - 2020**

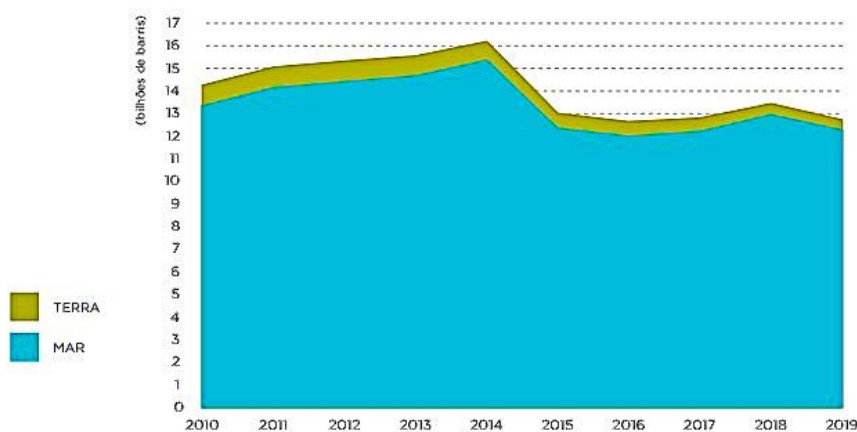


Fonte: BP, 2020.

No gráfico 3, (BP 2020) estão representadas as Reservas Provadas por localização, para se ter uma ideia da quantidade de reservas em mar em relação às reservas terrestres.

O número de Reservas Provadas de Petróleo, por Localização (Terra e Mar) é calculada baseando-se na média de bilhões de barris produzidos a cada ano. O Gráfico 3 traz que o número de Reservas Provadas em mar é significativamente superior ao encontrado em Terra, sendo mais de 90% dos barris de petróleo recolhidos em Mar do que em Terra.

Gráfico 3 – Reservas Provadas de Petróleo, por Localização (Terra e Mar) - 2020



Fonte: BP, 2020.

A data de referência dos números encontrados no gráfico 3 é 31 de dezembro de 2018. Nesse gráfico, a produção inclui o condensado de petróleo, que segundo a ANP (2001) é todo hidrocarboneto que se encontra originalmente na forma gasosa, e que venha apresentar a formação líquida dependendo das condições do reservatório ou na superfície.

### 3.1.5 RESERVAS NÃO PROVADAS

O conceito de reservas de petróleo não provadas pode ser facilmente esclarecido segundo à definição da ANP 2020 abaixo:

Estas reservas também são baseadas nos mesmos dados usados para estimar as reservas provadas, mas que tecnicamente, contratualmente, economicamente ou por outras razões de incertezas impedem que tais reservas sejam classificadas como provadas. As reservas não provadas podem no futuro ser classificadas como reservas prováveis ou reservas possíveis.

A resolução 47, do ano de 2014 da ANP, define Reservas Prováveis como:

Reservas não provadas cuja análises da geologia e dados da engenharia sugerem menor probabilidade de não ser recuperada. Neste contexto, quando métodos probabilísticos são utilizados, deve ter ao menos 50 % de probabilidade de que a quantidade atualmente recuperada seja igual ou exceda a soma total das reservas provadas mais as prováveis estimadas.

### 3.1.6 RESERVAS POSSÍVEIS

As reservas possíveis são aquelas não provadas cuja análises da geologia e dados da engenharia sugerem menor probabilidade de ser recuperada que as reservas prováveis. Neste contexto, quando métodos probabilísticos são usados, deve ter ao menos 10% de probabilidade que as quantidades atualmente recuperadas sejam iguais ou excedam a soma total das reservas provadas com as provadas estimadas (BRASIL, 2014).

Para que se atualizasse a Resolução nº 17/2010 e o Regulamento Técnico ANP nº 2 de 10 de junho de 2010, a Resolução da ANP nº 47 de 03/09/2014 publicada no *Diário Oficial da União* (DOU) de 05/09/2014, classifica recursos contingentes e recursos prospectivos da seguinte maneira:

## 3.2 RECURSOS PETROLÍFEROS

Os recursos petrolíferos são subdivididos entre “conhecidos” (ou descobertos) ou “não descobertos” – uma descoberta (*discovery*) de petróleo é definida pelo *Petroleum Resource Management System* da SPE (SPE-PRMS10) como uma



acumulação que foi determinada através de pelo menos um poço exploratório e que certas inferências sobre características do subsolo foram realizadas. Ou seja, recurso é um conceito geológico, expressando a probabilidade de quantidade fisicamente presente no solo e/ou subsolo. A quantidade descoberta de petrolíferos também pode ser chamada de volume original *in situ* descoberto.

Os tópicos seguintes descreverão o conceito dos tipos de recursos petrolíferos que já foram previamente apresentados acima.

### 3.2.1 RECURSOS CONTINGENTES

Na resolução ANP 47/2014, está descrito que os recursos contingentes são aqueles em que a quantidade de Petróleo ou Gás Natural potencialmente recuperável, de Reservatórios descobertos, por meio de projetos de Desenvolvimento, mas cuja Produção, na data de referência do BAR, não é comercialmente viável devido a uma ou mais contingências.

### 3.2.2 RECURSOS PROSPECTIVOS

De acordo com o Anuário Estatístico da ANP 2020, os Recursos Prospectivos podem ser resumidamente descritos como:

Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que, em uma determinada data, é potencialmente recuperável a partir de Acumulações não descobertas, porém passíveis de ser objeto de futuros projetos de Desenvolvimento. Possuem tanto a possibilidade associada à Descoberta, quanto ao Desenvolvimento e são subdivididos de acordo com o nível de certeza associado à possibilidade de serem produzidos. (ANP, 2020)

Comentado [DQ4]: Indicar a fonte com a página

## 3.3 BACIAS, CAMPOS E BLOCOS

Segundo ANP, 2000, denomina-se Bacia Sedimentar a depressão na crosta terrestre onde há o acúmulo de rochas sedimentares que possam ser portadoras de óleo e gás, seja ele associado ou não.

Já o bloco consiste em uma parte de uma bacia sedimentar, formada por um prisma imaginário cujas arestas verticais possuem profundidade indefinida e cujas arestas horizontais são definidas pelas coordenadas geográficas nos vértices, formando um polígono,

onde se desenvolvem atividades de exploração e produção de óleo e gás natural. (ANP, 2000)

Campo é a área produtora de óleo e gás, que contenha um ou mais reservatórios, cujas profundidades variam, e que contenham instalações e equipamentos destinados à produção. O Reservatório é uma configuração geológica que possui propriedades específicas e, que armazena óleo e/ou gás, associados ou não. (ANP, 2000)

A Rocha- Reservatório é caracterizada pelo corpo de rochas permoporosas<sup>12</sup>, estratigraficamente<sup>13</sup> definidas (separadas em camadas bem divididas) e correlacionável. A Jazida é o reservatório que já foi identificado e com possibilidades de ser colocado em produção. Zona é a camada ou conjunto de camadas correlacionáveis dentro de uma mesma unidade estratigráfica, que contenham óleo, gás ou água. (ANP, 2000)

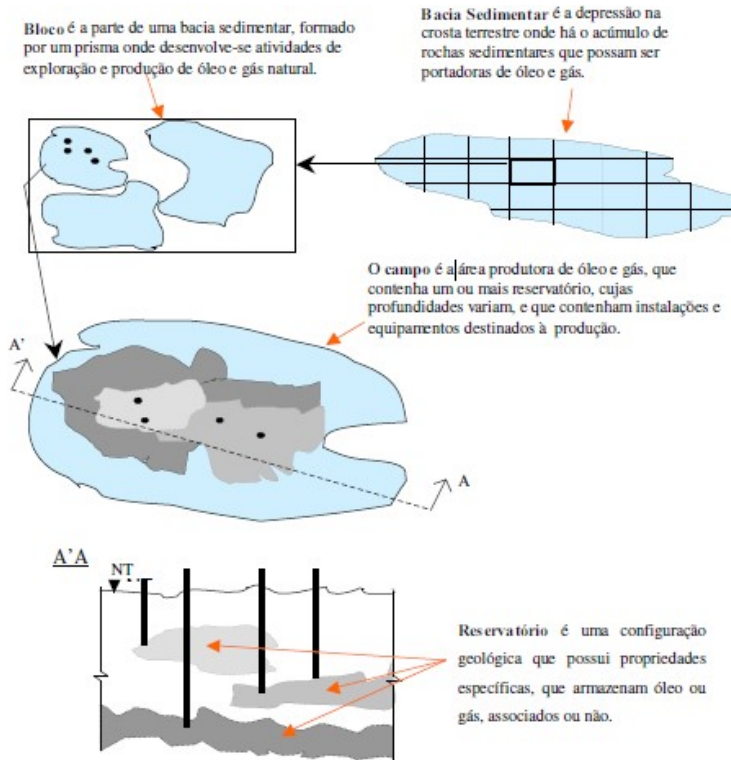
A Figura 3 ilustra alguns desses termos técnicos relacionados ao petróleo. Observa-se que o bloco está inserido na Bacia Sedimentar, bem como inserido no Campo.

---

<sup>12</sup> A permeabilidade é uma propriedade que mede a capacidade de uma rocha permitir o escoamento de fluidos em seu interior. Os fluidos escoam por canais que ligam os poros e, quanto mais estreitos e tortuosos forem esses canais, maior será a dificuldade dos fluidos se moverem e menor será a permeabilidade. Já a porosidade é uma propriedade que indica a capacidade da rocha armazenar fluidos. O óleo é acumulado entre os grãos de rocha, nos poros, e, quanto maior o número de poros e maior o volume de cada poro, maior a porosidade da rocha (Fonte: PUC Rio).

<sup>13</sup> A estratigrafia é o ramo da Geologia que trata do estudo de rochas estratigráficas e visa a descrição de todos os corpos rochosos que formam a crosta terrestre, além da sua organização em unidades mapeáveis distintas com base em suas propriedades, visando estabelecer sua distribuição e relação no espaço e sua sucessão no tempo, e principalmente para interpretar a história geológica (Fonte: UFRR).

Figura 3 – Ilustração de alguns termos técnicos relacionados ao petróleo



Fonte: PUC Rio, 2000.

## **4 PRÉ-SAL**

Neste capítulo, serão apresentados como se deu a formação, uma breve descrição geográfica do Pré-sal, a produtividade do mesmo e um panorama para efeitos de comparação da produção do Pré-sal com a produção petrolífera contemporânea mundial.

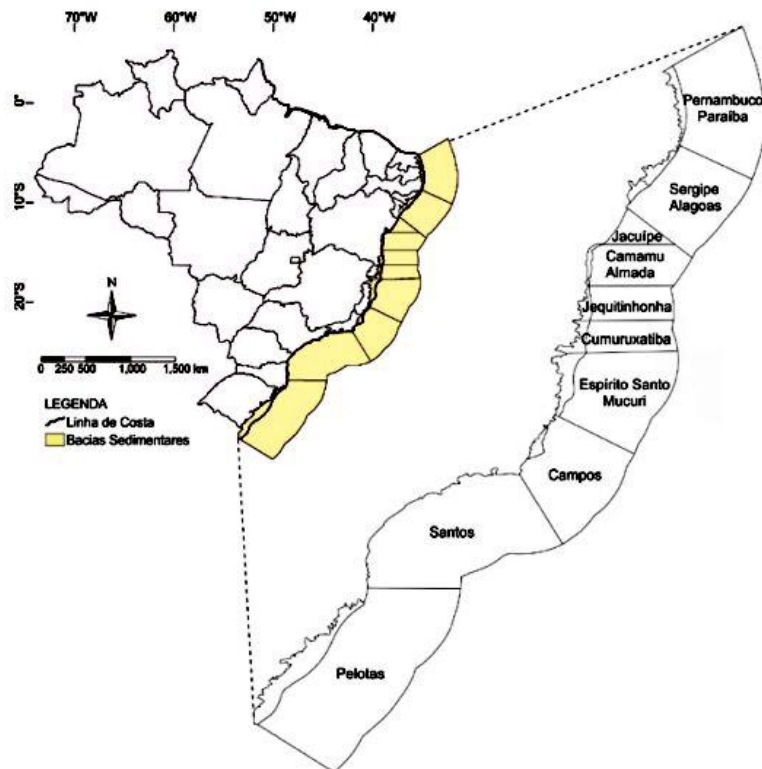
### **4.1 FORMAÇÃO DO PRÉ-SAL**

O Pré-sal é uma sequência de rochas sedimentares formadas há mais de 100 milhões de anos com a separação do antigo continente Gondwana nos atuais continentes sul-americano e africano. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

Entre os dois atuais continentes foram formadas grandes depressões, que deram origem a grandes lagos. Nas regiões mais profundas destes lagos acumularam-se grandes quantidades de matéria orgânica oriundas, principalmente, de algas microscópicas. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

A matéria orgânica, misturada a sedimentos, formou as rochas geradoras de óleo e gás do pré-sal. Após um processo que envolve altas temperaturas e pressões, a matéria orgânica transformou-se em óleo e gás, em um processo denominado geração. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

Mapa 1 – Bacias sedimentares da margem leste brasileira, geradas pela tectônica distensiva que individualizou as placas da América do Sul e África



Fonte: EPE, 2016.

Já nas partes mais rasas, em grandes ilhas lacustres, depositaram-se muitas conchas calcáreas (as coquinas<sup>14</sup>) e posteriormente acumularam-se depósitos de estromatólitos<sup>15</sup>, tipos de algas que formam rochas calcáreas. Estes dois tipos de depósitos constituem os principais reservatórios do pré-sal. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

<sup>14</sup> Um calcário macio e esbranquiçado feito de conchas do mar quebradas e corais que pode ser utilizado como materiais de construção (Fonte: Dicionário Collins).

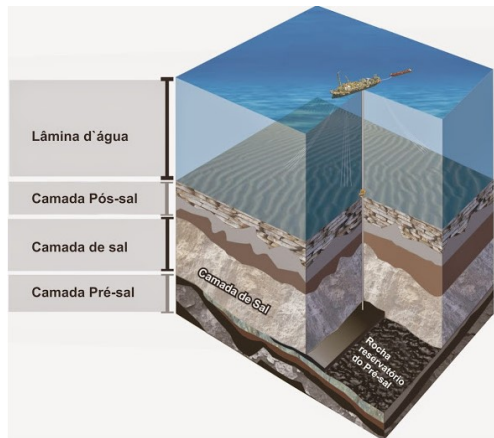
<sup>15</sup> Estrutura sedimentar marinha em forma de domo ou de cogumelo, com uma estrutura interna laminada, formada pela sedimentação de lodo e carbonato de cálcio, precipitados por microrganismos (Fonte: Dicionário Michaelis)

Após a deposição das camadas de estromatólitos, os grandes lagos foram conectados aos oceanos, passando de sistemas lacustres a sistema marinho restrito, que ocasionou a formação de um extenso golfo. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

Devido ao clima árido predominante naquele tempo (o Aptiano<sup>16</sup>), a evaporação intensa da água marinha, que invadiu estas depressões lacustres, propiciou a acumulação de sais, o que resultou na espessa camada de sal que funcionou como um selo ao impedir que o petróleo escapasse e chegasse à superfície. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021).

A figura 3 mostra um esquemático de um cubo para melhor visualização da localização da camada de Pré-Sal no oceano, a qual aparece em profundidade maior que a lâmina d'água, que a camada Pós-Sal e que o Sal.

Figura 4 – Demonstração do Pré-Sal



Fonte: Petrobras, 2021.

---

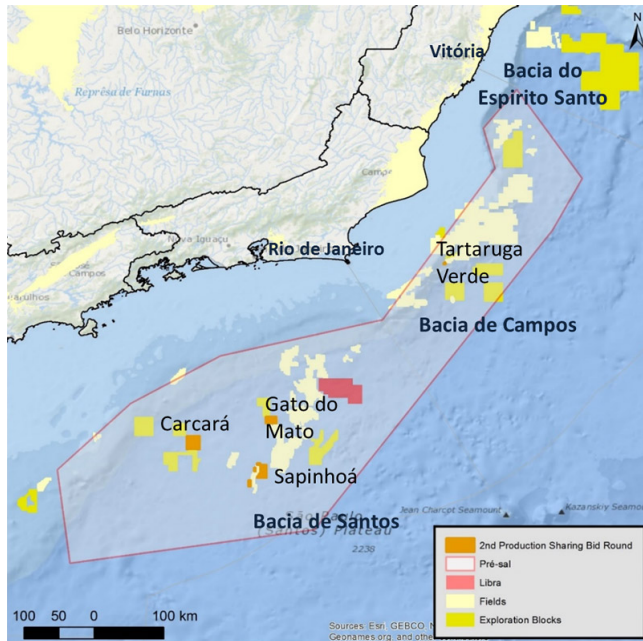
<sup>16</sup> Idade correspondente a esse andar, que teve o seu início há, aproximadamente, 125 milhões de anos e o seu término há, aproximadamente, 113 milhões de anos (Fonte: Dicionário Porto Editora).

#### **4.2. DESCRIÇÃO GEOGRÁFICA DO PRÉ- SAL**

A Área do Pré-Sal significa a região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal de seus vértices como demonstrado pelo mapa 1 deste trabalho.

A Figura 6 demonstra parcialmente que a região do polígono do Pré-sal está localizada em uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados no mar territorial entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. Dada à sua significativa participação territorial e produtiva, o Pré-sal está entre as mais importantes descobertas de petróleo e gás natural dos últimos anos.

Mapa 2 – Área do Pré-Sal



Fonte PPI, 2018.

A profundidade total - a distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal - pode chegar a 7 mil metros. As reservas são compostas por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

#### 4.3 PRODUTIVIDADE DO PRÉ-SAL

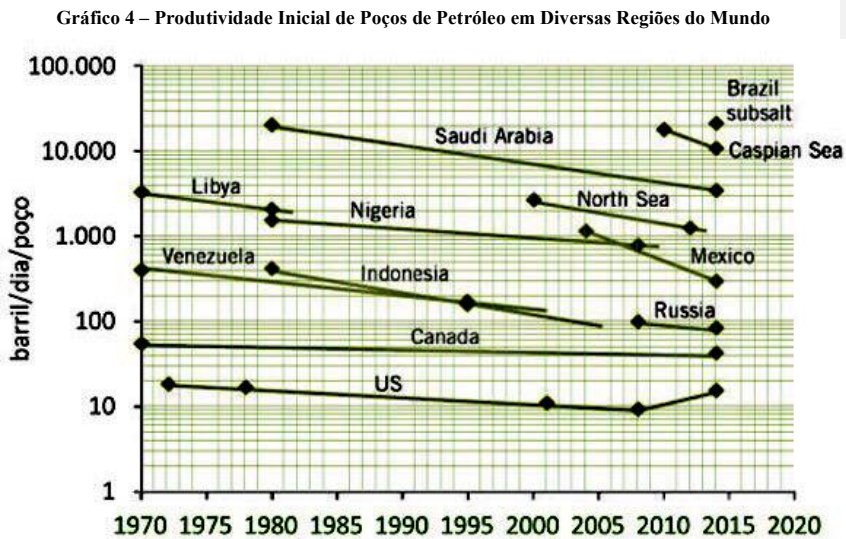
A produtividade dos poços do pré-sal é alta. A produção diária de petróleo no pré-sal passou da média de aproximadamente 41 mil barris por dia, em 2010, para o patamar de 1,9 milhão de barris de óleo por dia em março de 2020. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

A província petrolífera do pré-sal apresenta um enorme potencial para a economia brasileira, dado o grande volume de produção esperado bem como a alta



qualidade do óleo extraído dessa região. Tais características conferem ao Brasil um protagonismo mundial na exploração e produção de petróleo e gás natural em ambiente offshore<sup>17</sup>. (EPE, 2018)

O Gráfico 4 demonstra que, quando se considera e se compara o pré sal (na figura, *Brazil subsalt*) com os maiores produtores mundiais de petróleo, observa-se que o Pré-Sal tem um grande potencial de produção pois, à partir de meados de 2014, enquanto a maioria dos países apresentava uma estabilidade e/ou queda na sua produção diária de petróleo nos poços, essa região brasileira já apresentava números altos de barris, fato que os grandes e famosos produtores mundiais do petróleo não possuíram durante 45 anos.



Fonte: Sandra and Goddard, 2016.

<sup>17</sup> Ambiente marinho e zona de transição terra-mar ou área localizada no mar (Fonte: Decreto 8437/2015)

Na contemporaneidade, segundo Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural de fevereiro de 2021, o Pré-sal contribui com cerca de 66,4% da produção nacional de petróleo e gás natural produzida no Brasil, com uma média de 2,150 Mbb/d. O Campo de Tupi, na Bacia de Santos, foi o que mais produziu petróleo naquele mês, com uma média de 1,052 Mbb/d. Esse valor representa 48,9% da produção do petróleo do Pré-sal. (ANP, 2021)

A partir deste cenário inicial, surge para o Brasil a chance de transformar um grande desafio em uma excelente oportunidade com as descobertas de petróleo e gás na camada do pré-sal. (ANP, 2011)

Como as descobertas de petróleo na camada do Pré-sal são estimadas em 50 bilhões de barris, este novo cenário trará profundas implicações para a economia brasileira, havendo a expectativa que em 2035 o Brasil se torne o quinto maior produtor mundial de petróleo (OLIVEIRA, 2012).

#### **4.4 PANORAMA DO PETRÓLEO BRASILEIRO X PANORAMA DO PETRÓLEO MUNDIAL**

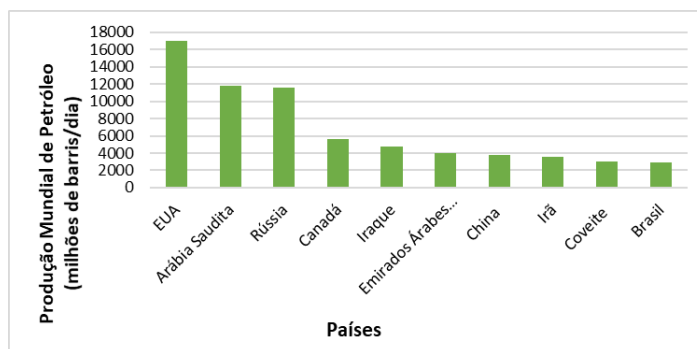
O panorama abaixo contém um singelo comparativo da quantidade de petróleo brasileiro se comparado com demais regiões do planeta Terra, no que se refere à média de produção de petróleo anual dos 10 maiores países produtores de petróleo, no qual se inclui nessa lista o Brasil, predominantemente devido às reservas da Área do Pré-Sal.

Observa-se no Gráfico 5 que os Estados Unidos permaneceram sendo o maior produtor mundial de petróleo, com volume médio de pouco mais de 17 milhões de barris/dia (17,9% do total mundial), segundo dados do Anuário Estatístico do Petróleo 2020.

A Arábia Saudita ocupou novamente o segundo lugar no ranking, com produção média de 11,8 milhões de barris/dia (12,4% do total mundial), um decréscimo de 3,5% ante 2018. Em seguida, vieram Rússia (12,1% do total mundial), Canadá (5,9% do total mundial) e Iraque (5% do total mundial). (ANP, 2020)

Já o Oriente Médio continuou como a região de maior produção de petróleo, com um volume médio de 30,3 milhões de barris/dia (31,9% do total mundial), após decréscimo de 4,8% em comparação com 2019. O Brasil se situou na 10ª posição, após o crescimento de 7,4% no volume de petróleo produzido, totalizando 2,9 milhões de barris/dia (3% do total mundial). (ANP, 2020)

Gráfico 5 – 10 Maiores Países Produtores Mundiais de Petróleo- milhões barris/dia - 2020



Fonte: Própria Autoria.

Os EUA possuem 5,213 milhões de barris/dia a mais do que o segundo lugar, ocupado por Arábia Saudita (país da região do Oriente Médio). Essa diferença representa quase a totalidade da produção anual do Canadá, com 5,651 milhões barris/dia e pouco menos que o dobro da produção anual brasileira, que é de 2,877 milhões barris/dia. (Vide tabela 1).

Apesar dos valores acima, acredita-se que o Brasil tem um enorme potencial, pois a maioria dos países participantes desse *ranking*, como demonstrado no Gráfico 4 do presente estudo, são países que há mais de 50 anos já se mostram grandes produtores de petróleo mundial. Na tabela 2, observa-se que o Brasil está em 10º lugar, assim em competição de produção com os 10 maiores produtores de petróleo mundial.

Além disso, com a criação da Petrobrás, com o marco regulatório petrolífero brasileiro e suas devidas alterações, com a descoberta de volumes quase exorbitantes de petróleo na Área do Pré-Sal brasileiro, com o contrato de Cessão Onerosa e todo o arcabouço legislativo do Brasil, se comparado com o desempenho dos melhores produtores mundiais, o Brasil tem chance de estar em uma posição ainda melhor nos próximos anos.

**Tabela 2 – Produção anual dos 10 Maiores Países Produtores de Petróleo em 2019**

<b>Países</b>	<b>Produção anual em milhões de barris/dia 2019</b>
EUA	17,045
Arábia Saudita	11,832
Rússia	11,540
Canadá	5,651
Iraque	4,779
Emirados Árabes Unidos	3,998
China	3,836
Ira	3,535
Cuveite	2,996
Brasil	2,877

Fonte: elaboração própria.

## 5 MARCO REGULATÓRIO PETROLÍFERO – BRASIL

No presente capítulo serão explicitados os principais instrumentos regulatórios utilizados para oferecer amparo e organização legislativa brasileira, bem como foram organizado e enquadrado sua relevância considerando as descobertas do Pré-Sal.

A primeira será a Lei 9.478/97, conhecida como Lei do Petróleo. O segundo amparo legislativo e não menos importante será o regime de Cessão Onerosa, a organização de Áreas Cedidas bem como sua participação na Constituição Federal Brasileira e nas principais Leis que tratam do petróleo no Brasil.

### 5.1 LEI DO PETRÓLEO

A Lei 9.478, chamada de Lei do Petróleo, foi publicada no ano de 1997. Ela pôs fim ao monopólio da Petrobras em todos os segmentos da indústria e derrubou também o monopólio da União sobre os recursos minerais.

A mudança relatada foi alcançada ao adotar-se, no segmento de E&P (Exploração e Produção, o modelo de contratação por meio de concessões, onde o concessionário adquire posse de todo o petróleo extraído, mediante o pagamento de *royalties* e participação especial para grandes quantidades. (COSTA et al., 2009).

Essa lei criou o Conselho Nacional de Política Energética, o CNPE, órgão consultivo vinculado ao Gabinete do Presidente da República, e a ANP, instituição responsável pela regulação e fiscalização do setor (COSTA et al., 2009).

Em conformidade o Art8º da referida Lei com destaque para alguns incisos (I,II, e III) à ANP cabe a iniciativa de implementar as políticas de energia no âmbito do petróleo, gás natural e biocombustíveis (Art 1º, I) regulamentando, fiscalizando e promovendo estudos voltados ao desenvolvimento do setor.

Com a descoberta das reservas do Pré-Sal, o grande potencial produtivo e o baixo risco exploratório dos novos poços motivaram discussões sobre a redefinição do marco regulatório do setor. O Governo precisou repensar a forma de exploração desta fonte de riqueza de maneira a maximizar os recursos para o país e reavaliar sua divisão entre Estados e municípios. (SILVA, 2015).

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

## **5.2 CESSÃO ONEROSA**

A cessão onerosa de áreas do Pré-sal à Petrobras foi proposta pelo Poder Executivo, por meio do Projeto de Lei nº 5.941, de 31 de agosto de 2009, com o fito de antecipar o usufruto dos benefícios representados pelo Pré-sal (antecipação de receita da União) e dotar a Petrobrás de recursos necessários ao desempenho do papel central a ela atribuída pelo regime de partilha de produção em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas (operadora exclusiva das áreas, com participação mínima de 30% nos consórcios), bem como para o pagamento das áreas objeto da cessão onerosa e para os investimentos correspondentes nessas áreas.

A Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, autorizou a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal, não podendo a produção exceder 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Na lei citada, também há, além das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, a descrição da permissão por meio do dispositivo legislativo, da exploração de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I. do artigo 177 da Constituição Federal.

Conforme consta da cláusula quarta do Contrato de Cessão Onerosa: o Valor Inicial do Contrato, nos termos do art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010, considerando os subsídios dos laudos técnicos de avaliação de que trata o art. 3º da Lei nº 12.276, de 2010, é de 74.807.616.407,00 (setenta e quatro bilhões, oitocentos e sete milhões, seiscentos e dezesseis mil, quatrocentos e sete reais).

No entanto, como contrapartida pela referida cessão, o mencionado ato legal determinou que o pagamento devido pela Petrobras fosse efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado. Resta claro, por conseguinte, que essa operação configura uma antecipação de recursos da União. (SOUZA, 2011).

Esse contrato estabeleceu, além do valor inicial citado que foi pago da Petrobras a União antes da assinatura do Contrato, que serão devidos apenas *royalties* sobre o produto da lavra de que trata esta Lei nos termos do art. 47 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Em consequência disso, não haverá a incidência de participação especial nessas áreas. (SOUZA, 2011).

No contrato de cessão onerosa, a forma de distribuição dos *royalties* prevista para os campos contratados sob o regime de concessão nos termos previstos na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, são:

- i) A parcela do valor dos *royalties* que representar 5% (cinco por cento) da produção será distribuída segundo os critérios estipulados pela Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1.989;
- ii) A parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% (cinco por cento) da produção será distribuída nos termos do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478/1997.

A participação especial de que trata a lei nº 9478 de 6 de agosto de 1997 é um tributo que deve ser pago se o volume da produção for grande ou a área escolhida for de grande rentabilidade, referente ao bloco contratado sob o regime de concessão, como disposto no artigo 45 dessa lei.

Essa participação, de acordo com a mencionada lei, prevê que 50% do tributo vai para a União, 40% para o Estado produtor ou confrontante com a plataforma continental e 10% para o Município produtor ou confrontante com a plataforma continental, onde ocorrer a produção.

O contrato de cessão onerosa, que foi celebrado em 03 de setembro de 2010, relacionou seis áreas definitivas (Florim, Franco, Sul de Guará, Entorno de Iara, Sul

de Tupi, Nordeste de Tupi) e uma contingente (Peroba), bem como estabeleceu o valor inicial do barril de petróleo equivalente em US\$ 8,51. (SOUZA, 2011).

A celebração de contratos de venda de coisa/cessão onerosa ou direito litigioso constitui uma regra estabelecida do princípio da livre disponibilidade de bens, pois se assim não fosse, qualquer demanda, mesmo que manifestamente infundada, teria o poder de obstaculizar um negócio jurídico, ou seja, a qualquer cidadão que desejasse impedir uma operação, ainda que sem nenhuma razão jurídica relevante para tanto bastaria instaurar um litígio para satisfazer sua conveniência, situação insustentável em um cenário econômico de fomento a circulação de riquezas. (FREITAS & SILVA, 2009).

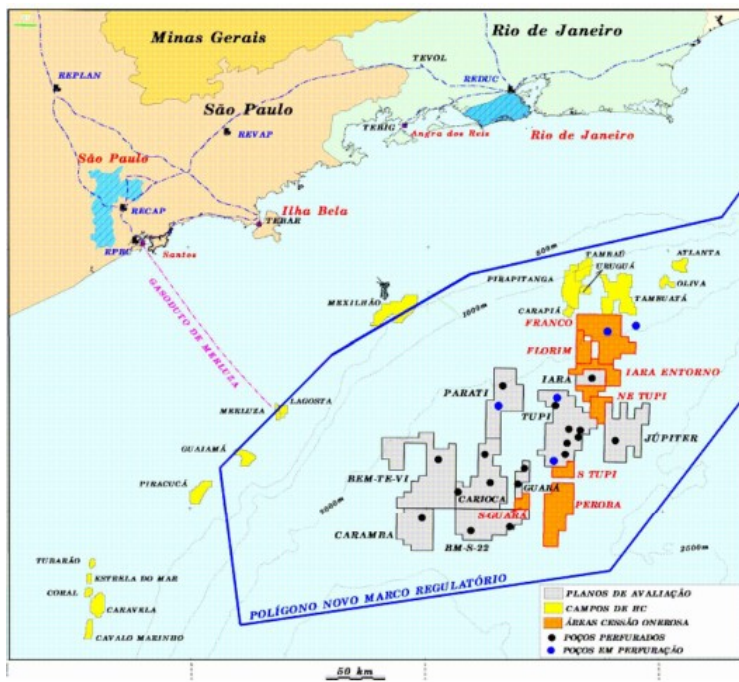
O tipo de contrato deste tópico mostra-se extremamente vantajoso, pois já demandaria tempo na análise da viabilidade e processos técnicos e operacionais. Além da vantagem jurídica citada anteriormente, facilitar o processo legislativo com a dispensa de licitação, por exemplo, já demonstra um grande avanço. Outro ponto positivo importante a ser mencionado do Contrato de Cessão Onerosa é a enorme contribuição que o valor inicial do contrato, (aproximadamente 74,8 bilhões) representa para os cofres, e conseqüentemente, para as contas públicas.

#### *5.2.1 ÁREAS CEDIDAS DA CESSÃO ONEROSA*

As Áreas Cedidas da Cessão Onerosa são aquelas em que definitivamente foram encontrados seis poços potenciais de petróleo que tiveram seu direito adquiridos pela Petrobrás, cedida à essa pela União. As seis áreas cedidas são: Sul de Lula, Florim, Sul de Guará, Franco (Búzios), Entorno de Iara e NE de Tupi.



Mapa 3 – Áreas Cedidas da Cessão Onerosa (Cor Laranja).



Fonte: Sousa, 2011.

A sétima área, denominada Peroba, somente seria utilizada caso as seis primeiras não contivessem a quantidade de petróleo prevista. Na tabela 3, mostra o volume de cessão onerosa, o valor por barril e a valoração dos blocos definitivos e do bloco contingente.

Pode-se observar na tabela 3 que o volume da Cessão Onerosa do Bloco de Franco mostra-se a maior dentre os demais Blocos, representando um valor de mercado praticamente 27 vezes maior que o menos volumoso, que é o Sul de Tupi.

**Comentado [DQ5]:** Abrir as laterais das tabelas.

Tabela 3 – Volume e valor do barril para as várias áreas do contrato de Cessão Onerosa

Nome	Tipo do bloco	Volume da Cessão Onerosa (mil barris de óleo equivalentes)	Valor do Barril (US\$ /boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Sul de Tupi	Definitivo	128.051	7,85	1.005.197
Florim	Definitivo	466.968	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	Definitivo	427.784	8,54	3.653.275
Peroba	Contingente	-	8,53	
Sul de Guará	Definitivo	319.107	7,94	2.533.711
Franco	Definitivo	3.056.000	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	Definitivo	599.560	5,82	3.489.437
<b>TOTAL</b>		<b>4.999.469</b>		<b>42.533.320</b>

Fonte: Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados.

**Comentado [DQ6]:** Tem de constar da referência, colocar a página da internet com a data de acesso.

No Mapa 3, observa-se parcialmente o Polígono do Novo Marco Regulatório do Pré-Sal, e nota-se o destaque nos estados que possuem as regiões mais produtivas de petróleo do país, que se seguem: Rio de Janeiro, São Paulo e Espírito Santo.

As cores nas regiões inseridas no polígono são para destaque das Áreas Cedidas da Cessão Onerosa (laranja), Planos de Avaliação (cinza) e áreas da Bacia de Campos (amarelo), cada uma com suas particularidades. Os poços já perfurados foram representados pela cor preta e os poços em perfuração foram destacados pela cor azul.

Nota-se que dentro das Áreas Cedidas, no ano de 2018, de acordo com a figura não há indicativos de poços já perfurados, mas a Área de Franco desde então já possuía um poço em perfuração.

### 5.2.2 EMENDA CONSTITUCIONAL no 102 E BÔNUS DE ASSINATURA

A Emenda Constitucional no 102, a qual foi promulgada no dia 26 de setembro de 2019, tem a proposta de excluir do teto de gastos o dinheiro que a União repassa

para os Estados, para o Distrito Federal e para os municípios da exploração do petróleo. Ou seja, originária da PEC 98/2019, essa Emenda foi votada pois havia a necessidade de flexibilizar como seria gasto o chamado bônus de assinatura.

Bônus de assinatura, segundo a Lei nº 12351/2010, é um valor fixo devido à União pelo contratado, a ser pago no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha de produção. Na licitação de áreas sob regime de concessão, vence a empresa que oferecer valor mais alto do bônus de assinatura, que é pago justamente como uma condição para a assinatura do contrato de exploração. (ANP, 2017).

Além do bônus de assinatura, há a proposição de um Programa Exploratório Mínimo (PEM), ou seja, as empresas vencedoras da licitação se comprometem a executar determinadas atividades, tais como pesquisas sísmicas, perfuração de poços exploratórios, entre outras, naquela área. A empresa ou consórcio que apresentar a proposta mais vantajosa, de acordo com os critérios previstos no edital, recebe o direito de explorar aquela área para verificar a existência de jazidas comerciais de petróleo e/ou gás natural. (ANP, 2017).

Segundo o Artigo 3º da Emenda Constitucional 102, deve haver por parte da União transferências a Estados, Distrito Federal e Municípios de parte dos valores arrecadados com os leilões dos volumes excedentes ao limite a que se refere o § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e a despesa decorrente da revisão do contrato de cessão onerosa de que trata a mesma Lei.

A União deverá realizar essa transferência de recursos aos Estados, Distrito Federal e Municípios os valores arrecadados com esses leilões para que haja, à princípio, uma otimização e eficiência nos investimentos em serviços prestados à população brasileira, como previdência, saúde e educação.

### **5.2.3 PEC 98/2019 – CESSÃO ONEROSA**

A PEC 98/2019 criada pelo Senador da República Federativa do Brasil, Cid Gomes, transformada em Emenda Constitucional no dia 26/09/2019, trata dos repasses de valores dos leilões dos volumes excedentes das reservas do Pré-Sal.

Ela estabelece que, para cada Estado ou Município, seja transferido uma parte do valor adquirido nesses leilões, de acordo com a territorialidade e proximidade das reservas, bem como pelo volume produzido.

A PEC 98/2019 limita as emendas de bancada apresentadas ao projeto de lei orçamentária. Subordina o dever de executar as programações orçamentárias às metas fiscais e limites de despesa. Dispõe que tal dever só se aplica às despesas primárias discricionárias da União e o dispensa em caso de impedimentos de ordem técnica.

Esta PEC também disciplina conteúdo das leis orçamentárias e cria o registro de projetos de investimento. Revoga a exigência de prévia inclusão no plano plurianual para investimentos cuja execução seja em mais de um exercício financeiro. Revoga a exclusividade dos órgãos da administração direta na participação da União no resultado da exploração de petróleo, minerais e energia hidroelétrica.

E, por último, a PEC 98/2019 também estabelece percentuais para a transferência de valores aos Estados e Municípios, em caso de leilão dos volumes excedentes do regime de cessão onerosa à Petrobras, referente à lavra do petróleo localizado no Pré-sal. Exclui essa transferência do teto de despesas primárias do orçamento da União.

Antes da existência dessa PEC, somente a União e a Administração Direta poderiam participar dos processos de exploração de petróleo, minerais e energia hidrelétrica. Também não é mais necessário estar constados os investimentos nessa área no plano plurianual, ou seja, exclui-se essa área do teto de despesas primárias da União.

### **5.3 SISTEMAS REGULATÓRIOS DE REGIMES DE EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO**

Neste tópico serão explicados e esquematizados os regimes de regulação petrolífera vigentes no Brasil (regimes de concessão, partilha e cessão onerosa), bem como uma apresentação de como são realizadas as rodadas de licitação.

### 5.3.1 REGIME DE CONCESSÃO

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

Neste regime, o risco de investir e encontrar – ou não – petróleo ou gás natural é da empresa concessionária, que tem a propriedade de todo o óleo e gás que venha a ser descoberto e produzido na área concedida. Por esse modelo de contrato, a concessionária paga participações governamentais, tais como: bônus de assinatura, pagamento pela ocupação ou retenção de área (no caso dos blocos terrestres), royalties e, em caso de campos de grande produção, a participação especial. Os contratos são assinados pela ANP em nome da União. (ANP, 2017).

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

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

### 5.3.2 REGIME DE PARTILHA

A alteração dos marcos regulatórios teve iniciativa do poder executivo federal o qual, em 2009, enviou ao Congresso Nacional quatro projetos de lei, dos quais um

deles – o PL/5938 – trata do regime de partilha. Nesse, há uma disposição que alterava dispositivos da lei 9478/97 sobre a exploração de petróleo, gás natural e hidrocarbonetos em áreas do Pré-Sal e áreas estratégicas, além de dar outras providências. (AQUINO, 2017).

A sessão pública que trata da partilha da produção, a qual é realizada entre a União e empresas/consórcios, funciona resumidamente como descrito a seguir: primeiramente essas empresas ou consórcios interessados apresentam ofertas para os blocos. A empresa que arremata sua oferta é que apresenta o maior percentual de excedente de óleo para a União.

Após a arrematação pela empresa, deve-se averiguar se a Petrobras exerceu o direito de preferência em atuar como operadora. Se não, a empresa que arrematou o bloco deve indicar a operadora. Se sim, existem duas hipóteses descritas no quadro 1.

O quadro 1 demonstra que existem duas possibilidades para dar prosseguimento ao processo legal de exploração petrolífera após o arremate pela empresa ou consórcio interessado. A Petrobras possui o direito de atuar como operadora, mas somente integrará consórcio com o vencedor da licitação da área interessada.

**Quadro 1 – Funcionamento da partilha da produção de petróleo no Brasil e sua relação com a Petrobras**

<b>SITUAÇÕES</b>	<b>ATUAÇÃO DA PETROBRAS</b>
A empresa/consorcio vencedor ofereceu o mínimo previsto em edital	Petrobras passa a integrar o consorcio junto com o vencedor
A empresa/ consorcio vencedor ofereceu à União mais que o mínimo previsto em edital	Petrobras terá 30 (trinta) minutos para decidir se quer integrar consorcio com o vencedor

Fonte: elaboração própria.

No regime de partilha, diferentemente do regime de concessão, não há pagamento de participação especial, porém há o pagamento do bônus de assinatura, valor fixo cedido no ato da celebração e nos termos do respectivo contrato de partilha. De acordo com o art. 42 da Lei 12.351/2010, as compensações

em royalties contam com alíquotas<sup>18</sup> de 15% do valor da produção. Em relação aos leilões, nota-se que, em geral, o contratante que oferecer à União uma maior participação na produção será o vencedor da licitação (LOUREIRO, 2012)

No modelo de partilha previsto para a exploração dos campos do Pré-Sal, o petróleo permanece como propriedade da União mesmo após a sua extração, em contraste com o que ocorre na concessão. Cabe ao contratante explorar e extrair o petróleo (arcando com todos os custos da operação) em troca de parte da produção. (AVILA; GIULIAN, 2014).

A figura 5 mostra esquematicamente como funciona o regime de partilha de produção dentro do sistema regulatório petrolífero brasileiro. A palavra partilha refere-se, como observado, ao excedente em óleo que é dividido entre a União e a empresa/consórcio que explora a área. Os Royalties incidem sobre as parcelas de produção que ficarão com cada entidade (empresa/União).

Figura 5 – Funcionamento do Regime de Partilha de Produção



<sup>18</sup> Um valor fixo ou uma porcentagem variável aplicada sobre uma quantia monetária, e é usada para calcular o valor de um imposto (CBIE, 2020).

Fonte: ANP, 2017.

Os blocos e os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção são definidos em resolução do CNPE e as licitações, promovidas pela ANP. Cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME) estabelecer as diretrizes a serem observadas pela ANP para promoção da licitação e para a elaboração das minutas dos editais e dos contratos, posteriormente aprovados por aquele órgão. (ANP, 2017).

Nas licitações de partilha promovidas pela ANP, a empresa vencedora será aquela que oferecer ao Estado brasileiro a maior parcela de petróleo e gás natural (ou seja, a maior parcela do excedente em óleo). Os consórcios que exploram o pré-sal são compostos pela Pré-sal Petróleo S.A.(PPSA), representando a União, e pelas empresas vencedoras da licitação. Na partilha, os contratos são assinados, em nome da União, pelo MME. (ANP, 2017).

O campo de Libra, na Bacia de Santos, foi o primeiro Contrato de Partilha de Produção assinado no Brasil, explorado pelo consórcio formado pela Petrobras, Shell, Total, CNOOC e CNOOC. A Petrobras declarou, em novembro de 2017, a comercialidade da Área de Desenvolvimento de Mero no bloco exploratório de Libra. (IMPrensa Nacional, 2019)

A área produz atualmente por meio de um Sistema de Produção Antecipado (SPA), utilizando o FPSO<sup>19</sup> Pioneiro de Libra (Unidade Flutuante Pioneiro de Libra), e prevê a instalação de quatro Unidades Estacionárias de Produção (UEP), todas do tipo FPSO (Unidade Flutuante de Armazenamento e Transferência), estando duas já contratadas. Até dezembro de 2019, o FPSO Pioneiro de Libra atingiu a produção acumulada da ordem de 22,8 milhões de barris de óleo. (IMPrensa Nacional 2019)

Um exemplo interessante é o Contrato da Primeira Rodada de Partilha de Produção assinado no Brasil que é o Contrato de Libra, um bloco da Bacia de

---

<sup>19</sup> Do inglês, "*Floting Production Storage and Offloading*", é uma unidade flutuante que pode produzir, transferir e armazenar petróleo. Importante para produção em águas profundas e ultraprofundas (PETROBRAS, 2021).



Santos. O Contrato do Bloco de Libra teve sua data de licitação no dia 21 de outubro de 2013 e data de assinatura do contrato no dia 02 de dezembro de 2013. Os contratados foram: Petrobras (operador, 40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%) (Corporação Nacional de Petróleo Marítimo da China) e CNOOC (Corporação Nacional de Petróleo da China) (10%).

As características do local do contrato mencionado acima são: área de 1547 km<sup>2</sup>, a expectativa original de volumes recuperáveis foi de 8 bilhões a 12 bilhões boe. Os bônus e excedente em óleo da União é de R\$ 15 bilhões e 41,65% da produção. O percentual máximo de recuperação como custo em óleo é de 30 a 50% da produção.

### 5.3.3 RODADAS DE LICITAÇÃO

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

Qualquer empresa nacional ou estrangeira pode participar das licitações para exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. Porém, para que se tornem concessionárias ou contratadas, as mesmas devem ser constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no país, conforme o art. 39 da Lei 9.478/1997. (GUIMARÃES, 2017)

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

Segundo a ANP, para que estejam qualificadas a participar das licitações, as empresas precisam preencher requisitos técnicos, jurídicos, financeiros e comprovar a regularidade fiscal. Nos dias de licitações, as companhias e consórcios entregam envelopes lacrados que devem conter uma oferta de bônus de assinatura, um programa de investimentos mínimos em exploração na área e uma porcentagem de bens e serviços a serem adquiridos de empresas instaladas no Brasil (Conteúdo Local). (GUIMARÃES, 2017)

As rodadas são preparadas pela ANP a partir das diretrizes do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). É com base nessas orientações que a ANP realiza os estudos e indica as áreas com as características determinadas pelo CNPE, que, após aprová-las, autoriza a Agência a realizar as rodadas. (ANP, 2017)

A partir da publicação da Resolução do CNPE que autoriza a rodada, a ANP publica o pré-edital e a minuta do contrato, os quais são objeto de consulta e audiência pública. O pré-edital contém o cronograma de eventos e publicações obrigatórios, que inclui seminários técnicos, jurídicos, fiscais e ambientais; divulgação das áreas dos blocos, entre outros. Nessa fase, é aberto o prazo para as empresas manifestarem o interesse em participar da rodada e para a análise das solicitações por parte da Comissão Especial de Licitação, que aprova ou não a inscrição das empresas. Todo esse processo é amplamente divulgado e conta com o envolvimento da sociedade e dos agentes regulados pela ANP. (ANP, 2017)

As sessões públicas de apresentação das ofertas são realizadas, em geral, em apenas um dia em evento aberto ao público e com a presença de autoridades, sociedades empresárias e imprensa. As empresas inscritas (sozinhas ou em consórcio) depositam suas ofertas, dentro de um envelope lacrado, em uma envelope transparente. Elas devem conter oferta de bônus de assinatura e PEM (Programa Exploratório Mínimo), no caso das rodadas sob o regime de concessão, ou a parcela do excedente em óleo ofertada à União, no caso das rodadas sob o regime de partilha. O julgamento das ofertas é feito imediatamente, com base nos critérios do edital, e o nome da vencedora é divulgado em seguida. (ANP, 2017)

**Quadro 2** – Etapas para a Concretização de uma Rodada de Licitação

Etapas de uma Rodada de Licitações	Explicação para Cada Etapa
------------------------------------	----------------------------

**Comentado [DQ7]:** Não fez referência no texto.

Definição de blocos	O CNPE determina as características de áreas com permissão de serem aprovadas.
Anúncio da Rodada	O CNPE anuncia a rodada através de uma publicação que a autoriza.
Publicação do pré-edital e da minuta do Contrato de Concessão ou de Partilha de Produção	A ANP faz a publicação do pré-edital, bem como da minuta do contrato. O pré-edital contém o cronograma de eventos e publicações obrigatórios, que inclui seminários técnicos, jurídicos, fiscais e ambientais; divulgação das áreas dos blocos, entre outros.
Realização da Audiência Pública	Os contratos são objeto de consulta e audiência pública. As empresas manifestam o interesse em participar da rodada e para a análise das solicitações por parte da Comissão Especial de Licitação, que aprova ou não a inscrição das empresas
Recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta	As empresas inscritas (sozinhas ou em consórcio) depositam suas ofertas, dentro de um envelope lacrado, em uma urna transparente. Elas devem conter oferta de bônus de assinatura e PEM (Programa Exploratório Mínimo), no caso das rodadas sob o regime de concessão, ou a parcela do excedente em óleo ofertada à União, no caso das rodadas sob o regime de partilha.
Disponibilização do pacote de dados	
Seminário Técnico-Ambiental	Evento obrigatório aos participantes da licitação.
Seminário Jurídico-Fiscal	Evento obrigatório aos participantes da licitação.
Publicação do Edital e do Contrato de Concessão ou do Contrato de Partilha	No edital, possui a oferta de blocos, a forma de apresentação e cadastro das empresas participantes, o cronograma, prazos de inscrição, entre outros.
Abertura do prazo para a habilitação das empresas concorrentes	
Realização do leilão para apresentação das ofertas	As sessões públicas de apresentação das ofertas são realizadas, em geral, em apenas um dia em evento aberto ao público e com a presença de autoridades, sociedades empresárias e imprensa.
Assinatura dos Contratos de Concessão/ Assinatura dos Contratos de Partilha	A empresa vencedora assina o contrato

Fonte: elaboração própria.

#### 5.3.4 REGIME DE CESSÃO ONEROSA

O Regime de Cessão Onerosa significa o negócio jurídico por meio do qual a Cedente transmite, de modo oneroso, à Cessionária o exercício das atividades de pesquisa e lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, nos termos da Lei nº 12.276, de 2010. A “Cedente” significa a União e “Cessionária” significa a Petrobras. (LIMA, 2010)

O exercício das atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros hidrocarbonetos fluidos localizados na área do Pré-sal é limitado à produção de 5 (cinco) bilhões de Barris Equivalentes de Petróleo (“Volume Máximo”), nos termos do § 2º do art. 1º da Lei nº 12.276, de 2010. Como contraprestação pela Cessão, a Cessionária se obriga a efetuar o pagamento do Valor do Contrato à Cedente, na forma e prazo estabelecidos pela Cláusula Quarta do referido instrumento. (LIMA, 2010)

##### 5.3.4.1 FASES DO CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA

A ANP poderá, a seu exclusivo critério, autorizar terceiros a executar, na área do contrato, serviços de geologia, geoquímica, geofísica e outros trabalhos da mesma natureza aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos destinados à comercialização, em bases não-exclusivas, nos termos do art. 8º, inciso III, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Essa execução, de nenhum modo, poderá afetar as operações. (LIMA, 2010)

O contrato menciona que existem basicamente duas fases que devem ser respeitadas: a Fase de Exploração e a Fase de Produção. Entre elas, há também a Declaração de Comercialidade. O não cumprimento das fases incorre na Devolução do Bloco para a ANP. (LIMA, 2010)

##### **Fase 1: Fase de Exploração**

Fase de Exploração, segundo a cláusula primeira do Contrato de Cessão Onerosa significa o período necessário para a execução do Programa Exploratório Obrigatório e das avaliações complementares propostas pela Cessionária e aprovadas pela ANP, com prazo limitado. A Fase de Exploração de cada Bloco

encerra-se com a Declaração de Comercialidade da Descoberta ou com a devolução integral do Bloco.

Nesta fase, que compreende a Exploração do Petróleo, Gás Natural e Outros Hidrocarbonetos, terá duração máxima de 4 anos, prorrogável por mais 2 anos. Os 4 anos iniciais servirão para notificar à ANP da descoberta e cumprir as atividades do Programa de Exploração Obrigatório, fornecido por essa Agência.

A Cessionária, empresa na qual deteve os direitos de Exploração, também pode adquirir dados exclusivos da área explorada, desde que, além de cumpridas as normas da ANP relativas a esse Programa de Exploração, contrate empresas especializadas na coleta e análise desses dados.

#### **Fase Intermediária: Declaração de Comercialidade**

Em consoante com a cláusula décima segunda do Contrato de Cessão Onerosa, entre as fases de exploração e produção, existe ainda a Declaração de Comercialidade de Descoberta, no qual há a notificação escrita da Cessionária à ANP declarando um ou mais Reservatórios ou Depósitos como Descoberta Comercial na Área do Contrato.

Área do Contrato significa os Blocos descritos e delimitados no Contrato de Cessão Onerosa, do, nos quais a Cessionária poderá exercer as atividades de Pesquisa e Lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos (...). (LIMA, 2010)

Em linhas gerais, com a Declaração de Comercialidade, a Área Cedida, a qual era anteriormente uma Jazida, passa a ser um Campo Produtor de Petróleo. Para adquirir este último título, ele deve ser, através da análise de toda a documentação técnica, economicamente viável.

#### **Fase 2: Produção de Petróleo**

“Fase de Produção” significa o período iniciado na data da entrega da Declaração de Comercialidade respectiva até o final do Prazo de Vigência do Contrato. (LIMA, 2010).

De acordo com Contrato de Cessão Onerosa, na fase de Produção, a Cessionária deverá entregar à ANP no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, o respectivo Plano de Desenvolvimento, preparado com observância da racionalização da produção e o controle do declínio das reservas, o qual indicará a respectiva Área de Desenvolvimento.

A Área de Desenvolvimento será circunscrita por uma linha traçada de modo a abranger, além de uma faixa circundante de segurança técnica de no máximo 1 (um) km, a totalidade da Jazida ou Jazidas a serem produzidas, determinada com base nos dados e informações obtidas durante a execução das atividades da Fase de Exploração, e de acordo com as Melhores Práticas da Indústria do Petróleo. (LIMA, 2010).

Após o término e entrega do Plano de Desenvolvimento, e efetivo início da Produção, até o dia 31 de outubro de cada ano civil, a Cessionária deverá entregar o Programa Anual de Produção do ano anterior. Necessita-se de um Programa citado para cada Campo de Petróleo e Gás Natural para que haja o acompanhamento, por parte da ANP, das atividades realizadas e exploração no mesmo.

O Plano Anual de Produção também se faz importante para que haja um controle de volume efetivamente produzido em cada Campo, que não pode variar mais de 15% em relação ao nível de Produção em curso previsto para aquele mês. Segundo o Contrato de Cessão Onerosa (MME, 2010), essa regra somente poderá ser modificada apenas por motivos técnicos, força maior ou caso fortuito, e deverá ser justificada à ANP até o 15º dia do próximo mês.

Na fase de Produção, há ainda a Realocação dos Volumes da Cessão Onerosa, que é a possibilidade de negociar a Realocação para outro Bloco, devido tanto à impossibilidade de conceder o licenciamento por parte da autoridade ambiental, quanto à inviabilidade dos volumes previstos, referentes às características geológicas dos reservatórios apresentadas na Revisão entregue à ANP pela Cessionária.

Se ficar evidenciado que não é possível realizar a realocação de qualquer volume conforme previsto nos parágrafos anteriores, a Cedente deverá ressarcir à

Cessionária o valor resultante da multiplicação do total do volume de Barris Equivalente de Petróleo não produzido pelo valor do Barril no respectivo Bloco, convertido em reais, pela média da taxa de câmbio PTAX (Taxa de Câmbio de Referência do Real por Dólares Americanos) compra vigente nos últimos 30 (trinta) dias à Revisão, corrigido pela taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), considerando-se o período entre a Data de Revisão do respectivo Bloco e a data do efetivo pagamento pela Cedente (LIMA, 2010).

Após o término das fases contratuais, a Petrobrás poderá iniciar a execução das Operações, tendo o livre acesso à Área do Contrato e suas instalações.

#### **5.4 EVOLUÇÃO DO MODELO REGULATÓRIO DO BRASIL**

Embora a atividade de exploração de hidrocarbonetos exista no Brasil desde a segunda metade do século XIX, os resultados positivos em termos de produção de petróleo no país foram modestos até a constituição da Petrobras em 1953, em um cenário de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nas bacias *on-shore*<sup>20</sup> do Brasil. (SOUZA; SGARBI, 2016).

A condição de irrelevância do Brasil no mercado internacional do petróleo, no período pós Segunda Guerra Mundial, possibilitou que o país adotasse um marco regulatório monopolista para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. (SOUZA; SGARBI, 2016)

A abertura das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil 1995, em um contexto de Pós Guerra Fria, possibilitou à Petrobras, expandir suas atividades de exploração e produção nas bacias da margem leste brasileira, principalmente, nas bacias de Campos, Espírito Santo e Santos. (SOUZA; SGARBI, 2016)

Embora o aumento por parte da Petrobras, do conhecimento geológico, geofísico e produtivo das bacias da margem leste brasileira no período de concessão, não fosse o intuito da política de abertura do mercado de exploração e

---

<sup>20</sup> Ambiente terrestre ou área localizada em terra (Decreto nº 8.437, de 22/4/2015)

produção de hidrocarbonetos no Brasil na década de 1990, o modelo de concessão e a capacidade técnica da Petrobras permitiram o desenvolvimento do modelo de exploração e produção de hidrocarbonetos nos reservatórios localizados abaixo da sequência evaporítica<sup>21</sup>, entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas. (SOUZA; SGARBI, 2016)

Segundo Souza e Sgarbi (2016), para facilitar a compreensão da transição dos modelos de fases exploratórias do petróleo, divide-se em três fases: Monopólio 1953 a 1995; Abertura do Mercado em 1995 e Modelo Regulatório do Pré-Sal Brasileiro em 2010.

#### 5.4.1 MONOPÓLIO 1953-1995

O período monopolista do petróleo no Brasil foi estabelecido a partir da Lei 2004 de 3 de outubro de 1953 (BRASIL, 1953) e, dispôs sobre a política nacional de petróleo, definiu as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo e instituiu a Petrobras, representando, durante mais de quarenta anos, o marco regulatório da indústria do petróleo no país. (SOUZA; SGARBI, 2016)

Nas palavras de Tolmasquim e Junior, 2011 o período monopolista representa “a fase de construção e consolidação da indústria moderna de petróleo no Brasil, confundindo-se com a própria história da Petrobras”.

De acordo com Tolmasquim e Junior, 2011, a constituição da Petrobras foi realizada com um aporte inicial de capital no valor de US\$ 165 milhões advindo do CNP, bem como uma estrutura legal estabelecida para financiar suas atividades no exercício do monopólio da União.

O período monopolista representa a consolidação das atividades nas bacias terrestres e o início, consolidação e expansão nas atividades das bacias da margem

---

<sup>21</sup> A água da chuva que inicialmente se acumulou na crosta do planeta era doce. No entanto, gases provenientes de erupções vulcânicas e a lixiviação das demais rochas cristalinas salgaram a água terrestre. O resfriamento do planeta contribuiu para a formação por precipitação de inúmeros mares e lagos, cuja evaporação originou rochas evaporíticas (MINAS JR, 2018).

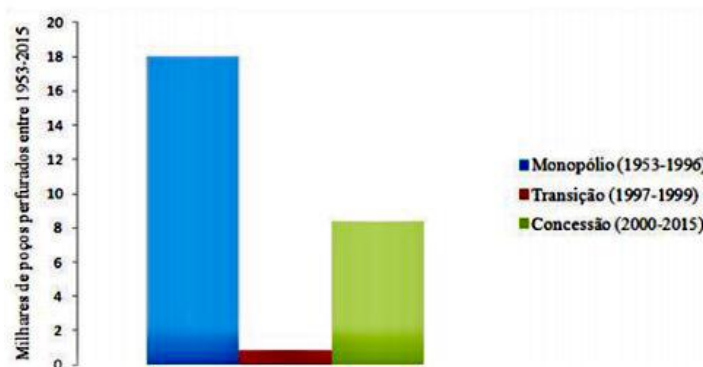


leste brasileira, buscando como principal meta a autossuficiência nacional na produção de hidrocarbonetos (SOUZA & SGARBI, 2016)

As atividades exploratórias iniciais da Petrobras centraram, sem sucesso, nas bacias paleozoicas brasileiras (Mendonça et al., 2004), além das bacias marginais terrestres representadas pelas bacias do Recôncavo e Sergipe-Alagoas (Zalán, 2012), obtendo sucesso apenas relativo (Aquino & Lana, 1990).

As atividades de exploração e produção nas bacias da margem leste brasileira foram responsáveis pela perfuração de 18000 poços entre os anos de 1953 e 1996 como se pode observar no Gráfico 6.

Gráfico 6 – Poços Perfurados entre 1953 e 2015 nas diversas bacias sedimentares brasileiras, sob os diferentes marcos regulatórios



Fonte: ANP, 2019.

Com o advento de alguns acontecimentos históricos, como a queda do Muro de Berlim em 1989, a desintegração da União Soviética em 1991, o enfraquecimento do Estado de bem-estar social na Europa e a hegemonia do neoliberalismo, estabeleceu-se uma grande pressão para a flexibilização dos marcos regulatórios da indústria do petróleo em vários países, sendo um deles o Brasil. (SOUZA; SGARBI, 2016)

A Constituição de 1988 no seu artigo 177 manteve o monopólio da União sobre a exploração, produção e transporte de petróleo e gás natural, sendo executado pela Petrobras. (TOLMASQUIM; JUNIOR, 2011).

O Brasil não passou ileso desta tendência de flexibilização do monopólio, o que culminou na elaboração da Emenda Constitucional nº 9 de 1995, que autorizou a União a contratar empresas estatais ou privadas na exploração e produção de hidrocarbonetos no Brasil. (SOUZA; SGARBI, 2016).

#### *5.4.2 ABERTURA DO MERCADO EM 1995*

A Lei nº 9.478/1997, ao regulamentar a EC nº 9/1995, definiu que as contratações pela União “poderão ser exercidas mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País” (artigo 5º).

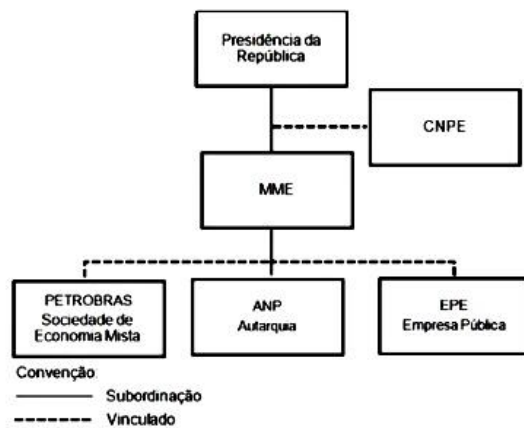
A mesma norma legal estabeleceu no artigo 23 que “as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei”. (SOUZA; SGARBI, 2016)

Outras transformações impostas pela Lei 9478/97 após a abertura do mercado em 1995 foram a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas e diretrizes do setor energético, além da criação da ANP, que é vinculada ao MME.

A Figura 6 mostra o esquema de ligação entre os órgãos, autarquia, empresa pública e sociedade de economia mista participantes do Sistema Regulatório de Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil.

Observa-se que a Petrobras e Empresa de Pesquisa Energética são vinculados ao Ministério de Minas e Energia, e a ANP é subordinada e vinculada ao mesmo. Nota-se também que todas as entidades são vinculadas e subordinadas à Presidência da República. O CNPE é não é subordinado ao MME.

Figura 6 – Órgãos Participantes do Sistema Regulatório de Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil



Fonte: Tolmasquim e Junior, 2011.

### 5.5.3 Modelo regulatório do Pré Sal Brasileiro em 2010

A viabilidade da produção de petróleo e gás natural no Pré-sal brasileiro em 2005, especificamente na Bacia de Santos, ampliou o modelo de exploração e produção offshore da Petrobras no país (a exploração<sup>22</sup> dos reservatórios de hidrocarbonetos do Pós-sal iniciou com a primeira perfuração na margem leste brasileira em 1959). (SOUZA & SGARBI, 2016)

Essa produção na produção da Bacia de Santos também tornou possível a perspectiva de aumento na produção e das exportações de petróleo e seus derivados. Isso gerou a alteração do marco regulatório sobre a exploração e produção dos reservatórios de hidrocarbonetos no país. (SOUZA & SGARBI, 2016)

Em 2006 a Petrobras anunciou oficialmente a descoberta de imensos reservatórios de hidrocarbonetos (óleo leve e com alto valor no mercado

<sup>22</sup> É o ato de explorar economicamente os recursos naturais de determinada porção de terra (OXFORD LANGUAGES).

internacional) posicionados abaixo da sequência evaporítica, que veio a ser formalmente designada como Pré-sal, localizada entre as bacias de Santos e Sergipe-Alagoas. (SOUZA & SGARBI, 2016)

Tal fato posicionou a estatal brasileira no centro das atenções da indústria mundial de hidrocarbonetos, o que atraiu a atenção do governo federal para a regulação das atividades de exploração e produção nas bacias que ocorrem à sequência Pré-sal. (SOUZA; SGARBI, 2016)

As estimativas do potencial das reservas de petróleo e gás natural nos reservatórios do Pré-sal provocou uma reanálise do regime regulador do setor de petróleo e gás, visando encontrar a melhor estratégia para o futuro energético do país (RIBEIRO, 2015).

Assim, o avanço dos trabalhos na exploração e produção no Pré-sal brasileiro levou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a determinar, por meio da Resolução nº 6 de 8 de novembro de 2007, a retirada, para uma melhor avaliação das descobertas do Pré-sal brasileiro, que culminou com a exclusão de 41 blocos da 9ª Rodada de Licitações no mesmo ano (RIBEIRO, 2015), localizadas nas bacias de Campos e Santos. (SOUZA & SGARBI, 2016)

A formação de uma Comissão Interministerial instituída pelo Governo Federal para propor um novo marco para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural e a partir da análise de diversas experiências internacionais (TOLMASQUIM; JUNIOR, 2011) concluiu, em agosto de 2009, pela adoção do modelo de partilha de produção em áreas do Pré-sal e outras áreas estratégicas (RIBEIRO, 2015).

Em 2010, quatro projetos de leis elaborados no ano anterior foram aprovados e versavam sobre quatro pilares que serão apresentados a seguir:

- i. O regime de partilha de produção;
- ii. A criação da empresa pública que gerenciará os contratos de partilha de produção e de comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União;

- iii. A criação do Fundo Social;
- iv. A cessão onerosa para a Petrobras de áreas, não concedidas, localizadas na área do Pré-sal.

O foco deste trabalho encontra-se nos pilares de números i e iii, em que se relacionam com a distribuição de *royalties* para os envolvidos em regime de partilha de produção de petróleo. Encontram-se também nos pilares ii e iv, pois o primeiro deles rege a criação do CNPE e o segundo deles permite diversas regalias na distribuição, exploração e consequente produção nas áreas do Pré-Sal.

## 5.5 ROYALTIES

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

No caso de considerar comercial uma descoberta, a empresa concessionária deve submeter à aprovação da ANP um plano de desenvolvimento, proposta de trabalho e previsão de investimentos, antes de iniciar a fase de produção. Além disso, conforme as jazidas encontradas na área delimitada, as empresas fornecem à União uma contribuição mensal que incide sobre produção do bem. (SILVA, 2015)

De acordo com o art. 45 da Lei 9.478/1997, este sistema compreende dois tipos de compensação direcionados à União: os *royalties* e a participação especial, incluída somente quando a jazida é muito rentável. Há também o bônus de assinatura, já citado anteriormente, porém este não incide sobre a produção e é pago previamente, antes mesmo do desenvolvimento do campo. E por fim, o pagamento pela ocupação ou retenção da área. (SILVA, 2015)

Em um cenário de produção incipiente e integralmente *on-shore*, coube a Lei 2.004/53 (Brasil, 1953) ser o primeiro dispositivo legal a regulamentar o tributo e estabelecer, no artigo 27, o pagamento de 4% aos estados e territórios e 1% aos

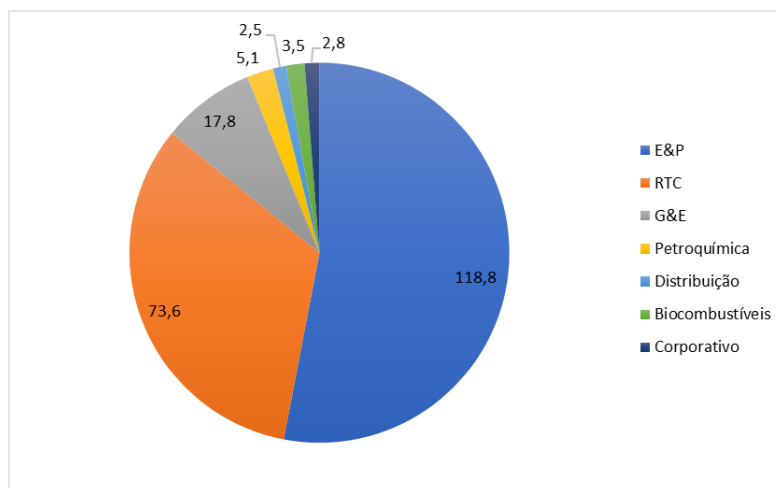
municípios sobre o valor da produção terrestre de petróleo e gás natural. (SOUZA & SGARBI, 2016).

Das normas que se sucederam ao longo das décadas, podemos destacar a mudança da destinação dos royalties da produção *offshore*, que passou dos Fundos Especiais, então controlados pela União estabelecido pelo Decreto-lei nº 523, de 8 de abril de 1969 (Brasil, 1969), direcionando-os para os Estados e Municípios produtores ou sob influências destes, e do estabelecimento do percentual de 5%, ambos, definidos pela Lei n.º 7.453, de 27 de dezembro de 1985 (Brasil, 1985).

#### 5.5.1 DISTRIBUIÇÃO DE ROYALTIES

As parcelas de divisão dos *royalties* para o caso em que a Alíquota é igual à 5% para lavra<sup>23</sup> em terra e em plataforma continental se dá como mostrado no gráfico 7:

Gráfico 7 – Lavra em Terra para o Caso Alíquota 5%

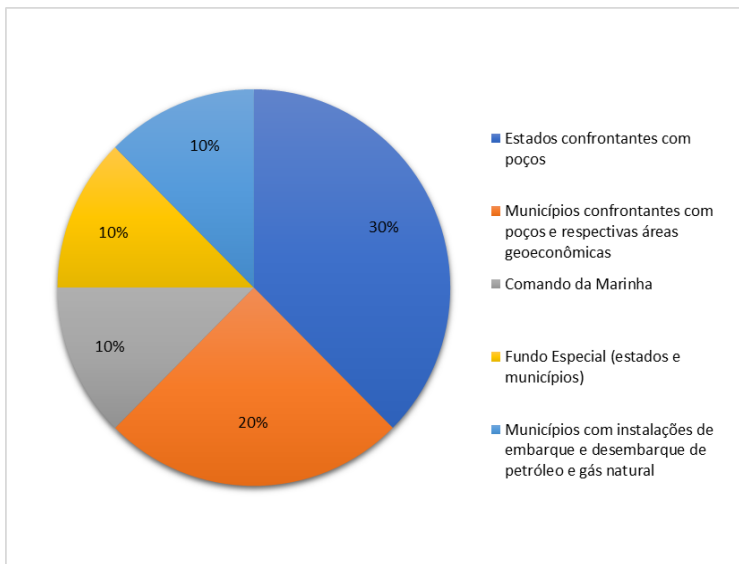


<sup>23</sup> É o conjunto de operações coordenadas com o objetivo de aproveitamento da jazida, desde a extração das substâncias minerais úteis que contiver até o beneficiamento destas (Fonte: Decreto nº 9406, de 12 de junho de 2018).

Fonte: elaboração própria.

No caso Lavra em Plataforma Continental, as distribuições de Royalties se dão da seguinte maneira:

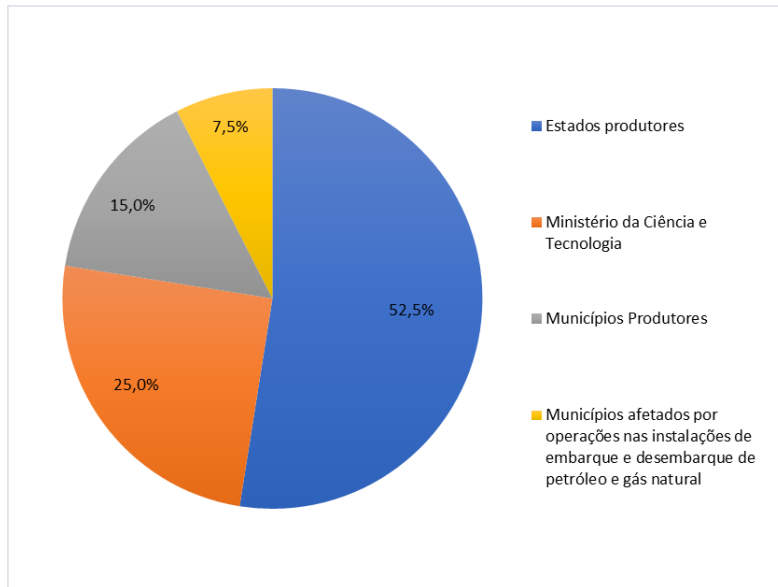
**Gráfico 8 – Lavra na Plataforma Continental para o Caso Alíquota 5%**



Fonte: elaboração própria.

Para as parcelas acima de 5% de alíquota, as distribuições se dão conforme o disposto no seguinte gráfico:

**Gráfico 9 – Lavra em Terra para o Caso Alíquota maior que 5%**

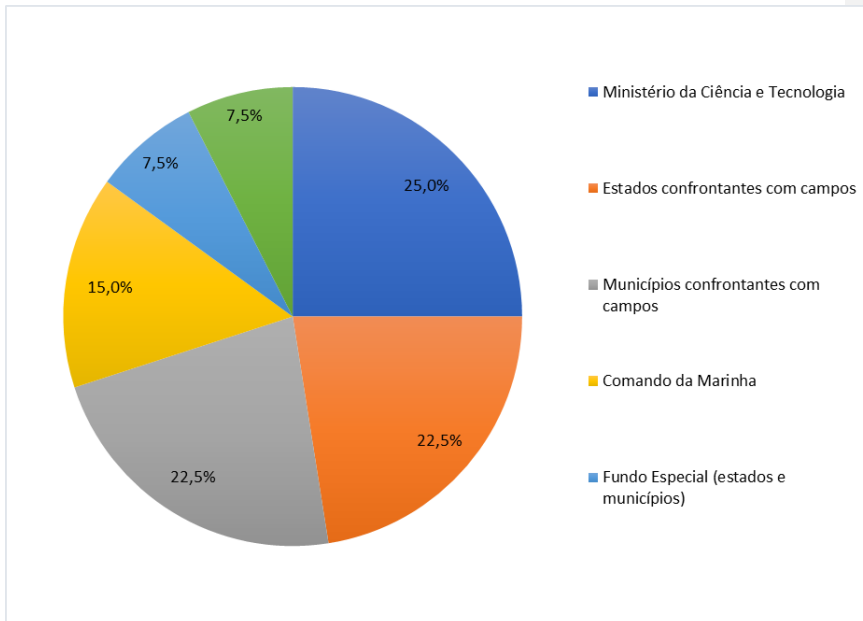


Fonte: elaboração própria

No caso Lavra em Plataforma Continental para o Caso Alíquota maior que 5%, as distribuições de Royalties se dão da seguinte maneira:



Gráfico 10 – Lavra na Plataforma Continental para o Caso Aliquota maior que 5%



Fonte: elaboração própria

O quadro 3 a seguir, assim como os gráficos acima, traz, esquematizada, a distribuição dos royalties de exploração das Lavras em Terra e Continental, ambas especificadas para os casos de alíquota igual a 5% e maior que 5%:

**Quadro 3 – Distribuição dos royalties de exploração das Lavras em Terra e Continental de Acordo com o Percentual da Alíquota**

	<b>Lavra em Terra</b>	<b>Lavra em Plataforma Continental</b>
<b>Distribuição de Royalties para Alíquota igual a 5%</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 70% Estados produtores;</li> <li>• 20% Municípios produtores;</li> <li>• 10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 30% Estados confrontantes com poços;</li> <li>• 30% Municípios confrontantes com poços e respectivas áreas geoeconômicas;</li> <li>• 20% Comando da Marinha;</li> <li>• 10% Fundo Especial (estados e municípios);</li> <li>• 10% Municípios com instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.</li> </ul>
<b>Distribuição de Royalties para Alíquota maior que 5%</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 52,5% Estados produtores;</li> <li>• 25% Ministério da Ciência e Tecnologia;</li> <li>• 15% Municípios Produtores;</li> <li>• 7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 25% Ministério da Ciência e Tecnologia;</li> <li>• 22,5% Estados confrontantes com campos;</li> <li>• 22,5% Municípios confrontantes com campos;</li> <li>• 15% Comando da Marinha;</li> <li>• 7,5% Fundo Especial (estados e municípios);</li> <li>• 7,5% Municípios afetados por operações nas instalações de embarque e desembarque de petróleo e gás natural.</li> </ul>

Fonte: elaboração própria.

O aumento da produção de petróleo e gás natural offshore no país nos últimos 30 anos desencadeou uma pressão dos estados e municípios não produtores por maiores participações na distribuição das receitas dos royalties, como consequência, o marco regulatório do Pré-sal atendeu as reivindicações dos Estados e Municípios não produtores, como apresenta o Quadro 3. (SOUZA; SGARBI, 2016)

A Lei nº 12.351/2010 institui o regime de partilha da produção nas áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas a serem definidas como tais. Neste dispositivo legal manteve as duas alíquotas dos royalties estabelecidas pela Lei nº 9.478/97 e inovou

com a criação do Fundo Social que entre outras fontes de financiamento teria a parcela dos *royalties* destinada a União. (SOUZA & SGARBI, 2016) (vide tabela 4)

No monopólio e na abertura do mercado, os estados e municípios não produtores detinham a participação de 10% do total arrecadado, quando a alíquota do imposto fosse 5% e 7,5% do montante global, quando a alíquota era de 10% (vide tabela 4). O marco regulatório do Pré-sal ampliou a participação dos Estados e Municípios não produtores, que passaram a deter 49% do total arrecadado na modalidade partilha de produção e nas concessões 49% e 40%, quando forem as alíquotas de 5 e 10%, **respectivamente**. (SOUZA; SGARBI, 2016).

Comentado [DQ8]: Retirar laterais da tabela, imagem fechada

Tabela 4 – Evolução da Legislação sobre a Distribuição de *Royalties offshore* entre os entes da Federação

Lei	7.986	9.478		12.351	12.734		
Marco Regulatório	Monopólio	Concessão		Partilha de Produção	Concessão		Partilha de Produção
Alíquota (%)	5	5	10	15	5	10	15
União (%)	1	1	4	3,3	1,1	2	3,3
Estado Produtor (%)	1,5	1,5	2,25	3,3	1,1	2	3,3
Município Produtor (%)	1,5	1,5	2,25	0,75	0,25	1,7	0,75
Municípios (%) <sup>a</sup>	0,5	0,5	0,75	0,3	0,1	0,3	0,3
Estado não Produtor (%)	-	-	-	3,675	1,225	2	3,675
Município não Produtor (%)	-	-	-	3,675	1,225	2	3,675
Fundo Especial (Estados e Municípios) (%)	0,5	0,5	0,75	7,35**	2,45**	4**	7,35**

Fonte: Souza e Sgarbi, 2016.

## 6 PETROBRAS

O capítulo 6 explicitará como se deu a criação da Petrobras, sua capitalização e o Plano de Negócios dessa sociedade de economia mista para os períodos de 2010 a 2014, 2014 a 2018 e 2019 a 2023. As seções deste capítulo incluem legislações imprescindíveis à sua história, bem como atributos referentes à sua organização e funcionamento.

### 6.1 CRIAÇÃO DA PETROBRAS

Por meio da Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953, é criada a Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras. A nova empresa é responsável pela execução do monopólio estatal do petróleo para pesquisa, exploração, refino do produto nacional e estrangeiro, transporte marítimo e sistema de dutos. A lei de Criação da Petrobras foi revogada pela lei Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que autoriza o funcionamento da Petrobras. (Investidor Petrobrás, 2019)

A Lei 9.478/1997 não só dispõe sobre o funcionamento da Petrobras, como também sobre a política energética nacional, bem como às atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui o CNPE. Nessa lei, no capítulo IX, há a descrição da Petrobrás:

A Petróleo Brasileiro S.A.- PETROBRAS é uma sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem como objeto a pesquisa, a lavra, a refinação, o processamento, o comércio e o transporte de petróleo proveniente de poço, de xisto ou de outras rochas, de seus derivados, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, bem como quaisquer outras atividades correlatas ou afins, conforme definidas em lei.

É de suma importância que se descreva as competências da Petrobras, para a compreensão dos trâmites a que são submetidas as Áreas Cedidas da Cessão Onerosa (objeto de estudo), bem como as demais Áreas Petrolíferas encontradas no país.

A Petrobras, diretamente ou por intermédio de suas subsidiárias, associada ou não a terceiros, poderá exercer, fora do território nacional, qualquer uma das atividades integrantes de seu objeto social. (BRASIL, 1997).

A União manterá o controle acionário da Petrobras com a propriedade e posse de, no mínimo, cinquenta por cento das ações, mais uma ação, do capital votante. (BRASIL, 1997)

As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela Petrobras em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição (...) e os demais princípios e diretrizes desta Lei. (BRASIL, 1997).

O capital social<sup>24</sup> da Petrobras é dividido em ações ordinárias, com direito de voto, e ações preferenciais, estas sempre sem direito de voto, todas escriturais, na forma do art. 34 da Lei n° 6.404, de 15 de dezembro de 1976. (BRASIL, 2012).

A Petrobras e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo. (BRASIL, 1997).

Para o estrito cumprimento de atividades de seu objeto social que integrem a indústria do petróleo, fica a Petrobras autorizada a constituir subsidiárias, as quais poderão associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas. (BRASIL, 1997).

A Petrobras deverá constituir uma subsidiária com atribuições específicas de operar e construir seus dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de petróleo, seus derivados e gás natural, ficando facultado a essa subsidiária associar-se, majoritariamente ou minoritariamente, a outras empresas. (BRASIL, 1997)

---

<sup>24</sup> É o valor investido que será colocado à disposição da empresa por cada um dos sócios, seja bens financeiros ou bens materiais (SEBRAE)

A empresa Petrobras poderá transferir para seus ativos os títulos e valores recebidos por qualquer subsidiária, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização, mediante apropriada redução de sua participação no capital social da subsidiária. (BRASIL, 1997)

Para entender o Contrato da Cessão Onerosa e a origem da PEC 98/2019, faz-se necessário compreender o histórico da Capitalização da Petrobrás, o qual deu origem às regras descritas na legislação acima e que pautam até na contemporaneidade o cenário brasileiro, resguardadas as devidas modificações.

## 6.2 CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS

De acordo com a Lei nº 2004 de 3 de outubro de 1953 (Revogada pela Lei nº 9478 de 1997), a União ficou autorizada a constituir, na forma desta lei, uma sociedade por ações, que se denominaria “Petróleo Brasileiro S. A.” e usaria a sigla ou abreviatura de “Petrobras”. A Sociedade teria inicialmente o capital de Cr\$

4.000.000.000,00 (quatro bilhões de cruzeiros), divididos em 20.000.000 (vinte milhões) de ações ordinárias, nominativas, com valor de Cr\$ 200,00 (duzentos cruzeiros) cada uma.

O primeiro procedimento para a empresa abrir o capital é entrar com um pedido de registro de companhia aberta na CVM (Comissão de Valores Monetários), que é o órgão regulador e fiscalizador do mercado de capitais brasileiro. Junto com esse pedido, as empresas podem solicitar à CVM autorização para realizar a venda de ações ao público, tecnicamente conhecida como oferta pública de ações.

A primeira colocação pública de títulos da companhia é chamada de Oferta Pública Inicial ou *Initial Public Offering* (sigla em inglês – IPO). Quando a companhia já tem o capital aberto e já realizou a sua primeira oferta, as emissões são conhecidas como ofertas subsequentes ou, no termo em inglês, *follow on*. (CVM, 2014).

As ofertas públicas, dado que envolvem a captação de poupança, são disciplinadas por lei e regulamentadas pela CVM. A intenção é permitir que todos os

investidores participem da oferta em igualdade de condições e que possam tomar suas decisões de investimento de forma racional. (GUIMARÃES, 2017)

Dentre as motivações, a mais comum é o acesso aos recursos para financiar projetos de investimento, ou seja, a emissão de ações (aumento do capital próprio e admissão de novos sócios). É uma fonte de recursos que não possui, teoricamente, limitação. Enquanto a empresa tiver projetos viáveis e rentáveis, provavelmente os investidores terão interesse em financiá-los. (GUIMARÃES, 2017)

#### 6.2.1 CAPITALIZAÇÃO DA PETROBRAS EM 2010

O PN 2010-2014 manteve como meta de produção de petróleo 3,9 milhões de barris de óleo equivalente (boe) por dia em 2014 e projeção de 5,4 milhões de boe por dia em 2020. (GUIMARÃES, 2017)

O aumento da produção seria sustentado pelo desenvolvimento das áreas do pós-sal, através da instalação de grandes projetos nas áreas de atuação da empresa. No mapa 1 pode-se verificar a divisão dos investimentos entre a área do pós e pré-sal brasileira. Do total de US\$ 108,2 bilhões, US\$ 30,9 bilhões (28,56%) foram destinados ao pré-sal e US\$ 77,3 bilhões (71,44%) para o pós-sal. (GUIMARÃES, 2017)

Em 29 de setembro de 2010 foram emitidos 2.293.907.960 em ações ordinárias (incluindo ações ordinárias na forma de *American Depositary Share*<sup>25</sup> – ADS) ao preço de R\$ 29,65 por ação e 1.788.515.136 de ações preferenciais (incluindo ações preferenciais na forma de ADS) ao preço de R\$ 26,30 por ação, em uma oferta pública global, que consistiu em uma oferta registrada no Brasil e uma oferta internacional, mais especificamente nos Estados Unidos (PETROBRAS, 2010)

---

<sup>25</sup> Do inglês, "*American Depositary Share*." É como se chama individualmente cada parte que o lote de uma ADR (Em português, Depósito de Recibo Americano) representa. E assim como uma ADR, a ADS é por definição um produto que representa uma empresa estrangeira nas bolsas dos Estados Unidos da América (THE CAPITAL ADVISOR).

Em 1º de outubro de 2010 foram emitidas mais 75.198.838 ações ordinárias (incluindo ações ordinárias na forma de ADS) e 112.798.256 de ações preferenciais (incluindo ações preferenciais na forma de ADS).

Os valores acima se deram de acordo com o exercício da opção de sobre alocação do subscritor, que consiste em um lote suplementar de ações correspondente a até 20,0% da quantidade de ações inicialmente ofertada, nas mesmas condições e no mesmo preço. Parte das receitas líquidas da oferta global foi direcionada ao pagamento da compra inicial conforme o Contrato de Cessão (GUIMARÃES, 2017)

A União (acionista controladora da empresa) e o Banco Nacional de desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) Participações S.A. – BNDESPAR manifestaram interesse em subscrever ações na oferta prioritária, em conjunto, no valor de R\$ 74.807.616.407,00, sem limite de Preço por Ação (PETROBRAS, 2010)

O preço de subscrição por ação ordinária foi de R\$ 29,65 (“Preço por Ação Ordinária”) e o preço de subscrição por Ação Preferencial de R\$ 26,30 (“Preço por Ação Preferencial”, em conjunto com o Preço por Ação Ordinária, “Preço por Ação”), os quais foram fixados após

- (i) a efetivação dos Pedidos de Reserva; e
- (ii) a conclusão do procedimento de coleta de intenções de investimento, conduzido no Brasil conjuntamente pelos Coordenadores Globais da Oferta, em conformidade com os artigos 23, § 1º, e 44 da Instrução CVM 400, e no exterior pelos Coordenadores Globais da Oferta Internacional (“Procedimento de *Bookbuilding*<sup>26</sup>”).

---

<sup>26</sup> O *Bookbuilding* é um procedimento de coleta de intenções de investimento em determinada ação, feito normalmente por bancos que coordenam ofertas. Normalmente este é o procedimento utilizado no lançamento de ações no mercado de uma empresa, seja uma oferta pública inicial (IPO) ou uma oferta subsequente. Seguindo o procedimento de *Bookbuilding*, o preço da ação é determinado pelo “apetite” dos investidores por determinado ativo, ou basicamente pela oferta x demanda.



### 6.2.1.1 Ações Ordinárias e Preferenciais

As ações ordinárias são ações comuns e seus possuidores têm todos os direitos e obrigações de legítimos proprietários da empresa. As ações preferenciais, por sua vez, são aquelas em que os seus possuidores têm restrição de direitos em relação aos acionistas comuns (possuidores de ações ordinárias), não podendo votar nas assembleias de acionistas. Para compensar essa limitação, os acionistas preferenciais têm prioridade no recebimento de dividendos e, em caso de liquidação, também no recebimento do reembolso de capital. (GUIMARÃES, 2017)

Segundo Neto et al. 2005, a classificação de ações, entre ordinárias e preferenciais, não existe somente no mercado brasileiro. Esse sistema é adotado em muitos mercados, inclusive nos desenvolvidos (Estados Unidos, por exemplo).

O código de negociação de uma ação é composto da seguinte maneira: XXXXY, sendo XXXX quatro letras maiúsculas que representam o nome do emissor (no caso da Petrobras, PETR) e Y sendo um número que representa o tipo da ação, três (3) para ordinária e quatro (4) para preferencial (BM E FBOVESPA, 2017).

A análise das ações da Petrobras é importante para saber como o capital social da empresa foi-se alterando entre 2007 e 2016, antes e depois do contrato de Cessão Onerosa com a União. (GUIMARÃES, 2017)

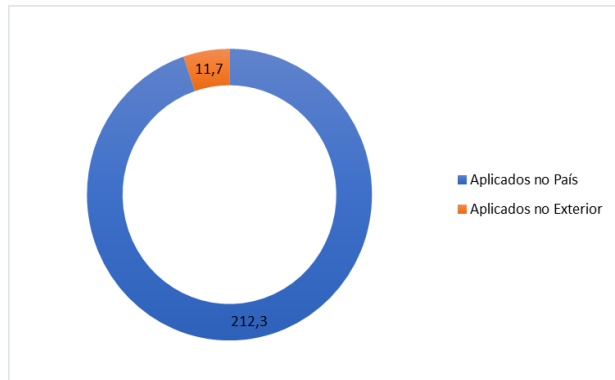
## 6.3 PLANO DE NEGÓCIOS PETROBRAS

### 6.3.1 PLANO DE NEGÓCIOS 2010-2014

O Gráfico explicita a previsão de alocação dos investimentos totais da Petrobras, no período de 2010-2014. No Plano de Negócios do período de 2010-2014, previa-se investimentos totais de US\$ 224 bilhões, representando a média de US\$ 44,8 bilhões por ano. Cerca de 95% dos investimentos, ou seja, US\$ 212,3 bilhões seriam aplicados no país e 5%, US\$ 11,7 bilhões no exterior.

**Comentado [DQ9]:** é necessário escrever algo entre um item e outro.

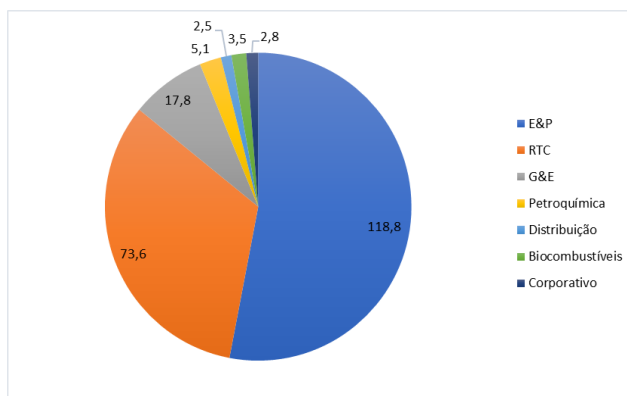
Gráfico 11 – Investimentos Totais Petrobras



Fonte: elaboração própria.

O Gráfico 12 traz os investimentos de 2010 a 2014 de petróleo e gás natural por setor. Nota-se, pelo gráfico 8, que o investimento PNG (Petróleo e Gás Natural) é predominantemente nas áreas de E&P, de 118,8 bilhões de dólares, representando quase o dobro do valor investido em RTC (Refino, Transporte e Comercialização), de 73,6 bilhões de dólares. Isso significa que a produção de petróleo representa uma parcela destacada de toda o processo referente ao petróleo.

Gráfico 12 – Investimento PNG



Fonte: Petrobras, 2014.

O Plano de Negócios 2010-2014 manteve as metas de crescimento incluindo os recursos necessários para a exploração e desenvolvimento das descobertas de petróleo no Pré-sal. A meta de produção de petróleo é de 3,9 milhões de barris de óleo equivalente por dia (boe) em 2014 e projeção de 5,4 milhões de boe em 2020.

### 6.3.2 PLANO DE NEGÓCIOS 2014-2018

O Plano de Negócios da Petrobras para o período 2014-2018 prevê investimentos US\$ 220,6 bilhões sendo que US\$ 63,0 bilhões deverão ser aportados por empresas parceiras em projetos no Brasil, totalizando US\$ 283,6 bilhões.

As mudanças do marco regulatório brasileiro, com a criação dos regimes de Cessão Onerosa e Partilha, a Petrobras fez escolhas que orientaram seus negócios no horizonte desse Plano. A estratégia é alcançar uma produção média de 4 milhões de barris por dia de petróleo de 2020 a 2030, alcançando a posição das cinco maiores empresas integradas de energia do mundo.

O gráfico 13 mostra com destaque a E&P, que representa 70% de todo o investimento de empresas parceiras em projeto do Brasil, mais uma vez, demonstrando a importância de fazer prospecções de produção de petróleo.

Gráfico 13 – Investimentos PNG 2014-2018



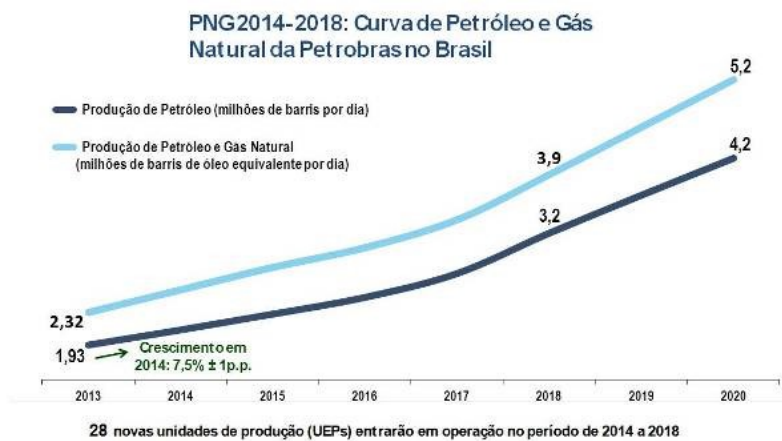
Fonte: Petrobras 2014.

Previa-se no Plano de Negócios investimentos na área de Exploração e Produção (E&P) um montante de US\$ 153,9 bilhões, crescimento de 4,3% em relação ao Plano anterior. Adicionalmente, nossos parceiros aportaram US\$ 44,8 bilhões. Do total de investimentos em E&P, 73% serão alocados para desenvolvimento da produção, 15% para exploração e 12% em infraestrutura.

Para as áreas de abastecimento e de Gás e energia previa-se investimentos de US\$ 38,7 e 10,1 bilhões respectivamente.

Em consonância com o gráfico 14, no período de 2014 a 2018, 28 novas unidades de produção entraram em operação, assegurando a produção de óleo de 3,2 milhões bpd em 2018. Em 2020 previa-se alcançar 4,2 milhões bpd. O atingimento desta curva estava vinculado a algumas variáveis, entre estas o desempenho da indústria de bens e serviços no Brasil e no exterior.

Gráfico 114 – Curva de Petróleo e Gás Natural no Brasil 2014-2018



Fonte: Petrobras 2014.

### 6.3.3 PLANO DE NEGÓCIOS 2019-2023

De acordo com o Plano de Negócios e Gestão da Petrobras do período de 2019 a 2023, estima-se investimentos da ordem de US\$ 84,1 bilhões em suas atividades produtivas, cerca de US\$ 10 bilhões a mais do que o previsto em seu último plano de negócios.

A estratégia da empresa é reforçar investimentos nas áreas de segurança da força de trabalho e operacional e de redução da dívida. A meta é trabalhar indicador de retorno sobre o capital acima de 11% em 2020. Os três pilares centrais do PN (2019-2023) são:

- **FORÇA MOTRIZ:** constitui o elemento central para fomentar a competitividade da Petrobras. Nesse pilar estão situados os grandes ativos de geração de caixa das áreas de Exploração e Produção (E&P) e Refino, Transporte e Comercialização (RTC).

- **FORÇA PARA EVOLUIR:** expansão e integração de mais competências da companhia e, por isso, a Petrobras buscará oportunidades de investimento na cadeia integrada de gás, energia e petroquímica, motor batizado de força para evoluir.

- **MOVIMENTO PARA O FUTURO:** companhia também entende que é necessário perpetuar sua equação de crescimento, com investimentos em energias renováveis, que representam nosso movimento para o futuro.

Na Figura 7, é interessante ressaltar que o primeiro pilar já explicita a importância da E&P (Exploração e Produção) de petróleo brasileiro, em que é dada merecida atenção e maiores investimentos, tanto para que a Petrobras mostre que é competitiva no mercado mundial como para que a produção e os investimentos no país, cresçam à longo prazo.

Figura 7 – Pilares do Plano de Negócios Petrobras



Fonte: Petrobras 2014.

No que tange a área de Refino, Transporte e comercialização, RTC, haverá um reposicionamento da empresa por meio do estabelecimento de parceiras e de novos investimentos. Já no segmento de gás natural, está prevista a realização de investimentos em unidades de tratamento e processamento em Sergipe, Rio de Janeiro e São Paulo. Esses empreendimentos serão cruciais para dar suporte ao escoamento da produção de gás.

Na área de energias renováveis, a companhia continuará buscando parcerias em negócios de energia elétrica renovável, em especial solar e eólica, e investirá em BioQAV e *green diesel*<sup>27</sup>.

Prevê-se um retorno estimado em arrecadação de tributos da ordem de R\$ 600 bilhões. Até 2023, serão investidos cerca de R\$ 13 bilhões em pesquisa e desenvolvimento e cerca de R\$ 6 bilhões aplicados em projetos sociais e ambientais em todo país. A Petrobras estima que irá gerar com suas atividades produtivas por volta de 450 mil postos de trabalho no país.

<sup>27</sup> O diesel verde, segundo a definição da ANP, é um biocombustível produzido a partir de matérias-primas renováveis, como gorduras de origem vegetal e animal, cana-de-açúcar, álcool e biomassa, podendo também ser chamado de "diesel de base parafínica".

## **7 ESTUDO DE CASO – BACIA DE SANTOS – CAMPO DE TUPI**

O capítulo 7 trará descrições geográficas, características e considerações históricas da Bacia de Santos e do Campo Tupi, bem como dados recentes e estimativa de produção desse Campo, para que se observe numericamente a sua produtividade, inclusive em comparação com demais campos pertencentes ao Pré-sal.

### **7.1 DESCRIÇÃO GEOGRÁFICA DA BACIA DE SANTOS**

A Bacia de Santos está localizada na margem sudeste do Brasil, entre os Altos de Cabo Frio (ACF) - paralelo 23°30'S - e Florianópolis (AF) - paralelo 28°00'S (Caldas, 2007). Limita-se ao norte com a Bacia de Campos e ao sul com a Bacia de Pelotas, a oeste com a Serra do Mar e a leste com o limite oriental do Platô de São Paulo (Gamboa et al., 2008).

A Bacia de Santos tem sua área total de 350km<sup>2</sup>, estendendo-se dos estados brasileiros do Rio de Janeiro (Cabo Frio) até Santa Catarina (Florianópolis). Os primeiros investimentos em estudos referentes à exploração e produção nesta bacia são dos anos 1970. (PETROBRAS, 2020). A Figura 11 mostra a localização da Bacia de Santos no mapa da América Latina, mostrando que a Bacia está apenas no litoral brasileiro.

**Mapa 4 – Mapa da Localização da Bacia de Santos**



Fonte: Gamboa et.al. 2008

A Bacia de Santos apresenta a maior área a ser explorada no Pré-sal brasileiro (existem outros reservatórios de hidrocarbonetos, no globo terrestre, que estão localizados abaixo de uma seção evaporítica), que a partir das várias descobertas dos reservatórios de petróleo e gás natural sob a sequência dos evaporitos do Aptiano, geraram uma grande expectativa para posicioná-la como a maior bacia produtora de hidrocarbonetos do país (SOUZA; SGARBI, 2016).

## 7.2 HISTÓRICO DE EXPLORAÇÃO DA BACIA DE SANTOS

As atividades de exploração e produção da Petrobras nas bacias da margem leste brasileira nas décadas de 1960 e 1970 apontaram para o potencial de reservas de petróleo e gás natural na Bacia de Santos (Pereira et al., 1986), sobretudo, depois do início da produção de hidrocarbonetos na Bacia de Campos no final dos anos de 1970 (PEREIRA; MACEDO, 1990).

O tamanho da Bacia de Santos, suas semelhanças geológicas e proximidade com a Bacia de Campos, justificavam a condição de bacia promissora. Entretanto,



não representou nenhum sucesso exploratório até o início dos anos 1980 (Pereira e Macedo, 1990).

A primeira operação do pré-sal na Bacia de Santos foi em 01/05/2009, e no dia 28/10/2010, deu-se início o Sistema de Produção Definitiva do Campo de Lula (hoje denominado Campo de Tupi), realizado por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis, que está instalado a cerca de 280 quilômetros da costa e em águas com profundidade de 2.200 metros. (PETROBRAS, 2020)

A Bacia de Santos continuará a ser a principal destinatária dos investimentos da Petrobras em E&P no Pré-sal brasileiro, cujo montante será de 40 bilhões de dólares para o período 2017-2021 (PETROBRAS, 2016b).

### **7.3 HISTÓRICO DE EXPLORAÇÃO DO CAMPO DE TUPI**

As reservas de hidrocarbonetos no Pré-sal brasileiro foram descobertas em 2006, após duas perfurações de poços exploratórios. Os primeiros prospectos comerciais com quantidade significativa de óleo foram perfurados no Campo de Lula, hoje denominado Campo de Tupi (prospectos Tupi e Sapinhoá), e confirmaram a magnitude do sistema petrolífero do Pré-sal. (PETERSOHN, 2013).

O volume recuperável – quantidade que se estima produzir pelos métodos disponíveis – é de 8.3 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), volume muito acima dos 500 milhões de boe que classifica um campo petrolífero como gigante (PETROBRÁS, 2010).

A primeira exploração no pré-sal da Bacia de Santos começou em 1º de maio de 2009, por meio de um Teste de Longa Duração (TLD) realizado pelo FPSO BW Cidade de São Vicente na área de Tupi, antigo Campo de Lula. Um ano mais tarde, em 28 de outubro de 2010, deu-se início o Sistema de Produção Definitiva do Campo de Tupi, realizado por meio do FPSO Cidade de Angra dos Reis, que está instalado a cerca de 280 quilômetros da costa e em águas com profundidade de 2.200 metros. (PETROBRAS, 2021)

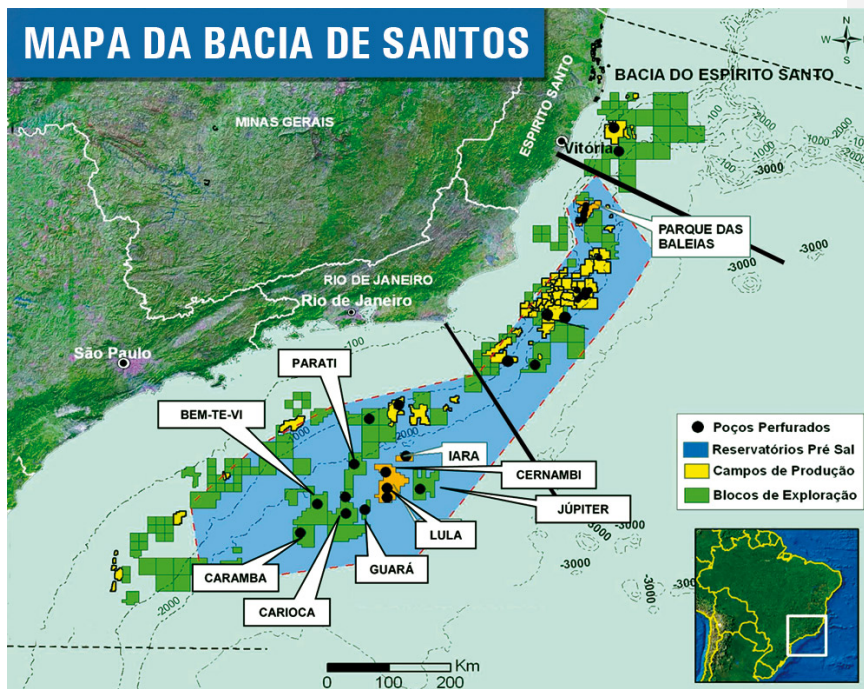
O campo de Tupi teve sua decisão judicial para a troca de nomes no dia 07 de Julho de 2020, além das demais áreas que compõem o campo de Tupi, também tiveram suas denominações alteradas, do seguinte modo: a) Sul de Tupi, contrato de cessão onerosa e; b) Tupi Leste, área não contratada e pertencente a União Federal, representada pela Pré-Sal Petróleo S.A. (AGÊNCIA PETROBRAS, 2020)

#### **7.4 DESCRIÇÃO GEOGRÁFICA DO CAMPO DE TUPI**

O local de estudo situa-se na região central distal da Bacia de Santos, no centro do polígono do Pré-sal (Figura 12). O campo de Lula está a cerca de 230 km da costa do município do Rio de Janeiro, em lâmina d'água variando entre 2.100 e 2.200 metros de profundidade (ANP, 2018). Os reservatórios estão localizados entre 4.700 a 6.000 metros abaixo do nível do mar e muitas vezes encontram-se sotopostos por uma espessa sucessão de sal de até 2.000 metros (ANP, 2018)

No mapa 5, há a Localização dos Campos da Bacia de Santos, é nítida a proximidade com as cidades de Angra dos Reis, no estado do Rio de Janeiro, e com a cidade de Terrar, no estado de São Paulo. A distância de Angra dos Reis ao Campo em estudo deste trabalho é de 290km, considerado próximo tendo em vista o destaque da produção petrolífera apresentada pelo Campo de Tupi.

Mapa 5 – Localização dos Campos na Bacia de Santos



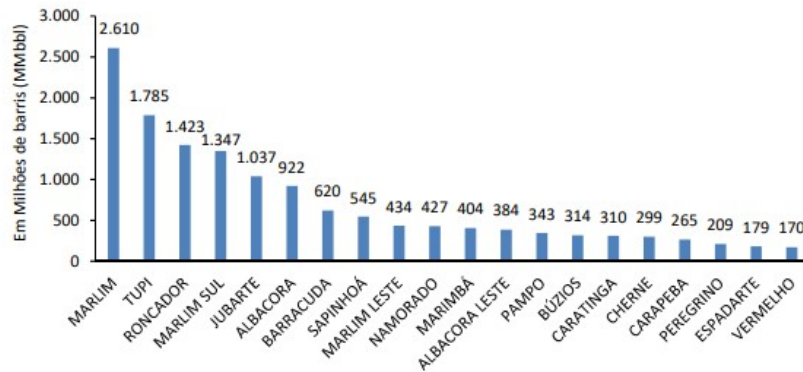
Fonte: Revista Petróleo e Energia, 2014.

O campo de Tupi é operado pela Petrobras 65%, em parceria com a Shell Brasil Petróleo Ltda 25% e a Petrogal Brasil S.A. 10% (Agência Petrobras, 2021).

### 7.5 DADOS RECENTES DA PRODUÇÃO DO CAMPO DE TUPI

O gráfico 15 mostra dados recentes, de janeiro de 2021, da produção total dos 20 campos marítimos com maior produção total acumulada de petróleo. Observa-se que o Campo de Tupi, apesar de estar no segundo lugar, ainda aparece em destaque, representando mais da metade da produção do maior produtor no mês, que é o Campo de Marlim.

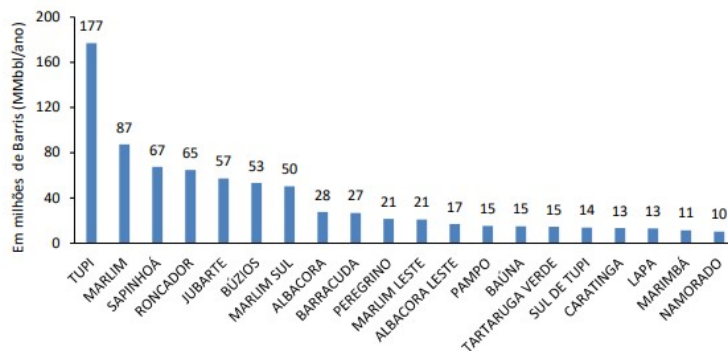
Gráfico 15 – Os 20 campos marítimos com maior produção total acumulada de petróleo (Mbbbl/ano)



Fonte: ANP, 2019.

O gráfico 16, provindo do Boletim Mensal da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, de janeiro de 2021, mostra a média histórica anual de produção de petróleo, em Mbbbl/ano. Nota-se que, apesar de janeiro de 2021 apresentar o Campo de Marlim como maior média mensal de produção acumulada de petróleo, Tupi ainda lidera o ranking da maior média histórica anual de produção de petróleo, datado de 2020.

Gráfico 16 – Os 20 campos marítimos com maior média histórica anual de produção de petróleo (MMbbbl/ano)



Fonte: ANP, 2019.

## 8 ANÁLISE DE RESULTADOS

No capítulo 8, será apresentado o resultado das estimativas produtivas para o Campo Tupi, bem como o resultado do cálculo do diferencial de qualidade (Dq), para que se obtenha os resultados de cálculos dos Preços de Referência para os três cenários para o Campo Tupi. Há também uma breve descrição de alguns fatores que influenciam na flutuação de preços internacionais do petróleo.

### 8.1 ESTIMATIVA PRODUTIVA PARA O CAMPO TUPI

Neste trabalho, o ponto de maior produtividade da extração de hidrocarbonetos no Campo Tupi foi alcançado em 2031 e foi utilizada a taxa de crescimento para campos *offshore* de 1,3. A partir do referido ano, o valor da produção foi calculado utilizando-se taxa média para o decaimento em campos *offshore* de cerca de 9% ao ano com base na literatura de Höök (2009).

A Tabela 5 mostra a evolução dos valores de produção anual utilizando-se, de 2020, valor já existentes nos Boletins Mensais de Produção da ANP. Os valores mensais desses boletins foram multiplicados por 30, considerando-se um mês comercial, e foi utilizado o Software Excel para cálculo desses valores.

No ano de 2020 até o ano de 2100, utilizou-se as taxas de crescimento e declínio como proposto por Hook (2009).

Tabela 5 – Média de Produção Anual do Campo de Tupi (MBbl)

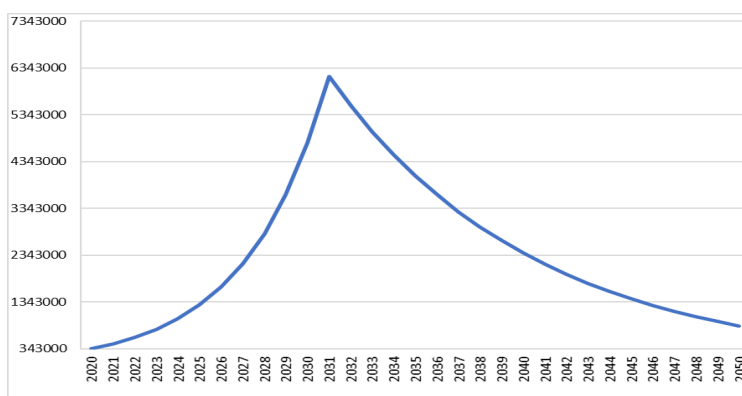
Ano-base	Produção Anual Média (MBbl)	Taxa de crescimento/declínio
2020	343.710	1,3
2021	446.823	1,3
2022	580.870	1,3
2023	755.131	1,3
2024	981.670	1,3
2025	1.276.171	1,3
2026	1.659.023	1,3
2027	2.156.729	1,3
2028	2.803.748	1,3
2029	3.644.872	1,3
2030	4.738.334	1,3

2031	6.159.834	1,3
2032	5.543.851	0,9
2033	4.989.466	0,9
2034	4.490.519	0,9
2035	4.041.467	0,9
2036	3.637.321	0,9
2037	3.273.589	0,9
2038	2.946.230	0,9
2039	2.651.607	0,9
2040	2.386.446	0,9
2041	2.147.801	0,9
2042	1.933.021	0,9
2043	1.739.719	0,9
2044	1.565.747	0,9
2045	1.409.173	0,9
2046	1.268.255	0,9
2047	1.141.430	0,9
2048	1.027.287	0,9
2049	924.558	0,9
2050	832.102	0,9

Fonte: elaboração própria.

O Gráfico 17 diz respeito à tabela acima. É válido notar que o pico da produção de petróleo, de acordo com o presente estudo, tem seu maior valor no período estudado no ano de 2031, em que atinge o valor de 6.159.834 Mbbl, e inicia-se o uso da taxa de declínio produtivo, que é de 9%.

**Gráfico 17 – Estimativa de produção de petróleo para os anos de 2020 a 2050 para o Campo Tupi em Mbbl**



Fonte: elaboração própria.

## 8.2 DIFERENCIAL DE QUALIDADE

O diferencial de qualidade (Dc) encontrado no cálculo do preço mínimo, segundo a ANP, visa ajustar o preço do tipo de petróleo (ou tipo de corrente) em questão, à sua qualidade em relação ao Brent e ao valor dos produtos de seus derivados. Assim, quanto maior é o grau API do óleo de um Campo, maior é seu diferencial de qualidade.

Observa-se, no capítulo Metodologia, que as variáveis de volumes nacional e internacional que compõe o cálculo desse diferencial são diretamente relacionadas aos dados de fração de destilados do óleo, bem como aos preços leve, médio e pesado. A tabela 6 trará os dados para essas variáveis para o Campo de Tupi, de 2018, ano em que a ANP passou a disponibilizar apenas dados de Preço de Referência, sem mencionar o termo Preço Mínimo.

Na tabela 6, são mostrados os valores de frações leve, média e pesada presentes no cálculo do diferencial de qualidade para, por sua vez, posteriormente inseri-lo na fórmula do Preço de Referência.

Nota-se que o Petróleo Brent tem frações mais altas do preço dos derivados leve, médio e pesado, já que quanto maior o grau API<sup>28</sup>, maior a qualidade do petróleo. Os valores dos derivados foram escolhidos como os de janeiro de 2018 e serão utilizados para a confecção do cenário de Preço de Referência deste trabalho.

Tabela 6 – Especificação Técnica das Correntes de Petróleo para Tupi

	<b>Fração Leve (Pl Gasolina 110ppm)</b>	<b>Fração Média (Pm ULSD)</b>	<b>Fração Pesada (Pp O.C. 3,5%)</b>
Preços dos derivados ANP (Fev)	R\$ 68,02	R\$68,31	R\$54,58

<sup>28</sup> Escala hidrométrica idealizada pelo American Petroleum Institute (API), juntamente com a National Bureau of Standards, utilizada para medir a densidade relativa de líquidos (Fonte: Portaria ANP nº 206, de 29/8/2000).

2021)			
Petróleo Nacional (Tupi) Grau API: 31	21,00%	27,00%	52,00
Petróleo Brent Grau API: 37,5	31,98%	30,71%	37,31

Fonte: ANP, 2021.

A utilização da Equação 4, acrescentados os valores acima, trouxe como diferencial de qualidade (Dq) o valor igual à -2, que, por sua vez, será utilizado em todo o cenário de Preço de Referência.

### 8.3 FLUTUAÇÕES NO PREÇO

Diversos fatores podem influenciar no preço do petróleo, já que, como citado anteriormente, ele é um *commodity*. A seguir, será destacado na presente pesquisa dois tópicos contemporâneos que podem ser de grande valia no entendimento das flutuações de preços petrolíferos ao redor do globo:

O crescimento econômico de países como China e Índia, por exemplo, acarreta um aumento de demanda e eleva, conseqüentemente, o preço da commodity. Situações de conflitos e instabilidade política envolvendo países produtores de petróleo costumam gerar grande preocupação quanto à incerteza do seu fornecimento, e por isso, também contribuem para a disparada dos preços. (US Economy, 2015).

Já as crises econômicas, em contrapartida, trazem como conseqüências o desaquecimento de indústrias, redução de investimentos e diminuição da oferta de crédito, levando a uma baixa na demanda por petróleo e favorecendo a queda de seu valor comercial (US ECONOMY, 2015)

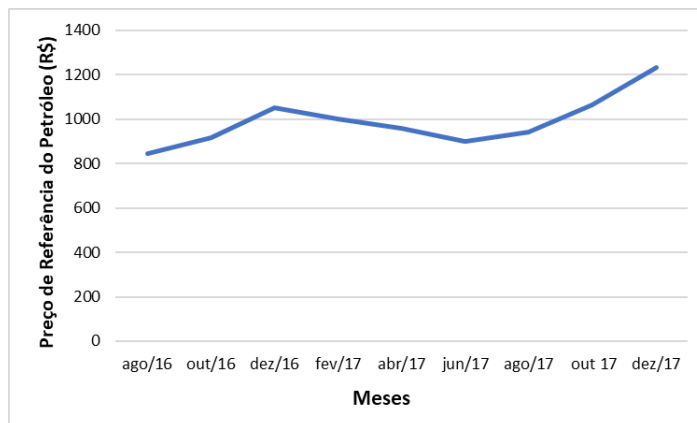
Uma das crises econômicas contemporâneas, de grande destaque, é a pandemia da SARS CoV-2 2019, que, segundo a ANP 2020, traz que o preço médio do petróleo utilizado para cálculo dos royalties em 2020 já aponta para arrecadação da União 30% menor. O valor sai de uma estimativa inicial de R\$ 27 bilhões em 2020 para R\$ 19,5 bilhões. (Luna, 2020).



#### 8.4 PREÇO MÍNIMO E PREÇO DE REFERÊNCIA PARA CAMPO TUPI

O gráfico 18 mostra a flutuação no Preço Mínimo para de agosto de 2016 até dezembro de 2017, este que, segundo à resolução ANP, foi o último ano de divulgação com nome “Preço Mínimo do Petróleo”. Nota-se no período escolhido que o pico de preço do petróleo ocorreu em dezembro de 2016, e, em junho de 2017 apresentou uma queda de aproximadamente 18,1% em relação ao pico.

Gráfico 18 – Flutuações no Preço Mínimo do Petróleo ANP 2017 para o Campo Tupi

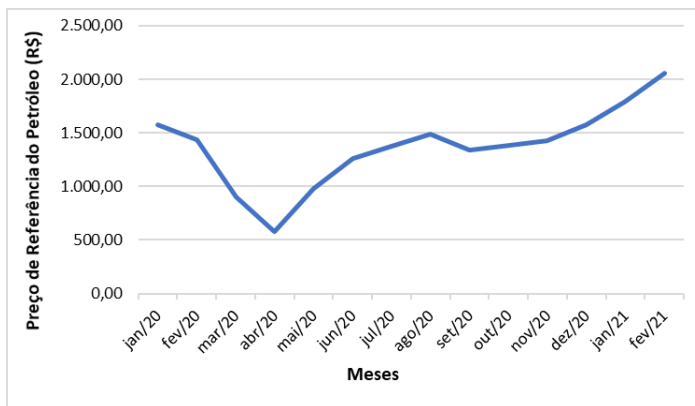


Fonte: elaboração própria.

A partir de 2018, a consulta de preço pelas concessionárias, segundo a ANP, é a do Preço de Referência até que haja a mudança da metodologia da Agência, a qual provavelmente ocorrerá em 2022. No cenário de Preço de Referência ANP para 2020/2021, é nítida a queda do preço em abril de 2020.

Como citado acima, a pandemia da SARS Cov-2 pode ter influenciado negativamente no período analisado. O cenário torna-se mais otimista em termos de preço e, conseqüentemente de arrecadação, a partir do mês de maio, e atinge o pico anual em agosto de 2020, bem como um outro pico, em fevereiro de 2021, passando dos 2000 reais, mais que o dobro do valor no mês de pico mais baixo do Gráfico 19.

Gráfico 19 – Preço de Referência ANP para o Campo de Tupi em 2020-2021



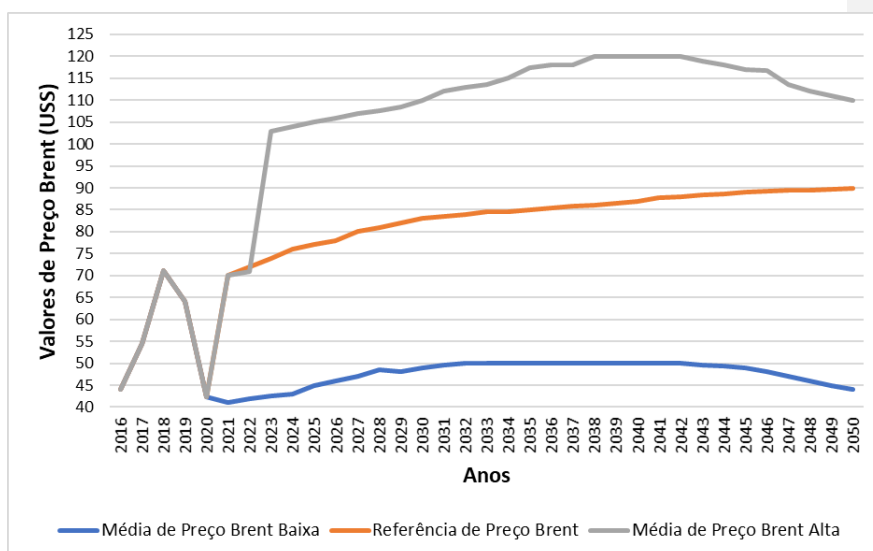
Fonte: elaboração própria.

### 8.5 CENÁRIOS DE PREÇO DE REFERÊNCIA PARA O CAMPO TUPI

Na tabela 6, estão os resultados para os três cenários de prospecção de Preço de Referência de produção em R\$/m<sup>3</sup> para o Campo Tupi de 2016 a 2050. O primeiro cenário considera a Referência Brent, que seria o preço mais equilibrado. O segundo cenário considera o Alto Preço Brent, um cenário mais pessimista. E, por fim, o terceiro cenário de Baixo Preço Brent, um cenário mais otimista.

O gráfico 20 mostra a variação dos valores de Preço *Brent*. De janeiro de 2016 até março de 2021 foram utilizados valores de preço Brent do site Index Mundi, que coloca cotações referentes à esse preço diariamente. Foi possível construir o cenário de 2021 até o ano de 2050, por sua vez, de acordo com prospecções da EPE para os Preços *Brent*. Vale ressaltar que os valores para os três cenários abaixo mantiveram-se iguais no intervalo de tempo de 2016 a 2021, pois são reais.

Gráfico 20 – Cenários de Preço Brent de 2016 a 2050



Fonte: elaboração própria.

A taxa de câmbio escolhida para a realização dos cenários de Preço de Referência na tabela 6 a seguir é a média dos valores dos três primeiros meses de 2021. Essa média mostrou o valor de 5,38, que, por sua vez, também é o mesmo valor da cotação em março de 2021.

Tabela 7 – Cenários de Preço de Referência para os anos de 2021 a 2050

Ano	Cenário Preço Brent Baixo (R\$/m³)	Cenário Preço Brent (Referência) (R\$/m³)	Cenário Preço Brent (Alto) (R\$/m³)
2021	1319,726	2301,06	2.301,06
2022	1353,565	2368,739	2.334,90
2023	1370,485	2436,417	3.417,75
2024	1387,404	2504,095	3.451,59
2025	1455,082	2537,934	3.485,43
2026	1488,921	2571,773	3.519,27
2027	1522,761	2639,452	3.553,11

2028	1573,519	2673,291	3.570,03
2029	1556,6	2707,13	3.603,87
2030	1590,439	2740,969	3.654,63
2031	1614,126	2757,889	3.722,30
2032	1624,278	2774,808	3.756,14
2033	1.624,28	2791,728	3.773,06
2034	1.624,28	2795,112	3.823,82
2035	1.624,28	2808,647	3.908,42
2036	1.624,28	2825,567	3.925,34
2037	1.624,28	2839,103	3.925,34
2038	1.624,28	2842,486	3.989,63
2039	1.624,28	2859,406	3.993,02
2040	1.624,28	2876,326	3.993,02
2041	1.624,28	2903,397	3.993,02
2042	1.624,28	2910,165	3.993,02
2043	1.614,13	2923,7	3.959,18
2044	1.603,97	2933,852	3.925,34
2045	1.590,44	2944,004	3.891,50
2046	1.556,60	2954,156	3.884,73
2047	1.522,76	2957,539	3.773,06
2048	1.488,92	2960,923	3.722,30
2049	1.455,08	2967,691	3.688,46
2050	1.421,24	2977,843	3.654,63

Fonte: elaboração própria.

## 8.6 ARRECAÇÃO DE ROYALTIES PARA O CAMPO TUPI

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

A tabela 8, a seguir, traz os valores de produção anual por campo com a unidade em m<sup>3</sup>, para que seja calculada as receitas anuais e, por fim, a arrecadação em R\$/m<sup>3</sup>. A conversão dos valores da tabela 8 foi realizada multiplicando-se o valor em bbl pelo valor de conversão de 1 barril de bbl para m<sup>3</sup>.

Tabela 4 – Produção Anual por Campo de 2021 a 2050 (m<sup>3</sup>)

Ano-base	Produção Anual (m <sup>3</sup> )
2020	54.645.529,83
2021	71.039.188,78
2022	92.350.945,42
2023	120.056.229,04
2024	156.073.097,76
2025	202.895.027,08
2026	263.763.535,21
2027	342.892.595,77
2028	445.760.374,50
2029	579.488.486,85
2030	753.335.032,91
2031	

	979.335.542,78
2032	881.401.988,50
2033	793.261.789,65
2034	713.935.610,69
2035	642.542.049,62
2036	578.287.844,66
2037	520.459.060,19
2038	468.413.154,17
2039	421.571.838,76
2040	379.414.654,88
2041	341.473.189,39
2042	307.325.870,45
2043	276.593.283,41
2044	248.933.955,07
2045	224.040.559,56
2046	201.636.503,60
2047	181.472.853,24
2048	163.325.567,92
2049	146.993.011,13
2050	132.293.710,01

Fonte: elaboração própria.

A alíquota básica de *royalties* para os campos em concessão é de 10% do valor da produção, podendo ser reduzida pela ANP para um mínimo de 5% em razão dos riscos geológicos, além das condições de produção. As alíquotas aplicadas nos campos em concessão do bloco BM-S-11, bloco do qual o Campo Tupi é oriundo,

segue o padrão estipulado pela Lei nº 9.478/1997, com percentual de 10% sobre tudo aquilo que é produzido (SILVA, 2015 adaptado)

Sendo assim, a tabela 9 mostrará os resultados das arrecadações quando realizados os cálculos com as equações 6 e 7 deste trabalho para a obtenção do resultado. Os cálculos com tais equações são feitos mensalmente. No entanto, para a construção de um cenário de longo prazo, é conveniente realizar com os dados anuais de produção petrolífera.

É relevante notar que os valores mais altos de arrecadação acontecem no ano de produção mais alta de petróleo pelo Campo Tupi, no ano de 2031 para os três cenários. Os valores mais baixos nos cenários 1, 2 e 3 acontecem no ano de 2021.

**Tabela 5 – Cenários de Arrecadação de Royalties para o Campo Tupi de 2021 a 2050 (em R\$)**

Ano	Cenário 1 Baixo Preço <i>Brent</i>	Cenário 2 Referência Preço <i>Brent</i>	Cenário 3 Alto Preço <i>Brent</i>
2021	R\$ 9.375.226.445,60	R\$ 16.346.543.574,13	R\$ 16.346.543.574,13
2022	R\$ 12.500.300.743,48	R\$ 21.875.528.609,86	R\$ 21.563.022.245,66
2023	R\$ 16.453.526.106,07	R\$ 29.250.703.739,74	R\$ 41.032.217.681,34
2024	R\$ 21.653.644.011,98	R\$ 39.082.186.372,66	R\$ 53.870.034.348,55
2025	R\$ 29.522.890.179,87	R\$ 51.493.418.766,61	R\$ 70.717.641.424,76
2026	R\$ 39.272.306.660,62	R\$ 67.833.993.823,39	R\$ 92.825.509.655,33
2027	R\$ 52.214.347.202,90	R\$ 90.504.854.769,32	R\$ 121.833.511.096,02
2028	R\$ 70.141.241.872,67	R\$ 119.164.719.731,40	R\$ 159.137.790.978,49
2029	R\$ 90.203.177.863,56	R\$ 156.875.066.741,48	R\$ 208.840.117.311,55
2030	R\$ 119.813.341.640,49	R\$ 206.486.797.181,78	R\$ 275.316.081.132,06
2031	R\$ 158.077.096.232,83	R\$ 270.089.872.074,70	R\$ 364.538.069.089,68
2032	R\$ 143.164.185.908,27	R\$ 244.572.128.891,58	R\$ 331.066.926.509,81
2033	R\$ 128.847.925.969,80	R\$ 221.457.114.950,52	R\$ 299.302.432.806,92
2034	R\$ 115.963.133.372,82	R\$ 199.552.999.266,12	R\$ 272.996.126.686,08

2035	R\$ 104.366.820.035,54	R\$ 180.467.380.003,67	R\$ 251.132.419.757,25
2036	R\$ 93.930.138.031,99	R\$ 163.399.105.036,46	R\$ 226.997.640.814,69
2037	R\$ 84.537.124.228,79	R\$ 147.763.687.916,69	R\$ 204.297.876.733,22
2038	R\$ 76.083.411.805,91	R\$ 133.145.783.295,08	R\$ 186.879.517.228,07
2039	R\$ 68.475.070.625,32	R\$ 120.544.504.516,75	R\$ 168.334.478.358,60
2040	R\$ 61.627.563.562,79	R\$ 109.132.023.661,13	R\$ 151.501.030.522,74
2041	R\$ 55.464.807.206,51	R\$ 99.143.223.366,02	R\$ 136.350.927.470,47
2042	R\$ 49.918.326.485,86	R\$ 89.436.899.178,54	R\$ 122.715.834.723,42
2043	R\$ 44.645.751.654,61	R\$ 80.867.578.269,77	R\$ 109.508.259.580,03
2044	R\$ 39.928.259.590,80	R\$ 73.033.538.193,98	R\$ 97.715.041.118,08
2045	R\$ 35.632.306.754,64	R\$ 65.957.630.350,65	R\$ 87.185.383.752,72
2046	R\$ 31.386.738.150,98	R\$ 59.566.568.694,04	R\$ 78.330.337.464,51
2047	R\$ 27.633.960.200,51	R\$ 53.671.304.090,89	R\$ 68.470.796.365,89
2048	R\$ 24.317.870.458,62	R\$ 48.359.443.053,98	R\$ 60.794.676.146,54
2049	R\$ 21.388.659.063,10	R\$ 43.622.983.618,52	R\$ 54.217.784.182,23
2050	R\$ 18.802.111.242,10	R\$ 39.394.989.831,07	R\$ 48.348.456.143,03

Fonte: elaboração própria.

O quadro abaixo mostra o resultado do somatório dos valores de cada cenário, entre os anos de 2021 e 2050. No caso de baixo Preço *Brent*, que considera o cenário mais conservador no quesito preços petrolíferos, apenas o Campo Tupi já chega próximo aos 1 trilhão de reais de arrecadação no período analisado.

Vale ressaltar que, como a cotação do dólar utilizada para a realização do cenário foi o mesmo valor para todos os anos, R\$5,38 segundo média mensal (março de 2021) do Banco Central, certamente o cenário real sofrerá modificações no que tange ao total da arrecadação. O valor total da arrecadação de 2021 a 2050



pode chegar a quase 2 trilhões de reais no cenário mais pessimista e a aproximadamente 4 trilhões de reais no cenário mais otimista.

**Tabela 6 – Arrecadações Totais para o Campo Tupi no período de 2021 a 2050**

Cenário 1 Baixo Preço <i>Brent</i>		Cenário 2 Referência Preço <i>Brent</i>	Cenário 3 Alto Preço <i>Brent</i>
R\$ 1.845.341.263.309,02		R\$ 3.242.092.571.570,54	R\$ 4.382.166.484.901,87

Fonte: elaboração própria.

Para efeitos de validação dos resultados, realizou-se uma simples conferência de valor de Preço *Brent* referente ao mês de fevereiro de 2021, disponibilizados pela ANP no Boletim Mensal de Preço de Referência do Petróleo. Para o Campo Tupi, o preço encontrado foi de 2060,23 R\$/m<sup>3</sup> ou 60,48 US\$/bbl, o que se assemelha à maioria dos valores de Preço *Brent* Médio de Referência (vide Quadro 8) deste trabalho.

## 9 CONCLUSÃO

Em 2019, a oferta interna de energia foi equivalente a 294,0 Mtep, sendo que 34,4% dessa oferta foi oriunda do segmento de petróleo e derivados. A expansão da oferta interna de energia foi quase que inexpressiva em relação a 2018, com um aumento de 1,4%. Todavia, o segmento que mais utiliza essa oferta de energia é o de transportes.

O segmento de transportes em 2019 representou quase 1/3 do uso total de energia no país, sendo que gasolina teve participação de 25,3%, etanol, 20,6%, óleo diesel 41,9% e biodiesel 4,5%. (BEN, 2019)

Contestar a importância do petróleo e do gás na matriz energética brasileira é uma tarefa em vão. O papel do petróleo na indústria do país, no segmento de transportes já está consolidado.

Diante do exposto, é salutar que o país continue a dar vazão a exploração de petróleo e gás nos próximos anos. Sendo assim, após o início da exploração de petróleo da camada do Pré-sal, o Brasil promulgou um novo marco regulatório, o da Cessão Onerosa. Esse marco regulatório, permitiu que empresa Petrobras explorasse áreas do Pré-sal no limite de produção de até 5 bilhões de barris petrolíferos.

A produtividade dos poços do Pré-sal é significativa. Em 2010, a área produzia o equivalente a 41 mil barris por dia, em 2020, a produtividade alcançou a cifra de 1,9 milhão de barris de óleo por dia. (PRÉ-SAL PETRÓLEO, 2021)

Atualmente, o Pré-sal contribui com 66,4% da produção nacional de petróleo e gás natural produzida no país, com uma média de 2,150 Mbbbl/dia.

E o Campo de Tupi, na Bacia de Santos, é um dos mais produtivos. Em março de 2021, produziu petróleo uma média de 1,052 Mbbbl/dia. Esse valor representa 48,9% da produção do petróleo do Pré-sal. (ANP, 2021)

As descobertas de petróleo na camada do Pré-sal são estimadas em 50 bilhões de barris, este novo cenário trará profundas implicações para a economia brasileira, havendo a expectativa que em 2035 o Brasil se torne o quinto maior produtor mundial de petróleo (OLIVEIRA, 2012).

A Cessão Onerosa permitiu que a Bacia de Santos fosse explorada legalmente pela Petrobras. Nesse contrato, as áreas cedidas eram seis blocos no Pré-sal da Bacia de Santos – hoje os campos de Búzios, Sépia, Atapu, Norte de Berbigão, Sul de Berbigão, Norte de Sururu, Sul de Sururu, Itapu, Sul de Lula e Sul de Sapinhoá. Os estudos apontam por volume mais significativo do que o esperado com volumes além dos 5 bilhões de boe (barris de óleo equivalente) inicialmente previstos, os chamados “volumes excedentes da Cessão Onerosa”.

A escolha do Campo petrolífero de Tupi dá-se pelo fato de ser um dos campos mais produtivos localizado nesse local, e por ser o primeiro campo descoberto na zona Pré-sal com jazidas de petróleo e gás natural. (MORAIS, 2013).

Em janeiro 2021, o Campo Tupi apresentou uma produção de 920.434 bbl/d (barris de petróleo por dia), destacando-se dentre os demais campos. A produção do Pré-sal, foi de 2.073.059 bbl/dia nesse mês e representando 45% do valor total. O valor do campo de Tupi representa quase duas vezes o valor do segundo colocado nessa lista, que é o Campo de Búzios, com a produção de 511.281 bbl/d, representando 24% da produção em bbl/d dos campos do Pré-Sal brasileiro.

A regulação da Cessão Onerosa de áreas do Pré-sal à Petrobrás proposta pelo Poder Executivo, por meio do Projeto de Lei nº 5.941/2009, visava antecipar o usufruto dos benefícios representados pelo Pré-sal (antecipação de receita da União) e dotar a Petrobrás de recursos necessários ao desempenho do papel central a ela atribuída pelo regime de partilha de produção em áreas do Pré-sal e em áreas estratégicas (operadora exclusiva das áreas, com participação mínima de 30% nos consórcios), bem como para o pagamento das áreas objeto da cessão onerosa e para os investimentos correspondentes nessas áreas.

Em 2010, por meio da promulgação da Lei nº 12.276, foi autorizada a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobrás, dispensada a licitação, o

exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no Pré-sal, não podendo a produção exceder 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo.

Em termos de arrecadação de royalties a expectativa futura é de que haja um incremento na arrecadação de *royalties*. E a realização do referido estudo focado no Campo Tupi tem o objetivo de endereçar esse aumento de arrecadação por meio de uma projeção da mesma baseada na vida útil de um campo petrolífero.

Primeiramente foi feita uma previsão do Campo Tupi durante o período de Foi utilizada metodologia de cálculo utilizada por Höök (2009), em que considera a duração da produtividade dos campos gigantes até atingir o pico 13 anos a contar de seu *first oil*. Considerando essa métrica, o auge da extração do Campo Tupi, considerando a presente prospecção, será alcançada em 2028. A partir desta data, foi calculado um declínio de cerca de 9% ao ano com base na literatura de Höök (2009), que trata sobre o declínio de produção em campos gigantes e sugere este percentual como taxa média para o decaimento em campos offshore.

Para o cálculo dos *Royalties*, considerou-se que a qualidade do petróleo extraído do campo Tupi, possui variações no que tange a qualidade, daí a importância em elaborar um Preço de Referência.

Sendo assim, considerou-se o fracionamento do petróleo em três categorias - leve, média e pesada de modo a computar o preço final de referência até 2050. É importante lembrar que, a incidência dos *Royalties* se dá sobre a produção mensal de cada campo, o valor a ser pago pelos concessionários é obtido multiplicando-se três variáveis:

- a) Alíquota dos *royalties* do campo produtor, que pode variar de 5% a 10%;
- b) A produção mensal de petróleo e gás natural produzidos pelo campo;
- c) O preço de referência destes hidrocarbonetos no determinado mês.

O quadro 12 do estudo apresenta os valores em três cenários distintos – Baixo Preço *Brent*, Referência Preço *Brent*, Alto Preço *Brent* – cada um desses preços traz consigo uma possibilidade de arrecadação de Royalties distinta.

Considerando o Referência Preço *Brent* observa-se uma arrecadação de R\$ 16,346 bilhões em 2021 e de R\$ 39,394 bilhões em 2050 em produção estimada de 71,039 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo. Em 2031, quando ocorre o pico da produção, tem-se uma arrecadação de aproximadamente 270 bilhões de reais, sendo uma produção de 979,3 milhões de m<sup>3</sup> de petróleo. Esse é o cenário mais razoável e calculado com as médias de Preço de Referência mais próximas do último valor divulgado pela ANP para o Campo Tupi, de 2060,23 reais por m<sup>3</sup>.

A transição energética para uma modalidade de diversificação de matrizes energéticas que acontece na contemporaneidade, certamente irá modificar a relação entre Estados, a distribuição de poder mundial, propiciando novas alianças entre nações e/ou possíveis conflitos econômicos ao redor do globo terrestre. O petróleo foi protagonista dessas mudanças ao longo dos últimos séculos com sua oferta e influência, sendo assim influência e por essa transição tendo seus preços.

É certo que a reinvenção dessas matrizes energéticas, à longo prazo, acarretará também em mudanças nos hábitos dos consumidores de energia, bem como trará mais praticidade e a conseqüente diversificação e instabilidade dos preços de combustíveis fósseis. Segundo EPE 2019, a principal questão de longo prazo não deverá ser a falta de demanda por petróleo, mas sim a que preço os maiores produtores conseguirão acessar o mercado.

## 10 REFERÊNCIAS

ANP. *ANP divulga minutas do edital e do contrato da 1ª licitação do Pré-Sal*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/partilha-de-producao/1-rodada-de-partilha-de-producao-pre-sal/edital-e-modelo-do-contrato> Acesso em: 8 dez. 2020.

ANP. *Anuário Estatístico Brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2020*. Rio de Janeiro: ANP, 2008-.

ANP. *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>. Acesso em: 8 dez. 2020.

ANP. *Entenda as rodadas*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/entenda-as-rodadas/os-regimes-de-concessao-e-de-partilha> ANP 2017. Acesso em: 8 dez. 2020.

ANP. *Especificação Técnica das Correntes de Petróleo*. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras-participacoes/preco\\_referencia\\_petroleo/especificacoes-tecnicas/1a-revisao-corrente.pdf](http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras-participacoes/preco_referencia_petroleo/especificacoes-tecnicas/1a-revisao-corrente.pdf). Acesso em: 8 dez. 2020.

ANP. *Glossário do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/images/publicacoes/anuario-estatistico/2017/Outras/Glossario.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2020.

ANP. *PAN 206 – 2000*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/acesso-informacao/lc/la/2019/pe35/portaria-anp-206-2000.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2020.

ANP. *Preços de referência do petróleo – fevereiro de 2021* Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/arq-royalties/prp/mc/2021/metodologia-calculo-2021-02.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2020.

ANP. *Rodadas de Licitações de Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: <http://rodadas.anp.gov.br/pt/>. Acesso em: 8 dez. 2020.

BM&FBOVESPA. *Ações*, 2017. Disponível em: [http://www.bmfbovespa.com.br/pt\\_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/rendavariavel/acoes.htm](http://www.bmfbovespa.com.br/pt_br/produtos/listados-a-vista-e-derivativos/rendavariavel/acoes.htm). Acesso em: 7 nov. 2019.

BP. *BP Statistical Review of World Energy*. Disponível em: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html> BP Statistical 2020. Acesso em: 8 dez. 2020.

BRASIL. SENADO FEDERAL. Proposta de Emenda à Constituição nº 98, de 2019

Comentado [DQ10]: Qual matéria?

Comentado [DQ11]: Página não encontrada

BRASIL. Presidência da República. *Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010*. Disponível em: Portal da Câmara dos Deputados (camara.leg.br). Acesso em: 8 dez. 2020.

BRASIL. Presidência da República. Decreto nº 8.437, de 22 de abril de 2015. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2015/decreto/d8437.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/decreto/d8437.htm). Acesso em: 8 dez. 2020.

BRASIL. Presidência da República. *Emenda Constitucional nº 102, de 26 de setembro de 2019*. Dá nova redação ao art. 20 da Constituição Federal e altera o art. 165 da Constituição Federal e o art. 107 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/Emendas/Emc/emc102.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Emendas/Emc/emc102.htm). Acesso em: 8 dez. 2020.

BRASIL. Presidência da República. *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. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm). Acesso em: 8 dez. 2020.

CBIE. *O que são royalties?* Disponível em: <https://cbie.com.br/artigos/o-que-sao-royalties/#:~:text=A%20al%C3%ADquota%20no%20Regime%20de,5%25%2C%20eu%20valor%20b%C3%A1sico>. Acesso em: 8 dez. 2020.

CONCEITOS BÁSICOS relacionados a Petróleo. Disponível em: [https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/4319/4319\\_3.PDF](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/4319/4319_3.PDF). Acesso em: 8 dez. 2020.

COSTA, A. E. B.; SANTANA, A.; RAMOS, A. C.; SANTIAGO, F.; GODINHO, R. R. *Regulamentação do Setor de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Bahia: Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia, Simões Filho, 2009. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/1451-anp-divulga-minutas-do-edital-e-do-contrato-da-1-licitacao-do-pre-sal-anp-2014>. Acesso em: 8 dez. 2020.

BRASIL. SENADO FEDERAL. *Proposta de Emenda à Constituição nº 98, de 2019*. Disponível em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/137438>. Acesso em: 8 dez. 2020.

DUARTE, Arthur Vieira. *Da Lei do Petróleo à descoberta do pré-sal: histórico e inovações*. Disponível em: <https://jus.com.br/artigos/23594/da-lei-do-petroleo-a-descoberta-do-pre-sal-historico-e-inovacoes> DUARTE 2013. Acesso em: 8 dez. 2020.

EPE. 2016. Empresa de Pesquisa Energética. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás 2013-2015. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/zoneamento-nacional-de-recursos-de-oleo-e-gas#:~:text=Zoneamento%20Nacional%20de%20Recursos%20de%20%C3%93leo>

%20e%20G%C3%A1s%202013%2D2015,das%20diversas%20%C3%A1reas%20do%20pa%C3%ADs. . Acesso em: 15 jun. 2019.

EPE. *Desafios do Pré-Sal. Documento de Apoio ao PNE 2050*. [S.l.]: EPE, 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/Desafios%20do%20Pre-Sal.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2020.

EXPLORAÇÃO e Produção de Petróleo. Disponível em: [https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/35313/35313\\_3.PDF](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/35313/35313_3.PDF). Acesso em: 8 dez. 2020.

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

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

ROCHA, Rodrigo Santos. *Determinação Experimental de Correntes do Processo de Destilação Molecular de Resíduos de Petróleo e Extensão da Curva PEV*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo, 2008. Disponível em: [http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/267240/1/Rocha\\_RodrigoSantos\\_M.pdf](http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/267240/1/Rocha_RodrigoSantos_M.pdf) rocha 2008. Acesso em: 15 jun. 2019.

Comentado [DQ12]: SITE NÃO ENCONTRADO

IMPRESA NACIONAL. Decreto nº 9.406, de 12 de junho de 2018. Disponível em: [https://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/25406081/do1-2018-06-13-decreto-n-9-406-de-12-de-junho-de-2018-25405926](https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/25406081/do1-2018-06-13-decreto-n-9-406-de-12-de-junho-de-2018-25405926). Acesso em: 8 dez. 2020.

IMPRESA NACIONAL. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/relatorio-da-administracao-2019-266424607>. Acesso em: 8 dez. 2020.

MME. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Resenha Energética Brasileira. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/web/guest/secretarias/planejamento-e-desenvolvimento-energetico/publicacoes/resenha-energetica-brasileira>. Acesso em: 15 jun. 2019.

Comentado [DQ13]: SITE NÃO ENCONTRADO

OILFIELD GLOSSARY. *Explore the new Oilfield Glossary*. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/search#sort=relevancy>. Acesso em: 8 dez. 2020.

PETROBRAS. Divulgamos nosso plano estratégico e de negócios com nova métrica de topo. *Fatos e Dados*, 2018. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/divulgamos-nosso-plano-estrategico-e-de-negocios-com-nova-metrica-de-topo.htm>. Acesso em: 8 dez. 2020.



PETROBRAS. *Bacia de Santos*. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/bacias/bacia-de-santos.htm>. Acesso em: 8 dez. 2020. PETROBRAS 2020. Acesso em: 8 dez. 2020.

PETROBRAS. *Campo de Lula passa a se chamar campo de Tupi*. 2020. Disponível em: [https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p\\_materia=983034](https://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=983034). Acesso em: 8 dez. 2020.

PETROBRAS. *Comunicação Bacia de Santos*. Disponível em: <https://www.comunicabaciadesantos.com.br/conteudo/pr%C3%A9-sal-bacia-de-santos.html>. Acesso em: 8 dez. 2020.

PETROBRAS. Conheça curiosidades sobre equipamentos de nossos sistemas submarinos. *Fatos e Dados*, 2015. Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>. Acesso em: 8 dez. 2020.

PETROBRAS. *Exploração e Produção de Petróleo e Gás*. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/>. Acesso em: 8 dez. 2020.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. *Plano de Negócios 2014-2018*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/estrategia/plano-de-negocios-e-gestao/>. Acesso em: 7 jan. 2020.

PETROLEUM Resources Management System. Disponível em: . Acesso em: 30 out. 2019, 8:55.

PORTAL PETRÓLEO E ENERGIA. Bacia de Santos abriga vários campos da região do pré-sal. Disponível em: <https://www.petroleoenergia.com.br/santos-offshore-conferencia-reforcada-e-rodadas-comerciais-atraem-mais-visitantes/mapa-bacia-santos/>. Acesso em: 8 dez. 2020.

PPI. Programa de Parcerias de Investimentos. Disponível em: <https://www.ppi.gov.br/petroleo-e-gas-natural-pre-sal-2-rodada>. Acesso em: 8 dez. 2020.

PRÉ-SAL PETRÓLEO. Disponível em: <https://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/o-pre-sal/bacia-de-santos>. Acesso em: 3 de jan. 2021

PRODUÇÃO DE sólidos em poços de petróleo. Disponível em: [https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19293/19293\\_3.PDF](https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19293/19293_3.PDF). Acesso em: 8 dez. 2020.

SANTOS, Manoel Carvalho Gontijo dos. *O Conceito de Reservas e o Impacto dos Preços na Oferta de Petróleo*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2017. Disponível em:

**Comentado [DQ14]:** SILVA, Ana Carolina Mansilha Flor da. *Análise da Arrecadação de Royalties nos Campos do Pré-Sal Localizados na Bacia de Santos sob Regime de Concessão*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 2015

<https://repositorio.ufba.br/ri/bitstream/ri/23779/1/TCC%20de%20Manoel%20MG%20%231%20P%C3%B3s-banca.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2020.

SEFAZ. Governo do Rio de Janeiro. Secretaria de Fazenda. Pré – Sal: de quanto estamos falando? Rio de Janeiro: Subsecretaria de Estudos Econômicos, 2010. Disponível em: <http://www.fazenda.rj.gov.br/sefaz/content/conn/UCMServer/uuid/dDocName%3A1724036>. Acesso em: 8 dez. 2020.

SILVA, Ana Carolina Mansilha Flor da. *Análise da Arrecadação de Royalties nos Campos do Pré-Sal Localizados na Bacia de Santos sob Regime de Concessão*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 2015. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10014410.pdf>. Acesso em: 15 jun. 2019.

SOUSA, Francisco José Rocha de. *A Cessão Onerosa de Áreas do Pré-Sal e a Capitalização da Petrobrás*. Estudo de Caso. (Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados - Centro de Documentação e Informação). Câmara dos Deputados, Brasília, 2011. Disponível em: <https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/6006>. Acesso em: 03 dez. 2019

SOUZA, Leonardo Silveira de; SGARBI, Geraldo Norberto Chaves. *Bacia de Santos no Brasil: geologia, exploração e produção de petróleo e gás natural*. Disponível em: <https://www.redalyc.org/jatsRepo/3496/349662461010/html/index.html#:~:text=As%20atividades%20de%20explora%C3%A7%C3%A3o%20e,Campos%20no%20final%20dos%20anos>. Acesso em: 15 jun. 2019.

SPE INTERNATIONAL. *Sistema de Gestão de Recursos petrolíferos – atualização 2018*. Disponível em: <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018/>. Acesso em: 8 dez. 2020.

SZKLO, A. S. *Fundamentos do Refino de Petróleo*. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

TOLMASQUIM, M. T.; JUNIOR, H. Q. P. 2011. *Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. 327 p.

UFRJ. O Pré-Sal Brasileiro e a Evolução do Modelo Regulatório de Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil. Anuário do Instituto de Geociências, *Portal de Periódicos da UFRJ*. Disponível em: <https://revistas.ufrj.br/index.php/aigeo/article/view/38589> SOUZA & SGARBI 2016

UFRJ. Laboratório de Paleontologia da Amazônia (Lapa). *Estratigrafia*. Disponível em: [https://ufrj.br/lapa/index.php?option=com\\_content&view=article&id=%2095](https://ufrj.br/lapa/index.php?option=com_content&view=article&id=%2095). Acesso em: 8 dez. 2020.

Valores das correntes de petróleo da parte de diferencial de qualidade. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/royalties-outras->

participacoes/preco\_referencia\_petroleo/especificacoes-tecnicas/1a-revisao-corrente.pdf. Acesso em: 15 mar 2021.

VENDA/CESSÃO ONEROSA de Coisa ou Direito Litigioso: Estado das Questões Sob a Perspectiva dos Ordenamentos Jurídicos Brasileiro, Português, Espanhol e Italiano. Disponível em: <https://freitasesilva.adv.br/wp-content/uploads/2020/04/Coisa-Direito-Litigioso-RDCC.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2020.