



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

Os Reflexos da Cessão Onerosa da Petrobras sobre a Exploração e Produção
(E&P) de Óleo e Gás Natural do Brasil: Novos caminhos

Julia Trinta Procaci

Rio de Janeiro

Março de 2020



Os Reflexos da Cessão Onerosa da Petrobras sobre a Exploração e Produção (E&P) de Óleo e Gás Natural do Brasil: Novos caminhos

Julia Trinta Procaci

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

Orientador (es): Rosemarie Bröker Bone

Rio de Janeiro

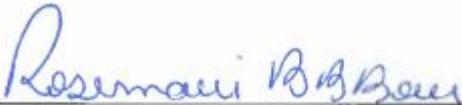
Março de 2020

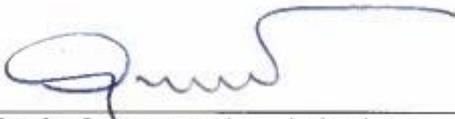
OS REFLEXOS DA CESSÃO ONEROSA DA PETROBRAS SOBRE A EXPLORAÇÃO E
PRODUÇÃO (E&P) DE ÓLEO E GÁS NATURAL DO BRASIL: NOVOS CAMINHOS

Julia Trinta Procaci

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

Examinada por:


Profª. Rosemarie Bröker Bone, Dra. (DEI/POLI)


Prof. Paulo Couto, Dr. (DEI/POLI)


Prof. Rafael Mengotti Charin, Dr. (DEI/POLI)

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2020

Procaci, Julia Trinta

Os Reflexos da Cessão Onerosa da Petrobras sobre a Exploração e Produção (E&P) de Óleo e Gás Natural do Brasil: Novos caminhos/ Julia Trinta Procaci. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2020.

X, 70 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/
Curso de Engenharia do Petróleo, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 65-70.

I. Bröker Bone, Rosemarie. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Os Reflexos da Cessão Onerosa da Petrobras sobre a Exploração e Produção (E&P) de Óleo e Gás Natural do Brasil: Novos caminhos.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, por sempre apoiar nas minhas decisões. A minha irmã e meu afilhado, por serem a alegria da minha vida. A minha tia, por cuidar de mim como se eu fosse sua filha. Aos meus amigos por, trilhar junto comigo esse caminho. A minha orientadora Rose, por sua paciência e atenciosidade. A Deus, por me permitir chegar onde estou.

Agradeço a todas as pessoas que estiveram na minha vida nesses últimos anos. Vou deixar vocês orgulhosos!

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

REFLEXOS DA CESSÃO ONEROSA DA PETROBRAS SOBRE A EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO (E&P) DE ÓLEO E GÁS NATURAL DO BRASIL: NOVOS CAMINHOS

Julia Trinta Procaci

Março/2020

Orientador: Rosemarie Bröker Bone

Curso: Engenharia do Petróleo

O objetivo deste trabalho é verificar a trajetória da produção dos campos da Cessão Onerosa em relação ao volume de investimentos e diante dos resultados e da regulação vigente entender o Excedente da Cessão Onerosa. Para tanto, o trabalho irá focar em objetivos específicos, que estão relacionados aos capítulos 2 a 4. O segundo capítulo tem como objetivo estudar os detalhes da Lei nº 12.276, avaliar o valor do contrato da Cessão Onerosa, determinando quais blocos serão explorados e o volume de barris que serão produzidos e analisar as mudanças na configuração acionária da empresa, com ênfase na mudança na participação acionária da União. O terceiro capítulo indica a produção dos blocos cedidos a Petrobras em 2010 e compara a produção com os investimentos realizados nas áreas da Cessão Onerosa de 2010 a 2019. Também fez-se uma comparação da produção dos demais campos do pré-sal com a média nacional. O quarto capítulo conceitua “Excedente da Cessão Onerosa” e analisa a rodada de licitação da Cessão Onerosa realizada dia 6 de novembro de 2019, identifica os campos e as respectivas atratividades. Por fim, a conclusão do trabalho analisa os resultados do leilão do Excedente da Cessão Onerosa que apresentou resultado semelhante aos leilões do Regime de Partilha da Produção, onde a Petrobras se destaca como vencedora.

Palavras-chave: Brasil, Petrobras, Cessão Onerosa, Excedente da Cessão Onerosa.

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

BRAZIL TRANSFER OF RIGHTS OUTCOME ON OIL AND GAS EXPLORATION AND PRODUCTION: NEW WAYS

Julia Trinta Procaci

March/2020

Advisor: Rosemarie Bröker Bone

Course: Petroleum Engineering

The objective of this paper is to verify the production trajectory of the Transfer of Rights fields relating it to the volume of investments and to understand the Transfer of Rights Surplus in view of the results and the current regulation. For this purpose, the paper will focus on specific objectives, which are related to chapters 2 to 4. The second chapter aims to study the details of Law No. 12,276, evaluate the value of the Transfer of Rights contract, determining which blocks will be explored and the volume of barrels to be produced and to analyze the changes in the company's shareholding configuration, with emphasis on the change in the Union's shareholding. The third chapter indicates the production of blocks assigned to Petrobras in 2010 and compares the production with the investments made in the areas of Transfer of Rights from 2010 to 2019. The production of the other pre-salt fields was also compared with the national average. The fourth chapter conceptualizes "Surplus of Transfer of Rights" and analyzes the bidding round of the Transfer of Rights held on November 6, 2019, identifies the fields and their respective attractiveness. Finally, the conclusion of the paper analyzes the results of the auction of the Surplus of Transfer of Rights auction, which presented a similar result to the auctions of the Production Sharing Regime, where Petrobras stands out as the winner.

Keywords: Brazil, Petrobras, Transfer of rights, Transfer of rights surplus.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Divisão das ações ordinárias da Petrobras em 31/12/2009 e 31/10/2010	22
Figura 2 – Divisão das ações preferenciais da Petrobras em 31/12/2009 e 31/10/2010	23
Figura 3 – Divisão do capital social da Petrobras em 31/12/2009 e 31/10/2010	23
Figura 4 – Divisão das ações ordinárias da Petrobras, 2009-2019	25
Figura 5 – Divisão das ações preferenciais da Petrobras, 2009-2019	26
Figura 6 – Divisão do capital social da Petrobras, 2009-2019	27
Figura 7 – Linha do tempo das operações nos campos da Cessão Onerosa, 2013-2019.....	30
Figura 8 – Produção de óleo em Búzios, 2013–2019	32
Figura 9 – Produção de gás natural em Búzios, 2013-2019	33
Figura 10 – Produção de óleo em Sépia, 2014-2016.....	35
Figura 11 – Produção de gás natural em Sépia, 2014–2016.....	36
Figura 12 – Produção de Óleo em Itapu, 2014–2017	37
Figura 13 – Produção de gás natural em Itapu, 2014–2017	38
Figura 14 – Produção de Óleo em Atapu, 2014-2016	39
Figura 15 – Produção de gás natural em Atapu, 2014–2016.....	40
Figura 16 – Produção de óleo em Sul de Lula, 2019.....	42
Figura 17 – Produção de gás natural em Sul de Lula, 2019	42
Figura 18 – Produção de óleo no Brasil, Pré-sal e na Cessão Onerosa, 2018-2019.....	44
Figura 19 – Produção de gás natural no Brasil, Pré-sal e na Cessão Onerosa, 2018-2019	45
Figura 20 – Comparação entre o investimento e os ganhos com a venda do óleo nas áreas da Cessão Onerosa, 2011-set.2019.....	48
Figura 21 - Cronologia das mudanças na Lei do Regime de Partilha e da Cessão Onerosa, 2010-2019.....	53
Figura 22 – Mapa geral das áreas oferecidas no Leilão da Cessão Onerosa, 2019	57
Figura 23 - Plano de Desenvolvimento de Búzios	72
Figura 24 - Plano de Desenvolvimento de Sépia.....	75
Figura 25 - Plano de Desenvolvimento de Sul de Lula	78
Figura 26 - Plano de Desenvolvimento de Itapu	80
Figura 27 - Declaração de Comercialidade	83
Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Volume e valor do barril para as áreas do contrato da Cessão Onerosa, 2010	21
Tabela 2 - Declarações de comercialidade das áreas da Cessão Onerosa, 2013-2014.....	28
Tabela 3 - Produção de óleo e gás natural de Búzios, 2013-2019.....	31
Tabela 4 - Produção por poço em Búzios, 2018 - 2019	34
Tabela 5 - Produção de óleo e gás natural em Sépia, 2014-2016.....	35
Tabela 6 - Produção de óleo e gás natural de Itapu, 2014-2017.....	37
Tabela 7 - Produção de óleo e gás natural de Atapu, 2014-2016	39
Tabela 8 - Produção de óleo e gás natural de Sul de Berbigão, 2014	40
Tabela 9 - Produção de óleo e gás natural de Sul de Lula, 2019.....	41
Tabela 10 - Produção acumulada total da Cessão Onerosa, 2013–2019.....	43
Tabela 11 - Preço do Petróleo Brent e Dólar médio de venda, 2011-2019	46
Tabela 12 - Investimentos programados e realizados da Petrobras na Cessão Onerosa, 2011- 2019	47
Tabela 13 - Investimentos previstos nos fluxos de caixa (US\$ Milhões)	54
Tabela 14 - Custos operacionais previstos nos fluxos de caixa.....	54
Tabela 15 - Volume contratado das áreas ofertadas na rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa	55
Tabela 16 - Bônus de assinatura e excedente em óleo das áreas ofertadas na rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa, 2019	56
Tabela 17 - Áreas arrematadas na rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa, 2019	58
Tabela 18 - Distribuição do remanescente dos bônus do excedente	59
Tabela 19 - Situação dos campos ofertados no leilão dos excedentes da Cessão Onerosa	60

LISTA DE SIGLAS

ADR	American Depositary Receipt
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BNDESPAR	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social Participações S.A
BOE	Barris de óleo equivalente
E&P	Exploração e Produção
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
FMP	Fundo Mútuo de Privatização
FPSO	Floating Production Storage and Offloading
MME	Ministério de Minas e Energia
ON	Ações ordinárias
PD	Plano de Desenvolvimento
PN	Ações preferenciais
PPI	Producer Price Index
PPSA	Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural – Pré-Sal Petróleo S.A
PREVI	Caixa de previdência dos Funcionários do Banco do Brasil
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.2 MOTIVAÇÃO.....	18
1.2 OBJETIVOS E METODOLOGIA.....	18
2 A PETROBRAS E A CESSÃO ONEROSA	19
2.1 LEI Nº 12276/2010 – CESSÃO ONEROSA A PETROBRAS	19
2.2 A CAPITALIZAÇÃO E DEMAIS ASPECTOS DO CONTRATO.....	20
2.3 A PARTICIPAÇÃO ACIONÁRIA DA UNIÃO NA PETROBRAS	21
2.4 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 1.....	27
3 TRAJETÓRIA DA PRODUÇÃO DA CESSÃO ONEROSA	28
3.1 PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NAS ÁREAS DA CESSÃO ONEROSA ..	28
3.2 PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL: CAMPOS EM NÚMEROS	31
3.3 PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL: COMPARAÇÕES	44
3.4 INVESTIMENTOS NA CESSÃO ONEROSA PELA PETROBRAS	45
3.5 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 2.....	49
4 EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA.....	50
4.1 DEFINIÇÃO DE EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA.....	50
4.2 MARCO REGULATÓRIO NACIONAL	51
4.3 A LICITAÇÃO DOS EXCEDENTES	56
4.4 RESULTADOS DA LICITAÇÃO DO EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA	58
4.5 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 3.....	61
5 CONCLUSÃO.....	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	65
ANEXO.....	71

1 INTRODUÇÃO

A Petrobras é uma empresa brasileira que atua no setor petrolífero desde a exploração e produção (E&P) até a distribuição de derivados. Ao longo dos anos, ela vem proporcionando à sociedade, produtos necessários à infraestrutura.

A empresa atua em todos os elos da cadeia petrolífera. Na E&P tem papel importante quer sozinha ou em consórcio com empresas de várias nacionalidades.

Na 2ª. Rodada da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), que visou à concessão de blocos no território brasileiro, foi concedido o bloco BM-S-11 (chamado de Tupi) a Petrobras (65%), Galp Energia (10%) e BG Group (25%).

Em 2006, encontrou-se óleo abaixo da camada do sal. Essa descoberta motivou o Governo Federal a elaborar e aprovar no Congresso Nacional o do Projeto de Lei (PL) nº 5.941, visando à Cessão Onerosa a Petrobras em 2010.

Em 2010, a Lei nº 12.276 instituiu a Cessão Onerosa a Petrobras, que recebeu o direito de explorar cinco bilhões de barris de óleo equivalente (boe) em blocos exploratórios previamente determinados em lei. Para tornar tal exploração possível, uma arquitetura financeira foi elaborada para fins de capitalização da empresa. Após este procedimento, iniciou-se a E&P dos blocos. Muitos investimentos foram necessários em pesquisa e infraestrutura para extrair óleo e gás natural das profundezas do mar.

Em 2019, após comprovar que o volume de hidrocarbonetos existente nos blocos da Cessão Onerosa era muito maior que cinco bilhões definidos no contrato, a União anunciou o Megaleilão dos Excedentes da Cessão Onerosa.

O Excedente da Cessão Onerosa prove aos interessados um volume comprovado de hidrocarbonetos no campo ofertado. É diferente das demais rodadas de licitação, que oferecem uma área a ser explorada, em que a empresa vencedora da licitação não sabe o volume de hidrocarbonetos economicamente viável para ser produzido.

A União anunciou o leilão do Excedente como o maior já realizado no mundo, em termos de potencial de produção de petróleo e de arrecadação, fazendo com que o modelo de Cessão Onerosa brasileiro ganhasse notoriedade global.

1.2 MOTIVAÇÃO

A Petrobras é a empresa mais importante para a sociedade brasileira, conforme recorrentes pesquisas de opinião. Ela foi criada com o intuito de alavancar o país a partir de investimentos, não só do setor petrolífero, mais na indústria de base também. Logo, é de extrema relevância econômica avaliar o impacto que a Cessão Onerosa da Petrobras teve na produção de óleo e gás natural no Brasil e na própria empresa ao longo dos anos, a fim de definir se ela foi benéfica para ambos.

1.2 OBJETIVOS E METODOLOGIA

O objetivo deste trabalho é verificar a trajetória da produção dos campos da Cessão Onerosa em relação ao volume de investimentos e diante dos resultados e da regulação vigente entender o Excedente da Cessão Onerosa.

Para tanto, além da introdução e conclusão, fixou-se quatro objetivos específicos diretamente relacionados aos capítulos 2 a 4 deste trabalho.

O segundo capítulo estudará a Lei nº 12.276 que cedeu onerosamente a Petrobras, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos fluidos em áreas não concedidas localizadas no pré-sal. Também avaliará o valor do contrato da Cessão Onerosa, determinando quais blocos serão explorados e o volume de barris que serão produzidos. Também, analisará o processo de capitalização e as correspondentes mudanças na composição acionária da empresa.

O terceiro capítulo indicará a produção dos blocos cedidos a Petrobras em 2010 e a partir deles, traçar uma trajetória de produção de hidrocarbonetos versus o volume de investimentos dispendido de 2010 a 2019. Adicionalmente, serão comparados o volume de óleo e gás produzido nos campos da Cessão Onerosa, do pré-sal e a média nacional visando saber a relevância do primeiro sobre os demais.

O quarto capítulo será dedicado a entender a licitação dos campos da Cessão Onerosa, no que se chamou de “Excedente da Cessão Onerosa”. Visar-se-á identificar as incertezas quanto a produção dos campos e a regulamentação vide Lei 12.276 de 2010 e caminhos traçados para um futuro próximo.

2 A PETROBRAS E A CESSÃO ONEROSA

Este capítulo terá dois objetivos específicos. O primeiro é analisar o cenário político que levou a Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que por sua vez autoriza a União a ceder onerosamente a Petrobras, o direito a explorar petróleo e gás em áreas não concedidas localizadas no polígono do pré-sal. O segundo é avaliar o valor do contrato da Cessão Onerosa, determinando quais blocos serão explorados e o volume de barris que serão produzidos. Também serão analisadas as mudanças na configuração acionária da empresa, especificamente em relação à mudança na participação acionária da União na empresa.

2.1 LEI Nº 12276/2010 – CESSÃO ONEROSA A PETROBRAS

Em 2010, a União cedeu onerosamente a Petrobras o direito de explorar e desenvolver na área do pré-sal brasileiro, o volume de cinco bilhões de barris de óleo equivalente por 40 anos. Isso se deveu a percepção de que a área do pré-sal figurava entre as mais importantes do mundo. Os detalhes apresentados ao mercado à época diziam que “a província é composta por grandes acumulações de óleo leve, de excelente qualidade e com alto valor comercial e que requer altos investimentos em tecnologia para explorar em águas ultra profunda” (PETROBRAS, 2020). A Lei 12.276/2010 diz:

A Lei nº 12276, de 30 de junho de 2010, autoriza a União a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal.

- Artigo 1º,
- Parágrafo 1 Fica a União autorizada a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, dispensada a licitação, o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, em áreas não concedidas localizadas no pré-sal.
- Parágrafo 2 A cessão de que trata o caput deverá produzir efeitos até que a Petrobras extraia o número de barris

equivalentes de petróleo definido em respectivo contrato de cessão, não podendo tal número exceder a 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo.

- Parágrafo 3 O pagamento devido pela Petrobras pela cessão de que trata o caput deverá ser efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado.

O artigo 4º da Lei 12.276/2010 especifica que:

“Artigo 4 O exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata esta Lei será realizado pela Petrobras, por sua exclusiva conta e risco.”

Assim, a Lei da Cessão Onerosa dá a propriedade do óleo e gás natural produzidos nas áreas delimitadas pelo contrato a Petrobras. Cabe à empresa realizar todos os investimentos e arcar com os riscos relacionados à execução das operações, estando sujeitas aos *royalties* conforme a Lei nº 9.478, de 1997.

O contrato da Cessão Onerosa, celebrado em 03 de setembro de 2010 indica os seguintes blocos: Sul de Tupi, Florim, Nordeste de Tupi, Sul de Guará, Franco, Entorno de Iara e Peroba. Todos esses blocos são definitivos, com exceção do bloco de Peroba, considerado contingente (LIMA, 2010).

2.2 A CAPITALIZAÇÃO E DEMAIS ASPECTOS DO CONTRATO

O contrato estabeleceu o valor inicial do barril de petróleo equivalente em US\$ 8,51. Pelo direito de explorar e produzir petróleo e gás natural nessas áreas, a Petrobras pagou à União US\$ 42,5 milhões equivalente a R\$ 74,8 bilhões. O pagamento desse valor à União foi efetuado em títulos da dívida pública mobiliária federal, subscrições de ações ordinárias e preferenciais e recursos do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) (SOUSA, 2011).

A vigência do contrato referente aos cinco bilhões de barris foi fixada em 40 anos, com uma taxa de desconto real de 8,83% ao ano (LIMA, 2010).

Cada bloco exploratório listado no contrato possuiu um valor do barril respectivo, considerando o grau de dificuldade da E&P. A Tabela 1 mostra o volume e o valor do barril dos blocos supracitados.

Tabela 1 - Volume e valor do barril para as áreas do contrato da Cessão Onerosa, 2010

Nome do Bloco	Tipo do bloco	Volume da Cessão Onerosa (mil boe)	Valor do Barril (US\$ /boe ¹)	Valor 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
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
Peroba	Contingente ²	-	8,53	-
Total		4.999.469	8,51	42.533.320

Fonte: LIMA, 2010.

A revisão de cada bloco fica condicionada ao cumprimento, por parte da Petrobras, das atividades previstas no programa de exploração obrigatório e à aprovação pela ANP do relatório final desse programa relativo a cada bloco.

As áreas serão devolvidas à União quando a Petrobras concluir a produção no volume definido individualmente nos blocos da Cessão Onerosa.

A ANP poderá exigir que a empresa não sele ou abandone poços e não desative instalações e equipamentos, se tornando responsável pelos poços, instalações e equipamentos após a saída da Petrobras.

Serão pagos, mensalmente à União, a partir do início da produção em cada campo, *royalties* no valor de 10% da produção, que serão calculados conforme a Lei nº 9.478/1997 (LIMA, 2010).

2.3 A PARTICIPAÇÃO ACIONÁRIA DA UNIÃO NA PETROBRAS

De acordo com o artigo 9 da Lei nº 12.276, a União tem autorização de subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal, ou seja, permite que a União inicie o processo de capitalização da empresa por meio da venda de ações. Assim, a empresa passa a ter recursos para novos investimentos nas áreas

¹Boe: barris de óleo equivalente.

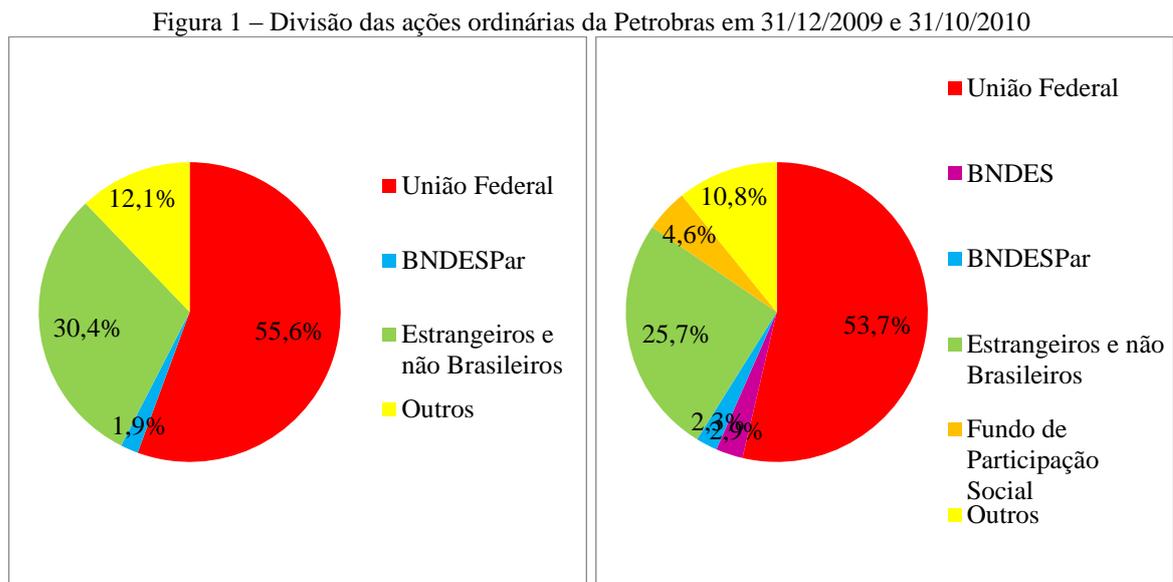
² Bloco contingente garante que o volume de barris definido no contrato esteja garantido. Caso os demais campos não tenham reservas que permitam a exploração dos cinco bilhões de barris, o bloco contingente poderá ser explorado a fim de chegar a esse número (LIMA, 2010).

do pré-sal e para cumprir com as obrigações a ela atribuídas, inclusive pelo novo marco legal do Regime de Partilha da Produção (SOUSA, 2011).

A oferta pública de ações da Petrobras emitiu 2.369 milhões de ações ordinárias³, com o preço de R\$ 29,65 por ação, e 1.901 milhões de ações preferenciais⁴, que foram vendidas por R\$ 26,30 por ação.

No dia 1 de outubro de 2010, a operação foi finalizada, resultando no aumento do capital⁵ da empresa em R\$ 120,25 bilhões. Dessa quantia, R\$ 74,8 bilhões corresponderam aos recursos utilizados para pagamento à União pelas áreas da Cessão Onerosa do pré-sal (SOUSA, 2011).

As figuras 1 a 3 mostram as mudanças na configuração acionária da Petrobras antes e depois do processo de capitalização, ou seja, entre 31 de dezembro de 2009 e 31 de outubro de 2010.



Fonte: Sousa, 2011.

A figura 1 mostra que, de dezembro de 2009 até outubro de 2010, houve um aumento de 0,4 % de ações ordinárias do BNDESPAR, e o BNDDES e o fundo social passaram a

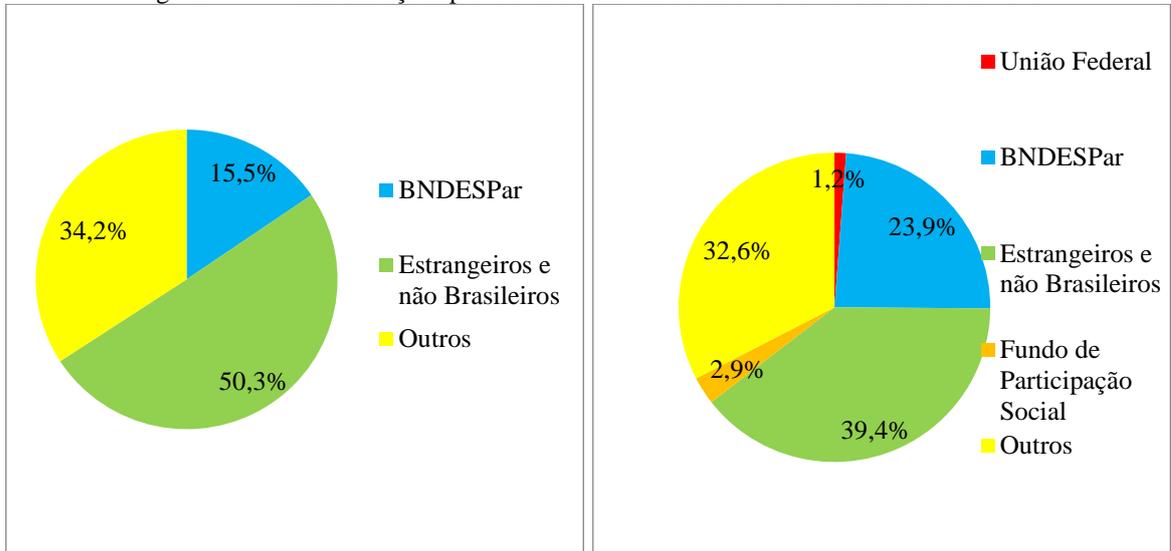
³ Ações representam uma fração do valor de uma empresa ou sociedade anônima. As ações ordinárias concedem ao detentor dessa espécie de ações o direito a voto nas Assembléias Gerais, além de participação nos resultados da Companhia (ESTADO DE DIREITO, 2017).

⁴ As ações preferenciais concedem prioridade no recebimento dos dividendos dos lucros. Em contrapartida, tais ações podem não ter direito a voto nem influencia nas decisões referentes a gestão da empresa (ESTADO DE DIREITO, 2017).

⁵ O capital social das companhias é dividido em ações, podendo ter valor nominal ou não. É possível que, em uma mesma sociedade anônima, coexistam ações com valor nominal e sem valor nominal (ESTADO DE DIREITO, 2017).

controlar 2,9% e 4,6% dessas ações, respectivamente. Isso permitiu que a União totaliza-se 63,7% de controle direto e indireto sobre as ações ordinárias da Petrobras.

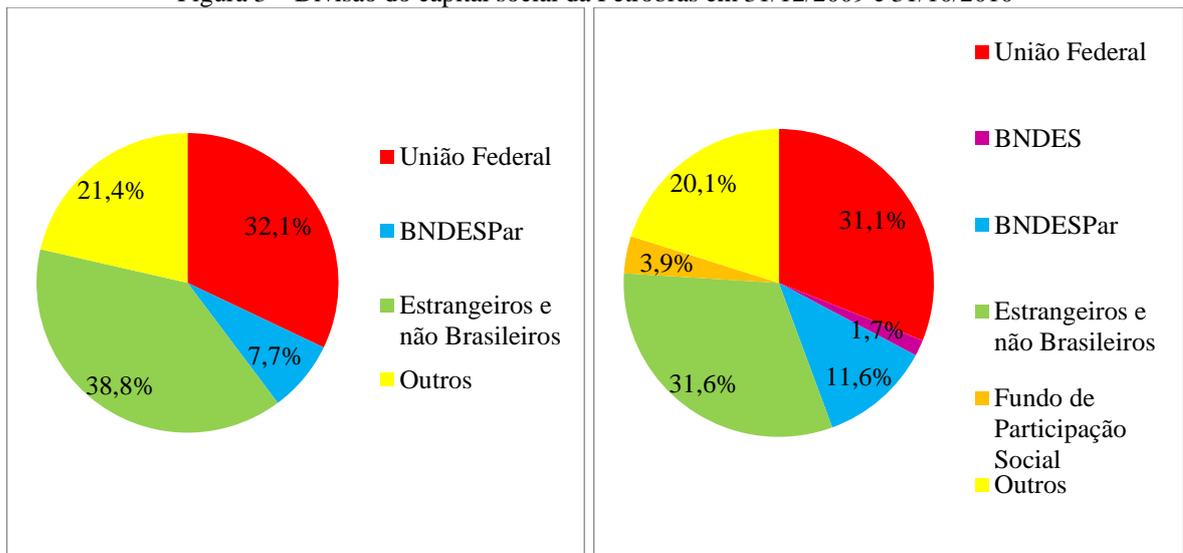
Figura 2 – Divisão das ações preferenciais da Petrobras em 31/12/2009 e 31/10/2010



Fonte: Souza, 2011.

Segundo a figura 2, entre os anos de 2009 e 2010, a União passou a controlar 1,2% das ações preferenciais, e a participação do BNDESPAR cresceu 8,4%. O fundo soberano adquiriu 2,9% das ações. Isso fez com que a União adquirisse controle direto e indireto de 28% das ações preferenciais da Petrobras.

Figura 3 – Divisão do capital social da Petrobras em 31/12/2009 e 31/10/2010



Fonte: Souza, 2011.

A análise da figura 3 revela que, entre 2009 e 2010, o percentual de ações do capital social da União diminuiu. Entretanto, a percentual das ações do BNDESPAR cresceu 3,9%. O BNDES e o fundo soberano passaram a controlar 1,7% e 3,9% das ações, respectivamente. A operação totalizou 38,3% de controle direto e indireto da União sobre capital social da Petrobras.

No processo de capitalização, a União ampliou sua participação acionária diretamente ou através do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). A União integralizou as ações que tinha direito por conta da sua posição acionária e as ações restantes dos acionistas que não exerceram seu direito de subscrição (SOUSA, 2011).

Pode-se concluir que, entre 2009 e 2010, a capitalização da Petrobras resultou no aumento da participação da União na empresa, mas provocou uma queda na participação dos acionistas minoritários.

Conforme Sousa (2011), após a capitalização, a alavancagem da empresa⁶ reduziu de 34,4% para 16%. O endividamento que antes estava em R\$ 94,2 bilhões passou para R\$ 57,1 bilhões. E o indicador da dívida líquida/EBITDA⁷ passou de 1,52x para 0,94x. Com isso, o reforço do caixa e a redução da alavancagem permitiram a elevação da capacidade de investimento da empresa.

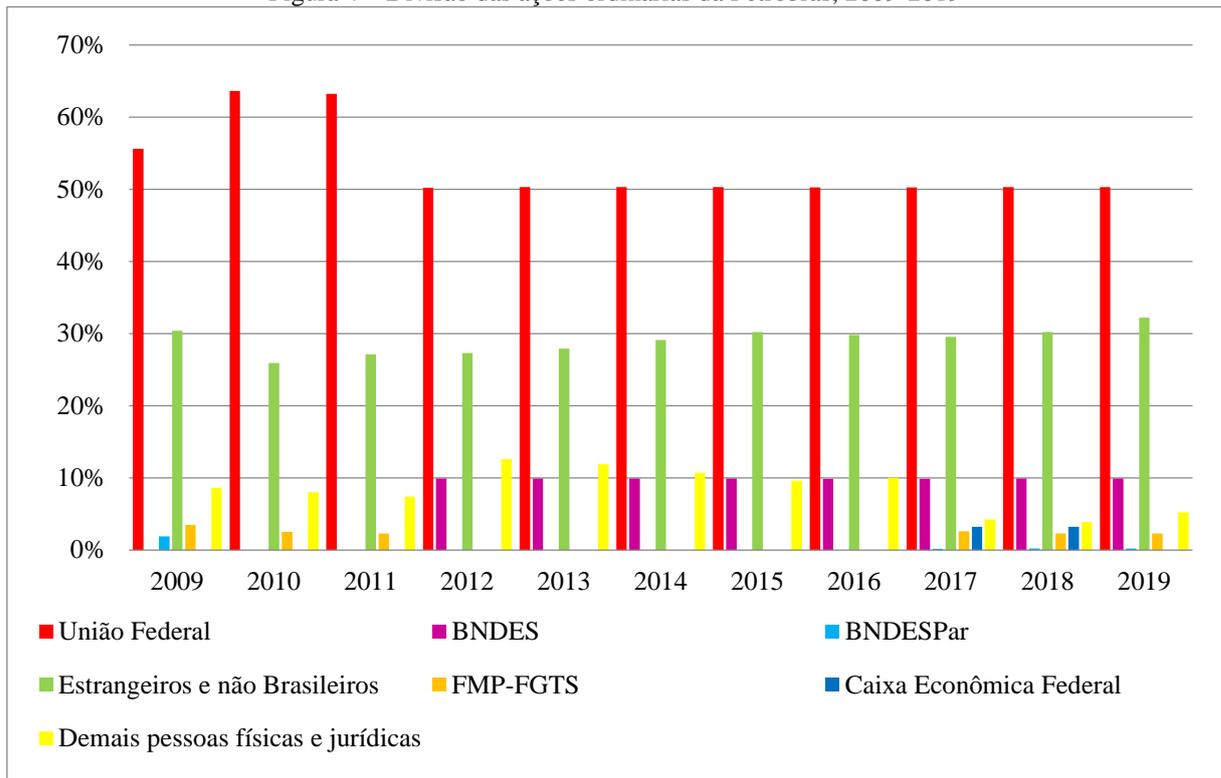
Dessa forma, o contrato da Cessão Onerosa fez com que a Petrobras devolvesse R\$ 74,8 bilhões para os cofres do Tesouro Nacional e desse valor R\$ 42,9 bilhões foram usados para que a União aumentasse sua participação acionária, que passou de 39,8% para 48,3% do capital total (SOUSA, 2011).

As figuras 4 a 6 mostrarão a composição das ações ordinárias e preferenciais e do capital social da empresa entre 2009 a 2019.

⁶=(dívida líquida/(dívida líquida + patrimônio líquido) (SOUSA, 2011).

⁷Em inglês, *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization*; em português, Lucros antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (SOUSA, 2011).

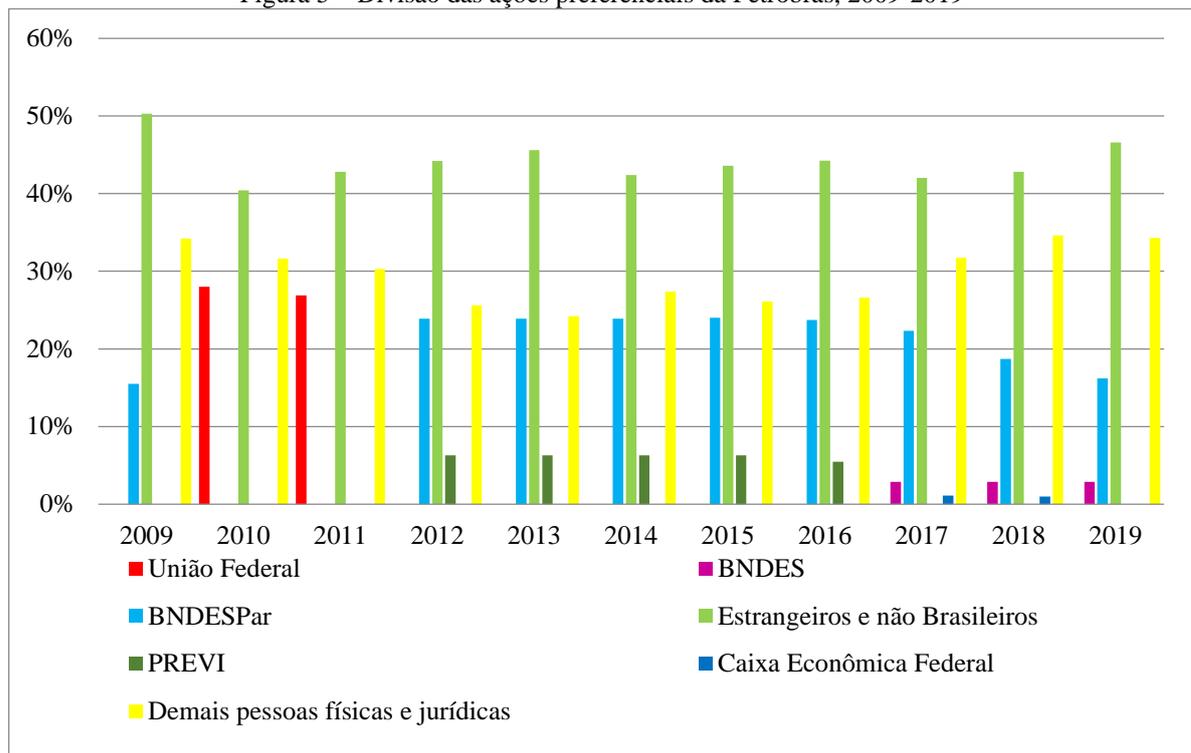
Figura 4 – Divisão das ações ordinárias da Petrobras, 2009-2019



Fonte: Petrobras, 2009, 2010, 2011a, 2012a, 2013a, 2014a, 2014a, 2015a, 2016a, 2017a, 2018a, 2019a.

Na figura 4 ve-se a evolução das ações ordinárias da Petrobras entre 2009 a 2019. 2010 e 2011. De 2009 a 2011, a União apresentou a maior participação acionária. Já a partir de 2012 houve diminuição da participação da União e um aumento quase proporcional da participação do BNDDES, comportamento que permaneceu até o final de 2019.

Figura 5 – Divisão das ações preferenciais da Petrobras, 2009-2019

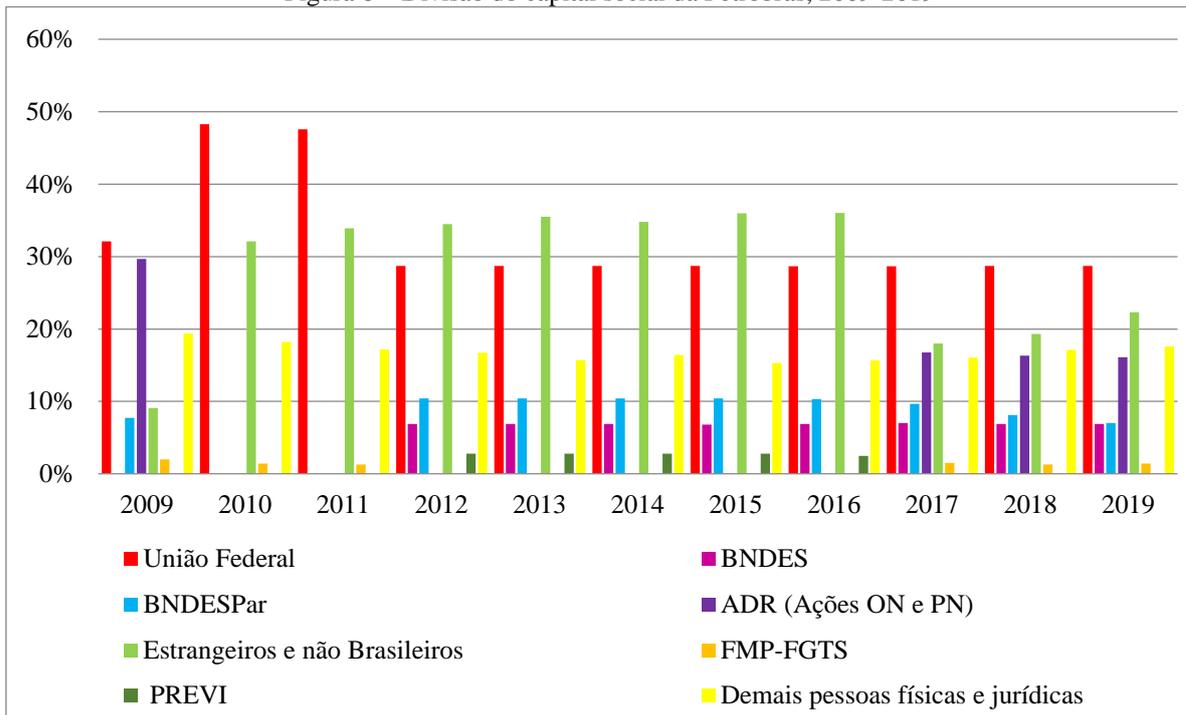


Fonte: Petrobras, 2009, 2010, 2011a, 2012a, 2013a, 2014a, 2014a, 2015a, 2016a, 2017a, 2018a, 2019a.

Na figura 5 tem-se a evolução das ações ordinárias da Petrobras de 2009 a 2019. A variação da composição acionária é bem semelhante da observada na figura 4.

Em 2010 e 2011, a União apresentou a maior participação acionária. Porém, a partir de 2012, a União foi substituída pela do BNDES Participações S.A.

Figura 6 – Divisão do capital social da Petrobras, 2009-2019



Fonte: Petrobras, 2009, 2010, 2011a, 2012a, 2013a, 2014a, 2014a, 2015a, 2016a, 2017a, 2018a, 2019a.

Na figura 6 verifica-se que nos anos de 2010 e 2011, a União detinha uma maior participação acionária. Em 2012, essa participação diminuiu e manteve-se constante até 2019. Assim como observado nas figuras 4 e 5, existiu uma substituição da participação da União pela participação do BNDES e BNDESPar após 2011.

2.4 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 1

Este capítulo perseguiu três objetivos específicos. O primeiro mostrou detalhes da Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010, que autorizou a União a ceder onerosamente a Petrobras, o direito a explorar petróleo e gás em áreas não concedidas localizadas no polígono do pré-sal. O segundo apresentou o volume e o valor do contrato da Cessão Onerosa e a responsabilidade da Petrobras e de todos os blocos selecionados. O terceiro traçou um paralelo entre o antes e o após a capitalização da Petrobras. Mais especificamente, a Cessão Onerosa levou a Petrobras a devolver R\$ 74,8 bilhões para os cofres do Tesouro Nacional. Viu-se também que a empresa teve a União com principal acionista, seguida do BNDES e BNDESPar.

Pode-se dizer que a Cessão Onerosa de cinco bilhões de barris de óleo equivalente (boe) no valor de US\$ 42,5 milhões permitiu a Petrobras E&P em áreas do pré-sal delimitadas em Lei até o atingimento do volume indicado.

3 TRAJETÓRIA DA PRODUÇÃO DA CESSÃO ONEROSA

Este capítulo terá como objetivo específico analisar a produção dos blocos cedidos a Petrobras em 2010 e os investimentos realizados pela empresa neste período a fim de extrair o óleo e gás natural até os cinco bilhões de boe. Também, será comparado o volume de óleo e gás produzido nos campos da Cessão Onerosa com os campos do pré-sal, do pós-sal e a média nacional visando saber se houve aumento da produção em relação aos investimentos em pesquisa e infraestrutura nos blocos de 2010 a 2019.

3.1 PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL NAS ÁREAS DA CESSÃO ONEROSA

Nas fases de exploração e produção (E&P), as empresas operadoras devem notificar a ANP a declaração de comercialidade⁸ e apresentar o Plano de Desenvolvimento (PD) do campo para análise e aprovação da ANP (ANP, 2020a).

A Petrobras declarou comercialidade em vários blocos da Cessão Onerosa nos anos de 2013 e 2014, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Declarações de comercialidade das áreas da Cessão Onerosa, 2013-2014

Blocos	Campos	Datas
Franco	Búzios	19/12/2013
Sul de Tupi	Sul de Lula	19/12/2013
Nordeste de Tupi	Sépie	03/09/2014
Sul de Guará	Sul de Sapinhoá	03/09/2014
Florim	Itapu	03/09/2014
Entorno de Iara	Atapu	29/12/2014
Entorno de Iara	Sul de Berbigão	29/12/2014
Entorno de Iara	Sul de Sururu	29/12/2014
Entorno de Iara	Norte de Sururu	29/12/2014
Entorno de Iara	Norte de Berbigão	29/12/2014

Fonte: ANP, 2019a.

Após a declaração de comercialidade, ou seja, na fase de produção, o campo passará pela etapa de desenvolvimento. Nesta etapa se realizarão atividades destinadas a instalar equipamentos e sistemas que tornam possível a produção. As atividades de desenvolvimento

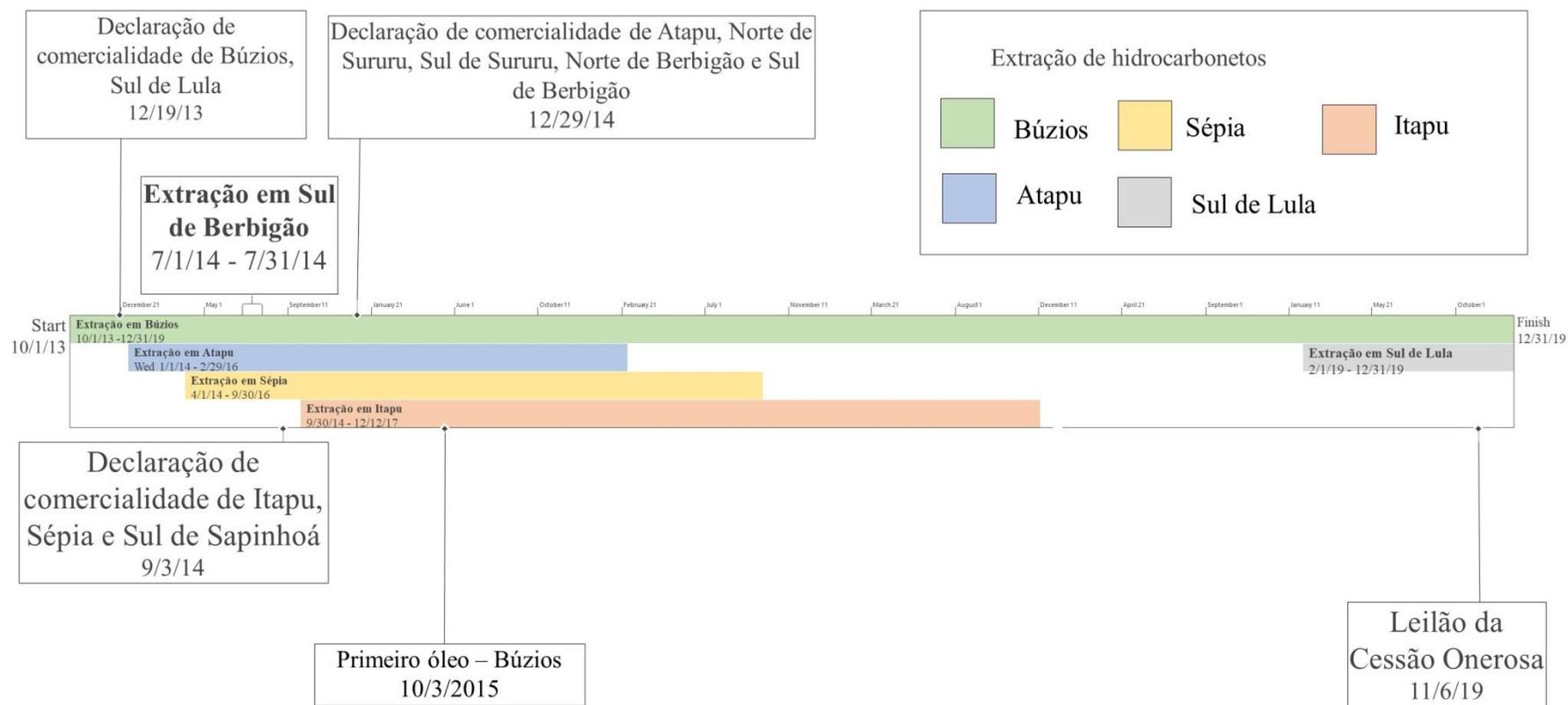
⁸Na declaração de comercialidade, o concessionário denominará o campo utilizando-se de nomes de aves brasileiras, quando se tratar de descobertas em terra, e nomes ligados à fauna marinha, quando se tratar de descobertas no mar. A declaração de comercialidade deve ser enviada via protocolo para a agência de regulação (ANP), de acordo com as determinações da Resolução ANP nº 30/2014 e do respectivo Regulamento Técnico (ANP, 2017).

podem se prolongar por grande parte da fase de produção, mesmo após o campo já ter começado a produção.

Para simplificação da classificação dos campos, eles são ditos “em desenvolvimento” quando ainda não iniciaram a produção, ou seja, antes do ‘primeiro óleo’. Até junho de 2019, apenas os campos de Búzios e Atapu se encontravam na etapa de produção. Para tanto, os demais campos serão considerados como campos “em desenvolvimento” (ANP, 2020b).

A figura 7 mostra a linha do tempo das operações nos campos da Cessão Onerosa da data de publicação de cada declaração de comercialidade até o início da exploração de cada área. Pode-se verificar que apenas o campo Búzios tem a extração do primeiro óleo.

Figura 7 – Linha do tempo das operações nos campos da Cessão Onerosa, 2013-2019



Fonte: Elaboração da autora baseada em ANP, 2019a, 2019c, 2020c.

3.2 PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL: CAMPOS EM NÚMEROS

Esta seção tem como objetivo mostrar a produção das áreas da Cessão Onerosa para fins de verificar a trajetória, se ascendente ou descendente. A Tabela 3 mostra a extração de óleo e gás natural desde outubro de 2013 a dezembro de 2019 para Búzios, passando pela extração do primeiro óleo em março de 2015.

Tabela 3 - Produção de óleo e gás natural de Búzios, 2013-2019

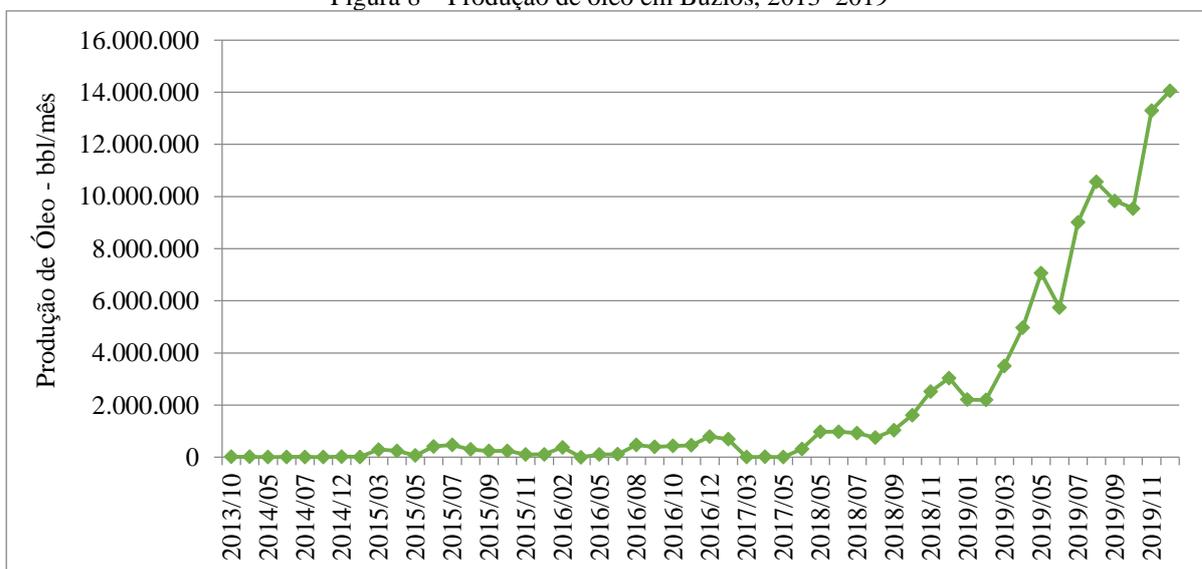
Período	Óleo (bbl/dia)	Óleo (bbl/mês)	Gás Natural (Mm³/dia)	Gás Natural (Mm³/mês)	Total (Boe/mês)
2013/10	496,8909	15.403,6179	16,4832	510,9792	18.617,5800
2014/04	520,9304	15.627,9120	16,8200	504,6000	18.801,7501
2014/05	211,2463	6.548,6353	6,1685	191,2235	7.751,3948
2014/06	393,8218	11.814,6540	13,3649	400,9470	14.336,5345
2014/07	266,0022	8.246,0682	9,3005	288,3155	10.059,5179
2014/11	230,2133	6.906,3990	8,4035	252,1050	8.492,0916
2014/12	697,7205	21.629,3355	25,6800	796,0800	26.636,5274
2015/02	381,4051	10.679,3428	11,0300	308,8400	12.621,8877
2015/03	9.449,7416	292.941,9896	329,8541	10.225,4771	357.258,2977
2015/04	8.185,0094	245.550,2820	288,6439	8.659,3170	300.015,7407
2015/05	2.232,5072	69.207,7232	77,9145	2.415,3495	84.399,8126
2015/06	13.876,7298	416.301,8940	485,4632	14.563,8960	507.906,0327
2015/07	15.187,4077	470.809,6387	533,2874	16.531,9094	574.792,2078
2015/08	9.595,0139	297.445,4309	336,3934	10.428,1954	363.036,7986
2015/09	7.938,0170	238.140,5100	270,4503	8.113,5090	289.172,9400
2015/10	7.807,5046	242.032,6426	281,3941	8.723,2171	296.900,0207
2015/11	3.456,5316	103.695,9480	118,6742	3.560,2260	126.089,0931
2016/01	3.444,0484	106.765,5004	118,6682	3.678,7142	129.903,9138
2016/02	13.159,8767	381.636,4243	454,0552	13.167,6008	464.458,1315
2016/03	20,1903	625,8993	0,0000	0,0000	625,8993
2016/05	3.389,5847	105.077,1257	118,0536	3.659,6616	128.095,7018
2016/07	3.759,2165	116.535,7115	132,5915	4.110,3365	142.388,9471
2016/08	15.098,0802	468.040,4862	533,6949	16.544,5419	572.102,5113
2016/09	13.195,5643	395.866,9290	461,8525	13.855,5750	483.015,8632
2016/10	14.071,0070	436.201,2170	494,0457	15.315,4167	532.532,2781
2016/11	15.277,6403	458.329,2090	530,0441	15.901,3230	558.345,5094
2016/12	25.590,4552	793.304,1112	940,1723	29.145,3413	976.622,7704
2017/01	22.301,5074	691.346,7294	814,7456	25.257,1136	850.209,1751
2017/03	155,8453	4.831,2043	4,3298	134,2238	5.675,4465
2017/04	502,0170	15.060,5100	15,4134	462,4020	17.968,9307
2017/05	201,1725	6.236,3475	4,7484	147,2004	7.162,2100
2018/04	10.526,3534	315.790,6020	340,5575	10.216,7250	380.051,8611

Período	Óleo (bbl/dia)	Óleo (bbl/mês)	Gás Natural (Mm³/dia)	Gás Natural (Mm³/mês)	Total (Boe/mês)
2018/05	31.289,2016	969.965,2496	953,3101	29.552,6131	1.155.845,5710
2018/06	32.587,5664	977.626,9920	958,5644	28.756,9320	1.158.502,6305
2018/07	29.859,1118	925.632,4658	861,8703	26.717,9793	1.093.683,4792
2018/08	24.302,8012	753.386,8372	777,9755	24.117,2405	905.079,6977
2018/09	34.659,6500	1.039.789,5000	1.911,0617	57.331,8510	1.400.395,9497
2018/10	52.121,2979	1.615.760,2349	1.839,1993	57.015,1783	1.974.374,8735
2018/11	83.784,4435	2.513.533,3050	2.893,1091	86.793,2730	3.059.446,5014
2018/12	97.931,7655	3.035.884,7305	3.561,5839	110.409,1009	3.730.336,9974
2019/01	71.243,5518	2.208.550,1055	2.608,3602	80.859,1666	2.717.138,9004
2019/02	78.574,0317	2.200.072,8883	2.724,6380	76.289,8646	2.679.921,6417
2019/03	112.864,6489	3.498.804,1159	4.207,5172	130.433,0336	4.319.203,1152
2019/04	165.772,6536	4.973.179,6085	6.192,9083	185.787,2494	6.141.746,1076
2019/05	227.720,5319	7.059.336,4900	8.516,8831	264.023,3772	8.719.993,3679
2019/06	191.208,0247	5.736.240,7399	7.118,2628	213.547,8832	7.079.416,3511
2019/07	290.468,0640	9.004.509,9849	11.132,1477	345.096,5799	11.175.101,9038
2019/08	340.783,2835	10.564.281,7876	13.223,9686	409.943,0265	13.142.745,5352
2019/09	327.828,3021	9.834.849,0630	12.537,7550	376.132,6500	12.200.651,9663
2019/10	307.649,0406	9.537.120,2586	11.428,3134	354.277,7154	11.765.459,7757
2019/11	443.235,1425	13.297.054,2750	16.900,4600	507.013,8000	16.486.074,7444
2019/12	453.335,1500	14.053.389,6500	17.171,1500	532.305,6500	17.401.491,0504
Total	3.618.837,5157	110.567.598,3126	135.311,3371	4.134.474,5270	136.572.657,5374

Fonte: Elaboração da autora baseada em ANP, 2019c.

As figuras 8 e 9 mostram a produção de óleo e gás no campo de Búzios, respectivamente.

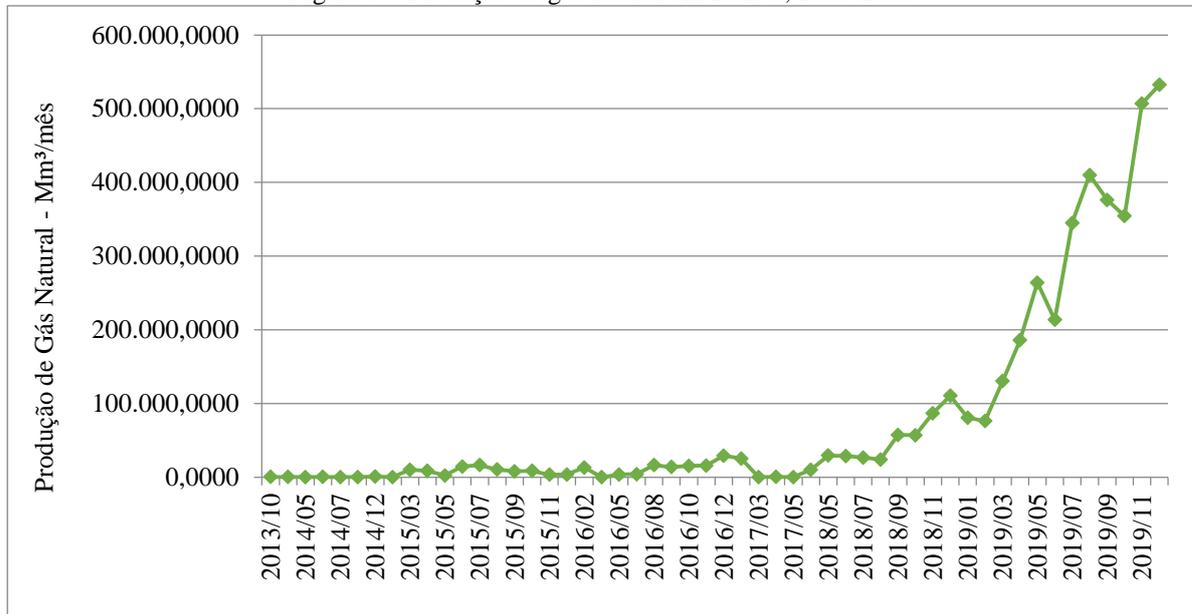
Figura 8 – Produção de óleo em Búzios, 2013–2019



Fonte: Elaboração da autora baseada em ANP, 2019c.

É perceptível que o volume de óleo gerado em Búzios se tornou mais significativo a partir de 2018. Em dezembro de 2019 equivaliu a 14.053.389 bbl.

Figura 9 – Produção de gás natural em Búzios, 2013-2019



Fonte: Elaboração da autora baseada em ANP, 2019c.

A produção de gás em dezembro de 2019 equivaliu 532.305 Mm³ de gás no referido mês. Nota-se que o comportamento das figuras 8 e 9 é semelhante, dado que a produção de óleo e gás tende a ser simultânea.

Em dezembro de 2019, as produções de óleo e gás em Búzios totalizaram 110.567.598 bbl de óleo e 4.134.474 Mm³ de gás, respectivamente. Os volumes produzidos foram maiores em dezembro de 2019 que coincidentemente é a última data com valores de produção. Isso indica que a produção de hidrocarbonetos em Búzios tem consistentemente aumentado ao longo de 2019 e que provavelmente ainda irá aumentar.

Búzios foi um dos primeiros campos da Cessão Onerosa a declarar comercialidade e o primeiro campo a entrar em etapa produção. Em março de 2015, a Petrobras iniciou suas atividades de produção na área e promoveu o crescimento da produção, mesmo com a desvalorização do preço do barril naquele momento.

A tabela 4 mostra a produção de hidrocarbonetos por poço no campo de Búzios em 2018 e 2019.

Tabela 4 - Produção por poço em Búzios, 2018 - 2019

Ano	Nome ANP do Poço	Óleo (bbl/d)	Gás natural (Mm ³ /d)	Produção Total (boe/d)
2018	9-BRSA-1191-RJS	28.268	992	34.509
	7-BUZ-17-RJS	25.090	863	30.519
	3-BRSA-1053-RJS	24.818	1.008	31.158
	9-BUZ-7-RJS	19.755	698	24.147
2019	7-BUZ14DA-RJS	46.902	1.845	58.509
	7-BUZ-10- RJS	45.280	1.597	55.322
	9-BRSA-1191-RJS	44.971	1.750	55.979
	9-BUZ-4-RJS	41.889	1.409	50.751
	7-BUZ-29DRJS	38.572	1.371	47.197
	9-BUZ-3-RJS	32.262	1.183	39.705
	7-BUZ-24DRJS	30.976	1.273	38.983
	9-BUZ-7-RJS	30.348	1.131	37.465
	3-BRSA1064-RJS	28.351	1.145	35.554
	3-BRSA-1053-RJS	26.208	923	32.013
	7-BUZ-31DRJS	26.004	1.031	32.490
	3-BRSA1184-RJS	23.740	745	28.427
	9-BUZ-1-RJS	18.593	740	23.249
	7-BUZ-17-RJS	17.471	990	23.701
	7-BUZ-12- RJS	4.693	147	5.616

Fonte: Elaboração da autora baseada em ANP, 2019d.

Percebe-se que o número de poços triplicou entre dezembro de 2018 e dezembro de 2019. Em 2018, o maior poço produtor de Búzios, sob o código 9-BRSA-1191-RJS, foi o responsável por produzir 34.509 boe por dia; em 2019, o maior poço produtor de Búzios, sob o código 7-BUZ14DA-RJS, gerou 58.509 boe por dia. O aumento de 69,5% no número de poços e de produção por poço, conforme tabela 4 evidencia a importância da etapa de desenvolvimento do campo de Búzios em um intervalo de apenas um ano.

A produção de petróleo no campo de Búzios totalizou 136.572.657 boe em dezembro de 2019. Volume correspondente a apenas 4,47% do total cedido pela Cessão Onerosa na área.

A tabela 5 mostra a extração de óleo e gás natural em Sépia de abril de 2014 a setembro de 2016.

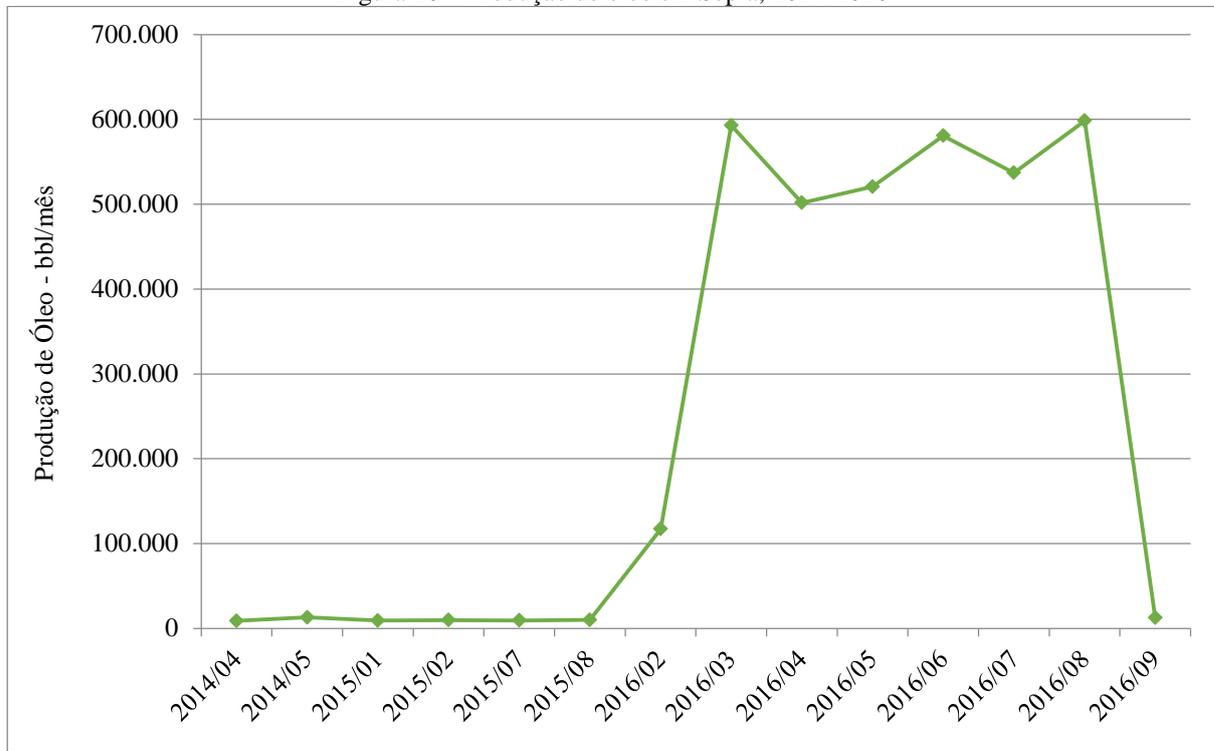
Tabela 5 - Produção de óleo e gás natural em Sépia, 2014-2016

Período	Óleo (bbl/dia)	Óleo (bbl/mês)	Gás Natural (Mm³/dia)	Gás Natural (Mm³/mês)	Total (boe)
2014/04	293,1995	8.795,9850	8,6790	260,3700	10.433,6628
2014/05	418,1587	12.962,9197	11,5331	357,5261	15.211,6909
2015/01	297,4066	9.219,6046	6,5439	202,8609	10.495,5611
2015/02	352,1979	9.861,5412	8,9317	250,0876	11.434,5447
2015/07	302,2720	9.370,4320	6,9338	214,9478	10.722,4128
2015/08	324,1261	10.047,9091	7,8303	242,7393	11.574,6932
2016/02	4.038,4289	117.114,4381	104,9619	3.043,8951	136.259,9599
2016/03	19.127,1174	592.940,6394	516,8803	16.023,2893	693.724,0847
2016/04	16.721,6192	501.648,5760	460,1041	13.803,1230	588.467,5971
2016/05	16.793,2997	520.592,2907	467,1619	14.482,0189	611.681,4380
2016/06	19.357,6807	580.730,4210	540,5433	16.216,2990	682.727,8606
2016/07	17.324,6283	537.063,4773	483,2584	14.981,0104	631.291,1863
2016/08	19.303,0414	598.394,2834	538,1173	16.681,6363	703.318,6062
2016/09	421,0546	12.631,6380	10,1882	305,6460	14.554,0933
Total	115.074,2310	3.521.374,1555	3.171,6672	97.065,4497	4.131.897,3917

Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

As figuras 10 e 11 mostram a extração de óleo e gás no campo Sépia, respectivamente.

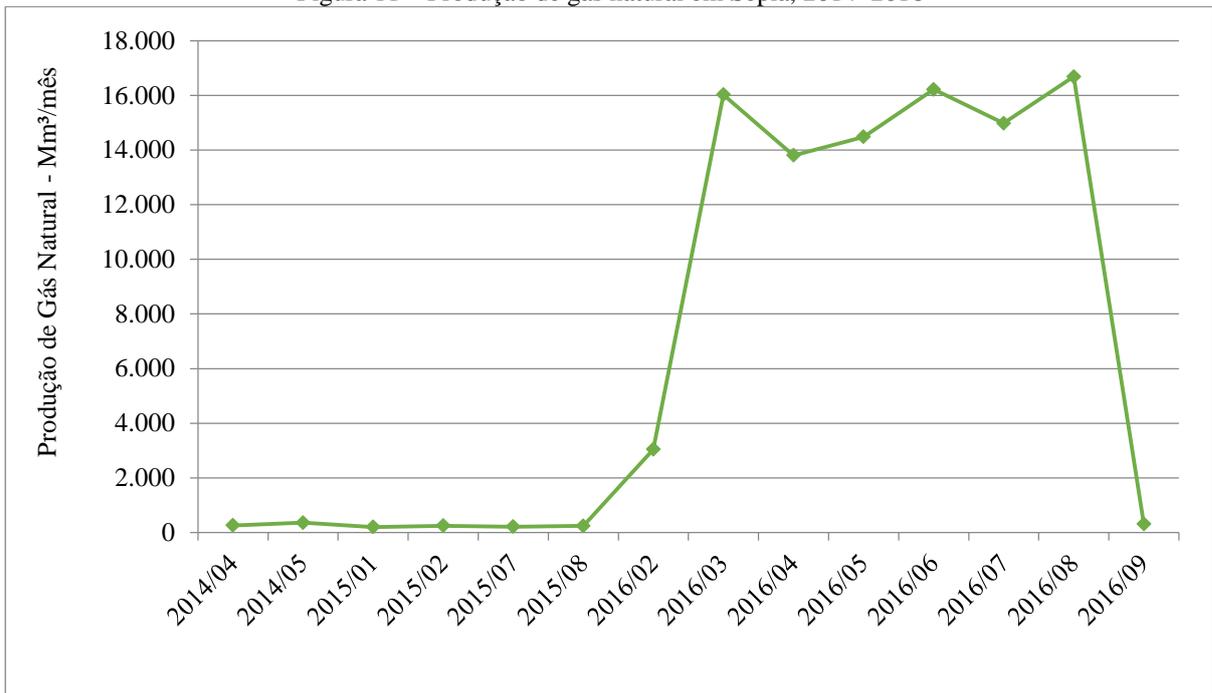
Figura 10 – Produção de óleo em Sépia, 2014-2016



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

A extração de óleo em Sépia se tornou mais significativa em 2016, sendo a maior extração até o momento a de agosto de 2016 que foi equivalente a 598.394 bbl de óleo.

Figura 11 – Produção de gás natural em Sépia, 2014–2016



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

A extração de gás em Sépia se tornou mais significativa em 2016, sendo o valor de agosto de 2016 o maior da sua história produtiva, equivalente a 16.681 Mm³ de gás no mês. Isso ocorreu porque em 2016 foi implementado um Sistema de Produção Antecipada (SPA) com o FPSO (*Floating Storage/Production*) BW Cidade São Vicente (BW *offshore*). Em 2017, a FPSO BW foi transferida para Itapu, o que explica a queda repentina da produção em setembro de 2016. Encontra-se no anexo 2 informações mais detalhadas a respeito do SPA. (ANP, 2020c).

A produção de óleo em Sépia totalizou 4.131.897 boe no período mencionado. Volume correspondente a 0,97% do total cedido pela Cessão Onerosa na área.

A Tabela 6 apresenta a produção de óleo e gás natural de Itapu de setembro de 2014 a dezembro de 2017.

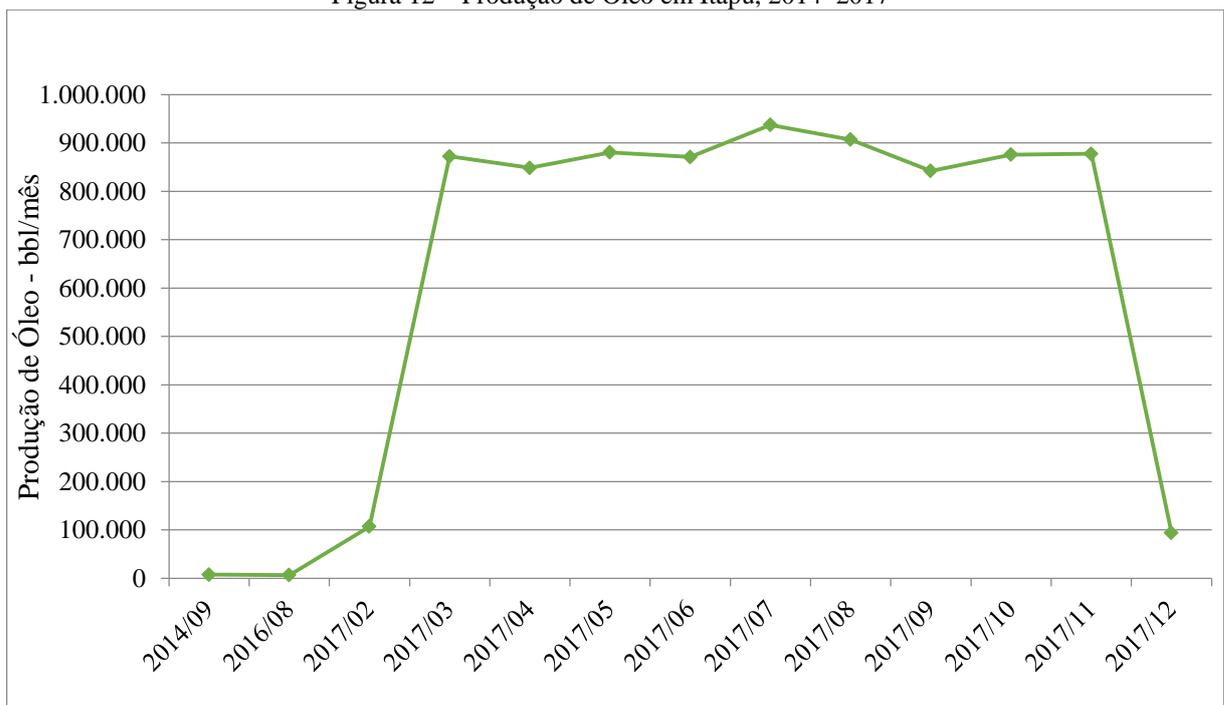
Tabela 6 - Produção de óleo e gás natural de Itapu, 2014-2017

Período	Óleo (bbl/dia)	Óleo (bbl/mês)	Gás Natural (Mm³/dia)	Gás Natural (Mm³/mês)	Total (boe)
2014/09	262,1802	7.865,4060	2,3222	69,6660	8.303,5919
2016/08	222,1723	6.887,3413	1,6973	52,6163	7.218,2878
2017/02	3.826,7361	107.148,6108	50,0531	1.401,4868	115.963,6965
2017/03	28.141,2288	872.378,0928	366,5523	11.363,1213	943.849,9668
2017/04	28.288,5505	848.656,5150	371,8637	11.155,9110	918.825,0756
2017/05	28.410,7390	880.732,9090	379,6161	11.768,0991	954.752,0164
2017/06	29.032,9683	870.989,0490	388,2783	11.648,3490	944.254,9510
2017/07	30.242,1166	937.505,6146	407,9555	12.646,6205	1.017.050,4547
2017/08	29.255,8014	906.929,8434	388,3095	12.037,5945	982.644,0257
2017/09	28.078,0368	842.341,1040	359,8578	10.795,7340	910.244,2197
2017/10	28.261,5082	876.106,7542	349,4538	10.833,0678	944.244,6924
2017/11	29.251,1241	877.533,7230	361,3097	10.839,2910	945.710,8039
2017/12	3.033,0093	94.023,2883	36,2994	1.125,2814	101.101,0945
Total	266.306,1716	8.129.098,2514	3.463,5687	105.736,8387	8.794.162,8768

Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

As figuras 12 e 13 mostram a produção de óleo e gás no campo de Itapu, respectivamente.

Figura 12 – Produção de Óleo em Itapu, 2014–2017



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

A produção de óleo em Itapu teve seu pico de produção em julho de 2017 com produção equivalente 937.505 bbl no mês.

Figura 13 – Produção de gás natural em Itapu, 2014–2017



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

A produção de gás em Itapu teve seu pico de produção em julho de 2017 com 12.646 Mm³ no mês. A produção de petróleo no campo de Itapu totalizou 8.794.162 boe no período mencionado.

Volume total corresponde a aproximadamente 1,88% do total referente a Cessão Onerosa na área. A extração de hidrocarbonetos começou em setembro de 2014, mas só se intensificou em fevereiro de 2017. Isso porque foi realizado um Sistema de Produção Antecipada (SPA) com o FPSO BW Cidade de São Vicente, de 2014 a 2017. Encontra-se no anexo 4 informações mais detalhadas a respeito do SPA (ANP, 2020c).

A Tabela 7 mostra a produção de óleo e gás natural de Itapu de janeiro de 2014 a fevereiro de 2016.

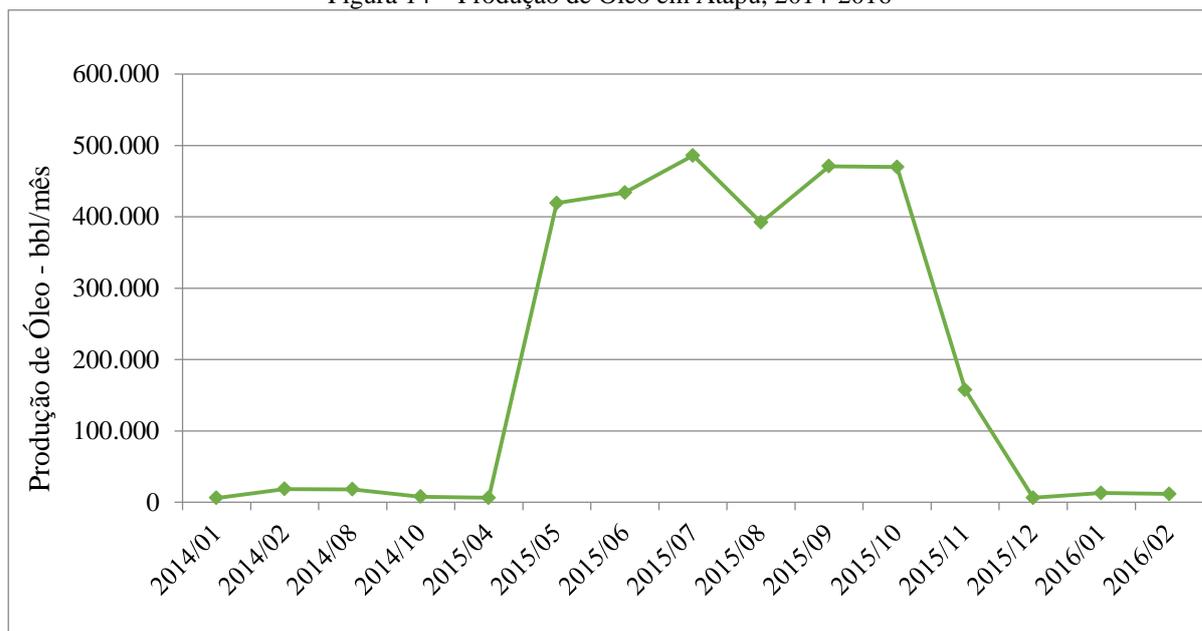
Tabela 7 - Produção de óleo e gás natural de Atapu, 2014-2016

Período	Óleo (bbl/dia)	Óleo (bbl/mês)	Gás Natural (Mm ³ /dia)	Gás Natural (Mm ³ /mês)	Total (boe)
2014/01	194,1360	6.018,2160	5,7579	178,4949	7.140,9150
2014/02	656,7977	18.390,3356	20,9524	586,6672	22.080,3608
2014/08	577,5222	17.903,1882	16,3352	506,3912	21.088,2926
2014/10	252,3411	7.822,5741	7,4822	231,9482	9.281,4842
2015/04	204,0750	6.122,2500	5,8617	175,8510	7.228,3194
2015/05	13.517,5869	419.045,1939	466,9196	14.474,5076	510.087,0965
2015/06	14.462,7996	433.883,9880	500,0883	15.002,6490	528.247,7997
2015/07	15.673,4842	485.878,0102	535,1955	16.591,0605	590.232,6284
2015/08	12.647,4160	392.069,8960	430,3227	13.340,0037	475.975,9847
2015/09	15.695,1327	470.853,9810	534,4594	16.033,7820	571.703,4234
2015/10	15.150,1680	469.655,2080	515,5560	15.982,2360	570.180,4358
2015/11	5.248,7311	157.461,9330	177,2196	5.316,5880	190.902,2614
2015/12	196,3374	6.086,4594	6,0993	189,0783	7.275,7260
2016/01	412,9565	12.801,6515	11,4771	355,7901	15.039,5036
2016/02	395,4946	11.469,3434	10,3743	300,8547	13.361,6623
Total	95.284,9790	2.915.462,2283	3.244,1012	99.265,9024	3.539.825,8939

Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

Esse campo passou a produzir apenas em abril de 2015 e um salto na produção de óleo e gás a partir de maio do mesmo ano. As Figuras 14 e 15 mostram a produção de óleo e gás no campo de Atapu, respectivamente.

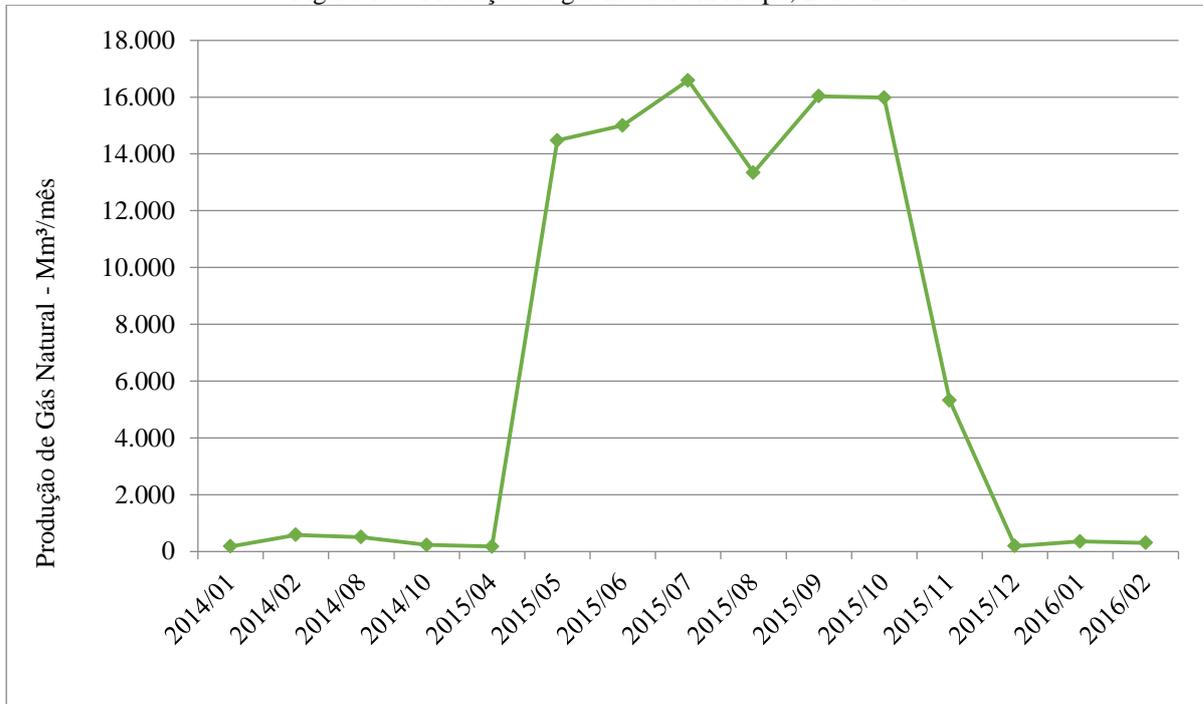
Figura 14 – Produção de Óleo em Atapu, 2014-2016



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

Atapu teve seu pico de produção em julho de 2015 com produção equivalente 485.878bbl no mês.

Figura 15 – Produção de gás natural em Atapu, 2014–2016



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

Em Atapu, o pico de produção de gás ocorreu em julho de 2015 com 16.591 Mm³ no mês. A produção de petróleo no campo de Atapu totalizou 3.539.825 boe no período mencionado.

Volume total corresponde a aproximadamente 0,59% do total cedido pela Cessão Onerosa na área. A crise do petróleo foi responsável por postergar o desenvolvimento do campo de Atapu para meados de 2020. Isso explica a produção baixa do campo de 2015 a 2016 (PETRONOTICIAS, 2016).

A Tabela 8 apresenta a extração de óleo e gás natural em julho de 2014 no campo de Sul de Berbigão.

Tabela 8 - Produção de óleo e gás natural de Sul de Berbigão, 2014

Período	Óleo (bbl/dia)	Óleo (bbl/mês)	Gás Natural (Mm ³ /dia)	Gás Natural (Mm ³ /mês)	Total (boe)
2014/07	742,8022	23.026,8682	7,1427	221,4237	24.419,5812
Total	742,8022	23.026,8682	7,1427	221,4237	24.419,5812

Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

Sul de Berbigão só realizou atividades no mês de julho de 2014, com a extração de 23.026,87 bbl e 221,42 Mm³ de gás. Em dezembro de 2014, a Petrobras declarou a comercialidade do campo, sendo assim, o volume na Tabela 7 é referente a atividade exploratória na área, e não objetivava produzir óleo para comercialização. Isso explica os baixos valores extraídos. O volume total extraído de Sul de Bergigão equivale a aproximadamente 0,004% do volume total de seu bloco definido no contrato Cessão Onerosa.

A tabela 9 mostra a produção de óleo e gás natural do sul de Lula de fevereiro de 2019 até dezembro de 2019.

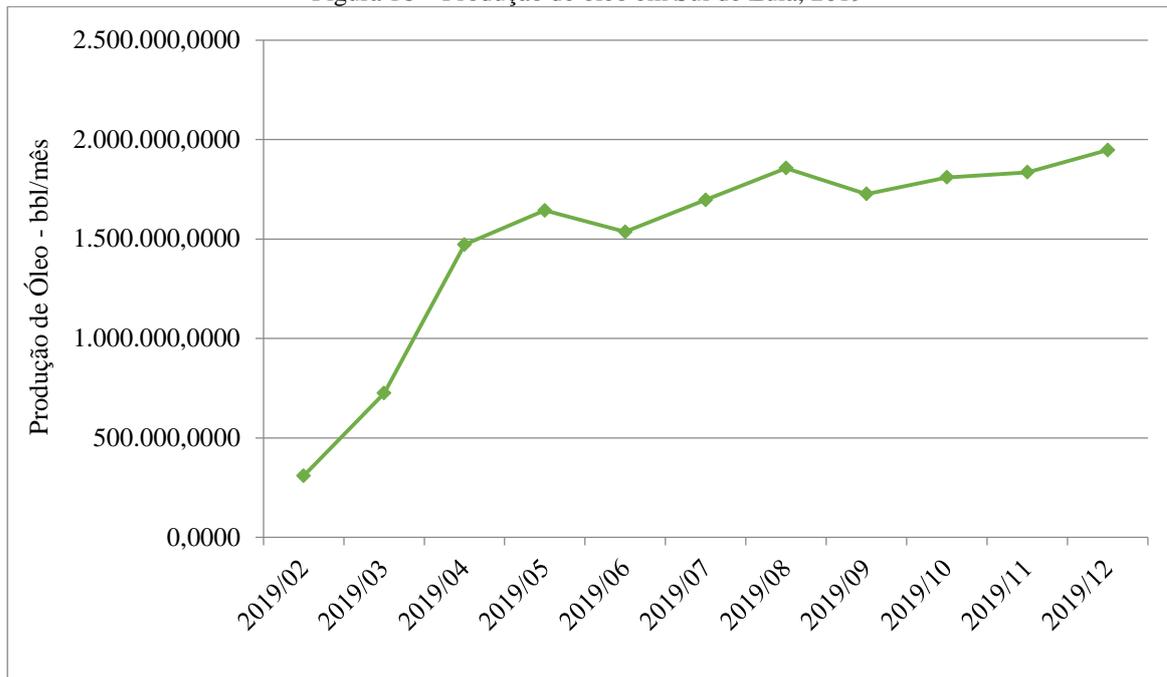
Tabela 9 - Produção de óleo e gás natural de Sul de Lula, 2019

Período	Óleo (bbl/dia)	Óleo (bbl/mês)	Gás Natural (Mm ³ /dia)	Gás Natural (Mm ³ /mês)	Total (Boe/41en)
2019/02	11.061,2875	309.716,0499	342,5966	9.592,7043	370.052,3372
2019/03	23.378,3341	724.728,3561	762,8344	23.647,8652	873.468,9352
2019/04	49.070,8140	1.472.124,4198	1.861,8217	55.854,6522	1.823.439,5696
2019/05	53.021,4101	1.643.663,7143	2.077,7695	64.410,8533	2.048.795,7435
2019/06	51.209,6444	1.536.289,3333	2.005,4253	60.162,7591	1.914.701,6569
2019/07	54.729,9349	1.696.627,9823	2.140,1961	66.346,0780	2.113.932,2075
2019/08	59.883,3168	1.856.382,8219	2.332,2072	72.298,4228	2.311.126,1646
2019/09	57.527,9243	1.725.837,7290	2.218,3062	66.549,1860	2.144.419,4646
2019/10	58.368,0993	1.809.411,0783	2.238,3054	69.387,4674	2.245.845,0646
2019/11	61.191,5316	1.835.745,9480	2.342,5600	70.276,8000	2.277.773,6674
2019/12	62.791,6300	1.946.540,5300	2.413,0900	74.805,7900	2.417.054,7360
Total	542.233,9271	16.557.067,9629	20.735,1123	633.332,5783	20.540.609,5471

Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

As figuras 16 e 17 mostram a produção de óleo e gás no campo de Sul de Lula, respectivamente.

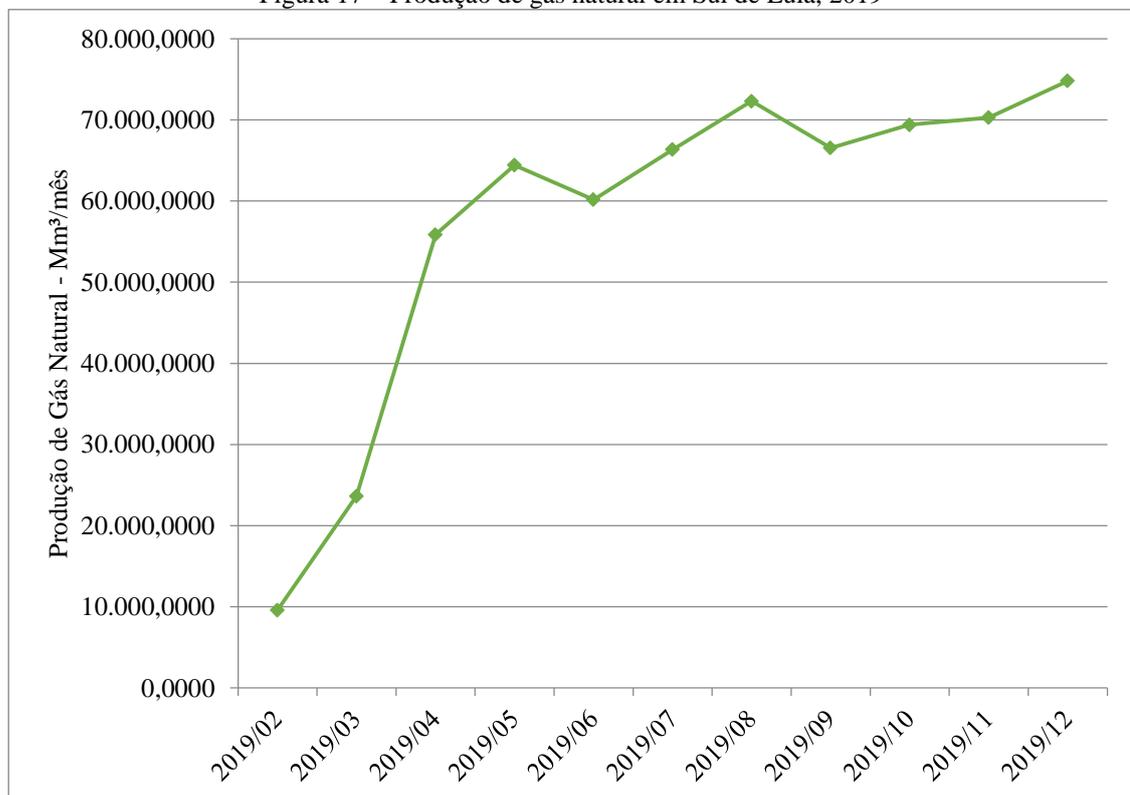
Figura 16 – Produção de óleo em Sul de Lula, 2019



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

A extração de óleo em Sul de Lula foi significativa em 2019, quando teve o seu pico em dezembro de 2019 com 1.946.540 bbl no mês.

Figura 17 – Produção de gás natural em Sul de Lula, 2019



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c.

A extração de gás em Sul de Lula cresceu significativamente em 2019, e o pico ocorreu em dezembro de 2019, com 74.805 Mm³ no mês.

A produção de petróleo no campo de Sul de Lula totalizou 20.540.609 boe no período. Com um percentual de 16,04% do total cedido pela Cessão Onerosa na área. A percentagem é relativamente alta em relação aos outros campos, porque o volume do contrato da Cessão Onerosa para Sul de Lula é o menor de todas as áreas, apenas 128.051.000 boe.

A tabela 10 apresenta a extração total da Cessão Onerosa e o percentual produzido em cada bloco/campo de 2013 a 31 de dezembro de 2019.

Tabela 10 - Produção acumulada total da Cessão Onerosa, 2013–2019

Bloco	Campo	Volume do contrato (Boe)	Volume Produzido (Boe)	Percentagem (%)
Sul de Tupi	Sul de Lula	128.051.000	20.540.610	16,04%
Florim	Itapu	466.968.000	8.794.163	1,88%
Nordeste de Tupi	Sépia	427.784.000	4.131.897	0,97%
Sul de Guará	Sul de Sapinhoá	319.107.000	-	-
Franco	Búzios	3.056.000.000	136.572.658	4,47%
Entorno de Iara	Atapu	599.560.000	3.539.826	0,59%
	Sul de Berbigão		24.409	
	Sul de Sururu		-	
	Norte de Sururu		-	
	Norte de Berbigão		-	
Total		4.997.470.000	173.603.562	3,47%

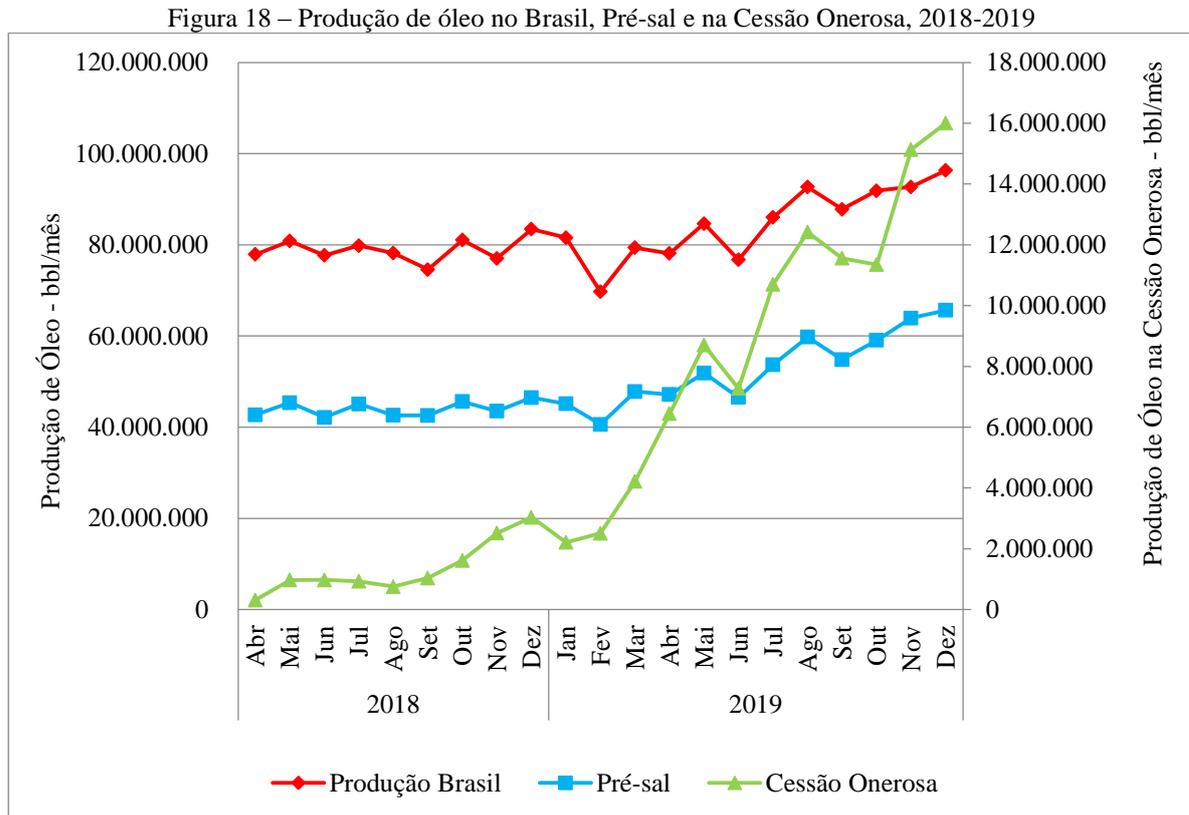
Fonte: Elaboração da autora baseado em LIMA, 2010, ANP, 2019c.

Até dezembro de 2019 apenas 3,47% do volume inicial estabelecido pelo contrato foi produzido. Percebe-se que o comportamento dos campos não é constante. Os Campos de Atapu, Itapu, Sépia e Sul de Bergigão produziram por curtos intervalos de tempo e pararam antes de atingir o volume definido em contrato.

Pode-se apontar a crise no setor petrolífero como a principal causa desse comportamento. Dado que o contrato da Cessão Onerosa dá a Petrobras o direito aos cinco bilhões de boe; a empresa investirá na produção quando esta for lucrativa. Dado que muitos campos do pré-sal permaneceram na etapa de desenvolvimento, uma produção baixa é vista como normal. Assim, pode-se dizer que a produção da Cessão Onerosa que atingiu 3,47% do total é factível (PETRONOTICIAS, 2016).

3.3 PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS NATURAL: COMPARAÇÕES

Na figura 18 apresenta-se a produção de óleo de todo o Brasil e a produção da área do pré-sal comparados a produção da Cessão Onerosa de abril de 2018 a dezembro de 2019.

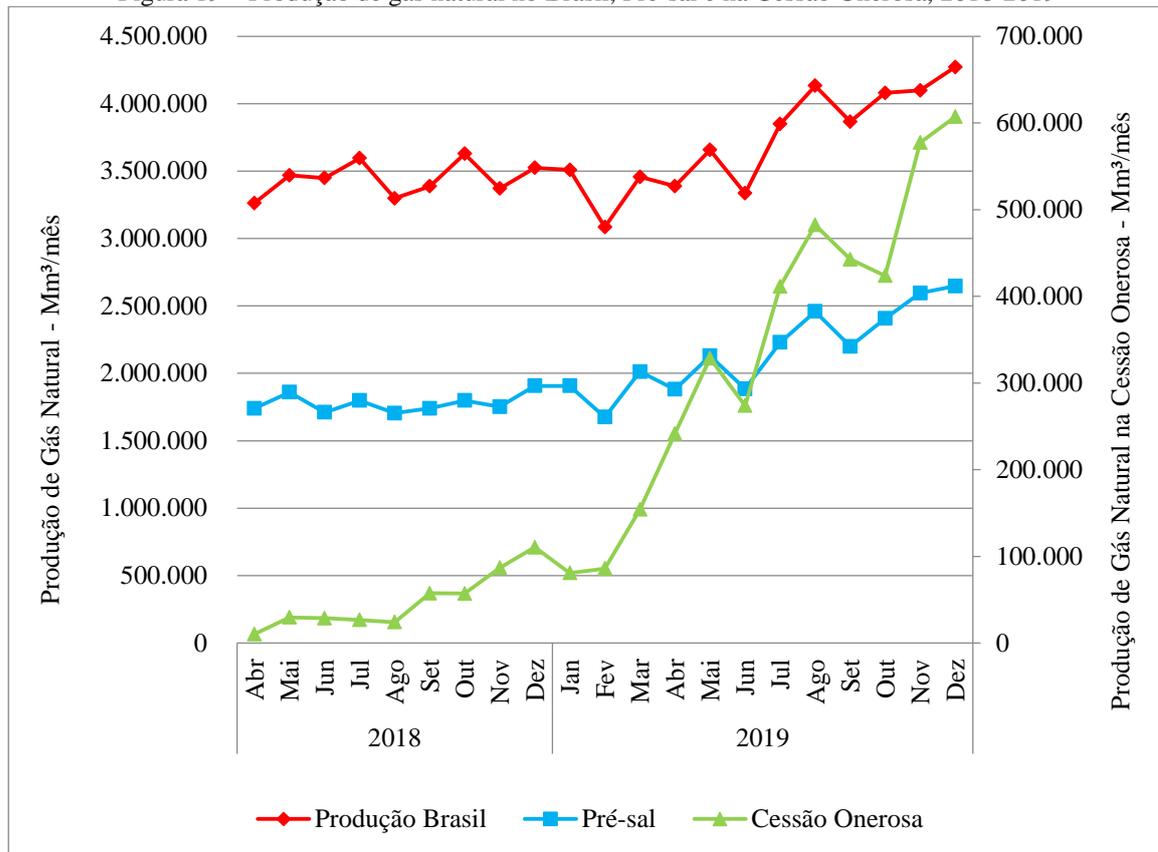


Fonte: Elaboração da autora basea do em ANP, 2019c, 2019d.

O mês de maior produção das áreas da Cessão Onerosa foi em dezembro de 2019, última informação, quando a produção chegou em 15.999.930 de barris, que equivaleu a aproximadamente 24,37% da produção do pré-sal e 16,61% da produção nacional.

Na figura 19 vê-se a produção de gás natural de todo o Brasil e do pré-sal comparadas a produção da Cessão Onerosa de abril de 2018 a dezembro de 2019.

Figura 19 – Produção de gás natural no Brasil, Pré-sal e na Cessão Onerosa, 2018-2019



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c, 2019d.

O mês de maior produção das áreas da Cessão Onerosa foi em dezembro de 2019, última informação, quando a produção chegou em 607.111 Mm³ de gás, que equivaleu a aproximadamente 22,94% da produção do pré-sal e 14,21% da produção nacional.

Conforme as figuras 18 e 19, a produção da Cessão Onerosa cresceu significativamente em 2019. Isso coincide com a retomada dos investimentos realizados na área e com a recuperação do preço do barril.

3.4 INVESTIMENTOS NA CESSÃO ONEROSA PELA PETROBRAS

Para avaliar o retorno financeiro do contrato da Cessão Onerosa é preciso comparar os investimentos realizados nas áreas, o valor do barril e a taxa de câmbio reais/dólar. Assim, essa seção tem como objetivo específico verificar o montante de investimentos na Cessão Onerosa. Para tanto, parte-se dos investimentos destinados a Cessão Onerosa para detectar a importância dada aos desafios exploratórios, muitos deles desconhecidos a priori.

Para averiguar os resultados financeiros exclusivos da Cessão Onerosa será preciso comparar a receita obtida com o volume de óleo produzido nessas áreas, menos os

investimentos em produção. Sabe-se que a variação do preço do barril afeta diretamente os resultados financeiros das empresas petrolíferas. Dessa forma, a tabela 10 apresentará a variação do preço do petróleo Brent⁹, que é a cotação usada pela Petrobras como referência e a taxa de câmbio média de venda – de 2011 a 2019. O objetivo da tabela 11 será estimar o valor de venda do óleo produzido nas áreas da Cessão Onerosa.

Tabela 11 - Preço do Petróleo Brent e Dólar médio de venda, 2011-2019

Anos	Petróleo Brent (US\$/bbl)	Varição Petróleo Brent (%)	Taxa de Câmbio Média de Venda (R\$)	Varição Taxa de Câmbio Média de Venda (%)
2011	111,27	-	1,67	-
2012	111,58	0,28	1,96	17,00
2013	108,66	-2,62	2,16	10,00
2014	98,99	-8,90	2,35	9,00
2015	52,46	-47,00	3,34	42,00
2016	43,69	-16,72	3,48	5,00
2017	54,27	24,22	3,19	-8,00
2018	71,04	30,90	3,65	14,00
2019	64,65	-8,99	3,89	6,00

Fonte: Elaboração da autora baseado em Petrobras, 2009b, 2010b, 2011b, 2012b, 2013b, 2014b, 2015b, 2016b, 2017b, 2018b, 2019b.

O preço alto do petróleo estimula a produção e uma taxa de câmbio alta melhora a exportação em geral.

A tabela 12 apresenta os valores dos investimentos da Petrobras nos blocos da Cessão Onerosa de 2011 a 2019 para o desenvolvimento da produção de petróleo e gás natural nas áreas delimitadas.

⁹Sigla que indica a origem do óleo e o mercado onde ele é negociado. A cotação Brent é referência para os mercados europeu e asiático (IPEA, 2005).

Tabela 12 - Investimentos programados e realizados da Petrobras na Cessão Onerosa, 2011-2019

Anos	Programação anual (R\$)	Investimentos realizados na Cessão Onerosa (R\$)	Porcentagem (%)
2011	344.547.000	312.086.076	90,58%
2012	344.547.000	312.086.076	90,58%
2013	1.112.000.000	1.152.006.455	103,60%
2014	2.760.997.000	2.587.417.728	93,71%
2015	5.550.766.000	5.178.560.240	93,29%
2016	3.570.799.000	3.269.567.896	91,56%
2017	7.460.703.000	4.835.021.089	64,81%
2018	44.104.477.000	35.778.716.489	81,12%
2019	19.303.440.000	8.190.399.941	42,43%

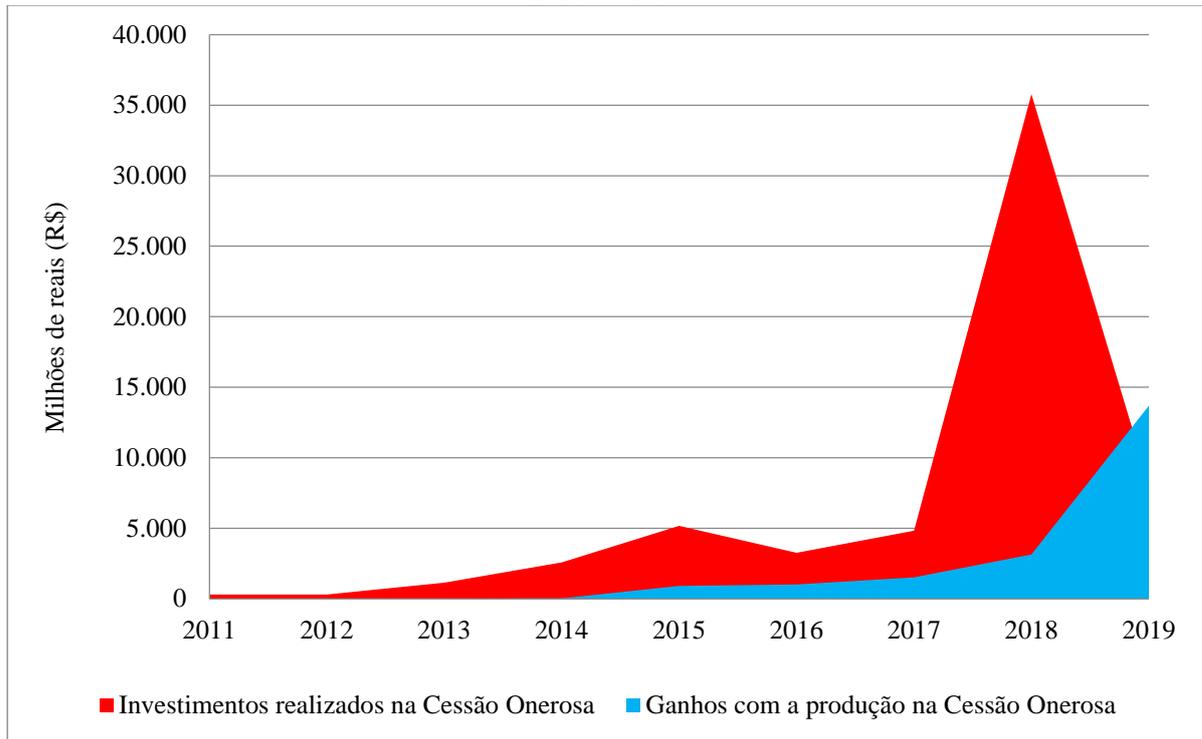
Fonte: Elaboração da autora baseado em Petrobras, 2019c.

Comparando-se os investimentos em E&P e o realizado na Cessão Onerosa, percebe-se que o ápice foi em 2018. Os valores referentes a 2019 dizem respeito aos investimentos feitos até setembro do mesmo ano. Em 2013, o montante investido na Cessão Onerosa ultrapassou o valor previsto na programação anual. A justificativa dada pela empresa foi a variação cambial (PETROBRAS, 2015c). A partir de 2013 os valores planejados na programação anual aumentaram sensivelmente. Isso se explica pelo fato de 2013 ser o ano em que começou a exploração nos campos da Cessão Onerosa. Porém, apenas em 2018 há um salto nos investimentos realizados na área. Tal fenômeno coincide com a melhora dos preços do barril, conforme mostrado na tabela 10, e com a lenta recuperação do mercado de petróleo. Esse fato explica porque em meados de 2018 e em 2019, a produção na Cessão Onerosa cresceu.

Para estimar o ganho com a venda da produção de óleo dos campos da Cessão Onerosa de 2013 a 2019, considerou-se o preço de venda do petróleo tipo Brent e a conversão de dólares americanos para reais da tabela 10.

Os valores obtidos foram confrontados com os investimentos realizados na Cessão Onerosa da tabela 11 e apresentados na figura 20, a fim de verificar os ganhos estimados com a produção de óleo.

Figura 20 – Comparação entre o investimento e os ganhos com a venda do óleo nas áreas da Cessão Onerosa, 2011-set.2019



Fonte: Elaboração da autora baseado em Petrobras, 2019c, ANP, 2019c¹⁰.

A figura 20 mostra que, em 2018 houve maiores investimentos na Cessão Onerosa e em 2019 foi o ano em que, pela primeira vez, os campos da Cessão Onerosa registraram lucro, ou seja, o ganho na venda do óleo superou os investimentos feitos no mesmo ano. Em setembro de 2019, especificamente, os ganhos representavam 33,05% dos investimentos realizados na Cessão Onerosa. Embora os ganhos com a produção da Cessão Onerosa ainda não tenham superado os investimentos totais realizados nos campos no acumulado.

Por conta da quantidade limitada de dados é impossível estimar com precisão quando a produção nas áreas da Cessão Onerosa vai chegar aos cinco bilhões de boe, quando o contrato será encerrado. Contudo, os Planos de Desenvolvimento (PD) de Búzios e Itapu estimam que o término da produção nesses campos será em 2050 e o PD de Sépia prevê término em 2036, enquanto os demais campos não apresentam tal estimativa. Cabe mencionar que em 2050 coincide com o ano do término do prazo de vigência do contrato, que foi fixado em 40 anos contados a partir da data da assinatura. Como é possível prorrogar o prazo em até cinco anos, mediante solicitação da Petrobras, é possível que a produção na Cessão Onerosa só finalize depois de 2050 (SOUZA,2011).

¹⁰ A autora entrou em contato com a ouvidoria da Petrobras em 11/02/2020 para obter a individualização do investimento por campo das áreas da Cessão Onerosa e o pedido não foi concedido. Para maiores informações ver anexo VI. Protocolo dos pedidos: 99909.000420/2020-81, 99909.000423/2020-15, 99909.000418/2020-11, 99909.000422/2020-71, 99909.000424/2020-60, 99909.000421/2020-26, 99909.000425/2020-12.

3.5 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 2

O capítulo 3 teve como objetivo verificar a produção dos campos da Cessão Onerosa, bem como, compará-los a média nacional e do pré-sal.

Em 2019, a produção da Cessão Onerosa foi impactante para a produção nacional, sendo responsável pela produção de 16,61% de óleo e 14,21% de gás natural do país.

Foi observado que Búzios é o único campo que já teve o primeiro óleo em 2015 e que a maioria dos campos da Cessão Onerosa ainda se encontra em desenvolvimento.

A crise no mercado de óleo foi responsável por postergar a produção nos campos da Cessão Onerosa e evidenciou uma característica intrínseca desse modelo. Uma vez que o volume é fixado em cinco bilhões de boe, a empresa pode adiar a produção para um momento economicamente mais favorável.

Os volumes de óleo e gás natural já explorado nos blocos da Cessão Onerosa chegaram a 3,47% dos cinco bilhões de boe estabelecidos pelo contrato. Ou seja, a empresa ainda tem um longo caminho para chegar ao volume definido no contrato conforme a Lei 12.276 de 2010.

Contudo, a produção da Cessão Onerosa já é uma realidade e aumentou significativamente nos últimos anos, resultado da recuperação do mercado de Petróleo. No período de janeiro a setembro de 2019, pela primeira vez, os campos da Cessão Onerosa obtiveram lucro, ou seja, a produção vendida esteve acima dos investimentos realizados.

4 EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA

O capítulo 4 tem quatro objetivos específicos. O primeiro será conceituar “Excedente da Cessão Onerosa”; o segundo será estudar o processo de licitação dos excedentes e quais campos foram ofertados em 2019; terceiro identificar as características dos campos e a respectiva atratividade; e quarto se o leilão do Excedente da Cessão Onerosa atingiu as expectativas.

4.1 DEFINIÇÃO DE EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA

Em 25 de junho de 2010, a ANP contratou a certificadora *Gaffney, Cline & Associates* para estimar os volumes recuperáveis no âmbito do Contrato de Cessão Onerosa. A partir deste estudo, indicou-se os blocos, o valor e a quantidade de hidrocarbonetos a serem extraídos pela Petrobras conforme a Lei 12.276.

Sabe-se que todas as análises são executadas em ambiente de incertezas, dado que as informações geológicas são limitadas; logo torna-se quase impossível definir um número preciso para o volume e o grau de dificuldade exploratória.

Para as estimativas volumétricas, a *Gaffney, Cline & Associates* utilizou-se de técnicas que resultaram em um volume com desvio padrão com 10, 50 e 90% de probabilidade de erros, a saber:

P90 (noventa por cento de chance de ocorrência de volume igual ou superior);

P50 (cinquenta por cento de chance de ocorrência de volume igual ou superior);

P10 (dez por cento de chance de ocorrência de volume igual ou superior).

Em 2019, os volumes em boe estatisticamente estabelecidos para o Excedente da Cessão Onerosa foram:

a) P50: 10.836 milhões;

b) P90: 6.068 milhões;

c) P10: 15.062 milhões.

O excedente é a parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos a ser repartida entre a União e o contratado, segundo critérios definidos em contrato, resultante da diferença entre o volume total da produção e as parcelas relativas ao custo em óleo e aos *royalties* devidos, de acordo com o Art. 2º da Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010 (BRASIL, 2010).

Neste caso, o Excedente da Cessão Onerosa compreende o volume de óleo e gás natural com existência já confirmada nas áreas que serão ofertadas, além dos cinco bilhões de barris de boe aos quais a Petrobras tem direito garantido pela Lei nº 12.276 de 2010.

4.2 MARCO REGULATÓRIO NACIONAL

A Lei n.º 12.276/2010, em conformidade com a Lei n.º 9.478/1997, estabelece que é responsabilidade da ANP regular e fiscalizar as atividades a serem realizadas pela Petrobras e obter o laudo técnico de avaliação das áreas que subsidiará a União nas negociações com a Petrobras sobre os valores e volumes dos contratos de Cessão Onerosa.

Paralelamente, em 22 de dezembro de 2010 foi emitida a Lei n.º 12.351 que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o Regime de Partilha de Produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; e cria o Fundo Social – FS, que dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; bem como, altera dispositivos da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997.

A Lei n.º 12.351/2010 delegou à ANP a atribuição de elaborar e submeter às minutas de editais e contratos ao Ministério de Minas e Energia (MME), além de promover as licitações para a contratação das atividades de exploração e produção de petróleo sob o Regime de Partilha de Produção.

Especificamente, o artigo 8º da Lei n.º 12.351/2010 definiu que a União, por intermédio do MME, celebrará os contratos de partilha de produção diretamente com a Petrobras, dispensada a licitação; ou mediante licitação na modalidade leilão, conforme disposições dos artigos 19, 20 e 21 da Lei.

Mais tarde, em 29 de novembro de 2016, a Lei n.º 13.365 alterou a Lei nº 12.351 para facultar à Petrobras o direito de preferência para atuar como operador e possuir participação mínima de 30% (trinta por cento) nos consórcios formados para exploração de blocos licitados no Regime de Partilha de Produção.

Sob o mesmo tema da Lei 13.365, em 3 de maio de 2017, o Decreto n.º 9.041 regulamentou a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para dispor sobre o direito de preferência da Petrobras para atuar como operadora nos consórcios formados para exploração e produção de blocos a serem contratados sob o Regime de Partilha de Produção.

Recentemente, em 07 de março de 2019, a Resolução Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 2/2019 estabeleceu as diretrizes para se realizar a Rodada de Licitações sob o Regime de Partilha de Produção para os volumes excedentes da Cessão Onerosa.

O CNPE autorizou a ANP, por meio da Resolução nº 6/2019, publicada em 18 de abril de 2019, a realizar a Rodada de Licitações de Partilha de Produção para os volumes excedentes aos contratados sob o regime de Cessão Onerosa em áreas do pré-sal.

Em 23 de abril de 2019, a Portaria MME nº 213 estabeleceu as diretrizes para o cálculo da compensação devida a Petrobras pelos investimentos realizados nos Campos de Búzios, Atapu, Itapu e Sépia, em decorrência da licitação dos volumes excedentes ao contratado no âmbito da Cessão Onerosa.

O Edital de Licitações da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa esclarece que esses blocos foram selecionados em bacias de elevado potencial, no polígono do pré-sal, objetivando ampliar a produção de petróleo e gás natural, ampliar o conhecimento sobre o polígono do pré-sal e propiciar o aproveitamento racional dos recursos energéticos (ANP, 2019e).

Todos esses blocos já haviam produzido dentro do contrato da Cessão Onerosa. O campo de Búzios, em especial, estava produzindo ininterruptamente desde 2015, sendo considerado o maior em águas profundas já descoberto no mundo. Ou seja, eram campos bem conhecidos e com vastas informações geológicas. Estes podem ter sido os motivos para que a União tenha escolhido estas quatro áreas.

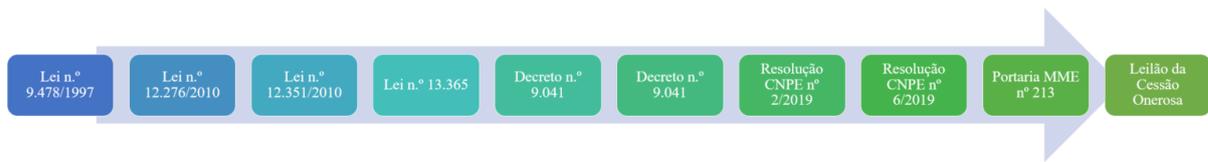
Em 21 de junho de 2019, a Portaria MME nº 265 estabeleceu o acordo de Coparticipação entre a Cessionária do Contrato de Cessão Onerosa e o Contratado do Contrato de Partilha de Produção dos volumes Excedentes da Cessão Onerosa nas áreas em desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos.

Os blocos em oferta na rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa contêm jazidas coincidentes as que se estendem sob contrato de Cessão Onerosa, o que impõe a adoção de acordo de coparticipação para o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural. Isso significa que são os mesmos reservatórios, mas que serão explorados por empresas diferentes.

O acordo de coparticipação deverá ser celebrado entre a cessionária (Petrobras) e as licitantes vencedoras, sendo a PPSA signatária na qualidade de interveniente anuente¹¹. Este acordo deverá ser negociado entre a licitante vencedora, a PPSA e a cessionária após a homologação da licitação, mesmo que os contratos de partilha de produção ainda não tenham sido celebrados (ANP, 2019e).

¹¹ “Aquele que, numa negociação de compra e venda, não está diretamente ligado ao negócio, mas sua anuência é importante nas decisões transacionais.” (DICIONÁRIO INFORMAL, 2020).

Figura 21 - Cronologia das mudanças na Lei do Regime de Partilha e da Cessão Onerosa, 2010-2019



Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019e, BRASIL, 2020.

A Portaria MME nº 213 estabelece que a Petrobras deve ser compensada pelos investimentos realizados nas áreas licitadas até a data de assinatura do(s) Contrato(s) de Partilha de Produção e em contrapartida, o novo entrante se tornará proprietário de percentual dos ativos existentes na área, de modo proporcional à sua participação na jazida. Também ficou decidido que o valor da compensação a Petrobras será calculado com base em parâmetros de mercado atuais de forma a maximizar o Valor Presente Líquido - VPL¹² da União e manter o VPL da Petrobras calculado com base na data de assinatura do(s) Contrato(s) de Partilha.

O cálculo da compensação prevista deverá considerar as seguintes premissas (Portaria MME nº 213):

- a) Os preços das correntes de petróleo¹³, para fins da valoração dos fluxos de caixa dos Campos de Búzios, Sépia, Atapu e Itapu, no valor de US\$ 72/bbl (fixo, em moeda constante);
- b) O preço do gás natural para fins da valoração dos fluxos de caixa dos Campos de Búzios, Sépia, Atapu e Itapu, no valor de US\$ 5/MMBTU fixo, em moeda constante;
- c) A data de referência para desconto dos fluxos de caixa será a data de assinatura do(s) Contrato(s) de Partilha de Produção;
- d) O fluxo de caixa será descontado a uma taxa de 8,99% (oito inteiros e noventa e nove centésimos por cento) ao ano, em moeda constante, livre de impostos, corrigido monetariamente pelo índice Producer Price Index Finishedgoods (PPI), publicado pelo *Bureau of Labor Statistics*;

¹²O VPL é um método que consiste em trazer para a data zero todos os fluxos de caixa de um projeto de investimento e somá-los ao valor do investimento inicial, usando como taxa de desconto a taxa mínima de atratividade (TMA) da empresa ou projeto. A fórmula do VPL pode ser escrita na seguinte forma:

$$VPL = \sum_{n=0}^N \frac{FC_n}{(1+TMA)^n} \text{ (WRPRATES, 2016).}$$

¹³Mistura homogênea de petróleos oriundos de uma, ou mais, áreas produtoras, utilizada como unidade de precificação para a determinação do Preço de Referência do Petróleo de que trata o art. 7º-A do Decreto nº 2.705/98, a partir de suas características físico-químicas e comerciais (ANP,2017).

- e) Os gastos associados à perfuração e à completação de poços, equipamentos submarinos e plataformas de produção serão considerados, para fins de fluxo de caixa, como investimentos (Capex);
- f) Os investimentos previstos nos fluxos de caixa deverão considerar as seguintes métricas de custos unitários, em milhões de dólares norte-americanos:

Tabela 13 - Investimentos previstos nos fluxos de caixa (US\$ Milhões)

Campos	Poços	Equipamentos Submarinos	Plataformas de Produção
Búzios	185,8	94,9	2.314,00
Sépia	172,1	87,8	2.116,60
Atapu	167,1	76,6	1.687,50
Itapu	176,1	95,1	1.629,10

Fonte: Portaria Nº 213, 2019.

- g) Os custos operacionais previstos nos fluxos de caixa deverão considerar as seguintes métricas de custos unitários:

Tabela 14 - Custos operacionais previstos nos fluxos de caixa

Campo	Custo Operacional Fixo (US\$/Ano/Plataforma)	Custo Operacional Variável (US\$/boe)	Abandono (US\$ Milhões/Plataforma)
Búzios	244.000.000	2	696,6
Sépia	214.300.000	1,9	566,9
Atapu	187.800.000	1,9	456,6
Itapu	208.300.000	1,9	401,3

Fonte: Portaria Nº 213, 2019.

- h) A depreciação dos ativos relacionados aos investimentos mencionados em e) não poderá contrariar a legislação brasileira vigente à época da assinatura do(s) Contrato(s) de Partilha de Produção;
- i) Para fins de cálculo dos tributos incidentes nos fluxos de caixa, deve ser utilizada uma visão de projeto isolado, ou seja, serão reconhecidos os resultados gerados no projeto, respeitando os limites de dedutibilidade previstos nas leis e regulação vigentes, e não serão levadas em consideração as situações fiscais de cada empresa;
- j) Deverá ser considerado como contratado em regime de Cessão Onerosa os seguintes volumes por área:

Tabela 15 - Volume contratado das áreas ofertadas na rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa

Área	Atapu	Búzios	Itapu	Sépia
Volume Contratado (MM boe)	550	3.150	350	500

Fonte: Portaria Nº 213, 2019.

As previsões de produção, número de poços e datas de primeiro óleo de cada projeto serão definidos em comum acordo entre a Petrobras e o(s) contratado(s) em regime de Partilha de Produção, com base em parâmetros atuais de mercado, considerando que:

- a) O plano de desenvolvimento parcial da jazida é aquele que seria implantado caso não existisse a contratação dos volumes excedentes de Cessão Onerosa; e
- b) O plano de desenvolvimento global da jazida é aquele que será implantado considerando também a contratação dos volumes excedentes aos contratados no âmbito da Cessão Onerosa, com base nas visões de desenvolvimento da produção e no modelo de reservatório definido no(s) Contrato(s) de Coparticipação.

O valor da compensação, relativo a cada área, será calculado de acordo com a seguinte fórmula:

$$V_{\text{compensação}} = VPL1 - VPL2$$

Onde:

VPL1 = valor presente líquido prospectivo do fluxo de caixa referente à produção do volume contratado sob regime de Cessão Onerosa em cada área, sem produção concomitante dos volumes excedentes sob regime de Partilha de Produção, em milhões de dólares norte-americanos, calculado com base no plano de desenvolvimento parcial da jazida de cada área.

VPL2 = valor presente líquido prospectivo do fluxo de caixa referente à produção do volume contratado sob regime de Cessão Onerosa em cada área, considerando a produção concomitante dos volumes excedentes sob regime de Partilha de Produção e a respectiva participação da Cessão Onerosa no Acordo, em milhões de dólares norte-americanos, calculado com base no plano de desenvolvimento global da jazida de cada área.

Além disso, o valor da compensação (Vcompensação) será atualizado desde a data de assinatura do Contrato de Partilha da Produção até a data de seu efetivo pagamento a Petrobras. Caso haja tributação para a Petrobras devido ao recebimento da compensação (Vcompensação), essa será arcada pelo(s) contratado(s) em regime de Partilha de Produção.

4.3 A LICITAÇÃO DOS EXCEDENTES

O leilão do Excedente da Cessão Onerosa foi anunciado pela União como o maior já feito no mundo em termos de potencial de exploração de petróleo e de arrecadação de tributos.

Diferente dos demais leilões de petróleo que oferecem um bloco para ser explorado, sem nenhuma garantia do seu potencial de produção, a Licitação do Excedente da Cessão Onerosa ofereceu aos licitantes um campo com comercialidade declarada, sem risco exploratório e com um volume estimado já definido. O problema residia em saber se o novo marco regulatório seria bem recebido pelos investidores/empresas petrolíferas internacionais.

Foram ofertadas quatro áreas na fase de desenvolvimento na Bacia de Santos: Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, conforme tabela 16.

Tabela 16 - Bônus de assinatura e excedente em óleo das áreas ofertadas na rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa, 2019

Campos	Bônus de Assinatura (R\$ Milhões)	Percentual mínimo de excedente em óleo (%)
Búzios	68.194	23,24
Itapu	1.766	18,15
Sépia	22.859	27,88
Atapu	13.742	26,23

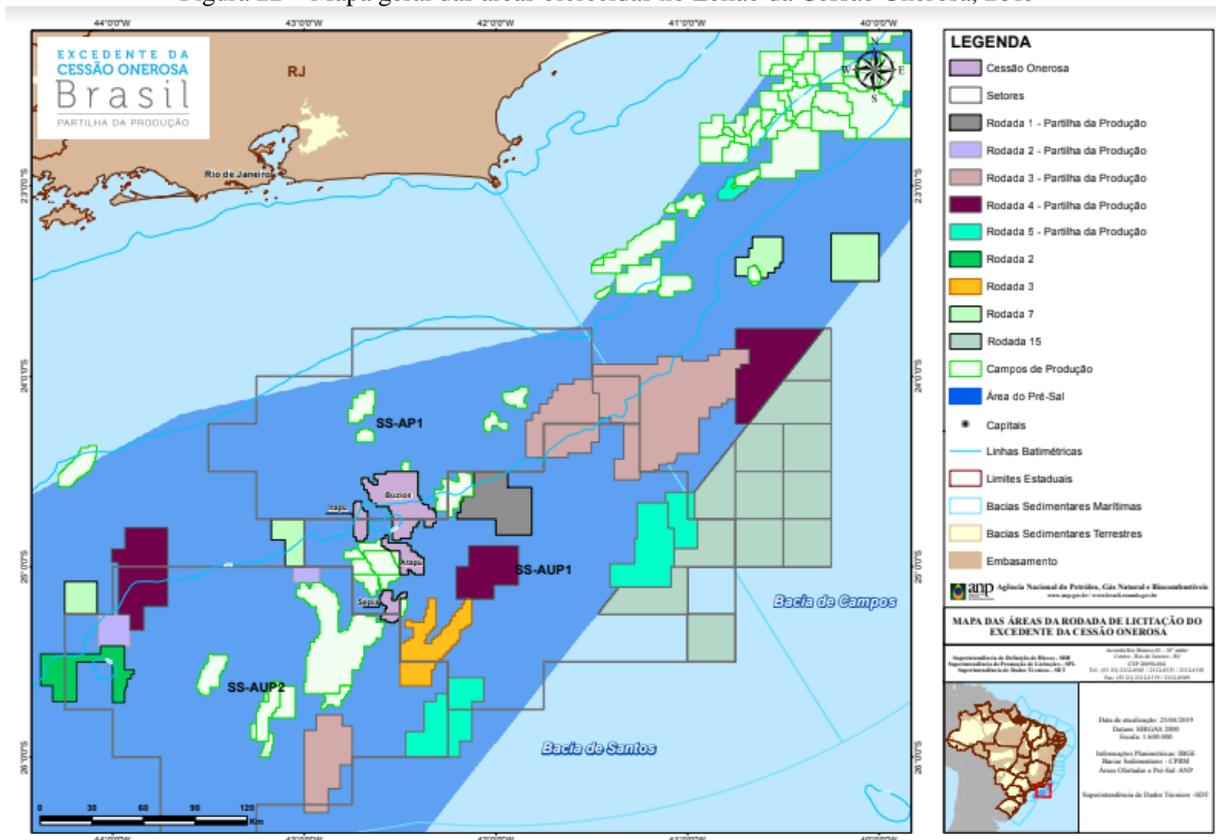
Fonte: ANP, 2019f.

Nas rodadas do Regime de Partilha, o bônus de assinatura¹⁴ é fixo em edital por área e o excedente em óleo para a União é o único critério definidor da licitante vencedora. O maior excedente dá vitória à empresa.

A figura 22 mostra o mapa geral das áreas oferecidas no Leilão do Excedente da Cessão Onerosa. Todas as áreas da Cessão Onerosa estão na Bacia de Santos, no centro do polígono do pré-sal.

¹⁴O bônus de assinatura corresponde ao montante, em reais (R\$), a ser pago pela licitante vencedora, em parcela única, no prazo estabelecido pela ANP, como condição para assinatura do contrato de partilha de produção do bloco objeto da oferta (ANP, 2019e).

Figura 22 – Mapa geral das áreas oferecidas no Leilão da Cessão Onerosa, 2019



Fonte: ANP, 2019d.

O percentual do excedente que será ofertado pelos licitantes, referiu-se ao preço de barril de petróleo tipo *Brent* de US\$ 76,18 e a uma produção média de 12.000 bbl/d por poço produtor ativo. A mesma percentagem se aplicou à produção de gás.

Parte do bônus de assinatura equivalente a R\$ 34,1 bilhões será usada para pagar a Petrobras por conta da revisão do contrato da Cessão Onerosa.

A Petrobras exerceu seu direito de preferência em relação às áreas de Búzios e Itapu conforme Lei específica. Segundo a própria Petrobras, essa decisão foi baseada no conhecimento acumulado em Búzios, no fato de ser um ativo de classe mundial, no qual havia garantia de retorno e alto investimento em plataformas e equipamentos submarinos realizado na área. Em relação a Itapu, a Petrobras iniciou o processo de contratação de uma unidade de produção que irá operar o volume previsto não só pelo contrato de Cessão Onerosa, mas também pelo excedente. Esse fator tornou a aquisição integral da área atraente do ponto de vista econômico, considerando os baixos investimentos adicionais e as condições de aquisição (PETROBRAS, 2019d).

4.4 RESULTADOS DA LICITAÇÃO DO EXCEDENTE DA CESSÃO ONEROSA

Em 21 de outubro de 2019, catorze empresas licitantes haviam se mostrado habilitadas junto a ANP, para participar da Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, sob o regime de Partilha de Produção.

São elas: BP Energy do Brasil Ltda., Chevron Brasil Óleo e Gás Ltda., CNODC Petróleo e Gás Ltda., CNOOC Petróleo Brasil Ltda., Ecopetrol Óleo e Gás do Brasil Ltda., Equinor Brasil Energia Ltda., ExxonMobil Exploração Brasil Ltda., Petrogal Brasil S.A., Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras, Petronas Petróleo Brasil Ltda., QPI Brasil Petróleo Ltda., Shell Brasil Petróleo Ltda., Total E&P do Brasil Ltda., Wintershall DEA do Brasil Exploração e Produção Ltda. (ANP, 2019g).

As vésperas do leilão, duas empresas – BP e Total – comunicaram a ANP que não iriam participar. Com isso, apenas 12 empresas participaram da rodada de licitações (G1, 2019^a).

No dia 6 de novembro de 2019, a ANP realizou a rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa no Regime de Partilha de Produção. A Tabela 17 mostra os resultados do leilão.

Tabela 17 - Áreas arrematadas na rodada de licitações do Excedente da Cessão Onerosa, 2019

Campos	Operadora Vencedora	Consórcio	Participação	Percentual de excedente em óleo
Búzios	Petróleo Brasileiro S.A.	Petróleo Brasileiro S.A.	90%	23,24%
		CNOOC Petroleum Brasil Ltda.	5%	
		CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.	5%	
Itapu	Petróleo Brasileiro S.A.	Petróleo Brasileiro S.A.	100%	18,15%
Sépia	Não houve ofertas para este setor			
Atapu	Não houve ofertas para este setor			

Fonte: ANP, 2019h.

Os únicos blocos arrematados foram Búzios e Itapu. Foram arrecadados via bônus de assinatura R\$ 69.960 milhões.

A Petrobras pagou o relativo a sua participação de R\$ 63.140,6 milhões.

No dia do pagamento do bônus, a Petrobras foi ressarcida pela União por conta da revisão do contrato da Cessão Onerosa. Com isso, foram recuperados R\$ 34.100 milhões.

Após os pagamentos devidos, o remanescente do bônus de assinatura totalizou R\$ 35.860 milhões que deverão ser repassados segundo a tabela 18.

Tabela 18 - Distribuição do remanescente dos bônus do excedente

Destinação do Bônus	Percentual (%)	R\$ Milhões
União	67	24.026,20
Municípios	15	5.379,00
Estados	15	5.379,00
Estados Produtores	3	1.075,80

Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019e, Valor 2019.

Caso todas as áreas fossem arrematadas, o total obtido pela União estaria estimado em R\$ 48.548,87 milhões, ou seja, 2,02 vezes mais do que foi obtido de fato. Por isso, o mercado atestou que a arrecadação foi muito aquém do esperado.

Os resultados do leilão do Excedente da Cessão Onerosa mostraram o desinteresse das empresas, excluindo a Petrobras e as chinesas CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda.

Acreditava-se que a ausência de risco exploratório atraísse os investidores. Sobre essa questão, as indenizações que deveriam ser pagas a Petrobras foram apontadas como inibidoras da concorrência.

Apesar da Portaria MME nº 213 estabelecer diretrizes para o cálculo da compensação financeira para a Petrobras, há fortes indícios de que não foi apresentado um valor claro e definido para as empresas a respeito do quanto deveria ser pago.

Se de um lado, a Cessão Onerosa elimina o risco exploratório, por outro as empresas precisavam negociar com a Petrobras os valores sem ter previsibilidade do volume de recursos que deveriam dispor para o pagamento.

A consultoria *WoodMac* estimou que a indenização por todas as quatro áreas do leilão poderia chegar a US\$ 20 bilhões (EPBR, 2020).

Para minimizar as incertezas, a União promoveu algumas mudanças para uma nova Licitação do Excedente da Cessão Onerosa.

Dia 27 de janeiro de 2020 foi publicada a Portaria 23 que dispõe sobre a qualificação da Pré-Sal Petróleo S.A. – PPSA como representante da União para avaliar os volumes Excedentes da Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia e a negociação com a Petrobras sobre essa avaliação e sobre o cálculo dos valores da compensação. Em outras palavras, a

PPSA irá definir junto a Petrobras o valor da indenização que será cobrada pelos investimentos já realizados nas áreas.

A tabela 19 compara a situação dos campos ofertados no leilão da Cessão Onerosa. Até fevereiro de 2020, Atapu encontrava-se em etapa de produção e o campo de Sépia na etapa de desenvolvimento. Cada campo já explorou 0,59% e 0,97%, respectivamente, em relação ao volume de hidrocarbonetos autorizados pelo contrato da Cessão Onerosa.

Tabela 19 - Situação dos campos ofertados no leilão dos excedentes da Cessão Onerosa

Campos	Situação do campo	Bônus de Assinatura (R\$ Milhões)	Percentual mínimo de excedente em óleo (%)	Volume Produzido (Boe)	Porcentagem (%)
Búzios	Produção	68.194	23,24	136.572.658	4,47%
Itapu	Desenvolvimento	1.766	18,15	8.794.163	1,88%
Sépia	Desenvolvimento	22.859	27,88	4.131.897	0,97%
Atapu	Produção	13.742	26,23	3.539.826	0,59%

Fonte: Elaboração da autora baseado em ANP, 2019c, 2019f, 2020d.

A Petrobras divulgou que o espaço físico onde estão localizados os campos de Búzios e Itapu e do seu excedente é o mesmo, assim como a infraestrutura de produção, onde incluem: dutos, equipamentos submarinos, plataformas, entre outros. Logo, a aquisição desses campos foi entendida pelo mercado, uma vez que houve estudos estratégicos e logísticos por parte da empresa. A Petrobras garantiu que a aquisição não impactaria em seu endividamento, por conta de três variáveis: a) ressarcimento da revisão do contrato da Cessão Onerosa; b) atual disponibilidade de caixa, c) geração de caixa no quarto trimestre de 2019 (PETROBRAS, 2019d).

Os altíssimos valores do bônus de assinatura e o direito da Petrobras em declarar preferência com participação mínima de 30% nos consórcios formados, também podem ser vistos como desestimuladores de concorrência. As empresas licitantes se mostraram pouco dispostas a pagar o valor para não ter controle sobre o consórcio formado. Dessa forma, é possível que mesmo com as mudanças vinda com a Portaria Nº 23, o próximo Leilão dos Excedentes da Cessão Onerosa também tenha dificuldades em atrair a atenção de investidores internacionais.

É importante mencionar que parece haver uma divergência de interesses em relação ao leilão do Excedente da Cessão Onerosa. Por um lado, têm-se a União, acionista majoritária da Petrobras, interessada em promover a licitação das áreas, e contanto com a participação de

empresas multinacionais. Porém, contrariando as expectativas da União, a Petrobras foi praticamente a única beneficiada.

A Petrobras foi vencedora do consórcio de Itapu com 100% de participação e no consórcio de Búzios com 90% de participação.

O leilão se mostrou pouco eficiente em atrair os demais investidores e apresentou um resultado semelhante aos leilões do regime de Partilha de Produção, onde a Petrobras assumiu os riscos exploratórios.

Até fevereiro de 2020, não havia data definida para um novo Leilão do Excedente da Cessão Onerosa.

4.5 CONSIDERAÇÕES PARCIAIS 3

O capítulo 4 teve como objetivo conceituar “Excedente da Cessão Onerosa”; estudar o processo de licitação dos excedentes e quais campos foram ofertados em 2019; identificar os campos e as respectivas atratividades; e se o leilão do Excedente da Cessão Onerosa atingiu as expectativas.

Verificou-se que o Excedente da Cessão Onerosa compreende o volume de óleo e gás natural com existência já confirmada nas áreas que serão ofertadas, além dos cinco bilhões de boe aos quais a Petrobras tem direito garantido pela Lei nº 12.276 de 2010.

A Licitação do Excedente da Cessão Onerosa foi realizada dia 6 de novembro de 2019 e apenas os campos de Itapu e Búzios foram arrematados. A operadora será a Petrobras em ambos.

A baixa participação de empresas multinacionais foi inesperada e é, principalmente, consequência da incerteza em relação às indenizações a serem pagas a Petrobras. Por conta disso, foi publicada a Portaria nº 23 que qualifica a PPSA como representante da União para definir em conjunto com a Petrobras, o valor da indenização que será cobrada pelos investimentos já realizados nas áreas pelas empresas ganhadoras da licitação.

A União visa eliminar a incerteza do montante a ser ressarcido para a Petrobras e dessa forma tornar o novo leilão do Excedente da Cessão Onerosa mais competitivo.

5 CONCLUSÃO

A partir da 2ª. Rodada da ANP, visando à concessão de blocos pelo país, permitiu que a Petrobras, Repsol e BG encontrassem em 2006, óleo abaixo da camada do sal, no bloco BMS-11. Essa descoberta motivou a elaboração e aprovação pelo Congresso Nacional, do Projeto de Lei (PL) nº 5.941, visando à Cessão Onerosa à empresa.

A criação da Cessão Onerosa sempre se baseou em usar a Petrobras para explorá-la e desenvolver o pré-sal brasileiro que é uma província que apresenta jazidas de óleo com excelente qualidade, mas requer altos investimentos em tecnologia para explorar suas águas ultra profundas.

Em 2010, a Lei nº 12.276 instituiu a Cessão Onerosa a Petrobras que recebeu o direito de explorar cinco bilhões de barris em áreas do pré-sal delimitadas a partir do pagamento de US\$ 42,5 milhões. Esse contrato fez com que a Petrobras devolvesse R\$ 74,8 bilhões para os cofres do Tesouro Nacional. Os campos a serem explorados e seus respectivos volumes definidos no contrato são Sul de Lula com 128.051.000 boe; Itapu com 466.968.000 boe; Sépia com 427.784.000 boe; Sul de Sapinhoá com 319.107.000 boe; Búzios com 3.056.000.000 boe; Atapu, Sul de Berbigão, Sul de Sururu, Norte de Sururu e Norte de Berbigão com 599.560.000 boe.

Os volumes de óleo e gás naturais já explorados nos campos da Cessão Onerosa até dezembro de 2019 totalizam 3,47% do volume inicial estabelecido pelo contrato. Pelo fato da porcentagem ser relativamente baixa e como apenas os campos de Búzios e Atapu terem efetivamente entrado na etapa de produção até junho de 2019 é difícil estimar quantos anos serão necessários para alcançar os cinco bilhões de barris. Contudo, de janeiro de 2019 até setembro de 2019 o ganho na venda do óleo superou os investimentos feitos no mesmo período, o que é um indicativo de que para a Petrobras o modelo da Cessão Onerosa será lucrativo.

Com a constatação excedente dos campos da Cessão Onerosa, a União decidiu promover o megaleilão da Cessão Onerosa. Este evento ocorreu em 6 de novembro de 2019, ofertando os campos de Búzios, Itapu, Atapu e Sépia.

A Petrobras foi a operadora vencedora de dois setores, o consorcio vencedor de Itapu é 100% Petrobras e o consorcio vencedor de Búzios é constituído por 90% Petrobras, 5% CNOOC Petroleum Brasil Ltda. e 5% CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. Os demais setores não receberam ofertas. O leilão rendeu o total de R\$ 69.960 milhões de reais em bônus de assinatura. A Petrobras pagou o relativo a sua participação que equivale a R\$ 63.140,6

milhões. No mesmo dia do pagamento do bônus, ela foi ressarcida pela União por conta da revisão do contrato da Cessão Onerosa recuperando um total de R\$ 34.100 milhões.

Após os pagamentos, o remanescente da quantia do bônus de assinatura totalizou R\$ 35.860 milhões dos quais R\$ 24.026,2 milhões destinam-se a União, que é uma quantia aquém do esperado.

Os resultados do leilão do Excedente da Cessão Onerosa mostram que, o leilão, não se provou interessante para os demais investidores/empresas petroleiras. O grande diferencial do regime da Cessão Onerosa era oferecer aos licitantes um volume comprovado de hidrocarbonetos a ser produzidos. É diferente das demais rodadas de licitação, que oferecem uma área a ser explorada, em que a empresa vencedora da licitação não sabe certamente se encontrara um volume de hidrocarbonetos economicamente viável para ser explorado.

Porém, apesar do risco exploratório ser eliminado nesse modelo, o megaleilão da Cessão Onerosa não se mostrou interessante para os investidores multinacionais. A compensação foi apontada como principal motivo para esse desinteresse. Isso porque, o montante que deve ser pago a Petrobras é um valor incerto, que representa outro tipo de risco por si só. No final, aos olhos dos investidores, o leilão representava a substituição de uma incerteza por outra. Dessa forma, embora os campos da Cessão Onerosa sejam extremamente promissores em relação ao seu potencial produtivo, o regime fiscal demonstra ser economicamente inviável e intimidador para as demais empresas.

Para solucionar esse problema, a União promoveu uma mudança para a relicitação do Excedente da Cessão Onerosa. A Portaria Nº 23/2020 definiu a PPSA como representante da União para avaliar os Volumes Excedentes aos Contratados em Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia e a negociar com a Petrobras o cálculo dos valores da Compensação pela Licitação dos Volumes Excedentes. Ou seja, a PPSA irá definir com a Petrobras o valor da indenização que será cobrada pelos investimentos já feitos nas áreas pelos possíveis sócios.

Finalmente, é importante mencionar que parece existir uma desconexão entre os objetivos da União e da Petrobras com o Leilão do Excedente da Cessão Onerosa. A União, que é acionista majoritária da Petrobras, está interessada em realizara licitação das áreas e interessada em atrair a atenção de empresas multinacionais. Porém, tanto por falta de planejamento, quanto por falta de transparência, o resultado do leilão mostrou o desinteresse por parte dos investidores no modelo da Cessão Onerosa/Regime de Partilha de Produção. A Petrobras foi a maior beneficiada e vencedora.

O leilão do Excedente da Cessão Onerosa, que deveria ser um sucesso, rendeu muito pouco à União; porém, apresentou resultado semelhante aos leilões do Regime de Partilha de

Produção, com a Petrobras assumindo com todos os riscos exploratórios e ficando com a maior parte dos lucros da exploração e produção dos campos.

Ao que parece, nesta guerra de forças, o vencedor é conhecido previamente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Acervo de dados – produção por poço, 2019c. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/dados-tecnicos/acervo-de-dados>>. Acesso em: 03/10/2019.

_____. ANP assina contrato com certificadora, 2019. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/noticias/1657-anp-assina-contrato-com-certificadora>>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. ANP divulga volumes esperados para o excedente da Cessão Onerosa, 2019. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/noticias/4132-anp-divulga-volumes-esperados-para-o-excedente-da-cessao-onerosa>>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. Boletim mensal da produção de petróleo e gás natural, 2019d. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>>. Acesso em: 03/10/2019.

_____. Áreas em Oferta, 2019d. Disponível em:<<http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/areas-oferta>>. Acesso em: 12/02/2020.

_____. Comercialidade, 2019a. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao/comercialidade>>. Acesso em: 20/01/2020.

_____. Dados de Exploração e Produção, 2020d. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/dados-de-e-p>>. Acesso em: 17/02/2020.

_____. Declaração de comercialidade, 2019b. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>>. Acesso em: 20/01/2020.

_____. Edital de Licitações - Rodada de licitações do excedente da cessão onerosa, 2019e. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/edital-contrato-partilha-producao>>. Acesso em: 23/01/2020.

_____. Fase de produção, 2020^a. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao>>. Acesso em: 11/02/2020.

_____. Licitação do Excedente da Cessão Onerosa, 2019f. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/noticias/5468-anp-realiza-rodada-de-licitacoes-do-excedente-da-cessao-onerosa>>. Acesso em: 09/01/2020.

_____. Participação e pagamento, 2019g. Disponível em: <<http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/participacao-pagamento>>Acesso em: 21/01/2020.

_____. Planos de Desenvolvimento, 2020c. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/planos-de-desenvolvimento>>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. Produção, 2020b. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao/producao>>. Acesso em: 11/02/2020.

_____. Resultados - Rodada de Licitações do Excedente da Cessão Onerosa, 2019h. Disponível em:<<http://rodadas.anp.gov.br/pt/rodada-de-licitacoes-de-partilha-de-producao-do-excedente-da-cessao-onerosa/resultados-lveco>>. Acesso em: 23/01/2020.

_____. ANP assina contrato com certificadora, 2019. Disponível em:<<http://www.anp.gov.br/noticias/1657-anp-assina-contrato-com-certificadora>>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. RANP 703-2017, 2017. Disponível em:<<http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2017/setembro&item=ranp-703-2017>>. Acesso em: 20/02/2020.

BRASIL. Decreto nº 9.041, de 2 de maio de 2017 Regulamenta a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para dispor sobre o direito de preferência da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras atuar como operadora nos consórcios formados para exploração e produção de blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Decreto/D9041.htm>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do art. 177 da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. 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/L9478.htm>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. Lei nº 13.365, de 29 de novembro de 2016. Dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997;

e dá outras providências. Disponível em:<http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13365.htm>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. Portaria nº 23, de 27 de janeiro de 2020. Dispõe sobre a qualificação da Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA como representante da União para avaliar os Volumes Excedentes aos Contratados em Cessão Onerosa das áreas de Atapu e Sépia e a negociação com a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras sobre essa avaliação e sobre o cálculo dos valores da Compensação pela Licitação dos Volumes Excedentes. Disponível em:<<http://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-23-de-27-de-janeiro-de-2020-240406435>>. Acesso em: 09/02/2020.

_____. Portaria nº 213, de 23 de abril de 2019. Estabelece diretrizes para o cálculo da compensação devida à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras pelos investimentos realizados nos Campos de Búzios, Atapu, Itapu e Sépia, em decorrência da licitação dos volumes excedentes ao contratado no âmbito da Cessão Onerosa. Disponível em:<http://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n%C2%BA-213-de-23-de-abril-de-2019-*--83479907> Acesso em: 09/02/2020.

_____. Portaria nº 265, de 21 de junho de 2019. Disciplina o Acordo de Coparticipação entre a Cessionária do Contrato de Cessão Onerosa e o Contratado do Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa nas Áreas de Desenvolvimento de Atapu, Búzios, Itapu e Sépia, na Bacia de Santos. Disponível em:<<http://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-265-de-21-de-junho-de-2019-173020615>>. Acesso em: 09/02/2020.

DICIONARIO INFORMAL. Interveniente anuente, 2020. Disponível em: <<https://www.dicionarioinformal.com.br/interveniente+anuente/>>. Acesso em: 20/02/2020.

EPBR. PPSA vai calcular indenização à Petrobras no novo leilão do excedente da cessão onerosa, 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/ppsa-vai-calculiar-indenizacao-a-petrobras-no-novo-leilao-do-excedente-da-cessao-onerosa/>>. Acesso em: 02/02/2020.

e-SIC. Relatório Sistema Eletrônico do Serviço de Informações ao Cidadão. Disponível em:<<https://esic.cgu.gov.br/sistema/site/index.aspx>>. Acesso em: 17/02/2020.

G1 . BP e Total decidem não participar do leilão de excedentes da Cessão Onerosa, 2019^a. Disponível em:<<https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/10/30/bp-e-total-decidem-nao-participar-do-leilao-de-excedentes-da-cessao-onerosa.ghtml>>. Acesso em: 17/02/2020.

G1 . Cessão onerosa: o que é e o que está em jogo no megaleilão do pré-sal, 2019^b. Disponível em:<<https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/11/04/cessao-onerosa-o-que-e-o-que-esta-em-jogo-no-megaleilao-do-pre-sal.ghtml>>. Acesso em: 17/02/2020.

GUIMARÃES, Felipe Mendes. *Cessão Onerosa À Petrobras: Resultados Financeiros e de Produção, 2010-2016*, 2017. 126f. Projeto de Graduação – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro 2017.

IPEA. O que é? Petróleo Brent e WTI, 2005. Disponível em:<http://www.ipea.gov.br/desafios/index.php?option=com_content&view=article&id=2083:catid=28&Itemid=23>. Acesso em: 17/02/2020.

PETROBRAS. Fatos e dados. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/>>. Acesso em: 23/07/2015.

_____. Fatos e dados: Tudo que você precisa saber sobre Cessão Onerosa, 2019d. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-cessao-onerosa.htm>>. Acesso em: 19/02/2019.

_____. Composição acionária 2017, 2017a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/visao-geral/composicao-acionaria>> Acesso em: 17/12/2019.

_____. Composição acionária 2018, 2018a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/visao-geral/composicao-acionaria>> Acesso em: 17/12/2019.

_____. Composição acionária 2019, 2019a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/visao-geral/composicao-acionaria>> Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2009, 2009b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2011>> Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2010, 2010b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2011>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2011, 2011b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2011>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2012, 2012b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2012>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2013, 2013b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2013>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2014, 2014b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2014>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2015, 2015b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2015>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2016, 2016b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2016>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2017, 2017b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2017>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2018, 2018b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2018>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório ao Mercado Financeiro – RMF 2019, 2019b. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-e-comunicados/central-de-resultados#2019>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório de Atividades 2009, 2009a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório de Atividades 2010, 2010a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório de Atividades 2011, 2011a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório de Atividades 2012, 2012a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório da Administração 2013, 2013a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório da Administração 2014, 2014a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório da Administração 2015, 2015a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório da Administração 2016, 2016a. Disponível em:<<https://www.investidorpetrobras.com.br/pt/servicos-aos-investidores/central-de-downloads>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Reservas provadas em 2014. Disponível em<<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/nossas-reservas-provadas-em-2014.htm>>. Acesso em: 23/07/2015.

_____. Portal da transparência. Orçamento Investidor, 2019c. Disponível em:<<http://transparencia.petrobras.com.br/despesas/orcamento-investimento>>. Acesso em: 13/01/2020.

_____. Pré-sal, 2020. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/>>. Acesso em: 17/12/2019.

_____. Relatório de gestão 2013, 2015c. Disponível em:<<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/tudo-o-que-voce-precisa-saber-sobre-cessao-onerosa.htm>>. Acesso em: 17/02/2020.

LIMA, Paulo César Ribeiro. *Descrição e análise do contrato de cessão onerosa entre a união e a Petrobrás*. 2010. Disponível em: <<http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/4745>>. Acesso em: 11/07/2015.

Sinaval. Petrobras posterga projetos no pré-sal, 2016. Disponível em:<<http://sinaval.org.br/2016/03/petrobras-posterga-projetos-no-pre-sal/>>. Acesso em: 17/02/2020.

SOUSA, Francisco José Rocha de. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobrás*. 2011. Disponível em:<<http://bd.camara.gov.br/bd/handle/bdcamara/6006>>. Acesso em: 11/07/2015.

Valor. ANP repassa para Estados e municípios bônus da cessão onerosa, 2019. Disponível em:<<https://valor.globo.com/financas/noticia/2019/12/31/anp-repassa-para-estados-e-municipios-bonus-da-cessao-onerosa.ghtml>>. Acesso em: 20/02/2015.

WRPRATES. O que é VPL (Valor Presente Líquido)?, 2016. Disponível em: <<https://www.wrprates.com/o-que-e-vpl-valor-presente-liquido/>>. Acesso em: 17/02/2020.

ANEXO

Figura 23 – Plano de Desenvolvimento de Búzios



Búzios | 2016

SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO: O plano de desenvolvimento considera a instalação de seis Unidades Estacionárias de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) com capacidade de produção de 150.000 bbl/d de petróleo e 6.000.000 m³/d de gás. O sistema de coleta do campo consistirá na interligação dos poços através de linhas flexíveis, além de linhas de serviço. O óleo produzido será escoado por navios aliviadores e o gás exportado através de um gasoduto.

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO:

Unidade	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (m ³ /d)
UEP-1 (P-74)*	150.000	7.000.000
UEP-2 (P-75)*	150.000	7.000.000
UEP-3 (P-76)*	150.000	7.000.000
UEP-4 (P-77)*	150.000	7.000.000
UEP-5*	150.000	6.000.000
UEP-6*	150.000	6.000.000
* Unidades não instaladas		

NÚMERO DE POÇOS

Data referência:	06/2016
Perfurados:	20
Produtores:	54
Injetores:	54

GEOLOGIA DA ÁREA E RESERVATÓRIOS: Os reservatórios do Campo de Búzios se situam entre 5.000 e 6.000 m abaixo do nível do mar e são caracterizados por sedimentos biogênicos carbonáticos in situ e/ou retrabalhados, de origem microbiolítica da Formação Barra Velha (Aptiano – Andar Local Alagoas) e de origem bioacumulada, principalmente de bivalves, informalmente denominados de coquinas, da formação Itapema (Barremiano – Andar Local Jiquiá).

VOLUMES E PRODUÇÃO:

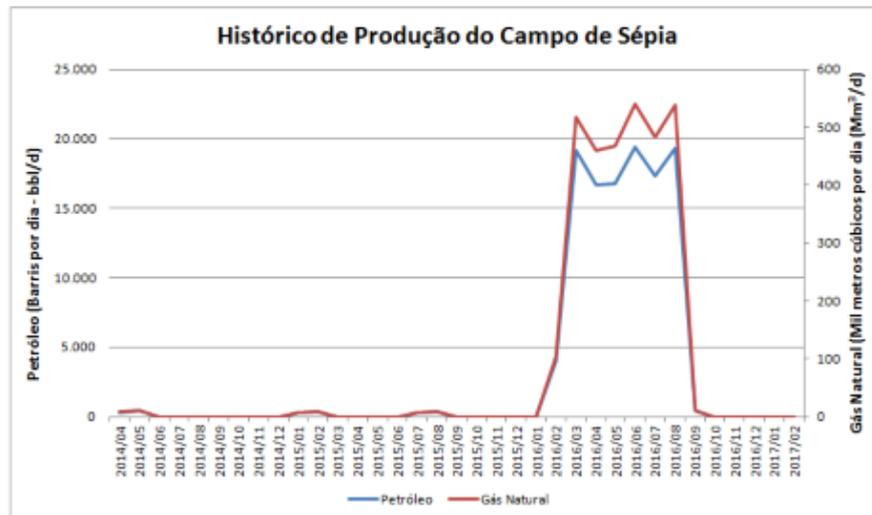
<u>Volume Original "in situ"</u>	
Petróleo (milhões de Barris)	29,889
Gás Natural (milhões de m ³)	1.101,988
<u>Produção Acumulada</u>	
Petróleo (milhões de Barris)	2,47
Gás Natural (Milhões de m ³)	86,47
Ref.: BAR 2015	

Fonte: ANP, 2020c.

Figura 23 – Plano de Desenvolvimento de Búzios

VOLUMES E PRODUÇÃO

<u>Volume Original "in situ"</u>	
Petróleo (milhões de Barris)	4.959,80
Gás Natural (milhões de m ³)	114.875,38
<u>Produção Acumulada</u>	
Petróleo (milhões de Barris)	3,52
Gás Natural (milhões de m ³)	97,06
<i>Ref.: BAR 2016</i>	



Fonte: ANP, 2020c.

II. Plano de desenvolvimento de sépia

Figura 24 - Plano de Desenvolvimento de Sépia



Sépia | 2017

SÉPIA	
Nº do Contrato:	48610.012913/2010-05
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio de Janeiro
Bacia:	Santos
Localização:	Mar
Lâmina d'água:	2150 m
Fluido Principal:	Óleo e Gás associado
Área:	157,2 km ²
Situação:	Em desenvolvimento
Descoberta:	08/03/2012
Declaração de Comercialidade:	03/09/2014 (Cessão Onerosa)
Início de Produção:	02/2016 (SPA) e 2020 (1º óleo)
Previsão Término de Produção:	2036

Cessionário:	Participação (%):
Petróleo Brasileiro S.A.	100

LOCALIZAÇÃO: O Campo de Sépia está localizado na porção central da Bacia de Santos, em frente aos estados de São Paulo e do Rio de Janeiro, a cerca de 280 km da costa, em lâmina d'água de 2.150 m. Sua descoberta se deu em março de 2012, com a perfuração do poço 1-BRSA-976-RJS.

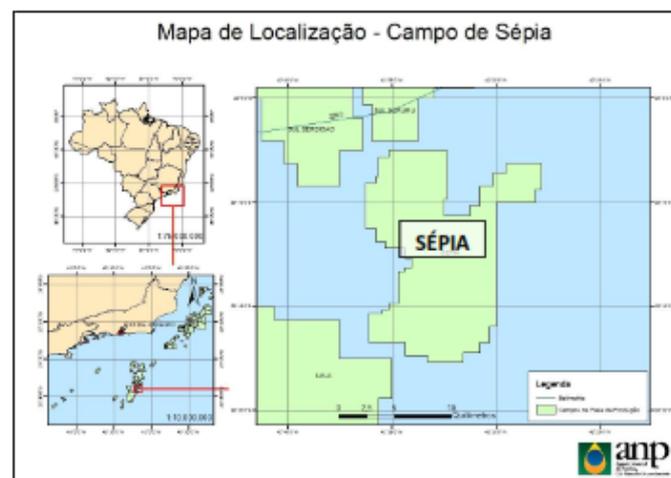


Figura 1: Mapa de localização do campo de Sépia (Fonte: ANP)

Figura 24 – Plano de Desenvolvimento de Sépia



Sépia | 2017

SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO: Em 2016 foi realizado um Sistema de Produção Antecipada (SPA) com o FPSO BW Cidade São Vicente interligado ao poço 1-BRSA-976-RJS.

O projeto do campo de Sépia consiste em 9 poços produtores de óleo, 6 injetores (água/gás) e 1 injetor para descarte de CO₂, interligados a um FPSO. Dois poços injetores serão interligados via manifold ao FPSO. Os poços injetores realizarão a injeção de água como método de recuperação secundária e caso ocorra impossibilidade para o escoamento do gás, os injetores estarão aptos à injeção do gás.

O escoamento do óleo se dará por navios aliviadores e o do gás através do gasoduto Rota 3.

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

Unidade	Líquido (bbl/d)	Gás Natural (m ³ /d)
FPSO BW Cidade de São Vicente (SPA)	30.000	1.000.000
UEP definitiva *	180.000	5.500.000

* Unidade não instalada

NÚMERO DE POÇOS

Data referência:	04/2017
Perfurados:	06
Produtores:	04
Injetores:	01
Abandonados:	01

GEOLOGIA DA ÁREA E RESERVATÓRIOS: As acumulações de petróleo na seção Pré-Sal da Bacia de Santos ocorrem no Barremiano e, principalmente, no Aptiano. Esta seção caracteriza-se pela ocorrência de basaltos, arenitos, folhelhos, coquinas, calcarenitos, calcisiltitos, calcilitos e microlitos, que integram as formações Barra Velha e Itapema. O volume mais expressivo de hidrocarbonetos ocorre nos estromatólitos da Formação Barra Velha. Trata-se de um reservatório intensamente falhado e fraturado, com profundidade variando de 4.000 a 6.000 m em relação ao nível do mar.

Fonte: ANP, 2020c.

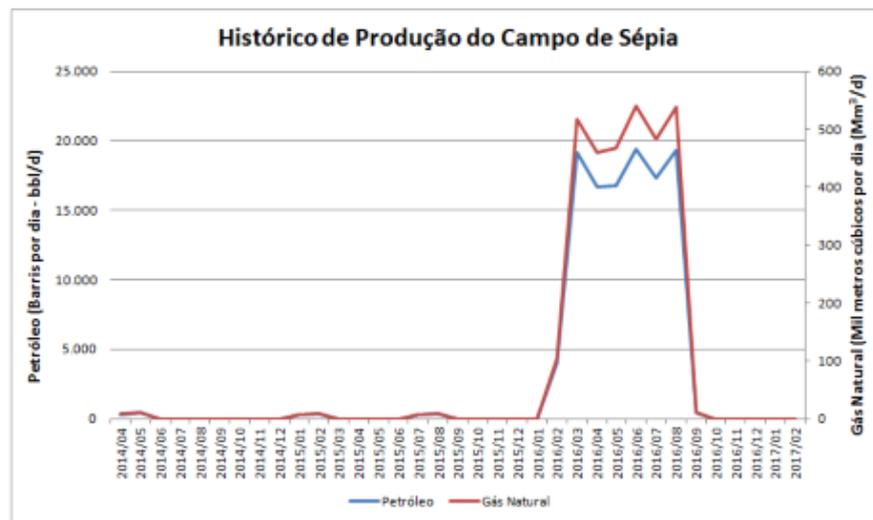
Figura 24 – Plano de Desenvolvimento de Sépia



Sépia | 2017

VOLUMES E PRODUÇÃO

<u>Volume Original "in situ"</u>	
Petróleo (milhões de Barris)	4.959,80
Gás Natural (milhões de m ³)	114.875,38
<u>Produção Acumulada</u>	
Petróleo (milhões de Barris)	3,52
Gás Natural (milhões de m ³)	97,06
Ref.: BAR 2016	



Fonte: ANP, 2020c.

III. Plano de desenvolvimento de sul de lula

Figura 25 - Plano de Desenvolvimento de Sul de Lula



Sul de Lula | 2018

Plano de Desenvolvimento Aprovado
Reunião de Diretoria nº 0914 de 10/01/2018 - Resolução nº 007/2018

Sul de Lula	
Nº do Contrato:	48610.012913/2010-05
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio de Janeiro
Bacia:	Santos
Localização:	Mar
Lâmina d'água:	2.182 m
Fluido Principal:	Óleo
Área:	98,8 km ²
Situação:	Produção a iniciar
Descoberta:	04/01/2013
Declaração de Comercialidade:	19/12/2013 (Cessão Onerosa)
Início de Produção:	Previsão maio/18
Previsão de Término de Produção:	Associado ao Volume da cessão onerosa

Cessionário:	Participação (%):
Petróleo Brasileiro S.A.	100

LOCALIZAÇÃO: O campo de Sul de Lula, oriundo do Bloco 5 do Contrato da Cessão Onerosa (Sul de Tupi), está localizado na porção central da bacia de Santos, a cerca de 230 km da costa do município do Rio de Janeiro em lâmina d'água de aproximadamente 2.200 m de profundidade.

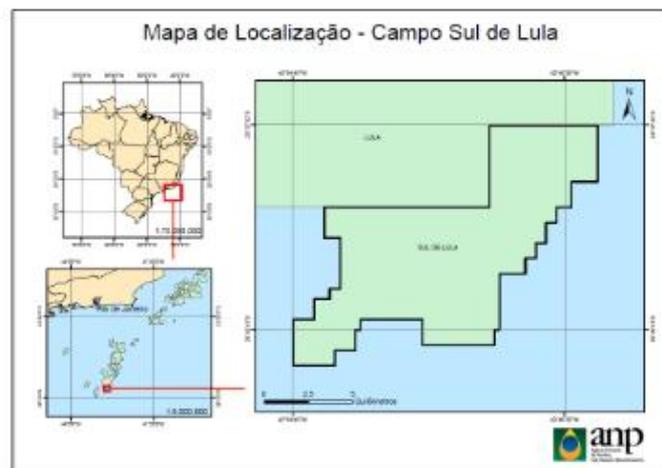


Figura 1- Mapa de localização do Campo de Sul de Lula (Fonte ANP).

Figura 25 – Plano de Desenvolvimento de Sul de Lula



Sul de Lula | 2018

SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO: O plano de desenvolvimento aprovado considera a instalação de uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) do tipo FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) com capacidade de 150.000 bbl/d de petróleo para a produção do volume contratado na Cessão Onerosa. Esta Unidade, a P-69, será compartilhada com o Campo de Lula e os poços de ambos os campos serão interligados à plataforma através de linhas flexíveis, além de linhas de serviço. O óleo produzido será escoado por navios aliviadores e o gás exportado através de um gasoduto.

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO:

Unidade	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (m ³ /d)
UEP-1 (P-69)*	150.000	6.000.000

* Unidade não instalada

NÚMERO DE POÇOS

Data referência:	02/2018
Perfurados:	4

GEOLOGIA DA ÁREA E RESERVATÓRIOS: O reservatório do campo de Sul de Lula é constituído por rochas carbonáticas da formação Barra velha; com idade aptiana tal reservatório situa-se entre 4.700 a 6.000 m abaixo do nível do mar e muitas vezes encontra-se sotoposto por espessa camada de sal de até 2.000 m. Estes carbonatos foram depositados em ambiente transicional, entre continental e marinho raso, sendo constituídos por calcários microbiais, estromatólitos e laminitos nas porções proximais e folhelhos nas porções distais e caracterizam-se por possuir grande variabilidade lateral e vertical nas suas propriedades permo-porosas.

VOLUMES E PRODUÇÃO:

Produção Acumulada (31/12/2017)	
Petróleo (milhões de Barris)	0
Gás Natural (Milhões de m ³)	0
Ref.: BAR 2017	

IV. Plano de desenvolvimento de Itapu

Figura 26 - Plano de Desenvolvimento de Itapu



Itapu | 2017

Plano de Desenvolvimento Aprovado
Reunião de Diretoria nº 885 de 17/05/2017 – Resolução nº 301/2017

ITAPU	
Nº do Contrato:	48610.012913/2010-05
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio de Janeiro
Bacia:	Santos
Localização:	Mar
Lâmina d'água:	2000 m
Fluido Principal:	Óleo e Gás associado
Área:	146,7 km ²
Situação:	Em desenvolvimento
Descoberta:	26/12/2012
Declaração de Comercialidade:	03/09/2014 (Cessão Onerosa)
Início de Produção:	02/2017 (SPA) e 10/2021 (1º óleo)
Previsão Término de Produção:	2050

Cessionário:	Participação (%):
Petróleo Brasileiro S.A.	100

LOCALIZAÇÃO: O Campo de Itapu está localizado no Bloco 1 do Contrato da Cessão Onerosa (Florim), na porção norte da Bacia de Santos, a cerca de 200 km da costa do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de 2.000 m. Sua descoberta se deu em dezembro de 2012, com a perfuração do poço 1-BRSA-1116-RJS.

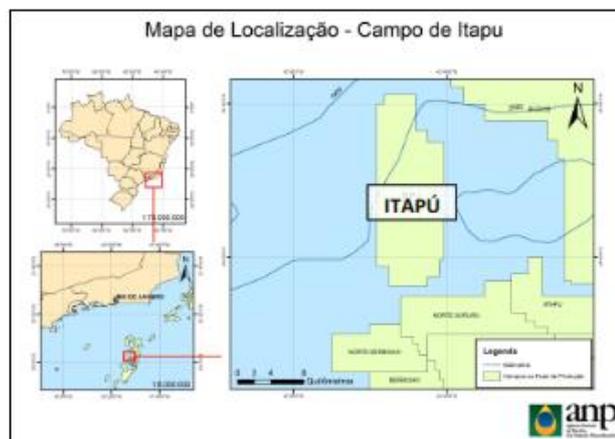


Figura 1: Mapa de localização do campo de Itapu (Fonte: ANP)

Fonte: ANP, 2020c.

Figura 26 – Plano de Desenvolvimento de Itapu



Itapu | 2017

SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO: Encontra-se em realização um Sistema de Produção Antecipada (SPA) a ser concluído em 2017, utilizando o FPSO BW Cidade de São Vicente interligado ao poço 1-BRSA-1116-RJS.

O projeto do campo de Itapu prevê 5 poços produtores de óleo, 2 injetores de água e 2 injetores de água ou gás, que serão interligados a um FPSO. Os poços produtores serão completados com sistemas inteligentes em duas zonas de produção a fim de propiciar o aumento da recuperação de óleo ou gás.

O mecanismo primário de recuperação predominante no reservatório de Itapu é o de gás em solução. Está prevista a manutenção da pressão do reservatório através de injeção de água.

O escoamento do óleo se dará por navios aliviadores e o do gás natural pelos gasodutos Rota 1, Rota 2 e Rota 3.

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

Unidade	Líquido (bbl/d)	Gás Natural (m ³ /d)
FPSO BW Cidade de São Vicente (SPA)	30.000	1.000.000
UEP definitiva *	120.000	3.000.000

* Unidade não instalada

NÚMERO DE POÇOS

Data referência:	04/2017
Perfurados:	3
Produtores:	2
Injetores:	0

GEOLOGIA DA ÁREA E RESERVATÓRIOS: As acumulações de petróleo na seção Pré-Sal da Bacia de Santos ocorrem no Barremiano e, principalmente, no Aptiano. Os reservatórios do campo de Itapu situam-se entre 5.000 e 6.000 m abaixo do nível do mar e são constituídos por microbiolitos de idade Aptiana da Formação Barra Velha. As propriedades permo-porosas dos reservatórios têm grande variabilidade lateral e vertical, provocadas, principalmente, por fraturas e processos diagenéticos. A estruturação da jazida está geneticamente vinculada aos falhamentos que constituíram a fase rift da Bacia.

Fonte: ANP, 2020c.

Figura 26 – Plano de Desenvolvimento de Itapu



Itapu | 2017

VOLUMES E PRODUÇÃO

Volume Original "in situ"	
Petróleo (milhões de Barris)	1.316,14
Gás Natural (milhões de m ³)	17.995,50
Produção Acumulada	
Petróleo (milhões Barris)	0,01
Gás Natural (milhões m ³)	0,12
<i>Ref.: BAR 2016</i>	



Fonte: ANP, 2020c.

Anexo 2

I. Declaração de Comercialidade

Figura 27 - Declaração de Comercialidade

2/21/2020

https://www.anp.gov.br/site/extras/declaracao_comercialidade/index.asp

DECLARAÇÃO DE COMERCIALIDADE

A ANP, por meio da **Resolução ANP nº 30/2014, de 19/05/2014**, estabelece o Regulamento Técnico do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) de Petróleo e/ou Gás Natural a ser seguido pelos concessionários. Segundo este regulamento, uma vez concluído o PAD o concessionário deve enviar à ANP o Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD), apresentando todas as atividades desenvolvidas neste período, bem como seus resultados e conclusões. Após a apresentação do RFAD, o concessionário poderá declarar comercialidade de toda ou parte da área avaliada ou devolvê-la à ANP.

Uma vez declarada a comercialidade, o Concessionário deverá seguir o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento para os Campos de Petróleo e Gás Natural, definido pela **Resolução ANP nº 17/2015, de 18/03/2015**.

A planilha abaixo apresenta as Declarações de Comercialidade realizadas pelos operadores à ANP. Uma área é declarada comercial quando, a critério do concessionário, contém petróleo ou gás natural em condições que, a preços de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos durante a fase de produção.

Bloco	Campo	Bacia	Anexado	Data
N_CARCARA	BACALHAU NORTE	Santos	NÃO	26/12/2019
BM-S-8	BACALHAU	Santos	NÃO	26/12/2019
PN-T-102	GAVIÃO CARIJÓ	Parnaíba	NÃO	18/12/2019
SO_TRTG_VD	TARTARUGA VERDE SUDOESTE	Campos	NÃO	26/12/2018
PN-T-49	Gavião Tesoura	Parnaíba	NÃO	25/09/2018
POT-T-744	Periquito Nordeste	Potiguar	NÃO	13/09/2018
ENT_SAPINH	NORDESTE DE SAPINHOÁ	Santos	NÃO	19/07/2018
ENT_SAPINH	SUDOESTE DE SAPINHOÁ	Santos	NÃO	19/07/2018
ENT_SAPINH	NOROESTE DE SAPINHOÁ	Santos	NÃO	19/07/2018
S-M-1101	GOIÁ	Santos	NÃO	29/03/2018
ES-T-486	Cancã Leste	Espírito Santo	NÃO	29/03/2018
S-M-1037	NEON	Santos	NÃO	29/03/2018
S-M-1102	NEON SUL	Santos	NÃO	29/03/2018
S-M-1165	GOIÁ SUL	Santos	NÃO	29/03/2018
POT-T-743	PERIQUITO NORTE	Potiguar	NÃO	26/12/2017
LIBRA	MERO	Santos	NÃO	30/11/2017
REC-T-80	Canário da Terra	Recôncavo	NÃO	19/10/2017
REC-T-89	Canário da Terra Sul	Recôncavo	NÃO	19/10/2017
REC-T-198	Caburé Leste	Recôncavo	NÃO	15/05/2017
REC-T-182	Mãe-da-lua	Recôncavo	NÃO	22/02/2017
REC-T-197	CABURÉ	Recôncavo	NÃO	06/12/2016
REC-T-89	GURIATÃ SUL	Recôncavo	NÃO	27/05/2016
REC-T-80	GURIATÃ	Recôncavo	NÃO	27/05/2016
PN-T-67	GAVIÃO PRETO	Parnaíba	NÃO	04/01/2016
ES-T-466	Bem-te-vi	Espírito Santo	NÃO	23/12/2015
REC-T-51	Jandala Sul	Recôncavo	NÃO	23/12/2015
BM-S-24	SÉPIA LESTE	Santos	NÃO	12/11/2015
PN-T-68	GAVIÃO VERMELHO	Parnaíba	NÃO	21/08/2015
PN-T-67	GAVIÃO BRANCO SUL	Parnaíba	NÃO	26/06/2015
PN-T-49	GAVIÃO BRANCO NORTE	Parnaíba	NÃO	26/06/2015
PN-T-67	GAVIÃO CABOCLO SUL	Parnaíba	NÃO	19/06/2015
PN-T-49	GAVIÃO CABOCLO	Parnaíba	NÃO	19/06/2015
REC-T-211	CARDEAL AMARELO	Recôncavo	NÃO	05/05/2015
REC-T-210	CARDEAL AMARELO OESTE	Recôncavo	NÃO	05/05/2015
REC-T-211	CARDEAL DO NORDESTE	Recôncavo	NÃO	02/04/2015
PN-T-68	GAVIÃO BRANCO SUDESTE	Parnaíba	NÃO	19/03/2015
BM-S-11	OESTE DE ATAPU	Santos	NÃO	29/12/2014
IARA_ENT	NORTE DE SURURU	Santos	NÃO	29/12/2014

https://www.anp.gov.br/site/extras/declaracao_comercialidade/index.asp

1/4

Fonte: ANP, 2019b.

Figura 27 – Declaração de Comercialidade

2/21/2020 https://www.anp.gov.br/site/extras/declaracao_comercialidade/index.asp

IARA_ENT	NORTE DE BERBIGÃO	Santos	NÃO	29/12/2014
IARA_ENT	ATAPU	Santos	NÃO	29/12/2014
BM-S-11	SURURU	Santos	NÃO	29/12/2014
IARA_ENT	SUL DE BERBIGÃO	Santos	NÃO	29/12/2014
BM-S-11	BERBIGÃO	Santos	NÃO	29/12/2014
IARA_ENT	SUL DE SURURU	Santos	NÃO	29/12/2014
SOL-T-171	ARARA AZUL	Solimões	NÃO	01/12/2014
TUPI_NE	SÉPIA	Santos	NÃO	03/09/2014
FLORIM	ITAPU	Santos	NÃO	03/09/2014
GUARA_SUL	SUL DE SAPINHOÁ	Santos	NÃO	03/09/2014
BT-POT-8	SIBITE	Potiguar	NÃO	31/07/2014
ES-T-391	GAIVOTA	Espírito Santo	NÃO	16/04/2014
BM-S-9	LAPA	Santos	NÃO	19/12/2013
FRANCO	BÚZIOS	Santos	NÃO	19/12/2013
TUPI_SUL	SUL DE LULA	Santos	NÃO	19/12/2013
C-M-529	PITANGOLA	Campos	NÃO	06/12/2013
ES-T-392	TUCANO	Espírito Santo	NÃO	21/11/2013
BT-POT-10	GRAÚNA	Potiguar	NÃO	25/10/2013
POT-T-609	MAÇARICO	Potiguar	NÃO	30/08/2013
POT-T-610	PATURI	Potiguar	NÃO	30/08/2013
BT-POT-10	CABOCLINHO	Potiguar	NÃO	20/08/2013
C-M-499	RÊMORA	Campos	NÃO	07/06/2013
C-M-592	TUBARÃO GATO	Campos	NÃO	11/03/2013
C-M-592	TUBARÃO TIGRE	Campos	NÃO	11/03/2013
C-M-592	TUBARÃO AREIA	Campos	NÃO	11/03/2013
SEAL-T-412	RABO BRANCO	Sergipe	NÃO	28/12/2012
C-M-401	TARTARUGA VERDE	Campos	NÃO	28/12/2012
C-M-401	TARTARUGA MESTIÇA	Campos	NÃO	28/12/2012
REC-T-235	PARIRI	Recôncavo	NÃO	19/12/2012
PN-T-67	GAVIÃO BRANCO OESTE	Parnaíba	NÃO	06/12/2012
PN-T-68	GAVIÃO BRANCO	Parnaíba	NÃO	06/12/2012
S-M-1352	BAUNA SUL	Santos	NÃO	27/09/2012
SEAL-M-495	PIRANEMA SUL	Sergipe	NÃO	14/09/2012
POT-T-748	SABIÁ BICO-DE-OSSO	Potiguar	NÃO	08/08/2012
POT-T-749	SABIÁ DA MATA	Potiguar	NÃO	08/08/2012
REC-T-155	TIÉ	Recôncavo	NÃO	27/07/2012
C-M-592	TUBARÃO AZUL	Campos	NÃO	09/05/2012
SEAL-T-240	ARAPAÇU	Alagoas	NÃO	27/04/2012
C-M-466	TUBARÃO MARTELO	Campos	NÃO	19/04/2012
BT-POT-10	ARRIBAÇÁ	Potiguar	NÃO	02/04/2012
S-M-1289	PIRACABA	Santos	NÃO	17/02/2012
S-M-1288	BAUNA	Santos	NÃO	17/02/2012
BM-S-9	SAPINHOÁ	Santos	NÃO	29/12/2011
BT-POT-10	GALO DE CAMPINA	Potiguar	NÃO	28/11/2011
BT-POT-8	TIZIU	Potiguar	NÃO	23/05/2011
PN-T-68	GAVIÃO AZUL	Parnaíba	NÃO	29/04/2011
PN-T-68	GAVIÃO REAL	Parnaíba	NÃO	29/04/2011
REC-T-153	UIRAPURU SUDOESTE	Recôncavo	NÃO	26/04/2011
REC-T-153	TROVOADA	Recôncavo	NÃO	25/04/2011
BT-POT-9	PATATIVA	Potiguar	NÃO	29/03/2011
REC-T-181	TAPIRANGA NORTE	Recôncavo	NÃO	10/03/2011

Figura 27 – Declaração de Comercialidade

2/21/2020 https://www.anp.gov.br/site/extras/declaracao_comercialidade/index.asp

BM-S-11	LULA	Santos	NÃO	29/12/2010
CHA	CHAUÁ	Potiguar	NÃO	26/10/2010
ES-T-383	RIO PRETO SUDESTE	Espírito Santo	NÃO	29/09/2010
ES-T-383	RIO MARIRICU SUL	Espírito Santo	NÃO	29/09/2010
POT-T-521	ANDORINHA SUL	Potiguar	NÃO	04/08/2010
POT-T-565	CONCRIZ	Potiguar	NÃO	29/07/2010
SEAL-T-430	GUARÁ	Sergipe	NÃO	08/07/2010
ES-T-372	JACUTINGA NORTE	Espírito Santo	NÃO	30/06/2010
POT-T-445	GUAMARÉ SUDESTE	Potiguar	NÃO	24/05/2010
RC	RIO DO CARMO	Potiguar	NÃO	24/05/2010
BT-POT-4	BARRINHA LESTE	Potiguar	NÃO	21/05/2010
BT-POT-4	BARRINHA SUDOESTE	Potiguar	NÃO	21/05/2010
BT-POT-4	ACAUÁ LESTE	Potiguar	NÃO	21/05/2010
ES-T-372	CÓRREGO CEDRO NORTE SUL	Espírito Santo	NÃO	17/05/2010
ES-T-418	MOSQUITO NORTE	Espírito Santo	NÃO	17/05/2010
REC-T-265	SOCORRO EXTENSÃO NORTE	Recôncavo	NÃO	13/05/2010
REC-T-195	TAPIRANGA	Recôncavo	NÃO	07/05/2010
SEAL-T-391	CARMÓPOLIS SUDOESTE	Sergipe	NÃO	05/05/2010
SEAL-T-391	CARMÓPOLIS NOROESTE	Sergipe	NÃO	05/05/2010
SEAL-T-391	SIRIRIZINHO OESTE	Sergipe	NÃO	05/05/2010
SEAL-T-391	SIRIRIZINHO SUL	Sergipe	NÃO	05/05/2010
SEAL-T-410	MATO GROSSO SUDOESTE	Sergipe	NÃO	19/04/2010
SEAL-T-390	MATO GROSSO SUL	Sergipe	NÃO	19/04/2010
SEAL-T-390	MATO GROSSO NOROESTE	Sergipe	NÃO	19/04/2010
SEAL-T-390	MATO GROSSO NORTE	Sergipe	NÃO	19/04/2010
ES-T-383	SÃO MATEUS LESTE	Espírito Santo	NÃO	16/04/2010
ES-T-373	RIO SÃO MATEUS OESTE	Espírito Santo	NÃO	16/04/2010
SEAL-T-412	DÓ-RÉ-MI	Sergipe	NÃO	25/03/2010
POT-T-440	URUTAU (Licitado)	Potiguar	NÃO	12/02/2010
POT-T-700	TRINCA FERRO	Potiguar	NÃO	14/01/2010
BT-REC-7	CAMBACICA	Recôncavo	NÃO	24/12/2009
SEAL-T-462	ARACUÁ	Sergipe	NÃO	03/12/2009
POT-T-479	SANHAÇU	Potiguar	NÃO	26/11/2009
POT-T-394	CHOPIM	Potiguar	NÃO	23/11/2009
BM-S-3	GUAIAMÁ	Santos	NÃO	01/10/2009
ES-T-381	JACUTINGA	Espírito Santo	SIM	28/07/2009
BCAM-40	CAMARÃO NORTE	Camamu	NÃO	15/07/2009
POT-T-514	CARDEAL	Potiguar	NÃO	31/05/2009
POT-T-478	ANDORINHA	Potiguar	NÃO	20/05/2009
BM-S-7	PIRACUCÁ	Santos	NÃO	06/04/2009
POT-T-559	COLIBRI	Potiguar	SIM	31/03/2009
POT-T-558	COLIBRI	Potiguar	NÃO	31/03/2009
POT-T-557	COLIBRI	Potiguar	SIM	31/03/2009
SEAL-T-330	HARPIA	Sergipe	NÃO	05/02/2009
POT-T-352	ARAÇARI	Potiguar	NÃO	30/01/2009
SMA	SÃO MANOEL	Potiguar	NÃO	20/01/2009
POT-T-520	IRAÚNA	Potiguar	NÃO	16/01/2009
POT-T-612	CARCARÁ	Potiguar	NÃO	07/01/2009
ES-T-454	CORRUIRA	Espírito Santo	NÃO	30/12/2008
BT-SEAL-2	MUTUM	Alagoas	NÃO	29/12/2008
POT-T-701	JANDUÍ	Potiguar	SIM	22/12/2008

https://www.anp.gov.br/site/extras/declaracao_comercialidade/index.asp

3/4

Fonte: ANP, 2019b.

Figura 27 – Declaração de Comercialidade

2/21/2020	https://www.anp.gov.br/site/extras/declaracao_comercialidade/index.asp			
Jl	JIRIBATUBA	Camamu	NÃO	17/12/2008
RV	RIACHO VELHO	Potiguar	NÃO	03/12/2008
RIP	RIO IPIRANGA	Espírito Santo	NÃO	01/12/2008
CRJ	CREJOÁ	Espírito Santo	NÃO	28/11/2008
ES-T-409	SAIRA	Espírito Santo	SIM	26/11/2008
ES-T-383	SÃO MATEUS LESTE	Espírito Santo	SIM	11/11/2008
ES-T-383	GURIRI	Espírito Santo	SIM	11/11/2008
BT-SEAL-2	ANAMBÉ	Alagoas	SIM	07/11/2008
BT-POT-3	IRERÊ	Potiguar	NÃO	03/11/2008
ES-T-419	ALBATROZ	Espírito Santo	NÃO	21/10/2008

1 2

Anexo 3

I. Acesso a informação: pedido de individualização do investimento por campo

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Dados do Pedido	
Protocolo	99909000423202015
Solicitante	Julia Trinta Procaci
Data de Abertura	11/02/2020 20:57
Orgão Superior Destinatário	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
Orgão Vinculado Destinatário	
Prazo de Atendimento	03/03/2020
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Negado (Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Montante investido no campo de Atapu entre 2011 e 2019
Detalhamento	Venho por meio desse documento requerer acesso ao montante investido pela Petrobras no Campo de Atapu da Cessão Onerosa, entre os anos de 2011 a 2019.
Dados da Resposta	
Data de Resposta	19/02/2020 14:38
Tipo de Resposta	Acesso Negado
Classificação do Tipo de Resposta	Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011
Resposta	<p>Prezada Senhora,</p> <p>A Ouvidoria-Geral da Petrobras, por meio deste SIC, apresenta a resposta fornecida pela Gerência Executiva de PDP - Projetos de Desenvolvimento da Produção:</p> <p>"Em atenção ao pedido realizado por meio do Protocolo e-SIC nº 0442/2020, por meio do qual Vossa Senhoria nos solicita o montante investido no Campo de Atapu entre 2011 e 2019, importa-nos destacar que a Petrobras não divulga informações discriminadas por projeto, tal como solicitado no presente pedido.</p> <p>Isso ocorre porque tais informações, no detalhamento requerido em seu pedido, possuem natureza empresarial e estratégica para a Petrobras, já que a disponibilização desses valores tornaria pública informações da companhia, que, caso divulgadas, podem comprometer a competitividade de novos processos licitatórios nesses projetos, relação com parceiros e concorrentes, assim como das negociações de futuras parcerias, consubstanciando-se na negativa de acesso à informação prevista pelo do §1º, do art. 5º, do Decreto nº 7.724/2015 que regulamentou a Lei nº 12.527/2011.</p> <p>Outrossim, pertinente destacar que a Petrobras, na condição de sociedade de economia mista, com ações na bolsa de valores e que atua em regime de livre competição, deve observância ao princípio da simetria das informações, previsto no art.157, § 4º, da Lei nº 6.404/76.</p> <p>Dessa forma, o fornecimento de informações dessa natureza pode levar a uma assimetria de informações entre investidores, o que dissona de item do Código de Conduta e Integridade aplicável à Petrobras, que veda a divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou com consumidores e fornecedores.</p>

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Em consonância, ressalta-se que, de acordo com inciso I, do art. 14, da recente Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais), devem ser protegidas as informações que possam ter influência no mercado, pois o conhecimento de tais dados por terceiros poderá gerar um desequilíbrio, conferindo vantagem a quem tiver acesso à mesma e podendo prejudicar a competitividade da Petrobras.

Todavia, a título de colaboração, informamos que dados sobre investimentos da Petrobras podem ser consultadas no site de relacionamento com os investidores da Petrobras no link abaixo colacionado:

https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072_.pdf

Por fim, cabe informar, em cumprimento à determinação legal, que V.Sa. poderá valer-se, caso entenda necessário, do recurso previsto no art. 21, do Decreto nº 7.724/2012, no prazo de 10 dias.*

Cumpre-nos informar que na hipótese de apresentação de recurso à autoridade hierárquica superior, ele deverá ser apresentado no prazo de 10 (dez) dias a contar da ciência da presente decisão.

Diante do exposto, considera-se este protocolo encerrado.

A Petrobras novamente agradece a confiança depositada, reafirmando o seu compromisso com a transparência.

Atenciosamente,

Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)
Ouvidoria-Geral da Petrobras

Acesse e conheça o Portal de Transparência.
<http://transparencia.petrobras.com.br/>

Responsável pela Resposta	Gerência Executiva de PDP - Projetos de Desenvolvimento da Produção
Destinatário do Recurso de Primeira Instância:	Gerência Executiva de PDP - Projetos de Desenvolvimento da Produção
Prazo Limite para Recurso	02/03/2020

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido	Indústria
Subcategoria do Pedido	Recursos energéticos

Número de Perguntas	1
---------------------	---

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
11/02/2020 20:57	Pedido Registrado para para o Órgão PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.	SOLICITANTE
19/02/2020 14:38	Pedido Respondido	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Dados do Pedido	
Protocolo	99909000418202011
Solicitante	Julia Trinta Procaci
Data de Abertura	11/02/2020 20:50
Orgão Superior Destinatário	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
Orgão Vinculado Destinatário	
Prazo de Atendimento	03/03/2020
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Negado (Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Montante investido no campo de búzios entre 2011 e 2019
Detalhamento	Venho por meio desse documento requerer acesso ao montante investido pela Petrobras no Campo de Búzios da Cessão Onerosa, entre os anos de 2011 a 2019.
Dados da Resposta	
Data de Resposta	18/02/2020 09:53
Tipo de Resposta	Acesso Negado
Classificação do Tipo de Resposta	Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011
Resposta	<p>Prezada Senhora,</p> <p>A Ouvidoria-Geral da Petrobras, por meio deste SIC, apresenta a resposta fornecida pela Gerência Executiva de Projetos e Desenvolvimento da Produção:</p> <p>"Em atenção ao pedido realizado por meio do Protocolo e-SIC nº 0437/2020, por meio do qual Vossa Senhoria nos solicita o montante investido no Campo de Búzios entre 2011 e 2019, importa-nos destacar que a Petrobras não divulga informações discriminadas por projeto, tal como solicitado no presente pedido.</p> <p>Isso ocorre porque tais informações, no detalhamento requerido em seu pedido, possuem natureza empresarial e estratégica para a Petrobras, já que a disponibilização desses valores tornaria pública informações da companhia, que, caso divulgadas, podem comprometer a competitividade de novos processos licitatórios nesses projetos, relação com parceiros e concorrentes, assim como das negociações de futuras parcerias, consubstanciando-se na negativa de acesso à informação prevista pelo do §1º, do art. 5º, do Decreto nº 7.724/2015 que regulamentou a Lei nº 12.527/2011.</p> <p>Outrossim, pertinente destacar que a Petrobras, na condição de sociedade de economia mista, com ações na bolsa de valores e que atua em regime de livre competição, deve observância ao princípio da simetria das informações, previsto no art.157, § 4º, da Lei nº 6.404/76.</p> <p>Dessa forma, o fornecimento de informações dessa natureza pode levar a uma assimetria de informações entre investidores, o que dissona de item do Código de Conduta e Integridade aplicável à Petrobras, que veda a divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou com consumidores e fornecedores.</p> <p>Em consonância, ressalta-se que, de acordo com inciso I, do art. 14, da</p>

Fonte: e-SIC, 2020

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

recente Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais), devem ser protegidas as informações que possam ter influência no mercado, pois o conhecimento de tais dados por terceiros poderá gerar um desequilíbrio, conferindo vantagem a quem tiver acesso à mesma e podendo prejudicar a competitividade da Petrobras.

Todavia, a título de colaboração, informamos que dados sobre investimentos da Petrobras podem ser consultadas no site de relacionamento com os investidores da Petrobras no link abaixo colacionado:

https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072..pdf

Por fim, cabe informar, em cumprimento à determinação legal, que V.Sa. poderá valer-se, caso entenda necessário, do recurso previsto no art. 21, do Decreto nº 7.724/2012, no prazo de 10 dias."

Cumpre-nos informar que na hipótese de apresentação de recurso à autoridade hierárquica superior, ele deverá ser apresentado no prazo de 10 (dez) dias a contar da ciência da presente decisão.

Diante do exposto, considera-se este protocolo encerrado.

A Petrobras novamente agradece a confiança depositada, reafirmando o seu compromisso com a transparência.

Atenciosamente,

Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)
Ouvidoria-Geral da Petrobras

Acesse e conheça o Portal de Transparência.
<http://transparencia.petrobras.com.br/>

Responsável pela Resposta	Gerência Executiva de Projetos e Desenvolvimento da Produção
Destinatário do Recurso de Primeira Instância:	Gerente Executivo de Projetos e Desenvolvimento da Produção
Prazo Limite para Recurso	28/02/2020

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido	Indústria
Subcategoria do Pedido	Recursos energéticos

Número de Perguntas	1
---------------------	---

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
11/02/2020 20:50	Pedido Registrado para para o Órgão PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.	SOLICITANTE
18/02/2020 09:53	Pedido Respondido	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Dados do Pedido	
Protocolo	99909000422202071
Solicitante	Julia Trinta Procaci
Data de Abertura	11/02/2020 20:55
Orgão Superior Destinatário	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
Orgão Vinculado Destinatário	
Prazo de Atendimento	03/03/2020
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Negado (Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Montante investido no campo de Itapu entre 2011 e 2019
Detalhamento	Venho por meio desse documento requerer acesso ao montante investido pela Petrobras no Campo de Itapu da Cessão Onerosa, entre os anos de 2011 a 2019.
Dados da Resposta	
Data de Resposta	19/02/2020 15:03
Tipo de Resposta	Acesso Negado
Classificação do Tipo de Resposta	Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011
Resposta	<p>Prezada Senhora,</p> <p>A Ouvidoria-Geral da Petrobras, por meio deste SIC, apresenta a resposta fornecida pela Gerência Executiva de Projetos de Desenvolvimento da Produção - PDP:</p> <p>"Prezada Sra.,</p> <p>Em atenção ao pedido realizado por meio do Protocolo e-SIC nº 0441/2020, por meio do qual Vossa Senhoria nos solicita o montante investido no Campo de Itapu entre 2011 e 2019, importa-nos destacar que a Petrobras não divulga informações discriminadas por projeto, tal como solicitado no presente pedido.</p> <p>Isso ocorre porque tais informações, no detalhamento requerido em seu pedido, possuem natureza empresarial e estratégica para a Petrobras, já que a disponibilização desses valores tornaria pública informações da companhia, que, caso divulgadas, podem comprometer a competitividade de novos processos licitatórios nesses projetos, relação com parceiros e concorrentes, assim como das negociações de futuras parcerias, consubstanciando-se na negativa de acesso à informação prevista pelo do §1º, do art. 5º, do Decreto nº 7.724/2015 que regulamentou a Lei nº 12.527/2011.</p> <p>Outrossim, pertinente destacar que a Petrobras, na condição de sociedade de economia mista, com ações na bolsa de valores e que atua em regime de livre competição, deve observância ao princípio da simetria das informações, previsto no art.157, § 4º, da Lei nº 6.404/76.</p> <p>Dessa forma, o fornecimento de informações dessa natureza pode levar a uma assimetria de informações entre investidores, o que dissona de item do Código de Conduta e Integridade aplicável à Petrobras, que veda a divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou</p>

Fonte: e-SIC, 2020

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

com consumidores e fornecedores.

Em consonância, ressalta-se que, de acordo com inciso I, do art. 14, da recente Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais), devem ser protegidas as informações que possam ter influência no mercado, pois o conhecimento de tais dados por terceiros poderá gerar um desequilíbrio, conferindo vantagem a quem tiver acesso à mesma e podendo prejudicar a competitividade da Petrobras.

Todavia, a título de colaboração, informamos que dados sobre investimentos da Petrobras podem ser consultadas no site de relacionamento com os investidores da Petrobras no link abaixo colacionado:

https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072..pdf

Por fim, cabe informar, em cumprimento à determinação legal, que V.Sa. poderá valer-se, caso entenda necessário, do recurso previsto no art. 21, do Decreto nº 7.724/2012, no prazo de 10 dias."

Diante do exposto, considera-se este protocolo encerrado.

A Petrobras novamente agradece a confiança depositada, reafirmando o seu compromisso com a transparência.

Atenciosamente,

Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)
Ouvidoria-Geral da Petrobras

Acesse e conheça o Portal de Transparência.
<http://transparencia.petrobras.com.br/>

Responsável pela Resposta	Gerência Executiva de Projetos de Desenvolvimento da Produção - PDP
Destinatário do Recurso de Primeira Instância:	Gerente Executivo de Projetos de Desenvolvimento da Produção - PDP
Prazo Limite para Recurso	02/03/2020

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido	Indústria
Subcategoria do Pedido	Recursos energéticos

Número de Perguntas	1
---------------------	---

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
11/02/2020 20:55	Pedido Registrado para para o Órgão PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.	SOLICITANTE
19/02/2020 15:03	Pedido Respondido	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Dados do Pedido	
Protocolo	99909000425202012
Solicitante	Julia Trinta Procaci
Data de Abertura	11/02/2020 21:00
Orgão Superior Destinatário	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
Orgão Vinculado Destinatário	
Prazo de Atendimento	13/03/2020
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Negado (Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Montante investido nos Campos de Sul de Berbigão, Norte de Berbigão, Sul de Sururu, Norte de Sururu, separadamente entre 2011 e 2019
Detalhamento	Venho por meio desse documento require acesso ao montante investido pela Petrobras nos Campos de Sul de Berbigão, Norte de Berbigão, Sul de Sururu, Norte de Sururu, separadamente, entre os anos de 2011 a 2019.

Dados da Resposta	
Data de Resposta	06/03/2020 16:27
Tipo de Resposta	Acesso Negado
Classificação do Tipo de Resposta	Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Resposta

Prezada Senhora,

A Ouvidoria-Geral da Petrobras, por meio deste SIC, apresenta a resposta fornecida pela Gerência Executiva de Desempenho Empresarial:

"Prezada, Sra.,

Em atenção ao pedido realizado por meio do Protocolo e-SIC nº 0444/2020, por meio do qual Vossa Senhoria nos solicita o montante investido no Campo de Sul de Berbigão, Norte de Berbigão, Sul de Sururu, Norte de Sururu, separadamente entre 2011 e 2019, importa-nos destacar que a Petrobras não divulga informações discriminadas por projeto, tal como solicitado no presente pedido. Isso ocorre porque tais informações, no detalhamento requerido em seu pedido, possuem natureza empresarial e estratégica para a Petrobras, já que a disponibilização desses valores tornaria pública informações da companhia, que, caso divulgadas, podem comprometer a competitividade de novos processos licitatórios nesses projetos, relação com parceiros e concorrentes, assim como das negociações de futuras parcerias, consubstanciando-se na negativa de acesso à informação prevista pelo do §1º, do art. 5º, do Decreto nº 7.724/2015 que regulamentou a Lei nº 12.527/2011.

Outrossim, pertinente destacar que a Petrobras, na condição de sociedade de economia mista, com ações na bolsa de valores e que atua em regime de livre competição, deve observância ao princípio da simetria das informações, previsto no art.157, § 4º, da Lei nº 6.404/76.

Dessa forma, o fornecimento de informações dessa natureza pode levar a uma assimetria de informações entre investidores, o que dissona de item do Código de Conduta e Integridade aplicável à Petrobras, que veda a divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou com consumidores e fornecedores.

Em consonância, ressalta-se que, de acordo com inciso I, do art. 14, da recente Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais), devem ser protegidas as informações que possam ter influência no mercado, pois o conhecimento de tais dados por terceiros poderá gerar um desequilíbrio, conferindo vantagem a quem tiver acesso à mesma e podendo prejudicar a competitividade da Petrobras.

Todavia, a título de colaboração, informamos que dados sobre investimentos da Petrobras podem ser consultadas no site de relacionamento com os investidores da Petrobras no link abaixo colacionado:
https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072..pdf

Por fim, cabe informar, em cumprimento à determinação legal, que V.Sa. poderá valer-se, caso entenda necessário, do recurso previsto no art. 21, do Decreto nº 7.724/2012, no prazo de 10 dias, a contar da ciência desta decisão."

Diante do exposto, considera-se este protocolo encerrado.

A Petrobras novamente agradece a confiança depositada, reafirmando o seu compromisso com a transparência.

Atenciosamente,

Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)
 Ouvidoria-Geral da Petrobras

Acesse e conheça o Portal de Transparência.
<http://transparencia.petrobras.com.br/>

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Responsável pela Resposta	Gerência Executiva de Desempenho Empresarial
Destinatário do Recurso de Primeira Instância:	Gerente Executivo de Desempenho Empresarial
Prazo Limite para Recurso	18/03/2020

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido	Indústria
Subcategoria do Pedido	Recursos energéticos

Número de Perguntas 1

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
11/02/2020 21:00	Pedido Registrado para para o Órgão PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.	SOLICITANTE
28/02/2020 11:17	Pedido Prorrogado	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
06/03/2020 16:27	Pedido Respondido	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Dados do Pedido	
Protocolo	99909000424202060
Solicitante	Julia Trinta Procaci
Data de Abertura	11/02/2020 20:58
Orgão Superior Destinatário	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
Orgão Vinculado Destinatário	
Prazo de Atendimento	13/03/2020
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Negado (Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Montante investido no campo de Sapinhoá entre 2011 e 2019
Detalhamento	Venho por meio desse documento requiere acesso ao montante investido pela Petrobras no Campo de Sul de Sapinhoá da Cessão Onerosa, entre os anos de 2011 a 2019.

Dados da Resposta	
Data de Resposta	06/03/2020 17:16
Tipo de Resposta	Acesso Negado
Classificação do Tipo de Resposta	Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Resposta

Prezada Senhora,

A Ouvidoria-Geral da Petrobras, por meio deste SIC, apresenta a resposta fornecida pela Gerência Executiva de Desempenho Empresarial:

"Em atenção ao pedido realizado por meio do Protocolo e-SIC nº 0443/2020, por meio do qual Vossa Senhoria nos solicita o montante investido no Campo de Sul de Sapinhoá da Cessão Onerosa, entre os anos de 2011 a 2019, importa-nos destacar que a Petrobras não divulga informações discriminadas por projeto, tal como solicitado no presente pedido. Isso ocorre porque tais informações, no detalhamento requerido em seu pedido, possuem natureza empresarial e estratégica para a Petrobras, já que a disponibilização desses valores tornaria pública informações da companhia, que, caso divulgadas, podem comprometer a competitividade de novos processos licitatórios nesses projetos, relação com parceiros e concorrentes, assim como das negociações de futuras parcerias, consubstanciando-se na negativa de acesso à informação prevista pelo do §1º, do art. 5º, do Decreto nº 7.724/2015 que regulamentou a Lei nº 12.527/2011.

Outrossim, pertinente destacar que a Petrobras, na condição de sociedade de economia mista, com ações na bolsa de valores e que atua em regime de livre competição, deve observância ao princípio da simetria das informações, previsto no art.157, § 4º, da Lei nº 6.404/76.

Dessa forma, o fornecimento de informações dessa natureza pode levar a uma assimetria de informações entre investidores, o que dissona de item do Código de Conduta e Integridade aplicável à Petrobras, que veda a divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou com consumidores e fornecedores.

Em consonância, ressalta-se que, de acordo com inciso I, do art. 14, da recente Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais), devem ser protegidas as informações que possam ter influência no mercado, pois o conhecimento de tais dados por terceiros poderá gerar um desequilíbrio, conferindo vantagem a quem tiver acesso à mesma e podendo prejudicar a competitividade da Petrobras.

*Todavia, a título de colaboração, informamos que dados sobre investimentos da Petrobras podem ser consultadas no site de relacionamento com os investidores da Petrobras no link abaixo colacionado:
https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072..pdf*

Cumpre-nos informar que na hipótese de apresentação de recurso à autoridade hierárquica superior, ele deverá ser apresentado no prazo de 10 (dez) dias a contar da ciência da presente decisão.

Diante do exposto, considera-se este protocolo encerrado.

A Petrobras novamente agradece a confiança depositada, reafirmando o seu compromisso com a transparência.

Atenciosamente,

Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)
Ouvidoria-Geral da Petrobras

Acesse e conheça o Portal de Transparência.
<http://transparencia.petrobras.com.br/>

Responsável pela Resposta

Gerência Executiva de Desempenho Empresarial

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Destinatário do Recurso de Primeira Instância: Gerente Executivo de Desempenho Empresarial
 Prazo Limite para Recurso 18/03/2020

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido Indústria
 Subcategoria do Pedido Recursos energéticos
 Número de Perguntas 1

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
11/02/2020 20:58	Pedido Registrado para para o Órgão PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.	SOLICITANTE
28/02/2020 09:31	Pedido Prorrogado	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
06/03/2020 17:16	Pedido Respondido	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Dados do Pedido	
Protocolo	99909000420202081
Solicitante	Julia Trinta Procaci
Data de Abertura	11/02/2020 20:53
Orgão Superior Destinatário	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
Orgão Vinculado Destinatário	
Prazo de Atendimento	03/03/2020
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Negado (Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Montante investido no campo de Sépia entre 2011 e 2019
Detalhamento	Venho por meio desse documento requere acesso ao montante investido pela Petrobras no Campo de Sépia da Cessão Onerosa, entre os anos de 2011 a 2019.
Dados da Resposta	
Data de Resposta	17/02/2020 15:37
Tipo de Resposta	Acesso Negado
Classificação do Tipo de Resposta	Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011
Resposta	<p>Prezada Senhora,</p> <p>A Ouvidoria-Geral da Petrobras, por meio deste SIC, apresenta a resposta fornecida pela Gerência Executiva de PDP - Projetos de Desenvolvimento da Produção :</p> <p>"Em atenção ao pedido realizado por meio do Protocolo e-SIC nº 0439/2020, por meio do qual Vossa Senhoria nos solicita o montante investido no Campo de Sépia entre 2011 e 2019, importa-nos destacar que a Petrobras não divulga informações discriminadas por projeto, tal como solicitado no presente pedido.</p> <p>Isso ocorre porque tais informações, no detalhamento requerido em seu pedido, possuem natureza empresarial e estratégica para a Petrobras, já que a disponibilização desses valores tornaria pública informações da companhia, que, caso divulgadas, podem comprometer a competitividade de novos processos licitatórios nesses projetos, relação com parceiros e concorrentes, assim como das negociações de futuras parcerias, consubstanciando-se na negativa de acesso à informação prevista pelo do §1º, do art. 5º, do Decreto nº 7.724/2015 que regulamentou a Lei nº 12.527/2011.</p> <p>Outrossim, pertinente destacar que a Petrobras, na condição de sociedade de economia mista, com ações na bolsa de valores e que atua em regime de livre competição, deve observância ao princípio da simetria das informações, previsto no art.157, § 4º, da Lei nº 6.404/76.</p> <p>Dessa forma, o fornecimento de informações dessa natureza pode levar a uma assimetria de informações entre investidores, o que dissona de item do Código de Conduta e Integridade aplicável à Petrobras, que veda a divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou com consumidores e fornecedores.</p>

Fonte: e-SIC, 2020

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Em consonância, ressalta-se que, de acordo com inciso I, do art. 14, da recente Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais), devem ser protegidas as informações que possam ter influência no mercado, pois o conhecimento de tais dados por terceiros poderá gerar um desequilíbrio, conferindo vantagem a quem tiver acesso à mesma e podendo prejudicar a competitividade da Petrobras.

Todavia, a título de colaboração, informamos que dados sobre investimentos da Petrobras podem ser consultadas no site de relacionamento com os investidores da Petrobras no link abaixo colacionado:

https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072..pdf

Por fim, cabe informar, em cumprimento à determinação legal, que V.Sa. poderá valer-se, caso entenda necessário, do recurso previsto no art. 21, do Decreto nº 7.724/2012, no prazo de 10 dias."

Cumpre-nos informar que na hipótese de apresentação de recurso à autoridade hierárquica superior, ele deverá ser apresentado no prazo de 10 (dez) dias a contar da ciência da presente decisão.

Diante do exposto, considera-se este protocolo encerrado.

A Petrobras novamente agradece a confiança depositada, reafirmando o seu compromisso com a transparência.

Atenciosamente,

Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)
Ouvidoria-Geral da Petrobras

Acesse e conheça o Portal de Transparência.
<http://transparencia.petrobras.com.br/>

Responsável pela Resposta	Gerência Executiva de PDP - Projetos de Desenvolvimento da Produção
Destinatário do Recurso de Primeira Instância:	Gerência Executiva de PDP - Projetos de Desenvolvimento da Produção
Prazo Limite para Recurso	27/02/2020

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido	Indústria
Subcategoria do Pedido	Recursos energéticos

Número de Perguntas 1

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
11/02/2020 20:53	Pedido Registrado para para o Órgão PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.	SOLICITANTE
17/02/2020 15:37	Pedido Respondido	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Dados do Pedido	
Protocolo	99909000421202026
Solicitante	Julia Trinta Procaci
Data de Abertura	11/02/2020 20:54
Orgão Superior Destinatário	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.
Orgão Vinculado Destinatário	
Prazo de Atendimento	03/03/2020
Situação	Respondido
Status da Situação	Acesso Negado (Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011)
Forma de Recebimento da Resposta	Pelo sistema (com avisos por email)
Resumo	Montante investido no campo de Sul de Lula entre 2011 e 2019
Detalhamento	Venho por meio desse documento requerer acesso ao montante investido pela Petrobras no Campo de Sul de Lula da Cessão Onerosa, entre os anos de 2011 a 2019.

Dados da Resposta	
Data de Resposta	18/02/2020 10:05
Tipo de Resposta	Acesso Negado
Classificação do Tipo de Resposta	Informação sigilosa classificada conforme a Lei 12.527/2011
Resposta	<p>Prezada Senhora,</p> <p>A Ouvidoria-Geral da Petrobras, por meio deste SIC, apresenta a resposta fornecida pela Gerência Executiva de Projetos e Desenvolvimento da Produção:</p> <p>"Em atenção ao pedido realizado por meio do Protocolo e-SIC nº 0440/2020, por meio do qual Vossa Senhoria nos solicita o montante investido no Campo de Sul de Lula entre 2011 e 2019, importa-nos destacar que a Petrobras não divulga informações discriminadas por projeto, tal como solicitado no presente pedido.</p> <p>Isso ocorre porque tais informações, no detalhamento requerido em seu pedido, possuem natureza empresarial e estratégica para a Petrobras, já que a disponibilização desses valores tornaria pública informações da companhia, que, caso divulgadas, podem comprometer a competitividade de novos processos licitatórios nesses projetos, relação com parceiros e concorrentes, assim como das negociações de futuras parcerias, consubstanciando-se na negativa de acesso à informação prevista pelo do §1º, do art. 5º, do Decreto nº 7.724/2015 que regulamentou a Lei nº 12.527/2011.</p> <p>Outrossim, pertinente destacar que a Petrobras, na condição de sociedade de economia mista, com ações na bolsa de valores e que atua em regime de livre competição, deve observância ao princípio da simetria das informações, previsto no art.157, § 4º, da Lei nº 6.404/76.</p> <p>Dessa forma, o fornecimento de informações dessa natureza pode levar a uma assimetria de informações entre investidores, o que dissona de item do Código de Conduta e Integridade aplicável à Petrobras, que veda a divulgação, sem autorização do órgão competente da empresa pública ou da sociedade de economia mista, de informação que possa causar impacto na cotação dos títulos da empresa pública ou da sociedade de economia mista e em suas relações com o mercado ou com consumidores e fornecedores.</p>

Fonte: e-SIC, 2020

Figura 28 - Pedido de individualização do investimento por campo

Em consonância, ressalta-se que, de acordo com inciso I, do art. 14, da recente Lei nº 13.303/2016 (Lei das Estatais), devem ser protegidas as informações que possam ter influência no mercado, pois o conhecimento de tais dados por terceiros poderá gerar um desequilíbrio, conferindo vantagem a quem tiver acesso à mesma e podendo prejudicar a competitividade da Petrobras.

Todavia, a título de colaboração, informamos que dados sobre investimentos da Petrobras podem ser consultadas no site de relacionamento com os investidores da Petrobras no link abaixo colacionado:

https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/16089/9512_724072..pdf

Por fim, cabe informar, em cumprimento à determinação legal, que V.Sa. poderá valer-se, caso entenda necessário, do recurso previsto no art. 21, do Decreto nº 7.724/2012, no prazo de 10 dias.*

Cumpre-nos informar que na hipótese de apresentação de recurso à autoridade hierárquica superior, ele deverá ser apresentado no prazo de 10 (dez) dias a contar da ciência da presente decisão.

Diante do exposto, considera-se este protocolo encerrado.

A Petrobras novamente agradece a confiança depositada, reafirmando o seu compromisso com a transparência.

Atenciosamente,

Serviço de Informação ao Cidadão (SIC)
Ouvidoria-Geral da Petrobras

Acesse e conheça o Portal de Transparência.
<http://transparencia.petrobras.com.br/>

Responsável pela Resposta	Gerência Executiva de Projetos e Desenvolvimento da Produção
Destinatário do Recurso de Primeira Instância:	Gerente Executivo de Projetos e Desenvolvimento da Produção
Prazo Limite para Recurso	28/02/2020

Classificação do Pedido

Categoria do Pedido	Indústria
Subcategoria do Pedido	Recursos energéticos

Número de Perguntas	1
---------------------	---

Histórico do Pedido

Data do evento	Descrição do evento	Responsável
11/02/2020 20:54	Pedido Registrado para para o Órgão PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.	SOLICITANTE
18/02/2020 10:05	Pedido Respondido	PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.