

ESTIMATIVA DE RESULTADOS NOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

NOV | 2019



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



SUMÁRIO

1	SOBRE O ESTUDO p.03	2	CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO p.04	3	O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO p.06
	O PRÉ-SAL BRASILEIRO p.08	4	CARTEIRA DE PROJETOS DA PRÉ-SAL PETRÓLEO p.10	5	METODOLOGIA DO ESTUDO p.12
7	PRODUÇÃO ESTIMADA 2020 - 2032 p.14	8	PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS p.16	9	EXPECTATIVAS DE INVESTIMENTOS p.18
	DEMANDAS PARA A INDÚSTRIA p.19	10	EXPEDIENTE p.20	11	



SOBRE O ESTUDO

Este estudo foi realizado pela Pré-Sal Petróleo, com a colaboração da Agência epbr, e tem por objetivo estimar, para os próximos anos, os investimentos e a produção de óleo e gás, decorrentes dos 17 contratos de partilha de produção (14 vigentes e três a serem assinados em março de 2020). O estudo apresenta dados até 2032. Sabemos, entretanto, que o impacto do regime de partilha de produção no Brasil será muito maior do que o aqui estimado.

A 7^a e a 8^a Rodadas estão previstas para 2020 e 2021. No período, também serão ofertados novamente os blocos de Sépia e Atapu em nova Rodada de Excedentes da Cessão Onerosa. Os resultados dos novos contratos certamente aumentarão a projeção.

CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

2

 voltar ao topo

O primeiro contrato de partilha de produção foi firmado, em outubro de 2013, com o consórcio formado pela Petrobras (operadora), Shell, Total, CNPC e CNOOC para a área de Libra, na Bacia de Santos, como resultado da 1ª Rodada de Partilha de Produção, promovida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

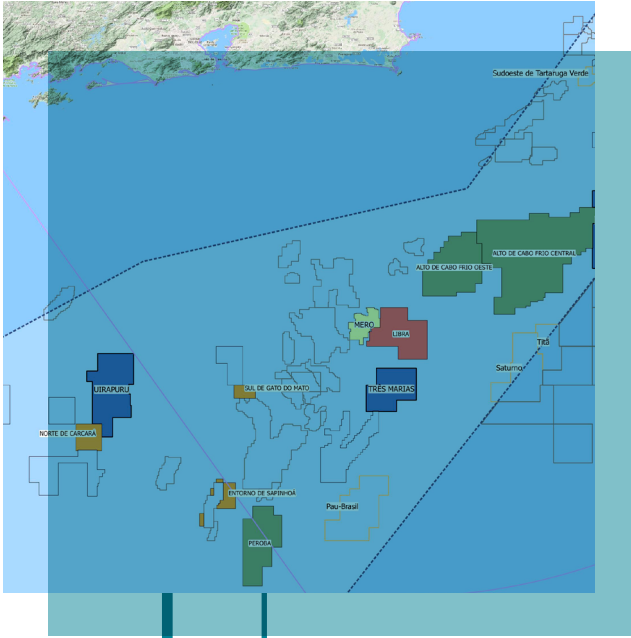
Pelo regime de partilha de produção, a União passa a receber uma parcela da produção de óleo e gás natural de cada contrato. No caso de Libra, o consórcio repassará à União 41,65% do excedente em óleo, fração esta que deverá sofrer reajustes em função da produtividade dos poços e do preço do petróleo.



Foto: Agência Petrobras - FPSO Pioneiro de Libra

Também em 2013, iniciaram-se as atividades da Pré-Sal Petróleo, empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), que tem, entre suas missões, gerir os contratos de partilha de produção.

Atualmente, 14 Contratos de Partilha de Produção (CPPs) estão em vigor (Rodadas 1 a 5). Em março de 2020, outros três contratos serão assinados, frutos da Rodada de Excedentes da Cessão Onerosa e da 6ª Rodada de Partilha de Produção, que ocorreram em novembro de 2019. As operações e os investimentos são realizados por 14 empresas de petróleo, que se integram em consórcios.

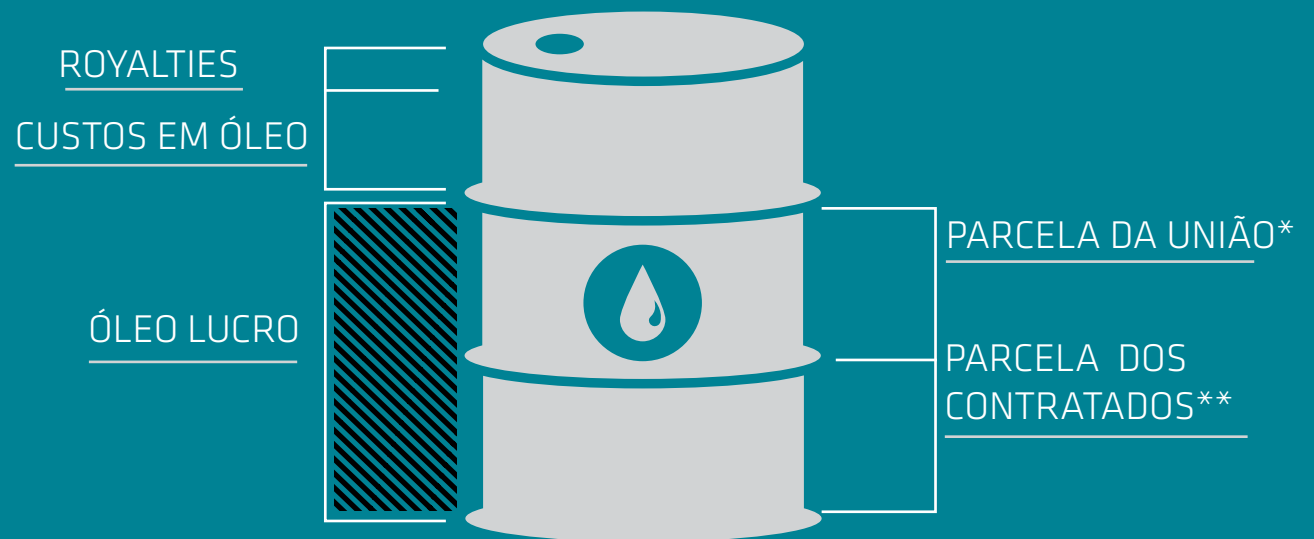


O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

O Polígono do Pré-Sal e as áreas consideradas estratégicas - caracterizadas pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de óleo e gás natural - são explorados em regime de partilha da produção. Este modelo é utilizado em localidades com grandes reservas e grande volume de produção de petróleo.

No Brasil, visando à preservação do interesse nacional, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) autoriza a licitação das áreas, a ser realizada pela ANP. Durante as rodadas licitatórias, há disputas por cada bloco. No modelo de leilão em vigor, o bônus é fixo, e são considerados vencedores os consórcios participantes que oferecem a maior parcela de excedente em óleo para a União.

Para calcular a participação da União e dos demais parceiros de cada projeto, descontam-se, do total da produção de cada campo, os royalties pagos e todos os custos necessários à operação, denominado custo em óleo. Todo o excedente é repartido entre a União, conforme percentual ofertado no leilão, e as empresas contratadas.



**Parcela da União: varia a cada contrato, conforme o excedente em óleo oferecido pelo consórcio no leilão.*

***Parcela dos contratados: estabelecida conforme a participação dos sócios no consórcio.*

4

O PRÉ-SAL BRASILEIRO

 voltar ao topo

O Polígono do Pré-Sal é uma das maiores províncias petrolíferas do mundo. Várias descobertas de campos gigantes e supergigantes têm sido feitas nesta área que se localiza entre as Bacias de Campos e de Santos, em águas profundas da plataforma continental brasileira.

A profundidade total das jazidas – distância entre a superfície do mar e os reservatórios de petróleo abaixo da camada de sal – poderá chegar a sete mil metros. As reservas são compostas por grandes acumulações de óleo de excelente qualidade e, portanto, de elevado valor comercial.

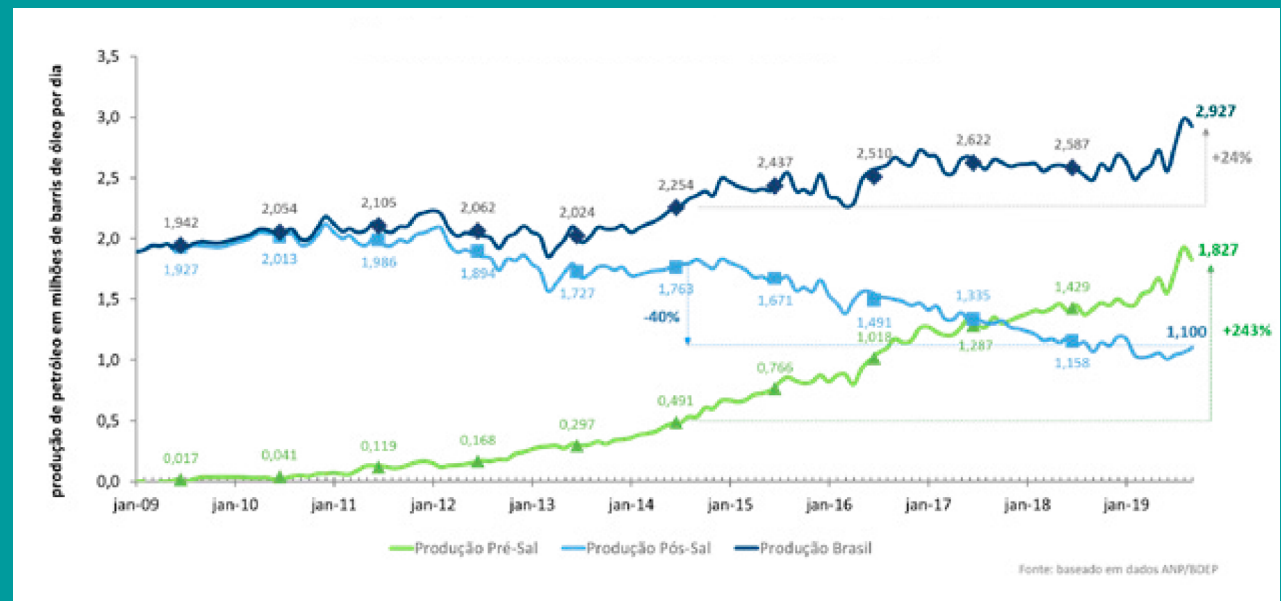


Foto: FPSO Cidade São Paulo Simon Townsley - Agência Petrobras

A produção média da camada de pré-sal no mês de setembro de 2019 (último dado disponível até a realização deste estudo) foi de 1,82 milhão de barris de óleo por dia e 73,3 milhões de metros cúbicos de gás por dia, totalizando uma produção de hidrocarbonetos de 2,2 milhões de barris de óleo equivalente por dia. Naquele mês, 110 poços produziram no pré-sal brasileiro.

Nos últimos 60 meses, com base nos dados de setembro, a produção média de óleo do pré-sal cresceu 243%.

EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO - PRÉ-SAL X PÓS SAL



CARTEIRA DE PROJETOS DA PRÉ-SAL PETRÓLEO

5



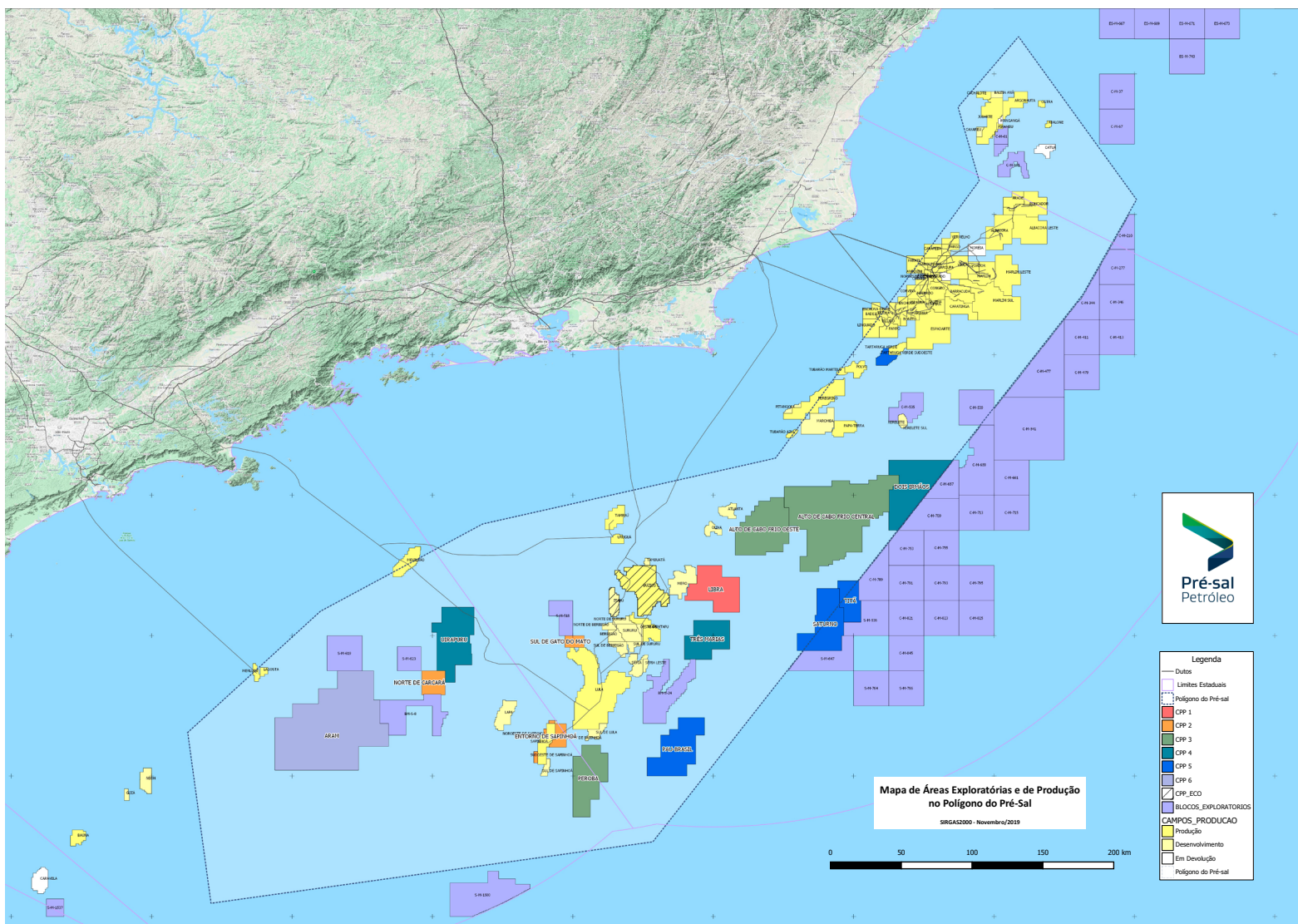
Foto: Búzios Cessão Onerosa - André Ribeiro

 voltar ao topo

A tabela abaixo demonstra a composição dos 17 Contratos de Partilha de Produção. A Pré-Sal Petróleo é a gestora de todos os contratos.

Área	Rodada	Operador	Consorticiados	Mínimo de excedente em óleo	Excedente em óleo lucro
Libra	1	Petrobras (40%)	Shell (20%), Total (20%), CNPC(10%), CNOOC(10%)	41,65%	41,65%
Sul de Gato do Mato	2	Shell (80%)	Total (20%)	11,53%	11,53%
Entorno de Sapinhoá	2	Petrobras (45%)	Shell (30%), Repsol (25%)	10,34%	80%
Norte de Carcará	2	Equinor (40%)	ExxonMobil (40%), Petrogal (20%)	22,08%	67,12%
Peroba	3	Petrobras (40%)	BP (40%), CNODC Brasil (20%)	13,89%	76,96%
Alto de Cabo Frio Oeste	3	Shell (55%)	QPI (25%), CNOOC (20%)	22,87%	22,87%
Alto de Cabo Frio Central	3	Petrobras (50%)	BP (50%)	21,38%	75,80%
Uirapuru	4	Petrobras (30%)	ExxonMobil (28%), Equinor(28%), Petrogal (14%)	22,18%	75,49%
Dois irmãos	4	Petrobras (45%)	BP (30%), Equinor (25%)	16,43%	16,43%
Três Marias	4	Petrobras (30%)	Shell (40%), Chevron (30%)	8,32%	49,95%
Saturno	5	Shell Brasil (50%)	Chevron Brasil (50%)	17,54%	70,20%
Titã	5	ExxonMobil Brasil (64%)	QPI Brasil (36%)	9,53	23,49%
Pau-Brasil	5	BP Energy (50%)	CNOOC (30%) e Ecopetrol (20%)	14,40%	63,79%
Sudoeste de Tartaruga Verde	5	Petrobras (100%)	Petrobras (100%)	10,01%	10,01%
Búzios	Rodada do Excedente da Cessão Onerosa	Petrobras (90%)	CNODC Brasil (5%) e CNOOC Pretroleum (5%)	23,24%	23,24%
Itapu	Rodada do Excedente da Cessão Onerosa	Petrobras (100%)	Petrobras (100%)	18,15%	18,15%
Aram	6	Petrobras (80%)	CNODC Brasil (20%)	29,96%	29,96%

LOCALIZAÇÃO DOS 17 CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO



6

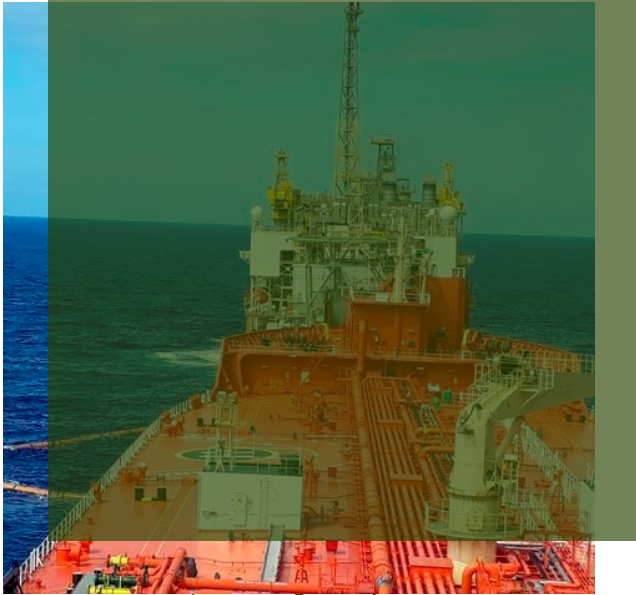
- ◆ Este estudo compreende dados dos 14 contratos de partilha de produção sob gestão da Pré-Sal Petróleo e dos três contratos que serão assinados em março de 2020 (Búzios, Itapu e Aram).

- ◆ O estudo adotou preços padrão para óleo e gás, sendo US\$ 60/barril e US\$ 5/MMBtu, respectivamente.

- ◆ Para data de primeiro óleo e curva de produção, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes. Como alternativa, estimou-se o primeiro óleo para os demais projetos em oito anos após assinatura dos contratos e foram simuladas curvas de produção, tendo como premissas o volume de óleo *in place*, taxa de sucesso geológico/comercial, vazão máxima de óleo, tempo de *ramp up*, tempo de patamar e taxa de declínio de produção.



- ◆ Para investimentos e custos, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes. Para projetos na fase exploratória (sem PD), foram utilizadas avaliações de custo fornecidas pela área técnica da Pré-Sal Petróleo. Os investimentos foram aportados igualmente nos três anos anteriores ao primeiro óleo e no ano do primeiro óleo.
- ◆ O estudo também contempla as seguintes variáveis: taxa de depreciação (10%); alíquota de óleo lucro, limite de recuperação de custo em óleo e bônus de assinatura definidos para cada projeto.
- ◆ Para cálculo de poços, considerou-se um poço produtor para cada 20.000 barris de capacidade do FPSO. Para cada poço produtor, considerou-se um poço injetor. Considerou-se um poço exploratório por projeto. Considerou-se a utilização de FPSOs com capacidade de produção entre 50.000 e 220.000 barris/dia, a depender do tamanho do projeto implantado.
- ◆ O estudo considera taxa de câmbio de R\$ 4,00/US\$.



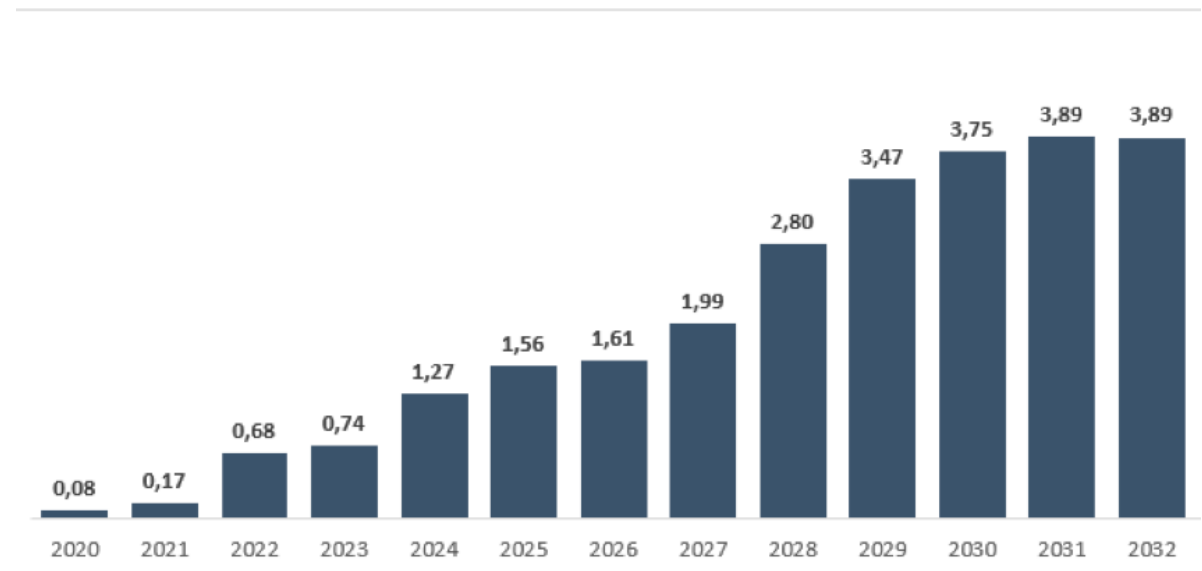
7

PRODUÇÃO ESTIMADA

2020 - 2032

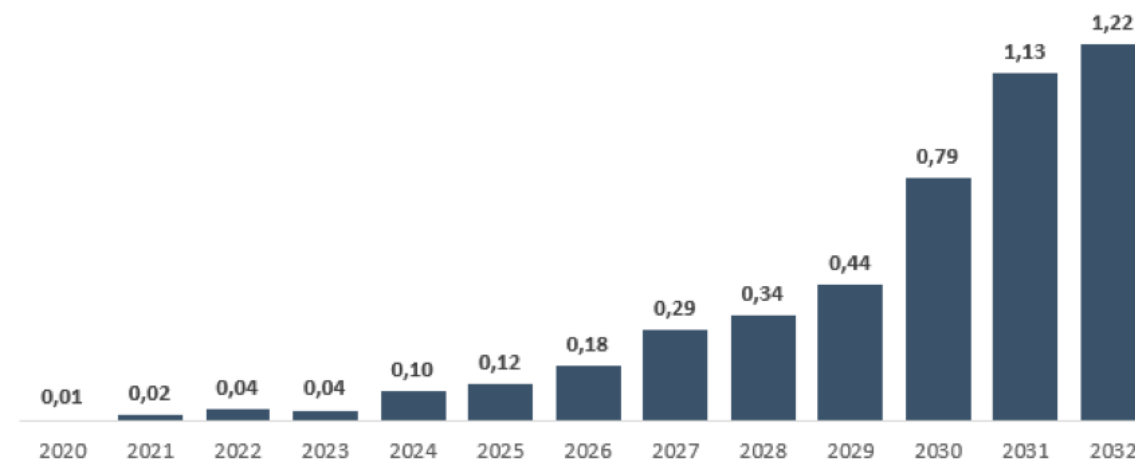
Em 2031, os 17 contratos de partilha de produção atingirão seu pico de produção, com 3,89 milhões de barris de petróleo por dia. Para se ter uma dimensão desse montante, a produção total de petróleo no país alcançou 2,9 milhões de barris por dia em setembro de 2019, segundo dados da ANP. O gráfico abaixo demonstra a curva de produção esperada para os 17 contratos.

ÓLEO PRODUZIDO SOB REGIME DE PARTILHA (milhões de barris/dia)



Considerando-se os volumes de excedente em óleo oferecidos à União nos 17 contratos, em 2032, ano de pico da produção da União, a parcela projetada para o governo é de 1,22 milhão de barris/dia de petróleo.

ÓLEO LUCRO TOTAL (milhões de barris/dia)





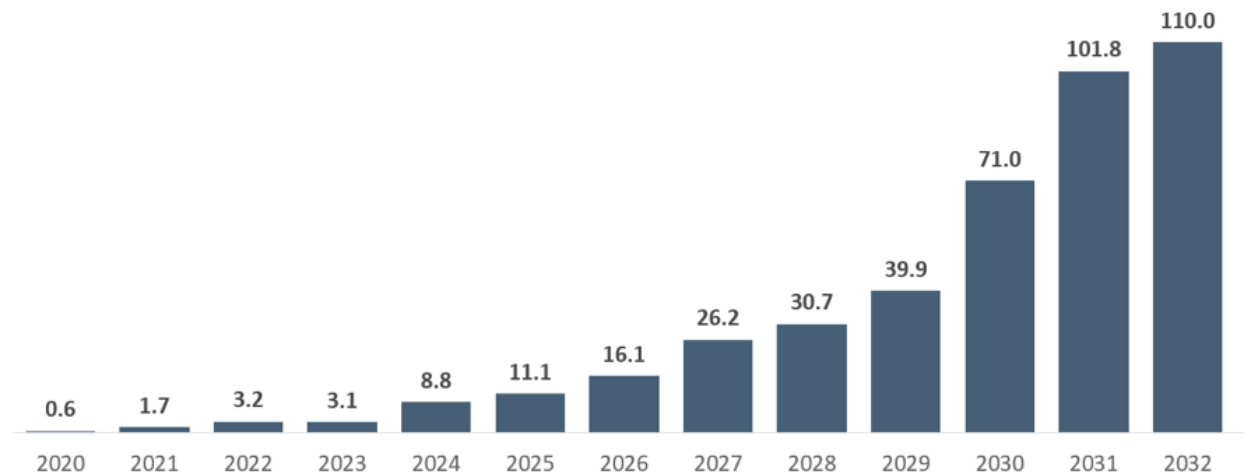
8

PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

As participações governamentais são divididas em receitas com a comercialização da parcela de excedente em óleo da União, royalties pagos à União, estados e municípios e impostos pagos ao governo federal.

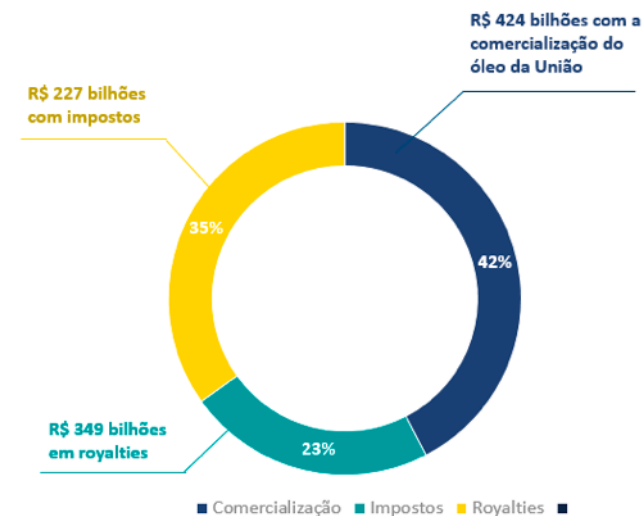
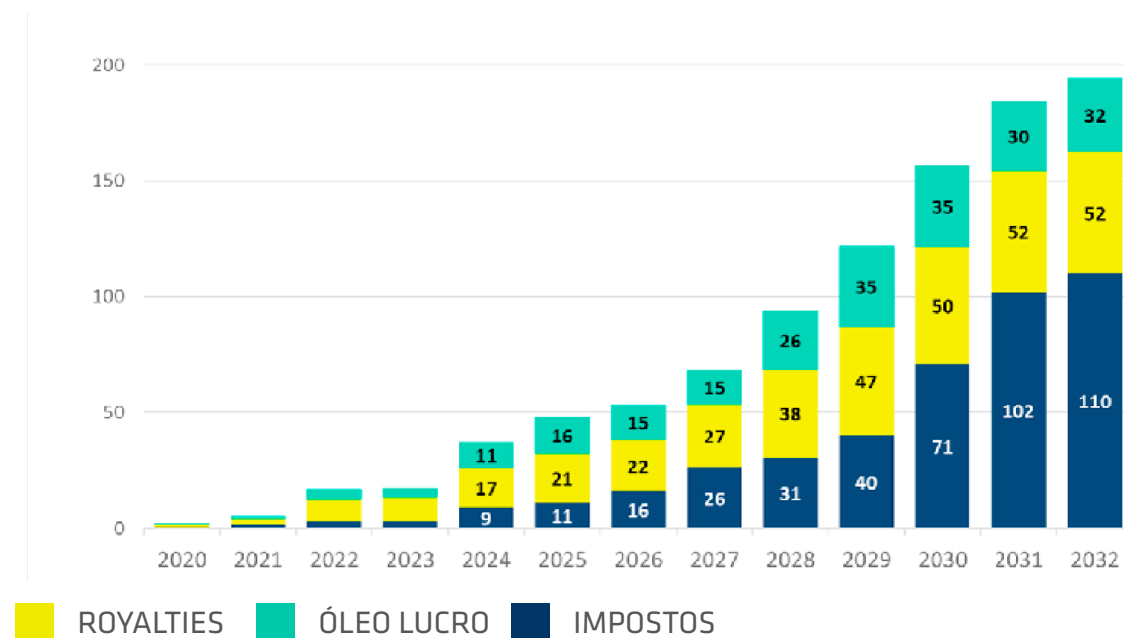
A parcela de óleo e gás da União será comercializada pela Pré-Sal Petróleo. Levando-se em conta um câmbio de US\$ 4 e o preço do barril a US\$ 60, a receita estimada para a União com a venda do óleo é de R\$ 110 bilhões em 2032, quando a produção da União atingirá o pico de produção. Entre 2020 e 2032, a receita total projetada é de R\$ 424 bilhões.

COMERCIALIZAÇÃO DA PARCELA DE ÓLEO E GÁS DA UNIÃO (bilhões de R\$)



Considerando a receita estimada com a comercialização do óleo da União, os royalties a serem pagos por todos os contratos (R\$ 349 bilhões) e os impostos pagos ao governo federal (R\$ 227 bilhões), as participações governamentais alcançarão R\$ 1 trilhão no período 2020-2032.

RECEITA COM A COMERCIALIZAÇÃO DE ÓLEO E GÁS DA UNIÃO (bilhões de R\$)



EXPECTATIVAS DE INVESTIMENTOS

9



Para desenvolver os 17 contratos de partilha de produção contratados entre 2013 e 2019, serão necessários investimentos de R\$ 560 bilhões entre 2020 e 2032.

A estimativa baseia-se na entrada de produção dos FPSOs a serem contratados para os projetos.

Total de investimentos
R\$ 560 bilhões

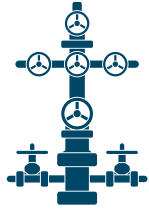
Plataformas de produção
R\$ 196 bilhões

Sistemas submarinos
R\$ 168 bilhões

Poços
R\$ 196 bilhões

10

DEMANDAS PARA A INDÚSTRIA



2500 km de linhas submarinas



474 poços



28 FPSOs

ENTRADA EM PRODUÇÃO DE FPSOs

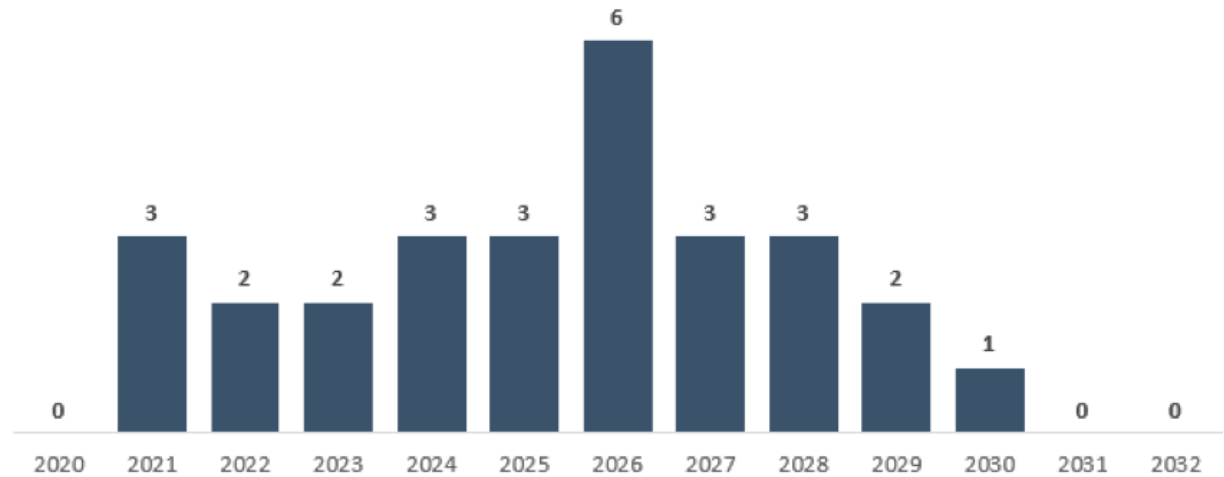


Foto: Jubarte - Bruno Veiga

**Elaboração do estudo**

Assessoria de Planejamento Estratégico da Pré-Sal Petróleo, com a colaboração da Agência epbr

Fontes

Pré-Sal Petróleo

Petrobras

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)

Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP)

Ministério de Minas e Energia (MME)

voltar ao topo



MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



presalpetroleo.gov.br

*Avenida Rio Branco, 01 | 4º andar
Centro, Rio de Janeiro - RJ*