

ESTIMATIVA DE RESULTADOS NOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

NOVEMBRO 2022



Pré-sal Petróleo

SUMÁRIO

1. SOBRE O ESTUDO	3
2. REGIMES FISCAIS	4
3. O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	6
4. OS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	7
5. EMPRESAS QUE ATUAM NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL	8
6. A PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO PRÉ-SAL.....	10
7. COMERCIALIZAÇÃO DAS PARCELAS DA UNIÃO.....	12
8. CICLO DA PARTILHA DE PRODUÇÃO	13
9. METODOLOGIA DO ESTUDO.....	15
10. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DOS CONTRATOS EM REGIME DE PARTILHA	16
11. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DA UNIÃO	18
12. PRODUÇÃO ACUMULADA.....	20
13. RECEITA COM A COMERCIALIZAÇÃO DO ÓLEO DA UNIÃO	21
14. RECEITA COM ROYALTIES E TRIBUTOS	22
15. RECEITAS DESTINADAS AOS COFRES PÚBLICOS	23
16. EXPECTATIVA DE INVESTIMENTOS	25
17. DEMANDAS PARA A INDÚSTRIA.....	26
18. PORTFÓLIO DOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	27
19. EXPEDIENTE.....	47

1. SOBRE O ESTUDO

A Pré-Sal Petróleo (PPSA) é uma empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela gestão dos contratos em regime de partilha de produção. Este estudo é realizado anualmente pela empresa para estimar a produção futura dos contratos de partilha de produção e, desta forma, servir como referência para planejamento e sinalização de demandas para o mercado.

Esta é a quinta edição deste trabalho e, nele, objetiva-se uma projeção do cenário para os próximos 10 anos (2023-2032), com estimativa em dólar e utilizando como referência os preços de petróleo publicados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

2. REGIMES FISCAIS

O Brasil conta com três regimes jurídico-fiscais para a exploração e produção de petróleo e gás natural: o de concessão, o de partilha de produção e o de cessão onerosa. A partilha de produção passou a vigorar no país em 2013 e só é adotada nas operações realizadas no Polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas.

Os regimes de concessão e partilha diferem no modelo e na participação do Estado. Na concessão, todo o petróleo e gás produzidos são adquiridos originariamente pelo concessionário, e o Estado não participa das atividades, limitando-se a regulá-las e fiscalizá-las. As companhias adquirem os blocos em leilões promovidos pela ANP, competindo entre si no valor do bônus oferecido pelas áreas e na oferta de atividades exploratórias (programa exploratório mínimo). A remuneração do Estado se dá pela tributação e pelas participações governamentais.

No regime de partilha de produção, o Estado participa da atividade de exploração e produção, além de regulá-la e fiscalizá-la. No leilão para oferta de áreas, o bônus é fixo e a disputa ocorre pelo percentual de excedente da produção de petróleo e gás natural ofertados à União, isto é, a produção de petróleo descontados o volume de petróleo equivalente aos royalties, aos investimentos e aos custos operacionais.

Por serem consideradas de baixo risco exploratório e por seus elevados potenciais, as áreas localizadas no Polígono do Pré-Sal e/ou quando consideradas estratégicas, são licitadas em regime de partilha de produção. Países como Rússia, Índia, China, Indonésia, Nigéria, Angola e Cazaquistão trabalham com esse regime.

A tabela abaixo demonstra as principais características de cada regime:

CONCESSÃO	PARTILHA DE PRODUÇÃO
Todo o petróleo e gás produzidos são adquiridos originariamente pelo Concessionário.	Parte do petróleo e do gás é adquirida originariamente pelo contratado, e parte é adquirida pelo Estado.
Estado não participa das atividades de E&P, limitando-se a regulá-las e fiscalizá-las.	Estado participa diretamente das atividades de E&P, além de regulá-las e fiscalizá-las.
Remuneração do Estado se dá pela tributação e pelas participações governamentais.	Remuneração do Estado, além da tributação e participações governamentais, provém da comercialização de P&G.

3. O REGIME DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A Pré-Sal Petróleo, instituída também em 2013, é gestora dos contratos de partilha de produção. A empresa zela pelo bom desempenho dos contratos, buscando os melhores resultados para a União e para as empresas envolvidas.

ATIVIDADES USUAIS DA GESTÃO DE CONTRATOS:

Aprovação de **Estratégia e Programa Exploratório**.

Aprovação técnica e econômica do **Plano de Desenvolvimento**.

Aprovação (**EVTE**) dos **Projetos** em cada Fase do desenvolvimento.

Avaliação crítica de **orçamento e programa de trabalho anual**.

Garantia de **competitividade em contratações**.

Monitoramento e auditoria de Projetos e Custos.

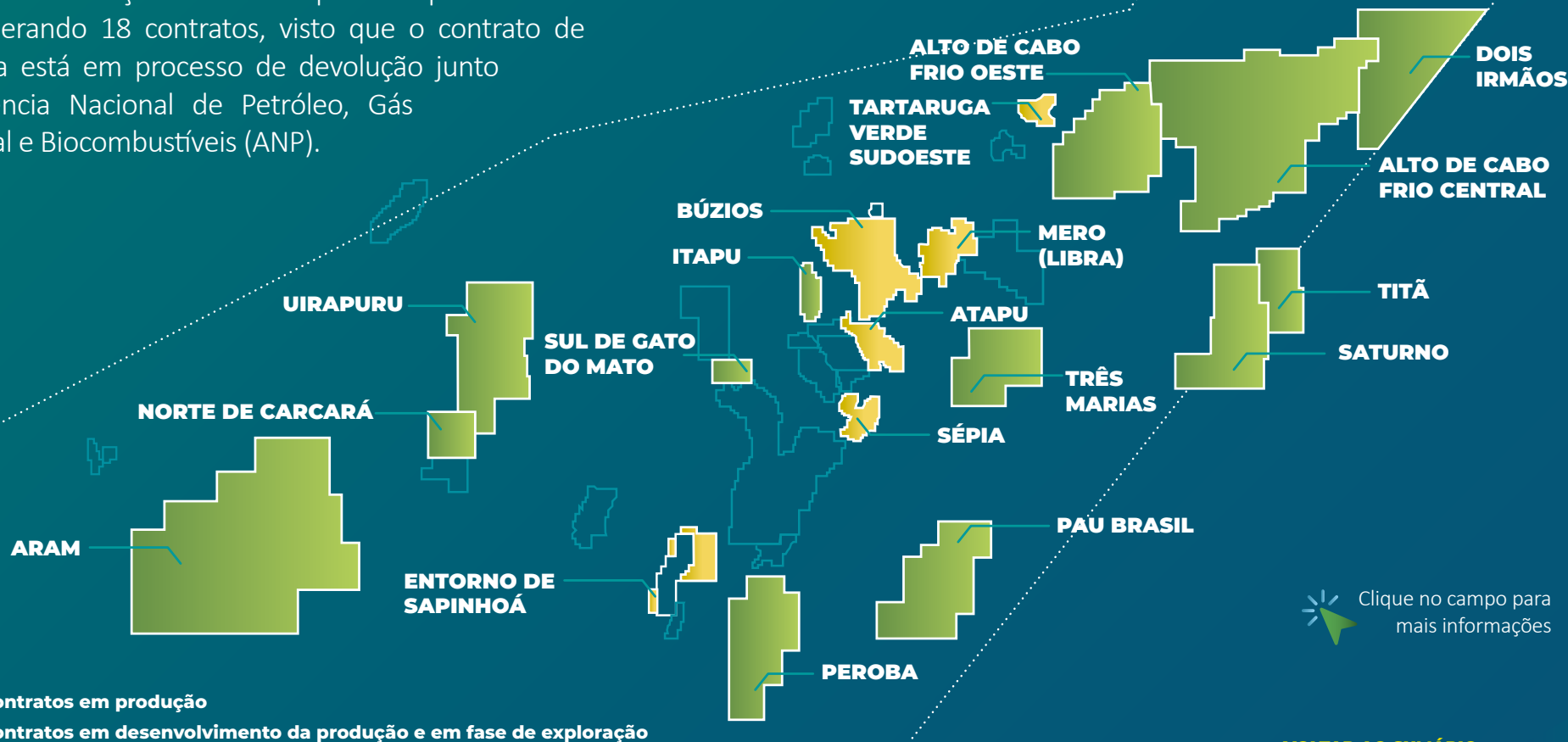
Acompanhamento do **conteúdo local**.

Determinação e estimativas da **produção da União**.

Reconhecimento de custos.

4. OS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

Estão em vigor no Brasil 19 contratos de partilha de produção. Este estudo traça estimativas para os próximos dez anos considerando 18 contratos, visto que o contrato de Peroba está em processo de devolução junto à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).



5. EMPRESAS QUE ATUAM NO POLÍGONO DO PRÉ-SAL
















Os contratos de partilha de produção são explorados por 15 empresas, sendo 5 delas operadoras: Petrobras, Equinor, British Petroleum, Shell Brasil e ExxonMobil.

A Petrobras é a empresa com maior participação nos contratos.

Dos 19 contratos, seis estão em produção.

**CONFIRA O MAPA DE PARTICIPAÇÕES
NA PRÓXIMA PÁGINA**

MAPA DE PARTICIPAÇÕES

Bloco	 Petrobras	 Shell	 Total	 CNPC	 CNOOC	 Ecopetrol	 Repsol	 Equinor	 ExxonMobil	 Petrogal	 BP	 CNODC	 QPI	 Chevron	 Petronas	
Libra	40%	20%	20%	10%	10%											
Sul de Gato do Mato		50%	20%			30%										
Entorno de Sapinhoá	45%	30%					25%									
Norte de Carcará								40%	40%	20%						
Peroba	40%										40%	20%				
Alto de Cabo Frio Oeste		55%			20%								25%			
Alto de Cabo Frio Central	50%										50%					
Uirapuru	30%							28%	28%	14%						
Dois Irmãos	45%							25%			30%					
Três Marias	30%	40%												30%		
Saturno		50%												50%		
Titã									64%				36%			
Pau Brasil					30%	20%					50%					
Sudoeste de Tartaruga Verde	100%															
Búzios	90%				5%							5%				
Itapu	100%															
Aram	80%											20%				
Sépia	30%		28%										21%		21%	
Atapu	52,50%	25%	22,50%													

 Operador do contrato

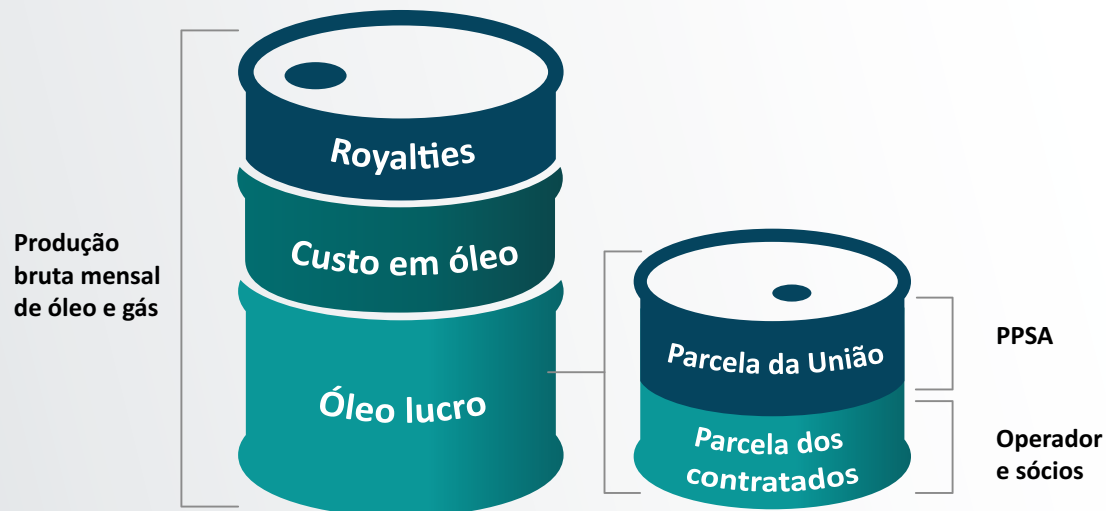
6. A PARTICIPAÇÃO DA UNIÃO NO PRÉ-SAL

A União possui participação em todos os contratos de partilha de produção. A taxa de participação, chamada de excedente em óleo da União, varia a cada contrato. A menor alíquota ofertada à União é de 10,01% no contrato de Tartaruga Verde Sudoeste. A maior é de 80% em Entorno de Sapinhoá.

ÁREA	LIBRA	SUL DE GATO DO MATO	ENTORNO DE SAPINHOÁ	NORTE DE CARCARÁ	PEROBA	ALTO DE CABO FRIO OESTE	ALTO DE CABO FRIO CENTRAL	UIRAPURU	DOIS IRMÃOS	TRÊS MARIAS	SATURNO	TITÃ	PAU-BRASIL	SUDOESTE DE TARTARUGA VERDE	BÚZIOS	ATAPU	ARAM	SÉPIA
EXCEDENTE EM ÓLEO DA UNIÃO OFERTADO	41,65%	11,53%	80%	67,12%	76,96%	22,87%	75,86%	75,49%	16,43%	49,95%	70,20%	23,49%	63,79%	10,01%	23,24%	18,15%	29,96%	37,43%

Para calcular a participação em petróleo e gás da União e dos demais parceiros de cada projeto, desconta-se, do total de produção do campo, o volume de petróleo equivalente aos royalties devidos e aos dispêndios necessários à operação. O excedente em óleo (total de produção menos os volumes correspondentes ao custo em óleo e aos royalties devidos) é, então, repartido entre as empresas participantes do consórcio e a União, considerando a percentual base definido no leilão (sabendo-se que esse valor varia em função do preço do petróleo e da vazão média de óleo por poço).

Este estudo estima o volume total a ser produzido no país pelos 18 contratos e, também, a quantidade de óleo prevista para a União com base nas alíquotas de excedente em óleo de cada contrato, além de outras variáveis descritas na metodologia do estudo.



SAIBA MAIS

Conheça o nosso e-Book “Entendendo o processo de reconhecimento de custos”:

https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/04/Ebook_PPSA_Reconhecimento-de-Custos_Mod06-04.pdf

7. COMERCIALIZAÇÃO DAS PARCELAS DA UNIÃO

Cabe à PPSA comercializar as parcelas de petróleo e gás natural a que a União tem direito nos contratos. As cargas da União estão sendo comercializadas desde 2018 por meio de leilões ou venda direta.

A partir da produção estimada de petróleo da União até 2032, este estudo aponta a expectativa de receita para a mesma com a comercialização das cargas. Todos os recursos oriundos da comercialização são encaminhados diretamente ao Tesouro Nacional.

SAIBA MAIS

Veja em nosso Painel Interativo as cargas comercializadas para a União:
<https://www.presalpetroleo.gov.br/painel-interativo/>



8. CICLO DA PARTILHA DE PRODUÇÃO

Com base no entendimento do regime de partilha de produção e da atuação da PPSA, confira abaixo o Ciclo do Regime de Partilha de Produção.



O ESTUDO

9. METODOLOGIA DO ESTUDO

Todas as projeções foram realizadas por meio do Modelo Econômico de Exploração e Produção de Petróleo e Gás desenvolvido na PPSA.

O preço do petróleo foi estimado de acordo com o cenário de referência da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) de outubro/2022.

Para a data do primeiro óleo e curva de produção, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes e estimativas da equipe técnica da PPSA, tendo como análogo um projeto típico do pré-sal.

Para investimentos e custos, foram considerados os Planos de Desenvolvimento existentes e estimativas da equipe técnica da PPSA, tendo como análogo um projeto típico do pré-sal.

Considerou-se a utilização de FPSOs com capacidade de produção de óleo de até 225 mil barris/dia, a depender do porte do projeto implantado. Os investimentos nas FPSOs foram aportados nos três anos anteriores ao primeiro óleo e no ano do primeiro óleo.

Para cálculo da quantidade de poços, considerou-se um poço produtor para cada 24 mil barris de capacidade do FPSO. Para cada poço produtor, considerou-se um poço injetor. Foi considerado um poço exploratório por projeto. Poços e subsea têm seus investimentos rateados entre os anos de início da produção e no ano seguinte.

Para cálculo de arrecadação para a União, foi considerada a alíquota de oferta de excedente em óleo da União de cada contrato e o limite de recuperação de custo em óleo.

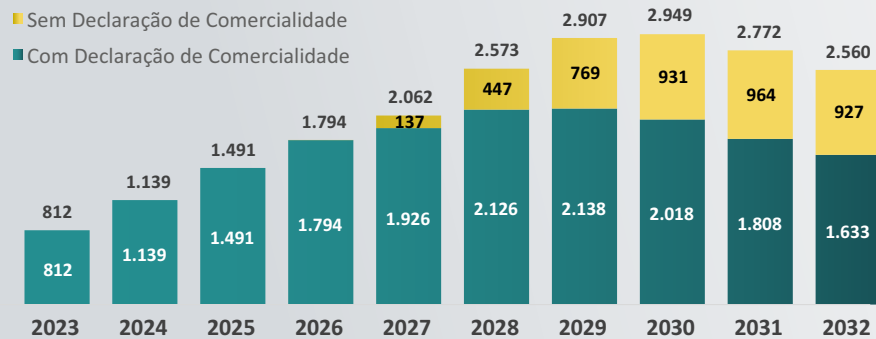
10. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DOS CONTRATOS EM REGIME DE PARTILHA

É estimado um crescimento significativo para a produção dos contratos em regime de partilha nos próximos anos, atingindo o pico em 2030, com a produção média de **2,9 milhões de barris por dia (bpd) de petróleo**. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a produção nacional esperada para o ano de 2030, ano de pico do regime de partilha de produção, é **5,3 milhões de bpd**. Desta forma, a produção em regime de partilha representará mais da metade da produção total do país.

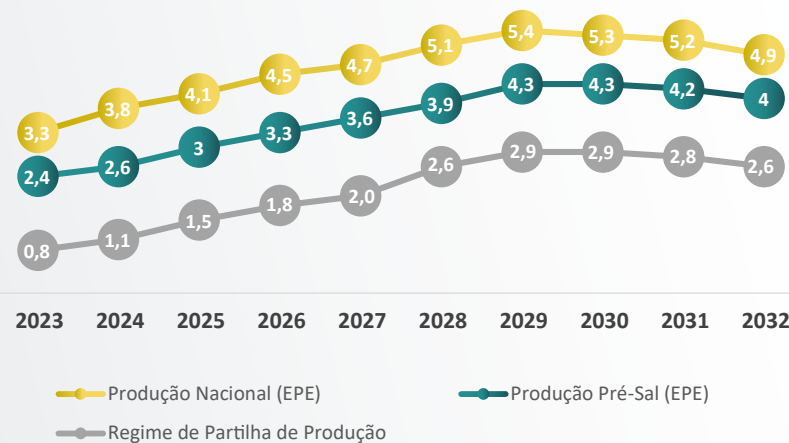
Se observada a projeção estimada apenas para o pré-sal neste mesmo ano, **de 4,3 milhões de bpd**, os projetos em regime de partilha de produção representarão 2/3 do total naquele ano.

Ao longo dos próximos dez anos, aproximadamente 80% da produção virão de projetos com reservas já descobertas.

ÓLEO PRODUZIDO SOB REGIME DE PARTILHA (Em milhares de barris por dia)



PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (Em milhões de barris por dia)



Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2032

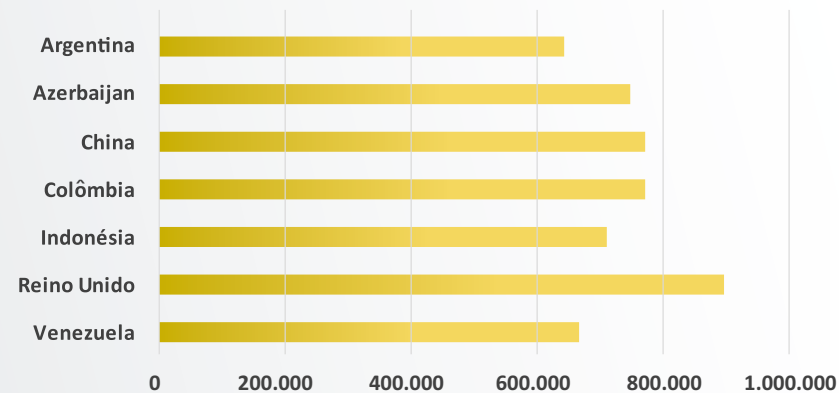
11. PRODUÇÃO MÉDIA DIÁRIA DA UNIÃO

A produção estimada para a parcela de petróleo da União, calculada a partir da alíquota de oferta de excedente em óleo da União de cada contrato e do limite de recuperação de custo em óleo de cada área, apresentará crescimento contínuo até 2031, quando alcança o pico com **920 mil bpd**, o equivalente a mais de 40 vezes a produção média anual de 2022 (**22 mil bpd** até setembro). Para fins de comparação, o volume estimado para a produção diária da União em 2031 é superior à média diária registrada em 2021 por países como Argentina, Venezuela, Colômbia, China, Azerbaijan e Reino Unido, de acordo com o BP Statistical Review of World Energy 2022.

ÓLEO LUCRO DA UNIÃO TOTAL (Em milhares de barris por dia)



PRODUÇÃO PAÍSES EM 2021 (Barris por dia)

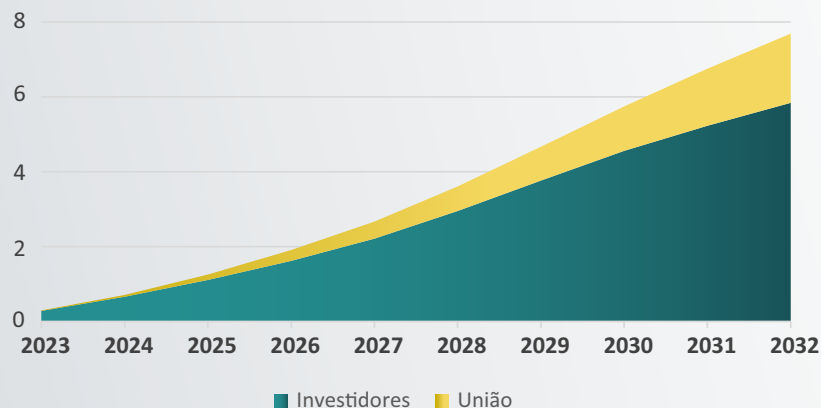


Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2022

12. PRODUÇÃO ACUMULADA

Até 2032, os contratos terão uma produção acumulada de **7,7 bilhões de barris de petróleo**.
Desse total, a parcela acumulada da União será de **1,9 bilhão de barris**.

BARRIS ACUMULADOS (BILHÃO US\$)



13. RECEITA COM A COMERCIALIZAÇÃO DO ÓLEO DA UNIÃO

Considerando a produção de 1,9 bilhão de barris pertencentes à União até 2032, a receita projetada com a comercialização desse volume é de **US\$ 157 bilhões** no período.

O crescimento da receita da União com a comercialização do petróleo será quase contínuo ao longo dos próximos dez anos, iniciando de uma estimativa de **US\$ 1,8 bilhão em 2023**, atingindo o pico de **US\$ 29,4 bilhões em 2031** e registrando **US\$ 28,8 bilhões em 2032**. Todos os recursos serão destinados ao Tesouro Nacional.

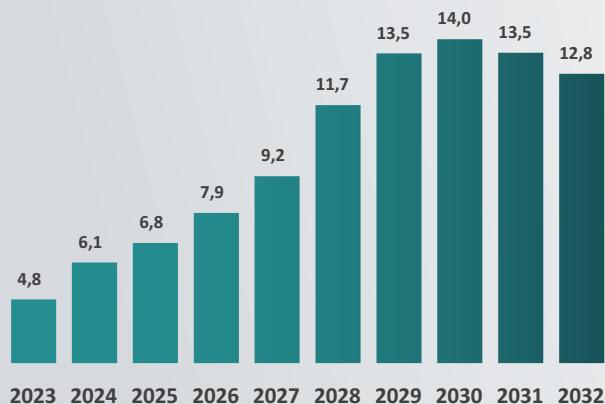


14. RECEITA COM ROYALTIES E TRIBUTOS

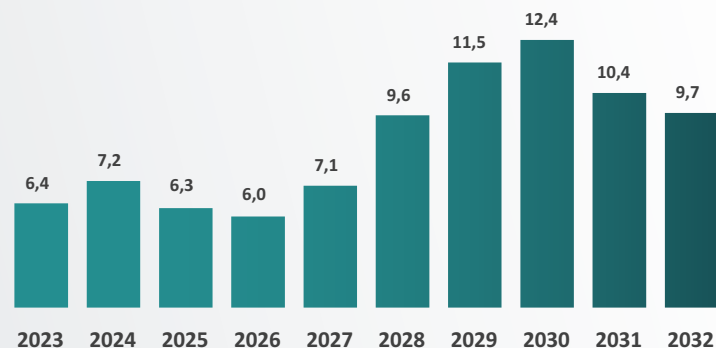
Os royalties são uma compensação financeira devida à União aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios beneficiários pelas empresas que produzem petróleo e gás natural no território brasileiro. No regime de partilha de produção, incide uma alíquota de 15% de royalties sobre o valor da produção, divididos entre a União (22%), Estados e Distrito Federal (46,5%) e municípios (31,5%).

As empresas produtoras também recolhem Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL). Ao longo dos próximos 10 anos deverão ser arrecadados **US\$ 100 bilhões** com royalties e **US\$ 87 bilhões** em tributos federais.

RECEITA COM ROYALTIES (BILHÃO US\$)



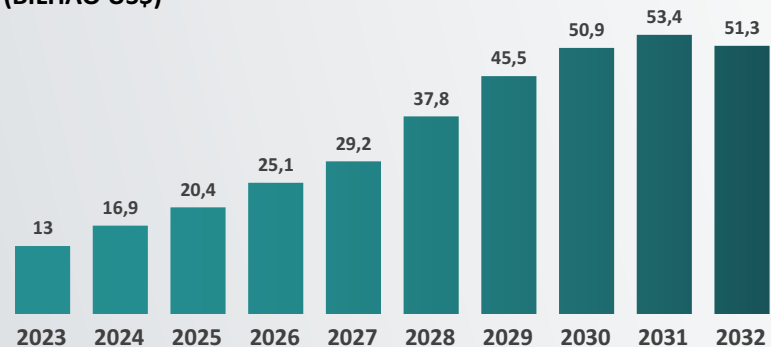
RECEITA COM TRIBUTOS (BILHÃO US\$)



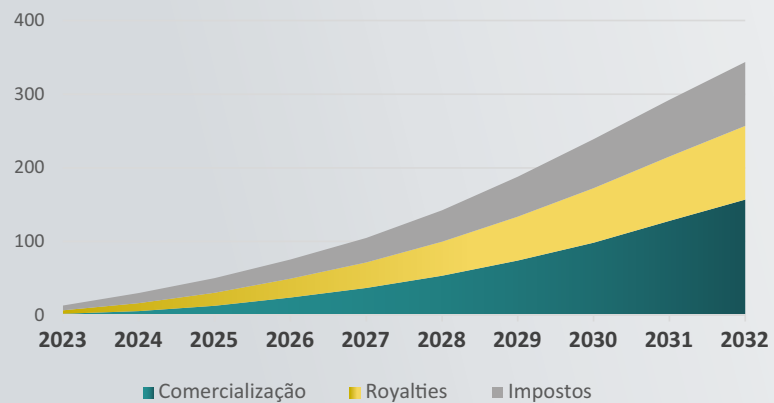
15. RECEITAS DESTINADAS AOS COFRES PÚBLICOS

Considerando os montantes estimados com a comercialização do óleo da União sob a gestão da PPSA, os royalties advindos da produção em regime de Partilha de Produção e os tributos recolhidos pelas empresas produtoras, o total de recursos destinados aos cofres públicos poderá alcançar cerca de **US\$ 344 bilhões** no período 2023-2032. A maior parcela virá da comercialização do petróleo da União.

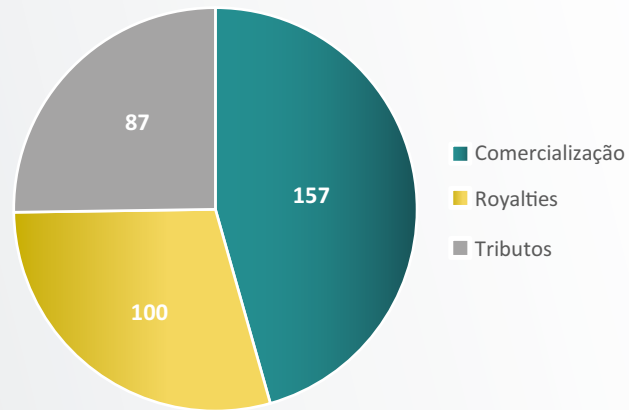
RECEITA COFRES PÚBLICOS
(BILHÃO US\$)



RECEITA ACUMULADA PARA OS COFRES PÚBLICOS (BILHÃO US\$)

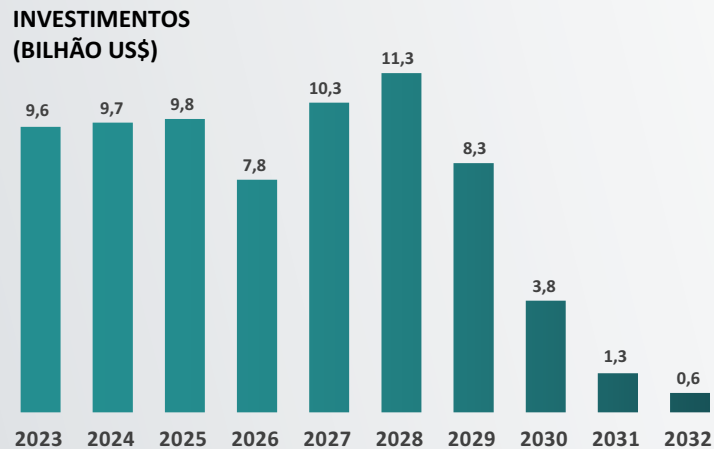


RECEITA ACUMULADA 2023-2032 (BILHÃO US\$)



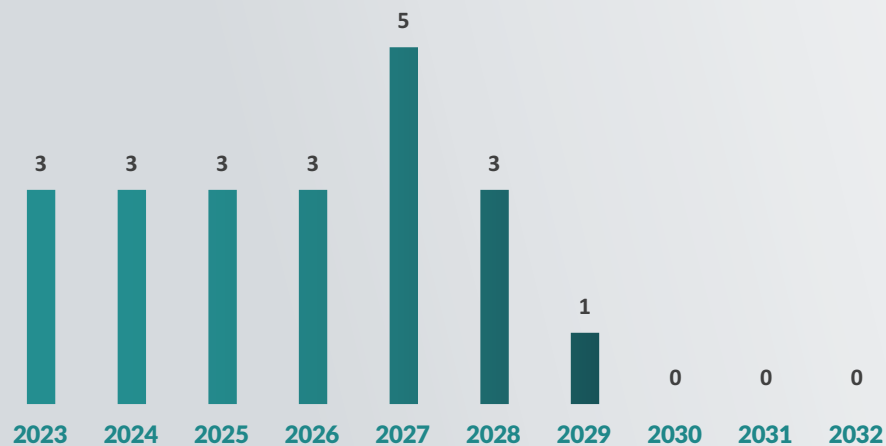
16. EXPECTATIVA DE INVESTIMENTOS

Para desenvolver os contratos de partilha de produção, serão investidos **US\$ 72,4 bilhões** entre 2023 e 2032, com pico em 2028.

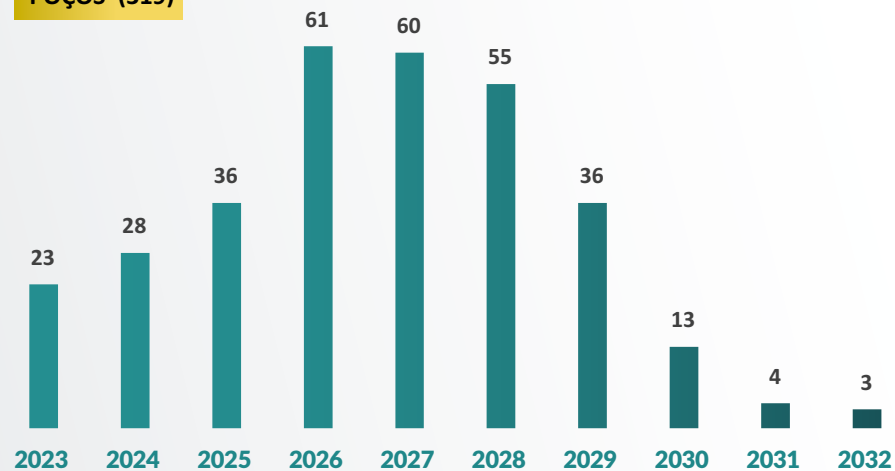


17. DEMANDAS PARA A INDÚSTRIA

FPSOs (21)



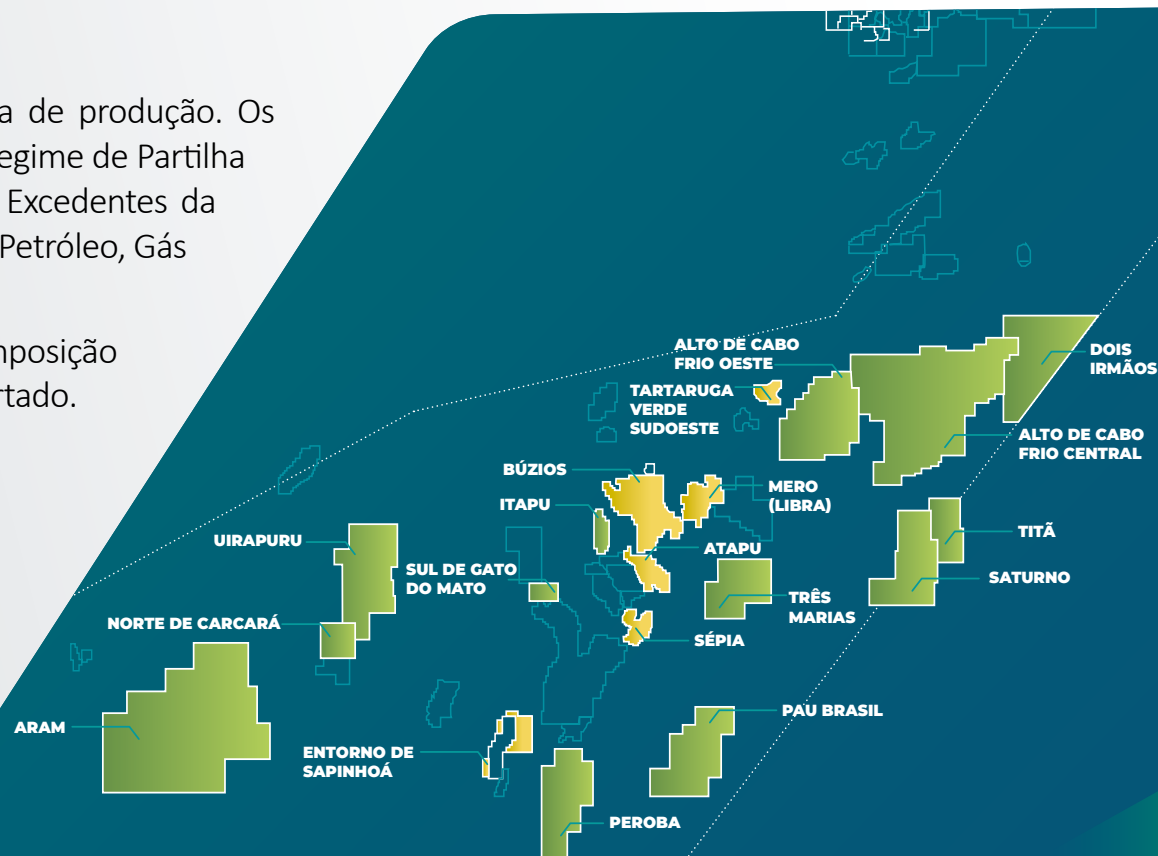
POÇOS (319)



18. PORTFÓLIO DOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

A Pré-Sal Petróleo faz a gestão de 19 contratos de partilha de produção. Os contratos são provenientes de seis Rodadas de Licitação de Regime de Partilha de Produção e de duas Rodadas de Licitação dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa, todas promovidas pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Na sequência, apresentamos os 19 contratos, com sua composição acionária, localização e percentual de excedente em óleo ofertado.



CONTRATOS EM PRODUÇÃO

MERO (LIBRA)

Bacia – Santos

Rodada – 1

Ano – 2013

Data da assinatura do contrato – 2/12/2013

Bônus de assinatura - **R\$ 15 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **41,65%**



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO Pioneiro de Libra	50	01/11/2017
FPSO Guanabara	180	30/04/2022

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



20%



20%



10%



10%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

BÚZIOS

Bacia – Santos

Rodada – Primeira Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/3/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 68,194 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **23,24%**

**Composição do consórcio em dezembro de 2021.*

EMPRESAS CONSORCIADAS



85%



10%



5%



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO P-74	150	6	01/04/2018
FPSO P-75	150	6	11/11/2018
FPSO P-76	150	6	01/02/2019
FPSO P-77	150	6	01/09/2019

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

TARTARUGA VERDE SUDOESTE

Bacia – Campos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **10,01%**



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
Cidade dos Campos dos Goytacazes	150	5	01/12/2018

EMPRESA CONSORCIADA



100%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

ENTORNO DE SAPINHOÁ

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/1/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 200 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **80%**

Fase - produção



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	CAPACIDADE GÁS (mm3/dia)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO Cidade de São Paulo	120	5	01/11/2018
FPSO Cidade de Ilha Bela	150	6	01/11/2018

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



30%



25%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

ATAPU

Bacia – Santos

Rodada – VECO2

Ano – 2021

Data da assinatura do contrato – 27/02/2022

Bônus de assinatura - **R\$ 4,002 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **31,68%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



52,5%



25%



22,5%



1
FPSO

FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO P-70	150	01/05/2022

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM PRODUÇÃO

SÉPIA

Bacia – Santos

Rodada – VECO2

Ano – 2021

Data da assinatura do contrato – 27/02/2022

Bônus de assinatura - **R\$ 7,138 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **37,43%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



28%



21%



21%



FPSOS	CAPACIDADE ÓLEO (mil bbl/d)	INÍCIO DA PRODUÇÃO
FPSO Carioca	180	01/05/2022

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

**CONTRATOS EM
DESENVOLVIMENTO
DA PRODUÇÃO**



**NORTE DE
CARCARÁ**

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **67,12%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



40%



20%

**VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

CONTRATOS EM DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO



ITAPU

Bacia – Santos

Rodada – VECO1

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/03/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 1,766 bilhão**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **18,15%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



100%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO



SUL DE GATO DO MATO

Bacia – Santos

Rodada – 2

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **11,53%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



30%



20%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**



ALTO DE CABO FRIO CENTRAL

Bacia – Campos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 500 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **75,86%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



50%

**VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO



UIRAPURU

Bacia – Santos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 2,650 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **75,49%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



28%



28%



14%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**



ALTO DE CABO FRIO OESTE

Bacia – Santos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 350 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **22,87%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



55%



25%



20%

**VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**



TRÊS MARIAS

Bacia – Santos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 100 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **49,95%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



30%



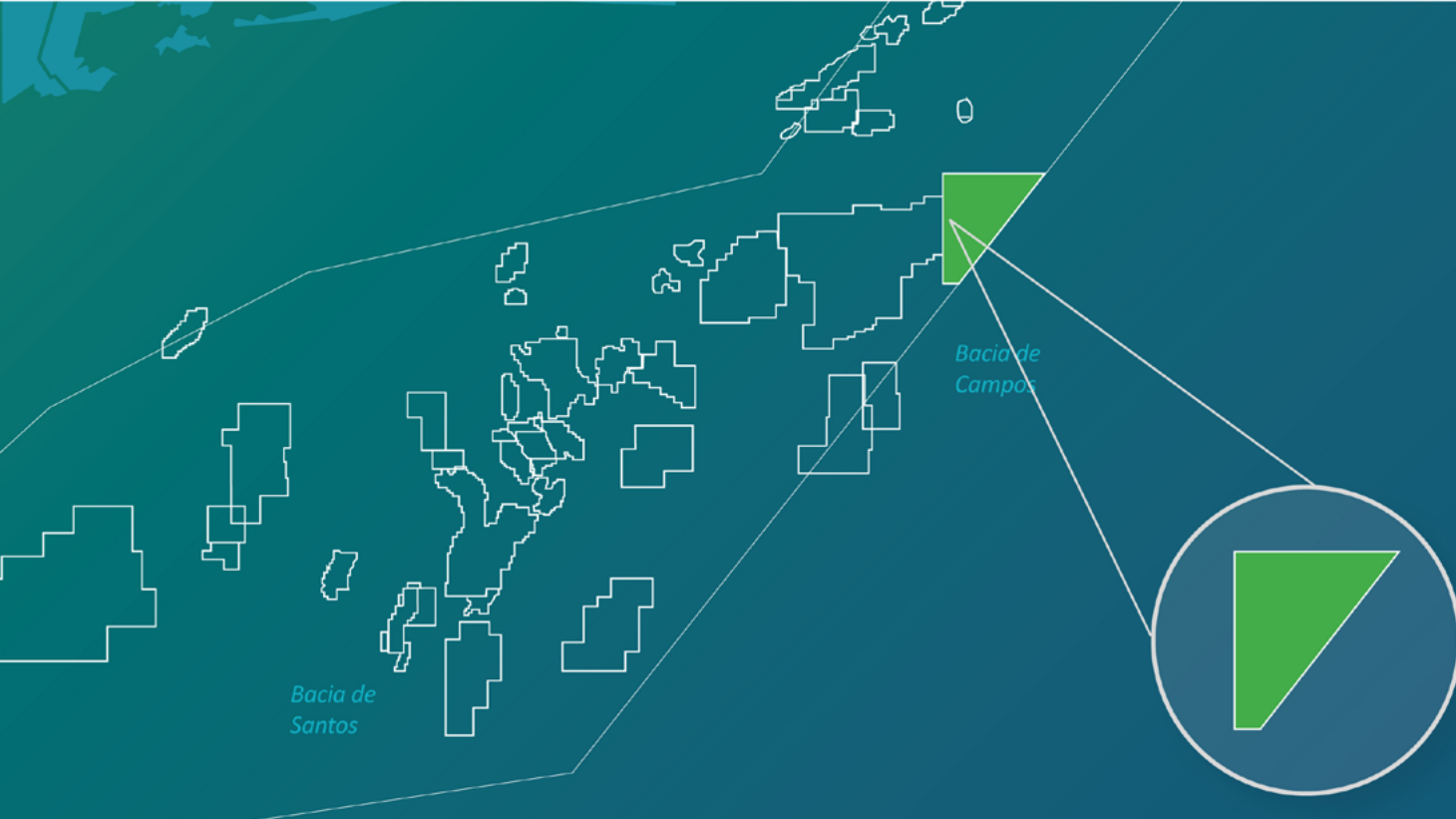
40%



30%

**VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**



DOIS IRMÃOS

Bacia – Campos

Rodada – 4

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 400 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **16,43%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



30%



25%

**VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO



SATURNO

Bacia – Santos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3,125 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **70,20%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



45%



45%



10%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO



TITÃ

Bacia – Campos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 3,125 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **23,49%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



64%



36%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

**CONTRATOS EM FASE
DE EXPLORAÇÃO**



PAU BRASIL

Bacia – Santos

Rodada – 5

Ano – 2018

Data da assinatura do contrato – 17/12/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 500 milhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **63,79%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



50%



30%



20%

**VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS
DE PARTILHA DE PRODUÇÃO**

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO



ARAM

Bacia – Santos

Rodada – 6

Ano – 2019

Data da assinatura do contrato – 30/03/2020

Bônus de assinatura - **R\$ 5,05 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **29,96%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



80%



20%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

CONTRATOS EM FASE DE EXPLORAÇÃO



PEROBA

Contrato em devolução

Bacia – Santos

Rodada – 3

Ano – 2017

Data da assinatura do contrato – 31/01/2018

Bônus de assinatura - **R\$ 2 bilhões**

Percentual de excedente em óleo ofertado – **76,96%**

EMPRESAS CONSORCIADAS



40%



40%



20%

[VOLTAR A PÁGINA DE CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO](#)

19. EXPEDIENTE

ELABORAÇÃO DO ESTUDO:

Assessoria de Planejamento Estratégico da Pré-Sal Petróleo

FONTES:

Equipe técnica da Pré-Sal Petróleo

Planos de Desenvolvimento dos Contratos de Partilha de Produção Contratos de Partilha de Produção

Cenário de referência de preços de petróleo da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)



www.presalpetroleo.gov.br