



# **E-book** Entendendo os volumes excedentes da Cessão Onerosa

## Sobre o e-book

A Pré-Sal Petróleo (PPSA) é uma empresa pública federal, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pela gestão dos contratos de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em regime de Partilha de Produção<sup>1</sup>, pela representação da União nos Acordos de Individualização da Produção, envolvendo áreas não contratadas internas à área do pré-sal e áreas estratégicas, e pela gestão da comercialização dos hidrocarbonetos da União.

**Este e-book<sup>2</sup> é o segundo de uma série que pretende esclarecer a atuação da PPSA, como representante da União, na exploração, produção e comercialização de petróleo e gás natural no pré-sal brasileiro.**

<sup>1</sup> Lei nº 12.351/2010, art. 2º, inciso I: “Partilha de Produção: regime de exploração e produção de petróleo, gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos no qual o contratado exerce, por sua conta e risco, as atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção e, em caso de descoberta comercial, adquire o direito à apropriação do custo em óleo, do volume da produção correspondente aos royalties devidos, bom como de parcela do excedente em óleo, na proporção, condições e prazos estabelecidos em contrato.”

<sup>2</sup> Acesse o primeiro em: [https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2021/09/e-book\\_ppsa\\_vol1\\_20\\_05\\_21-1.pdf](https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2021/09/e-book_ppsa_vol1_20_05_21-1.pdf)

## Introdução

---

Desde 2014, com a publicação da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) nº 01/2014, vem sendo discutido, no âmbito do governo federal, o aproveitamento dos denominados volumes excedentes da Cessão Onerosa.

Em 2019, o assunto ganhou destaque com a realização do primeiro leilão dos volumes excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção. Na ocasião, foram arrematados, entre os quatro blocos ofertados, os de Búzios e Itapu, arrecadando-se um montante de R\$ 69,9 bilhões apenas em Bônus de Assinatura. Duas das áreas ofertadas, Sépia e Atapu, não obtiveram propostas e foram objeto de um novo leilão realizado em dezembro de 2021, tendo sido arrematadas por um montante de R\$ 11,1 bilhões.

**Este e-book pretende esclarecer as principais dúvidas sobre o tema, de forma simplificada e didática.**

## O que são os regimes de Concessão e Partilha de Produção?

A Concessão e a Partilha de Produção são regimes jurídico-fiscais de exploração e produção de petróleo e gás natural que se diferenciam, basicamente, pelo grau de interferência estatal nas operações e pela forma como se dá a apropriação originária da propriedade dos hidrocarbonetos extraídos.

No regime de Concessão brasileiro, todo o petróleo e o gás natural produzidos são adquiridos originariamente pelo Concessionário. O Estado não participa das operações, limitando-se a regulá-las e fiscalizá-las. As *oil companies* adquirem os blocos em leilões promovidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), ofertando valores ponderados de Bônus de Assinatura e Programa Exploratório Mínimo. A remuneração do Estado se dá pela tributação e pelo pagamento de participações governamentais.

No regime de Partilha de Produção do Brasil, o petróleo e o gás natural produzidos são partilhados, originariamente, entre o Estado e as *oil companies*. O Estado participa, sem investir ou correr risco, das atividades de exploração e produção, além de regulá-las e fiscalizá-las. Na licitação para oferta de áreas, o Bônus de Assinatura é fixo, sendo vencedor o licitante que ofertar o maior percentual de Excedente em Óleo para a União. A remuneração do Estado se dá pela tributação, pelo pagamento de participações (receitas) governamentais e pela comercialização da parcela do Excedente em Óleo a que a União tem direito.

## O que é a Cessão Onerosa?

*Conforme definido no contrato de Cessão Onerosa, “Cessão Onerosa: significa o negócio jurídico por meio do qual a Cedente transmite, de modo oneroso, à Cessionária o exercício das atividades de pesquisa e lavra de Petróleo, de Gás Natural e de outros Hidrocarbonetos Fluidos, nos termos da Lei nº 12.276, de 2010.”*

Em outras palavras, a Cessão Onerosa é um regime jurídico-fiscal que, fugindo à regra geral da realização de licitações, conferiu diretamente à Petrobras a titularidade de direitos de exploração e produção de petróleo e gás natural em sete blocos situados na área do pré-sal. Esses direitos, no entanto, são limitados a um volume de cinco bilhões de barris de petróleo equivalente recuperáveis. Em contrapartida, a Petrobras obrigou-se a efetuar o pagamento, preferencialmente em títulos da dívida pública mobiliária federal, de um montante inicialmente previsto em R\$ 74,81 bilhões<sup>3</sup>.

Os blocos originais cedidos à Petrobras com seus respectivos volumes foram os seguintes:

(Tabela 1):

BLOCO	CAMPO	VOLUME DA CESSÃO ONEROSA (MM BOE)	
		INICIAL	REVISADO
Florim	Itapu	467	350
Franco	Búzios	3058	3150
Sul de Guará	Sul de Sapinhoá	319	0
Entorno de Iara	Atapu	600	550
	Norte de Berbigão e Sul de Berbigão		80
	Norte de Sururu e Sul de Sururu		20
Sul de Tupi	Sul de Tupi	128	350
Nordeste de Tupi	Sépia	428	500
Peroba	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>5000</b>	<b>5000</b>

O Contrato de Cessão Onerosa, assinado em setembro de 2010, tem vigência de 40 anos prorrogáveis por mais cinco. As Partes são a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Economia (na época da celebração, Ministério da Fazenda) e a Petrobras, na qualidade de Cessionária.

## O que são os volumes excedentes da Cessão Onerosa?

Com a evolução dos estudos realizados pela Petrobras e o exercício do poder fiscalizatório por parte da ANP nos blocos onerosamente cedidos, foi detectada a **existência de um volume substancialmente superior aos cinco bilhões de barris recuperáveis de petróleo equivalente inicialmente contratados em regime de Cessão Onerosa**. Esses volumes adicionais passaram a ser designados volumes excedentes da Cessão Onerosa.

Entretanto, a Lei nº 12.276/2010 não previu a hipótese de que o volume de petróleo e gás recuperável nos blocos contratados em regime de Cessão Onerosa fosse superior ao estipulado como o máximo a ser produzido. Criou-se, por conseguinte, a inusitada situação da existência de reservatórios geológicos de altíssima produtividade e rentabilidade, mas cujos direitos de produção foram limitados a um volume significativamente inferior ao neles acumulados.

Fez-se necessária, então, a criação de mecanismos regulatórios que viabilizassem a produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, sem prejuízo, porém, dos direitos adquiridos pela Petrobras com a outorga do Contrato de Cessão Onerosa.

## Por que os volumes excedentes da Cessão Onerosa são contratados em regime de Partilha de Produção?

O art. 3º da Lei nº 12.351/2010 determina que a exploração e produção de petróleo e gás natural na área do pré-sal e em áreas estratégicas deverão ser contratadas em regime de Partilha de Produção.

Evidentemente, foram preservados os contratos de exploração e produção relativos às áreas que, à época da publicação da Lei nº 12.351/2010, já eram contratadas em regime de Concessão. Além disso, foram mantidas as áreas já outorgadas à Petrobras em regime de Cessão Onerosa pela Lei nº 12.276/2010 e pelo contrato de Cessão Onerosa, celebrado em setembro de 2010.

Não obstante, o contrato de Cessão Onerosa, como frisado, é limitado à produção do limite legal de cinco bilhões de barris recuperáveis de petróleo equivalente. Desse modo, os volumes excedentes da Cessão Onerosa, por se situarem na área do pré-sal, nos mesmos reservatórios em que se localizam os volumes contratados em regime de Cessão Onerosa, precisam, obrigatoriamente, ser contratados em regime de Partilha de Produção.

## Então o volume excedente da Cessão Onerosa está sendo produzido na mesma área geográfica em que os cinco bilhões de barris de petróleo foram contratados em regime de Cessão Onerosa?

Sim. A Produção ocorre na mesma área, compartilhando-se, inclusive, toda a infraestrutura de desenvolvimento e produção. Cuida-se de um novo formato, adaptado à singularidade do regime de Cessão Onerosa, que prevê a produção conjunta de hidrocarbonetos em uma mesma área, porém, com contratos de exploração e produção distintos (Cessão Onerosa e Partilha de Produção). Este cenário ensejou a criação de um novo instituto jurídico, o da Coparticipação. O Acordo de Coparticipação é definido pela Portaria MME nº 265/2019, como “o acordo celebrado entre o contratado do contrato de Partilha de Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, a Cessionária do contrato de Cessão Onerosa e a PPSA, na qualidade de Interveniente Anuente, para desenvolvimento e produção unificados na Área Coparticipada.”

## E como funciona a Coparticipação?

Assim como a unitização (Individualização da Produção), a **Coparticipação visa à produção conservativa dos recursos petrolíferos acumulados em Jazidas que sejam objeto de mais de um contrato de exploração e produção de petróleo e gás natural**. Para afastar a produção concorrencial (depredatória) entre a Cessionária e os Contratados em regime de Partilha de Produção, a Coparticipação obriga os interessados a unificarem suas operações, elegendo um único Operador para executá-las.

Embora guarde semelhanças com a unitização, a Coparticipação com ela não se confunde. Não, há, por exemplo, extensão da Jazida Compartilhada para uma outra área, fato gerador da Individualização da Produção (Lei nº 12.351/2010, art. 33, caput), uma vez que ambos os contratos (Cessão Onerosa e Partilha de Produção) têm idêntico limite geográfico. Ademais, o volume a ser apropriado em regime de Cessão Onerosa é fixo, o cálculo das Parcelas de Participação é feito com base no volume recuperável de petróleo equivalente e a PPSA, nos Acordos de Coparticipação, comparece na condição de Interveniente Anuente.

Pode-se entender a Coparticipação como uma espécie de unitização no tempo: os volumes excedentes da Cessão Onerosa, que seriam produzidos posteriormente aos volumes contratados em regime de Cessão Onerosa, passam, através da Coparticipação, a ser produzidos concomitantemente.

## O que são as Parcelas de Participação e como são calculadas?

As Parcelas de Participação correspondem ao percentual do Contrato de Cessão Onerosa e dos contratos de Partilha de Produção nos direitos e obrigações da Área Coparticipada. Ou seja, tanto a apropriação originária da produção conjunta (coparticipada), quanto o pagamento dos investimentos e custeio do desenvolvimento e da produção da Jazida Coparticipada, são divididos, entre os contratos, com base nas Parcelas de Participação calculadas.

Para fixarem as Parcelas de Participação, Cessionária e Contratadas realizam estudos que envolvem as áreas de geologia, geofísica e engenharia do petróleo a partir de uma base de dados comum, definindo o volume de petróleo e gás natural recuperável, que, em um determinado momento, será apropriado em cada um dos regimes. Especificamente no caso dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, as Parcelas de Participação são calculadas com base no volume recuperável (volume de petróleo e gás natural) a ser produzido durante o curso do Acordo de Coparticipação. O mesmo raciocínio se aplica à divisão dos gastos a serem arcados pelas Partes coparticipantes.

## Por que a PPSA é Interveniente Anuente nos Acordos de Coparticipação?

A PPSA é Gestora e não é Parte nos contratos de Partilha de Produção, pois como Partes se apresentam a União, na qualidade de Contratante, e a licitante vencedora do processo de outorga de direitos relativos a execução de atividades de Exploração e Produção de Petróleo e de Gás Natural realizada pela ANP, na qualidade de Contratada.

Nos contratos de Partilha de Produção, a Participação (work interest) refere-se a percentual detido somente pelo Contratado nos direitos e obrigações que lhe cabe, incluindo os custos e os investimentos necessários à execução do contrato. Ocupando a posição de Contratante, a Participação da União no contrato de Partilha de Produção é zero, tendo o seu direito a parcela da Produção assegurado pelo Excedente em Óleo da União. Por sua vez, a Coparticipação é firmada pelos detentores de direitos de Exploração e Produção de Petróleo e de Gás Natural das áreas envolvidas no referido instituto, de forma que a União não é Parte e também não possui Participação nesse ajuste.

Pelo fato de a União não ser Parte nem deter Participação nos Acordos de Coparticipação, a PPSA, atuando como sua representante em razão da qualidade de Gestora no contrato de Partilha de Produção, não tem direito a voto no comitê decisório que exerce a governança desse Acordo. Entretanto, o interesse da União nos Acordos de Coparticipação é indiscutível, uma vez que deles depende o volume de Excedente em Óleo a que a União terá direito de se apropriar.

Portanto, a condição de Interveniente Anuente da PPSA nos Acordos de Coparticipação decorre da existência do interesse público envolvido na Coparticipação, não obstante nele inexistir Participação da União. Assim, representando a União, a PPSA participa (intervém) de todas as etapas das negociações dos Acordo de Coparticipação e manifesta (anui) ou não sua concordância com os seus termos, pois detém um legítimo e incontestável interesse no seu resultado.

## As Parcelas de Participação inicialmente negociadas vigoram por toda a vigência dos Acordos de Coparticipação?

Não necessariamente. Em periodicidade determinada no Acordo de Coparticipação, serão realizadas Redeterminações, que são procedimentos de revisão das Parcelas de Participação antes acordadas. Com a evolução do conhecimento geológico da Área Coparticipada e dos resultados e informações obtidos no decorrer da produção, as Partes e a Interveniente Anuente elegem uma nova base comum de dados e renegociam as Parcelas de Participação. Caso estes percentuais sejam alterados, procede-se a uma equalização de gastos e volumes tendo em vista os gastos e a produção já ocorridos.

## O que mais consta no Acordo de Coparticipação?

O art. 3º da Portaria MME nº 265/2019 estipula as informações mínimas que devem estar contidas nos Acordos de Coparticipação:

- Identificação da Área Coparticipada
- Definição do Operador da Área Coparticipada
- Divisão dos direitos e obrigações das Partes que envolvam a União e o interesse público
- Participações das Partes
- Possibilidades de alteração das Participações (Redeterminações)
- Obrigações relativas ao pagamento de participações e receitas governamentais
- Regras de Conteúdo Local
- Plano de Desenvolvimento da Área Coparticipada
- Vigência
- Procedimentos para a proposição de Operações com Riscos Exclusivos
- Valor e forma de pagamento da Compensação
- Mecanismos de solução de controvérsias

## O que é a Compensação devida à Petrobras?

A preexistência de um contrato em regime de Cessão Onerosa, em uma área sobre a qual passará a incidir um contrato de Partilha de Produção de forma simultânea, gera direitos à Cessionária Petrobras que não podem ser (e não foram) negligenciados na construção da nova regulação. A Petrobras, como Cessionária dos volumes contratados em regime de Cessão Onerosa, já realizou relevantes investimentos em estudos, testes e infraestrutura, que permitem a extração dos hidrocarbonetos dos blocos contratados em regime de Cessão Onerosa com muito mais rapidez e eficiência.

Naturalmente, a Petrobras, como Cessionária, deve ser compensada financeiramente, pois todos os investimentos anteriormente realizados serão aproveitados pelos novos Contratados em regime de Partilha de Produção e pela própria União, que terão, inclusive, imediatamente após o início da eficácia do Acordo de Coparticipação, direito à apropriação originária de uma parcela da produção dos hidrocarbonetos.

Nessa linha, a Resolução CNPE nº 02/2019 previu o pagamento de uma Compensação à Petrobras pelos novos Contratados em regime de Partilha de Produção, como contrapartida à aquisição parcial dos ativos já adquiridos, construídos ou instalados pela Cessionária em regime de Cessão Onerosa.

## E por que a Compensação é recuperável como Custo em Óleo<sup>4</sup>?

O Custo em Óleo, de maneira resumida, é o **volume de hidrocarbonetos correspondente aos gastos realizados pelo Contratado em atividades de exploração e produção.**

Como a Compensação corresponde ao valor pago pelos Contratados em regime de Partilha de Produção para adquirir parte dos ativos da Cessionária, que serão utilizados nas operações conjuntas, ela constitui um investimento em atividades de exploração e produção, devendo, por conseguinte, ser recuperada como Custo em Óleo.

<sup>4</sup> Lei nº 12.351/2010, art. 2º, inciso II: “Custo em Óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato.”

## **A Petrobras é uma das contratadas dos volumes excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção. Nesse caso, há Compensação entre a Petrobras Contratada e a Petrobras Cessionária?**

Sim, embora, naturalmente, sem transação financeira envolvendo Petrobras e Petrobras. É necessário diferenciar, nesse caso, a posição da Petrobras como Cessionária do Contrato de Cessão Onerosa e como Contratada dos volumes excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção.

**A Produção concomitante da Cessão Onerosa e dos volumes que a ela excedem reduz o VPL da primeira, independentemente de quem são os Contratados.** Dessa forma, a Compensação é devida mesmo que a Petrobras esteja em ambos os polos da relação.

Não há, decerto, pagamento da Petrobras à Petrobras, pois, no caso, aplica-se o instituto jurídico da “confusão”<sup>5</sup>. Não obstante, o valor correspondente à Compensação é integralmente reconhecido como Custo em Óleo.

Entretanto, não há, sobre o valor correspondente à Participação da Contratada Petrobras no contrato de Partilha de Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa, *gross up* relativo à tributação do ganho de capital da Cessionária Petrobras, pois não há que se falar em transferência de propriedade de ativos da Petrobras Contratada para a Petrobras Cessionária.

Pelas mesmas razões, mesmo que a Petrobras detenha 100% dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção (como é o caso do Campo de Itapu), há necessidade de celebração (e aprovação, pela ANP) de Acordo de Participação envolvendo a Cessionária Petrobras, a Contratada Petrobras e a Interveniente Anuente PPSA.

<sup>5</sup> Código Civil brasileiro, art. 381: “Extingue-se a obrigação, desde que na mesma pessoa se confundam as qualidades de credor e devedor”.

## Em 2019, foi realizada a primeira licitação para os volumes excedentes da Cessão Onerosa. O que foi licitado e qual foi o resultado do certame?

A sessão pública da primeira rodada de licitações dos volumes excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção ocorreu em 6 de novembro de 2019. Na ocasião, foram ofertados os volumes excedentes da Cessão Onerosa das Áreas de Búzios, Itapu, Atapu e Sépia. Os Campos de Búzios e Itapu foram arrematados, gerando uma arrecadação de R\$ 69,96 bilhões apenas em Bônus de Assinatura, valor que supera o somatório de todos os Bônus de Assinaturas já pagos no Brasil desde a segunda rodada de licitações em regime de Concessão<sup>6</sup>.

Os contratos de Partilha de Produção de Búzios e Itapu têm como Contratados:

### **Búzios**

Petrobras (Operador - 85%)  
CNOOC Petroleum (10%\*\*) e  
CNOOC Brasil (5%)  
Excedente em Óleo da União: 23,24%

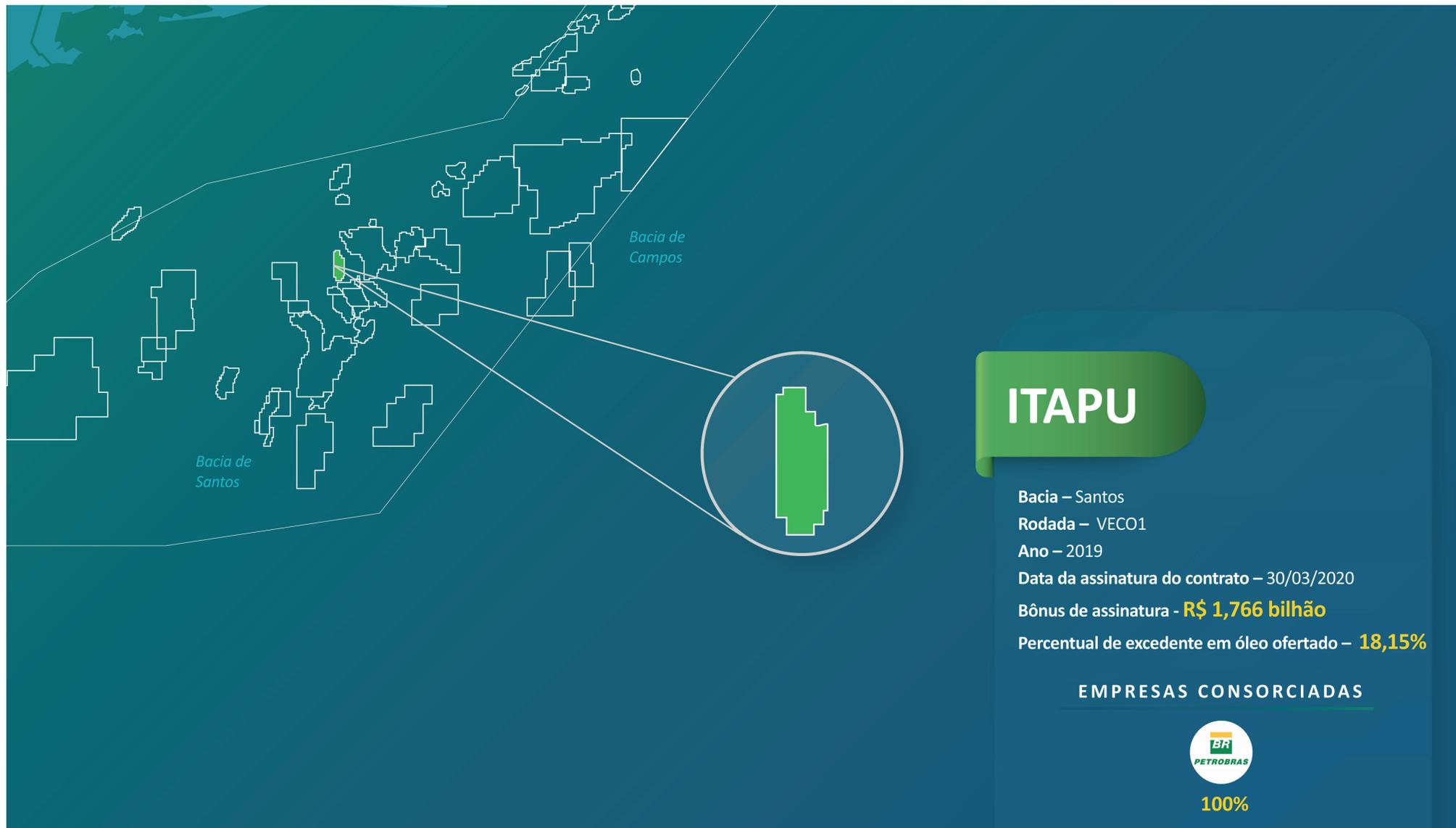
### **Itapu**

Petrobras (Operador – 100%)  
Excedente Óleo da União: 18,15%

<sup>6</sup> A primeira rodada de licitações em regime de Concessão não gerou Bônus de Assinatura.

\*\*A porcentagem de participação da CNOOC foi alterada de 5% para 10%, após exercício da opção prevista no leilão.





## Os Campos de Búzios e Itapu

O Campo de Búzios está em produção desde abril de 2018. O Campo de Itapu iniciou a sua produção em 21/12/2022.

Os contratos de Partilha de Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa de Búzios e Itapu foram assinados no final de março de 2020. A PPSA atua como gestora em ambos.

Até o início da eficácia dos Acordos de Coparticipação, toda a produção dos Campos de Búzios e Itapu foi apropriada originariamente pela Cessionária Petrobras, em regime de Cessão Onerosa e o volume produzido foi abatido do total contratado neste regime. A partir da data de início da eficácia dos Acordos de Coparticipação, a produção (assim como os gastos) passou a ser alocada para ambos os contratos, de maneira proporcional às Parcelas de Participação acordadas no Acordo de Coparticipação.

O Campo de Itapu, atualmente, está em fase de conclusão da implantação do projeto de desenvolvimento da produção com a perfuração, completação e interligação dos poços.

O campo de Búzios está em produção comercial desde abril de 2018. Atualmente estão em operação as Unidades P-74, P-75, P-76 e P-77. Para acompanhar a produção mensal, acesse o Painel Interativo (<https://www.presalpetroleo.gov.br/producao-e-arrecadacao/>).

Em 2023 entrará em produção a quinta Unidade do Campo, o FPSO afretado Almirante Barroso, com capacidade de produção de óleo de 150 mil barris/dia. Em 2024 entrará em operação o FPSO afretado Almirante Tamandaré, com capacidade de produção de óleo de 225 mil barris/dia. Entre 2025 e 2027 está prevista a entrada em produção de mais cinco FPSOs.

Crédito: Agência Petrobras



## Em Búzios e Itapu, a Compensação é definida, pela Portaria MME nº 213/2019, como o resultado de Valor Presente Líquido1 (VPL1) – Valor Presente Líquido 2 (VPL2)?

Não. A Compensação devida à Petrobras, como mencionado anteriormente, é a contrapartida pela aquisição parcial dos ativos da Cessionária Petrobras. É assim que a define a Resolução CNPE nº 02/2019, em seu art. 1º, incisos II e III.

Já a Portaria MME nº 213/2019 versa sobre a precificação da Compensação. De acordo com a referida Portaria, a Compensação relativa aos ativos parcialmente transferidos da Cessionária Petrobras para os Contratados em regime de Partilha de Produção, em Búzios e Itapu, são calculados com base na fórmula  $VPL1 - VPL2$ . Para o cálculo, considerando:

- O VPL1, que é o valor presente líquido prospectivo do fluxo de caixa referente à produção do volume contratado em regime de Cessão Onerosa sem a produção concomitante dos volumes excedentes da Cessão Onerosa.

- O VPL2, que é o valor presente líquido prospectivo do fluxo de caixa referente à produção do volume contratado em regime de Cessão Onerosa, considerando a produção concomitante dos volumes excedentes da Cessão Onerosa.

- O resultado de  $VPL1 - VPL2$  (precificação da Compensação), que corresponde ao VPL perdido pela Cessionária Petrobras em razão da produção concomitante da Cessão Onerosa e dos volumes a ela excedentes. Ou, ainda, é a diminuição do VPL da Cessão Onerosa em função do diferimento de sua produção em razão da antecipação da produção dos volumes a ela excedentes.

- A adição, ao resultado da operação  $VPL1 - VPL2$ , da estimativa de tributação (Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido) incidente sobre o ganho de capital auferido pela Cessionária Petrobras na transferência parcial de seus ativos aos Contratados em regime de Partilha de Produção (*gross up*).



## O governo ofertou os Campos de Sépia e Atapu em uma nova rodada de licitações no final de 2021. O que houve de novo?

As novidades dessa segunda rodada foram as medidas tomadas visando aumentar a atratividade das áreas e a competitividade do certame.

Antes mesmo da realização da sessão pública da primeira rodada de licitação dos volumes excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção, o Tribunal de Contas da União (TCU) exarou o Acórdão nº 2.430/2019 – TCU – Plenário, determinando um tratamento específico para os blocos que, eventualmente, não viessem a ser arrematados na licitação dos volumes excedentes da Cessão Onerosa. Com efeito, a Corte de Contas prescreveu à PPSA e à ANP que, caso algum dos

blocos ofertados não fossem arrematados, dessem sequência aos procedimentos visando à identificação e delimitação da parte da União nas Jazidas respectivas, de forma que, em sua eventual e futura contratação, já fossem conhecidas as Parcelas de Participação do Contrato de Cessão Onerosa e dos futuros contratos de Partilha de Produção.

Nessa linha, logo em janeiro de 2020, o MME publicou sua Portaria nº 23/2020, qualificando a PPSA como a representante da União para negociar, com a Petrobras, as Parcelas de Participação aludidas. Além disso, o normativo incumbiu a PPSA de negociar, antecipadamente, os valores da Compensação devida à Petrobras Cessionária pelo futuro contratado em regime de Partilha de Produção.

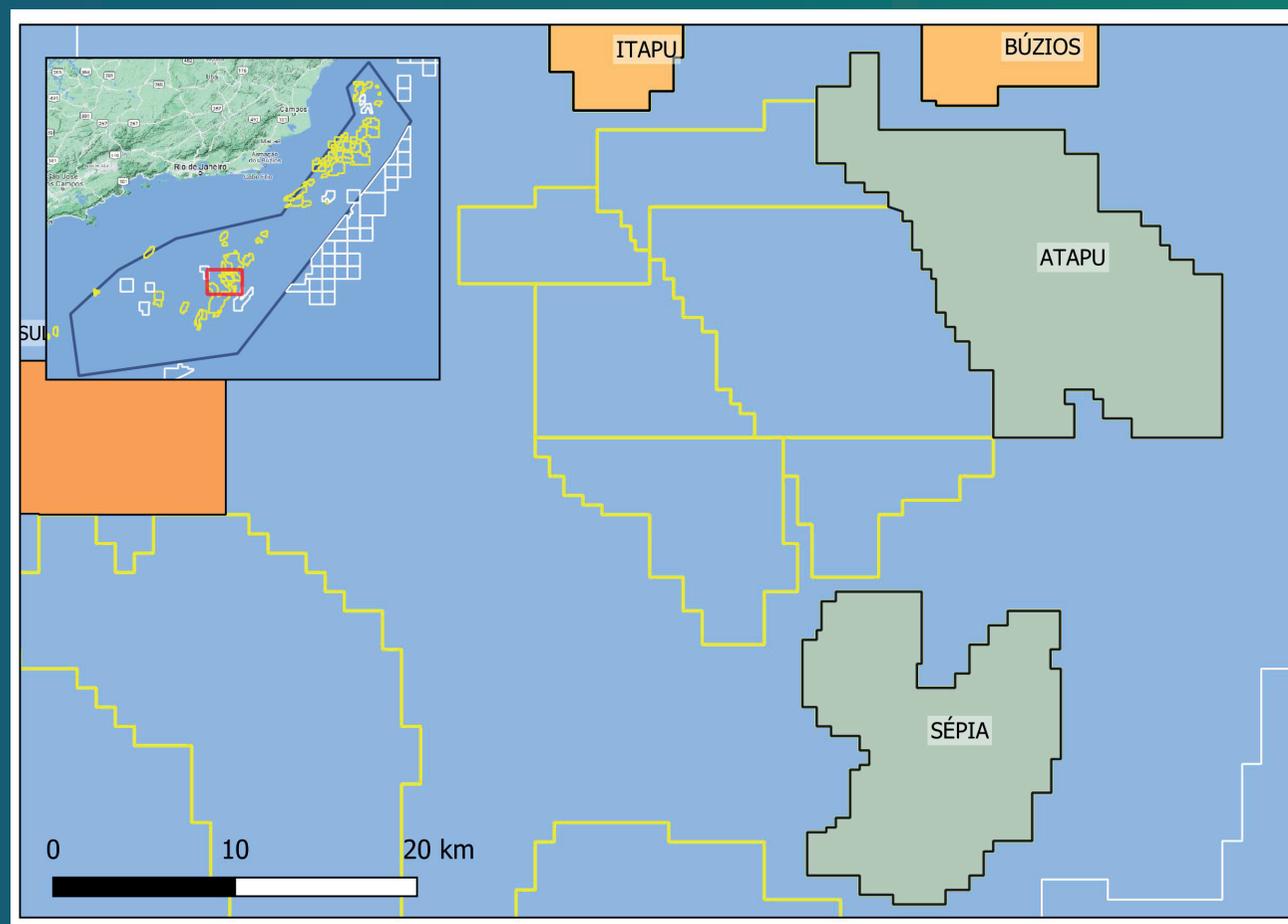
Não bastasse, a Portaria MME nº 493/2020 alterou a referida Portaria MME nº 23/2020, adicionando, às competências já fixadas à PPSA pela redação original da última, a atribuição de negociar, com a Petrobras, os próprios parâmetros para o cálculo da Compensação. Para tal, o art. 2º da atual redação da

Portaria MME nº 23/2020 instituiu um comitê propositivo, composto por membros do MME, da PPSA e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o objetivo de “estabelecer à PPSA as diretrizes técnicas, econômicas e jurídicas para a negociação com a Petrobras e cálculo da Compensação, considerando as condições atuais de mercado.”

Além disso, houve relevante diminuição no valor do Bônus de Assinatura e do Excedente em Óleo mínimo da União, o que conferiu maior atratividade para esse certame licitatório.

Registre-se, por fim, que a Petrobras já exerceu, em 28 de abril de 2021, o seu direito de preferência em relação às duas áreas ofertadas.

Crédito: Pré-Sal Petróleo



## Como a PPSA contribuiu para o aumento da atratividade e competitividade da licitação?

Em fevereiro de 2020, seguindo os procedimentos previstos na Portaria MME nº 23/2020, a PPSA iniciou o trabalho de avaliação técnica das Jazidas de Sépia e Atapu. Sete meses depois, os relatórios técnicos sobre os Campos de Sépia e Atapu foram encaminhados à ANP, com destaque para a modelagem de reservatórios desenvolvida em conjunto pela PPSA e a Petrobras.

As Parcelas de Participação acordadas entre a PPSA e a Petrobras, fundamentadas nos citados estudos técnicos, foram submetidas à aprovação do órgão regulador nos termos prescritos pela Portaria MME nº 265/2019. A ANP avaliou a fundamentação técnica apresentada e aprovou as Parcelas de Participação propostas em dezembro de 2020.

Em decorrência desse trabalho conjunto, o pré-edital da rodada de licitações dos volumes excedentes da Cessão Onerosa para os Campos de Sépia e Atapu, publicado pela ANP em junho de 2021, trouxe, em suas disposições, tanto as Parcelas de Participação respectivas dos contratos de Cessão Onerosa e Partilha de Produção, quanto os valores da Compensação devida à Petrobras Cessionária em cada Campo, diminuindo as incertezas dos futuros Contratados em relação aos dispêndios a que estarão obrigados.

Em decorrência desse trabalho conjunto, o pré-edital da rodada de licitações dos volumes excedentes da Cessão Onerosa para os Campos de Sépia e Atapu, publicado pela ANP em junho de 2021, trouxe, em suas disposições, tanto as Parcelas de Participação respectivas dos contratos de Cessão Onerosa e Partilha de Produção, quanto os valores da Compensação devida à Petrobras Cessionária em cada Campo, diminuindo as incertezas dos futuros Contratados em relação aos dispêndios a que estarão obrigados.

<sup>7</sup> Conforme disposto no art. 3º, parágrafo único, da Portaria MME nº 23/2019.

## O que foi licitado e qual foi o resultado do certame?

A sessão pública da segunda rodada dos volumes excedentes da Cessão Onerosa em regime de Partilha de Produção ocorreu em 17 de dezembro de 2021. Na ocasião, foram ofertados os volumes excedentes da Cessão Onerosa de Sépia e Atapu.

Sépia foi arrematada com um percentual de excedentes de óleo para a União de 37,43%, com um ágio de 149,2% e Bônus de Assinatura no valor de R\$ 7.138 bilhões. O bloco de Atapu foi arrematado com o percentual de excedente de 31,68%, ágio de 437,86% e Bônus de Assinatura de R\$ 4,002 bilhões.

### Sépia

Petrobras – Operadora – 30%  
TotalEnergies EP (28%)  
Petronas (21%)  
QP Brasil (21%),  
Excedente em Óleo da União: 37,43%

### Atapu

Petrobras – Operadora - 52,5%  
Shell Brasil (25%)  
TotalEnergies EP (22,5%)  
Excedente em Óleo da União: 31,68%

## **E qual o valor da Compensação, para Sépia e Atapu?**

Conforme Portaria MME nº 213/2019, o valor da Compensação antes da inclusão da tributação sobre o ganho de capital da Cessionária Petrobras é de US\$ 3.253.580.741,00 (três bilhões, duzentos e cinquenta e três milhões, quinhentos e oitenta mil, setecentos e quarenta e um dólares) para o Campo de Atapu e US\$ 3.200.388.219,00 (três bilhões, duzentos milhões, trezentos e oitenta e oito mil, duzentos e dezenove dólares) para o Campo de Sépia.

O valor da Compensação pode ser complementado anualmente, entre os anos de 2022 e 2032, caso o preço do Petróleo tipo Brent atinja média anual superior a US\$ 40 por barril, até o limite de US\$ 70 por barril.

## **Definidos e publicados os valores das Parcelas de Participação e da Compensação, os contratados precisaram negociar os termos do Acordo de Coparticipação de Sépia e Atapu?**

Não. Uma minuta de Acordo de Coparticipação foi publicada em anexo ao edital da rodada de licitações dos volumes excedentes da Cessão Onerosa de Sépia e Atapu. Os Acordos de Coparticipação de Sépia e Atapu foram celebrados, nos termos da minuta publicada, simultaneamente à assinatura dos contratos de Partilha de Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa.

Não impede, contudo, que, futuramente, a Cessionária, os Contratados em regime de Partilha de Produção e a Interveniente Anuente venham a revisar os Acordos de Coparticipação celebrados, submetendo um termo aditivo à deliberação da ANP.

## **Os novos Contratados em regime de Partilha de Produção tiveram direito imediato à apropriação de uma parcela dos volumes excedentes da Cessão Onerosa?**

Exatamente. A celebração do Acordo de Coparticipação na mesma data da assinatura do contrato de Partilha de Produção ensejou, ao novo Contratado, o direito à aquisição originária de parcela do petróleo e gás natural lavrados de maneira coparticipada de forma imediata.

## **E a União?**

Da mesma forma, a União, representada pela PPSA, apropriou-se originariamente da sua parcela do Excedente em Óleo. Os volumes excedentes da produção de Atapu e Sépia, assim como a parcela da União, já podem ser conferidos em nosso Boletim Mensal de Contratos de Partilha de Produção.

## Os Campos de Sépia e Atapu

O Campo de Sépia está em produção desde 23/08/2021, através do FPSO Carioca.

Quanto ao Campo de Atapu, sua produção se iniciou em 25/06/2020, através do FPSO P-70.

Para acompanhar a produção mensal, acesse o Painel Interativo (<https://www.presalpetroleo.gov.br/producao-e-arrecadacao/>).

Os contratos de Partilha de Produção dos volumes excedentes da Cessão Onerosa relativos a Sépia e Atapu foram assinados em 27/04/2022. Nessa mesma data, também foram assinados os Acordos de Coparticipação referentes a Sépia e Atapu, possibilitando que a produção (assim como os gastos) passasse a ser alocada para ambos os contratos, de maneira proporcional às Parcelas de Participação acordadas nos seus respectivos Acordos de Coparticipação.

Os Campos de Sépia e Atapu seguem concepções de projeto e cronogramas de implantação bastante semelhantes, ambos prevendo a instalação de mais um FPSO, com capacidade de 225 mil bpd e início de produção previsto para março de 2028.

*Bacia de Campos*

*Bacia de Santos*

# 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%**

**1** FPSO

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

**EMPRESAS CONSORCIADAS**

**30%**

**28%**

**21%**

**21%**

*Bacia de Santos*

*Bacia de Campos*

## 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

## **Pelo relatado, há um extenso arcabouço legal sobre o tema. Onde encontrar esta legislação?**

Todo o arcabouço legal e normativo referente aos volumes excedentes da Cessão Onerosa pode ser acessado no site da PPSA. Recém-atualizada, a página de arcabouço legal do site da PPSA é uma das mais completas bibliotecas virtuais de atos normativos sobre o setor de óleo e gás brasileiro. Acesse aqui (<http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/legislacao/arcabouco-normativo>)

# Expediente

**Autoria:** Antonio Carlos Capeleiro Pinto, gerente Executivo de Búzios à época da elaboração deste e-book.

Armando Gonçalves de Almeida, gerente Executivo de Itapu

Maria Amélia Braga, Consultora Jurídica da PPSA

Olavo Bentes David, Consultor Jurídico da PPSA à época da elaboração deste e-book.

**Organização:** Assessoria Especial de Comunicação e Ouvidoria

**Design:** Partners Comunicação

**Revisão:** Print Comunicação

**Referências:** DAVID, Olavo B; BRAGA, Maria Amélia; CARVALHO, Bruno Eustáquio; ISFER, Renata Becker; ESTEVES, Heloisa Borges; REGRA, André; volumes excedentes da Cessão Onerosa: governança regulatória; Rio Oil & Gas Expo Conference 2020, Rio de Janeiro.

Publicado em julho de 2021. Última revisão: janeiro de 2023.



[www.presalpetroleo.gov.br](http://www.presalpetroleo.gov.br)