



Pré-sal  
Petróleo

# Relatório Anual da Administração \_\_\_\_\_ 2017

# Sumário

---

	Mensagem do Presidente	3
	A Companhia	5
	A Diretoria	8
	Organização interna	8
	Contexto Operacional	9
	Gestão do Contrato de Partilha de Produção de Libra	10
	Novos Contratos	13
	Acordos de Individualização da Produção (AIPs)	14
	Comercialização de Petróleo e Gás Natural	19
	Informações Econômico-Financeiras	20



Ibsen Flores Lima  
Diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo

## Mensagem do Presidente

**Prezados,**

Tendo completado o seu quarto ano de existência, a Pré-Sal Petróleo continua a consolidar sua atuação como braço da União na gestão e controle das atividades desenvolvidas no pré-sal brasileiro e encerrou 2017 preparando-se para realizar a primeira venda de petróleo da União, oriunda da Área de Desenvolvimento de Mero, o que ocorrerá nos primeiros meses de 2018.

A comercialização, atividade que compõe o terceiro pilar de atuação da Pré-Sal Petróleo (além da gestão dos contratos de partilha e da representação da União nos acordos de individualização da produção envolvendo áreas não contratadas internas ao polígono do pré-sal ou a áreas estratégicas), começará de forma sistemática a partir do primeiro trimestre do ano que vem, porém a montagem do processo exigiu esforços ao longo de 2017.

Em virtude das disposições trazidas na Medida Provisória nº 811, aprovada em 21 de dezembro de 2017, a Pré-Sal Petróleo agora poderá optar por contratar um agente

comercializador ou fazer a comercialização direta do petróleo e do gás natural da União, opção adotada para a comercialização da primeira carga de petróleo de Mero, iniciando assim um novo fluxo, permanente, de receitas para a União. Considerando que toda a receita advinda da comercialização será destinada ao Fundo Social ou para investimentos diretos em saúde e educação, a Pré-Sal Petróleo começa a entregar à sociedade brasileira em 2018 os frutos do modelo de partilha de produção.

Este é apenas o início de um projeto grandioso. O desenvolvimento pleno da jazida deve ocorrer entre 2021 e 2030. Certamente, nessa ocasião, a comercialização do petróleo e do gás natural da União já será fonte permanente de fomento do desenvolvimento social.

É importante enfatizar que a gestão dos contratos de partilha é o coração da Pré-Sal Petróleo. Só por meio de uma gestão de excelência, em que, em um lado da balança, os custos são rigorosamente controlados, e, no outro, há esforços incansáveis na busca de alternativas para o aumento da produção, conseguiremos maximizar o resultado do projeto. Em outras palavras, isso significa um montante maior de óleo lucro para a União e, conseqüentemente, mais investimento para o desenvolvimento da nação.

Nesse sentido, gostaria de ressaltar o êxito da operação de Libra. Foram inúmeras atuações da Pré-Sal Petróleo nesse projeto, desde atividades no comitê operacional e nos subcomitês técnicos até a verificação do cumprimento do conteúdo nacional e do reconhecimento de custos. Também aprendemos inúmeras lições com nossos consorciados. A principal delas foi a força do trabalho



colaborativo. Atuando em conjunto com a Petrobras, Shell, Total CNOOC e CNPC, criamos um ambiente de transparência, colaboração e superação de desafios que vem garantindo o êxito da empreitada. Só na área de Pesquisa e Desenvolvimento, aprovamos mais de 20 projetos, com altíssimo grau de inovação na indústria brasileira. Encerramos 2017 com a satisfação de ver o sucesso do Sistema de Produção Antecipada (SPA) de Mero.

Em outra frente de gestão e de garantia de recursos para a União, trabalhamos nos projetos de individualização da produção. Quatro procedimentos já tiveram suas negociações concluídas, seis estão em negociação e 13 em análises técnicas sobre possíveis extensões de acumulações para áreas não contratadas, representando um potencial de 23 acordos ou pré-acordos de individualização da produção sob gestão da Pré-Sal Petróleo, em diferentes estágios de maturação. Já há, inclusive, a expectativa de início das vendas de petróleo e de gás natural oriundos da jazida compartilhada de Sapinhoá, a partir do segundo trimestre de 2018.

Em uma visão de futuro, aprovamos este ano a Política de Gestão de Riscos da companhia, efetivamos os ajustes necessários no Estatuto Social e construímos o Plano Estratégico da Pré-Sal Petróleo para o quinquênio 2018-2022. Nosso plano leva em conta a clara tendência de expansão da indústria petrolífera na área do pré-sal, evidenciada pelo interesse das operadoras internacionais nas 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção, da Agência Nacional do Petróleo.

Foi com enorme satisfação que presenciamos o sucesso das rodadas de licitação em regime de partilha de produção e ganhamos, ali, novos parceiros na exploração do pré-sal. Das oito áreas oferecidas, seis foram arrematadas. O bônus pago pelos consórcios vencedores totalizou R\$ 6,15 bilhões. Em regra, o excedente em óleo ofertado atingiu percentuais muito superiores aos mínimos constantes do edital, chegando a 80% no caso do Entorno de Sapinhoá.

Cientes de que a gestão dos novos contratos aumentará significativamente a demanda, trabalhamos, ao longo do ano, na consolidação da nossa experiência na atuação do Contrato de Partilha de Libra e dos acordos de individualização da produção, avaliando, simplificando e revisando processos e procedimentos. Também trabalhamos na especificação do Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGGP), que será licitado no mercado no primeiro trimestre de 2018. Além de auxiliar a gestão dos contratos de partilha de produção, esse sistema agilizará a atualização da base de dados da companhia. No futuro, será possível fazer comparações de custos praticados por cada fase de projeto. Com o sistema, haverá aumento de eficiência nos controles internos da companhia.

O exercício de 2017 foi marcado pelo contingenciamento das receitas operacionais da empresa, o que impactou nosso resultado. Em contrapartida, a companhia reduziu seus custos e obteve bons resultados na gestão dos recursos financeiros, o que resultou na apuração de um lucro líquido de R\$ 0,30 milhões em 2017, atingindo

assim a marca de três anos consecutivos gerando lucros e contribuindo positivamente para o equilíbrio das contas públicas.

Para 2018, um horizonte de novos contratos e muito trabalho nos espera. Adotaremos com nossos novos parceiros, consorciados do pré-sal, o mesmo modelo colaborativo exitoso de Libra. A experiência nos mostrou que a partilha, com seu modelo de governança compartilhado entre o Estado e a iniciativa privada, favorece a implantação de soluções inovadoras, de processos de monitoramento de alta performance, bem como o estabelecimento de um modelo operacional consensual que busca a eficácia.

Creditamos aos nossos colaboradores a superação dos desafios e os resultados alcançados em 2017. A cada dia estamos mais inseridos na ambiência do pré-sal, com um arcabouço de conhecimentos legal e metodológico. Toda essa experiência será dividida com os novos consorciados, por meio de um conjunto de procedimentos e metodologias de monitoramento dos projetos.

Com ética, colaboração, gestão e conhecimento técnico, estamos construindo um novo capítulo da história da exploração e produção do pré-sal brasileiro.





# A Companhia



## A Companhia

Criada em novembro de 2013, a Pré-Sal Petróleo é uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia e atua em três grandes frentes: gestão dos contratos de partilha de produção, gestão da comercialização de petróleo e gás natural e representação da União nos acordos de individualização da produção (AIPs) envolvendo áreas não contratadas internas ao polígono do pré-sal ou a áreas estratégicas. Como representante dos interesses da União no modelo de partilha de produção, a Pré-Sal Petróleo tem como missão maximizar os resultados econômicos, por meio de uma gestão eficiente, que concilie os interesses do Estado com o avanço da indústria nacional e o desenvolvimento social.

O polígono do pré-sal é uma das maiores províncias petrolíferas do mundo. Várias descobertas de campos gigantes/supergigantes têm sido feitas nesta área. Em 2017, a Pré-Sal Petróleo atuou na gestão do Contrato de Partilha de Produção de Libra, o único até então em vigor, e acompanhou de perto as 2ª e 3ª rodadas de licitação no regime de partilha, realizadas em 27/10/2017, nas quais outros seis contratos foram outorgados. São eles: Norte de Carcará (operado pela Statoil), Peroba (Petrobras), Sul de Gato do Mato (Shell), Alto de Cabo Frio Central (Petrobras), Alto de Cabo Frio Oeste (Shell) e Entorno de Sapinhoá (Petrobras).

Por lei, toda receita advinda da comercialização do petróleo e do gás natural da União será destinada ao Fundo Social e às áreas de educação básica e saúde.

O Fundo Social tem por finalidade a constituição de fonte de

recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação às mudanças climáticas, trazendo assim retorno para a sociedade. Além disso, a Lei nº 12.858/2013 destinou, entre outras receitas, 50% dos recursos recebidos pelo Fundo Social à educação básica e saúde, até que sejam cumpridas as metas do Plano Nacional de Educação.

A expectativa é de que, a partir de 2018, a companhia gere receitas com a comercialização do petróleo e do gás natural da União oriundos dos contratos de partilha de produção e dos acordos de individualização da produção. A sociedade é, portanto, beneficiária direta das atividades da Pré-Sal Petróleo.

Ao longo de 2017, a companhia continuou a trabalhar intensamente na execução de suas atribuições, estruturando seus processos, preparando a comercialização de petróleo e gás, implantando a gestão da rotina e criando metodologias para a gestão do contrato de Libra e para os processos de individualização da produção e de gerenciamento de custos.

No Contrato de Partilha de Produção de Libra foram reconhecidos como custo em óleo R\$ 1,60 bilhão dos lançamentos de 2016 e R\$ 2,20 bilhões do período de janeiro a setembro de 2017.

No tocante aos projetos de individualização da produção, quatro procedimentos tiveram suas negociações concluídas, seis estão em negociação e 13 em análises técnicas sobre possíveis extensões de acumulações para áreas não contratadas, representando um potencial de 23 acordos ou pré-acordos de individualização sob gestão da Pré-Sal Petróleo.



Objetivamente, a Pré-Sal Petróleo atuou em 2017 nas seguintes atividades:



#### Contrato de partilha

- Gestão do contrato de Libra.
- Contribuição para a elaboração da minuta dos novos contratos de partilha de produção das 2ª, 3ª e 4ª rodadas de licitação em regime de partilha de produção.
- Estruturação para assumir a gestão dos contratos de partilha de produção das 2ª e 3ª rodadas de licitação em regime de partilha de produção.



#### Acordos de individualização da produção (AIPs)

- Quatro acordos assinados - jazida compartilhada de Tartaruga Verde (Campo de Tartaruga Verde); jazida compartilhada de Lula/Sul de Lula (Campos de Lula e Sul de Lula); jazida compartilhada de Sapinhoá (Campo de Sapinhoá); e jazida compartilhada de Nautilus (Campo de Argonauta).
- Seis acordos em andamento (Pirambu, Albacora, Jubarte e Sul de Sapinhoá, Mero e Atapu).
- 13 potenciais casos a serem avaliados pela Pré-Sal Petróleo.



#### Comercialização do petróleo e do gás natural da União

- Modelagem da comercialização.
- Contribuição para a elaboração da Medida Provisória nº 811/2017.



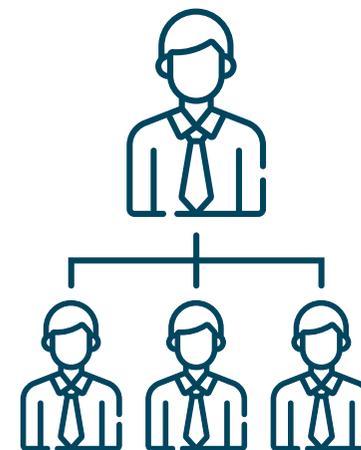
## A Diretoria

As nomeações dos diretores da Pré-Sal Petróleo para o biênio 2016-2018 foram publicadas em 16 de novembro de 2016 no Diário Oficial da União. Para diretor-presidente, foi nomeado o engenheiro **Ibsen Flores Lima**; para o cargo de diretor de Gestão de Contratos, foi nomeado o geólogo **Hercules Tadeu Ferreira da Silva**; para o cargo de diretor Técnico e de Fiscalização, foi nomeado o engenheiro **Paulo Moreira de Carvalho**; e para o cargo de diretor de Administração, Controle e Finanças, foi nomeado o engenheiro **Leandro Leme Júnior**.

## Organização Interna

O contrato de remuneração pela gestão dos contratos de comercialização e de partilha de produção, bem como pela representação nos acordos de individualização da produção envolvendo áreas não contratadas internas ao Polígono do Pré-Sal ou a áreas estratégicas celebrados com a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), em 30/11/2015, é a principal fonte de recursos da PPSA. Por decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em cumprimento da provisão legal, a cada leilão de área no polígono do pré-sal, a companhia deverá ser contemplada com parte do bônus de assinatura estabelecido na licitação ou na contratação direta da Petrobras.

A estrutura organizacional aprovada para a Pré-Sal Petróleo é enxuta por excelência e combina a clássica estrutura funcional vertical com a estrutura horizontal por projetos, buscando o melhor desempenho no cumprimento de objetivos e missão, com foco na gestão de contratos e melhor aproveitamento de recursos. No encerramento do segundo semestre de 2017, o quadro de empregados da empresa era composto por 29 colaboradores em cargos de livre provimento e quatro ocupantes de cargos de diretoria. Nesse ano foi realizado um processo seletivo público para a contratação de 14 empregados por prazo determinado. Em 2017 também foi criada a Assessoria de Fiscalização, que colaborou para a realização da primeira auditoria do custo em óleo de Libra.



An aerial photograph of the FPSO Pioneiro de Libra, a large offshore oil processing vessel, at sea. The vessel is a complex of steel structures, including a tall central derrick, various processing units, and storage tanks. The name "FPSO PIONEIRO DE LIBRA" is visible on the side of the hull. The entire image has a cyan/blue color cast.

# Contexto Operacional



FPSO Pioneiro de Libra

## Contexto Operacional

### Gestão do Contrato de Partilha de Produção de Libra

O Contrato de Partilha de Produção de Libra tem vigência de 35 anos a contar da data de sua assinatura, em 2/12/2013. Cobre uma área de aproximadamente 1.547 quilômetros quadrados. O bônus de assinatura foi de R\$ 15 bilhões, e a expectativa inicial da Agência Nacional de Petróleo (ANP) compreendia volumes recuperáveis estimados entre 8 bilhões e 12 bilhões de barris de petróleo equivalente.

Os percentuais de conteúdo local aplicados às fases do projeto são de 37% para a fase de exploração e 55% e 59%, respectivamente, para as fases de desenvolvimento até e após 2021.

Como representante da União, a Pré-Sal Petróleo cumpriu papel decisivo na discussão e definição da estratégia de exploração e produção de Libra, compreendendo:

- A finalização do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 2-ANP-2A-RJS, com a perfuração de poços de delimitação da jazida e a realização do Teste de Longa Duração (TLD) através do FPSO Pioneiro de Libra e posterior Declaração de Comercialidade da Área Noroeste de Libra (futuro Campo de Mero), ocorrida em 30/11/2017.
- Operacionalização de três Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) com o FPSO Pioneiro de Libra.
- Aquisição da Sísmica 3D NODES, base para o monitoramento sísmico do reservatório.
- Perfuração de poços de avaliação de reservatórios a fim de melhor definir as malhas de drenagem dos quatro sistemas definitivos de produção previstos para a Área Noroeste de Libra.
- Contratação de quatro FPSOs para os sistemas definitivos de produção.
- Perfuração e completção dos poços de desenvolvimento para os quatro sistemas definitivos de produção.



Em 2017, as principais atividades relativas ao Projeto Libra que contaram com a participação da Pré-Sal Petróleo foram:

- Aprovação das revisões nº 1 e nº 2 do Plano de Trabalho e Orçamento para 2017.
- Participação nas reuniões técnicas e jurídicas para avaliação da possibilidade de solicitar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a extensão da fase de exploração para as áreas central e sudeste, que resultaram na aprovação do pedido de extensão da Fase Exploratória para as áreas central e sudeste do Bloco de Libra pelo prazo adicional de 27 meses.
- Acompanhamento da instalação do FPSO Pioneiro de Libra, destinado ao Teste de Longa Duração (TLD).
- Acompanhamento do procedimento de licitação do FPSO para o projeto piloto de Libra 1, que resultou na assinatura da Letter of Intent (LOI) da Unidade Flutuante de Produção, Estocagem e Escoamento (FPSO) Piloto de Libra (Projeto Mero 1).
- Acompanhamento do pedido de waiver de conteúdo local do FPSO Libra 1, feito pelo operador à ANP, que resultou na aprovação parcial pela ANP do waiver de conteúdo local para o FPSO Piloto de Libra.
- Acompanhamento das atividades do programa Libra@35, que visam otimizar o projeto em seus aspectos de custo e recuperabilidade de reservas.
- Reuniões técnicas que resultaram na Declaração de Comercialidade da Área Noroeste de Libra, denominada, doravante, Área de Desenvolvimento (posteriormente Campo) de Mero.
- Comunicação da conclusão do Programa Exploratório Mínimo (PEM).
- Início da produção do Teste de Longa Duração (TLD) com o FPSO Pioneiro de Libra em 26/11/2017.
- Revisão do processo de Reconhecimento do Custo em Óleo com a participação do operador de Libra, que resultou na elaboração de um procedimento de processo e de sete procedimentos de execução, incluindo-se, entre estes, o Procedimento de Execução da Gestão da Conta Custo em Óleo e da Base de Dados do Reconhecimento do Custo em Óleo. O novo procedimento de processo tem como vantagens, quando comparado ao anterior, otimização do fluxo operacional, redução estatística de lançamentos, simplificação dos lançamentos contábeis enviados pelos operadores e maior conformidade com as premissas contratuais para o Reconhecimento do Custo em Óleo.
- Conclusão da análise dos custos de 2015, com recomendação para reconhecimento de 100% dos custos lançados, que totalizaram R\$ 2,35 bilhões.
- Análise dos lançamentos de 2016 e do período de janeiro a setembro de 2017, que resultou no reconhecimento parcial, como custo em óleo, de R\$ 1,60 bilhão em 2016 e R\$ 2,20 bilhões em 2017.
- Atualização e complementação do Cadastro de Contratos do Projeto Libra e definição, junto ao operador, do plano de contratação de bens e serviços.
- Elaboração de planilha que vincula os documentos de aprovação do Comitê Operacional aos contratos e inclui as previsões contratuais, tais como prazo e valores, assim como a tabela de valores unitários.
- Participação ativa nas atividades do Comitê Operacional, do Comitê Estratégico de Conteúdo Local e dos subcomitês Técnico, Financeiro, de Escoamento do Óleo Produzido, de Conteúdo Local, de Alternativas de Uso do Gás Natural, de Segurança, Saúde e Meio Ambiente (SMS) e de Desenvolvimento Tecnológico. Cada um desses comitês é composto por representantes de todos os consorciados de Libra, incluindo a Pré-Sal Petróleo.



Cabe mencionar também a participação da Pré-Sal Petróleo no acompanhamento das atividades exploratórias realizadas ao longo de 2017, a saber:

- Completação inteligente e abandono temporário do poço 3-RJS-744.
- Perfuração do poço 3-RJS-745 (NW8), com a sonda NS-47 (West Tellus), que atingiu profundidade final de 5878 (-5850,1) metros dentro da Formação Itapema, tendo confirmado as excelentes características do reservatório da Formação Barra Velha.
- Perfuração do poço 4-RJS-746 (SE1), localizado na estrutura da área sudeste, com a sonda NS-48 (West Carina), caracterizando um reservatório fechado e de baixa qualidade.
- Perfuração do poço 4-RJS-747 (NW13), com a sonda NS-48 (West Carina), que atingiu a profundidade final a 5877 (-5850) metros. Realizado teste de formação de longa duração (TLD-1).
- Perfuração do poço 3-RJS-748D (NW11), com a sonda NS-47, que atingiu a profundidade final de 5960 (-5926,3) metros.
- Perfuração das duas primeiras fases do poço 4-RJS-749D (NW6), com a sonda NS-48, até topo da Fm. Ariri (sal) a 3337 (-3311,4) metros.
- Perfuração do poço 4-RJS-751D (IG-14), com a sonda NS-48, que atingiu a profundidade final de 6178 (-5884) metros dentro da Formação Itapema.

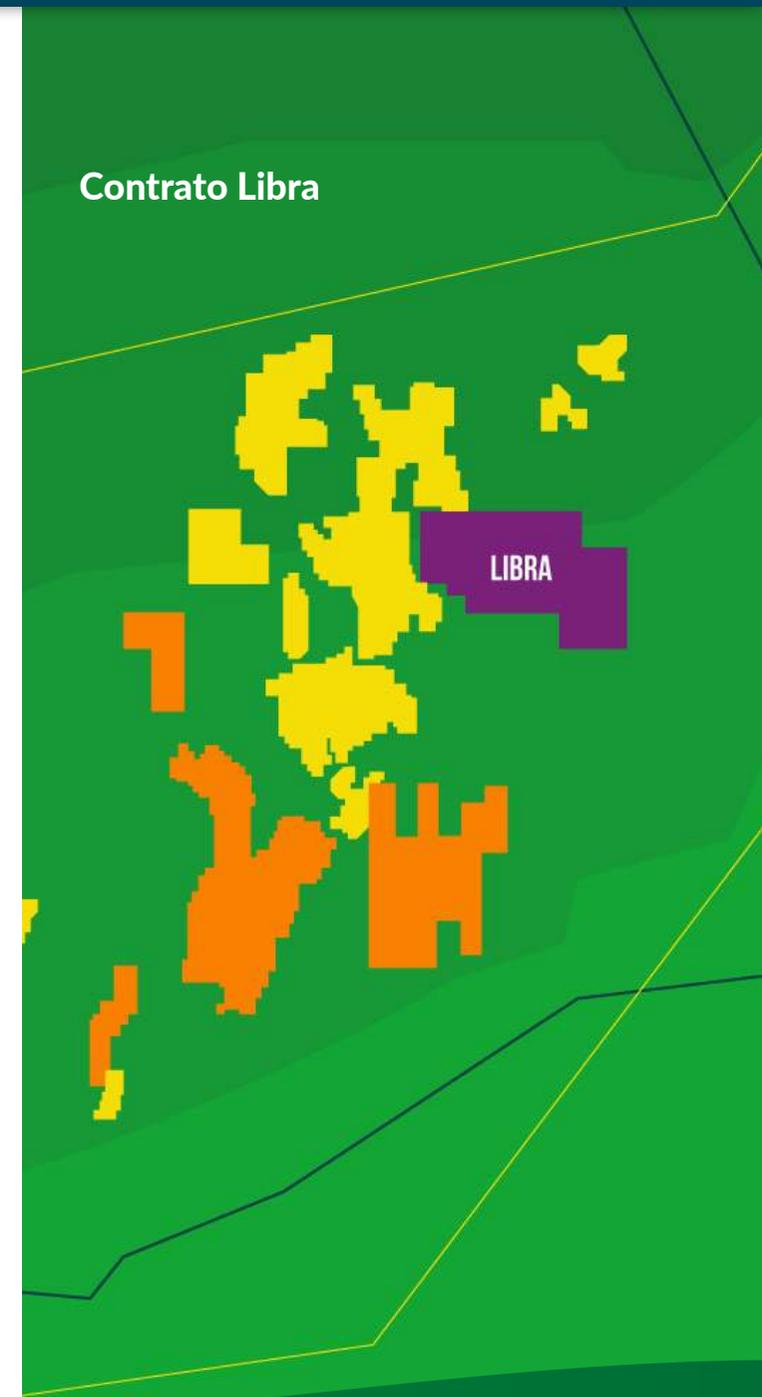
## Contrato Libra

**Licitação**  
21/10/2013

**Bônus de Assinatura**  
R\$ 15 BILHÕES

**Excedente de Óleo da União**  
41,65%

**Assinatura de Contrato**  
02/12/2013





## Novos Contratos

Em 27/10/2017, foram realizadas as 2ª e 3ª rodadas de licitação no regime de partilha. Das oito áreas oferecidas, seis foram arrematadas. O bônus pago pelos consórcios vencedores totalizou R\$ 6,15 bilhões. Para duas das áreas (Sul de Gato do Mato - na 2ª Rodada - e Alto de Cabo Frio Oeste - na 3ª Rodada) foi oferecido o mínimo do excedente em óleo. Nas outras áreas, houve disputa. Confira na tabela os consórcios vencedores e as ofertas de excedente em óleo:

Área	Rodada	Operador	Consoiciados	Excedente em óleo lucro
Libra	1	Petrobras (40%)	Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%), CNOOC (10%)	41,65%
Sul de Gato do Mato	2	Shell (80%)	Total (20%)	11,53%
Entorno de Sapinhoá	2	Petrobras (45%)	Shell (30%), Repsol (25%)	80%
Norte de Carcará	2	Equinor (40%)	ExxonMobil (40%), Petrogal (20%)	67,12%
Peroba	3	Petrobras (40%)	BP (40%), CNOOC Brasil (20%)	76,96%
Alto de Cabo Frio Oeste	3	Shell (55%)	QPI (25%), CNOOC (20%)	22,87%
Alto de Cabo Frio Central	3	Petrobras (50%)	BP (50%)	75,80%

A ANP homologou o relatório de julgamento da Comissão Especial de Licitação (CEL) e adjudicou o objeto da licitação aos vencedores, conforme decisão publicada no Diário Oficial da União, de 8/11/2017. A assinatura dos contratos de partilha, prevista nos Editais das Rodadas, deve ocorrer em 31/1/2018.

A Pré-Sal Petróleo realizou discussões internas e reuniões de alinhamento com os operadores vencedores, bem como preparou instruções visando orientar o relacionamento dos contratados com a gestora, segundo os conceitos de previsibilidade, simplicidade e padronização.



CRÉDITO: DIVULGAÇÃO ANP



## Acordos de Individualização da Produção (AIPs)

As atividades realizadas referentes aos Acordos de Individualização da Produção (AIPs) são enumeradas a seguir:

### 1. Jazida Compartilhada de Tartaruga Verde (Campo de Tartaruga Verde)

#### Bacia de Campos, Bloco BM-C-36, operador Petrobras:

- O Acordo de Individualização da Produção (AIP) foi assinado em 31/10/2014.
- A ANP aprovou, em fevereiro de 2015, a perfuração de um poço de produção na área não contratada.
- No primeiro semestre de 2015, a ANP aprovou o Sistema de Produção Antecipada (SPA) no poço 9-RJS-710. A produção teve início no dia 10/11/2015, com uma média de 12,5 mil barris de óleo por dia (bpd).
- A Pré-Sal Petróleo vem acompanhando os estudos de reservatório com a atualização dos modelos estático e dinâmico, monitorando diariamente os dados de produção e de perfuração e, mensalmente, a construção do FPSO que será instalado no campo.

Destacam-se os seguintes pontos:

- A produção acumulada de petróleo da fração da União no SPA em 11/12/2017 foi de cerca de 2,93 milhões de barris de petróleo. Por se tratar de produção antecipada, o gás é queimado.
- Ao longo do primeiro semestre de 2017 prosseguiram as discussões para a atualização dos acordos complementares ao AIP, para o processo de redeterminação da jazida compartilhada a ser iniciado em 2018 e para a Equalização de Gastos e Volumes referente ao período anterior à data efetiva.
- Foram concluídos os estudos para definir os condicionantes para autorização da extensão do prazo do SPA do poço 9-RJS-710 para 5/12/2017. Por falta de licenciamento para desativação das instalações, o prazo final do SPA foi autorizado até 15/12/2017, quando a produção do poço foi encerrada.
- Em função dos resultados obtidos com a perfuração dos poços de desenvolvimento, o projeto de drenagem do campo foi reduzido, com o cancelamento da perfuração de três poços inicialmente previstos (dois produtores e um injetor), o que será refletido na revisão do Plano de Desenvolvimento.
- É feito o monitoramento da construção do FPSO Campos dos Goytacazes, com previsão de entrega no 1º trimestre de 2018.
- A Pré-Sal Petróleo concordou com proposição apresentada pela Petrobras de compartilhar a capacidade de produção do FPSO Cidade dos Goytacazes para interligação de um poço do Campo de Espadarte a partir de 2022.
- A área não contratada foi ofertada na 2ª Rodada de Contrato de Partilha da Produção em 27/10/2017, mas não houve apresentação de proposta e, com isso, permanecerá como AIP, com a participação da Pré-Sal Petróleo representando a União.
- A data efetiva do AIP de Tartaruga Verde deverá ocorrer em 1/3/2018.



## 2. Jazida Compartilhada de Lula/Sul de Lula (Campos de Lula e Sul de Lula)

**Bacia de Santos, operador Petrobras (65%), com os sócios Shell (25%) e Petrogal (10%):**

- As negociações desse AIP foram iniciadas em julho de 2014. Sua submissão à deliberação da ANP ocorreu em 25/08/2015.
- Lula é o principal produtor de petróleo e gás natural dos reservatórios do pré-sal. A produção acumulada de petróleo da área não contratada totalizou, em dezembro de 2017, 2,8 milhões de barris de óleo.
- As atividades da Pré-Sal Petróleo se concentraram na negociação dos acordos complementares ao AIP e nas bases para a efetivação da Equalização de Gastos e Volumes relativas ao período anterior à data efetiva.
- Em reunião ocorrida em dezembro, o operador atualizou o projeto de desenvolvimento do campo, com foco na performance do reservatório.
- O AIP de Lula tem previsão de ser aprovado pela ANP no primeiro semestre de 2018.

## 3. Jazida Compartilhada de Sapinhoá (Campo de Sapinhoá)

**Bacia de Santos, operador Petrobras (45%), com os sócios Shell (30%) e Repsol-Sinopec (25%):**

- O Campo de Sapinhoá é um importante produtor de petróleo e gás natural. A produção acumulada de petróleo da área não contratada totalizou, em setembro de 2017, 9,86 milhões de barris de petróleo e 350 milhões de metros cúbicos de gás natural.
- A data efetiva do AIP de Sapinhoá deverá ocorrer em 1/3/2018.
- As atividades da Pré-Sal Petróleo nesse semestre se concentraram na negociação dos acordos complementares ao AIP e nas bases para a efetivação da Equalização de Gastos e Volumes relativa ao período anterior à data efetiva, com expectativa de que a União seja credora.
- A área foi ofertada na 2ª rodada de licitações no regime de partilha de produção. Foi arrematada pela Petrobras e demais empresas consorciadas do contrato de concessão BM-S-9 com excedente em óleo de 80%, o que representou um ágio de 773%, considerando um valor mínimo de oferta de 10,34%.

## 4. Jazida Compartilhada de Nautilus (Campo de Argonauta)

**Bacia de Campos, operador Shell (50%), com os sócios ONGC (27%) e QPI (23%):**

- Essa jazida faz parte do contrato de concessão BC-10. As negociações deste AIP se iniciaram em dezembro de 2014 e o acordo foi submetido à ANP em 16/11/2015.
- Existem dois poços produtores na jazida compartilhada, ambos com produção paralisada. A produção acumulada de petróleo na área não contratada, ao final de dezembro de 2017, era da ordem de 27 mil barris.
- As atividades da empresa em 2017 se concentraram no acompanhamento dos estudos feitos pelo operador para equacionar a paralisação da produção por problemas relacionados à injeção de água na jazida;
- O AIP está efetivo desde 1/10/2017. Antes dessa data, foi aprovado pela Pré-Sal Petróleo um acordo de gestão simplificado para dar suporte às operações até a conclusão do acordo de gestão definitivo, com previsão para o 1º trimestre de 2018.
- A partir da data efetiva, o operador da jazida compartilhada apresenta mensalmente o relatório de gastos (*billing statements*) relativo à jazida.
- A Pré-Sal Petróleo aprovou, em dezembro de 2017, o Plano de Trabalho e Orçamento apresentado pelo operador para o ano de 2018.



- O contrato de consórcio foi acordado em dezembro de 2017, restando pendentes sua assinatura e o registro na Junta Comercial do Rio de Janeiro (Jucerja).
- As discussões relativas à Equalização de Gastos e Volumes (EGV), assim como relativas ao Acordo de Gestão, serão iniciadas em janeiro de 2018.

## 5. AIP de Libra

**Bacia de Santos, operador Petrobras (40%), com os sócios Shell (20%), Total (20%), CNOOC (10%) e CNDC (10%), em regime de partilha:**

- Em 23/10/2014, o operador notificou à ANP a possível extensão da jazida para fora dos limites do bloco contratado pelo Contrato de Partilha de Produção de Libra. Em 5/8/2015, foi celebrado um Acordo de Confidencialidade com vistas à formalização do Pré-AIP.
- No segundo semestre de 2016 foi realizado o mapeamento estrutural do topo dos reservatórios de Libra pela Superintendência de Exploração (SUE). Posteriormente, esse trabalho foi encaminhado à Superintendência de Reservatórios (SRE), que tem como meta a construção do modelo geológico dos reservatórios (modelo estático). O trabalho também foi estendido para a área do Pré-AIP de Libra.
- O Pré-AIP de Libra foi aprovado pela Diretoria

Executiva da Pré-Sal Petróleo, submetido e aprovado pelo Conselho de Administração da empresa no final de outubro de 2016 e submetido pela Petrobras à ANP em 27/12/2016.

- Em 30/11/2017 foi declarada a comercialidade da Área de Desenvolvimento de Mero.
- Foram iniciadas discussões referentes ao AIP de Mero a partir da definição de uma base de dados comum e da elaboração do corpo do contrato e seus anexos, com previsão de conclusão, incluindo a submissão do Plano de Desenvolvimento à ANP, para o 2º trimestre de 2018.

## 6. Pré-AIP de Gato do Mato

**Bacia de Santos, operador Shell (80%) com a sócia Total (20%):**

- Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 21/03/2014.
- O contrato de concessão BM-S-54 está suspenso pela ANP por solicitação do operador.
- Por solicitação da Pré-Sal Petróleo, a Shell fez uma apresentação no final de julho de 2016 sobre o estado atual do projeto e as perspectivas de retomada das atividades na área, uma vez que ela terá novo contratante a partir do início do ano de 2018.
- A área foi ofertada na 2ª rodada de licitação sob regime

de partilha de produção e arrematada pelo Consórcio Shell, operador com 80%, e Total, com 20%. O excedente em óleo ofertado foi de 11,53% sem ágio em relação ao valor mínimo de oferta.

- A Pré-Sal realizou reunião com a direção da Shell em dezembro de 2017 para discutir os principais desdobramentos relacionados ao Contrato de Partilha de Produção de Sul de Gato do Mato e os próximos passos antes e depois de sua assinatura.
- O Contrato de Partilha de Produção de Sul de Gato do Mato deverá ser assinado em 31/01/2018.

## 7. Pré-AIP de Epitonium

**Bacia de Santos, operador Shell (80%) com a sócia Total (20%):**

- Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 10/12/2014.
- O contrato de concessão BM-S-54 está suspenso pela ANP por solicitação do operador.
- Atendendo à solicitação da Pré-Sal Petróleo, a Shell fez uma apresentação no final de julho de 2016 sobre o estado atual do projeto de Epitonium, que é um up side de Gato do Mato.
- Nesse semestre não houve atividades relacionadas ao prospecto Epitonium.



## 8. Pré-AIP de Carcará

**Bacia de Santos, operador Statoil (76%), com as sócias Petrogal (14%) e Barra Energia (10%):**

- Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 11/9/2014.
- Concluída, no final de julho de 2016, a avaliação dos recursos petrolíferos da jazida compartilhada de Carcará. Esse trabalho realizado pela Pré-Sal Petróleo foi produto de várias reuniões técnicas com a Petrobras (antigo operador) e os demais sócios.
- Trata-se de área exploratória de grande relevância, incluída na 2ª rodada de licitação sob regime de partilha de produção e arrematada pelo consórcio formado pela Statoil (40%), ExxonMobil (40%) e Petrogal (20%), com percentual de óleo de lucro de 67,12% - o mínimo era 22,08%; custo em óleo limitado a 50% do valor bruto da produção no bloco Norte de Carcará.
- Foram realizadas diversas reuniões com a Statoil ao longo do 4º trimestre de 2017, quando a Statoil teve oportunidade de apresentar sua forma de atuação com relação à contratação de bens e serviços, dos planos com relação à área Norte de Carcará, sobre estruturação financeira dos projetos, *long lead items*, apropriação de gastos, detalhamento de procedimentos contratuais e procedimento de redeterminação - todos com o objetivo de moldar sua forma de atuação como nova empresa operadora da área do contrato de partilha da área norte.

## 9. Área de Desenvolvimento de Caxaréu

**Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras:**

- Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 21/7/2015.
- Ocorreram reuniões com o operador com foco em aspectos de geologia, geofísica e engenharia de reservatórios. A Pré-Sal Petróleo concluiu preliminarmente que se trata de jazida de baixa economicidade.
- A Petrobras encaminhou pedido à ANP, em agosto de 2016, solicitando suspensão do contrato, o que foi autorizado em outubro de 2016.

## 10. Área de Desenvolvimento de Pirambu

**Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras:**

- Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador, em 20/08/2015.
- Prosseguiram as discussões com o operador, que resultaram em uma reunião com a ANP, solicitando que a decisão sobre a necessidade de se estabelecer (ou não) um AIP fosse postergada para junho de 2019. A ANP aprovou a proposta.

## 11. Campo de Sul de Sapinhoá

**Bacia de Santos, operador Petrobras (45%), com os sócios Shell (30%) e Repsol-Sinopec (25%):**

- Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 9/7/2015.
- De acordo com o operador, essa área deve ser devolvida à ANP, pela baixa atratividade.



## 12. Campo de Jubarte, Jazida de Baleia Azul

### Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras:

- Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 06/06/2016;
- Prosseguiram as discussões com o operador, que culminaram com uma reunião com a ANP, solicitando que a decisão sobre a viabilidade de estabelecimento de um AIP fosse postergada para junho de 2019. A ANP aprovou a proposta;
- Realizado *workshop* técnico em 27/11/2017, em Vitória (ES), para acompanhamento pela Pré-Sal Petróleo do estágio da modelagem em curso; e,
- O cronograma proposto à ANP de atividades para definição da jazida compartilhada está sendo cumprido conforme planejado.

## 13. AIP de Atapu

### Bacia de Santos, BM-S-11, Petrobras operadora com 65%, com a Shell (25%) e Petrogal (10%):

- Há previsão de submissão do AIP e do Plano de Desenvolvimento (PD) revisado à ANP em julho de 2018, conforme proposta encaminhada à ANP.

- A Pré-Sal Petróleo negociou a base de dados comum e recebeu em 30/10/2017 as informações solicitadas para efeito do procedimento de determinação.

- O cronograma contempla como meta a finalização da negociação das participações em maio de 2018.

## 14. Pré-AIP do PAD de Forno (Albacora)

### Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras:

- Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) conjunto do poço 6-AB-119D-RJS (6-BRSA-899D-RJS).
- O programa de trabalho e orçamento para 2018 foi apresentado à Pré-Sal Petróleo em dezembro de 2017 e aprovado no mesmo mês, com a previsão de início de perfuração de um poço para o 4º trimestre de 2018.
- A decisão sobre a confirmação da extensão da jazida está prevista para o final do PAD, que deve ocorrer no 3º trimestre de 2019.

## 15. Pré-AIP do PAD de Sagitário

### Bacia de Santos, BM-S-50, Petrobras operadora com 60%, BG (20%) e Repsol (20%):

- O PAD conjunto é relativo ao poço 1-SPS-98.
- A Petrobras realizou reunião na ANP em dezembro de 2017 para solicitar a postergação do final do Plano de Avaliação da Descoberta do poço 1-BRSA-1063-SPS (1-SPS-98), Sagitário, em 24 meses, passando o seu término de 31/10/2018 para 31/10/2020.



## Comercialização de Petróleo e Gás Natural

A política de comercialização de óleo e gás natural da União, aprovada na reunião do CNPE de 14/12/2016 e publicada no Diário Oficial em 24/03/2017, estabeleceu as condições a serem seguidas pela Pré-Sal Petróleo na gestão da atividade, contemplando diretrizes gerais com vigência de 36 meses.

Dando continuidade às tratativas para a contratação do agente comercializador, a Pré-Sal Petróleo preparou um projeto básico com o propósito de nortear a execução de um leilão com as condições básicas de contratação. O projeto básico foi, então, submetido à análise das empresas parceiras dos projetos em que a Pré-Sal Petróleo está envolvida.

No entanto, a resposta obtida, tanto da Petrobras na negociação direta, quanto das demais empresas, denotou desinteresse de tais empresas em atuar como agentes comercializadores nas regras definidas na política de comercialização do petróleo e do gás natural da União. O principal motivo alegado foi a impossibilidade de dar acesso às informações de preço e de mercado, já que, no entendimento das empresas, essas informações requerem sigilo comercial. Este processo se estendeu até meados de junho de 2017, quando outras alternativas passaram a ser avaliadas com maior cuidado.

Após reunião envolvendo os órgãos jurídicos da Pré-Sal Petróleo, do MME, Fazenda e da ANP, entendeu-se, consensualmente, não haver solução que dispensasse alteração na Lei nº 12.304/2010, através de Medida Provisória, de forma a permitir à Pré-Sal Petróleo a execução direta das atividades de comercialização.

O trabalho de construção do texto da MP contou com a contribuição efetiva das áreas jurídica e comercial da Pré-Sal Petróleo em conjunto com as áreas técnicas e jurídicas do MME, Planejamento e Casa Civil, o que resultou na redação que veio a ser aprovada em 21/12/2017, através da MP nº 811.

Esta MP oferece à Pré-Sal Petróleo a opção de atuar diretamente na comercialização dos hidrocarbonetos da União, caso as condições de mercado justifiquem essa opção.

Além disso, a MP define que a receita advinda da comercialização será considerada após a dedução dos tributos e gastos diretamente relacionados à operação de comercialização e, quando for o caso, da remuneração do agente comercializador. Estabelece, também, que enquanto não for disciplinada uma nova política de comercialização pelo CNPE a atividade será regida por ato do ministro de Minas e Energia.

Finalizando o processo e atendendo a essa condição, o MME ficou encarregado de estabelecer, por intermédio

de ato do ministro, as bases a serem seguidas pela Pré-Sal Petróleo para viabilizar a comercialização dos hidrocarbonetos da União. Entre outros pontos, a Portaria deverá destacar a necessidade de maximização do resultado econômico, a necessidade de a comercialização se dar preferencialmente através de leilões e a diretriz de buscar a minimização dos riscos da União.

Com relação às perspectivas de comercialização, tem-se como destaque o início da produção, por meio de um Teste de Longa Duração (posteriormente convertido para Sistema de Produção Antecipada) da Área de Desenvolvimento de Mero, em 26/11/2017. A produção do SPA deverá atingir patamar de 50 mil bpd ao longo do ano de 2018. Além disso, há a expectativa de início das vendas de petróleo e de gás natural oriundos do Campo de Sapinhoá, a partir do segundo trimestre de 2018.



FPSO Pioneiro de Libra



# Informações Econômico-Financeiras



## Informações Econômico-Financeiras

O exercício de 2017 foi marcado pelo contingenciamento das receitas operacionais da empresa, resultando na apuração de um lucro líquido de R\$ 0,30 milhão, compensando menos de 10% do prejuízo acumulado de R\$ 3,7 milhões de exercícios anteriores.

No exercício de 2017 a empresa faturou, em média, R\$ 3,1 milhões pela gestão dos contratos e acumulou R\$ 2,9 milhões em receitas financeiras. Também recuperou R\$ 2,8 milhões em impostos, encerrando o exercício social com R\$ 30,4 milhões em caixa. Do total de R\$ 50 milhões subscrito pelo acionista controlador, restam R\$ 12 milhões a integralizar no capital social da companhia. A Despesa Operacional totalizou R\$ 35,6 milhões no ano.

Em termos de realização orçamentária do Programa de Dispêndios Globais – PDG de 2017, aprovado pelo Decreto nº 8.933, de 16/12/2016, os Usos de Recursos totalizaram R\$ 39,9 milhões, correspondendo a 50% do orçamento aprovado, impactado pelo esforço de redução de custos liderado pela Diretoria de Administração, Controle e Finanças, que representou uma redução de 5,45% em relação aos Usos de Recursos de 2016.

A Pré-Sal Petróleo opera exclusivamente com o Banco do Brasil e aplica os saldos no fundo BB Extramercado FAE de Investimento de Renda Fixa, lastreado em títulos do Tesouro Nacional, cuja rentabilidade vem decrescendo e, nos últimos 12 meses findos em 31/12/2017, acumulou 11%.

