



Pré-sal  
Petróleo

# RELATÓRIO ANUAL DA ADMINISTRAÇÃO 2018

**Mensagem do Presidente****3****A Companhia**

Perfil	5
Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo	9
Governança	9
Sistema de Gestão	11
Gestão de Pessoas	13

**Atividades Realizadas**

Contratos de Partilha de Produção	14
Acordos de Individualização da Produção	26
Comercialização de Petróleo e Gás da União	30

**Informações Econômico-Financeiras**

Resultado do Ano	32
------------------	----

# SUMÁRIO

**Ibsen Flores Lima***Diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo**(Nov 2016/Março 2019)*

Prezados,

Vivemos em 2018 um período de entusiasmo, com muitas atividades realizadas, tal qual a indústria do petróleo. Começamos o ano com um contrato de partilha de produção em carteira, quatro acordos de individualização da produção assinados e nos preparando para iniciar a venda do petróleo e gás da União. Passados 12 meses, a companhia encerrou o exercício em outro patamar. Consolidamos uma carteira com 14 contratos de partilha de produção, assinamos mais três acordos de unitização, fechamos uma conciliação financeira com o consórcio do Entorno de Sapinhoá, com um ingresso de receitas relevante para a União, e comercializamos a produção de petróleo da União de 2018 e dos próximos três anos.

É, portanto, com enorme satisfação que olhamos para 2018 e atestamos que o esforço da equipe valeu a pena. A companhia arrecadou R\$ 1,13 bilhão para a União – recursos direcionados ao Fundo Social ou a investimentos diretos em saúde e educação.

**MENSAGEM DO  
PRESIDENTE**



No ano de 2018 passamos a trabalhar com 14 empresas, sendo cinco operadoras, nos contratos de partilha de produção, cada qual com sua cultura e seu modelo de negócio. Juntos, estamos construindo uma operação baseada nas melhores práticas internacionais, estamos testando novas tecnologias, buscando os melhores custos para os projetos e sedimentando um modelo de gestão de classe mundial.

Todo o conhecimento adquirido pela equipe técnica da Pré-Sal Petróleo também está sendo compartilhado com o governo federal, como forma de contribuição ao desenvolvimento de políticas públicas nacionais. Temos colaborado com estudos técnicos que suportam a realização das rodadas de licitação, ajudado a aperfeiçoar os contratos, a desenvolver novos marcos legais, como a Política de Comercialização, e a avaliar o potencial incremento do óleo-lucro para a União que virá do futuro leilão de excedente da cessão onerosa.

Em 2018, também aprimoramos a nossa governança. Melhoramos o relacionamento com nossos públicos de interesse, aumentamos a transparência, tomamos decisões pautadas no planejamento estratégico, investimos em um programa de integridade e criamos o Comitê de Auditoria Estatutário.

Ao fim do exercício, registramos um lucro líquido de 2018 de R\$ 30,95 milhões, atingindo assim a marca de quatro anos consecutivos gerando lucros e contribuindo positivamente para o equilíbrio das contas públicas. Os próximos anos nos apontam um cenário ainda mais promissor. Nossos estudos indicam que em 2028, a União terá direito a uma produção média de 250 mil barris por dia de excedente em óleo apenas dos 14 contratos de partilha de produção hoje em vigor. Isso equivale a uma remuneração de R\$ 20,3 bilhões anuais. Há de se considerar ainda que a possível realização do leilão do excedente da cessão onerosa elevará essas projeções a um patamar completamente diferente. Somam-se a isso os novos contratos que chegarem das já previstas 6ª, 7ª e 8ª rodadas de partilha.

Esse é o futuro que vislumbramos para a Pré-Sal Petróleo. Desafios não faltam, mas estamos trabalhando para crescer de forma sustentável, contando com o empenho de uma equipe que atua todo o tempo pautada em resguardar os interesses da União e, conseqüentemente, da sociedade brasileira.

**Ibsen Flores Lima**

*Diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo*



## Perfil

Criada em novembro de 2013, a Pré-Sal Petróleo é uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) 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 áreas estratégicas. A companhia tem como propósito maximizar os resultados econômicos da União nas atividades do regime de partilha de produção, 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 alcança uma área de aproximadamente 149 mil quilômetros quadrados no mar territorial entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo. A região apresenta reservas com grandes acumulações de óleo de boa qualidade. É nessa área que estão concentradas as atividades da empresa.

Em 2018, a Pré-Sal Petróleo atuou ativamente na gestão de sete contratos de partilha de produção, oriundos das 1ª, 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção e, em dezembro, passou a gerir outros sete contratos das 4ª e 5ª Rodadas (figura1).



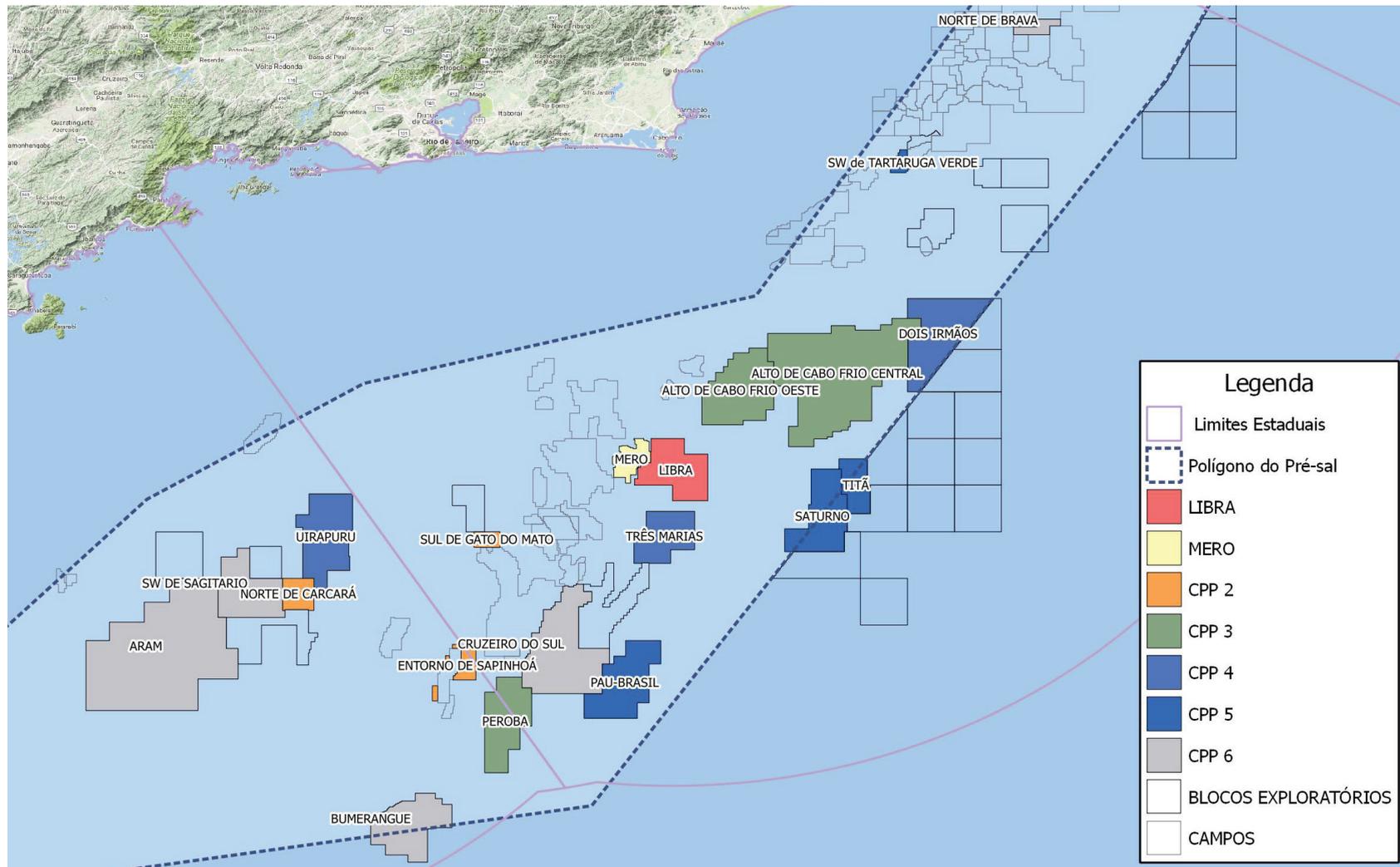


Figura 1 – Mapa dos 14 contratos de partilha de produção no Polígono do Pré-Sal



Em fevereiro de 2018, a companhia iniciou a comercialização do petróleo e gás da União. Toda a produção da União na Área de Desenvolvimento de Mero (Libra) e do Campo de Sapinhoá foi comercializada pelos próximos 36 meses, e a do Campo de Lula por 12 meses. No tocante aos projetos de individualização da produção, três procedimentos tiveram suas negociações concluídas, dois estão em negociação e 13 em análises técnicas sobre possíveis extensões de acumulações de hidrocarbonetos para áreas não contratadas, representando um potencial de 22 acordos de individualização sob gestão da Pré-Sal Petróleo.

A companhia conta com 44 funcionários em seu escritório no Rio de Janeiro e trabalha focada em resultados. Com um Sistema de Gestão implantado, atua pautada em procedimentos otimizados e padronizados, proporcionando um ambiente seguro e em conformidade com as companhias que operam no regime de partilha de produção no pré-sal brasileiro. Como resultado de suas atividades em 2018, a empresa foi responsável por uma arrecadação de R\$ 1,13 bilhão à Conta Única do Tesouro Nacional.

Em paralelo às suas atividades, a Pré-Sal Petróleo tem atuação estratégica nas atividades do regime de partilha de produção (figura 2), promovendo uma interface técnica entre o governo e as empresas, oferecendo ao governo conhecimento técnico que contribui para a formulação de políticas públicas. Exemplos recentes são a participação da equipe da empresa na redação dos contratos das rodadas de licitação de partilha, nas discussões para a formulação da nova política de comercialização e em estudos sobre a cessão onerosa.



Figura 2 – Quadro-resumo da importância estratégica da empresa



## MISSÃO

Maximizar os resultados econômicos nos contratos de partilha de produção, na representação da União nos procedimentos de individualização da produção e na gestão dos Contratos de Comercialização de Petróleo, Gás Natural e outros Hidrocarbonetos Fluidos da União.

## VISÃO

Merecer o reconhecimento da sociedade, na qualidade de sócia dos consórcios, pela eficiência na gestão e viabilização econômica dos projetos, conciliando os interesses da União com o avanço da indústria nacional e o desenvolvimento social.

## VALORES

- Defesa do interesse nacional
- Retidão e idoneidade
- Clareza e transparência
- Competência e capacitação técnica



## Contrato de Remuneração entre a União e a Pré-Sal Petróleo

O objeto do Contrato de Remuneração entre a União e a PPSA é a fixação de parâmetros para a remuneração da Pré-Sal Petróleo, pelos serviços de gestão dos contratos de partilha de produção, gestão dos Contratos de Comercialização de Petróleo e Gás Natural da União e representação da União nos Procedimentos de Individualização da Produção de Petróleo e Gás Natural e nos acordos deles decorrentes.

O Contrato de Remuneração foi assinado em 30 de novembro de 2015. A renegociação do contrato está em andamento e tem o propósito de atualizar os valores, a fórmula de remuneração, o formato do relatório de remuneração mensal e o mecanismo de renovação para ajustar à realidade da empresa, decorridos três anos de sua assinatura.

## Governança

A Pré-Sal Petróleo vem avançando a cada ano na implantação de boas práticas de governança. A empresa busca aumentar sua transparência, aprimorar o relacionamento com seus públicos de interesse e tomar decisões pautadas no planejamento estratégico. Em 2018, a companhia deu continuidade ao mapeamento de processos e macroprocessos, à confecção de procedimentos e manuais e à criação de métodos para acompanhamento da implementação das iniciativas para avaliação do desempenho operacional. Em novembro, o Conselho de Administração elegeu os membros do Comitê de Auditoria Estatutário.

O Estatuto Social da Pré-Sal Petróleo traz uma série de regramentos que norteiam os atos da administração e definem a estrutura organizacional interna e as funções das áreas que a compõem.

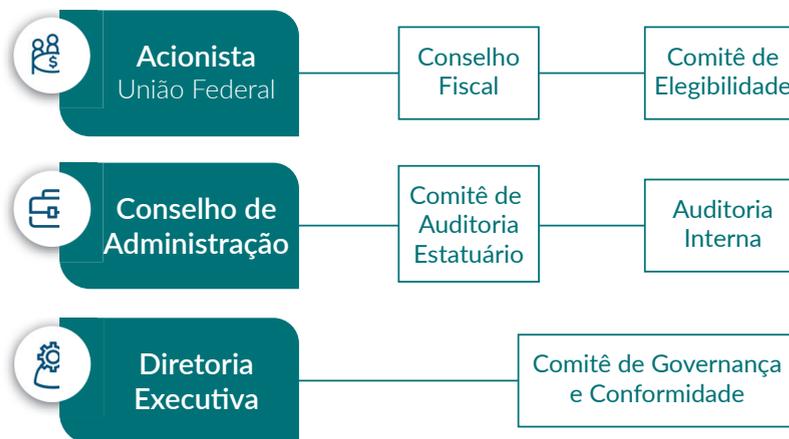
A atuação e as competências de cada ator da governança da companhia estão descritas a seguir:

### Assembleia Geral

A Assembleia Geral, composta por um único acionista, a União, é o órgão máximo da Pré-Sal Petróleo, com poderes para deliberar sobre todos os negócios relativos ao seu objeto social, inclusive quanto à sua competência para alterar o capital social e o Estatuto Social da empresa, bem como eleger e destituir seus conselheiros de Administração e Fiscal. A Assembleia Geral reúne-se, ordinariamente, uma vez por ano e, extraordinariamente, conforme a necessidade. As Assembleias Gerais são presididas pelo diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo, ou por substituto que este vier a designar.

### Conselho de Administração

O Conselho de Administração é formado por cinco membros eleitos em Assembleia Geral e deverá ser constituído por um conselheiro indicado pelo Ministério de Minas e Energia, um indicado pelo Ministério da Fazenda, um pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, um indicado pela Casa Civil e pelo diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo, membro nato. Os conselheiros de Administração têm prazo de gestão unificado de dois anos, permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas. As reuniões ordinárias ocorrem mensalmente, e as extraordinárias, sempre que convocadas pelo seu presidente ou pela maioria dos seus membros. As decisões do Conselho de Administração são tomadas por maioria simples de votos dos presentes e registradas em ata, cabendo ao presidente os votos ordinário e de qualidade.





### Conselho Fiscal

Os membros do Conselho Fiscal são eleitos e destituídos em Assembleia Geral. Os conselheiros têm um período de gestão de dois anos, admitidas duas reconduções, sendo dois conselheiros indicados pelo Ministério de Minas e Energia e um indicado pelo Ministério da Fazenda. As reuniões ordinárias ocorrem mensalmente, e as extraordinárias, quando convocadas pelo presidente do conselho.

### Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva é o órgão colegiado de direção geral da Pré-Sal Petróleo, ao qual incumbe exercer a gestão dos negócios, de acordo com a missão, os objetivos, as estratégias e as diretrizes aprovadas pelo Conselho de Administração. O prazo de gestão da Diretoria Executiva é de dois anos, sendo permitidas, no máximo, três reconduções consecutivas. As decisões colegiadas da Diretoria Executiva são tomadas pela maioria absoluta de seus membros, presentes no mínimo três deles, cabendo ao diretor-presidente, além do voto comum, o de qualidade. Das reuniões da Diretoria Executiva são lavradas atas, nas quais são consignadas as deliberações adotadas.

### Auditoria Interna

A Auditoria Interna é a área de controle responsável por fortalecer e assessorar a gestão, bem como desenvolver ações preventivas e prestar apoio, dentro de suas especificidades, no âmbito da empresa, no sentido de contribuir para a garantia da legalidade, moralidade, impessoalidade e probidade dos atos da administração. A Auditoria Interna é vinculada ao Conselho de Administração e subordinada administrativamente ao diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo.

### Auditoria Externa

A auditoria externa verifica as demonstrações contábeis trimestrais e anuais da Pré-Sal Petróleo, com base nos Princípios de Contabilidade. As funções do auditor externo vão muito além do tradicional conceito de fiscalização. Além de averiguar e detectar eventuais falhas nos sistemas de controle interno e no plano de organização, o auditor se preocupa também com a manutenção desses sistemas, de forma que as não conformidades sejam minimizadas, atuando de maneira preventiva e apresentando sugestões em caso de eventuais desvios.

### Comitê de Governança e Conformidade

O Comitê de Governança e Conformidade (CGC) tem a missão de atuar como apoio à adoção das melhores práticas de governança corporativa e conformidade, bem como implantar um modelo de governança e conformidade nos moldes estabelecidos em lei. O CGC reúne-se ordinariamente, sempre que convocado por qualquer um de seus membros. Os assuntos, recomendações e deliberações do CGC são registrados em ata de reunião do comitê.

### Comitê de Auditoria Estatutário

O Comitê de Auditoria Estatutário iniciará a sua atuação em janeiro de 2019. O comitê é composto por três membros, selecionados e eleitos pelo Conselho de Administração em novembro de 2018.

### Comitê de Elegibilidade

O Comitê de Elegibilidade é constituído por três membros que auxiliam o acionista controlador na verificação da conformidade do processo de indicação e de avaliação dos administradores e membros do Conselho Fiscal.



## Sistema de Gestão

O Sistema de Gestão da companhia dá suporte a todas as atividades. Consiste em ações de Planejamento Estratégico, Gerenciamento da Rotina, Gerenciamento de Risco e Programa de Integridade (figura 3).

### Plano Estratégico 2018-2022

O Plano Estratégico para o quinquênio 2018-2022 obedeceu às diretrizes estabelecidas conforme as obrigações legais contidas na Lei 12.304/2010 e contou com o envolvimento direto da alta administração e demais gestores da empresa em todas as etapas de sua elaboração. Foram estabelecidos os direcionadores estratégicos da Pré-Sal Petróleo através da observância da Missão, Visão e Valores da empresa e dos desafios a serem enfrentados no quinquênio, baseados em cenários da indústria do petróleo e gás natural que afetam diretamente a companhia. Todas as metas do Planejamento Estratégico para o ano de 2018 foram alcançadas.

### Elaboração do Plano Anual de Negócios 2019

O Plano Anual de Negócios (PAN) tem como foco identificar a necessidade de investimento em pessoal, software, hardware e infraestrutura para o ano seguinte àquele vigente. O resultado do PAN fornece subsídios para o Programa de Dispendio Global (PDG) e para o Plano Diretor de Tecnologia de Informação (PDTI), podendo ainda identificar o quantitativo de pessoal a ser considerado para realização de processo seletivo público.

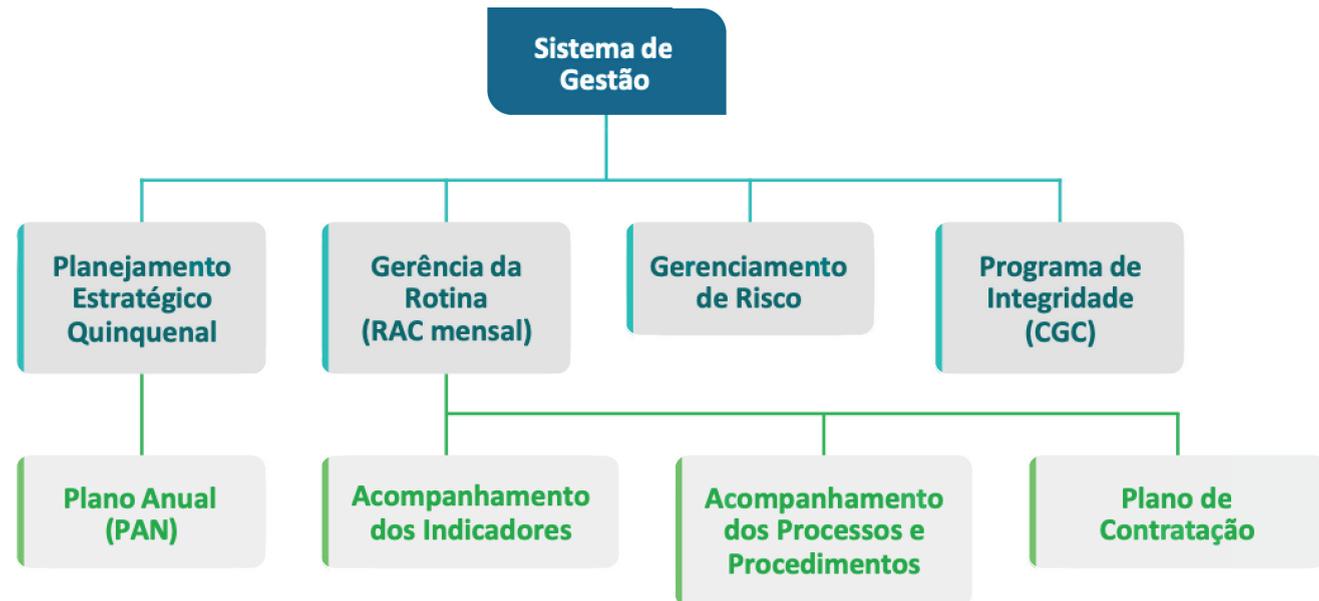


Figura 3 – Sistema de Gestão da companhia

### Gerenciamento de Riscos

Ao longo de 2018 foi criado o procedimento de gerenciamento de riscos e implementada sua forma de atuação. Os relatórios de gerenciamento de riscos são elaborados periodicamente e submetidos à Diretoria Executiva e aos Conselhos de Administração e Fiscal.

### Gerenciamento da Rotina e Sistema de Padronização

A empresa já conta com 60 documentos sobre as práticas de gestão e procedimentos, desenvolvidos pela própria força de trabalho para nortear o dia a dia e garantir a qualidade do desempenho. Esse ambiente de conformidade tem sido fundamental para o bom resultado das atividades da Pré-Sal Petróleo, que este ano registrou significativo aumento de seu volume de trabalho.



Palestra sobre integridade da auditora federal de Finanças e Controle da Controladoria Geral da União (CGU), Carla Arêde, para empregados da Pré-Sal Petróleo



### Programa de Integridade

Em 2018, a empresa aderiu ao Programa de Fomento à Integridade Pública da Controladoria Geral da União e iniciou a construção do seu Programa de Integridade. O Código de Ética e Conduta da companhia é uma das diretrizes adotadas para fortalecer e aprimorar o ambiente ético e a conformidade no relacionamento com as partes interessadas. O código apresenta os valores e comportamentos que os empregados devem adotar nas interações com os setores público e privado, e que devem ser observados em transações comerciais e operacionais.

Como parte do processo para implantação de seu Programa de Integridade, em julho de 2018, o Conselho de Administração aprovou a Política de Integridade. Esse documento estabeleceu as diretrizes gerais a serem adotadas no programa, bem como instituiu o Comitê de Governança e Conformidade como área responsável pela sua implantação, que passou a ser liderada pelo diretor de Administração, Controle e Finanças. A política de integridade também consolidou disposições sobre o canal de denúncias da empresa, conflito de interesses, orientações para prevenção, detecção e correção de atos fraudulentos, sinais de alerta e tratamento de retaliações.

### Atendimento à sociedade

A Pré-Sal Petróleo conta com três canais de comunicação para atendimento à sociedade: Fale Conosco, e-SIC e e-Ouv. Em 2018, a empresa recebeu 20 solicitações pelo Fale Conosco do site da empresa e 19 solicitações de informações pelo Sistema Eletrônico do Serviço de Informações ao Cidadão (e-SIC). A companhia mantém um canal de ouvidoria que atende aos empregados, administradores e à sociedade. O e-Ouv é o Sistema de Ouvidorias do Poder Executivo Federal, que recebe as manifestações dos cidadãos, analisa, orienta e encaminha às áreas responsáveis pelo tratamento ou apuração do caso.





## Gestão de Pessoas

Atualmente, o quadro de pessoal é composto de 30 empregados de cargos de livre provimento, ocupados por profissionais com experiência comprovada na indústria do petróleo e formação educacional aprimorada, e 14 empregados concursados, admitidos entre janeiro e fevereiro de 2018, por prazo determinado, até o final de 2019.

## Elaboração do Plano de Cargos e Salários

O Plano de Cargos e Salários (PCS) foi desenvolvido ao longo de 2015 e 2016, sendo aprovado pelos colegiados da Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração da Pré-Sal Petróleo na 38ª Reunião Ordinária, realizada em 31 de março de 2017.

Ao longo de 2017 e 2018, foram solicitadas pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) informações adicionais e algumas modificações no

plano. As revisões solicitadas foram atendidas e encaminhadas à SEST em agosto de 2018. O PCS é uma exigência do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão para a realização do processo seletivo público, visando à admissão de pessoal permanente para a continuidade da empresa. Até o encerramento do exercício 2018, o PCS ainda não havia sido aprovado.

### Quadro de Pessoal Permanente

Em agosto de 2018, foi solicitada ao MME e à SEST a autorização de vagas para realização de processo seletivo público para cargos permanentes. O pleito está em análise na SEST.





## Contratos de Partilha de Produção

O regime de partilha da produção vigora no Polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas (Bacias de Campos e Santos) desde 2010. Em 2013, a Pré-Sal Petróleo passou a fazer a gestão do Contrato de Partilha de Produção (CPP) de Libra, leiloado na 1ª Rodada de Partilha de Produção promovida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e

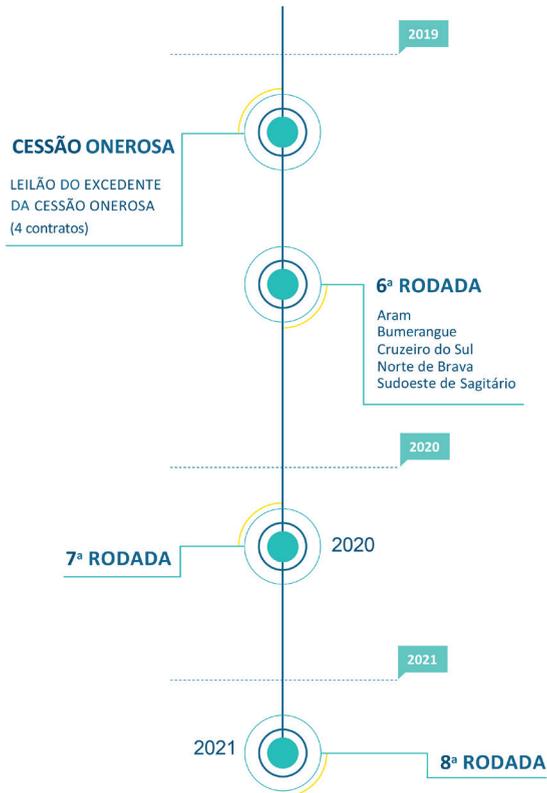


Figura 4 - Linha do tempo mostrando as cinco Rodadas de Partilha de Produção já realizadas

Biocombustíveis (ANP). Em 2018, foram assinados outros 13 novos contratos, oriundos das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção (figura 4), realizadas em outubro de 2017, e das 4ª e 5ª rodadas, promovidas em junho e setembro de 2018. Como gestora dos contratos, a companhia acompanha e aprova a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, presidindo o comitê operacional dos diversos consórcios. Também cabe à Pré-Sal Petróleo monitorar, aprovar e auditar os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, além de verificar o cumprimento do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal (figura 5).

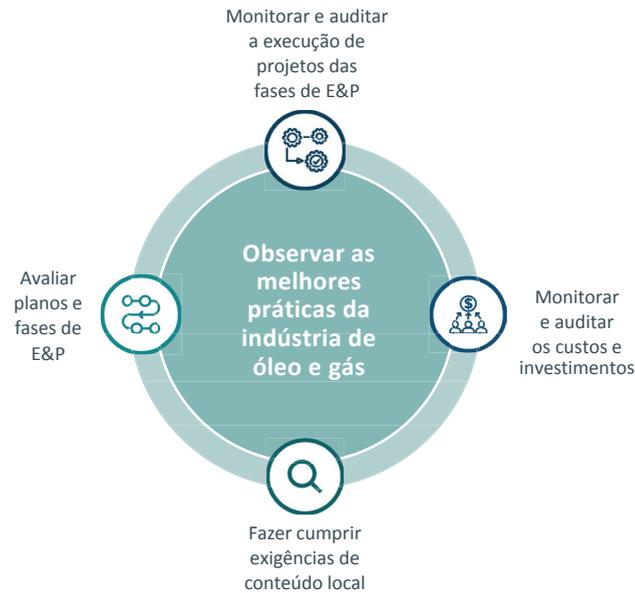


Figura 5 - Atribuições legais da PPSA como gestora de um contrato de partilha de produção

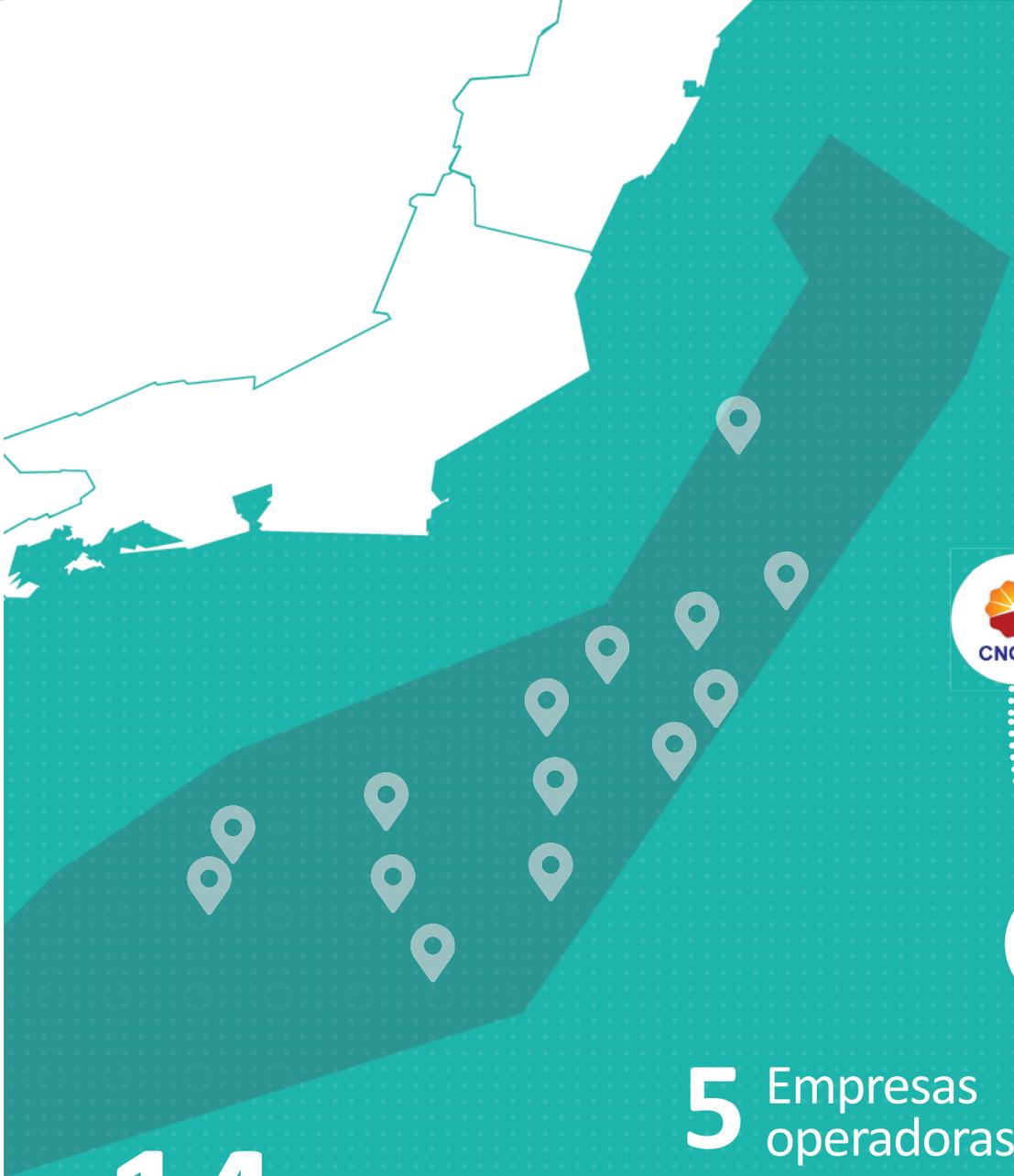
ATIVIDADES  
REALIZADAS



Existem atualmente 14 contratos em regime de partilha em vigor no Brasil. Informações relativas a esses contratos são demonstradas abaixo (tabela 1).

ÁREA	RODADA	OPERADOR	CONSORCIADOS	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%
Uirapuru	4	Petrobras (30%)	ExxonMobil (28%), Equinor (28%), Petrogal (14%)	75,49%
Dois Irmãos	4	Petrobras (45%)	BP (30%), Equinor (25%)	16,43%
Três Marias	4	Petrobras (30%)	Shell (40%), Chevron (30%)	49,95%
Saturno	5	Shell Brasil (50%)	Chevron Brasil (50%)	70,20%
Titã	5	ExxonMobil Brasil (64%)	QPI Brasil (36%)	23,49%
Pau-Brasil	5	BP Energy (50%)	CNOOC (30%) e Ecopetrol (20%)	63,79%
Sudoeste de Tartaruga Verde	5	Petrobras (100%)	Petrobras (100%)	10,01%

Tabela 1 - Informações sobre os 14 contratos de partilha de produção em vigor no Brasil



**14** Contratos

**5** Empresas operadoras

**9** Empresas consorciadas





## Libra

### 1ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Libra

**Data da Licitação:** 21/10/2013

**Data da Assinatura do Contrato:** 2/12/2013

**Consórcio:** Petrobras (Operador, 40%), Shell (20%), Total (20%), CNODC (10%) e CNOOC (10%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 15 bilhões e 41,65%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 30-50%

**Características:** Área de 1.547 km<sup>2</sup>, expectativa original de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões boe (barril de óleo equivalente); teor de CO<sub>2</sub> da ordem de 44%.

O Contrato de Partilha de Produção de Libra foi assinado em 2013 e tem duração de 35 anos. Libra cobre uma área de aproximadamente 1.547 quilômetros quadrados, extensão territorial superior à maior parte das capitais brasileiras. Por ser o primeiro contrato em regime de partilha de produção, Libra começou como um enorme desafio para todos os parceiros, que somaram esforços e experiências em projetos internacionais para construir um modelo de gestão de sucesso. Como representante da União, a Pré-Sal Petróleo cumpre papel decisivo na discussão e definição da estratégia de exploração e produção de Libra, presidindo o Comitê Operacional e participando de todos os subcomitês do consórcio.

Os resultados logo apareceram. Em 26 de novembro de 2017, o consórcio iniciou a produção da Área Noroeste do contrato e no dia 30 daquele mês declarou a comercialidade, denominando-a Área de Desenvolvimento de Mero. O plano de desenvolvimento da área prevê a exploração da jazida

através de quatro sistemas de produção antecipada (TLD/ SPA0, SPA1, SPA2 e SPA3) e quatro sistemas de produção definitivos (Mero1, Mero2, Mero3 e Mero4). O sucesso da operação em Mero fez com que o projeto se tornasse referência para os novos CPPs formalizados a partir da segunda rodada.

O ano de 2018 foi marcado por sucessivas conquistas para o projeto. Quatro meses depois da declaração de comercialidade, em março de 2018, o projeto já havia atingido a meta de produção de 44 mil barris por dia. Nesse mesmo mês, a Pré-Sal Petróleo iniciou a comercialização da parcela de produção da União.

Em dezembro de 2018, a produção acumulada de Mero alcançou nove milhões de barris de óleo, sendo que a parcela de excedente em óleo da União atingiu 1,5 milhão de barris. A produção estabilizada do poço 3-RJS-739A foi da ordem de 43 mil barris por dia de óleo. Interligado ao FPSO Pioneiro de Libra, esse poço é o único no Brasil no qual o gás é injetado na fase de produção antecipada. Isso evita a queima do gás, estando alinhado às políticas de meio ambiente.

#### Principais realizações em 2018 na Área de Desenvolvimento de Mero:

- O FPSO Pioneiro de Libra, com capacidade de produção de 50 mil barris por dia de óleo e de injeção de quatro milhões de m<sup>3</sup> de gás, manteve-se em produção até outubro, quando foi fechado para troca do poço injetor de gás. A produção retornou em dezembro, com o projeto denominado SPA1, mantendo-se o poço 3-RJS-739A em produção e utilizando-se o poço 3-RJS-751D como injetor de gás.

- A comercialização do petróleo da União pela Pré-Sal Petróleo foi iniciada em março, e outras duas cargas foram vendidas em abril e junho. Em agosto, a produção do campo foi leiloada na B3, em São Paulo, por 36 meses.

- Três Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) foram planejados para serem realizados com o FPSO Pioneiro de Libra.

- Foi adquirida sísmica 3D NODES, base para o monitoramento sísmico do reservatório.

- Foram perfurados 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. Também foram realizadas perfuração e completção de poços de desenvolvimento, que serão utilizados nos quatro sistemas definitivos de produção.

- O primeiro FPSO (Mero 1) para operação no sistema definitivo de produção já foi contratado. O segundo está em fase de licitação, e os outros dois em fase de concepção do projeto, para futura contratação. A equipe técnica da Pré-Sal Petróleo cumpriu todas as metas estabelecidas para análise de ballots para diversas contratações e reconhecimento de custos do projeto.

- O Acordo de Individualização da Produção e o Plano de Desenvolvimento de Mero foram aprovados pelo consórcio, e toda a documentação preparada para ser entregue à ANP nos primeiros dias de 2019.

- Estudos de interpretação do Contrato de Partilha da Produção de Libra (CPP LIBRA\_P1), utilizando-se o princípio da evolução regulatória, levaram à equiparação de várias



cláusulas do CPP de LIBRA\_P1 aos novos contratos das 2ª e 3ª rodadas de licitação de blocos do Pré-Sal.

**Ao longo de 2018, outras atividades foram realizadas em Libra contando com a participação da Pré-Sal Petróleo:**

- Reuniões técnicas e avaliação jurídica, que resultaram na aprovação da adesão do Consórcio de Libra aos novos critérios de conteúdo local, de acordo com a Resolução ANP 726/2018;
- Ajuste no projeto do FPSO de Mero 1 e de Mero 2, de forma a incluir a possibilidade de reinjeção da água produzida, em atendimento a requisitos do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama);
- Início do processo de contratação do segundo FPSO de Mero (Mero 2);
- Reuniões mensais com o operador para monitoramento das atividades de desenvolvimento de Mero, bem como dos estudos exploratórios em andamento nas áreas Central e Sudeste;
- Continuação da produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA 0) com o FPSO Pioneiro de Libra, que teve início com o Teste de Longa Duração (TLD), em novembro de 2017;
- Atualização e finalização do Cadastro de Contratos;
- Acompanhamento das atividades do Programa Libra@35, que visa à redução de custos do projeto. Já foram obtidos vários resultados positivos dessa iniciativa;
- Montagem e início dos testes do protótipo da tecnologia

Hi-Sep (patente Petrobras) no sítio de teste do Cenpes/Petrobras na LubNor em Fortaleza. Esta tecnologia, quando devidamente qualificada, deverá ser considerada nas especificações dos projetos das novas unidades, com grande potencial de redução de custos;

- Contratação do protótipo da unidade de testes das membranas CMS (Carbon Molecular Sieve) para separação do CO<sub>2</sub> da corrente de gás natural produzido. Estas membranas apresentam em escala de laboratório uma melhor seletividade e menor perda de hidrocarbonetos na separação do CO<sub>2</sub>, além de proporcionarem redução no foot-print da planta de processo do FPSO.
- Participação nas discussões para contratação para teste do Cargo Transfer Vessel (CTV). Trata-se de uma embarcação que visa a dispensar a necessidade de utilização de navio de posicionamento dinâmico para as operações de alívio dos FPSO. A unidade foi construída na China e passou nos testes de mar. Um acordo entre o consórcio de Libra e a Total foi negociado de forma que a primeira unidade do CTV virá para teste em condições reais da Bacia de Santos. A Total assinará o primeiro contato para seis meses de teste em Lapa, e o consórcio de Libra para outros seis meses de testes no FPSO Pioneiro de Libra. Desta forma fica garantido que o teste contemplará todo o ano e as diferentes condições meteoceanográficas da região.
- Realização, pela equipe de auditoria da companhia, de auditoria de custo em óleo referente ao ano de 2015 e da metodologia de cálculo de HH (homem/hora), de 2013 a 2018.



Cabe mencionar também a participação da Pré-Sal Petróleo no acompanhamento das operações para aquisição de dados de reservatório na Área Noroeste, a exemplo do processo de aquisição de sísmica 4D com a utilização de OBN (Ocean Bottom Nodes) e dos estudos exploratórios das Áreas Central e Sudeste.

#### Resumo das atividades:

Período	Atividade
02/17 - 02/18	Aquisição sísmica 4D com a utilização de OBN ( <i>Ocean Bottom Nodes</i> )
02/17 - 01/18	3-RJS-748D (3-BRSA-1353D-RJS): Poço completado e instalado registrador de fundo para acompanhamento da pressão do reservatório.
	3_RJS-749D (3-BRSA-1355D-RJS): Reentrada no poço para perfuração das fases finais e instalado registrador de fundo
	7-MRO-3_RJS (NW_P7): Poço perfurado pela sonda NS-48, revestido e abandonado provisoriamente
01/18 - 02/18	4-RJS-751D (IG-14): Poço concluído e abandonado provisoriamente; feita a reentrada no poço, para completção inteligente para fins de injeção de gás durante o SPA1
	9_MRO-1_RJS (NW10): Poço perfurado inicialmente até 3.260m. Feita a reentrada no poço para perfuração das fases finais e abandono temporário
02/18	9-MRO-2A_RJS (NW12): Perfurado após desvio do poço 9-MRO-2-RJS e abandonado temporariamente, para aproveitamento futuro como injetor
02/18 - 01/19	9-MRO-5-RJS (NW10): Perfuração iniciada em 5 de dezembro, tendo continuado em 2019. O poço será completado futuramente para injeção

## Contratos das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha

Em outubro de 2017 foram realizadas as 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção. A Pré-Sal Petróleo participou na elaboração das minutas de contrato de partilha, que foram assinados em janeiro de 2018. Das oito áreas oferecidas, seis foram arrematadas. O bônus pago pelos consórcios vencedores totalizou R\$ 6,15 bilhões. Por duas das áreas (Sul do 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.

Desde antes da assinatura dos contratos, a companhia realizou reuniões de alinhamento com os consórcios vencedores, bem como preparou instruções, visando a orientar o relacionamento dos contratados com a Pré-Sal Petróleo, segundo os conceitos de previsibilidade, simplicidade e padronização. Assinados os contratos e constituídos os Comitês Operacionais, as empresas operadoras apresentaram suas respectivas estratégias para execução das atividades, incluindo o planejamento para contratação de bens e serviços, e a Pré-Sal Petróleo iniciou as suas atividades regulares para a gestão dos contratos.

### Sul do Gato do Mato 2ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Sul do Gato do Mato  
**Data da Licitação:** 27/10/2017  
**Data da Assinatura do Contrato:** 31/01/2018  
**Consórcio:** Shell (Operador, 80%) e Total (20%)  
**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 100 milhões e 11,53%  
**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%  
**Características:** Área de 129 km<sup>2</sup>

Durante o ano de 2018, foram submetidos pelo operador e analisados pela Pré-Sal Petróleo 30 *ballots* relacionados à perfuração do poço GdM#3 em 2019, que incluem a contratação de sonda, logística marítima e aérea, além de materiais de revestimento e cimentação de poços. O início da perfuração está previsto para o segundo trimestre de 2019, a depender do licenciamento ambiental.

Em 2018, foram iniciadas as discussões para a definição de um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) conjunto com o BM-S-54, além de um Pré-AIP para regular as operações durante a fase do PAD, como também as primeiras avaliações preliminares para a especificação de um FPSO para a produção da área. Foram constituídos quatro TCMs (*Technical Committee Meetings*), um OCM (*Operating Committee Meeting*) e realizados diversos workshops ao longo do ano, com a participação das empresas contratadas e da Pré-Sal Petróleo. Ocorreram ainda diversas reuniões entre o operador e a Pré-Sal Petróleo, para alinhamento dos processos relacionados à gestão dos Contratos de Partilha de Produção, em particular a definição do Regimento Interno do Comitê Operacional.

### Entorno de Sapinhoá 2ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Entorno de Sapinhoá  
**Data da Licitação:** 27/10/2017  
**Data da Assinatura do Contrato:** 31/01/2018  
**Consórcio:** Petrobras (Operador, 45%), Shell (30%) e Repsol (25%)  
**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 200 milhões e 80%  
**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%  
**Características:** Área de 214km<sup>2</sup>

Durante o ano de 2018, 14 *ballots* foram analisados pela Pré-Sal Petróleo para a manutenção das atividades em curso na jazida. Em destaque, a revisão do Programa de Trabalho & Orçamento 2018, para incluir os custos referentes às três declarações de comercialidade. O poço de aquisição de dados de reservatório (ADR) a ser perfurado na área licitada está previsto para 2021. Ao longo do ano foram realizadas três reuniões do Comitê Operacional.

O AIP da Jazida Compartilhada de Sapinhoá foi efetivado em novembro. Entre as atividades que mais demandaram esforços está a negociação do Acordo de Equalização de Gastos e Volumes referente ao período anterior à assinatura do CPP. No dia 21 de dezembro, foi repassada aos cofres das União a quantia de R\$ 847 milhões pelo consórcio BM-S-9, referente à EGV de Sapinhoá. O Acordo de Equalização de Gastos e Volumes estabeleceu também o regramento para equalização de gastos e volumes para o período entre a assinatura do CPP e a Data Efetiva do AIP, assim como para qualquer redeterminação futura.



Em 2018 também foi assinado contrato de compra e venda de gás natural da União para a Petrobras. Este contrato garante que a União receberá os mesmos valores que os outros parceiros (Shell e Repsol) recebem pela venda de seu gás natural, independente do volume ser muito inferior. Este contrato teve a validade até o dia 31 de dezembro de 2018.

### Norte de Carcará 2ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Norte de Carcará

**Data da Licitação:** 27/10/2017

**Data da Assinatura do Contrato:** 31/01/2018

**Consórcio:** Equinor (Operador, 40%), Exxon (40%) e Petrogal (20%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 3 bilhões e 67,12%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%

**Características:** Área de 313km<sup>2</sup>

O consórcio de Norte de Carcará estabeleceu a meta desafiadora de iniciar a perfuração do primeiro poço, Carcará W (Programa Exploratório Mínimo do CPP), já no segundo semestre de 2018, o que de fato ocorreu, tendo a operação começado em setembro de 2018.

A área de Norte de Carcará foi leiloada a partir da constatação de que a jazida de Carcará se estende para além dos limites do bloco BM-S-8 (concessão), onde foi descoberta. A regulação da ANP exige, nesses casos, a submissão de um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) conjunto. Esse PAD conjunto, aprovado pela ANP em outubro de 2018, contempla a perfuração de um segundo

poço (Carcará E) e a realização de dois testes de formação (Carcará West e Carcará East) como compromissos firmes, e a perfuração de um terceiro poço, contingente aos resultados das atividades firmes.

Para estabelecer a governança e a alocação de custos entre os consórcios de Norte de Carcará e do BM-S-8 na condução das atividades do PAD conjunto, foi assinado, em agosto de 2018, um Acordo de Pré-Individualização da Produção (Pré-AIP), do qual a Pré-Sal Petróleo participa como Interviente Anuente. Um Acordo de Confidencialidade e Divulgação de Dados foi também celebrado, para coordenar a troca de dados e informações entre os consórcios, tendo em vista a avaliação conjunta da jazida.

Ao longo do ano de 2018, foram analisados 77 ballots. Apesar de não ter havido ainda Declaração de Comercialidade, os primeiros estudos que sustentarão o eventual desenvolvimento da jazida compartilhada de Carcará já foram iniciados, sendo que foram aprovados ballots para desenvolvimento de projeto conceitual do FPSO e do arranjo submarino, visando a acelerar o desenvolvimento do campo e reduzir os riscos associados através da participação direta do mercado. O primeiro óleo, no primeiro FPSO (são dois no total), está previsto para 2023-2024.

### Alto de Cabo Frio Central 3ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Alto de Cabo Frio Central

**Data da Licitação:** 27/10/2017

**Data da Assinatura do Contrato:** 31/01/2018

**Consórcio:** Petrobras (Operador, 50%) e BP (50%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 500 milhões e 75,86%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%

**Características:** Área de 3.674km<sup>2</sup>

É notável em Alto de Cabo Frio Central a extensão da sua área e o conjunto de prospectos até agora identificados, ainda sujeitos a confirmação com a conclusão dos trabalhos de geologia e geofísica. Além dessas atividades, o foco tem estado na obtenção de licença ambiental.

A primeira perfuração na área está prevista para o segundo semestre de 2019. Em 2018, foram realizadas uma reunião do Comitê Operacional, duas do Comitê Técnico e várias reuniões e workshops técnicos com o consórcio. Além disso, 13 ballots foram analisados pela equipe da Pré-Sal Petróleo, com destaque para a aprovação da Estratégia Exploratória e para os orçamentos de 2018 e 2019.



### Alto de Cabo Frio Oeste 3ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Alto de Cabo Frio Oeste  
**Data da Licitação:** 27/10/2017  
**Data da Assinatura do Contrato:** 31/01/2018  
**Consórcio:** Shell (Operador, 55%), QPI (25%) e CNOOC (20%)  
**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 350 milhões e 22,87%  
**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%  
**Características:** Área de 1.383km<sup>2</sup>

Durante o ano de 2018, 35 ballots foram analisados pela Pré-Sal e visam a subsidiar a perfuração de poço exploratório em 2019. Incluem a contratação de sonda, logística marítima e aérea, além de materiais de revestimento e cimentação de poços. O início da perfuração está previsto para o quarto trimestre de 2019, a depender da obtenção do licenciamento ambiental.

Ocorreram ainda diversas reuniões ao longo do ano entre o operador e a Pré-Sal Petróleo, para alinhamento dos processos relacionados à gestão dos contratos de partilha de produção, em particular a definição do Regimento Interno do Comitê Operacional.

### Peroba 3ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Peroba  
**Data da Licitação:** 27/10/2017  
**Data da Assinatura do Contrato:** 31/01/2018  
**Consórcio:** Petrobras (Operador, 40%), BP (40%) e CNODC (20%)  
**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 2 bilhões e 76,96%  
**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%  
**Características:** Área de 1.073km<sup>2</sup>

O prospecto de Peroba figurou como área contingente no Contrato da Cessão Onerosa (CO). Após as descobertas feitas em Búzios e nos outros campos da CO, Peroba foi devolvido à União e licitado como contrato de partilha de produção. O consórcio vencedor, liderado pela Petrobras, estabeleceu uma meta também desafiadora para a perfuração do primeiro poço, iniciada em outubro. Foram realizadas uma reunião do Comitê Operacional, duas do Comitê Técnico e várias reuniões e workshops técnicos com o consórcio. A Pré-Sal Petróleo analisou 16 ballots, com destaque para a aprovação dos orçamentos de 2018 e 2019.



## Contratos da 4ª Rodada de Partilha

A 4ª Rodada de Partilha da Produção, realizada no dia 7 de junho pela ANP, arrecadou R\$ 3,15 bilhões em bônus de assinatura e irá gerar R\$ 738 milhões em investimentos somente durante a fase de exploração. O ágio médio do excedente em óleo ofertado na 4ª Rodada foi de 202,3%. O leilão teve três dos quatro blocos oferecidos arrematados: Uirapuru, Dois Irmãos e Três Marias. Os contratos foram assinados em dezembro de 2018.

### Uirapuru 4ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Uirapuru

**Data da Licitação:** 07/06/2018

**Data da Assinatura do Contrato:** 17/12/2018

**Consórcio:** Petrobras (Operador, 30%), Equinor (28%), ExxonMobil (28%) e Petrogal (14%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 2,65 bilhões e 75,49%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%

**Características:** Área de 1.285km<sup>2</sup>

A reunião para formação do Comitê Operacional foi realizada no dia 19 de dezembro, na sede da Pré-Sal Petróleo. Tiveram início discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades.

### Três Marias 4ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Três Marias

**Data da Licitação:** 07/06/2018

**Data da Assinatura do Contrato:** 17/12/2018

**Consórcio:** Petrobras (Operador, 30%), Chevron (30%) e Shell (40%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 100 milhões e 49,95%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%

**Características:** Área de 821 km<sup>2</sup>

A reunião para formação do Comitê Operacional foi realizada no dia 19 de dezembro, na sede da Pré-Sal Petróleo. Tiveram início discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades.



Reunião para formação do Comitê Operacional de Uirapuru I com a participação de representantes da Pré-Sal Petróleo, Petrobras, Exxon, Equinor e Petrogal

### Dois Irmãos 4ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Dois Irmãos

**Data da Licitação:** 07/06/2018

**Data da Assinatura do Contrato:** 17/12/2018

**Consórcio:** Petrobras (Operador, 45%), Equinor (25%) e BP (30%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 400 milhões e 16,43%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%

**Características:** Área de 1.414km<sup>2</sup>

A reunião para formação do Comitê Operacional foi realizada no dia 19 de dezembro, na sede da Pré-Sal Petróleo. Tiveram início discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades.



## Contratos da 5ª Rodada de Partilha

A 5ª Rodada de Partilha da Produção no pré-sal, realizada no dia 28 de setembro de 2018 pela ANP, arrecadou R\$ 6,8 bilhões, com ágio de 170,58% em relação ao percentual de excedente em óleo proposto e geração de R\$ 1 bilhão em investimentos previstos na área de exploração nos próximos anos. Na Bacia de Santos, o Bloco de Saturno foi arrematado pelo consórcio Shell Brasil e Chevron Brasil, com percentual de excedente em óleo de 70,20%; o Bloco Titã foi adquirido pela ExxonMobil Brasil e QPI Brasil, com excedente em óleo de 23,49%; e o Pau Brasil pela BP Energy, CNOOC Petroleum e Ecopetrol, com excedente de 63,79%. Na Bacia de Campos, o Bloco Sudoeste de Tartaruga Verde foi adquirido pela Petrobras, que manteve o valor mínimo de excedente em óleo exigido na rodada (10,01%). Os contratos foram assinados em dezembro de 2018.

### Saturno 5ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Saturno  
**Data da Licitação:** 28/09/2018  
**Data da Assinatura do Contrato:** 17/12/2018  
**Consórcio:** Shell (Operador, 50%) e Chevron (50%)  
**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 3,125 bilhões e 70,20%  
**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%  
**Características:** Área de 1.100 km<sup>2</sup>

A reunião para formação do Comitê Operacional foi realizada dia 20 de dezembro na sede da Pré-Sal Petróleo. Foram iniciadas discussões sobre a Estratégia Exploratória.

### Titã 5ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Titã  
**Data da Licitação:** 28/09/2018  
**Data da Assinatura do Contrato:** 17/12/2018  
**Consórcio:** ExxonMobil (Operador, 64%) e QPI (36%)  
**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 3,125 bilhões e 23,49%  
**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%  
**Características:** Área de 453km<sup>2</sup>

A reunião para formação do Comitê Operacional foi realizada dia 21 de dezembro na sede da Pré-Sal Petróleo. Na ocasião, foram iniciadas discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades. Na mesma data, o operador enviou cinco *ballots* para avaliação.

## Pau Brasil

### 5ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Pau Brasil

**Data da Licitação:** 28/09/2018

**Data da Assinatura do Contrato:** 17/12/2018

**Consórcio:** BP (Operador, 50%), Ecopetrol (20%) e CNOOC (30%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 500 milhões e 63,79%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%

**Características:** Área de 1.184km<sup>2</sup>; alto risco de contaminantes

## Sudoeste de Tartaruga Verde

### 5ª Rodada de Partilha de Produção

**Bloco:** Sudoeste de Tartaruga Verde

**Data da Licitação:** 28/09/2018

**Data da Assinatura do Contrato:** 17/12/2018

**Consórcio:** Petrobras (Operador, 100%)

**Bônus e Percentual de Óleo-Lucro:** R\$ 70 milhões e 10,01%

**Percentual de Recuperação de Custo em Óleo:** 80%

**Características:** Área de 127 km<sup>2</sup>; sem contaminantes

**Atividades previstas/realizadas:** área em fase inicial de produção



A reunião para formação do Comitê Operacional do Bloco Pau Brasil foi realizada no dia 19 de dezembro, na sede da Pré-Sal Petróleo.

A reunião para formação do Comitê Operacional foi realizada dia 19 de dezembro, na sede da Pré-Sal Petróleo. Foram iniciadas as discussões com a Petrobras para apresentação do Aditivo ao AIP à ANP, para refletir a alteração de participação da União frente ao contrato de partilha de produção e para inclusão das novas participações (TP - *Tract Participation*) decorrentes do processo de redeterminação concluído em 2018. A Petrobras iniciou as providências para a declaração de comercialidade da parte da jazida compartilhada que se encontra dentro da área licitada, como requisito para a submissão do aditivo ao AIP.

Também foram iniciadas as negociações para a celebração do Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (EGV).



## Acordos de Individualização da Produção

Dada a incerteza intrínseca ao processo de delimitação, não é incomum que as jazidas de petróleo e/ou de gás natural ultrapassem as demarcações geográficas impostas pelo homem. Seus limites podem ir além das áreas contratadas em leilões exploratórios (figura 6).

Quando isso acontece, é realizado o processo de individualização da produção (unitização), que prevê um projeto único para o desenvolvimento da produção da jazida, visando a garantir a exploração conservativa e fazendo valer os direitos de diferentes proprietários. Um acordo dessa natureza evita a produção predatória da jazida e permite que os custos sejam apropriadamente compartilhados entre os titulares de direitos sobre as áreas. Permite também que os investimentos a serem realizados na jazida compartilhada sejam otimizados no que se refere à racionalidade da produção e à melhoria do fator de recuperação do reservatório. Como resultado, os indicadores econômicos do projeto tendem a ser maximizados.

No Polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas, a Pré-Sal Petróleo é a empresa responsável por representar a União nesses acordos de individualização da produção (AIPs), assinados quando o projeto já se encontra em fase de produção. Se o projeto estiver na fase exploratória (avaliação), é facultada às empresas envolvidas a assinatura de um pré-acordo de individualização da produção (Pré-AIP).

Parte da jazida que será **compartilhada entre os contratos**

Área contratada anteriormente em **Regime de Concessão, Partilha ou Contrato de Cessão Onerosa**



Figura 6 - Desenho esquemático de uma jazida de petróleo e/ou gás natural que extrapola a área de contrato. Neste caso, procede-se com um acordo de individualização da produção

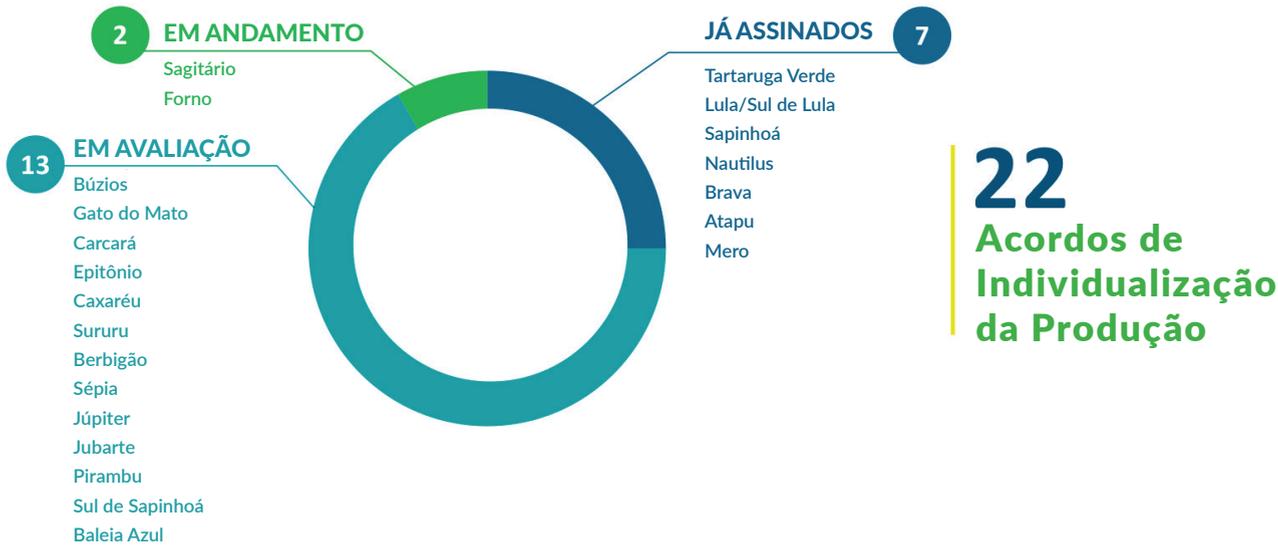


Figura 7 – Áreas com características de jazida compartilhada e seus diversos estágios de maturação

Atualmente, existem 22 áreas com características de jazidas compartilhadas (figura 7), sendo sete acordos realizados, dois em andamento (Forno e BM-S-50/Sagitário) e 13 em avaliação (Sururu, Berbigão, Sépia, Júpiter/BM-S-24, BM-C-32, Búzios, Baleia Azul, Sul Sapinhoá, Pirambu, Caxaréu, Carcará, Epitônio e Gato do Mato), conforme exposto na figura abaixo. Essas áreas encontram-se em diferentes estágios de maturação, seja no trabalho feito pelo operador em termos de programação física, seja dentro da Pré-Sal Petróleo em termos de nível de detalhamento.

## Acordos Assinados em 2018

Até 2017, a Pré-Sal Petróleo havia assinado quatro acordos de Individualização da produção, formando as Jazidas Compartilhadas de Tartaruga Verde, Lula/Sul de Lula, Sapinhoá e Nautilus. Em 2018, outros três acordos de individualização da produção foram concluídos: Jazida Compartilhada de Norte de Brava, Área de Atapu e Jazida Compartilhada de Mero.

### Jazida Compartilhada de Norte de Brava

A jazida de Norte de Brava, pré-sal da Bacia de Campos, situa-se entre os Campos de Marlim, Voador e área não contratada. Está em produção através do poço 6-MRL-199D-RJS desde 2011, mas a notificação de possibilidade

de extensão da jazida para área não contratada foi feita em janeiro de 2018, após a perfuração do poço 9-MRL-231DA-RJS. A Petrobras e a Pré-Sal Petróleo iniciaram as negociações em abril de 2018, com a assinatura do Acordo de Confidencialidade. Ao longo do primeiro semestre de 2018, foram realizados vários data rooms para avaliação das características da jazida. Em outubro de 2018, o referido AIP foi protocolado na ANP. Este AIP ainda não se encontra efetivo, aguardando aprovação pela agência.

### Jazida Compartilhada de Atapu

A Área de Atapu está localizada na Bacia de Santos. Parte da produção de petróleo nessa área será proveniente do Contrato de Concessão BM-S-11A (Campo de Oeste de Atapu), que tem a Petrobras como operadora e as parceiras não operadoras Total, Shell e Petrogal; parte será proveniente de área referente ao Contrato de Cessão Onerosa (Campo de Atapu); e uma terceira fatia de produção será proveniente de área não contratada, que é representada pela União (Área Norte de Atapu). As negociações referentes a esse AIP iniciaram-se em outubro de 2017. O acordo foi protocolado na ANP em 9 de novembro e ainda não se encontra efetivo, aguardando aprovação da agência e com previsão de início de produção em 2020.

### Jazida Compartilhada de Mero

Está localizada na Bacia de Santos. Estende-se ao sul para fora da área do contrato de Libra, operado pela Petrobras (40%), com os sócios Shell (20%), Total (20%), CNOOC (10%) e CNPC (10%), em regime de partilha de produção. A notificação à ANP foi realizada em 23 de outubro de 2014. Em 30 de novembro de 2017, foi declarada a comercialidade da Área de Desenvolvimento da Produção de Mero. O AIP de Mero foi aprovado em dezembro de 2018.



### Outras atividades de destaque na representação da União nos AIPs:

#### Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça (Campo de Tartaruga Verde)

O Campo de Tartaruga Verde está localizado a cerca de 127 quilômetros da costa do estado do Rio de Janeiro e compreende duas jazidas: Tartaruga Verde e Tartaruga Mestiça. A jazida de Tartaruga Mestiça extrapola as fronteiras do campo e, por isso, passou por um processo de unitização que resultou na assinatura do AIP. O acordo foi assinado em 31 de outubro de 2014 e está efetivo desde 1º de março de 2018.

Em julho de 2018, a Jazida Compartilhada do Campo de Tartaruga Verde produziu o seu primeiro óleo, que inaugura uma produção acumulada estimada em pouco mais de 125 milhões de barris de óleo, até 2039. No momento, está em conclusão o processo de redeterminação da jazida. Em função da assinatura do Contrato de Partilha de SO de Tartaruga, um aditivo ao AIP está em fase final de negociação para protocolo na ANP até fevereiro de 2019. A Pré-Sal Petróleo também está negociando junto ao operador a Equalização de Gastos e Volumes (EGV) referente ao período anterior à data efetiva do AIP.

#### Jazida Compartilhada de Lula/Sul de Lula (Campos de Lula e Sul de Lula - BM-S-11)

A Jazida de Lula, na Bacia de Santos, é não só a principal produtora de petróleo e gás natural dos reservatórios do pré-sal como de todo o país. O campo é operado pela Petrobras (65%) com os sócios Shell (25%) e Petrogal (10%). As

negociações desse AIP se iniciaram em julho de 2014, e ele foi submetido à ANP em 25 de agosto de 2015. O AIP de Lula tem previsão de estar efetivo até março de 2019. A Pré-Sal Petróleo está negociando com a Petrobras e demais empresas consorciadas do BM-S-11 a Equalização de Gastos e Volumes da jazida.

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

Trata-se de importante produtor de petróleo e gás natural da Bacia de Santos. O campo é operado pela Petrobras (45%) com os sócios Shell (30%) e Repsol-Sinopec (25%). Em 2018, a Pré-Sal Petróleo negociou os Acordos Complementares ao AIP, necessários em função da assinatura do Contrato de Partilha do Entorno de Sapinhoá e da declaração de comercialidade da área adjacente ao BM-S-9. Também foram negociadas as bases para a efetivação da Equalização de Gastos e Volumes relativa ao período anterior à data efetiva do AIP. O Termo Aditivo ao AIP de Sapinhoá foi aprovado em reunião da diretoria da ANP no dia 25 de outubro de 2018 e tornou-se efetivo em 1º de novembro. A aprovação pela ANP era crítica para que o consórcio de Sapinhoá pudesse ressarcir à União o valor de R\$ 847 milhões, recursos que ingressaram nos cofres do governo em 21 de dezembro. Uma segunda parcela de equalização, correspondente ao período entre a assinatura do CPP e a Data Efetiva do Aditivo ao AIP, está em avaliação para recebimento até abril de 2019.

A área foi ofertada na 2ª Rodada de Partilha, tendo sido arrematada pela Petrobras e demais empresas consorciadas do BM-S-9 com percentual de óleo-lucro de 80% para um valor mínimo de 10,34%.

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

Essa jazida localiza-se na Bacia de Campos e faz parte de um conjunto de acumulações denominado Parque das Conchas, operado pela Shell (50%) com os sócios ONGC (27%) e QPI (23%). As negociações desse AIP se iniciaram em dezembro de 2014, e o acordo foi submetido à ANP em 16 de novembro de 2015. O AIP está efetivo desde outubro de 2017. Existem dois poços produtores na jazida compartilhada (jazida ME1). Entretanto, a produção está paralisada e, durante o ano 2018, a Pré-Sal Petróleo acompanhou os estudos feitos pelo operador para equacionar essa paralisação por problemas relacionados à injeção de água na jazida. Há previsão de retorno da produção para 2019, mas sem injeção de água, o que implicará redução da recuperação inicialmente prevista.

#### Pré-AIP da descoberta do Prospecto Gato do Mato

O Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador Shell (80%) foi firmado em 21 de março de 2014. O contrato dessa área (BM-S-54) permaneceu suspenso, por solicitação do operador, até a data de assinatura do Contrato de Partilha da Área Sul de Gato do Mato. A área foi ofertada na 2ª Rodada do contrato de partilha de produção e arrematada pela Shell, com 80%, e Total, com 20%, com o percentual de óleo-lucro de 11,53%, igual ao mínimo. O contrato de partilha foi assinado em 31 de janeiro de 2018. O consórcio tem previsão de perfuração de um poço no segundo semestre de 2019. Foi iniciada a discussão de um Pré-AIP com as empresas e a Pré-Sal Petróleo.



### Pré AIP do PAD de Forno (Albacora)

Foi realizado o Plano de Avaliação de Descoberta conjunto (PAD) do poço 6-AB-119D-RJS (6-BRSA-899D-RJS), situado na Bacia de Campos e operado pela Petrobras (100%). A decisão sobre a confirmação da extensão da jazida está prevista para o final do PAD, o que deve ocorrer no terceiro trimestre de 2019.

### Pré AIP do PAD de Sagitário

O Campo de Sagitário (BM-S-50) está situado na Bacia de Santos e é operado pela Petrobras (60%), com os sócios BG (20%) e Repsol (20%). O PAD conjunto é relativo ao poço 1-SPS-98 (1-BRSA-1063-SPS). 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-SPS-98 por 24 meses, passando o seu término de outubro de 2018 para 31 de dezembro de 2020. A proposta do operador foi aceita pela ANP. Foram iniciadas as discussões do Acordo de Confidencialidade para negociação do futuro AIP.

### Equalização de Gastos e Volumes (EGV) do Campo de Sapinhoá (BM-S-9)

A Equalização de Gastos e Volume (EGV) é uma conciliação financeira resultante de um Acordo de Individualização da Produção. Sempre que é realizado um acordo dessa natureza, a União, representada pela Pré-Sal Petróleo, passa a ter direito a uma parcela da produção e também responsabilidade equivalente sobre os gastos. Com base na parcela estabelecida, é realizado um acerto de contas, considerando as receitas desde o início da produção e, na mesma proporção, os investimentos e despesas do período.

Em 2018, a Pré-Sal Petróleo trabalhou na EGV dos campos de Sapinhoá, Tartaruga Verde e Lula. Em novembro, concluiu a negociação com o consórcio BM-S-9, liderado pela Petrobras (45%) e os parceiros não operadores Shell (30%) e Repsol Sinopec (25%), referente ao EGV do Campo de Sapinhoá, importante produtor de petróleo na Bacia de Santos.

O consórcio iniciou a produção em 2010 e pouco tempo depois identificou que a jazida de petróleo ultrapassava os limites geográficos do contrato do Bloco BM-S-9, indo em direção a uma área não contratada. O AIP estabeleceu que 3,7% da produção correspondiam à área não contratada e eram, assim, de titularidade da União. Foi realizado um acerto de contas considerando as receitas desde o início da produção e, na mesma proporção, os investimentos e despesas do período. Essa conciliação resultou no saldo credor de R\$ 847 milhões em favor da União, valor que foi depositado na Conta Única do Tesouro Nacional no dia 21 de dezembro.

### Baixa Materialidade

Ao longo de 2018, a equipe da Pré-Sal Petróleo participou de um grupo de trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia e que também conta com a participação de técnicos da ANP. Visa a discutir e sugerir o encaminhamento de jazidas compartilhadas de baixa materialidade (pequena participação e/ou baixos volumes). Planeja-se concluir os trabalhos desse grupo até o final do primeiro semestre de 2019.

### Análise dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Os volumes de petróleo associados a esses excedentes são de alta relevância para o Brasil. A inclusão desses novos contratos no regime de Partilha de Produção na carteira da Pré-Sal Petróleo representará um potencial incremento do óleo-lucro para a União.

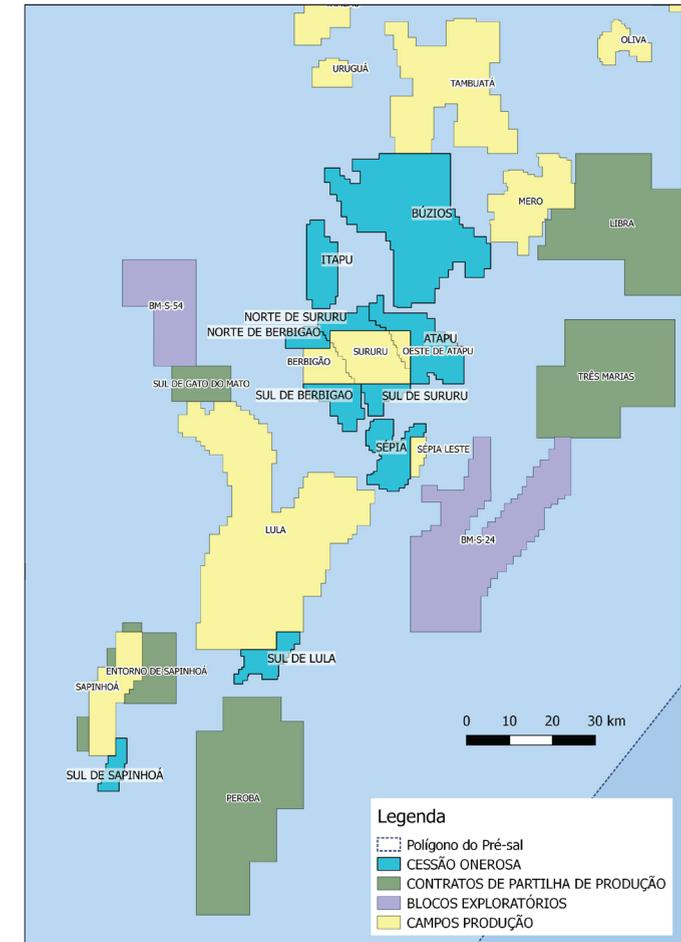


Figura 8 – Campos oriundos do Contrato da Cessão Onerosa



## Comercialização de Petróleo e Gás da União

A Medida Provisória nº 811, de dezembro de 2017, permitindo à Pré-Sal Petróleo comercializar diretamente o petróleo e o gás natural da União, foi fundamental para que a companhia iniciasse as atividades de comercialização em 2018.

Sob a vigência da MP nº 811, a companhia realizou, em fevereiro de 2018, a primeira comercialização: um contrato de 500 mil barris de petróleo da Área de Desenvolvimento de Mero (Libra) para a Petrobras. Posteriormente, a Pré-Sal Petróleo vendeu mais duas cargas, de 250 mil barris em junho e de 500 mil barris em julho. Nas três ocasiões (tabela 2), a empresa realizou a operação de venda direta, por um

processo competitivo entre as principais companhias do mercado.

Em junho foi concluída a negociação do gás natural dos campos de Lula e Sapinhoá, vendidos à Petrobras, virtualmente única compradora no mercado nacional. Em 1º de novembro de 2018, teve início efetivo o contrato de Sapinhoá.

Em 14 de junho de 2018, a MP nº 811 foi convertida na Lei 13.679.

### Política de comercialização

A partir do segundo semestre de 2018, a equipe da Pré-Sal Petróleo teve participação significativa no grupo de trabalho coordenado pelo MME para a formulação da nova Política



Leilão de Petróleo da União na sede da B3, em São Paulo

### Comercialização do quinhão de petróleo da União na partilha/2018

Mês da venda (Mês de carregamento)	Quantidade em barris	Área/Campo	Comprador
Março (Março a Abril)	500.000	Mero	Petrobras
Maio (Junho)	250.000	Mero	Petrobras
Maio (Julho)	500.000	Mero	Petrobras

Tabela 2 – Carregamentos de petróleo de Mero ocorridos em 2018

Lote	Quantidade Estimada (BBL)	Prazo do Contrato	Proponentes Vencedoras	Valor (por m³)
Mero	10.600.00	36 meses	Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras	Preço de Referência
Lula	1.100.00	12 meses	Total E&P do Brasil Ltda.	Preço de Referência + R\$1,00
Sapinhoá	600.000	36 meses	Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras	Preço de Referência

Tabela 3 – Volumes comercializados pela PPSA por ocasião do leilão na B3 (agosto de 2018)

de Comercialização de Petróleo e Gás Natural da União. O resultado desse trabalho foi submetido ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A Casa Civil publicou a Resolução nº 15, de 29 de outubro de 2018, estabelecendo a política de comercialização.

### Leilão de Petróleo da União

Em agosto de 2018, a Pré-Sal Petróleo realizou na B3, Bolsa de Valores de São Paulo, um leilão para comercializar o petróleo da União, que contou com a participação das empresas Petrobras, Shell, Total e Repsol Sinopec. Na ocasião, a companhia comercializou a produção proveniente da Área de Desenvolvimento de Mero e dos campos de Sapinhoá por 36 meses e de Lula por 12 meses (tabela 3).



A Petrobras arrematou os lotes Mero e Sapinhoá pelo Preço de Referência do Petróleo (PRP) publicado pela ANP, por 36 meses. Já o contrato do Campo de Lula foi arrematado pela Total E&P, em contrato de 12 meses, com ágio de R\$ 1 por metro cúbico de petróleo sobre o PRP. Os vencedores remunerarão a União a cada retirada de carga, de acordo com o preço ofertado na data.

### Habilitação da Pré-Sal Petróleo para exportação de petróleo

Com o objetivo de alcançar um maior número de compradores interessados, a Pré-Sal Petróleo solicitou e obteve em novembro habilitação para exportar. A companhia está iniciando estudos para avaliar todos os requisitos de logística e de comercialização para a colocação do petróleo da União no mercado internacional. A expectativa é de que um leilão com maior número de potenciais compradores leve naturalmente à obtenção de maiores valores pelo petróleo da União.

Com base na Lei 13.679/2018, que trouxe um novo arcabouço jurídico apropriado para a comercialização do petróleo e gás natural da União, a Pré-Sal Petróleo passou a estudar duas alternativas: continuar realizando a comercialização diretamente ou utilizar um agente comercializador. Caso a empresa opte pela comercialização direta, entende-se que a oferta de serviços logísticos agregaria valor ao óleo da União. Para isso, no segundo semestre de 2018, a companhia enviou ao mercado uma solicitação de informações (Request for Information – RFI) para verificar interessados em fornecer serviços de logística e uma estimativas de custos. Esses serviços abrangem o levantamento das cargas de petróleo da União dos FPSO's com navios de posicionamento dinâmico (Dynamic Positioning Shuttle Tankers – DPST), a transferência

das cargas dos DPST para navios petroleiros convencionais e o seu transporte de longo curso até o destino final em refinarias no exterior.

Em paralelo, a empresa elaborou a matriz de governança e dos procedimentos de execução da comercialização dos hidrocarbonetos da União, deixando a atividade em conformidade com o Sistema de Gestão da companhia.

### Atividade Técnica

As superintendências eminentemente técnicas da companhia dão todo apoio às gerências executivas de contratos. Esse trabalho consiste não só na participação em todos os fóruns técnicos de discussão dos projetos dos consórcios trazidos pelos operadores, mas também na análise e emissão de notas técnicas e pareceres sobre todas as propostas encaminhadas pelos operadores através de ballots (autorização de dispêndios, orçamento, contratações de todos os tipos – ordinárias ou excepcionais). Os profissionais da companhia também participam de grupos de revisão para aprovação dos marcos mais significativos dos projetos e acompanham o desenvolvimento dos projetos através de reuniões mensais de acompanhamento e do Plano de Contratações. Essa metodologia foi implantada em Libra e deverá ser replicada para todos os outros contratos de partilha de produção e visa a facilitar o trabalho de análise dos ballots e notas técnicas recebidas dos operadores e permitir uma melhor gestão dos trabalhos. Durante o ano de 2018, foram analisados 319 ballots e emitidas 684 notas técnicas de suporte às atividades. A Consultoria Jurídica da empresa analisa todos os posicionamentos da companhia, sob o prisma de sua adequação à legislação.

### Sistema de Gestão dos Contratos de Partilha de Produção (SGPP)

A Pré-Sal Petróleo contratou por licitação, em março de 2018, o Sistema de Gestão dos Contratos de Partilha de Produção (SGPP) e imediatamente iniciou a sua implantação. O SGPP atende a uma exigência contratual do Contrato de Partilha de Produção de Libra, porém, o sistema foi desenvolvido para dar suporte às atividades inerentes à gestão dos diversos contratos de partilha da produção, à gestão dos acordos de individualização da produção e à gestão dos contratos de comercialização do petróleo e gás da União.

De meados de 2017 até julho de 2018, a companhia realizou o mapeamento, a implementação e operacionalização dos processos e interfaces das suas áreas fim e elaborou o Termo de Referência para o processo licitatório de um SaaS (Software as a Service), bem como o acompanhamento de sua implementação. Além do desenvolvimento do sistema, a contratação inclui a prestação dos serviços técnicos especializados de planejamento, arquitetura da solução, parametrização, customização, treinamento, implantação em produção, operação assistida e suporte técnico à operação em produção.



## Resultado do Ano

### Das operações da companhia

Em 2018, a receita bruta de serviços pela gestão de contratos e representação da União totalizou R\$ 45,07 milhões, tendo a empresa faturado a parcela dos bônus de assinatura relativas aos contratos assinados nas 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção, realizadas em 2017, no total de R\$ 53,88 milhões, totalizando um faturamento anual bruto de R\$ 98,95 milhões.

A Pré-Sal Petróleo recuperou R\$ 16,1 milhões em impostos, acumulou R\$ 3 milhões em receitas financeiras e recebeu aporte de capital de R\$ 6 milhões. A companhia apurou lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro de R\$ 46,66 milhões, registrando provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro de R\$ 15,71 milhões.

A companhia seguiu mantendo uma estrutura enxuta de custos e rigor na gestão dos recursos financeiros, atingindo assim a marca de quatro anos consecutivos gerando lucros e contribuindo positivamente para o equilíbrio das contas públicas.

### Da realização orçamentária

Do Programa de Dispêndios Globais de 2018 aprovado pelo Decreto nº 9.240 de 15/12/2017, foram realizados 79% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 108,13 milhões. Deste total, 92% são receitas operacionais, 6% aportes de capital do controlador e 3% receitas não operacionais.

Pelo lado dos usos de recursos, foram realizados 58% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 70,48 milhões. Deste total, 43% correspondem a tributos e encargos para-fiscais, 41% correspondem a despesas com pessoal e encargos sociais e 12% são correlatos a despesas com serviços de terceiros. Outros 3% respondem pelas rubricas de outros dispêndios correntes, utilidades e serviços e materiais e produtos.

### Receitas para a União

Em 2018, a companhia realizou quatro embarques de petróleo relativos ao quinhão da União nos volumes de produção da área de desenvolvimento de Mero, totalizando aproximadamente 200 mil m3 de petróleo, destinando R\$ 286 milhões à Conta Única do Tesouro Nacional.

Em dezembro de 2018, a companhia arrecadou R\$ 847 milhões para a Conta Única do Tesouro Nacional, oriundos da equalização de gastos e volumes de Sapinhoá, totalizando assim uma arrecadação de R\$ 1,133 bilhão ao Tesouro Nacional.



INFORMAÇÕES  
ECONÔMICAS-  
FINANCEIRAS



MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

