



**Pré-sal**  
Petróleo

RELATÓRIO  
SEMESTRAL  
DE ATIVIDADES  
**2º SEMESTRE DE 2017**

# SUMÁRIO

## **1) Resumo Executivo**

## **2) Contexto Operacional**

Gestão do Contrato de Libra

Novos Contratos

Acordos de Individualização da Produção

Comercialização de Petróleo e Gás Natural

## **3) A Companhia**

Organização Interna

Governança Corporativa

Participação Externa

## **4) Informações Econômico-financeiras**



## Resumo Executivo

As informações sobre as atividades presentes neste relatório são relativas ao segundo semestre de 2017.

Em 22/12/2010, por meio da Lei nº 12.351, foi instituído um novo marco regulatório dispendo sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos - o regime de partilha da produção no Polígono do Pré-Sal (bacias de Campos e Santos). No mesmo diploma legal foi instituído o Fundo Social, suas respectivas estruturas e fontes de recursos.

Anteriormente, em 02/08/2010, por intermédio da Lei nº 12.304, fora autorizada a criação da Pré-Sal Petróleo S.A. O Decreto nº 8.063, de 01/08/2013, deu vida à empresa e estabeleceu o capital social inicial da companhia.

A Lei nº 12.858, de 09/09/2013, veio regulamentar a destinação para as áreas de Educação e Saúde, como parcela da participação no resultado ou da compensação financeira pela exploração de petróleo e de gás natural. Diretamente associada ao regime de partilha, representando a União e verificando o cumprimento do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas do pré-sal, cabe à Pré-Sal Petróleo liderar a governança dos consórcios e monitorar, aprovar e auditar os gastos com custeio e investimento, passíveis de recuperação pelos contratados em quantidade de óleo produzido.

É também função da Pré-sal Petróleo acompanhar e aprovar a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação e desenvolvimento e produção. A empresa também é responsável pela comercialização do petróleo e gás natural do pré-sal destinado à União, garantindo recursos para o Fundo Social. Uma terceira vertente da atuação da Pré-Sal Petróleo é a de representar a União nos acordos de individualização da produção. A Pré-Sal Petróleo tem como fim maximizar os resultados econômicos das atividades do pré-sal para a União.

Os recursos com os quais a empresa conta para a consecução de suas atividades são oriundos do Contrato de Remuneração firmado entre o Ministério de Minas e Energia e de parcelas de bônus de assinatura das Rodadas de Partilha.

Ao longo do segundo semestre de 2017, a companhia continuou a trabalhar intensamente na execução de suas atribuições.

No contrato de Partilha de Produção de Libra, as atividades se intensificaram. Foi analisado um total de gastos equivalente a R\$ 5,79 bilhões referentes aos lançamentos de gastos do ano de 2016 até setembro de 2017 para fins de reconhecimento do custo em óleo.

No tocante aos projetos de individualização da produção, quatro procedimentos já tiveram suas negociações concluídas, seis estão em negociação e treze 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.

A figura seguinte apresenta um mapa do polígono do Pré-Sal com a delimitação do prospecto de Libra, dos blocos dos Excedentes da Cessão Onerosa (ECOs) e dos blocos ou campos que se estendem para áreas da União, objeto de individualização da produção.

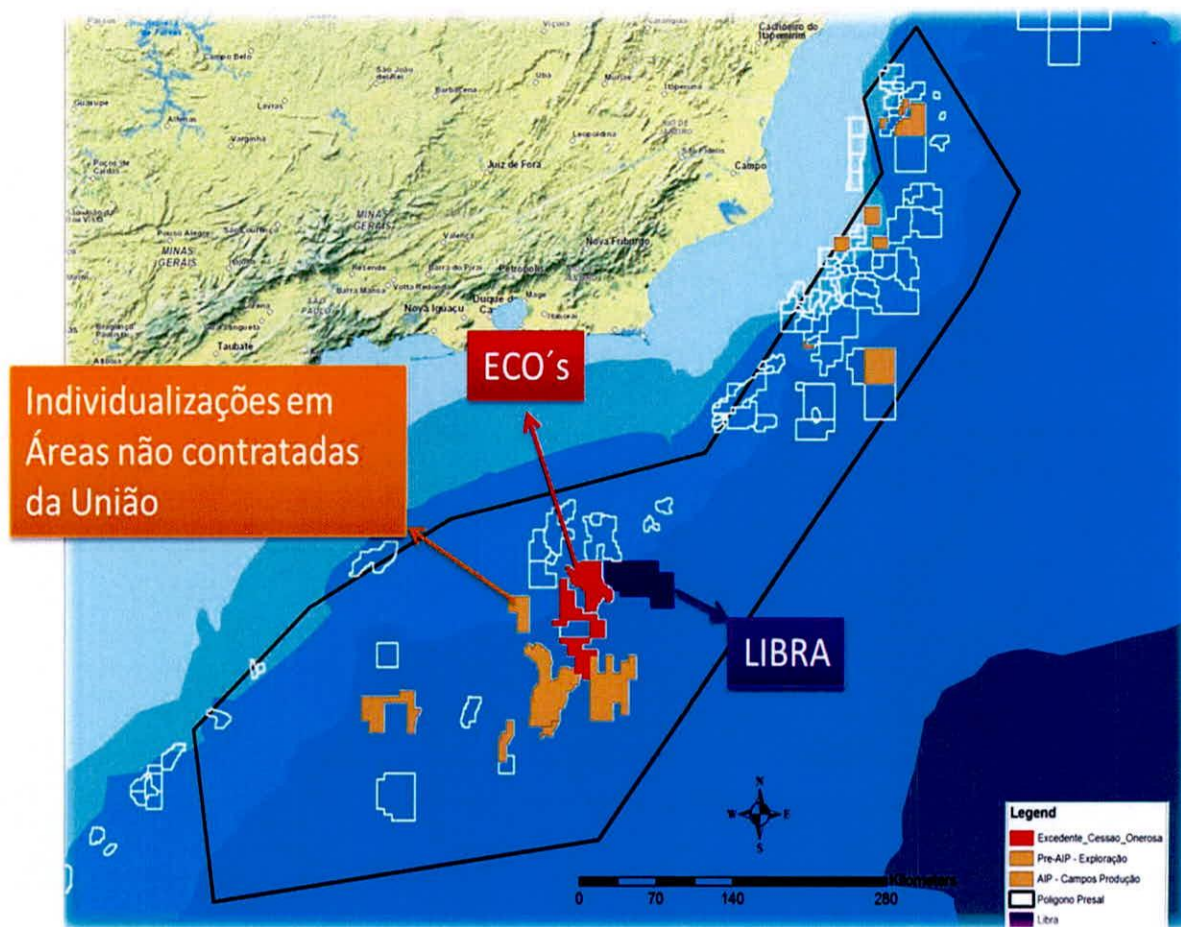


Figura 1: O Polígono do Pré-Sal.

Especificamente, a Pré-Sal Petróleo tem atuado nos seguintes empreendimentos:

- Contrato de Partilha:
  - o Libra;
- Acordos de Individualização da Produção:
  - o 4 acordos assinados - Jazida compartilhada de Tartaruga Mestiça (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);
  - o 6 acordos em andamento (Pirambu, Albacora, Baleia Azul e Sul de Sapinhoá, Mero e Atapu);
  - o 13 potenciais casos a serem avaliados pela Pré-Sal Petróleo.

No encerramento do segundo semestre de 2017, o quadro de empregados da empresa era composto 29 colaboradores em cargos de livre provimento e 4 ocupantes de cargos de diretoria.

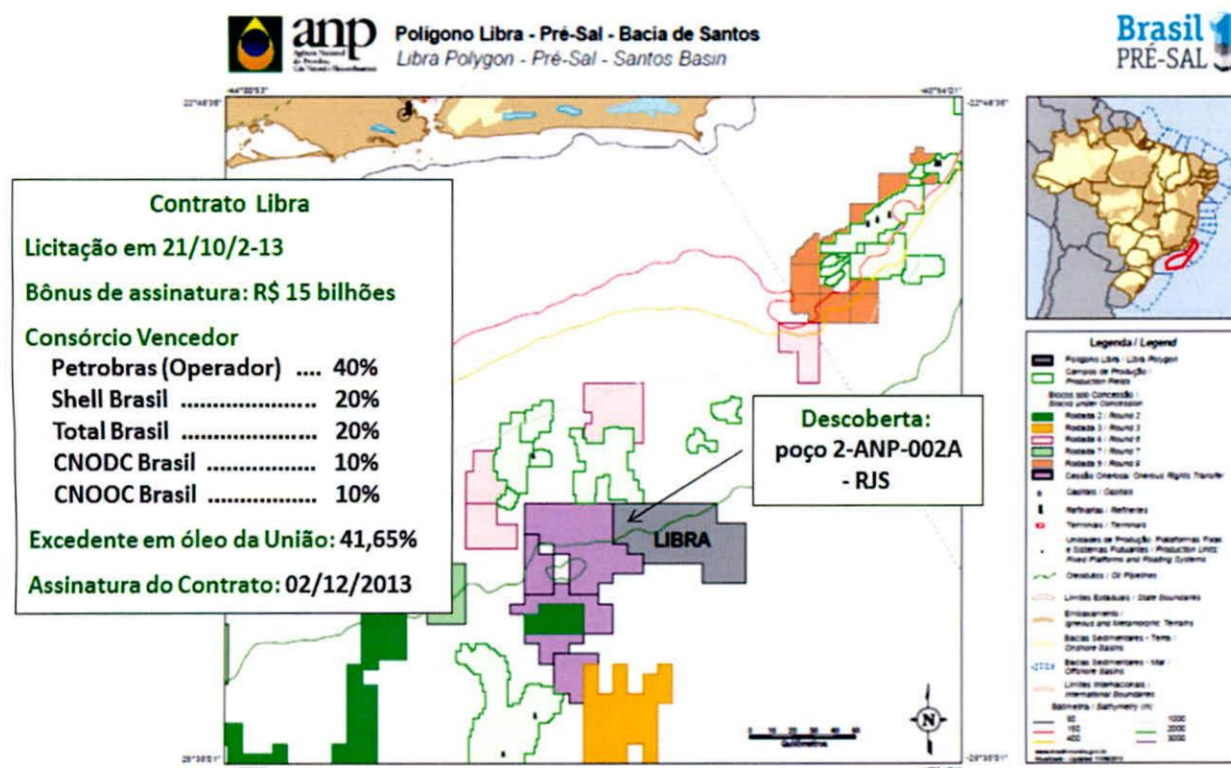
## Contexto Operacional

### Gestão do Contrato de Libra

O contrato tem a duração de 35 anos, a contar da data de sua assinatura em 02/12/2013. Cobre uma área de aproximadamente 1.547 quilômetros quadrados, extensão territorial superior à maior parte das



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.



1. A finalização do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 2-ANP-2A-RJS, com a perfuração de poços de delimitação da jazida previstos no PAD 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; Figura 3.
2. Operacionalização de 3 Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) com o FPSO Pioneiro de Libra;
3. Aquisição da Sísmica 3D NODES, base para o monitoramento sísmico do reservatório.
4. Perfuração de poços de avaliação de reservatórios a fim de melhor definir as malhas de drenagem dos 4 sistemas definitivos de produção previstos para a Área Noroeste de Libra;
5. Contratação de 4 FPSOs dos sistemas definitivos de produção;
6. Perfuração e completação dos poços de desenvolvimento para os 4 sistemas definitivos de produção.

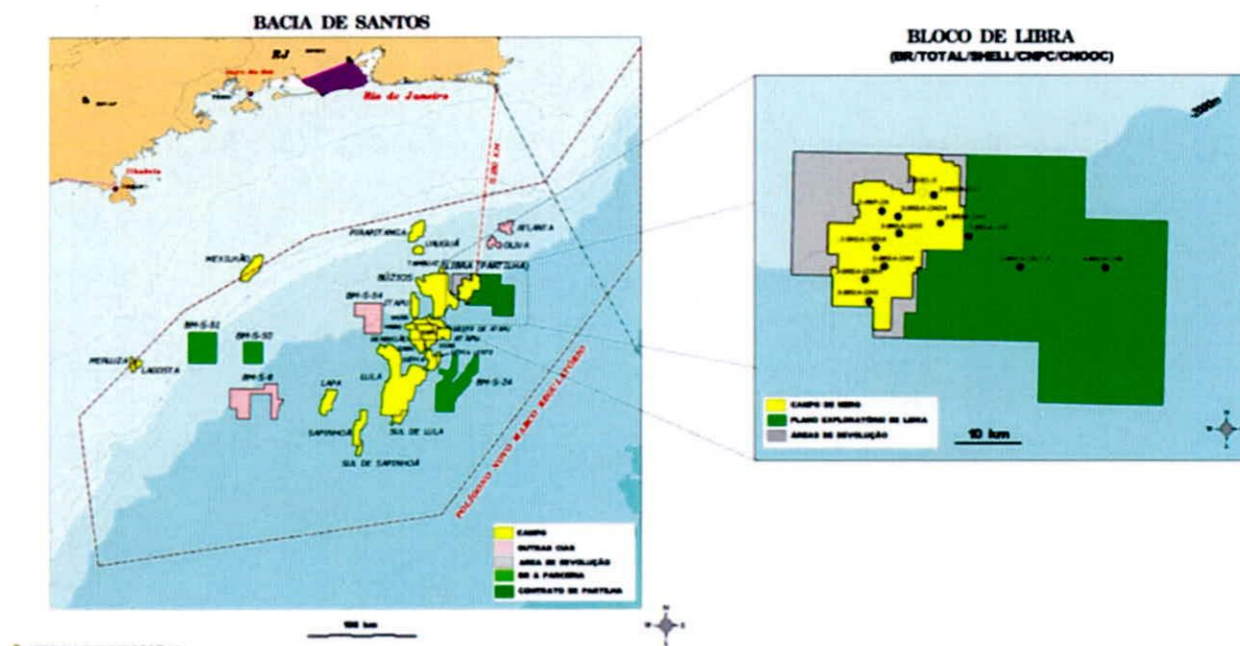


Figura 3: Nova configuração do bloco de Libra após a Declaração de Comercialidade da Área Noroeste (Fonte: Petrobras).

No segundo semestre de 2017, as principais atividades relativas ao Projeto Libra que contaram com a participação da Pré-Sal Petróleo foram:

1. Reuniões técnicas que resultaram na Declaração de Comercialidade da Área Noroeste de Libra, denominada, doravante, Área de Desenvolvimento (posteriormente Campo) de Mero;
2. Assinatura da Letter of Intent (LOI) da Unidade Flutuante de Produção, Estocagem e Escoamento (FPSO) Piloto de Libra (Projeto Mero 1);
3. Comunicação da conclusão do Programa Exploratório Mínimo (PEM);
4. Reuniões técnicas 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;
5. Início da produção do Teste de Longa Duração (TLD) com o FPSO Pioneiro de Libra em 26/11/2018;
6. Revisão do processo de Reconhecimento do Custo em Óleo com a ativa participação do Operador de Libra. Processo este que resultou na elaboração de um Procedimento de Processo e de sete procedimentos de execução, incluindo-se dentre 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, a otimização do fluxo operacional, redução estatística de lançamentos, simplificação dos lançamentos contábeis enviados pelos operadores e conformidade com as premissas contratuais para o Reconhecimento do Custo em Óleo;
7. Análise de reconhecimento do Custo em Óleo dos lançamentos de 2016 e do período de janeiro a setembro de 2017. Foram reconhecidos até o momento cerca de 47,7% dos lançamentos de 2016 e de 71% dos lançamentos de 2017. O processo ainda está em andamento e deverá ser concluído no primeiro semestre de 2018.
8. Atualizado e complementado o Cadastro de Contratos. Iniciado o processo de otimização da nomenclatura para o Repositório de Contratos;



9. Elaborada 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;
10. Continuidade das 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 SMS (Segurança, Saúde e Meio Ambiente) e de Desenvolvimento Tecnológico. Cada um destes comitês é composto por representantes de todos os consorciados de Libra, incluindo a participação ativa da Pré-Sal Petróleo;
11. Acompanhamento das atividades do Programa Libra@35, que visa a redução de custos do projeto. Já foram obtidos vários resultados positivos desta iniciativa;
12. Aprovação parcial pela ANP do “waiver” de Conteúdo Local para o FPSO Piloto de Libra.

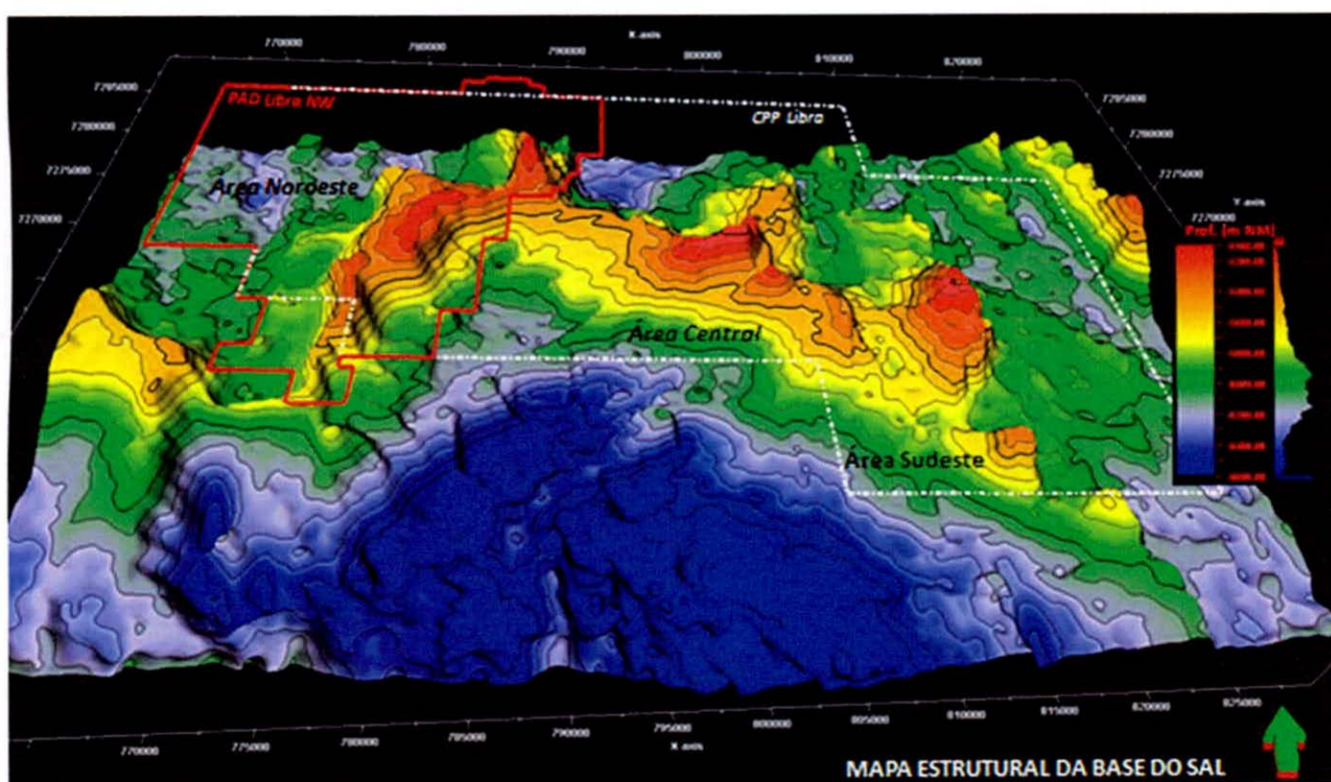


Figura 4: Perspectiva da área do Contrato de Libra (base do sal)

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

- a. 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 Fm. Itapema, tendo confirmado as excelentes características do reservatório da Formação Barra Velha;
- b. 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);
- c. Perfuração do poço **3-RJS-748D (NW11)**, com a sonda NS-47, que atingiu a profundidade final de 5960 (-5926,3) metros;

- d. Perfuração das duas primeiras fases do poço **4-RJS-749D (NW6)**, com a sonda NS-48, até topo da Fm. Ariri (sal) a 3337 (-3311,4m);
- e. Iniciada a perfuração do poço **4-RJS-751D (IG-14)**, com a sonda NS-48, que atingiu a profundidade final de 6178 (-5884) metros dentro da Fm. Itapema.

## Novos Contratos

A Pré-Sal Petróleo participou na elaboração da minuta de contrato de partilha para os blocos das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção do pré-sal.

Em 27 de Outubro foram realizadas as duas Rodadas de Partilha de Produção. Das oito áreas oferecidas, seis foram arrematadas, sendo vencedores os seguintes consórcios:

- **Sul de Gato do Mato:** Shell (Op., 80%), Total (20%);
- **Entorno de Sapinhoá:** Petrobras (Op., 45%), Shell (30%), Repsol (25%);
- **Norte de Carcará:** Statoil (Op., 40%), Exxon (40%), Petrogal (20%);
- **Peroba:** Petrobras (Op., 40%), BP (40%), CNODC (20%);
- **Alto de Cabo Frio Oeste:** Shell (Op., 55%), QPI (25%), CNOOC (20%);
- **Alto de Cabo Frio Central:** Petrobras (Op., 50%), BP (50%).

O bônus pago pelos consórcios vencedores totalizou R\$ 6,15 bilhões. Por 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. As ofertas vencedoras de excedente em óleo foram:

- Sul de Gato do Mato: 11,53%;
- Entorno de Sapinhoá: 80,00%;
- Norte de Carcará: 67,12%;
- Peroba: 76,96%;
- Alto de Cabo Frio Oeste: 22,87%;
- Alto de Cabo Frio Central: 75,86%.

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 de novembro de 2017.

Os operadores dos consórcios vencedores (Petrobras, Shell e Statoil) procederam à coleta de assinaturas dos representantes das companhias participantes nos respectivos contratos de consórcio, incluindo a Pré-Sal Petróleo S.A., e buscaram arquivamento desses contratos na Junta Comercial do Estado do Rio de Janeiro (JUCERJA).

A assinatura dos Contratos de Partilha, prevista nos Editais das Rodadas para ocorrer até o dia 29 de dezembro de 2017, foi transferida pela ANP para o período entre 29 e 31 de janeiro de 2018.

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



## **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 Mestiça (Campo de Tartaruga Verde)**

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

- a. O Acordo de Individualização da Produção (AIP) foi assinado em 31/10/2014;
- b. A ANP aprovou em fevereiro de 2015 a perfuração de um poço de produção na área não contratada, ou seja, na porção da União da futura jazida individualizada;
- c. No primeiro semestre de 2015, a ANP aprovou o sistema de produção antecipada (SPA) do poço 9-RJS-710. A produção teve início no dia 10/11/2015 com uma média de produção de 12,5 mil barris de óleo por dia. 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. Todo gás é queimado;
- d. A Pré-Sal 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:
- e. Ao longo do segundo 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, com expectativa de que a União seja devedora;
- f. Foram concluídos os estudos para definir os condicionantes para autorização da extensão do prazo do SPA do poço 9-RJS-710 para 05/12/2017; 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;
- g. 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;
- h. Feito o monitoramento da construção do FPSO Campos dos Goytacazes, que tem previsão de entrega para o 1º trimestre de 2018;
- i. 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;
- j. A área não contratada foi ofertada na 2ª Rodada CPP em 27 de outubro, mas não houve apresentação de proposta e, com isso, permanecerá como AIP com a participação da Pré-Sal Petróleo representando a União;
- k. A data efetiva do AIP tem previsão para 1º de março de 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%):

- a. As negociações deste AIP se iniciaram em julho de 2014 e o mesmo foi submetido à ANP em 25/08/2015;
- b. Lula é o principal produtor de petróleo e gás natural dos reservatórios do pré-sal. A produção acumulada de petróleo da fração da União totalizou em novembro de 2017 cerca de 2,71 milhões de barris;

- c. As atividades da Pré-Sal neste semestre se concentraram na negociação dos Acordos Complementares ao AIP e das bases para a efetivação da Equalização de Gastos e Volumes relativa ao período anterior à data efetiva, com expectativa de que a União seja devedora;
- d. A Petrobras realizou reunião com a Pré-Sal em dezembro de 2017 para apresentação da atualização do projeto de desenvolvimento do campo com foco na performance do reservatório;
- e. O AIP de Lula tem previsão de ser aprovado pela ANP em 1º de março 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%):

- a. O Campo de Sapinhoá é um importante produtor de petróleo e gás natural. A produção acumulada de petróleo da fração da União totalizou, em setembro de 2017, cerca de 9,86 milhões de barris de petróleo e 350 milhões de m3 de gás natural;
- b. A data efetiva do AIP tem previsão para 1º de março de 2018;
- c. As atividades da Pré-Sal neste semestre se concentraram na negociação dos Acordos Complementares ao AIP e das 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;
- d. 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%.

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

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

- a. Essa jazida faz parte de um conjunto de acumulações denominado Parque das Conchas. As negociações deste AIP se iniciaram em dezembro de 2014 e o Acordo foi submetido à ANP em 16/11/2015;
- b. Existem dois poços produtores na jazida compartilhada (com produção paralisada). A produção acumulada de petróleo da fração da União, ao final de dezembro de 2017, era da ordem de 27 mil barris;
- c. As atividades da empresa neste semestre se concentraram no acompanhamento dos estudos feitos pelo Operador para equacionar a paralisação da produção por problemas relacionados à injeção de água na jazida;
- d. O AIP está efetivo desde 1º de outubro. Antes dessa data foi aprovado pela Pré-Sal o Acordo de Gestão simplificado proposto pelo Operador para dar suporte às operações até a conclusão do Acordo de Gestão definitivo, com previsão para o 1º trimestre de 2018;
- e. A partir da data efetiva, o operador da Jazida Compartilhada apresenta mensalmente o relatório de gastos (billing statements) relativo à Jazida;
- f. A Pré-Sal aprovou em dezembro de 2017 o Plano de Trabalho e Orçamento apresentado pelo Operador para o ano de 2018;
- g. O Contrato de Consórcio foi acordado em dezembro de 2017, faltando apenas sua assinatura e registro na JUCERJA;
- h. 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:



- a. 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 05/08/2015, foi assinado pela Pré-Sal Petróleo Acordo de Confidencialidade com vistas à formalização de um Pré-AIP;
- b. No segundo semestre de 2016 foi realizado mapeamento estrutural dos topos dos reservatórios de Libra pela Superintendência de Exploração (SUE). Posteriormente, este trabalho foi encaminhado à Superintendência de Reservatórios (SRE), que tem como meta a construção do modelo geológico do reservatório (modelo estático). Este trabalho também foi estendido para a área do Pré-AIP;
- c. O Pré-AIP de Libra foi aprovado pela Diretoria Executiva da Pré-Sal Petróleo, submetido e aprovado pelo Conselho de Administração da empresa ao final de outubro de 2016 e submetido pela Petrobras à ANP em 27/12/2016;
- d. Em 30 de novembro último foi declarada a comercialidade da Área de Desenvolvimento da Produção de Mero;
- e. Foram iniciadas discussões referentes ao AIP e 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 da descoberta do Prospecto Gato do Mato***

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

- a. Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 21/03/2014;
- b. O contrato dessa área (BM-S-54) se encontra suspenso por solicitação do operador;
- c. Por solicitação da Pré-Sal, 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 poderá ter novo contratante a partir da 2ª Rodada de Licitações de Contratos de Partilha;
- d. A área foi inserida na 2ª Rodada CPP e arrematada pela Shell, com 80%, e Total 20%, com o percentual de óleo lucro de 11,53%, igual ao mínimo;
- e. A PPSA realizou reunião com a direção da Shell em dezembro de 2017 para discutir os principais desdobramentos relacionados ao CPP de Gato do Mato e os próximos passos antes e depois da assinatura do contrato, além da forma de atuação da Pré-Sal como gestora do novo contrato de partilha e outras questões relativas à operacionalização do CPP;
- f. O Contrato de Partilha tem previsão de assinatura em 31 de janeiro de 2018.

#### **7. *Pré-AIP da descoberta do Prospecto Epitonium***

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

- a. Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 10/12/2014;
- b. O contrato dessa área (BM-S-54) encontra-se suspenso por solicitação do operador;
- c. Por solicitação da Pré-Sal, a Shell fez uma apresentação ao final de julho de 2016 sobre o estado atual do projeto de Epitonium, que é um apêndice de Gato do Mato. A área não contratada de Gato do Mato foi confirmada como parte da 2ª Rodada de Licitações de Contratos de Partilha;
- d. Neste semestre não houve atividades.

**8. *Pré-AIP da descoberta do Prospecto Carcará***

Bacia de Santos, operador Statoil (66%), com as sócias Petrogal (14%), QGEP (10%) e Barra Energia (10%):

- a. Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 11/09/2014;
- b. Concluída, no final de julho de 2016, a avaliação dos recursos petrolíferos da jazida compartilhada de Carcará. Esse trabalho, realizado pela Pré-Sal, foi produto de várias reuniões técnicas com a Petrobras (antigo operador) e sócios;
- c. Trata-se de área exploratória de grande relevância, incluída na 2ª Rodada de Licitações de Contratos de Partilha;
- d. A área foi ofertada na 2ª Rodada CPP 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;
- e. Foram realizadas diversas reuniões com Statoil ao longo do 2º semestre 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, sobre estruturação financeira dos projetos, gestão de PSA, *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 Petrobras:

- a. Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 21/07/2015;
- b. Ocorreram reuniões com o operador com foco em aspectos de geologia, geofísica e engenharia de reservatórios. A Pré-Sal concluiu preliminarmente que se trata de jazida de baixa economicidade;
- c. A Petrobras encaminhou pedido à ANP em agosto de 2016, solicitando suspensão do contrato, que a agência reguladora autorizou em outubro de 2016.

**10. *Área de Desenvolvimento de Pirambu***

Bacia de Campos, operador Petrobras:

- a. Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 20/08/2015;
- b. Prosseguiram as discussões com o operador que culminaram 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:

- a. Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 09/07/2015;
- b. De acordo com o operador, esta área deve ser devolvida à ANP pela baixa atratividade;
- c. Neste semestre, não houve atividade no AIP do Sul de Sapinhoá.



#### 12. *Campo de Baleia Azul*

Bacia de Campos, operador Petrobras:

- a. Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal e o operador em 06/06/2016;
- b. 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;
- c. Realizado workshop técnico em 27/11/17, em Vitória – ES, para acompanhamento pela Pré-Sal do estágio da modelagem em curso;
- d. 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%, Shell com 25% e Petrogal com 10%:

- a. Há previsão de submissão do AIP e do PD revisado à ANP em julho de 2018, conforme proposta encaminhada à ANP;
- b. A Pré-Sal negociou abBase de dados comum e recebeu em 30/10/17 e recebeu as informações solicitadas para efeito do processo de determinação;
- c. O cronograma contempla como meta a finalização da negociação das participações para maio de 2018.

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

Bacia de Campos, Petrobras com 100%. PAD conjunto do poço 6-AB-119D-RJS (6-BRSA-899D-RJS):

- a. O WP&B para 2018 foi apresentado à Pré-Sal 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;
- b. A decisão sobre a confirmação da extensão da jazida está prevista para o final do PAD, o 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 com 20% e Repsol com 20%:

- a. O PAD conjunto é relativo ao poço 1-SPS-98 (1-BRSA-1063-SPS);
- b. 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 31 de outubro de 2018 para 31 de outubro de 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 de dezembro de 2016 e publicada do Diário Oficial em 24 de março de 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 que objetiva nortear a execução de um leilão e que contém as condições de contratação. Este projeto básico foi, então, submetido à análise das empresas parceiras dos projetos no pré-sal.

No entanto, a resposta obtida, tanto da Petrobras na negociação direta, quanto das demais empresas, foi de desinteresse em atuar como agente, dentro das regras contidas na Política de Comercialização do CNPE. O principal motivo alegado foi a impossibilidade de dar acesso às informações de preço e de mercado, já que no entendimento das empresas, estas informações requerem sigilo comercial. Este processo se estendeu até meados de junho de 2017, quando decidiu-se buscar a alternativa de contratação de uma empresa para realizar a venda dos direitos da União através de um leilão eletrônico, a exemplo do que é feito para os leilões de geração e transmissão de energia elétrica.

A empresa que realiza estas operações é a B3, antiga Bovespa. De imediato, iniciou-se as negociações, que necessitavam de uma validação pela B3 dos aspectos jurídicos e comerciais, visto que a contratação não apenas como leiloeiro, mas como agente comercializador, representava uma condição nova para eles.

À medida que os contatos foram sendo desenvolvidos ficou claro que, em função de limitações de seu estatuto, a B3 não poderia considerar esta forma de atuação, tendo desta forma declinado.

Como alternativa final, após nova reunião envolvendo MME, Fazenda e Casa Civil, optou-se por buscar alteração no marco legal, através de Medida Provisória (MP), de forma a permitir à Pré-Sal Petróleo a execução direta das atividades de comercialização, opção vedada, já que por lei, a Pré-Sal Petróleo não pode executar nem direta nem indiretamente as atividades de comercialização, que seriam realizadas pelo agente comercializador.

O trabalho de construção do texto da MP teve 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, tendo resultado em um texto que veio a ser aprovado em 21 de dezembro de 2017, através da MP nº 811.

Esta MP oferece à Pré-Sal Petróleo a opção de atuar diretamente, caso as condições de mercado assim justifiquem essa opção.

Além disso, a MP define que a receita advinda da comercialização seja 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 esta condição, o MME ficou encarregado de estabelecer, por intermédio de Portaria Ministerial, as bases a serem seguidas pela PPSA para viabilizar a Comercialização pela venda dos hidrocarbonetos da União. Dentre outros pontos, esta Portaria deverá destacar a necessidade de maximização do resultado econômico, a necessidade da 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, via um Sistema de Produção Antecipada (SPA) da Área de Desenvolvimento da Produção de Mero em 26 de novembro de 2017, que poderá chegar ao 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 de março de 2018.



# A Companhia

## A Diretoria

As nomeações dos novos diretores da Pré-Sal Petróleo para o biênio 2016-2018 foram publicadas em 16/11/2016 no Diário Oficial da União. Os novos diretores, indicados pelo Ministério de Minas e Energia (MME), têm sólida formação acadêmica, além de grande e diversificada experiência na indústria de petróleo e gás no Brasil e no Exterior, sendo dois deles já integrantes da alta administração da companhia.

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

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. A empresa tem por objetivos ser enxuta, digital e focada em maximizar os resultados econômicos das atividades do pré-sal em favor da União.

A seguir, representa-se a estrutura organizacional da empresa:

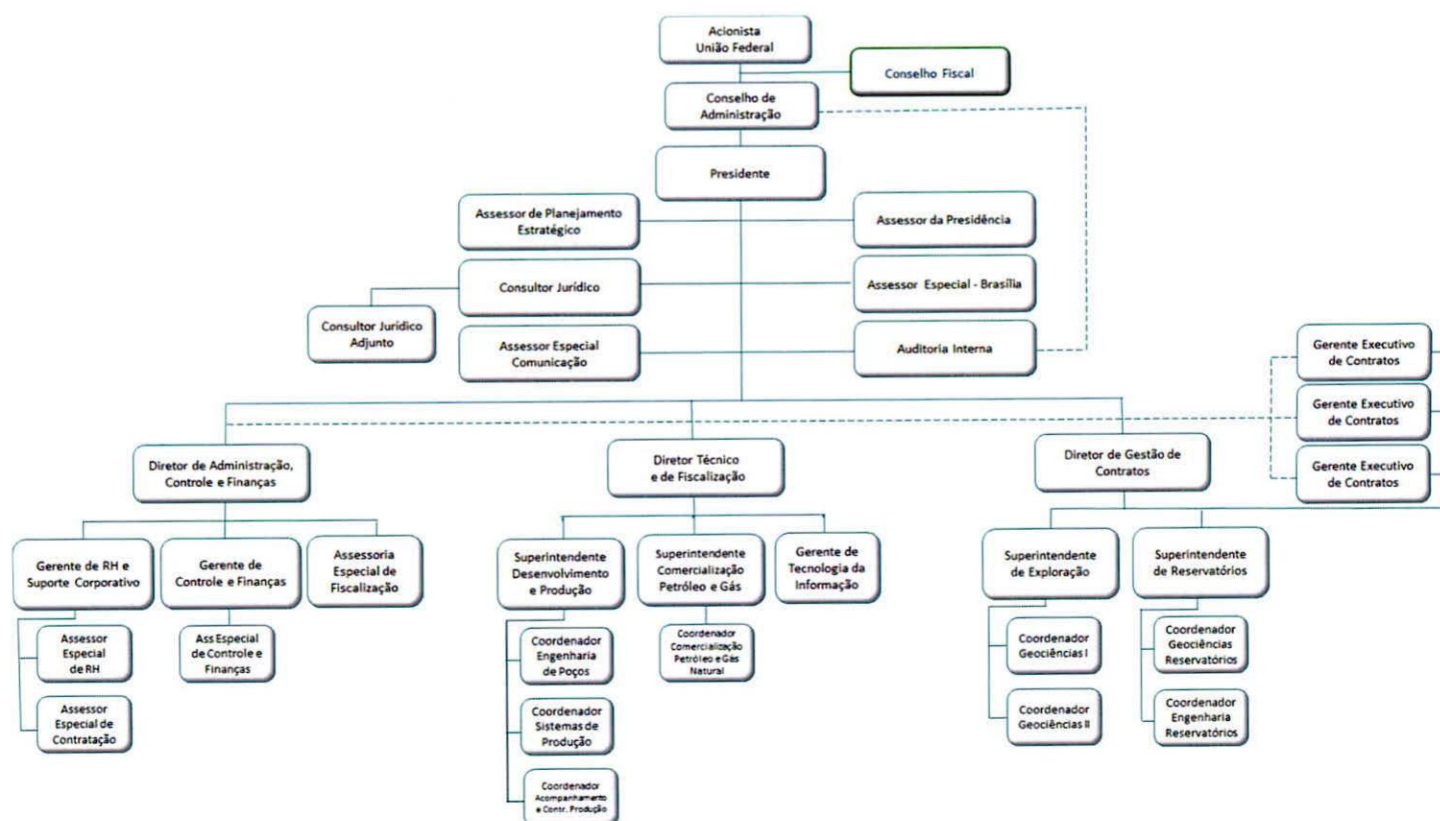


Figura 5: Organograma da Pré-Sal Petróleo

## **Gestão de Pessoas**

Conforme o seu Estatuto Social, a Pré-Sal Petróleo terá até 150 empregados efetivos, além de 30 funções gratificadas de livre provimento, com regime de pessoal regido pela Consolidação das Leis do Trabalho, nos termos do artigo 13 da Lei nº 12.304/2010.

A contratação de pessoal efetivo está condicionada à aprovação em Processo Seletivo Público de provas ou de provas e títulos.

Em 31/12/2017, o efetivo de pessoal era composto por 29 funções gratificadas de livre provimento, ocupadas por profissionais com experiência comprovada na indústria do petróleo e formação educacional aprimorada, em nível de especialização (13 empregados), mestrado (6 empregados) e doutorado (3 empregados, que também estão incluídos dentre aqueles com mestrado). Esses empregados têm como característica básica serem capazes de movimentar uma estrutura organizacional enxuta. São profissionais ao mesmo tempo especializados em alguma disciplina da indústria do petróleo e também capazes de exercer atividades multitarefas.

De acordo com o planejamento de recursos humanos a Companhia realizou o processo seletivo público para a seleção de 15 profissionais a serem contratados por tempo determinado pelo período máximo de dois anos (temporários), para alocação em serviços e atividades de caráter transitório, conforme faculdade prevista no artigo 15 da Lei nº 12.304/2010, e aprovada pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais, por meio da Portaria nº 31 de 06/12/2017.

A contratação desses profissionais ocorrerá no início de 2018.

## **Governança Corporativa**

Com o advento da Lei nº 12.846/13 (Lei Anticorrupção), que dispõe sobre a responsabilização administrativa de pessoas jurídicas pela prática de atos contra a administração pública (nacional ou estrangeira), os atos de corrupção, fraude a licitação e contratos administrativos, entre outros, são considerados ilícitos, configurando-se a responsabilidade objetiva de acionistas, administradores, gerentes, independente de prova de culpa.

A Lei de Responsabilidade das Estatais, regulamentada pelo Decreto nº 8.945/16, trouxe importantes definições sobre os requisitos mínimos a serem observados pelas empresas públicas, no tocante aos temas: governança, transparência, integridade e controles internos.

Diante deste quadro de aprimoramento da governança nas estatais, a Diretoria Executiva, empossada em 16/11/2016, aprovou o Código de Conduta e Integridade e iniciou a elaboração do Planejamento Estratégico 2017 - 2019, identificando como um dos objetivos estratégicos a implantação do seu Programa de Integridade. A Administração aprovou a Política de Gestão de Riscos da Pré-Sal Petróleo e consolidou todas as novas exigências legais de forma a efetivar, dentro dos prazos legais, os ajustes necessários no seu Estatuto Social.

A Pré-Sal tem suas demonstrações financeiras anuais submetidas ao exame de auditoria independente com vistas à emissão de parecer, prática que vem sendo adotada desde o início das atividades da companhia. A política da companhia na contratação de serviços de auditores independentes assegura que



não haja conflito de interesses, perda de independência ou objetividade.

Além da governança interna, a Pré-Sal Petróleo atua fortemente na governança do Consórcio de Libra, pela liderança que exerce no cumprimento do Contrato de Partilha da Produção, em nome da União.

## **Principais deliberações do Conselho de Administração:**

Entre as deliberações do Conselho de Administração no segundo semestre de 2017 podem ser destacadas:

- a. o acompanhamento, durante todo o semestre, da execução do Plano Estratégico 2017-2019;
- b. o acompanhamento, durante todo o semestre, do plano de ação para viabilização das receitas da União e garantia de recursos para a Pré-Sal;
- c. a aprovação do novo Estatuto Social da Pré-Sal Petróleo;
- d. a aprovação do Plano Estratégico 2018-2022.

## **Contrato de Remuneração**

Em 30/11/2015, foi assinado o Contrato de Remuneração pela Gestão dos Contratos e Representação da União, entre a Pré-Sal Petróleo e o MME, como representante da União. Este contrato encontra-se em pleno funcionamento e foi, ao longo do segundo semestre, a mais importante fonte de receitas operacionais da Pré-Sal Petróleo.

## **Participação Externa**

A Pré-Sal Petróleo tem participado de eventos da indústria do petróleo e de outras partes interessadas, realizando palestras e marcando presença para mostrar o papel que desempenha para a sociedade e para o funcionamento do regime de partilha.

Entre os eventos que contaram com apresentações da empresa ao longo do segundo semestre de 2017, podem-se citar:

- a) New Oil and Gas Opportunities in Brazil, promovido pela Marintech South America, em 16/08;
- b) Apresentação Institucional da Pré-Sal Petróleo, promovido pela COPPE/UFRJ, em 17/08;
- c) Gestão de Partilha - Perspectivas, promovido pela Britcham, em 24/08;
- d) XV Seminário Internacional de Energia, promovido pela Britcham, em 14/09;
- e) Desafios e Oportunidades para o Mercado de Petróleo e Gás - VISÃO DA PRÉ-SAL PETRÓLEO, promovido pela FIRJAN, em 30/10;
- f) Circuito Virtuoso da Indústria de Óleo e Gás no Brasil; promovido pela FIRJAN em 13/11;
- g) Mesa redonda sobre Energia, promovido pelo Instituto das Américas, em 8/11;
- h) Fórum regulatório de Óleo e Gás, promovido pela Ocean Blue, em 27/11;
- i) Oil and Gas Trip, promovido pelo Credit Suisse, em 8/12;
- j) UBS VII LatAm Oil, Gas & Petrochemicals Trip, promovido pela UBS, em 11/12.

Houve também a participação da Pré-Sal Petróleo na OTC Brasil 2017, realizada no Riocentro, no Rio de Janeiro, de 24 a 26 de outubro, contribuindo com os seguintes painéis:

- Exploration and Development in Brazil: Opportunities, Challenges, and Perspectives - Palestrante: Hercules Tadeu Ferreira da Silva, diretor de Gestão de Contratos;
- Libra Development - Moderador: Paulo Carvalho, diretor Técnico e de Fiscalização;
- Rio Pipeline Conference: Opportunities for New Players in the Pipeline Transportation of Offshore Production in Brazil - Moderador: Paulo Carvalho, diretor Técnico e de Fiscalização.

## **Informações Econômico-Financeiras**

O exercício de 2017 foi marcado pelo contingenciamento das receitas operacionais da empresa, resultando na apuração de um prejuízo de R\$ 0,83 milhões, que se soma ao 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 ainda 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 de dezembro de 2017, acumulou 11 % de rentabilidade no ano.