



# Relatório de Atividades 1º Semestre 2019

Pré-Sal Petróleo

Julho 2019

---

## Sumário

|  |          |
|--|----------|
| <b>1. Resumo Executivo .....</b>                     | <b>3</b> |
| <b>2. Atividades Realizadas no 1º Semestre</b>       |          |
| 2.1 Contratos de Partilha de Produção .....          | 5        |
| 2.2 Acordos de Individualização da Produção .....    | 18       |
| 2.3 Comercialização de Petróleo e Gás da União ..... | 20       |
| <b>3. Organização Interna</b>                        |          |
| 3.1 A Companhia .....                                | 21       |
| 3.2 Gestão de Pessoas .....                          | 22       |
| 3.3 Governança Corporativa .....                     | 22       |
| 3.4 Planejamento Estratégico .....                   | 24       |
| 3.5 Digitalização .....                              | 25       |
| 3.6 Investimento e Custeio .....                     | 26       |
| 3.7 Participação Externa .....                       | 27       |
| <b>4. Informações Econômico-Financeiras</b>          |          |
| 4.1 Resultado no primeiro semestre .....             | 28       |

## 1. Resumo Executivo

Este relatório registra as principais atividades realizadas pela Pré-Sal Petróleo (PPSA) ao longo do primeiro semestre de 2019, quando a companhia se encarregou da gestão de 14 contratos de partilha de produção (CPPs) e deu continuidade às atividades de representação da União nos acordos de individualização da produção e de gestão da comercialização do petróleo e gás da União. Destacamos abaixo um resumo das atividades desempenhadas neste semestre:

- ✓ O engenheiro José Eduardo Vinhaes Gerk substituiu Ibsen Flores Lima na presidência da empresa, com prazo de gestão de dois anos a partir de 1º de abril de 2019.
- ✓ Em 30 de abril de 2019, a Assembleia Geral ratificou a eleição do diretor-presidente José Eduardo Vinhaes Gerk como membro nato do Conselho de Administração e realizou a eleição de novos membros titulares do conselho fiscal. Foram eleitos Sergio Henrique Lopes de Sousa e Alexandre Vidigal de Oliveira, representantes do Ministério de Minas e Energia. O conselheiro Fabiano Maia Pereira foi reconduzido.
- ✓ A empresa estruturou a governança de atendimento ao Comitê de Auditoria (COAUD), que teve sua constituição autorizada pelo Conselho de Administração ao final de 2018 e sua primeira reunião em 23 de janeiro de 2019.
- ✓ Em 27 de junho de 2019, o Conselho de Administração aprovou o Programa de Dispêndios Globais (PDG) e Orçamento de Investimentos (OI) de 2020 da Pré-sal Petróleo.
- ✓ A empresa realizou a gestão de 14 CPPs, oriundos das 1ª, 2ª, 3ª, 4ª e 5ª Rodadas de Partilha de Produção promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Todos os contratos registraram atividade no período, conforme detalhado a seguir.
- ✓ Ao longo de todo o semestre, a Pré-Sal Petróleo participouativamente da elaboração da legislação relativa ao excedente da cessão onerosa. A participação da PPSA foi decisiva tanto para as alterações da Resolução CNPE nº 02/2019 (pela Resolução CNPE nº 13/2019) quanto para a alteração da Portaria MME nº 213/2019 (pela Portaria MME nº 251/2019), como, também, para a elaboração do texto final da Portaria MME nº 265/2019, que determinou as regras do acordo de coparticipação. Além disso, a companhia participouativamente da construção da minuta do contrato de partilha de produção do volume excedente da cessão onerosa.
- ✓ A companhia manteve negociação, em diferentes estágios de maturação, de um total de 15 áreas de individualização da produção.

- 
- ✓ Em abril de 2019, a Pré-Sal Petróleo e o consórcio BM-S-9, liderado pela Petrobras (45%) e os parceiros não operadores, Shell (30%) e Repsol Sinopec (25%), concluíram uma nova conciliação financeira referente à produção de petróleo da Jazida Compartilhada de Sapinhoá. O consórcio depositou na Conta Única do Tesouro Nacional mais R\$ 108 milhões.
  - ✓ Ao longo do primeiro semestre, as atividades de comercialização foram marcadas por embarques da parcela de produção da União da Área de Desenvolvimento de Mero, comercializada em leilão na Bolsa de Valores de São Paulo, e por comercialização do gás de Sapinhoá. As comercializações estão detalhadas neste documento.
  - ✓ Neste primeiro semestre, a Pré-Sal Petróleo arrecadou mais de R\$ 285 milhões para a Conta Única do Tesouro Nacional com a comercialização de petróleo e gás natural e a representação da União nos acordos de individualização da produção.
  - ✓ A receita bruta de serviços pela gestão de contratos e representação da União totalizou R\$ 27,03 milhões no período, restando a empresa faturar a parcela dos bônus de assinatura relativas aos contratos assinados na 4<sup>a</sup> e na 5<sup>a</sup> Rodadas de Partilha de Produção, realizadas em 2018, no total de R\$ 109,85 milhões. A companhia acumulou R\$ 2,3 milhões em receitas financeiras e recebeu aporte de capital de R\$ 3 milhões.
  - ✓ Pela primeira vez, a Pré-Sal Petróleo distribuiu dividendos para a União. A empresa depositou, em maio de 2019, R\$ 6,78 milhões para a Coordenadoria Geral de Participações Societárias do Ministério da Economia, referentes ao resultado financeiro de 2018.
  - ✓ No primeiro semestre de 2019, as 21 iniciativas estratégicas que compõem o Plano Estratégico 2019-2023 tiveram 35% de avanço de realização, representando 99% de índice de cumprimento em relação ao planejado.
  - ✓ A empresa realizou diversos avanços na transformação digital: início do desenvolvimento do sistema de gestão de contratos – SGC; processo de avaliação das diferentes opções de assinatura eletrônica e entrada em operação, em 25 de março, dos quatro primeiros módulos do Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP).

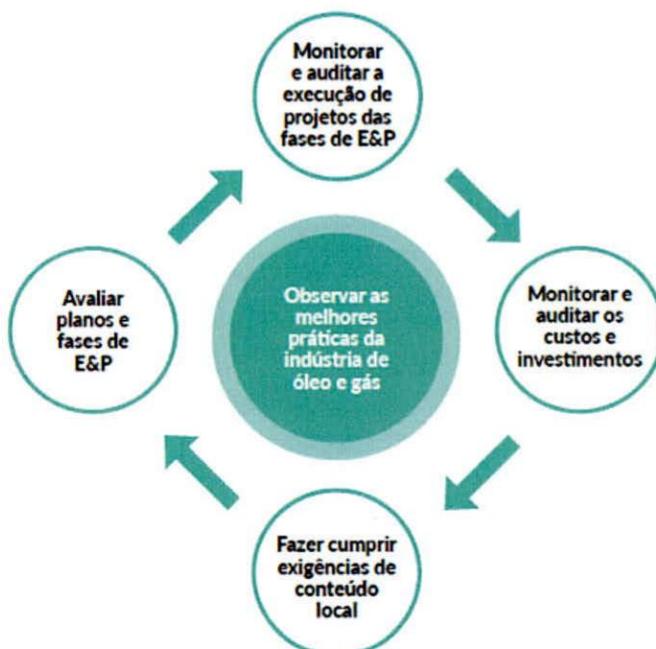
## 2. Atividades Realizadas no 1º Semestre de 2019

### 2.1 Contratos de Partilha de Produção

Em 22 de dezembro de 2010, por meio da Lei nº 12.351/2010, foi instituído novo marco regulatório disposto sobre a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos em regime de partilha de produção na área do pré-sal em áreas estratégicas.

A Pré-Sal Petróleo tem, entre seus objetos, gerir os contratos de partilha de produção. Isso envolve acompanhar e aprovar a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, presidindo o comitê operacional dos diversos consórcios. Compreende também monitorar, aprovar e auditar os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, via a quantidade de petróleo produzido; verificar o cumprimento do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal e prestar as informações necessárias para que a ANP exerça suas funções regulatórias.

A figura a seguir demonstra algumas das obrigações legais da companhia na gestão dos contratos de partilha de produção.



A tabela abaixo demonstra os 14 contratos em regime de partilha em vigor no Brasil, com detalhamento dos consórcios e excedente em óleo ofertado para cada área. Observa-se que em muitas áreas o excedente ofertado foi muito além do mínimo proposto no leilão.

| Área                        | Rodada | Operador                | Consorciados                                    | Mínimo de excedente em óleo | Excedente em óleo lucro |
|-----------------------------|--------|-------------------------|---|-----------------------------|-------------------------|
| Libra                       | 1      | Petrobras (40%)         | Shell (20%), Total (20%), CNPC(10%), CNOOC(10%) | 41,65%                      | 41,65%                  |
| Sul de Gato do Mato         | 2      | Shell (80%)             | Total (20%)                                     | 11,53%                      | 11,53%                  |
| Entorno de Sapinhoá         | 2      | Petrobras (45%)         | Shell (30%), Repsol (25%)                       | 10,34%                      | 80%                     |
| Norte de Carcará            | 2      | Equinor (40%)           | ExxonMobil (40%), Petrogal (20%)                | 22,08%                      | 67,12%                  |
| Peroba                      | 3      | Petrobras (40%)         | BP (40%), CNOOC Brasil (20%)                    | 13,89%                      | 76,96%                  |
| Alto de Cabo Frio Oeste     | 3      | Shell (55%)             | QPI (25%), CNOOC (20%)                          | 22,87%                      | 22,87%                  |
| Alto de Cabo Frio Central   | 3      | Petrobras (50%)         | BP (50%)  | 21,38%                      | 75,80%                  |
| Uirapuru                    | 4      | Petrobras (30%)         | ExxonMobil (28%), Equinor(28%), Petrogal (14%)  | 22,18%                      | 75,49%                  |
| Dois Irmãos                 | 4      | Petrobras (45%)         | BP (30%), Equinor (25%)                         | 16,43%                      | 16,43%                  |
| Três Marias                 | 4      | Petrobras (30%)         | Shell (40%), Chevron (30%)                      | 8,32%                       | 49,95%                  |
| Saturno                     | 5      | Shell Brasil (50%)      | Chevron Brasil (50%)                            | 17,54%                      | 70,20%                  |
| Titã                        | 5      | ExxonMobil Brasil (64%) | QPI Brasil (36%)                                | 9,53                        | 23,49%                  |
| Pau-Brasil                  | 5      | BP Energy (50%)         | CNOOC (30%) e Ecopetrol (20%)                   | 14,40%                      | 63,79%                  |
| Sudoeste de Tartaruga Verde | 5      | Petrobras (100%)        | Petrobras (100%)                                | 10,01%                      | 10,01%                  |

A seguir, um detalhamento das principais atividades realizadas em cada contrato no primeiro semestre de 2019.

#### Contrato de Libra

**Bloco: Libra**

**Data da Licitação:** 21/10/2013

**Data da Assinatura do Contrato:** 02/12/2013

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

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** \$15 bilhões e 41,65%

**Percentual Máximo de Recuperação como 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; teor de CO<sub>2</sub> no gás produzido da ordem de 44%.

---

Atividades realizadas:

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foram realizadas reuniões mensais com o operador para acompanhamento do projeto de Libra/Mero;
- Foram aprovados 49 *Ballots* e 5 AFEs (*Authorization for Expenditure*) no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões dos subcomitês de Conteúdo Local, SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde), Logística, Tecnologia, Utilização do Gás, Operações, Técnico de Exploração e Técnico de Desenvolvimento;
- Acompanhamento das operações de produção antecipada do FPSO Pioneiro de Libra, obtendo-se informações importantes de reservatórios e sobre o uso de linhas flexíveis, cujos resultados serão aplicados no desenvolvimento do Campo de Mero;
- Concluído o processo de licitação do FPSO de Mero 2 e autorizada pelo Comitê Operacional a contratação da empresa SBM (vencedora do certame) para afretamento e serviços;
- Concluídos os poços 9-MRO-05-RJS, 8-MRO-04-RJS e iniciado o poço 7-MRO-06D-RJS;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória das Áreas Central e Sudeste de Libra;
- Realizada reunião do Comitê Operacional (OPCOM#28) e aprovada a passagem do Portão 3 (FEL 3) do projeto de Mero 2;
- Realizada missão a Singapura e China pelo gerente executivo de Libra e pelo diretor de Gestão de Contratos para acompanhamento das obras de construção do FPSO de Mero 1 e obtenção de compromisso do contratado (empresa MODEC), para atingimento da meta de se obter o primeiro óleo em maio/2021;
- Realizado o reconhecimento de custos das remessas de 57 a 62, dentro do prazo previsto no CPP, tendo atingido o nível de reconhecimento de 97,5% dos gastos lançados pelo operador;
- Concluído o processo de auditoria da metodologia de cálculo dos custos de pessoal (HH) e realizada a auditoria de Custo em Óleo referente ao exercício de 2016;
- Iniciado o processo de reconhecimento de custos e de acompanhamento da produção utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente;
- O FPSO Pioneiro de Libra atingiu a produção acumulada da ordem de 16 milhões de barris de óleo até junho de 2019, sendo que cerca de 2,4 milhões de barris são destinados à União (Excedente de Óleo da União). Com isso, estima-se que receitas em favor da União, geradas pelo sistema de produção antecipada de Mero, são da ordem de R\$ 150 milhões.

---

#### Contratos das 2<sup>a</sup> e 3<sup>a</sup> Rodadas de Partilha

**Bloco:** *Sul do Gato do Mato*

**Data da Licitação:** 27/10/2017

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

**Contratados:** *Shell (Operador, 80%) e Total (20%)*

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 100 milhões e 11,53%

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

**Características:** Área de 129 km<sup>2</sup>

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de Ballots (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foi realizada a reunião semestral com o operador para acompanhamento do projeto de SdGM;
- Foram aprovados 10 Ballots e 1 AFE (*Authorization for Expenditure*) no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões do subcomitê técnico e *drilling workshops*;
- Iniciada a perfuração do poço GdM #3 em junho/2019;
- Concluída a negociação do Pré-AIP e do Acordo de Confidencialidade com o BM-S-54;
- Aprovada a estratégia de contratação do futuro FPSO para a produção da Jazida Compartilhada;
- Aprovada a tabela de HH para vigência em 2019;
- Iniciado o processo de reconhecimento de custos utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção)

**Bloco:** *Entorno de Sapinhoá*

**Data da Licitação:** 27/10/2017

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

**Contratados:** *Petrobras (Operador, 45%), Shell (30%) e Repsol (25%)*

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 200 milhões e 80%

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

**Características:** Área de 214 km<sup>2</sup>

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de Ballots (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;

- 
- Em elaboração na PPSA: procedimento específico para aprovação de planos de trabalho, orçamentos e reconhecimento de custos para contratos de partilha que são originados de Jazida Compartilhada que se encontram em produção quando da assinatura do CPP;
  - Foram avaliados 15 Ballots e 1 AFE (*Authorization for Expenditure*) no primeiro semestre;
  - Aprovada a locação do poço ADR-NE;
  - Aprovada a tabela de HH para vigência em 2019;
  - Em andamento a revisão do Acordo de Gestão;
  - Em curso o processo de reconhecimento de custos e cálculo do excedente em óleo.

**Bloco:** Norte de Carcará

**Data da Licitação:** 27/10/2017

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

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

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

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

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

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA, e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o Consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos *Technical Committee Meetings* (TCMs);
- Foram aprovados 22 *Ballots* no primeiro semestre;
- Acompanhamento do Pré-FEED do FPSO1, em preparação para a contratação do FEED e do EPCI;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área, visando especialmente ao Processo de Unitização previsto para iniciar-se no segundo semestre;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;
- Concluído o processo de auditoria da metodologia de cálculo dos custos de pessoal (HH) e realizada a auditoria de Custo em Óleo referente ao exercício de 2016;
- Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos lançados pelo operador, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

---

**Bloco:** Alto de Cabo Frio Central

**Data da Licitação:** 27/10/2017

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

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

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 500 milhões e 75,86%

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

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

Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA, e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o Consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnico, *Technical Committee Meetings* (TCMs);
- Foi aprovado um *Ballot* no primeiro semestre;
- Em andamento o licenciamento ambiental da área, visando à perfuração do poço pioneiro;
- Realizadas reuniões com o operador acerca da estratégia de *procurement* para a perfuração do poço pioneiro;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- Concluído o processo de auditoria da metodologia de cálculo dos custos de pessoal (HH) do operador, o que permitiu a aprovação da Tabela de HH do operador para 2018 e 2019;
- Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

**Bloco:** Alto de Cabo Frio Oeste

**Data da Licitação:** 27/10/2017

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

**Contratados:** Shell (Operador, 55%), QPI (25%) e CNOOC (20%)

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 350 milhões e 22,87%

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

**Características:** Área de 1.383 km<sup>2</sup>

---

### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de Ballots (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foi realizada a reunião semestral com o operador para acompanhamento do projeto de SdGM;
- Foram aprovados 13 Ballots e 1 AFE (*Authorization for Expenditure*) no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões do subcomitê técnico e drilling workshops;
- Aprovada a tabela de HH para vigência em 2019;
- Aprovada a locação do prospecto Vidigal, com “spud” previsto para setembro/19;
- Iniciado o processo de reconhecimento de custos utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção).

**Bloco:** Peroba

**Data da Licitação:** 27/10/2017

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

**Contratados:** Petrobras (*Operador*, 40%), BP (40%) e CNODC (20%)

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 2 bilhões e 76,96%

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

**Características:** Área de 1.073 km<sup>2</sup>

### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos *Technical Committee Meetings* (TCMs);
- Concluído o poço Peroba-1, cujos resultados estão em análise pelo consórcio;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;
- Concluído o processo de auditoria da metodologia de cálculo dos custos de pessoal (HH) do operador, o que permitiu a aprovação da Tabela de HH do operador para 2018 e 2019;
- Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos lançados pelo operador, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

---

### Contratos da 4ª Rodada de Partilha

**Bloco:** Uirapuru

**Data da Licitação:** 07/06/2018

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

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

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 2,65 bilhões e 75,49%

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

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

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos *Technical Committee Meetings* (TCMs) e *Operational Committee Meetings* (OpComs);
- Foram aprovados três *Ballots* no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões com o operador acerca da estratégia de *procurement* para a perfuração do poço pioneiro;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- Concluído o processo de auditoria da metodologia de cálculo dos custos de pessoal (HH) do operador, o que permitiu a aprovação da Tabela de HH do operador para 2018 e 2019;
- Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos lançados pelo operador, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

**Bloco:** Três Marias

**Data da Licitação:** 07/06/2018

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

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

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 100 milhões e 49,95%

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

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

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o Consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos *Technical Committee Meetings* (TCMs);
- Foram aprovados dois *Ballots* no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões com o operador acerca da estratégia de *procurement* para a perfuração do poço pioneiro;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- Concluído o processo de auditoria da metodologia de cálculo dos custos de pessoal (HH) do operador, o que permitiu a aprovação da Tabela de HH do operador para 2018 e 2019;
- Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos lançados pelo operador, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

**Bloco:** *Dois Irmãos*

**Data da Licitação:** 07/06/2018

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

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

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 400 milhões e 16,43%

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

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

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos *Technical Committee Meetings* (TCMs);
- Foram aprovados três *Ballots* no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões com o operador acerca da estratégia de *procurement* para a perfuração do poço pioneiro;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;

- 
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
  - Concluído o processo de auditoria da metodologia de cálculo dos custos de pessoal (HH) do operador, o que permitiu a aprovação da Tabela de HH do Operador para 2018 e 2019;
  - Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos lançados pelo operador, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

#### **Contratos da 5ª Rodada de partilha**

**Bloco: Saturno**

**Data da Licitação:** 28/09/2018

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

**Contratados:** Shell (Operador, 50%) e Chevron (50%)

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 3,125 bilhões e 70,20%

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

**Características:** Área de 1.100 km<sup>2</sup>

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA, e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o Consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos *Technical Committee Meetings* (TCMs);
- Foram aprovados 12 Ballots no primeiro semestre;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área - o poço pioneiro está previsto para 2020;
- Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos lançados pelo operador, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

**Bloco:** Titã

**Data da Licitação:** 28/09/2018

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

**Contratados:** ExxonMobil (Operador, 64%) e QPI (36%)

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 3,125 bilhões e 23,49%

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

**Características:** Área de 453 km<sup>2</sup>

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA, e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos *Technical Committee Meetings* (TCMs) e *Operational Committee Meetings* (OpCom);
- Foram aprovados 15 *Ballots* no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões com o operador acerca da estratégia de *procurement* para a perfuração do poço pioneiro, previsto para 2020;
- Negociação do regimento interno do Comitê Operacional;
- Dada continuidade ao processo de avaliação exploratória da área;
- Realizadas reuniões com o operador para encaminhar o reconhecimento de custos dos gastos lançados pelo operador, utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção), concluído recentemente.

**Bloco:** Pau Brasil

**Data da Licitação:** 28/09/2018

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

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

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 500 milhões e 63,79%

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

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

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- Foram aprovados 6 *Ballots* no primeiro semestre;

- 
- Realizadas reuniões do subcomitê técnico;
  - Aprovada a tabela de HH para vigência em 2019.

**Bloco:** Sudoeste de Tartaruga Verde

**Data da Licitação:** 28/09/2018

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

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

**Bônus e Excedente em Óleo da União:** R\$ 70 milhões e 10,01%

**Percentual Máximo 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

#### Atividades realizadas

- Revisado e simplificado o procedimento de aprovação de *Ballots* (votos por correspondência) no âmbito da PPSA, para os contratos de partilha da produção;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foi realizada a reunião semestral com o operador para acompanhamento do projeto de Tartaruga;
- Foram aprovados 3 *Ballots* no primeiro semestre;
- Realizadas reuniões do subcomitê técnico e *drilling workshops*;
- Aprovada a tabela de HH para vigência em 2019;
- Em discussão, a estratégia de contratação dos recursos necessários para a perfuração do prospecto Natator;
- Aprovada a locação do prospecto Natator, com “spud” previsto para novembro/2019;
- Iniciado o processo de reconhecimento de custos utilizando-se o SGPP (Sistema de Gestão de Gastos da Partilha de Produção).

#### Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

O denominado excedente da cessão onerosa corresponde ao volume de petróleo e de gás natural que ultrapassa o onerosamente cedido à Petrobras como contrapartida à autorização para o exercício de atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos em áreas não concedidas internas ao Polígono do Pré-Sal e ao pagamento, em títulos da dívida pública mobiliária federal, de valor contratualmente previsto.

As negociações para a realização do leilão dos volumes excedentes aos da cessão onerosa remontam ao ano de 2014, quando foi publicada a Resolução CNPE nº 01/2014, a qual, em sumária síntese, previa a contratação direta da Petrobras em regime de partilha de produção para o exercício da lavra do volume excedente da cessão onerosa.

À época, o Tribunal de Contas da União (TCU), por meio do acórdão 3.087/2014, suspendeu a contratação direta da Petrobras “até o aprimoramento dos estudos técnicos que subsidiam o referido projeto, inclusive a partir dos parâmetros definitivos do contrato de cessão onerosa, que serão estabelecidos com a conclusão de sua revisão”.

Com a proximidade de um acordo em relação à revisão do contrato de cessão onerosa, representantes de entidades da União (Ministério das Minas e Energia - MME, Ministério da Economia - ME, Casa Civil, Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis - ANP e PPSA) e a Petrobras passaram a discutir, com frequentes oitivas da indústria e participação constante do TCU, alternativas para a produção do excedente da cessão onerosa em regime de partilha de produção.

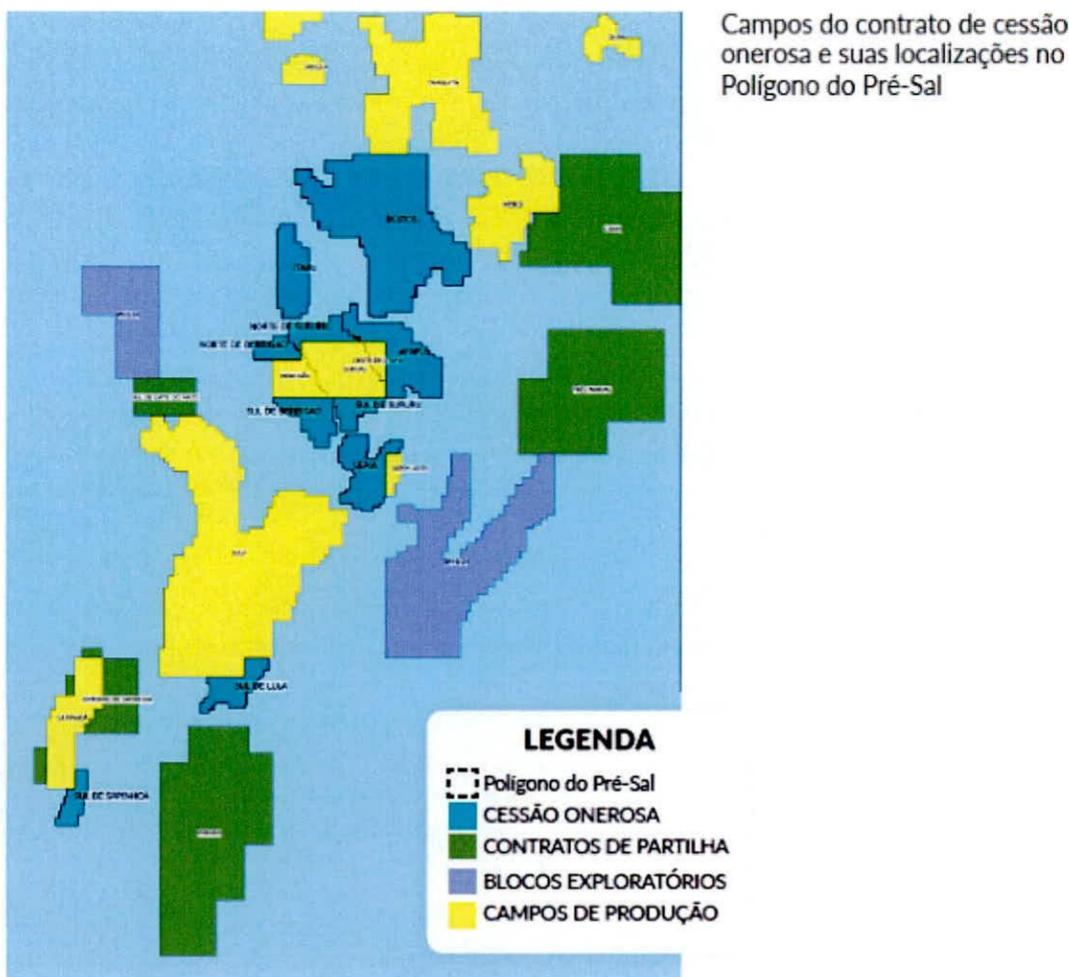
Em 2019 foram publicadas as Resoluções CNPE nº 02/2019, que estabeleceu as diretrizes para a realização da licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa em regime de partilha de produção, e 06/2013, que aprovou os parâmetros técnicos e econômicos da rodada de licitação, em regime de partilha de produção, dos volumes excedentes da cessão onerosa.

Posteriormente, foi publicada a Portaria MME nº 213/2019, estipulando as diretrizes para o cálculo da compensação devida à Petrobras pelos investimentos realizados nos campos objeto do contrato de partilha de produção dos volumes excedentes da cessão onerosa.

A participação da PPSA foi decisiva tanto para as alterações da Resolução CNPE nº 02/2019 (pela Resolução CNPE nº 13/2019) quanto para a alteração da Portaria MME nº 213/2019 (pela Portaria MME nº 251/2019), como, também, para a elaboração do texto final da Portaria MME nº 265/2019, que determinou as regras do acordo de coparticipação.

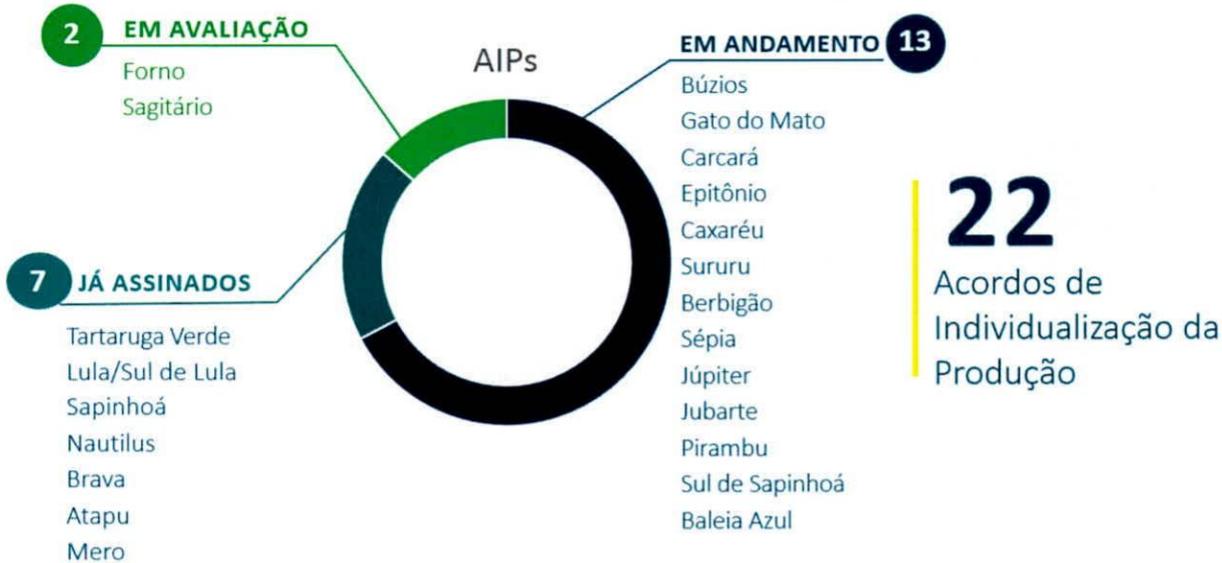
Além disso, a PPSA participou ativamente, lado a lado com a ANP e o MME, da construção da minuta do contrato de partilha de produção do volume excedente da cessão onerosa, bem como da consolidação do texto final a partir das sugestões advindas da consulta e da audiência públicas.

Registre-se, igualmente, a participação da PPSA na audiência pública do leilão do volume excedente da cessão onerosa, com a apresentação de palestra versando sobre as peculiaridades do reconhecimento e recuperação de gastos como custo em óleo no novo regime.



## 2.2 Acordos de Individualização da Produção

O procedimento de individualização da produção (unitização) visa garantir a exploração conservativa de uma jazida de petróleo e/ou gás natural, distribuindo equanimemente, entre os titulares de direitos de exploração e produção da jazida compartilhada, os direitos e obrigações indivisíveis inerentes aos respectivos contratos de E&P. A Pré-Sal Petróleo já concluiu sete acordos de individualização da produção e trabalha em outros 15 potenciais acordos, além de dois pré-acordos de individualização da produção.



No primeiro semestre de 2019, as principais atividades nessa área foram as seguintes:

- Negociação dos Acordos Complementares do AIP de Lula;
- Conclusão do Pré-AIP de Gato do Mato (CPP SdGM e BM-S-54);
- Negociação do AEGV do AIP de Tartaruga;
- Revisão do Acordo de Gestão do AIP de Sapinhoá;
- Conclusão dos Acordos Complementares do AIP de Nautilus;
- Discussão dos procedimentos técnicos de redeterminação a serem utilizados no AIP de Mero;
- Workshop de acompanhamento das atividades relacionadas ao Parque das Baleias (Caxaréu, Baleia Azul e Pirambu) para permitir a definição da necessidade de firmar um AIP.

#### Equalização de Gastos e Volumes (EGV) do Campo de Sapinhoá

Em maio, a Pré-Sal Petróleo e o consórcio BM-S-9, liderado pela Petrobras (45%) e os parceiros não operadores Shell (30%) e Repsol Sinopec (25%), concluíram uma nova conciliação financeira referente à produção de petróleo no Campo de Sapinhoá, importante produtor de petróleo e gás natural na Bacia de Santos. O consórcio depositou na Conta Única do Tesouro Nacional mais R\$ 108 milhões referentes à parcela de petróleo da União de 10 meses.

O pagamento é fruto da equalização de gastos e volumes (EGV) realizada na Jazida Compartilhada de Sapinhoá. O consórcio iniciou a produção em 2010 e identificou, posteriormente, que a jazida ultrapassava os limites geográficos da área do contrato de concessão BM-S-9, indo em direção à área não contratada. Nesses casos, por meio de um acordo de individualização da produção (AIP), a União, representada pela Pré-Sal Petróleo, tem direito a uma parcela da produção, assumindo, também, as obrigações e responsabilidades, inclusive no que diz respeito aos gastos. Em Sapinhoá, ficou acordado entre as partes que 3,7% da produção correspondiam à área não contratada e eram, assim, de titularidade da União. Com base nessa premissa foi realizado um acerto de contas considerando as receitas desde o início da produção e, na mesma proporção, os investimentos e despesas do período.

No final de 2018, a Pré-Sal Petróleo e o consórcio finalizaram uma primeira conciliação financeira, tomando por base a produção do campo desde a notificação da extensão da jazida até o final de 2017, quando a área foi leiloada como Entorno de Sapinhoá na 2ª Rodada de Partilha de Produção. Este primeiro acordo gerou o ingresso de R\$ 847 milhões para Conta Única do Tesouro Nacional, em 21 de dezembro de 2018. O novo montante, de R\$ 108 milhões, é complemento do EGV. Como o termo aditivo ao AIP assinado entre as partes foi aprovado pela ANP dez meses após o leilão, fez-se necessário um novo acerto para equalizar os gastos e volumes incorridos entre a data de assinatura do Contrato de Partilha de Produção de Sapinhoá (janeiro de 2018) e a data efetiva do AIP (novembro de 2018).

Esse segundo acerto encerra o processo de EGV do Campo de Sapinhoá, com uma arrecadação total de R\$ 955 milhões para a União.

### **2.3 Comercialização de Petróleo e Gás da União**

Em 2018, a Pré-Sal Petróleo realizou vendas spot do petróleo oriundo da Área de Desenvolvimento de Mero, em Libra. Em 31 de agosto daquele ano, a companhia realizou um leilão para comercialização da produção da União na Bolsa de Valores de São Paulo. Na ocasião, as produções de petróleo dos campos de Mero e Sapinhoá foram comercializadas pelo prazo de três anos e a de Lula, pelo prazo de um ano. A tabela abaixo demonstra as entregas já realizadas. As cargas faturadas em janeiro e maio de 2019 são relativas a esta comercialização.

| Nº DA CARGA DE PETRÓLEO MERO | COMPRADOR | VOLUME DA CARGA (m3 à 20°C) | DATA DO FATURAMENTO (PROVISÓRIO) FINAL DO ALÍVIO | VALOR NF (PROVISÓRIO) | DATA DO FATURAMENTO (COMPLEMENTAR) | PREÇO FINAL DA CARGA (R\$/m3) | VALOR NF (COMPLEMENTAR) | VALOR TOTAL DA CARGA |
|------------------------------|-----------|-----------------------------|--|-----------------------|------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|----------------------|
| FPLPS001                     | PETROBRAS | 40.540,890                  | 31/03/2018                                       | R\$ 34.738.989,99     | 24/04/2018                         | 1.247,4900                    | R\$ 15.835.364,88       | R\$ 50.574.354,87    |
| FPLPS002                     | PETROBRAS | 40.161,340                  | 26/04/2018                                       | R\$ 35.070.890,16     | 18/05/2018                         | 1.402,5549                    | R\$ 21.257.594,05       | R\$ 56.328.484,21    |
| FPLPS003                     | PETROBRAS | 38.560,650                  | 19/07/2018                                       | R\$ 43.529.864,56     | 23/07/2018                         | 1.634,5646                    | R\$ 19.500.008,88       | R\$ 63.029.873,44    |
| FPLPS004                     | PETROBRAS | 79.989,690                  | 23/07/2018                                       | R\$ 91.943.765,22     | 30/08/2018                         | 1.655,1844                    | R\$ 40.453.921,83       | R\$ 132.397.687,05   |
| FPLPS005                     | PETROBRAS | 79.969,950                  | 13/01/2019                                       | R\$ 69.680.432,45     | 25/02/2019                         | 1.331,8022                    | R\$ 36.823.722,89       | R\$ 106.504.155,34   |
| FPLPS006                     | PETROBRAS | 79.816,470                  | 24/05/2019                                       | R\$ 78.142.000,28     | 27/06/2019                         | 1.657,3340                    | R\$ 54.140.549,21       | R\$ 132.282.549,49   |

A empresa mantém com a Petrobras um contrato para a comercialização do gás de Sapinhoá e de Lula. No primeiro semestre de 2019 foram realizadas comercializações de janeiro a maio, conforme tabela abaixo.

| GÁS      | MÊS DA PRODUÇÃO | PREÇO EFETIVO C/ TRIBUTOS (R\$/MMBtu) | QTD MEDIDA TOTAL (M3) | ENERGIA TOTAL (MMBtu) | DATA DE FATURAMENTO | VALOR FATURADO (R\$) |
|----------|-----------------|---------------------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|
| SAPINHOÁ | NOV 2018        | 1,7063                                | 177.272               | 7.662,1378            | 13/12/2018          | R\$ 13.073,91        |
| SAPINHOÁ | DEZ 2018        | 1,7063                                | 212.201               | 10.439.6226           | 10/01/2019          | R\$ 17.813,13        |
| SAPINHOÁ | JAN 2019        | 1,7063                                | 219.261               | 10.519.2002           | 11/02/2019          | R\$ 17.948,91        |
| SAPINHOÁ | FEV 2019        | 1,7439                                | 224.594               | 9.927.3319            | 13/03/2019          | R\$ 17.312,27        |
| SAPINHOÁ | MAR 2019        | 1,7439                                | 266.769               | 11.810.1834           | 11/04/2019          | R\$ 20.595,78        |
| SAPINHOÁ | ABR 2019        | 1,7439                                | 246.493               | 10.897.9755           | 08/05/2019          | R\$ 19.004,98        |
| SAPINHOÁ | MAI 2019        | 1,7019                                | 271.802               | 11.955.4554           | 10/06/2019          | R\$ 20.346,99        |

Nos primeiros seis meses do ano, o foco maior da atividade de comercialização, além da operacionalização dos contratos de venda de óleo e gás natural, esteve relacionado ao planejamento da comercialização futura dos óleos de produção a partir do ano de 2021.

### 3. Organização Interna

#### 3.1 A Companhia

A estrutura organizacional da Pré-Sal Petróleo 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 eficiente, digital e focada em maximizar os resultados econômicos oriundos de suas atividades em favor da União.

### **3.2 Gestão de Pessoas**

O quadro de pessoal previsto para a Pré-Sal Petróleo, de acordo com seu Estatuto Social, é de até 150 empregados concursados e 30 posições de livre provimento.

No entanto, o quadro autorizado pela Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais – SEST/MP é de 45 empregados, sendo 30 posições de cargos de livre provimento e 15 empregados por tempo determinado.

Atualmente, o quadro de pessoal é composto de 30 empregados ocupantes de cargos de livre provimento e 14 empregados concursados, admitidos 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 31/3/2017. 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.

No primeiro semestre de 2019, foram solicitadas novas alterações no PCS, que estão sendo analisadas pela PPSA, em conjunto com a SEST.

O PCS é uma exigência do Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão (MP) para a realização do processo seletivo público, visando à admissão de pessoal permanente para a continuidade da empresa.

#### **Quadro de Pessoal Permanente**

Em agosto de 2018, foi solicitada a autorização de vagas para realização de concurso público para cargos permanentes.

### **3.3 Governança Corporativa**

---

No primeiro semestre de 2019, a Pré-Sal Petróleo estruturou a governança de atendimento ao Comitê de Auditoria (COAUD), que teve sua constituição autorizada pelo Conselho de Administração ao final de 2018 e sua primeira reunião em 23 de janeiro de 2019. Com apoio da Assessoria da Presidência foi elaborado o plano de trabalho e regimento interno do COAUD, que foram aprovados pelo Conselho de Administração em 27 de junho de 2019.

O COAUD é composto por três membros independentes efetivos contratados por meio de processo seletivo formal e com escopo de atuação e qualificação bem definido aprovado pelo Conselho de Administração. O mandato dos membros do Coaud é de três anos, não coincidentes para cada membro, permitida uma reeleição, sendo suas reuniões realizadas, no mínimo, duas vezes por mês, presencialmente, nas dependências da PPSA, de acordo com o calendário anual aprovado, contando com a maioria dos seus membros.

Em 16 de janeiro de 2019, a Pré-Sal Petróleo formalizou sua associação ao Instituto de Governança Corporativa (IBGC), organização sem fins lucrativos, reconhecida no Brasil como a principal referência para a difusão das melhores práticas de governança corporativa. Como associada ao IBGC a empresa terá acesso a fóruns de debate, participação em comissões temáticas e conhecimento sobre o que há de mais atual em relação às boas práticas de governança corporativa das empresas e demais organizações atuantes no Brasil, além de descontos nos treinamentos promovidos pela instituição.

Por indicação do diretor-presidente, um membro do Comitê de Governança e Conformidade (CGC) participou da 6ª edição do curso Desenvolvimento em Governança Corporativa do IBGC. Como resultado desse treinamento, a Pré-Sal Petróleo teve acesso ao relatório de Métrica de Governança Corporativa desenvolvido por esse instituto, que é elaborado a partir de um questionário da ferramenta do IBGC ao final do curso. A Métrica de Governança Corporativa é um instrumento de auto avaliação de práticas de governança para empresas de capital fechado que visa a estimulá-las a uma constante reflexão sobre seu estágio de maturidade nesse tema.

O relatório compara o desempenho da Pré-Sal Petróleo em relação às demais empresas participantes da métrica e a um *benchmark* de práticas. Com base nos resultados dessa análise, a Pré-Sal Petróleo pode avaliar se os *gaps* identificados em relação às melhores práticas e em relação às demais empresas participantes precisam ou não ser tratados naquele momento, sempre levando em consideração que a governança deve ser adequada e adaptada ao porte, ao grau de maturidade, ao estágio do ciclo de vida e a características da empresa. Trata-se de um "retrato" que poderá ser atualizado mais adiante com a implementação do Programa de Integridade da Pré-Sal Petróleo, contido na iniciativa estratégica 441 e que conta com a contratação de empresa especializada com essa finalidade a ser realizada no segundo semestre de 2019.

No referido relatório de Métrica de Governança Corporativa, a Pré-Sal Petróleo foi enquadrada em estágio inicial de evolução de sua governança corporativa. Não obstante, cabe destacar que a pontuação da Pré-Sal Petróleo ficou um pouco acima da média das empresas do mesmo porte.

Em 28 de março de 2019, o Conselho de Administração aprovou a indicação de José Eduardo Vinhaes Gerk como novo diretor-presidente da empresa, em substituição a Ibsen Flores Lima, e conforme aprovação na ata da 18ª Reunião da Comissão de Elegibilidade de 27 de março de 2019, nomeando-o para o exercício do cargo com prazo de gestão de dois anos a partir de 1º de abril de 2019.

Em 30 de abril de 2019, a Assembleia Geral ratificou a eleição do diretor-presidente José Eduardo Vinhaes Gerk como membro nato do Conselho de Administração e realizou a eleição de novos membros titulares do Conselho Fiscal, Sergio Henrique Lopes de Sousa e Alexandre Vidigal de Oliveira, representantes do Ministério de Minas e Energia. O conselheiro Fabiano Maia Pereira foi reconduzido.

Em 30 de abril de 2019, a Assembleia Geral aprovou as demonstrações contábeis relativas ao exercício social de 2018, acompanhadas do parecer sem ressalvas do auditor externo independente, que foram encaminhadas juntamente com o Relatório Anual da Administração, a proposta de destinação do lucro líquido do exercício social de 2018 e retenção de parcela de lucros para realização de investimentos, em cumprimento ao disposto nos artigos 192 e 196 da Lei nº 6.404/76, e a proposta de remuneração dos administradores.

Em 27 de junho de 2019, o Conselho de Administração aprovou o Programa de Dispêndios Globais (PDG) e Orçamento de Investimentos (OI) de 2020 da Pré-Sal Petróleo. A elaboração do PDG/OI 2020 considerou as fontes e usos dos recursos de acordo com o contrato de remuneração com o MME, as diretrizes do Plano Anual de Negócios e do Planejamento Estratégico 2019-2023, aprovado pelo Conselho de Administração em 24 de janeiro de 2019.

### **3.4 Planejamento Estratégico**

O Plano Estratégico 2019-2023 foi construído no segundo semestre de 2018 a partir das diretrizes estabelecidas na Lei nº 12.304 e no Decreto nº 8.063. Os direcionadores estratégicos da Pré-Sal Petróleo foram definidos por meio da observância da Missão, Visão e Valores da empresa e dos desafios a serem enfrentados pela PPSA no próximo quinquênio, baseados em cenários da indústria do petróleo que afetam diretamente a empresa.

No primeiro semestre de 2019, as 21 iniciativas estratégicas que compõem o Plano Estratégico 2019-2023 tiveram 35% de avanço de realização, representando 99% de índice de cumprimento em relação ao planejado.

Algumas entregas das iniciativas merecem destaque:

- Término da elaboração do Modelo Econômico Probabilístico da Pré-Sal Petróleo;
- Conclusão do Procedimento de Comercialização da produção;
- Término da elaboração da Matriz de Governança de Comercialização;
- Conclusão da implantação dos módulos de Reconhecimento de Custos e Acompanhamento da Produção do SGPP (Sistema de Gestão da Pré-Sal Petróleo);
- Definição da estratégia de contratação de recursos humanos para o ano de 2019;

- 
- Elaboração de Nota Técnica sobre alternativas de comercialização de óleo, por exemplo, a contratação de agente comercializador;
  - Elaboração das premissas de planejamento para o orçamento de 2020;
  - Desenvolvimento do sistema interno de gerenciamento de contratos;
  - Decisão de divulgação da empresa por meio de ferramentas de redes sociais;
  - Realização de rodadas de apresentação da empresa aos públicos de interesse;

### 3.5 Transformação Digital da Pré-Sal Petróleo

Promover a transformação digital da empresa e o aumento da agilidade dos processos internos é uma das quatro diretrizes do Planejamento Estratégico 2019-2023. No primeiro semestre de 2019, foram realizadas as seguintes atividades para atender a esta iniciativa:

#### 3.5.1- Desenvolvimento do SGPP (Sistema de Gestão da Partilha da Produção)

No dia 18 de junho de 2018, a equipe de Tecnologia de Informação (TI) iniciou junto à empresa contratada o desenvolvimento do sistema SGPP, que foi dividido em três grandes “entregáveis”, conforme a figura abaixo:



A prioridade e a ordem desses módulos foram definidas de acordo com as necessidades da empresa, formando assim as interações A, B e C.

Durante os seis primeiros meses de 2019, a equipe de TI concentrou os seus esforços no desenvolvimento do SGPP junto aos usuários-chave de cada processo. No final do mês de março, entraram em produção os quatro primeiros módulos do SGPP, denominados como Interação A.

Ocorreram também treinamentos de uso do sistema para os funcionários da Pré-Sal Petróleo e para todos os operadores oriundos de contratos de partilha de produção.

O SGPP segue em desenvolvimento. O planejamento é que no final de julho a interação B seja disponibilizada para a Pré-Sal Petróleo.

### **3.5.2- Desenvolvimento do sistema de gestão da informação – SGI**

A Pré-Sal Petróleo não possuía um canal seguro de compartilhamento de arquivos com seus conselheiros, parceiros e operadores. Utilizava-se o conhecido sistema FTP. Esse sistema, além de vários problemas de segurança da informação, não permitia, de forma amigável e rastreável, o compartilhamento de documentos. Foi então que em agosto de 2018 a TI resolveu desenvolver o Sistema de Gestão da Informação, capaz de compartilhar arquivos de forma segura (usando HTTPS), com rastreabilidade de acesso (Logs), em diferentes níveis de acesso e acessível de qualquer dispositivo, sejam eles computadores, smartphones ou tablets. Esse projeto foi desenvolvido internamente pela equipe de TI com custo zero. O projeto foi utilizado pela empresa rotineiramente no primeiro semestre de 2019.

### **3.5.3- Início de desenvolvimento do sistema de gestão de contratos – SGC**

Em dezembro de 2018 iniciou-se o desenvolvimento do sistema de Gestão de Contratos Corporativos da PPSA. Esse sistema irá ajudar qualquer gestor de contrato a fazer as medições de seus contratos, com campos para lições aprendidas, alertas de cobrança e relatórios de acompanhamento entre outros. Esse sistema também está sendo desenvolvido internamente a custo zero. O SGC entrou em produção em maio de 2019 e está sendo usado por muitos usuários.

### **3.5.4- Assinatura Digital**

O setor de TI está em processo de avaliação das diferentes opções de assinatura eletrônica disponíveis no mercado, e pretende até o final de julho concluir os testes pilotos para posterior aquisição. Esse projeto visa primeiramente a trazer maior segurança nas assinaturas de notas técnicas e documentos no SGPP, redução de custos com impressões e maior agilidade nos processos de trabalho da equipe técnica.

## **3.6 Investimento e custeio**

Os recursos para investimento e custeio da atividade empresarial da Pré-Sal Petróleo advêm do Contrato de Remuneração com o MME e da parcela do Bônus de Assinatura a cada licitação no regime de partilha da produção.

---

O Contrato de Remuneração é a contrapartida pelos serviços prestados na gestão dos Contratos de Partilha de Produção e na representação da União nos Procedimentos de Individualização da Produção de Petróleo e Gás Natural e nos acordos deles decorrentes.

A remuneração pela gestão e representação da União nos contratos é proporcional ao número de contratos, à dimensão dos blocos, à quantidade de módulos da etapa de desenvolvimento e à vazão de fluidos produzidos, de acordo com as fases e as etapas de cada um deles.

Como condição para o pagamento, a Pré-Sal Petróleo deve elaborar um Relatório de Remuneração com todas as informações sobre os contratos e as representações sob a responsabilidade da empresa, além do valor a ser recebido.

O Contrato de Remuneração foi assinado em 30 de novembro de 2015, tendo sido aditivado apenas uma vez, para inclusão do CNPJ do Escritório Central no Rio de Janeiro. A renegociação do contrato está em andamento e tem o propósito de atualizar os valores, a fórmula de remuneração, a forma do relatório de remuneração mensal e o mecanismo de renovação para ajustar à realidade da empresa, decorridos três anos de sua assinatura.

No primeiro semestre de 2019, a Pré-Sal Petróleo realizou 35% de suas fontes de recursos planejadas e 32% dos usos de recursos planejados para o período. A baixa realização das fontes de recursos refere-se, majoritariamente, ao não recebimento da parcela de bônus de assinatura relativas à 4ª Rodada de Licitação no Regime de Partilha de Produção, cujos contratos foram assinados em 17 de dezembro de 2018. O investimento no primeiro semestre foi de R\$ 2,74 milhões, majoritariamente correlatos à aquisição de licenças de software especialista (Petrel e OFM). Todo o investimento foi financiado com recursos de aporte de capital.

O custeio da empresa é composto pelas rubricas de pessoal e encargos (56%), serviços de terceiros (17%), tributos (20%) e outras despesas correntes (7%), que se mantiveram em linha com o realizado até o final de 2018. A empresa manteve o mesmo quadro de empregados, sem reposição inflacionária.

### **3.7 Participação Externa**

A Pré-Sal Petróleo tem participado de eventos da indústria do petróleo e de outras partes interessadas, com o intuito de disseminar informações sobre o regime de partilha de produção e demonstrar sua atuação. Abaixo uma relação dos eventos que contaram com apresentações da empresa ao longo do primeiro semestre de 2019:

- a. Apresentação PPSA para associados da Abespetro, promovido pela Abespetro – em 18 de fevereiro;

- 
- b. *Global Offshore Brazil Summit – Sharing Production Contracts, Investments and Revenues Forecasts* – em 20 de fevereiro;
  - c. "Novo Mercado de Gás Natural e sua Integração na Matriz Energética", seminário organizado pelo MME – em 29 de abril;
  - d. "Brasil, um Oceano de Oportunidades" - Abertura do Pavilhão Brasileiro na OTC - em 7 de maio;
  - e. "Papel da Pré-Sal Petróleo na Atração de Investimentos" – Rice University/ FGV Energia – em 8 de maio;
  - f. *Industry Power Panel: Unlocking the 567% Boost in Brazil's Pre-Salt Mega-Field Oil Production, FPSO Brazil Congress* – em 28 de maio;
  - g. O tríplice papel da PPSA no pré-sal brasileiro e o excedente da Cessão Onerosa – organizado pela OAB – em 28 de junho.

Houve também a participação da PPSA em eventos de relevância para as atividades fim, entre as quais:

- a. Road show organizado pelo Ministério de Minas e Energia com o tema “Oportunidade de Investimentos em E&P 2019” – Reuniões realizadas no Rio de Janeiro, Brasília e durante a OTC em Houston, com os principais players da indústria de óleo e gás;
- b. Participação no *Libra Operators Committee*, bem como visita ao FPSO Guanabara, em Beijing – China – de 3 a 7 de junho;
- c. Participação no “Workshop sobre Estratégia e Design de FPSO-1 – Carcará”, em Stavanger – Noruega – dias 5 e 6 de junho.

#### **4. Informações Econômico-Financeiras**

##### **4.1 Resultado do primeiro semestre:**

###### **Das operações da companhia**

No primeiro semestre de 2019, a receita bruta de serviços pela gestão de contratos e representação da União totalizou R\$ 27,03 milhões, restando a empresa faturar a parcela dos bônus de assinatura relativos aos contratos assinados na 4<sup>a</sup> e 5<sup>a</sup> Rodadas de Partilha de Produção, realizadas em 2018, no total de R\$ 109,85 milhões.

A Pré-Sal Petróleo acumulou R\$ 2,3 milhões em receitas financeiras e recebeu aporte de capital de R\$ 3 milhões. A companhia apurou lucro antes do Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro de R\$ 2,97 milhões, registrando provisão para Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro de R\$ 1,38 milhão.

###### **Receitas para a União**

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.

No primeiro semestre de 2019, a Pré-Sal Petróleo arrecadou mais de R\$ 285 milhões à Conta Única do Tesouro

Nacional a partir da comercialização de petróleo e gás natural e representação da União nos acordos de individualização da produção.

Pela primeira vez em sua história, a Pré-Sal Petróleo distribuiu dividendos para a União. A empresa depositou, em maio de 2019, R\$ 6,78 milhões para a Coordenadoria Geral de Participações Societárias do Ministério da Economia, referentes ao resultado financeiro de 2018. No ano passado, a Pré-Sal Petróleo registrou um lucro líquido de R\$ 30,95 milhões, atingindo a marca de quatro anos consecutivos gerando resultados positivos.