

REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA



**RELATÓRIO SEMESTRAL DE ATIVIDADES RELACIONADAS AOS
CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO PARA EXPLORAÇÃO
E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

1º Semestre de 2018

SUMÁRIO

1) Resumo Executivo

2) Contexto Operacional

Gestão do Contrato do Prospecto de Libra

Acordos de Individualização da Produção

Comercialização de Petróleo e Gás Natural

3) Implantação da Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA

Organização Interna

Governança Corporativa

Contrato de Remuneração

Participação Externa

Informações Econômico-financeiras

Resumo Executivo

As informações sobre as atividades presentes neste relatório são relativas ao Primeiro Semestre de 2018.

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, gás natural e 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 de recursos para as áreas de Educação e Saúde, como parcelas da participação no resultado ou na compensação financeira pela exploração de petróleo e 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 (AIPs). 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 (MME) e de parcelas de bônus de assinatura das Rodadas de Partilha.

Ao longo do primeiro semestre de 2018, a companhia continuou a trabalhar intensamente na execução de suas atribuições. No Contrato de Partilha de Produção de Libra, as atividades se intensificaram. No tocante aos projetos de individualização da produção, quatro procedimentos já tiveram suas negociações concluídas, seis estão em negociação e 13 em análises técnicas sobre possíveis extensões de acumulações para áreas não contratadas, representando um potencial de 23 acordos ou pré-acordos de individualização sob gestão da Pré-Sal Petróleo.

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

Contratos de Partilha de Produção:

- Libra;
- Alto de Cabo Frio Oeste;
- Alto de Cabo Frio Central;
- Entorno de Sapinhoá;
- Sul de Gato do Mato;
- Norte de Carcará;
- Peroba.

Acordos de Individualização da Produção (AIPs):

- 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);
- 6 acordos em andamento (Pirambu, Albacora (Forno), Baleia Azul, Brava, Mero e Atapu);
- 13 potenciais casos a serem avaliados pela Pré-Sal Petróleo.

Comercialização do petróleo e gás:

- Colaboração na construção de marco legal possibilitando a venda direta do petróleo pela empresa;
- Comercialização de petróleo e gás da União;
- Realização do 1º Leilão para a venda do petróleo da União na B3.

No encerramento do primeiro semestre de 2018, o quadro de empregados da empresa era composto por 29 colaboradores em cargos de livre provimento e quatro ocupantes de cargos de diretoria. De acordo com o planejamento de recursos humanos, a companhia realizou o processo seletivo público para a seleção de profissionais temporários. Foram contratados 14 profissionais em janeiro e fevereiro de 2018 por tempo determinado pelo período máximo de dois anos.

Contexto Operacional

Gestão do Contrato do Prospecto de Libra

O Contrato de Partilha de Produção (CPP) de Libra tem 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 capitais brasileiras. O bônus de assinatura foi de R\$ 15 bilhões e a expectativa inicial da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) compreendia volumes recuperáveis estimados entre 8 e 12 bilhões de barris de petróleo equivalente.

Os percentuais de conteúdo local constantes do CPP de Libra 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. No entanto, com a divulgação da Resolução ANP-726, de 11/04/2018, o Consórcio de Libra decidiu aderir, em reunião do Comitê Operacional em 8/6/2018, aos novos critérios de conteúdo local, cujos percentuais aplicados às fases do projeto passam a ser de 18% para a fase de exploração, enquanto que para a fase de desenvolvimento passa a ser de 25% para a construção de poços e de 40% para os sistemas submarinos e flutuantes de produção.

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

1. Com o início da produção da unidade flutuante de produção, armazenamento e transferência FPSO Pioneiro de Libra, em 26/11/2017, localizado na Área Noroeste de Libra, seguiu-se o trabalho de comissionamento do FPSO, tendo ocorrido os seguintes eventos no primeiro semestre de 2018:
 - Início da injeção de gás em fevereiro de 2018;
 - Atingiu-se a meta de produção de 44 mil barris por dia em março de 2018;
 - Início da comercialização do petróleo da União pela Pré-Sal Petróleo, com o carregamento da primeira carga em 31/03/2018;
 - Carregamento de outras duas cargas pela Pré-Sal Petróleo em 26/04/2018 e 27/06/2018;
 - Produção acumulada de petróleo de 5,6 milhões de barris em 30/06/2018.
2. Operacionalização de três 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 quatro sistemas definitivos de produção previstos para a Área Noroeste de Libra.
5. Contratação de quatro FPSOs para os sistemas definitivos de produção.

6. Perfuração e completação dos poços de desenvolvimento para os quatro sistemas definitivos de produção.

No primeiro semestre de 2018, as principais atividades relativas ao Projeto Libra que contaram com a participação da Pré-Sal Petróleo foram:

- Reuniões técnicas que resultaram na aprovação da adesão do Consórcio de Libra aos novos critérios de conteúdo local, de acordo com a Resolução ANP 726/2018;
- Ajuste no projeto do FPSO de Mero 1 e Mero 2, de forma a incluir a possibilidade de reinjeção da água produzida, em atendimento a requisitos do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama);
- Início do processo de contratação do segundo FPSO de Mero (Mero 2);
- Reuniões mensais com o operador para monitoramento das atividades de desenvolvimento de Mero, bem como dos estudos exploratórios em andamento nas áreas Central e Sudeste;
- Continuação da produção do Sistema de Produção Antecipada (SPA 0) com o FPSO Pioneiro de Libra, que teve início com o Teste de Longa Duração (TLD), em 26/11/2017;
- Atualização dos Procedimentos de Reconhecimento do Custo em Óleo, na qual se inclui um “Procedimento de Processo” e sete “Procedimentos de Execução”, que são uma espécie de manuais de execução;
- Análise de reconhecimento do custo em óleo dos lançamentos dos anos de 2016 e 2017, que ainda estavam pendentes de reconhecimento, bem como análise de todos os lançamentos recebidos em 2018;
- Atualização e finalização do Cadastro de Contratos. Iniciado o processo de otimização da nomenclatura para o Repositório de Contratos;
- Elaboração da 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;
- Continuidade das atividades do Comitê Operacional e dos subcomitês Técnico, Financeiro, de Conteúdo Local, de Alternativas de Uso do Gás Natural, de Segurança, Saúde e Meio Ambiente (SMS) e de Desenvolvimento Tecnológico. Foi extinto o Subcomitê de Escoamento de Óleo. Cada um desses subcomitês é composto por representantes de todos os consorciados de Libra, incluindo a participação ativa da Pré-Sal Petróleo;
- Acompanhamento das atividades do Programa Libra@35, que visa a redução de custos do projeto. Já foram obtidos vários resultados positivos dessa iniciativa;
- Assinatura do contrato para construção do Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP) e início de seu desenvolvimento, com previsão para tê-lo disponível e operacional em meados de 2019;

Cabe mencionar também a participação da Pré-Sal Petróleo no acompanhamento das operações para aquisição de dados de reservatório na Área Noroeste e nos estudos exploratórios das Áreas Central e Sudeste realizados ao longo do primeiro semestre de 2018, a saber:

- Aquisição sísmica 4D com a utilização de OBN (*Ocean Bottom Nodes*);
- Poço **3-RJS-748D (NW11)**: o poço foi completado e preparado para a realização de teste de formação, em operações realizadas pela sonda NS-47;
- Poço **3-RJS-749D (NW6)**: a NS-47 reentrou no poço para perfuração das fases finais, tendo atingido a profundidade final de 5.940 (-5732,7m); o poço foi equipado com um sistema de monitoramento permanente de pressão denominado CaTS;
- Poço **4-RJS-751D (IG-14)**: após finalizada a perfuração a 6178 (-5884), o poço foi tamponado provisoriamente pela sonda NS-48. Posteriormente foi feita a reentrada no poço pela mesma sonda para completação inteligente;
- Poço **9-MRO-1-RJS (NW10)**: foi perfurado inicialmente a parte superior do poço com a NS-48, tendo atingido profundidade de 3260 (-3236) metros, dentro da Formação Itajaí-Açu. Foi tamponado provisoriamente e posteriormente houve a reentrada com a sonda NS-47 para perfuração das fases finais;
- Poço **7-MRO-3-RJS (NW-P7)**: perfurado com a sonda NS-48, tendo atingido a profundidade final de 5808 (-5777,1 m), dentro da Formação Piçarras. O poço foi revestido e abandonado provisoriamente;
- Poço **9-MRO-2A-RJS (NW12)**: perfurado o poço após um desvio (*sidetrack*), tendo atingido a profundidade de 5523 m (-5486.7 m), dentro da Formação Barra Velha, tendo sido tamponado e abandonado temporariamente.

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 da ANP.

Em 27/10/2017 foram realizadas as duas Rodadas de Partilha de Produção mencionadas. 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: 75,80%.

A ANP homologou o relatório de julgamento da Comissão Especial de Licitação (CEL) e adjudicou o objeto da licitação aos vencedores, conforme decisão publicada no Diário Oficial da União em 8/11/2017.

Os operadores dos consórcios vencedores (Petrobras, Shell e Equinor) 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 respectivos contratos de partilha ocorreu no dia 31/01/2018, em cerimônia no Palácio do Planalto, em Brasília, estando presentes o Excelentíssimo Senhor Presidente da República, Michel Temer, o Ministro-chefe da Secretaria-Geral da Presidência da República, Wellington Moreira Franco, o Ministro de Minas e Energia, Fernando Coelho Filho, o Diretor-Geral da ANP, Décio Oddone, o Presidente da PPSA, Ibsen Flores Lima, e os demais Diretores da ANP. Também estiveram presentes outros Ministros de Estado, parlamentares, convidados e representantes da imprensa.

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.

Ao longo do primeiro semestre de 2018 foram constituídos os Comitês Operacionais dos seis novos contratos de partilha e tomadas as primeiras ações e decisões para o desenvolvimento das ações previstas nos respectivos contratos. As empresas operadoras apresentaram suas respectivas estratégias para execução das atividades, incluindo o planejamento para contratação de bens e serviços. No primeiro semestre de 2018 não foram apresentadas listas de gastos relativas aos novos contratos de partilha.

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:

- O AIP foi assinado em 31/10/2014;
- A ANP aprovou em fevereiro de 2015 a perfuração de um poço de produção na área não contratada, ou seja, na porção da União da futura jazida individualizada;
- 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 o gás foi queimado;
- A Pré-Sal Petróleo vem acompanhando os estudos de reservatório com a atualização dos modelos estático e dinâmico, monitorando diariamente os dados de produção e de perfuração e, mensalmente, a construção do FPSO que será instalado no campo;
- Ao longo do primeiro semestre de 2018 prosseguiram as discussões para a atualização dos acordos complementares ao AIP, para o processo de redeterminação da jazida compartilhada, iniciado em 2018, e para a Equalização de Gastos e Volumes (EGV) referente ao período anterior à data efetiva, com expectativa de que a União seja devedora. Em relação à redeterminação, existe a expectativa de redução de volume e participação na área da União;
- 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;
- 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;
- Feito o monitoramento da construção do FPSO Campos dos Goytacazes, cuja entrega ocorreu em abril e entrada em operação no dia 22/06/2018;
- A Pré-Sal Petróleo concordou com proposição apresentada pela Petrobras de compartilhar a capacidade de produção do FPSO Cidade dos Goytacazes para interligação de um poço do Campo de Espadarte a partir de 2022;
- A área não contratada foi ofertada na 2ª Rodada CPP em 27/10/2017, mas não houve apresentação de proposta e, com isso, permanecerá como AIP com a participação da Pré-Sal Petróleo representando a União;
- A Data Efetiva do AIP é 01/03/2018;

- No primeiro semestre de 2018 iniciou-se a primeira redeterminação do AIP de Tartaruga, com previsão de conclusão em outubro de 2018. A redeterminação ensejará a necessidade de um aditivo ao AIP e uma atualização no Plano de Desenvolvimento do campo.
- A área adjacente ao contrato do BM-C-36 está prevista para ser novamente ofertada na 5ª Rodada de Partilha e a Petrobras já manifestou interesse de preferência para ser operadora do novo contrato de partilha.

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

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

- As negociações deste AIP se iniciaram em julho de 2014 e o mesmo foi submetido à ANP em 25/08/2015;
- As atividades da Pré-Sal Petróleo 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 até 31/12/2017;
- Com a manutenção da produção ao longo do primeiro semestre de 2018, há expectativa de que o resultado da Equalização de Gastos e Volumes seja positiva para a União até a data efetiva;
- O AIP de Lula tem previsão de estar efetivo até dezembro de 2018;
- Os documentos complementares ao AIP foram totalmente negociados e serão assinados ao longo do segundo semestre de 2018.

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

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

- 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. Além disso, em função da assinatura do Contrato de Partilha do Entorno de Sapinhoá, houve necessidade de declaração de comercialidade da área adjacente ao BM-S-9 e da elaboração de um aditivo ao AIP para refletir as novas participações. O aditivo ao AIP de Sapinhoá, em conjunto com o Plano de Desenvolvimento revisado, foi protocolado na ANP no final de março de 2018;
- 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%.
- A data efetiva do AIP tinha previsão para acontecer em 01/03/2018, mas não deve ocorrer antes de 01/09/2018, já contemplando o aditivo ao AIP;

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

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

- Essa jazida faz parte 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;

- As atividades da empresa neste primeiro 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;
- O AIP está efetivo desde 01/10/2017. Antes dessa data foi aprovado pela Pré-Sal Petróleo 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 quarto trimestre de 2018;
- A partir da data efetiva, o operador da Jazida Compartilhada apresenta mensalmente o relatório de gastos (*billing statements*) relativo à Jazida;
- A Pré-Sal Petróleo aprovou em dezembro de 2017 o Plano de Trabalho e Orçamento apresentado pelo operador para o ano de 2018;
- O Contrato de Consórcio foi acordado em dezembro de 2017, faltando apenas sua assinatura e registro na JUCERJA;
- As discussões relativas à Equalização de Gastos e Volumes, assim como relativas ao Acordo de Gestão, foram iniciadas em janeiro de 2018, mas ainda não foram concluídas;
- Ainda não há previsão ou garantia de retorno de produção da jazida ME1, mas está em curso a contratação da sonda para a intervenção em Argonauta.

5. **AIP de Mero**

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

- Em 23/10/2014, o operador notificou à ANP a possível extensão da jazida para fora dos limites do bloco contratado pelo Contrato de Partilha de Produção de Libra. Em 05/08/2015, foi assinado pela Pré-Sal Petróleo Acordo de Confidencialidade com vistas à formalização de um Pré-AIP;
- 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;
- 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;
- Em 30/11/2017 foi declarada a comercialidade da Área de Desenvolvimento da Produção de Mero. Assim, o AIP passou a ser tratado, doravante, como AIP de Mero;
- Foram iniciadas discussões referentes ao AIP e ao Acordo de Gestão 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 quarto trimestre de 2018;
- Após a realização de vários *Data Rooms* ao longo do primeiro semestre de 2018 foram iniciadas as discussões sobre *Tract Participation* e VOE nas respectivas áreas, mas ainda sem previsão de conclusão.

6. *Pré-AIP da descoberta do Prospecto Gato do Mato*

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

- Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 21/03/2014;
- O contrato dessa área (BM-S-54) permaneceu suspenso por solicitação do operador até a data de assinatura do Contrato de Partilha da área sul - Sul de Gato do Mato;
- A área foi ofertada na 2ª Rodada Contrato de Partilha de Produção e arrematada pela Shell, com 80%, e Total 20%, com o percentual de óleo lucro de 11,53%, igual ao mínimo;
- A Pré-Sal Petróleo 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 Petróleo como gestora do novo contrato de partilha e outras questões relativas à operacionalização do CPP;
- O Contrato de Partilha foi assinado em 31/01/2018;
- O Contrato de Partilha tem previsão de perfuração de um poço, no primeiro semestre de 2019. Foi iniciada a discussão de um Pré-AIP com as empresas e a Pré-Sal Petróleo;
- A operadora Shell iniciou as tratativas para a perfuração do poço na área do Contrato de Partilha e apresentou o Plano de Avaliação de Descoberta - PAD para a área do BM-S-54.

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

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

- Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 10/12/2014;
- O contrato dessa área (BM-S-54) encontra-se suspenso por solicitação do operador;
- Por solicitação da Pré-Sal Petróleo, 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 arrematada na 2ª Rodada de Licitações de Contratos de Partilha pelo consórcio da área adjacente sob contrato de concessão;
- Neste primeiro semestre não houve atividades.

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

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

- Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 11/09/2014;
- Concluída, no final de julho de 2016, a avaliação dos recursos petrolíferos da jazida compartilhada de Carcará. Esse trabalho, realizado pela Pré-Sal Petróleo, foi produto de várias reuniões técnicas com a Petrobras (antigo operador) e sócios;
- A área foi ofertada na 2ª Rodada de Licitações de Contratos de Partilha e arrematada pelo consórcio formado pela Equinor (40%), ExxonMobil (40%) e Petrogal (20%), com percentual de óleo de lucro de 67,12% - o mínimo era 22,08%; custo em óleo limitado a 50% do valor bruto da produção no bloco Norte de Carcará;

- Foram realizadas diversas reuniões com a Equinor ao longo do segundo semestre de 2017, na qual a Equinor 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:

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

10. Área de Desenvolvimento de Pirambu

Bacia de Campos, operador Petrobras:

- Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 20/08/2015;
- 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 e um cronograma de atividades foi encaminhado à agência reguladora pela Pré-Sal Petróleo e Petrobras;
- No primeiro semestre de 2018 foram acompanhadas as atividades previstas no cronograma de atividades.

11. Campo de Sul de Sapinhoá

Bacia de Santos, operador Petrobras:

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

12. Campo de Baleia Azul

Bacia de Campos, operador Petrobras:

- Assinado Acordo de Confidencialidade entre a Pré-Sal e o operador em 06/06/2016;
- Prosseguiram as discussões com o operador que culminaram com uma reunião com a ANP solicitando que a decisão sobre a viabilidade de estabelecimento de um AIP fosse postergada para junho de 2019. A ANP aprovou a proposta;
- 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 Pré-Sal Petróleo negociou a Base de Dados Comum e recebeu em 30/10/2017 as informações solicitadas para efeito do processo de determinação;
- O cronograma contemplava como meta a finalização da negociação das participações para maio de 2018, mas haverá necessidade de revisão dos marcos desse cronograma, com expectativa de atraso de dois a três meses no prazo final, em parte em função do desmembramento da Concessão BM-S-11 para criação do BM-S-11A e entrada de nova empresa (Total). A nova composição do consórcio passa a ser: Petrobras como operadora (42,5%), Shell (25%), Total (22,5%) e Petrogal (10%);
- A alteração no cronograma se faz necessária porque houve atraso na disponibilização e alteração da base de dados, além de entrada de nova empresa consorciada no BM-S-11A;
- Em função dos atrasos ocorridos no cronograma proposto inicialmente à ANP foi elaborado um novo cronograma de atividades do AIP de Atapu com previsão de ser protocolado na ANP em outubro de 2018.
- Embora com pouco acesso às informações necessárias, a Pré-Sal Petróleo desenvolveu sua própria visão de modelagem de reservatórios e poderá definir TP e VOE com os demais consorciados a partir de agosto de 2018.

14. Pré AIP do PAD de Forno (Albacora)

Bacia de Campos, Petrobras com 100%.

- PAD (Plano de Avaliação de Descoberta) conjunto do poço 6-AB-119D-RJS (6-BRSA-899D-RJS):
- O WP&B para 2018 foi apresentado à Pré-Sal Petróleo em dezembro de 2017 e aprovado no mesmo mês com a previsão de início de perfuração de um poço para o quarto trimestre de 2018;
- A decisão sobre a confirmação da extensão da jazida está prevista para o final do PAD, o que deve ocorrer no terceiro trimestre de 2019;
- As atividades no primeiro semestre de 2018 se limitaram ao acompanhamento do PAD.

15. Pré AIP do PAD de Sagitário

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

- O PAD conjunto é relativo ao poço 1-SPS-98 (1-BRSA-1063-SPS);
- A Petrobras realizou reunião na ANP em dezembro de 2017 para solicitar a postergação do final do Plano de Avaliação da Descoberta do poço 1-SPS-98 por 24 meses, passando o seu término de 31/10/2018 para 31/10/2020. Proposta do operador aceita pela ANP;
- Sem atividades no primeiro semestre de 2018.

16.AIP de Brava

Bacia de Campos, Campo de Marlim, 100% Petrobras

- A jazida de Brava está em produção, através do poço 6-MRL-199D-RJS, desde 2011, mas a notificação de possibilidade de extensão da jazida para área não contratada só foi feita em janeiro de 2018, após a perfuração do poço 9-MRL-231DA-RJS;
- Assinado Acordo de Confidencialidade em abril de 2018;
- Definida Base de Dados Comum para início do processo de determinação;
- Realizados vários Data Rooms ao longo do 1º semestre para avaliação das características da jazida;
- Acordado com a Petrobras a negociação do AIP e do Plano de Desenvolvimento para protocolo na ANP até outubro de 2018.

Comercialização de Petróleo e Gás natural

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

Dando continuidade às tratativas para a contratação do agente comercializador, a Pré-Sal Petróleo preparou um Projeto Básico que objetivava nortear a execução de um leilão e suas 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 do preço final de venda, já que no entendimento das empresas essas 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 - Brasil, Bolsa, Balcão; 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 21/12/2017, através da MP nº 811, permitindo à Pré-Sal Petróleo comercializar diretamente o petróleo e o gás natural da união. Além disso, a MP definiu que a receita advinda da comercialização fosse considerada após a dedução dos tributos e gastos diretamente relacionados à operação de comercialização e, quando fosse o caso, da remuneração do agente comercializador. Estabeleceu ainda que enquanto não fosse disciplinada uma nova política de comercialização pelo CNPE, a atividade fosse regida por ato do ministro de Minas e Energia, o que ocorreu através da Portaria 3/GN, de 03/01/2018.

Sob a vigência da MP Nº 811, em fevereiro de 2018, a Pré-Sal Petróleo efetuou a primeira venda direta referente ao petróleo de Mero. Foram comercializados aproximadamente 500 mil barris de petróleo, divididos em duas cargas alocadas para os meses de março e abril. Posteriormente, a companhia teve direito a mais duas cargas, de 250 mil barris em junho e outra de 500 mil barris em julho. Nas três ocasiões, a empresa realizou a operação de venda direta, por um processo competitivo entre as principais empresas do mercado, estabelecendo um prazo de uma semana para que as interessadas apresentassem seu melhor preço, em condição vinculante para os volumes oferecidos.

Para a primeira venda de Mero (500 mil barris), a empresa obteve manifestação de preço de duas companhias (Petrobras e Shell). A Petrobras apresentou a melhor oferta. Em junho e julho, a Petrobras foi a única ofertante. Em todos os processos de comercialização realizados, a Pré-Sal Petróleo envidou esforços para maximizar os resultados para a União. A inexistência do interesse de potenciais compradores guarda relação com as dificuldades logísticas para a execução das operações de alívio do FPSO.

Mesmo realizando vendas diretas, a Pré-Sal Petróleo se preparou para realizar seu primeiro leilão de petróleo ainda no primeiro semestre de 2018. A empresa contratou a B3, por meio de processo de inexigibilidade de licitação, para comercializar contratos de compra e venda do petróleo da União referente à produção de 12 meses de petróleo da União. O leilão ocorreu no dia 30/05/2018, dias após a conversão da MP 811 em Projeto de Lei no Senado.

Embora o processo tenha sido amplamente divulgado, a Shell foi a única proponente e não apresentou lances durante a sessão pública. De acordo com avaliação da Pré-Sal Petróleo, a principal causa do insucesso do 1º leilão foi a não aceitação de deságio. Isso ocorreu em função da incerteza legislativa. Quando o edital foi concebido era permitido o deságio sobre o Preço de Referência do Petróleo (PRP) da ANP. Porém, tendo em vista a possível modificação da legislação, a Pré-Sal Petróleo optou por não mais permitir o deságio no certame.

Ainda sob a vigência da MP 811, a Pré-Sal Petróleo concluiu a negociação do gás natural dos campos de Lula e Sapinhoá, vendidos à Petrobras, virtualmente única compradora no mercado nacional.

Em 14/06/2018, a MP foi convertida na Lei 13.679. Em seguida, o ministro das Minas e Energia promulgou a Portaria nº 266, de 22/06/2018, que regerá a comercialização até a promulgação da nova política de comercialização, pelo CNPE.

Neste momento, a Pré-Sal Petróleo trabalha a realização de novo leilão na própria B3, programado para 31/08/2018.

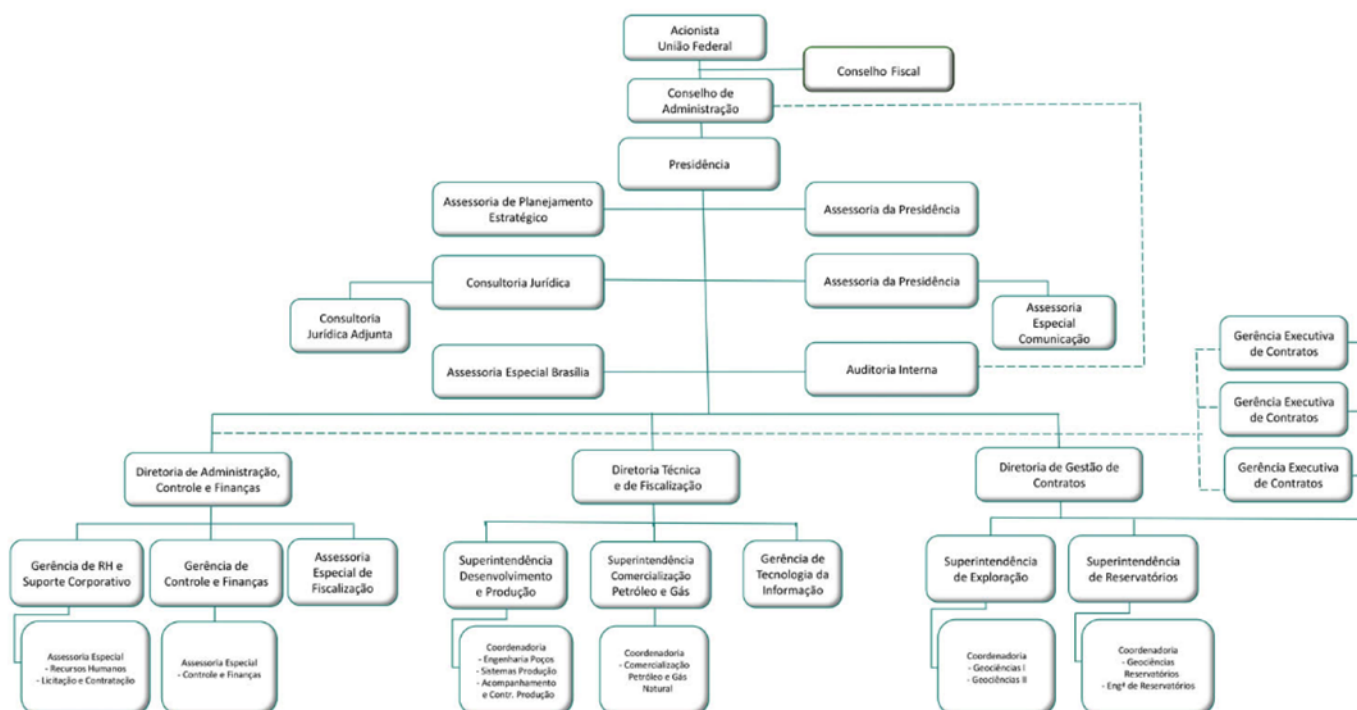
As atividades de comercialização da Pré-Sal Petróleo deverão resultar em um ingresso de recursos de cerca de R\$ 350 milhões em 2018 para o Fundo Social. Este resultado é fruto da comercialização já realizada de três cargas de Mero e de uma nova carga prevista para novembro deste ano, de cerca de 500 mil barris de petróleo. Até o momento R\$ 101 milhões foram encaminhados ao Fundo Social.

Implantação da Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA

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, a representação da estrutura organizacional da PPSA:



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 30/06/2018, 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 (15 empregados), mestrado (oito empregados) e doutorado (três 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 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 (SEST), por meio da Portaria nº 31 de 06/12/2017.

Como desdobramento deste processo foram contratados 14 profissionais entre janeiro e fevereiro de 2018.

Governança Corporativa

Em 28/02/2018, o diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo assinou o Termo de Adesão ao Programa de Fomento à Integridade Pública (Profip) oficializando ao Ministério da Transparência e Controladoria-Geral da União (CGU) a adesão da empresa ao programa como forma de demonstrar o comprometimento da alta administração com a implantação do programa de integridade, que tem iniciativa específica contemplada no planejamento estratégico 2018-2022 da empresa.

Em 22/03/2018 o Conselho de Administração aprovou o Regulamento Interno de Licitações e Contratos atendendo também a uma exigência da Lei Geral das Estatais. A Pré-Sal Petróleo teve suas demonstrações financeiras anuais referentes ao exercício de 2017 auditadas e aprovadas pela Assembleia Geral em 17/04/2018, sem ressalvas.

Ainda no primeiro semestre de 2018, a Diretoria Executiva aprovou o Procedimento de Apuração de Infração Disciplinar e a Política de Integridade, parte integrante da iniciativa de implantar a cultura de ética e integridade na empresa. O Comitê de Governança e Conformidade, com o apoio da Assessoria de Comunicação, realizou na semana de 04 a 08 de junho a Semana da Integridade, que culminou com a palestra da CGU sobre integridade para todos os empregados e diretores.

Contrato de Remuneração

Em 30 de novembro de 2015 foi assinado o Contrato de Remuneração pela Gestão dos Contratos e Representação da União, entre a PPSA e o MME, como representante da União. Este contrato encontra-se em pleno funcionamento e foi, ao longo do primeiro 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 primeiro semestre de 2018, podem-se citar:

- Jantar de CEOs e Jovens Profissionais na Indústria de Óleo e Gás promovido pelo Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (IBP), em 15/03/2018;
- *Brazil Customer and Technology Day* - Palestra “O Papel da Pré-Sal Petróleo e os Desafios do Pré-Sal”, promovido pela AKER Solutions, em 19/04/2018;
- Palestra “Os Desafios da Pré-Sal Petróleo S.A: Contratos de Partilha, Unitização e Comercialização do Óleo da União”, promovida pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), em 11/05/2018.
- Minicurso “Petrofísica e avaliação de reservatórios – perfilagem de poços”, promovido pela Universidade Veiga de Almeida (UVA) em 14/05/2018;
- *Subsea Forum Rio 2018*, promovido pelo IBP em 07/06/2018.

Houve também a participação da Pré-Sal Petróleo na Offshore Technology Conference - OTC 2018, em Houston, com a presença do diretor de Administração, Controle e Finanças, Leandro Leme Junior, e a coordenadora de Produção, Júlia da Conceição Costa.

Informações Econômico-Financeiras

A empresa encerrou o primeiro semestre de 2018 com R\$ 2,84 milhões de prejuízo em razão do contingenciamento do Contrato de Remuneração. Tal contingenciamento resultou no recebimento de apenas 19% das fontes de recursos da empresa planejadas para o exercício. Isso impactou na realização de investimentos, limitando a realização dos usos de recursos em 18% do total planejado no Plano de Dispêndio Global (PDG) 2018.