

oferecidas, seis foram arrematadas. O bônus pago pelos consórcios vencedores totalizou R\$ 6,15 bilhões. Em regra, o excedente em óleo ofertado atingiu percentuais muito superiores aos mínimos constantes do edital, chegando a 80% no caso do Entorno de Sapinhoá.

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

O exercício de 2017 foi marcado pelo contingenciamento das receitas operacionais da empresa, o que impactou nosso resultado. Em contrapartida, a companhia reduziu seus custos e obteve bons resultados na gestão dos recursos financeiros, o que resultou na apuração de um lucro líquido de R\$ 0,30 milhões em 2017, atingindo assim a marca de três anos consecutivos gerando lucros e contribuindo positivamente para o equilíbrio das contas públicas.

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

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

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

IBSEN FLORES LIMA  
Diretor-Presidente

#### A Companhia

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

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

Por lei, toda receita advinda da comercialização do petróleo e do gás natural da União será destinada ao Fundo Social e às áreas de educação básica e saúde. O Fundo Social tem por finalidade a constituição de fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento da educação, cultura, esporte, saúde pública, ciência e tecnologia, meio ambiente e mitigação e adaptação às mudanças climáticas, trazendo assim retorno para a sociedade. Além disso, a Lei nº 12.858/2013 destinou, entre outras receitas, 50% dos recursos recebidos pelo Fundo Social à educação básica e saúde, até que sejam cumpridas as metas do Plano Nacional de Educação. A expectativa é de que, a partir de 2018, a companhia gere receitas com a comercialização do petróleo e do gás natural da União oriundos dos contratos de partilha de produção e dos acordos de individualização da produção. A sociedade é, portanto, a beneficiária direta das atividades da Pré-Sal Petróleo.

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

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

No tocante aos projetos de individualização da produção, quatro procedimentos tiveram suas negociações concluídas, seis estão em negociação e 13 em análises técnicas sobre possíveis extensões de acumulações para áreas não contratadas, representando um potencial de 23 acordos ou pré-acordos de individualização sob gestão da Pré-Sal Petróleo. Objetivamente, a Pré-Sal Petróleo atuou em 2017 nas seguintes atividades:

Contrato de partilha  
Gestão do contrato de Libra;  
Contribuição para a elaboração da minuta dos novos contratos de partilha de produção da 2ª, 3ª e 4ª rodadas de licitação em regime de partilha de produção; e,

Estruturação para assumir a gestão dos contratos de partilha de produção das 2ª e 3ª rodadas de licitação em regime de partilha de produção;

Acordos de individualização da produção (AIPs)  
Quatro acordos assinados - jazida compartilhada de Tartaruga Verde (Campo de Tartaruga Verde); jazida compartilhada de Lula/Sul de Lula (Campos de Lula e Sul de Lula); jazida compartilhada de Sapinhoá (Campo de Sapinhoá); e jazida compartilhada de Nautilus (Campo de Argonauta);

Seis acordos em andamento (Pirambu, Albacora, Jubarte e Sul de Sapinhoá, Mero e Atapu); e,

13 potenciais casos a serem avaliados pela Pré-Sal Petróleo.

Comercialização do petróleo e do gás natural da União  
Modelagem da comercialização; e,

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

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

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

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

Contexto Operacional  
Gestão do Contrato de Partilha de Produção de Libra

O Contrato de Partilha de Produção de Libra tem vigência de 35 anos a contar da data de sua assinatura, em 2/12/2013. Cobre uma área de aproximadamente 1.547 quilômetros quadrados. O bônus de assinatura foi de R\$ 15 bilhões e a expectativa inicial da Agência Nacional de Petróleo (ANP) compreendia volumes recuperáveis estimados entre 8 bilhões e 12 bilhões de barris de petróleo equivalente. Os percentuais de conteúdo local aplicados às fases do projeto são de 37% para a fase de exploração e 55% e 59%, respectivamente, para as fases de desenvolvimento até e após 2021.

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

A finalização do Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) do poço 2-ANP-2A-RJS, com a perfuração de poços de delimitação da jazida e a realização do Teste de Longa Duração (TLD) através do FPSO Pioneiro de Libra e posterior Declaração de Comercialidade da Área Noroeste de Libra (futuro Campo de Mero), ocorrida em 30/11/2017;

Operacionalização de três Sistemas de Produção Antecipada (SPAs) com o FPSO Pioneiro de Libra;

Aquisição da Sísmica 3D NODES, base para o monitoramento sísmico do reservatório;

Perfuração de poços de avaliação de reservatórios a fim de melhor definir as malhas de drenagem dos quatro sistemas definitivos de produção previstos para a Área Noroeste de Libra;

Contratação de quatro FPSOs para os sistemas definitivos de produção; e,

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

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

Aprovação das revisões nº 1 e nº 2 do Plano de Trabalho e Orçamento para 2017;

Participação nas reuniões técnicas e jurídicas para avaliação da possibilidade de solicitar à Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) a extensão da fase de exploração para as áreas central e sudeste, que resultaram na aprovação do pedido de extensão da Fase Exploratória para as áreas central e sudeste do Bloco de Libra pelo prazo adicional de 27 meses;

Acompanhamento da instalação do FPSO Pioneiro de Libra, destinado ao Teste de Longa Duração (TLD);

Acompanhamento do procedimento de licitação do FPSO para o projeto piloto de Libra 1, que resultou na assinatura da Letter of Intent (LOI) da Unidade Flutuante de Produção, Estocagem e Escoamento (FPSO) Piloto de Libra (Projeto Mero 1);

Acompanhamento do pedido de waiver de conteúdo local do FPSO Libra 1, feito pelo operador à ANP, que resultou na aprovação parcial pela ANP do waiver de conteúdo local para o FPSO Piloto de Libra;

Acompanhamento das atividades do programa Libra@35, que visam otimizar o projeto em seus aspectos de custo e recuperabilidade de reservas;

Reuniões técnicas que resultaram na Declaração de Comercialidade da Área Noroeste de Libra, denominada, doravante, Área de Desenvolvimento (posteriormente Campo) de Mero;

Comunicação da conclusão do Programa Exploratório Mínimo (PEM);

Início da produção do Teste de Longa Duração (TLD) com o FPSO Pioneiro de Libra em 26/11/2017;

Revisão do processo de Reconhecimento do Custo em Óleo com a participação do operador de Libra, que resultou na elaboração de um procedimento de processo e de sete procedimentos de execução, incluindo-se, dentre estes, o Procedimento de Execução da Gestão da Conta Custo em Óleo e da Base de Dados do Reconhecimento do Custo em Óleo. O novo procedimento de processo tem como vantagens, quando comparado ao anterior, a otimização do fluxo operacional, a redução estatística de lançamentos, simplificação dos lançamentos contábeis enviados pelos operadores e a maior conformidade com as premissas contratuais para o Reconhecimento do Custo em Óleo;

Conclusão da análise dos custos de 2015, com recomendação para reconhecimento de 100% dos custos lançados que totalizaram R\$ 2,35 bilhões;

Análise dos lançamentos de 2016 e do período de janeiro a setembro de 2017, que resultou no reconhecimento parcial, como custo em óleo, de R\$ 1,60 bilhão em 2016 e R\$ 2,20 bilhões em 2017;

Atualização e complementação do Cadastro de Contratos do Projeto Libra e definição, junto ao operador, o plano de contratação de bens e serviços;

Elaboração de planilha que vincula os documentos de aprovação do Comitê Operacional aos contratos e inclui as previsões contratuais, tais como prazo e valores, assim como a tabela de valores unitários; e,

Participação ativa nas atividades do Comitê Operacional, do Comitê Estratégico de Conteúdo Local e dos subcomitês Técnico, Financeiro, de Escoamento do Óleo Produzido, de Conteúdo Local, de Alternativas de Uso do Gás Natural, de Segurança, Saúde e Meio Ambiente (SMS) e de Desenvolvimento Tecnológico. Cada um desses comitês é composto por representantes de todos os consorciados de Libra, incluindo a Pré-Sal Petróleo.

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

Completção inteligente e abandono temporário do poço 3-RJS-744;

Perfuração do poço 3-RJS-745 (NW8), com a sonda NS-47 (West Tellus), que atingiu profundidade final de 5878 (-5850,1) metros dentro da Formação Itapema, tendo confirmado as excelentes características do reservatório da Formação Barra Velha;

Perfuração do poço 4-RJS-746 (SE1), localizado na estrutura da área sudeste, com a sonda NS-48 (West Carina), caracterizando um reservatório fechado e de baixa qualidade;

Perfuração do poço 4-RJS-747 (NW13), com a sonda NS-48 (West Carina), que atingiu a profundidade final de 5877 (-5850) metros. Realizado teste de formação de longa duração (TLD-1);

Perfuração do poço 3-RJS-748D (NW11), com a sonda NS-47, que atingiu a profundidade final de 5960 (-5926,3) metros;

Perfuração das duas primeiras fases do poço 4-RJS-749D (NW6), com a sonda NS-48, até topo da Fm. Ariri (sal) a 3337 (-3311,4) metros; e,

Perfuração do poço 4-RJS-751D (IG-14), com a sonda NS-48, que atingiu a profundidade final de 6178 (-5884) metros dentro da Formação Itapema.

Novos Contratos

Em 27/10/2017, foram realizadas as 2ª e 3ª rodadas de licitação no regime de partilha. Das oito áreas oferecidas, seis foram arrematadas, 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%), CNOOC (20%);

Alto de Cabo Frio Oeste: Shell (Op., 55%), QPI (25%), CNOOC (20%); e,

Alto de Cabo Frio Central: Petrobras (Op., 50%), BP (50%).

O bônus pago pelos consórcios vencedores totalizou R\$ 6,15 bilhões. Para duas das áreas (Sul de Gato do Mato - na 2ª Rodada - e Alto de Cabo Frio Oeste - na 3ª Rodada) foi oferecido o mínimo do excedente em óleo. Nas outras áreas, houve disputa. As ofertas vencedoras de excedente em óleo foram:

Sul de Gato do Mato: 11,53% - sem ágio;

Entorno de Sapinhoá: 80% contra 10,34% previsto no edital;

Norte de Carcará: 67,12% contra 22,08% previsto no edital;

Peroba: 76,96% contra 13,89% previsto no edital;

Alto de Cabo Frio Oeste: 22,87% - sem ágio; e,

Alto de Cabo Frio Central: 75,86% contra 21,38% previsto no edital.