



Determina cumprimento de exigência - Prazo 60 dias(470)
813.474/1973-JULIO CESAR CAMELO PARRODE-OF.
Nº286/2018
806.201/1976-SAÚDE INDÚSTRIA E COMÉRCIO DE ÁGUA
MINERAL LTDA.-OF. Nº283/2018
860.982/1999-AGUA MINERAL ITIQUIRA LTDA.-OF.
Nº279/2018

DAGOBERTO PEREIRA SOUZA
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA EM MINAS GERAIS

DESPACHO
RELAÇÃO Nº 113/2018/MG

Fase de Concessão de Lavra
Auto de Infrção lavrado - Prazo para defesa ou
pagamento 30 dias(459)
005.109/1957-SICAL INDUSTRIAL LTDA.- AI Nº 339 e
340/2018-DNPM/MG
001.995/1963-MINERAÇÃO CONEMP LTDA.- AI Nº 313 e
314/2018; 315 e 316/2018-DNPM/MG, para arrendatário Herculanio
Mineração Ltda.
802.822/1974-VOTORANTIM METAIS ZINCO S A- AI Nº
416;417 e 418/2018-DNPM/MG
809.536/1976-MSM MINERAÇÃO SERRA DA MOEDA LTDA.-
AI Nº 425 e 426/2018-DNPM/MG 427 e 428/2018-DNPM/MG
830.000/1989-MINERITA MINERIOS ITAUNA LTDA.- AI Nº
422;423 e 424/2018-DNPM/MG
830.359/2004-ANGLO AMERICAN MINÉRIO DE FERRO
BRASIL S.A.- AI Nº 178 e 179/2018; 188 e 189/2018;190,191e
192/2018;193,194 e 195/2018-DNPM/MG
Determina cumprimento de exigência - BARRAGENS AÇÃO
EMERGENCIAL(2072)
830.657/1980-COMPANHIA BRASILEIRA DE ALUMÍNIO-OF.
Nº2190/2017-FISCAM-DNPM/MG- No prazo de 90 dias

PABLO CESAR DE SOUZA
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA NA PARAÍBA

DESPACHO
RELAÇÃO Nº 33/2018/PB

Fase de Lavra Garimpeira
Concede anuência e autoriza averbação da cessão total de
direitos(371)
846.029/2017-MARIA DO SOCORRO DE SALES DUTRA-
Cessionário:Lara Miranda Ribeiro- CNPJ 032.399.941-78- PLG
nº011/2017
Fase de Requerimento de Lavra
Concede anuência e autoriza averbação da cessão total do
requerimento de Lavra(1043)
846.152/2007-PAULO JOSÉ DE CARVALHO POLI- Alvará de
Pesquisa nº 9062/2007 - Cessionário: P J de Carvalho Poli Epp.-
CNPJ 06.352.286/0001-50

FREDERICO EINSTEIN DE MIRANDA
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA NO RIO DE JANEIRO

DESPACHO
RELAÇÃO Nº 38/2018/RJ

Ficam NOTIFICADOS para pagar ou parcelar
débito(MULTAS)/prazo 10(diez) dias (6,62)
Amauri Mauricio Cabral - 890693/12 - Not.82/2018 - R\$ 1,06
Construtora Avenida Ltda - 890702/12 - Not.81/2018 - R\$ 27,04
Empresa Brasileira de Agregados Minerais s a - 890651/12 -
Not.83/2018 - R\$ 25,97
Marcos Aurelio P Boey me - 890098/12 - Not.80/2018 - R\$ 49,93
Pedreira Ouro Paoes Ltda Epp - 890682/07 - Not.76/2018 - R\$
7.419,85, 890682/07 - Not.77/2018 - R\$ 7.942,01, 890682/07 -
Not.78/2018 - R\$ 3.818,53, 890682/07 - Not.79/2018 - R\$ 7.637,05
Silva e Ramos Industria de Cerâmica - 890636/11 - Not.84/2018 -
R\$ 20,24

LUÍS FLÁVIO NAGEM MORALES
Superintendente

SUPERINTENDÊNCIA EM SÃO PAULO

DESPACHO
RELAÇÃO Nº 35/2018/SP

Fase de Concessão de Lavra
Auto de Infrção lavrado - Prazo para defesa ou pagamento 30
dias(459)
807.144/1977-HNK BR INDUSTRIA DE BEBIDAS LTDA.- AI Nº
402 e 403/18-DNPM/SP - 05.04.18
820.518/1981-MINERAÇÃO JOANA LEITE LTDA.- AI Nº
401/18-DNPM/SP - 05.04.18
821.004/2000-HABITAT COMÉRCIO DE ÁGUA MINERAL
LTDA EPP.- AI Nº 348/2018-DNPM/SP

Fase de Autorização de Pesquisa
Auto de infrção lavrado/Relatório de Pesquisa- prazo p/ defesa ou
pagamento 30 dias(638)
820.303/2009-JOÃO CAETANO COMÉRCIO E
EMPREENHIMENTOS LTDA.-AI Nº349/2018-DNPM/SP
820.336/2009-NELSON CALIL JORGE-AI Nº350/2018-
DNPM/SP
820.368/2009-MINERAÇÃO GRANDES LAGOS LTDA.-AI
Nº351/2018-DNPM/SP
820.429/2009-COINBAL COMÉRCIO E INDUSTRIA DE
BAUXITA LTDA.-AI Nº352/2018-DNPM/SP
820.430/2009-COINBAL COMÉRCIO E INDUSTRIA DE
BAUXITA LTDA.-AI Nº353/2018-DNPM/SP
820.436/2009-ANTONIO CARLOS BERTOLOTO-AI Nº355/2018-
DNPM/SP
820.465/2009-ROBERTO TADEU TEIXEIRA MACHADO-AI
Nº354/2018-DNPM/SP
820.501/2009-EXTRAÇÃO E COMÉRCIO DE AREIA QUEVEDO
& SILVA LTDA.-AI Nº356/2018-DNPM/SP
820.609/2009-JORCAL ENGENHARIA E CONSTRUÇÕES S.A.-
AI Nº357/2018-DNPM/SP
820.610/2009-JORCAL ENGENHARIA E CONSTRUÇÕES S.A.-
AI Nº358/2018-DNPM/SP
820.680/2009-JB EXTRAÇÃO E COMÉRCIO DE ARGILA LTDA
ME-AI Nº359/2018-DNPM/SP
820.694/2009-FLÁVIA ROMIO MARCHIONNO ME-AI
Nº360/2018-DNPM/SP
820.696/2009-VLADIMIR DE CÁSSIO MOISÉS-AI Nº361/2018-
DNPM/SP
820.704/2009-CONSTROESTE CONSTRUTORA E
PARTICIPAÇÕES LTDA.-AI Nº362/2018-DNPM/SP
820.731/2009-JOFEGE PAVIMENTAÇÃO E CONSTRUÇÃO
LTDA.-AI Nº363/2018-DNPM/SP
820.749/2009-SILICATE INDUSTRIA E COMÉRCIO LTDA-AI
Nº364/2018-DNPM/SP
820.767/2009-NELSON CALIL JORGE-AI Nº365/2018-
DNPM/SP
820.781/2009-MÁRIO CELSO HELLMSTEISER-AI Nº366/2018-
DNPM/SP
820.810/2009-REGINALDO FORMIGARI-AI Nº367/2018-
DNPM/SP
820.999/2009-WAGNER DAMO-AI Nº368/2018-DNPM/SP
821.255/2009-MARTINS LARA & LARA LTDA.-AI Nº369/2018-
DNPM/SP
821.264/2009-WAGNER DAMO-AI Nº370/2018-DNPM/SP
820.285/2010-PIRAMIDE EXTRAÇÃO E COMÉRCIO DE AREIA
LTDA.-AI Nº376/2018-DNPM/SP
820.291/2010-PIRAMIDE EXTRAÇÃO E COMÉRCIO DE AREIA
LTDA.-AI Nº377/2018-DNPM/SP
820.384/2010-ELSA MARILI DE FREITAS MARTINS-AI
Nº371/2018-DNPM/SP
820.927/2010-PERASSOLI & PERASSOLI COMÉRCIO E
EXTRAÇÃO DE ARGILA LTDA ME-AI Nº378/2018-
DNPM/SP
820.931/2010-SOBRENCO ENGENHARIA E COMÉRCIO LTDA.-
AI Nº379/2018-DNPM/SP
820.944/2010-AGROZ AGRÍCOLA ZURITA LTDA-AI
Nº380/2018-DNPM/SP
820.978/2010-MINERAÇÃO AOKI TAUBATÉ LTDA.-AI
Nº381/2018-DNPM/SP
820.979/2010-A REAO SANTA CRUZ LTDA, EPP-AI Nº382/2018-
DNPM/SP
820.983/2010-BENEDITO NOVAS GUIMARÃES FI-AI
Nº383/2018-DNPM/SP
820.988/2010-PORTO DE AREIA TUBARÃO LTDA.-AI
Nº384/2018-DNPM/SP
820.989/2010-MINERAÇÃO QUIRIRIM LTDA.-AI Nº385/2018-
DNPM/SP
821.002/2010-LUIS ROBERTO COUTINHO NOGUEIRA-AI
Nº386/2018-DNPM/SP
821.004/2010-RICARDO LOSCO-AI Nº387/2018-DNPM/SP
821.027/2010-NILZA MARIA DE SIMONI-AI Nº388/2018-
DNPM/SP
821.028/2010-MARVIC'S EMPREENHIMENTOS E
PARTICIPAÇÕES LTDA.-AI Nº389/2018-DNPM/SP
821.029/2010-MARVIC'S EMPREENHIMENTOS E
PARTICIPAÇÕES LTDA.-AI Nº390/2018-DNPM/SP
821.042/2010-PORTOMAI EXTRAÇÃO E COMÉRCIO DE
AREIA LTDA, EPP-AI Nº391/2018-DNPM/SP
821.056/2010-RAFAEL PEGOLARO SALIONE-AI Nº392/2018-
DNPM/SP
821.135/2010-RAFAEL PEGOLARO SALIONE-AI Nº393/2018-
DNPM/SP
821.136/2010-RAFAEL PEGOLARO SALIONE-AI Nº394/2018-
DNPM/SP
821.139/2010-MORRO VERMELHO EMPREENHIMENTO
AGRICOLA LTDA.-AI Nº395/2018-DNPM/SP
821.140/2010-MINERAÇÃO NAVEGANTES II LTDA.-AI
Nº396/2018-DNPM/SP
821.160/2010-ADÃO APARECIDO MARCONATO-AI
Nº397/2018-DNPM/SP
821.191/2010-CONCRESP MINERAÇÃO E COMÉRCIO LTDA.
EPP-AI Nº398/2018-DNPM/SP
821.192/2010-CONCRESP MINERAÇÃO E COMÉRCIO LTDA.
EPP-AI Nº399/2018-DNPM/SP
821.193/2010-CONCRESP MINERAÇÃO E COMÉRCIO LTDA.
EPP-AI Nº400/2018-DNPM/SP
821.235/2010-M. A FAVARO SHINIAZU-AI Nº372/2018-
DNPM/SP

821.236/2010-CERÂMICA GRANDE SOL LTDA EPP-AI
Nº373/2018-DNPM/SP
821.238/2010-RAFAEL PEGOLARO SALIONE-AI Nº374/2018-
DNPM/SP
821.249/2010-ALEX DOS SANTOS FONSECA MIRACATU ME-
AI Nº375/2018-DNPM/SP

VICENTE ROSOLIA
Superintendente

EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S/A - PRÉ-SAL PETRÓLEO S/A

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

SUMÁRIO
Mensagem do Presidente
A Companhia
A Diretoria
Organização Interna
Contexto Operacional
Gestão do Contrato de Partilha de Produção de Libra
Novos Contratos
Acordos de Individualização da Produção (AIPs)
Comercialização de Petróleo e Gás Natural
Informações Econômico-Financeiras

Mensagem da Presidência
Senhor Acionista,

Tendo completado o seu quarto ano de existência, a Pré-Sal
Petróleo continua a consolidar sua atuação como braço da União na
gestão e controle das atividades desenvolvidas no pré-sal brasileiro e
encetou 2017 se preparando para realizar a primeira venda de
petróleo da União, oriunda da Área de Desenvolvimento de Mero, o
que ocorrerá nos primeiros meses de 2018.

A comercialização, atividade que compõe o terceiro pilar de
atuação da Pré-Sal Petróleo (além da gestão dos contratos de partilha
e da representação da União nos acordos de individualização da
produção envolvendo áreas não contratadas internas ao polígono do
pré-sal ou a áreas estratégicas), começará de forma sistemática a
partir do primeiro trimestre do ano que vem, porém, a montagem do
processo exigiu esforços ao longo de 2017.

Em virtude das disposições trazidas na Medida Provisória nº
811, aprovada em 21 de dezembro de 2017, a Pré-Sal Petróleo agora
podrá optar por contratar um agente comercializador ou fazer a
comercialização direta do petróleo e do gás natural da União, opção
adotada para a comercialização da primeira carga de petróleo de
Mero, iniciando assim um novo fluxo, permanente, de receitas para a
União. Considerando que toda a receita advinda da comercialização
será destinada ao Fundo Social ou para investimentos diretos em
saúde e educação, a Pré-Sal Petróleo começa a entregar à sociedade
brasileira em 2018 os frutos do modelo de partilha de produção. Esse
é apenas o início de um projeto grandioso. O desenvolvimento pleno
da jazida deve ocorrer entre 2021 e 2030. Certamente, nessa ocasião,
a comercialização do petróleo e do gás natural da União já será fonte
permanente de fomento do desenvolvimento social.

É importante enfatizar que a gestão dos contratos de partilha
é o coração da Pré-Sal Petróleo. Só por meio de uma gestão de
excelência, onde, em um lado da balança, os custos são rigorosamente
controlados, e, no outro, há esforços incansáveis na busca de
alternativas para o aumento da produção, conseguiremos maximizar o
resultado do projeto. Em outras palavras, isso significa um montante
maior de óleo-lucro para a União e, consequentemente, mais
investimento para o desenvolvimento da nação. Nesse sentido,
gostaria de ressaltar o êxito da operação de Libra. Foram inúmeras
atuações da Pré-Sal Petróleo nesse projeto, desde atividades no
comitê operacional e nos subcomitês técnicos até a verificação do
cumprimento do conteúdo nacional e do reconhecimento de custos.

Também aprendemos inúmeras lições com nossos
consorciados. A principal delas foi a força do trabalho colaborativo.
Atuando em conjunto com a Petrobras, Shell, Total CNOOC e CNPC,
criamos um ambiente de transparência, colaboração e superação de
desafios, que vem garantindo o êxito da empreitada. Só na área de
Pesquisa e Desenvolvimento aprovamos mais de 20 projetos, com
altíssimo grau de inovação na indústria brasileira. Encorajamos 2017
com a satisfação de ver o sucesso do Sistema de Produção
Antecipada (SPA) de Mero.

Em outra frente de gestão e de garantia de recursos para a
União, trabalhamos nos 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 da
produção sob gestão da Pré-Sal Petróleo, em diferentes estágios de
maturação. Já há, inclusive, a expectativa de início das vendas de
petróleo e de gás natural oriundos da jazida compartilhada de
Sapinhoá, a partir do segundo trimestre de 2018.

Em uma visão de futuro, aprovamos esse ano a Política de
Gestão de Riscos da companhia, efetivamos os ajustes necessários no
Estatuto Social e construímos o Plano Estratégico da Pré-Sal Petróleo
para o quinquênio 2018-2022. Nosso plano leva em conta a clara
tendência de expansão da indústria petrolífera na área do pré-sal,
evidenciada pelo interesse das operadoras internacionais nas 2ª e 3ª
Rodadas de Partilha de Produção, da Agência Nacional do Petróleo.

Foi com enorme satisfação que presenciamos o sucesso das
rodadas de licitação em regime de partilha de produção e ganhamos,
ali, novos parceiros na exploração do pré-sal. Das oito áreas



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 Entomo 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 leitado 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 meta 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 eficiência.

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 do Gato do Mato (Shell), Alto de Cabo Frio Central (Petrobras), Alto de Cabo Frio Oeste (Shell) e Entomo 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 do fundo 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 Herculides 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 Junior.

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 PPSPA. Por decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), em cumprimento da previsão legal, a cada lote 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 27/10/2013. 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 o ano 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 Sismicidade 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 completção 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 sudoeste, que resultaram na aprovação do pedido de extensão da Fase Exploratória para as áreas central e sudoeste 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 do 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 (SSMS) 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 sudoeste, 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 (-5850,1) 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%);
Entomo 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;
Entomo 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.



A ANP homologou o relatório de julgamento da Comissão Especial de Licitação (CEL) e adjudicou o objeto da licitação aos vencedores, conforme decisão publicada no Diário Oficial da União, de 8/11/2017. A assinatura dos contratos de partilha, prevista nos Editais das Rodadas deve ocorrer em 31/1/2018.

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

Acordos de Individualização da Produção (AIPs)

As atividades realizadas referentes aos Acordos de Individualização da Produção (AIPs) são enumeradas a seguir:

Jazida Compartilhada de Tartaruga Verde (Campo de Tartaruga Verde)

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

O Acordo de Individualização da Produção (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;

No primeiro semestre de 2015, a ANP aprovou o Sistema de Produção Antecipada (SPA) no poço 9-RJS-710. A produção teve início no dia 10/11/2015, com uma média de 12,5 mil barris de óleo por dia (bpd); e,

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.

Destacam-se os seguintes pontos:

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. Por se tratar de produção antecipada, o gás é queimado;

Ao longo do primeiro semestre de 2017 prosseguiram as discussões para a atualização dos acordos complementares ao AIP, para o processo de redeterminação da jazida compartilhada a ser iniciado em 2018 e para a Equalização de Gastos e Volumes referente ao período anterior à data efetiva;

Foram concluídos os estudos para definir os condicionantes para autorização da extensão do prazo do SPA do poço 9-RJS-710 para 5/12/2017. 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;

É feito o monitoramento da construção do FPSO Campos dos Goytacazes com previsão de entrega no 1º trimestre de 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 de Contrato de Partilha da Produção 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; e,

A data efetiva do AIP de Tartaruga Verde deverá ocorrer em 01/03/2018.

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 Petrolgal (10%);

As negociações desse AIP foram iniciadas em julho de 2014. Sua submissão à deliberação da ANP ocorreu em 25/08/2015;

Lula é o principal produtor de petróleo e gás natural dos reservatórios do pré-sal. A produção acumulada de petróleo da área não contratada totalizou, em dezembro de 2017, 2,8 milhões de barris de óleo;

As atividades da Pré-Sal Petróleo se concentraram na negociação dos acordos complementares ao AIP e nas bases para a efetivação da Equalização de Gastos e Volumes relativas ao período anterior à data efetiva;

Em reunião ocorrida em dezembro, o operador atualizou o projeto de desenvolvimento do campo, com foco na performance do reservatório; e,

O AIP de Lula tem previsão de ser aprovado pela ANP no primeiro semestre de 2018.

Jazida Compartilhada de Sapinhoá (Campo de Sapinhoá)

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

O Campo de Sapinhoá é um importante produtor de petróleo e gás natural. A produção acumulada de petróleo da área não contratada totalizou, em setembro de 2017, 9,86 milhões de barris de petróleo e 350 milhões de metros cúbicos de gás natural;

A data efetiva do AIP de Sapinhoá deverá ocorrer em 01/03/2018;

As atividades da Pré-Sal Petróleo nesse semestre se concentraram na negociação dos acordos complementares ao AIP e nas 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; e,

A área foi ofertada na 2ª rodada de licitações no regime de partilha de produção. Foi arrematada pela Petrobras e demais empresas consorciadas do contrato de concessão BM-S-9 com excedente em óleo de 80%, o que representou um ágio de 773%, considerando um valor mínimo de oferta de 10,34%;

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 do contrato de concessão BC-10. As negociações deste AIP se iniciaram em dezembro de 2014 e o acordo foi submetido à ANP em 16/11/2015;

Existem dois poços produtores na jazida compartilhada, ambos com produção paralisada. A produção acumulada de petróleo na área não contratada, ao final de dezembro de 2017, era da ordem de 27 mil barris;

As atividades da empresa em 2017 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 um acordo de gestão simplificado para dar suporte às operações até a conclusão do acordo de gestão definitivo, com previsão para o 1º 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, restando pendentes sua assinatura e o registro na Junta Comercial do Rio de Janeiro (JUCERJA); e,

As discussões relativas à Equalização de Gastos e Volumes (EGV), assim como relativas ao Acordo de Gestão, serão iniciadas em janeiro de 2018.

AIP de Libra

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

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 5/8/2015, foi celebrado um Acordo de Confidencialidade com vistas à formalização do Pré-AIP;

No segundo semestre de 2016 foi realizado o mapeamento estrutural do topo 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 dos reservatórios (modelo estático). Este trabalho também foi estendido para a área do Pré-AIP de Libra;

O Pré-AIP de Libra foi aprovado pela Diretoria Executiva da Pré-Sal Petróleo, submetido e aprovado pelo Conselho de Administração da empresa no 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 de Mero; e,

Foram iniciadas discussões referentes ao AIP de Mero a partir da definição de uma base de dados comum e da elaboração do corpo de contrato, e seus anexos, com previsão de conclusão, incluindo a submissão do Plano de Desenvolvimento à ANP, para o 2º trimestre de 2018.

Pré-AIP de 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 de concessão BM-S-54 está suspenso pela ANP por solicitação do operador;

Por solicitação da Pré-Sal Petróleo, a Shell fez uma apresentação no final de julho de 2016 sobre o estado atual do projeto e as perspectivas de retomada das atividades na área uma vez que ela terá novo contratante a partir do início do ano de 2018;

A área foi ofertada na 2ª rodada de licitação sob regime de partilha de produção e arrematada pelo Consórcio Shell, operador com 80%, e Total, com 20%. O excedente em óleo ofertado foi de 11,53% sem ágio em relação ao valor mínimo de oferta;

A Pré-Sal realizou reunião com a direção da Shell em dezembro de 2017 para discutir os principais desdobramentos relacionados ao Contrato de Partilha de Produção de Gato do Mato e os próximos passos antes e depois de sua assinatura; e,

O Contrato de Partilha de Produção de Gato do Mato deverá ser assinado em 31/01/2018.

Pré-AIP de Epitônio

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 de concessão BM-S-54 está suspenso pela ANP por solicitação do operador;

Atendendo à solicitação da Pré-Sal Petróleo, a Shell fez uma apresentação no final de julho de 2016 sobre o estado atual do projeto de Epitônio, que é um up side do Gato do Mato; e,

Nesse semestre não houve atividades relacionadas ao prospecto Epitônio.

Pré-AIP de Carcará

Bacia de Santos, operador Statoil (76%), com as sócias Petrolgal (14%) e Barra Energia (10%);

Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 11/9/2014;

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 os demais sócios;

Trata-se de área exploratória de grande relevância, incluída na 2ª rodada de licitação sob regime de partilha de produção e arrematada pelo consórcio formado pela Statoil (40%), ExxonMobil (40%) e Petrolgal (20%), com percentual de óleo de lucro de 67,12%, - o mínimo era 22,08%; custo em óleo limitado a 50% do valor bruto da produção no bloco Norte de Carcará; e,

Foram realizadas diversas reuniões com Statoil ao longo do 4º trimestre de 2017, quando a Statoil teve oportunidade de apresentar sua forma de atuação com relação à contratação de bens e serviços, dos planos com relação à área Norte de Carcará, sobre estruturação financeira dos projetos, 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.

Área de Desenvolvimento de Caxaréu

Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras;

Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 21/7/2015;

Ocorreram reuniões com o operador com foco em aspectos de geologia, geofísica e engenharia de reservatórios. A Pré-Sal concluiu preliminarmente que se trata de jazida de baixa economicidade; e,

A Petrobras encaminhou pedido à ANP, em agosto de 2016, solicitando suspensão do contrato, o que foi autorizado em outubro de 2016.

Área de Desenvolvimento de Pirambu

Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras;

Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 20/08/2015; e,

Prossiguiram as discussões com o operador que resultaram 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.

Campo de Sul de Sapinhoá

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

Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 09/07/2015; e,

De acordo com o operador, essa área deve ser devolvida à ANP pela baixa atratividade;

Campo de Jubarte, jazida de Baleia Azul

Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras;

Assinado acordo de confidencialidade entre a Pré-Sal Petróleo e o operador em 06/06/2016;

Prossiguiram 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;

Realizado workshop técnico em 27/11/2017, em Vitória (ES), para acompanhamento pela Pré-Sal Petróleo do estágio da modelagem em curso; e,

O cronograma proposto à ANP de atividades para definição da jazida compartilhada está sendo cumprido conforme planejado.

AIP de Atapu

Bacia de Santos, BM-S-11, Petrobras operadora com 65%, com a Shell (25%) e Petrolgal (10%);

Há previsão de submissão do AIP e do Plano de Desenvolvimento (PD) revisado à ANP em julho de 2018, conforme proposta encaminhada à ANP;

A Pré-Sal Petróleo negociou a base de dados comum e recebeu em 30/10/2017 as informações solicitadas para efeito do procedimento de determinação; e,

O cronograma contempla como meta a finalização da negociação das participações em maio de 2018.

Pré-AIP do PAD de Forno (Albacora)

Bacia de Campos, operador e concessionário único Petrobras;

Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) conjunto do poço 6-AB-119D-RJS (6-BRSA-899D-RJS);

O programa de trabalho e orçamento 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 4º trimestre de 2018; e,

A decisão sobre a confirmação da extensão da jazida está prevista para o final do PAD, que deve ocorrer no 3º trimestre de 2019.

Pré-AIP do PAD de Sagitário

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

O PAD conjunto é relativo ao poço 1-SPS-98; e,

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-BRSA-1063-SPS (1-SPS-98), Sagitário, em 24 meses, passando o seu término de 31/10/2018 para 31/10/2020.



Comercialização de Petróleo e Gás Natural

A política de comercialização de óleo e gás natural da União, aprovada na reunião do CNPE de 14/12/2016 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 com o propósito de nortear a execução de um leilão para a contratação de agentes comercializadores, com as condições básicas de contratação. O projeto básico foi, então, submetido à análise das empresas parceiras dos projetos em que a Pré-Sal Petróleo está envolvida.

No entanto, a resposta obtida, tanto da Petrobras na negociação direta, quanto das demais empresas, denotou desinteresse de tais empresas em atuar como agentes comercializadores nas regras definidas na política de comercialização do petróleo e do gás natural da União. O principal motivo alegado foi a impossibilidade de dar acesso às informações de preço e de mercado, já que, no entendimento das empresas, estas informações requerem sigilo comercial. Este processo se estendeu até meados de junho de 2017, quando outras alternativas passaram a ser avaliadas com maior cuidado.

Após reunião envolvendo os órgãos jurídicos da Pré-Sal Petróleo, do MME, Fazenda e da ANP, entendeu-se, consensualmente, não haver solução que dispensasse alteração na Lei nº 12.304/2010, através de Medida Provisória, de forma a permitir à Pré-Sal Petróleo a execução direta das atividades de comercialização.

O trabalho de construção do texto da MP contou com 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, o que resultou na redação que veio a ser aprovada em 21/12/2017, através da MP nº 811.

Esta MP oferece à Pré-Sal Petróleo a opção de atuar diretamente na comercialização dos hidrocarbonetos da União, caso as condições de mercado justifiquem essa opção.

Além disso, a MP define que a receita advinda da comercialização será considerada após a dedução dos tributos e gastos diretamente relacionados à operação de comercialização e, quando for o caso, da remuneração do agente comercializador. Estabelece, também, que enquanto não for disciplinada uma nova política de comercialização pelo CNPE a atividade será regida por ato do ministro de Minas e Energia.

Finalizando o processo e atendendo a essa condição, o MME ficou encarregado de estabelecer, por intermédio de ato do ministro, as bases a serem seguidas pela Pré-Sal Petróleo para viabilizar a comercialização dos hidrocarbonetos da União. Entre outros pontos, a Portaria deverá destacar a necessidade de maximização do resultado econômico, a necessidade da comercialização se dar preferencialmente através de leilões e a diretiva de buscar a minimização dos riscos da União.

Com relação às perspectivas de comercialização, tem-se como destaque o início da produção, por meio de um Teste de Longa Duração (posteriormente convertido para Sistema de Produção Antecipada) da Área de Desenvolvimento do Mero em 26/11/2017. A produção do SPA deverá atingir patamar de 50 mil bpd ao longo do ano de 2018. Além disso, há a expectativa de início das vendas de petróleo e de gás natural oriundos do Campo de Sapinhoá, a partir do segundo trimestre de 2018.

Informações Econômico-Financeiras

O exercício de 2017 foi marcado pelo contingenciamento das receitas operacionais da empresa, resultando na apuração de um lucro líquido de R\$ 0,30 milhão, compensando menos de 10% do prejuízo acumulado de R\$ 3,7 milhões de exercícios anteriores.

No exercício de 2017 a empresa faturou, em média, R\$ 3,1 milhões pela gestão dos contratos e acumulou R\$ 2,9 milhões em receitas financeiras. Também recuperou R\$ 2,8 milhões em impostos, encerrando o exercício social com R\$ 30,4 milhões em caixa. Do total de R\$ 50 milhões subscrito pelo acionista controlador restam R\$ 12 milhões a integralizar no capital social da companhia. A Despesa Operacional totalizou R\$ 35,6 milhões no ano.

Em termos de realização orçamentária do Programa de Despesas Globais - PDG de 2017, aprovado pelo Decreto nº 8.933, de 16/12/2016, os Usos de Recursos totalizaram R\$ 39,9 milhões, correspondendo a 50 % do orçamento aprovado, impactado pelo esforço de redução de custos liderado pela Diretoria de Administração, Controle e Finanças, que representou uma redução de 5,45% em relação aos Usos de Recursos de 2016.

A Pré-Sal Petróleo opera exclusivamente com o Banco do Brasil e aplica os saldos no fundo BB Extramercado FAE de Investimento de Renda Fixa, lastreado em títulos do Tesouro Nacional, cuja rentabilidade vem decrescendo e, nos últimos 12 meses findos em 31/12/2017, acumulou 11% de rentabilidade no ano.

Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. -

Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA

CNPJ 18.738.727/0001-36

BALANÇO PATRIMONIAL

(Valores expressos em milhares de reais)

ATIVO

	Notas	2017	2016
Ativo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	6	30.403	33.189
Impostos a recuperar ou compensáveis	7	2.465	1.010
Adiantamentos a empregados		18	22
Despesas antecipadas		13	18
Total do ativo circulante		32.899	34.239
Imobilizado	8	1.619	2.206
Intangível	8	3.768	2.748
Total do ativo não circulante		5.387	4.954
Total do ativo		38.286	39.193

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2017	2016
Passivo circulante			
Fornecedores	9	495	434
Honorários e encargos a pagar	10	-	20
Remuneração compensatória ex-diretores	11	-	1.062
Impostos e contribuições a recolher	12	1.148	1.459
Provisões para férias		1.573	1.460
Obrigações por cessão de pessoal	13	294	229
Outros		136	186
Total do passivo circulante		3.646	4.850
Patrimônio líquido	14		
Capital subscrito		50.000	50.000
(-) Capital a integralizar		(12.000)	(12.000)
Capital integralizado		38.000	38.000
Prejuízo acumulado		(3.360)	(3.657)
Total do patrimônio líquido		34.640	34.343
Total do passivo e patrimônio líquido		38.286	39.193

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO DO EXERCÍCIO

(Valores expressos em milhares de reais)

	Notas	2017	2016
Receita Bruta de Serviços Prestados		36.990	45.062
Deduções da Receita Bruta			
Tributos sobre Serviços Prestados		(5.079)	(6.337)
Receita Operacional Líquida		31.911	38.725
Custos dos serviços prestados			
Remuneração	15	(10.285)	(9.567)
Encargos Sociais	16	(2.996)	(2.912)
Plano de saúde		(69)	(89)
Outros custos com pessoal		(73)	(925)
Serviços de Terceiros	17	(1.141)	(1.466)
Utilidades e Serviços		-	(38)
Outros serviços e materiais		-	(254)
Depreciação e Amortização		(615)	(1.197)
		(15.179)	(16.448)
Resultado Operacional Bruto		16.732	22.277
Despesas Operacionais			
Remuneração	15	(7.574)	(6.992)
Encargos Sociais	16	(1.930)	(1.811)
Plano de Saúde		(105)	(98)
Outros Despesas de Pessoal		(276)	(885)
Serviços de Terceiros	17	(5.517)	(4.193)
Utilidades e Serviços		(291)	(228)
Patrocínios		-	(40)
Tributos e Encargos Parafiscais		(238)	(105)
Outros Serviços e Materiais		(2.260)	(2.325)
Depreciação e Amortização		(782)	(43)
		(18.973)	(16.720)
Lucro (prejuízo) antes do resultado financeiro		(2.241)	5.557
Despesas Financeiras		(31)	(19)
Receitas Financeiras		2.854	3.003
	18	2.823	2.984
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL		582	8.541
Despesa com provisões de IRPJ e CSLL	19	(285)	(2.877)
Lucro (prejuízo) líquido do exercício		297	5.664
Lucro (prejuízo) por lote de mil ações		0,01	0,11

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

**DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

(Valores expressos em milhares de reais)

Notas	Capital social		Prejuízo acumulado	Total
	Capital subscrito	(-) Capital a integralizar		
Saldo em 31 de dezembro de 2015	50.000	(15.137)	(9.321)	25.542
Integralização de capital	14	-	3.137	3.137
Lucro (Prejuízo) do período	-	-	5.664	5.664
Saldo em 31 de dezembro de 2016	50.000	(12.000)	(3.657)	34.343
Integralização de capital	14	-	-	-
Lucro (Prejuízo) do período	-	-	297	297
Saldo em 31 de dezembro de 2017	50.000	(12.000)	(3.360)	34.640

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
ATIVIDADES OPERACIONAIS		
Lucro (prejuízo) do exercício	297	5.664
Ajustes de receitas e despesas não envolvendo caixa		
Depreciação e amortização	1.397	1.240
	1.694	6.904
Redução (aumento) nos ativos operacionais		
Contas a receber	-	126
Impostos a recuperar ou compensáveis	(1.455)	(834)
Adiantamentos a empregados	4	42
Despesas antecipadas	5	(5)
	(1.446)	(671)
Aumento (redução) nos passivos operacionais		
Fornecedores	61	206
Honorários a pagar	(20)	(541)
Remuneração compensatória ex diretores	(1.062)	1.062
Provisões para férias e 13º salário	113	118
Impostos e contribuições a recolher	(311)	344
Obrigações por cessão de pessoal	66	50
Outros	(49)	-
	(1.203)	1.239
Caixa líquido gerados (aplicados) nas atividades operacionais	(955)	7.472
ATIVIDADES DE INVESTIMENTOS		
Aquisição de imobilizado	(69)	(537)
Aquisição de intangível	(1.762)	(477)
Caixa líquido gerados (aplicados) nas atividades de investimentos	(1.831)	(1.014)
ATIVIDADES DE FINANCIAMENTOS		
Integralização de capital	-	3.137
Caixa líquido gerados (aplicados) nas atividades de financiamento	-	3.137
Aumento (redução) de caixa e equivalente de caixa	(2.786)	9.595
Demonstração da variação líquida		
Caixa e equivalentes de caixa no início do período	33.189	23.594
Caixa e equivalentes de caixa no final do período	30.403	33.189
Aumento (redução) de caixa e equivalentes de caixa	(2.786)	9.595

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.



DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO
(Valores expressos em milhares de reais)

	2017	2016
Receitas	36.990	45.062
Faturamento	36.990	45.062
Insumos	(6.993)	(5.361)
Materiais, utilidades, serviços de terceiros e outros	(6.993)	(5.361)
Valor adicionado bruto	29.997	39.701
Depreciação e amortização	(1.397)	(1.240)
Valor adicionado líquido produzido	28.600	38.461
Valor adicionado recebido em transferência		
Receitas financeiras	2.854	3.003
Valor adicionado total a distribuir	31.454	41.464
Distribuição do valor adicionado		
Pessoal	(19.623)	(19.936)
Remuneração direta	(17.985)	(18.400)
Benefícios	(391)	(400)
FGTS	(1.247)	(1.136)
Governos (Impostos, taxas e contribuições)	(9.271)	(12.890)
Federais (inclui a contribuição previdenciária)	(7.327)	(10.535)
Estaduais (inclui IPVA)	(3)	(15)
Municipais	(1.941)	(2.340)
Remuneração do capital de terceiros	(2.262)	(2.974)
Alugueis	(2.251)	(2.968)
Outras	(11)	(6)
Remuneração dos capitais próprios	(297)	(5.664)
Lucro (prejuízo) do exercício	(297)	(5.664)
Valor adicionado total distribuído	(31.454)	(41.464)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES
CONTÁBEIS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Valores expressos em milhares de Reais)

1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA (Pré-Sal Petróleo ou Empresa), com Escritório Central situado na Avenida Rio Branco, 1 - 4º pavimento, Centro - Rio de Janeiro é uma empresa pública de direito privado, criada pelo Decreto nº 8.063/2013, em conformidade com o disposto na Lei nº 12.304/2010, organizada sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), com prazo de duração indeterminado.

A Pré-Sal Petróleo tem como atividades principais a gestão dos contratos de partilha de produção, a gestão dos contratos de comercialização de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, tendo por finalidade maximizar o resultado econômico destes contratos, observando as melhores práticas da indústria do petróleo.

A Pré-Sal Petróleo também representa a União nos procedimentos de individualização da produção e nos acordos decorrentes, nos casos em que jazidas da área do pré-sal e de áreas estratégicas se estendam por áreas não concedidas ou não contratadas sob o regime de partilha da produção.

A remuneração da Pré-Sal Petróleo pela gestão dos contratos é suportada por contrato de remuneração firmado com o MME. O contrato de remuneração também inclui, por força do disposto no artigo 7º, inciso I, da Lei nº 12.304/2010 que, a cada leilão de área no polígono do pré-sal, a Empresa deverá ser contemplada com parcela do bônus de assinatura estabelecido na licitação ou contratação direta, cujo pagamento cabe a quem estiver recebendo o direito de atuar na respectiva área.

Em 22 de dezembro de 2017, a Medida Provisória nº 811/17, autorizou a Pré-Sal Petróleo a celebrar contratos, representando a União, com agentes comercializadores ou comercializar diretamente petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União, preferencialmente por leilão.

A Medida Provisória nº 811/17 determinou também que o CNPE publique até 31 de dezembro de 2018 a nova política de comercialização do petróleo e gás natural da União no pré-sal. Enquanto não for disciplinada a nova política de comercialização pelo CNPE, a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos realizada diretamente pela PPSA será regida por ato do Ministro de Estado de Minas e Energia.

2 - BASE DE PREPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

a) Declaração de conformidade

As demonstrações contábeis foram preparadas de acordo com as práticas contábeis definidas nos pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e nas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

A demonstração contábil do exercício de 2016 foi autorizada pela Diretoria Executiva em 8 de fevereiro de 2017, tendo a aprovação pelo Conselho de Administração e Conselho Fiscal ocorrido em 16/02/2017 e 17/02/2017, respectivamente. Em Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 11/04/2017 a demonstração contábil do exercício de 2016 foi aprovada pelo acionista controlador.

A demonstração contábil referente ao exercício social de 2017 será apreciada pela Diretoria Executiva em 20 de fevereiro de 2018 e encaminhada à deliberação e parecer dos Conselhos de Administração e Fiscal no dia 08 de março de 2018, com vistas à realização da Assembleia Geral Ordinária no dia 17 de abril de 2018.

Detalhes sobre as políticas contábeis da Empresa estão apresentadas na nota explicativa 3. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

b) Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Empresa. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicando de outra forma.

c) Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações financeiras a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Empresa e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente. As informações sobre premissas e estimativas que poderão resultar em ajustes dentro do próximo exercício financeiro estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

Nota Explicativa 9 - Fornecedor

Nota Explicativa 13 - Obrigações por cessão de pessoal

d) Base de mensuração

As mensurações do valor justo são classificadas em diferentes níveis em uma hierarquia, conforme descrito a seguir, com base no grau em que as informações para as mensurações do valor justo são observáveis:

Nível 1 - Preços cotados (sem ajustes) em mercados ativos para ativos ou passivos idênticos.



Nível 2 - Informações, exceto preços cotados (Nível 1), que são observáveis para o ativo ou passivo diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).

Nível 3 - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (informações não observáveis).

As demonstrações contábeis foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos ativos financeiros não derivativos que são mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3 - PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

a) Caixa e equivalentes de caixa

Estão representados por numerário em espécie, depósitos bancários disponíveis e aplicações financeiras de curto prazo, com alta liquidez, sujeitos a um risco insignificante de alteração no valor, que são prontamente convertíveis em caixa.

b) Contas a receber

As contas a receber correspondem aos valores a receber pela prestação de serviços no curso normal das atividades da Empresa, relativos ao contrato de remuneração, cujos serviços já tenham recebido aceite.

c) Impostos a recuperar ou compensáveis

Os impostos a recuperar originaram-se de retenções na fonte sobre rendimento das aplicações financeiras e sobre as receitas de prestação de serviços da Empresa.

d) Imobilizado

Estão demonstrados pelo custo histórico de aquisição deduzido da depreciação acumulada e de perdas acumuladas por redução do valor recuperável (impairment), quando aplicável. O custo de aquisição inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. Quaisquer ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado são reconhecidos no resultado. A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens, sendo reconhecida no resultado. As vidas úteis estimadas do ativo imobilizado são as seguintes:

Máquinas e Equipamentos - 10 anos

Equipamentos de Informática - 5 anos

Benefícios em Imóveis de Terceiros - 5 anos

e) Intangível

Os ativos intangíveis que são adquiridos pela Empresa têm vidas úteis finitas e são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e quaisquer perdas acumuladas por redução do valor recuperável (impairment). A amortização é calculada utilizando o método linear baseado na vida útil estimada dos itens, sendo reconhecida no resultado. A vida útil estimada dos softwares - direito de uso é de 5 anos. Os gastos com desenvolvimento são capitalizados somente se estes puderem ser mensurados de maneira confiável, se os benefícios econômicos futuros forem prováveis e se a Empresa tiver a intenção e recursos suficientes para concluir o desenvolvimento e usar o ativo. Os demais gastos com desenvolvimento são reconhecidos no resultado conforme incorridos. Após o reconhecimento inicial os gastos com desenvolvimento serão capitalizados pelo valor de custo, sendo amortizados pela vida útil estimada e reduzidos por perdas do valor recuperável (impairment), quando aplicável.

f) Provisões

As provisões são reconhecidas quando existe obrigação presente ou não formalizada como resultado de eventos passados e é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e o valor tiver sido estimado com segurança. As provisões são mensuradas pelo valor de face da obrigação ou pela estimativa de desembolso que devem ser necessários para liquidar a obrigação.

g) Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social do exercício são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 mil para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício.

A despesa com imposto de renda e contribuição social refere-se apenas ao imposto de renda e contribuição social corrente, com base no regime de tributação do lucro real com apuração anual.

h) Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros mantidos pela Empresa são ativos e passivos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado. Os ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado são aqueles mantidos para negociação, quando são adquiridos para esse fim, principalmente, no curto prazo, classificados no circulante.

Os saldos referentes aos ganhos ou perdas decorrentes das operações não liquidadas são classificados no ativo ou passivo circulante, sendo as variações do valor justo registradas, respectivamente, nas contas "receitas financeiras" ou "despesas financeiras". Em 31 de dezembro de 2016 e 2017 a Pré-Sal Petróleo não possuía operações com instrumentos financeiros derivativos.

i) Denúncias ativas e passivas (circulantes)

Um ativo é reconhecido no balanço patrimonial quando for provável que seus benefícios econômicos futuros serão gerados em favor da Empresa e seu custo ou valor puder ser mensurado com segurança. Um passivo é reconhecido no balanço patrimonial quando a Empresa possui uma obrigação legal ou constituída como resultado de um evento passado, sendo provável que um recurso econômico seja requerido para liquidá-lo. São acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e das variações monetárias ou cambiais incorridas. Os ativos e passivos são classificados como circulantes quando sua realização ou liquidação é provável que ocorra nos próximos 12 meses. Caso contrário, são demonstrados como não circulantes.

4 - DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

A demonstração do fluxo de caixa é preparada e apresentada de acordo com o Pronunciamento Técnico - CPC 03 - Demonstrações dos fluxos de caixa, emitido pelo CPC. A Empresa optou pelo método indireto.

5 - NOVAS NORMAS CONTÁBEIS

Uma série de novas normas ou alterações de normas e interpretações serão obrigatórias para exercícios subsequentes. A adoção pela Empresa ocorrerá após a emissão do pronunciamento técnico pelo CPC.

CPC 47 (IFRS 15) - Receita de Contrato com Cliente - Emitida em maio de 2014, com vigência em 1º de janeiro de 2018, em substituição às normas atuais IAS 11 - Contratos de construção e IAS 18 - Receitas, a IFRS 15 estabelece princípios de mensuração, reconhecimento e divulgação das receitas.

CPC 48 (IFRS 9) - Instrumentos Financeiros - Emitida em julho de 2014 em sua versão final, com vigência em 1º de janeiro de 2018, em substituição a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, e as versões anteriores da IFRS 9. A IFRS 9 estabelece novos requerimentos para a classificação e mensuração, perda por redução do valor recuperável e contabilização de hedge dos instrumentos financeiros.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre a Companhia.

6 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Descrição	2017	2016
Banco conta movimento	12	27
Aplicações financeiras	30.391	33.162
Total	30.403	33.189

As aplicações financeiras são mantidas junto ao Banco do Brasil S.A., no fundo BB extramercado FAE Fundo de Investimento de Renda Fixa, nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle federal, emanada do Decreto-lei nº 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução nº 3.284, de 25 de maio de 2005, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

7 - IMPOSTOS A RECUPERAR OU COMPENSÁVEIS

Descrição	2017	2016
IRRF - Aplicação financeira	602	-
IRRF - Serviço	1.572	-
CS retido na fonte - Serviço	288	-
IRPJ a recuperar	-	1.008
Outros	3	2
Total	2.465	1.010

8 - IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

Imobilizado	2017	2016
Equipamentos de informática	2.896	2.827
Benefícios	333	333
Máquinas e equipamentos	4	4
Depreciação Acumulada	(1.614)	(958)
Total	1.619	2.206

Movimentação Imobilizado	2016	Adições	Baixas	Deprec.	2017
Equipamento de Informática	1.916	69	-	(590)	1.395
Benefícios em imóveis de terceiros	287	-	-	(66)	221
Máquinas e equipamentos	3	-	-	-	3
Total	2.206	69	-	(656)	1.619

Intangível	2017	2016
Softwares	3.874	3.494
Gasto de Desenvolvimento - SGPP	1.382	-
Amortização Acumulada	(1.488)	(746)
Total	3.768	2.748

Movimentação Intangível	2016	Adições	Baixas	Deprec.	2017
Softwares	2.748	380	-	(742)	2.386
Gastos Desenvolvimento - SGPP	-	1.382	-	-	1.382
Total	2.748	1.762	-	(742)	3.768

9 - FORNECEDORES

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos no curso normal dos negócios. Nesta rubrica estão apropriadas as obrigações com as compras de insumos e de ativo imobilizado e intangíveis, além das obrigações por serviços prestados por fornecedores nacionais, incluindo provisões.

Descrição	2017	2016
Barbosa Müssnich & Aragão	150	74
R&B Produtos e Serviços	84	-
Accenture do Brasil	50	46
Indústrias Com e Serv de Equipamentos	36	72
Living Recursos Humanos	-	31
Light Serviços de Eletricidade	22	20
Printiro Comunicação Empresarial	19	-
Paradigm Geophysical	18	-
Cabrera Consultoria Contábil e Tributária	17	39
Arklok Equipamentos de Informática	16	16
Seal Telecom Comercio e Servicos	15	-
Webjuridico Servicos e Informacoes	13	9
P&P Turismo	12	76
WP Sistemas Reprografico e Impressão	7	14
Telelok Central de Locações e Com	6	17
Outros Fornecedores	30	20
Total	495	434

10 - HONORÁRIOS E ENCARGOS A PAGAR

Os valores a pagar são referentes a provisão para remuneração extra e os respectivos encargos sociais da Diretoria Executiva e Conselhos de Administração e Fiscal, obedecendo à verba aprovada na Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 11 de abril de 2017. Por força do Acórdão nº 2.600/2016 - TCU/Plenário estas provisões foram revertidas.

Descrição	2017	2016
Honorários da Diretoria	-	20
Total	-	20

11 - REMUNERAÇÃO COMPENSATÓRIA - EX-DIRETORES

Nos termos do artigo 37 do Estatuto Social da Pré-Sal Petróleo aprovado na Assembleia Geral Extraordinária de 25/01/2018, os membros da Diretoria Executiva, após deixarem seus cargos, ficarão impedidos por um período de 6 (seis) meses de prestar direta ou indiretamente qualquer tipo de serviço a empresa com atividades relacionadas à indústria de petróleo, gás natural, biocombustíveis ou de distribuição e comercialização, em operação no país. Durante o período de impedimento receberão remuneração compensatória idêntica aos cargos por eles anteriormente ocupados. A Empresa liquidou em 2017 as obrigações com os ex-diretores.

Descrição	2017	2016
Remuneração compensatória	-	1.062
Total	-	1.062

12 - IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECOLHER

Descrição	2017	2016
IRRF	556	479
CSLL	-	132
COFINS	103	344
PIS	23	74



INSS a recolher	339	310
FGTS a recolher	127	120
Total	1.148	1.459

13 - OBRIGAÇÕES POR CESSÃO DE PESSOAL

A cessão de pessoal caracteriza-se pelo empréstimo de servidores públicos para a Empresa. Os valores a pagar constituem ressarcimento aos órgãos de origem pela cessão do pessoal.

Descrição	2017	2016
Advocacia Geral da União - AGU	49	76
Agência Nacional de Petróleo - ANP	35	20
Caixa Econômica Federal - CEF	178	107
Controladoria Geral da União - CGU	32	26
Total	294	229

14 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO**a) Capital social**

O capital social subscrito da Pré-Sal Petróleo, conforme Artigo 3º do Decreto nº 8.063/2013, é de R\$ 50 milhões, representado por 50.000 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal, tendo sido integralizados em 12/11/2013, 27/08/2014, 20/10/2015, 21/12/2015 e 28/11/2016 pela União, acionista detentora da 100% do capital social, os valores de R\$ 15 milhões, R\$ 2 milhões, R\$ 14,9 milhões, R\$ 3 milhões e R\$ 3,1 milhões respectivamente.

Detalhamento	2017	2016
Capital	50.000	50.000
(-) Capital a integralizar	(12.000)	(12.000)
Lucro (prejuízos acumulados)	(3.360)	(3.657)
Total	34.640	34.343

b) Distribuição de dividendos

O estatuto social da Pré-Sal Petróleo em seu Capítulo XIV, artigo 72, inciso III, estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 25% sobre o lucro líquido ajustado para pagamento de remuneração ao seu acionista. A empresa apurou lucro líquido no exercício de 2015 no valor de R\$ 10.970 mil, em 2016 no valor de R\$ 5.664 mil e em 2017 no valor de R\$ 297 mil. Em conformidade com a Lei nº 6.404/76, artigo 189, os lucros apurados serão integralmente utilizados na amortização parcial dos prejuízos acumulados.

15 - REMUNERAÇÃO

Custo dos serviços prestados	2017	2016
Salários	6.693	6.546
Honorários da Diretoria	1.672	1.279
Honorários - Gratificação	-	139
Honorários Extras	(10)	107
Reversão dos honorários	-	(278)
13º Salário	831	758
Férias	1.099	1.016
Subtotal	10.285	9.567
Despesas operacionais		
Salários	4.032	3.649
Honorários da Diretoria	1.712	1.703
Honorários dos Conselhos	677	631
Honorários - Gratificação	-	190
Honorários Extras	(10)	105
Reversão dos honorários	-	(284)
Estagiários	44	-
13º Salário	469	459
Férias	650	539
Subtotal	7.574	6.992
Total	17.859	16.559

16 - ENCARGOS SOCIAIS

Custo dos serviços prestados	2017	2016
INSS - Contribuição patronais	2.265	2.202
FGTS	731	710
Subtotal	2.996	2.912
Despesas operacionais		
INSS - Contribuições patronais	1.414	1.370
FGTS	516	426
Abono pecuniário de férias	-	15
Subtotal	1.930	1.811
Total	4.926	4.723

17 - SERVIÇOS DE TERCEIROS

Custo dos serviços prestados	2017	2016
Utilização do Banco de Dados - ANP	418	73
Manutenção de Softwares	586	545
Consultorias	-	126
Auxílio alimentação	-	112
Serviços de Apoio Técnico e Adm.	45	434
Outros Serviços	92	176
Subtotal	1.141	1.466
Despesas operacionais		
Auxílio Alimentação	-	90
Estagiários	-	33
Cessão ou Requisição de Pessoa	1.755	1.575
Serviços de Advocacia	994	560
Serviços de Apoio Técnico e Adm.	641	244

Serviços Gerais	519	457
Condomínio	337	409
Passagens Aéreas	259	146
Serv. de Contabilidade	221	238
Propaganda e Publicidade	201	26
Outros Serviços	590	415
Subtotal	5.517	4.193
Total	6.658	5.659

18 - RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO

Descrição	2017	2016
Renda de aplicação financeiras	2.779	2.981
Descontos Obtidos	5	-
Outras receitas financeiras	70	22
Despesas financeiras	(31)	(19)
Total	2.823	2.984

19 - DESPESA COM PROVISÕES DE IRPJ E CSLL

A Pré-Sal Petróleo optou no ano base 2016 e 2017 pela tributação com base lucro real anual e apuração mensal. O lucro real é o resultado do lucro contábil ajustado pelas adições e exclusões locais.

Descrição	2017	2016
Imposto de renda pessoa jurídica - IRPJ	203	2.108
Contrib. social s/ lucro líquido - CSLL	82	769
Total	285	2.877

20 - PARTE RELACIONADAS (PESSOA CHAVE)

Parte relacionada é a pessoa natural ou a entidade que está relacionada com a Empresa que está elaborando suas demonstrações contábeis. A pessoa natural que é membro da administração da Empresa é considerada Pessoa Chave da administração, conforme definição do CPC 3, item 9, (a), (iii).

Conforme registrado na Ata da Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 11 de abril de 2017, foi estabelecido em R\$ 7.234.307,97 o montante da remuneração global a ser paga a diretores e conselheiros, no período de abril de 2017 a março de 2018. Novo limite para os doze meses subsequentes será objeto de deliberação na próxima AGE, cuja realização é prevista para o dia 17 de abril de 2018.

A Empresa é dirigida por um conselho de administração e uma diretoria executiva. Todos os diretores executivos são nomeados pelo Presidente da República, após indicação do MME. A Diretoria Executiva é composta pelo diretor-presidente, diretor de gestão de contratos, diretor técnico e de fiscalização e diretor de administração, controle e finanças. O conselho de administração, cujos membros são nomeados pelo Presidente da República, é constituído por 1 (um) conselheiro indicado pelo MME, que o preside, 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério da Fazenda, 1 (um) conselheiro indicado pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, 1 (um) conselheiro indicado pela Casa Civil da Presidência da República e pelo diretor-presidente da Empresa.

A maior e a menor remuneração estabelecida para a diretoria executiva no período vigente são de R\$ 74.903,38 e de R\$ 71.448,38. A remuneração estabelecida para os conselheiros é de R\$ 7.050,45. O detalhamento das despesas com honorários encontra-se na Nota Explicativa nº 15. Não existem saldos ou transações com quaisquer outras partes relacionadas.

21 - EVENTOS SUBSEQUENTES**Portaria**

Em 03/01/2018, o Ministro de Estado de Minas e Energia, no uso das atribuições que lhe confere o artigo 87, parágrafo único, incisos II e IV, da Constituição Federal, tendo em vista o disposto no artigo 2º, parágrafo único, da Medida Provisória nº 811/2017, editou a Portaria nº 3, disciplinando a comercialização do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, quando realizada diretamente pela Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA.

Novo Estatuto Social

Em 25/01/2018 a Assembleia Geral, em reunião extraordinária, deliberou sobre o novo Estatuto Social da Empresa, em razão das mudanças promovidas pela Medida Provisória nº 811/2017.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO
MARCIO FÉLIX CARVALHO BEZERRA
Presidente

ARIOSTO ANTUNES CULAU

ARNALDO BARBOSA DE LIMA JR

MARCELO PACHECO DOS GUARANYIS

IBSEN FLORES LIMA

DIRETORIA EXECUTIVA

IBSEN FLORES LIMA
Diretor-Presidente

HERCULES TADEU FERREIRA SILVA
Diretor de Gestão de Contratos

PAULO MOREIRA DE CARVALHO
Diretor Técnico e de Fiscalização

LEANDRO LEME JÚNIOR
Diretor de Administração, Controle e Finanças

MAURO BRAZ ROCHA
Gerente de Controle e Finanças

FRANCISCO DE ASSIS DA SILVA
Contador - CRC RJ 062.785/O-9

MAZARS CABRERA CONSULTORIA CONTÁBIL E TRIBUTÁRIA LTDA
CRC/SP 22708/O-4/S/RJ



RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Acionistas, Administradores e Conselheiros da
EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE
PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. - PRE-SAL PETRÓLEO S.A.
PPSA

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis da EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. - PRE-SAL PETRÓLEO S.A. PPSA, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. - PRE-SAL PETRÓLEO S.A. PPSA em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada "Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis". Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumpriamos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório de Atividades. Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluímos que há distorção relevante no Relatório de Atividades, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectará as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

• Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.

• Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejamos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.

• Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.

• Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações foram inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

• Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes informações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Outros Assuntos

Auditoria do período anterior

As demonstrações contábeis da EMPRESA BRASILEIRA DE ADMINISTRAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL S.A. - PRE-SAL PETRÓLEO S.A. PPSA para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 foram por nós examinadas e emitimos relatório em 31 de janeiro de 2017 com opinião sem modificação sobre essas demonstrações contábeis.

STAFF AUDITORIA & ASSESSORIA
CRC2SP023856/O-1 "S" DF e RJ

ROBERTO ARAÚJO DE SOUZA
CTCRCISPA242826/O-3 "S" DF e RJ
Sócio Responsável

PARECER DO CONSELHO FISCAL - PPSA Nº 1/2018

O Conselho Fiscal da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. - PPSA, no uso de suas atribuições legais e estatutárias, procedeu ao exame do Relatório da Administração e das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2017, à vista do parecer, sem ressalvas, dos Auditores Independentes STAFF AUDITORIA E ASSESSORIA EPP, de 1º de fevereiro de 2018.

O Conselho Fiscal, em face do exposto e com base no Artigo 51, inciso II, do Estatuto Social, pela unanimidade dos seus membros, é de opinião que os referidos documentos societários estão em condições de encaminhamento à submissão desses documentos à Assembleia Geral Ordinária, que está prevista para ser realizada no dia 17 de abril de 2018.

Brasília, 8 de março de 2018.

MARIANGELA FIALEK
Presidente do Conselho Fiscal

JENNER GUIMARÃES DO RÊGO
Conselheiro

FABIANO MAIA PEREIRA
Conselheiro

Ministério do Desenvolvimento Social

SECRETARIA NACIONAL
DE ASSISTÊNCIA SOCIAL
COMISSÃO INTERGESTORES TRIPARTITE

RESOLUÇÃO Nº 3, DE 21 DE MARÇO DE 2018

Pactua critérios de partilha e elegibilidade para o cofinanciamento federal do Serviço de Proteção Social a Adolescentes em Cumprimento de Medida Socioeducativa de Liberdade Assistida - LA e de Prestação de Serviços à Comunidade - PSC.

A Comissão Intergestores Tripartite - CIT, de acordo com as competências estabelecidas em seu Regimento Interno, aprovado pela Resolução nº 4, de 8 de agosto de 2006, da CIT, e na Norma Operacional Básica do Sistema Único da Assistência Social -

NOB/SUAS, disposta na Resolução nº 33, de 12 de dezembro de 2012, do Conselho Nacional de Assistência Social - CNAS; e

Considerando a Resolução nº 5, de 15 de maio de 2014, da CIT, que dispõe sobre expansão e qualificação do Serviço de Proteção Social aos Adolescentes em Cumprimento de Medidas Socioeducativas em Meio Aberto de Liberdade Assistida e Prestação de Serviços à Comunidade no exercício de 2014;

Considerando a Resolução nº 31, de 31 de outubro de 2013, do CNAS, que aprova princípios e diretrizes da regionalização no âmbito do Sistema Único de Assistência Social - SUAS, parâmetros para a oferta regionalizada do Serviço de Proteção e Atendimento Especializado a Famílias e Indivíduos - PAEFI, e do Serviço de Acolhimento para Crianças, Adolescentes e Jovens de até vinte e um anos, e critérios de elegibilidade e partilha dos recursos do cofinanciamento federal para expansão qualificada desses Serviços;

Considerando que o Centro de Referência Especializado de Assistência Social - CREAS, independentemente de sua fonte de financiamento, deve ofertar o Serviço de Proteção e Atendimento Especializado a Famílias e Indivíduos - PAEFI, e que seu espaço físico deve ser compatível com esta oferta;

Considerando as discussões ocorridas no âmbito da Câmara Técnica de Medidas Socioeducativas em Meio Aberto cujo objetivo é definir parâmetros para a qualificação e aprimoramento da execução do Serviço de Proteção a Adolescentes em Cumprimento de Medida Socioeducativa de Liberdade Assistida e Prestação de Serviços à Comunidade, resolve:

Art. 1º Pactuar os critérios de partilha e elegibilidade para o cofinanciamento federal do Serviço de Proteção e Atendimento Especializado a Famílias e Indivíduos - PAEFI e do Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de Liberdade Assistida - LA e de Prestação de Serviços à Comunidade - PSC, ofertados no âmbito do Centro de Referência Especializado de Assistência Social - CREAS.

Art. 2º São elegíveis para o cofinanciamento federal do Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de LA e de PSC:

I - os municípios que possuam menos de 20.000 (vinte mil) habitantes, possuam CREAS que não receba cofinanciamento federal para a oferta do PAEFI e que atendam mais de 5 (cinco) casos no Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de LA e de PSC;
II - os estados que possuam CREAS regionais;
III - os municípios e o Distrito Federal que recebam cofinanciamento federal para a oferta do PAEFI e que atendam mais de 5 (cinco) casos no Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de LA e de PSC e não possuam cofinanciamento federal;

IV - os municípios e o Distrito Federal que possuam acima de 20.000 (vinte mil) habitantes, não recebam cofinanciamento federal para a oferta do PAEFI e que atendam mais de 5 (cinco) casos no Serviço de LA e PSC.

§ 1º A prioridade para início de repasse de recursos seguirá a ordem dos itens de I a IV.

§ 2º A afiação do número de casos para o atendimento no Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de LA e de PSC tem como única fonte as informações preenchidas pelos estados, municípios e pelo Distrito Federal na Pesquisa de Medidas Socioeducativas em Meio Aberto realizada no exercício de 2018 pelo Ministério do Desenvolvimento Social - MDS.

§ 3º No caso do inciso II, o estado será elegível para 1 (um) grupo de cofinanciamento para cada CREAS regional implementado pelo estado e, nos casos dos CREAS regionais sob gestão municipal, o estado será elegível caso atenda mais de 5 (cinco) casos para o Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de LA e de PSC.

§ 4º Nos casos dos incisos I e IV, o aceite ao cofinanciamento federal do Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de LA e de PSC está condicionado à oferta do PAEFI no CREAS e o consequente cofinanciamento federal para estes.

Art. 3º Constituem requisitos para o início do repasse de recursos a disponibilidade orçamentária e financeira do Fundo Nacional de Assistência Social - FNAS e a realização do aceite formal, por parte do gestor estadual, municipal ou do Distrito Federal, por meio de preenchimento de Termo de Aceite a ser disponibilizado pelo MDS.

§ 1º O gestor que realizar o aceite assumirá os compromissos e as responsabilidades dele decorrentes.

§ 2º Os municípios, os estados e o Distrito Federal deverão pactuar as ofertas nos respectivos conselhos de assistência social, que deverão deliberar no prazo estabelecido.

Art. 4º A demonstração da efetiva implantação dos serviços será aferida nos sistemas informatizados do MDS a partir do 6º mês após o início do repasse do cofinanciamento federal.

Parágrafo único. Após o 6º mês, o repasse de recursos poderá ser suspenso até a comprovação da demonstração de que trata o caput.

Art. 5º Os estados deverão realizar apoio técnico, monitoramento e acompanhamento da implantação das unidades e da oferta dos serviços e realizar os devidos registros nos sistemas informatizados do MDS.

Parágrafo único. Nos casos do Distrito Federal e do CREAS regional, o monitoramento e o acompanhamento serão realizados diretamente pelo MDS.

Art. 6º O cofinanciamento federal do Serviço de Proteção Social a Adolescentes em cumprimento de Medida Socioeducativa de LA e de PSC terá como valor de referência o valor de R\$