



Pré-sal
Petróleo

Relatório de Atividades 2º Semestre 2018

Pré-Sal Petróleo

Janeiro 2019

Sumário

1. Resumo Executivo	3
2. Atividades Realizadas no 2º Semestre	
2.1 Contratos de Partilha de Produção	5
2.2 Acordos de Individualização da Produção	15
2.3 Comercialização de Petróleo e Gás da União	17
3. Organização Interna	
3.1 A Companhia	19
3.2 Gestão de pessoas	19
3.3 Governança Corporativa	20
3.4 Planejamento Estratégico	21
3.5 Contrato de Remuneração com o MME	21
3.6 Participação Externa	22
3.7 Estudo Contratos de Partilha de Produção 5+10: Produção e Investimentos	24
4 Informações Econômico-Financeiras	
4.1 Resultado no ano	26

1. Resumo Executivo

Ao longo da maior parte do segundo semestre de 2018, a companhia fez a gestão de sete contratos de partilha de produção (CPPs), oriundos das 1ª, 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção promovidas pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). Em 17/12/2018, outros sete contratos de partilha passaram a fazer parte da carteira da companhia, oriundos das 4ª e 5ª Rodadas de Partilha. Para dar início à gestão dos sete novos contratos, a Pré-Sal Petróleo promoveu, ainda em dezembro de 2018, reuniões com todos os representantes das empresas para a implantação do Comitê Operacional dos novos consórcios.

No que diz respeito aos Acordos de Individualização da Produção (AIPs), no segundo semestre, a empresa celebrou três acordos, formalizando as Jazidas Compartilhadas de Norte de Brava, de Atapu e de Mero. Assinou também, em agosto, o Pré-Acordo de Individualização da Produção (Pré-AIP) de Carcará (entre Norte de Carcará e o BM-S-8). Outras 15 áreas estão sendo avaliadas. Além do trabalho relacionado aos contratos de partilha de produção e áreas de individualização da produção, a equipe técnica da companhia também participou de grupo de trabalho sobre áreas unitizáveis de baixa materialidade em conjunto com a ANP e o Ministério de Minas e Energia (MME) e apoiou o Tribunal de Contas da União (TCU) em assunto referente aos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (Veco).

Nos últimos seis meses, as atividades de comercialização foram marcadas pela realização do 2º Leilão de Petróleo da União, que ocorreu em agosto, na B3, a Bolsa de Valores de São Paulo. Na ocasião, a Pré-Sal Petróleo comercializou a produção futura do petróleo da União da Área de Desenvolvimento de Mero e do Campo de Sapinhoá para os próximos 36 meses e do Campo de Lula para os próximos 12 meses.

Em novembro, a companhia foi habilitada a exportar petróleo e está iniciando estudos para avaliar todos os requisitos de logística e de comercialização para a colocação do petróleo da União no mercado internacional.

Trata-se de uma estratégia que visa alcançar um maior número de compradores interessados aumentando assim a concorrência. A expectativa é de que um leilão com maior número de potenciais compradores leve naturalmente a obtenção de maiores valores pelo petróleo da União.

Nesse semestre, a equipe da Pré-Sal Petróleo teve participação significativa no grupo de trabalho coordenado pelo MME para a formulação da Política de Comercialização de Petróleo e Gás Natural da União. O resultado desse trabalho foi submetido ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A Casa Civil publicou a Resolução Nº 15, de 29 de outubro de 2018, estabelecendo a política de comercialização.

Para dar suporte a todas as suas atividades, a Pré-Sal Petróleo implantou no biênio 2016-2018, o seu Sistema de Gestão, que se desdobra em ações de Planejamento Estratégico, Gerenciamento da Rotina, Sistema de Padronização, Gestão de Riscos e Programa de Integridade.



Com a colaboração da força de trabalho, os principais processos da empresa foram mapeados e, até o momento, foram criados 60 procedimentos. No segundo semestre de 2018, a empresa deu continuidade às ações cotidianas previstas em seu Sistema de Gestão e também iniciou a elaboração do Plano Estratégico 2019-2023, finalizado em dezembro.

Para reforçar a governança, em novembro de 2018, o Conselho de Administração da companhia elegeu três membros para o Comitê de Auditoria Estatutário, que começarão a atuar em janeiro de 2019. Como detalhado a seguir, diversas políticas foram implementadas para melhorar a governança e ampliar a transparência da companhia.

Outra iniciativa de suporte fundamental para a operação tem sido o investimento na informatização dos processos de gestão dos CPPs, AIPs e Comercialização, com o desenvolvimento do Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP), que será futuramente o maior banco de dados do regime de partilha de produção do Brasil. Diversas ações foram realizadas ao longo do segundo semestre para garantir a implantação do sistema, que estará em pleno uso a partir de março de 2019.

A empresa encerrou 2018 com uma carteira de projetos de 14 contratos de partilha de produção, com sete AIPs celebrados, dois em andamento e 13 outros em avaliação. Um Pré-AIP foi assinado. Garantiu-se a comercialização do petróleo da União em três áreas estratégicas.

Em 2018, a Pré-Sal Petróleo arrecadou R\$ 1,13 bilhão para a Conta Única do Tesouro Nacional, fruto da Equalização de Gastos e Volumes de Sapinhoá e de vendas singulares do petróleo da Área de Desenvolvimento de Mero.

O quadro atual é composto por 30 cargos de livre provimento e 14 empregados temporários.

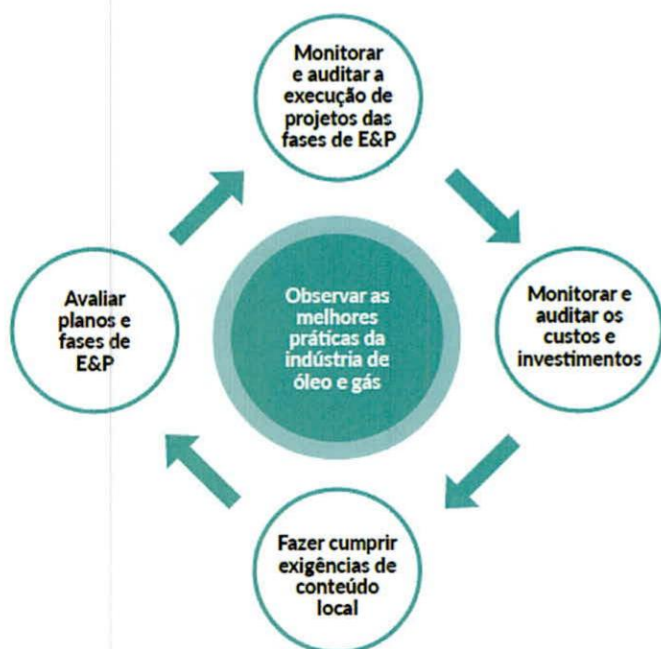
2. Atividades Realizadas no 2º Semestre de 2018

2.1 Contratos de Partilha de Produção

Em 22/12/2010, por meio da Lei nº 12.351/2010, foi instituído novo marco regulatório dispendo sobre a exploração e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos – o regime de partilha da produção em vigor no Polígono do Pré-Sal e em áreas estratégicas (Bacias de Campos e Santos).

A Pré-Sal Petróleo tem, entre outros objetivos, aquele de exercer o papel de gestora, em nome da União, dos contratos de partilha de produção. Isso envolve acompanhar e aprovar a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, presidindo o comitê operacional dos diversos consórcios. Compreende também monitorar, aprovar e auditar os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, via a quantidade de petróleo produzido, além de verificar o cumprimento do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal.

A figura a seguir demonstra as obrigações legais da companhia na gestão dos CPPs.



O Contrato de Partilha da Produção de Libra foi licitado em outubro de 2013. Em outubro de 2017 foram licitados os blocos das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha. Em 2018, no mês de junho, foram licitados os blocos da 4ª Rodada de Partilha. Mais à frente, em setembro de 2018, foram licitados os blocos da 5ª Rodada de Partilha. Esse grande número de áreas licitadas com sucesso consolida o modelo de partilha da produção na indústria de petróleo do Brasil.

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

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

A seguir, um descritivo dos contratos que estão atualmente sob gestão da Pré-Sal Petróleo.

Contrato de Libra

Bloco: *Libra*

Data da Licitação: 21/10/2013

Data da Assinatura do Contrato: 02/12/2013

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *\$15 bilhões e 41,65%*

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 30-50%

Características: *Área de 1.547 km², expectativa original de volumes recuperáveis de oito a 12 bilhões boe; teor de CO₂ da ordem de 44%.*

Atividades

O consórcio de Libra declarou a comercialidade da área noroeste do contrato em 30/11/2017, que foi denominada Área de Desenvolvimento de Mero. O plano de desenvolvimento da área prevê a exploração da jazida através de quatro sistemas de produção antecipada (TLD/SPA0, SPA1, SPA2 e SPA3) e quatro sistemas de produção definitivos (Mero1, Mero2, Mero3 e Mero4).

As atividades realizadas no Contrato de Libra no segundo semestre de 2018 foram as seguintes:

- O FPSO Pioneiro de Libra, com capacidade de produção de 50 mil barris por dia de óleo e de injeção de quatro milhões de m³ de gás, manteve-se em produção até 3/10/2018 (TLD/SPA0), quando foi fechado para troca do poço injetor de gás. A produção retornou em 13/12/2018, com o projeto denominado SPA1, mantendo-se o poço 3-RJS-739A em produção e utilizando-se o poço 3-RJS-751D com injetor de gás.
- A produção acumulada ao fim de 2018 era da ordem de nove milhões de barris de óleo, sendo que a parcela de excedente em óleo da União atingiu 1,5 milhão de barris. A produção estabilizada do poço 3-RJS-739A foi da ordem de 43 mil barris por dia de óleo.
- Foi concluída a perfuração de dois poços e iniciada a perfuração de um terceiro.
- No 2º semestre de 2018 houve um avanço no processo de reconhecimento de custos tendo-se atingido um percentual de 97,8% de reconhecimento de todos os gastos lançados pelo operador de Libra.
- Foram analisados 61 votos do Comitê Operacional (*ballots*), incluindo contratações de bens e serviços, produtos químicos para suporte às operações de produção, revisões do Plano de Trabalho e Orçamento, projetos de tecnologia, processamento sísmico, locações de poços, estudos ambientais, seguros, revisões do Regimento Interno do Comitê Operacional, Acordo de Individualização da Produção (AIP) e Plano de Desenvolvimento de Mero (PD).
- Foram finalizados os documentos negociados do Acordo de Individualização da Produção e do Plano de Desenvolvimento de Mero, a serem encaminhados à ANP na primeira semana de janeiro.
- Foi realizada a Auditoria de Custo em Óleo do ano de 2015 e a Auditoria sobre a Metodologia de Cálculo dos Custos de Pessoal (HH).
- Foram realizados vários estudos de interpretação do Contrato de Partilha da Produção de Libra (CPP LIBRA_P1), utilizando-se o princípio da evolução regulatória, equiparando-se várias cláusulas do CPP de LIBRA_P1 aos novos contratos das 2ª e 3ª rodadas de licitação de blocos do Pré-Sal.

Contratos das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha

Bloco: *Sul do Gato do Mato*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 100 milhões e 11,53%*

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 129 km²*

Atividades Previstas/Realizadas

- Durante o ano de 2018 foram submetidos pelo operador e analisados pela Pré-Sal Petróleo 30 *ballots* relacionados à perfuração do poço GdM#3 em 2019. Os votos incluem a contratação de sonda, logística marítima e aérea, além de materiais de revestimento e cimentação de poços.
- O início da perfuração está previsto para o segundo trimestre de 2019, a depender do licenciamento ambiental.
- Nesse semestre também foram iniciadas as discussões para a definição de um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) conjunto com o BM-S-54, como também foram realizadas as primeiras avaliações preliminares para a especificação de um FPSO para a produção da área.
- Foram realizados quatro TCMs (*Technical Committee Meetings*), um OCM (*Operating Committee Meeting*) e diversos *workshops* ao longo do ano, com a participação das empresas contratadas e da Pré-Sal Petróleo. Ocorreram ainda diversas reuniões entre o operador e a Pré-Sal Petróleo, para alinhamento dos processos relacionados à gestão dos contratos de partilha de produção.

Bloco: *Entorno de Sapinhoá*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: R\$ 200 milhões e 80%

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 214 km²

Atividades previstas/realizadas

- Durante o ano de 2018 foram submetidos 14 *ballots* pelo operador, sendo que oito foram aprovados pela Pré-Sal Petróleo. Quatro *ballots* para a manutenção das atividades em curso na jazida e dois para *workover* ainda estão em análise pela companhia.
- Nesse semestre foi realizada a revisão do Programa de Trabalho e Orçamento 2018 para incluir os custos referentes às três declarações de comercialidade.
- O AIP da Jazida Compartilhada de Sapinhoá foi efetivado em 1/11/2018.
- Foram realizadas três reuniões do Comitê Operacional ao longo do ano. A perfuração na área licitada do poço de aquisição de dados de reservatório (ADR) está prevista para 2021.
- As principais atividades desenvolvidas, e que demandaram grande esforço da Pré-Sal Petróleo, estão relacionadas à negociação do Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (EGV) referente ao período

anterior à assinatura do CPP. No dia 21/12/2018 foi repassada aos cofres das União a quantia de R\$ 847 milhões pelo consórcio BM-S-9 referente ao EGV de Sapinhoá.

Bloco: Norte de Carcará

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: R\$ 3 bilhões e 67,12%

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 313 km²

Atividades previstas/realizadas

- O consórcio de Norte de Carcará estabeleceu a meta desafiadora de iniciar a perfuração do primeiro poço, Carcará W (Programa Exploratório Mínimo do CPP), já no segundo semestre de 2018, o que de fato ocorreu. Para isto, de acordo com o CPP, foi necessário realizar adesão a contratos já celebrados pelo operador, o que foi levado a cabo com êxito pela equipe da Pré-Sal Petróleo, com o duplo sucesso de permitir a aceleração do projeto e, ao mesmo tempo, reduzir os custos propostos pelo operador em cerca de US\$ 19 milhões. A perfuração de Carcará W (West) foi iniciada em setembro de 2018 e concluída em dezembro, com uma descoberta notificada à ANP e em avaliação pelo consórcio.
- A área de Norte de Carcará foi leiloada a partir da constatação de que a jazida de Carcará se estende para além dos limites do bloco BM-S-8 (concessão), onde foi descoberta. A regulação da ANP exige, nesses casos, a submissão de um Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) conjunto. Esse PAD conjunto, aprovado pela ANP em outubro de 2018, contempla a perfuração de um segundo poço (Carcará E) e a realização de dois testes de formação (Carcará West e Carcará East) como compromissos firmes, e a perfuração de um terceiro poço, contingente aos resultados das atividades firmes.
- Para estabelecer a governança e a alocação de custos entre os consórcios de Norte de Carcará e do BM-S-8 na condução das atividades do PAD conjunto, foi estabelecido um Acordo de Pré-Individualização da Produção (Pré-AIP), do qual a Pré-Sal Petróleo participa como Interveniente Anuente. Um Acordo de Confidencialidade e Divulgação de Dados foi também celebrado, para coordenar a troca de dados e informações entre os consórcios, tendo em vista a avaliação conjunta da jazida.
- Ao longo do ano de 2018, um total de 77 *ballots* foi submetido pelo operador e analisado pela equipe da Pré-Sal Petróleo, incluindo a aprovação dos orçamentos de 2018 e 2019, adesão a contratos para a perfuração do poço Carcará W, a aprovação do Pré-AIP e do Acordo de Confidencialidade, entre outros.
- Apesar de não ter havido ainda Declaração de Comercialidade, os primeiros estudos que sustentarão o eventual desenvolvimento da jazida compartilhada de Carcará já foram iniciados e o primeiro óleo, no primeiro FPSO planejado (são dois no total), está previsto para 2023-2024.

Bloco: *Alto de Cabo Frio Central*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 500 milhões e 75,86%*

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 3.674 km²*

Atividades previstas/realizadas

- É notável em Alto de Cabo Frio Central a extensão da sua área e o conjunto de prospectos até agora identificados, ainda sujeitos a confirmação, com a conclusão dos trabalhos de geologia e geofísica. Além dessas atividades, o foco tem estado na obtenção de licença ambiental.
- A primeira perfuração na área está prevista para o segundo semestre de 2019. Ao longo do segundo semestre de 2018, foram realizadas uma reunião do Comitê Operacional, duas do Comitê Técnico e várias reuniões e *workshops* técnicos com o operador e o consórcio.
- Além disso, dez *ballots* foram submetidos pelo operador e analisados pela equipe da Pré-Sal Petróleo, com destaque para a aprovação da Estratégia Exploratória e para os orçamentos de 2018 e 2019.

Bloco: *Alto de Cabo Frio Oeste*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 350 milhões e 22,87%*

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 1.383 km²*

Atividades previstas/realizadas

- Durante o ano de 2018 foram submetidos pelo operador e analisados pela Pré-Sal Petróleo 35 *ballots*, que visam subsidiar a perfuração de poço exploratório em 2019 e incluem a contratação de sonda, logística marítima e aérea, além de materiais de revestimento e cimentação de poços.
- O início da perfuração está previsto para o terceiro trimestre de 2019, a depender da obtenção do licenciamento ambiental. O operador iniciou o reprocessamento sísmico da área.
- Foram realizados dois TCMs, um OCM e diversos *workshops* ao longo do ano com a participação das empresas contratadas e da Pré-Sal Petróleo. Além disso, ocorreram ainda diversas reuniões entre o

operador e a Pré-Sal Petróleo para alinhamento dos processos relacionados à gestão do contrato de partilha de produção em epígrafe.

Bloco: *Peroba*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 2 bilhões e 76,96%*

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 1.073 km²*

Atividades previstas/realizadas

- O prospecto de Peroba figurou como área contingente no contrato da Cessão Onerosa (CO). Após as descobertas feitas em Búzios e nos outros campos da CO, Peroba foi devolvido à União e licitado como CPP. O consórcio vencedor, liderado pela Petrobras, aprovou a estratégia de contratação contemplando a perfuração do poço pioneiro no segundo semestre de 2018. Para tanto, seria necessário lançar mão da afiliada PB-LOG, proposta pelo operador como a única alternativa capaz de prestar todos os serviços necessários à perfuração de um poço desse tipo no prazo aprovado pelo Comitê Operacional. A perfuração iniciou-se em outubro de 2018 e estava em andamento no final de 2018.
- Ao longo do segundo semestre de 2018, foram realizadas uma reunião do Comitê Operacional, duas do Comitê Técnico e várias reuniões e *workshops* técnicos com o operador e o consórcio.
- Além disso, 16 *ballots* foram submetidos pelo operador e analisados pela equipe da Pré-Sal Petróleo, com destaque para a aprovação dos orçamentos de 2018 e 2019 e da contratação da PB-LOG para a perfuração de Peroba-1.

Contratos da 4ª Rodada de Partilha

Bloco: *Uirapuru*

Data da Licitação: 07/06/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 2,65 bilhões e 75,49%*

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 1.285 km²*

Reunião para formação do Comitê Operacional realizada dia 19/12/2018, na sede da Pré-Sal Petróleo. Iniciadas discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades.

Bloco: *Três Marias*

Data da Licitação: 07/06/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 100 milhões e 49,95%*

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

Características: *Área de 821 km²*

Reunião para formação do Comitê Operacional realizada dia 19/12/2018, na sede da Pré-Sal Petróleo. Iniciadas discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades.

Bloco: *Dois Irmãos*

Data da Licitação: *07/06/2018*

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

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 400 milhões e 16,43%*

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

Características: *Área de 1.414 km²*

Reunião para formação do Comitê Operacional realizada dia 19/12/2018, na sede da Pré-Sal Petróleo. Iniciadas discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades.

Contratos da 5ª Rodada de partilha

Bloco: *Saturno*

Data da Licitação: *28/09/2018*

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

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 3,125 bilhões e 70,20%*

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

Características: *Área de 1.100 km²*

Reunião para formação do Comitê Operacional realizada dia 20/12/2018, na sede da Pré-Sal Petróleo. Iniciadas discussões sobre a Estratégia Exploratória.

Bloco: *Titã*

Data da Licitação: *28/09/2018*

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

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: *R\$ 3,125 bilhões e 23,49%*

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

Características: *Área de 453 km²*

- Reunião para formação do Comitê Operacional realizada dia 21/12/2018, na sede da Pré-Sal Petróleo. Iniciadas discussões sobre a Estratégia Exploratória e sobre modelos de contratação para a execução das atividades.

- Cinco *ballots* foram enviados pelo Operador no mesmo dia 21/12/2018. Ao fim do ano, um deles havia sido aprovado (o orçamento de 2019) e os outros quatro, tratando de contratações, estavam em análise pela PPSA.

Bloco: *Pau Brasil*

Data da Licitação: 28/09/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: R\$ 500 milhões e 63,79%

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 1.184 km²; alto risco de contaminantes

- Reunião para formação do Comitê Operacional realizada dia 19 de dezembro, na sede da Pré-Sal Petróleo.

Bloco: *Sudoeste de Tartaruga Verde*

Data da Licitação: 28/09/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Consórcio: Petrobras (Operador, 100%)

Bônus e Percentual de Óleo-Lucro: R\$ 70 milhões e 10,01%

Percentual de Recuperação de Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 127 km²; sem contaminantes

Atividades previstas/realizadas: área em fase inicial de produção

- Reunião para formação do Comitê Operacional realizada dia 19 de dezembro, na sede da Pré-Sal Petróleo.
- Iniciadas as discussões com a Petrobras para apresentação do Aditivo ao AIP à ANP, para refletir a alteração de participação da União frente ao Contrato de Partilha e para inclusão das novas participações (TP - *Tract Participation*) decorrentes do processo de redeterminação concluído em 2018.
- Iniciadas, também, as negociações para a celebração do Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (EGV).

Análise dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Em junho de 2018, a Pré-Sal Petróleo recebeu solicitação do TCU para realizar uma análise sobre os Volumes Excedentes da Cessão Onerosa (Veco), a fim de dar suporte àquele tribunal. Naquele momento, a revisão do contrato de cessão onerosa era e é objeto de discussão de comissão interministerial criada para esse fim.

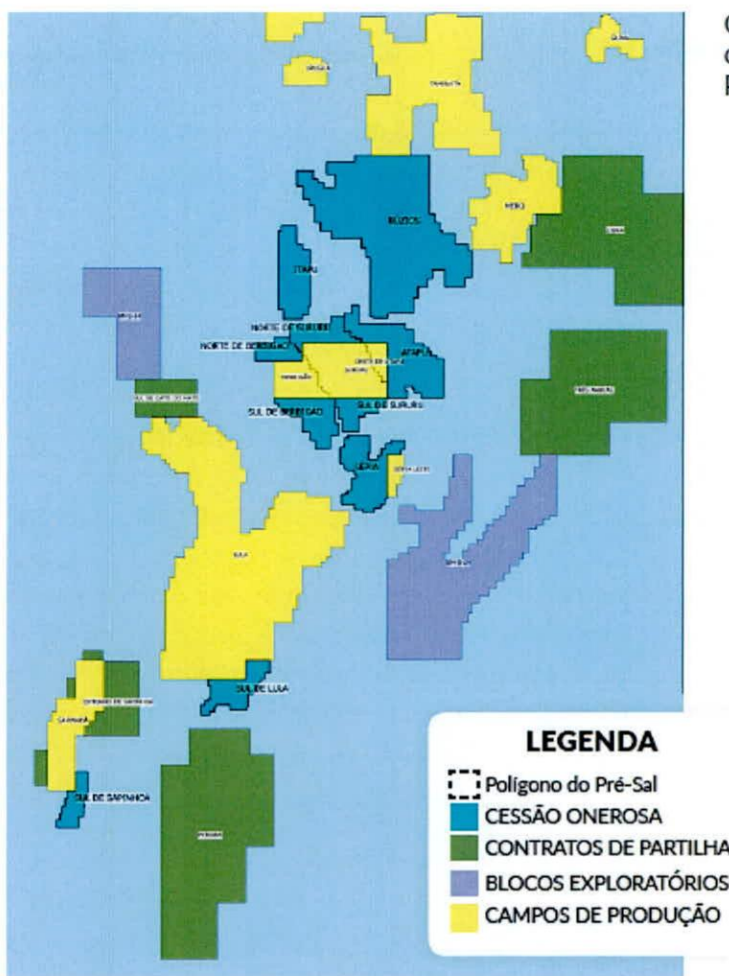
Seguiram-se reuniões com o TCU/Seinfra e o envio por aquele tribunal de documentos relativos aos campos da Cessão Onerosa (laudos das certificadoras Gafney, Cline & Associates e DeGolyer & MacNaughton, bem como

informações relativas ao Plano de Desenvolvimento de Búzios), insumos básicos para a realização do trabalho da Pré-Sal Petróleo.

Além disso, ocorreram reuniões informativas com a Petrobras e ANP. Em 30/8/2018, a Pré-Sal Petróleo emitiu uma nota técnica com respostas aos questionamentos feitos pelo Tribunal de Contas da União. Os volumes de petróleo associados a esses excedentes são de alta relevância para o Brasil. Pelo arcabouço legal vigente, os Veco deverão ser leiloados como contratos de partilha de produção, que têm a Pré-Sal Petróleo como Gestora.

A inclusão de novos contratos de partilha de produção oriundos dos Veco reforça o protagonismo crescente da Pré-Sal Petróleo na indústria de petróleo do Brasil. Os volumes associados a esses contratos são de classe mundial. Há previsão de que os volumes excedentes possam alcançar até 15 bilhões de barris de petróleo. Pode-se fazer uma analogia com as reservas provadas do Brasil ao final de 2017, que alcançavam um volume de 12,8 bilhões de barris; ou comparar com a produção total de petróleo do país em 2017, da ordem de 1,2 bilhão de barris de óleo equivalente.

A inclusão desses novos contratos na carteira da Pré-Sal Petróleo representará um potencial incremento do óleo-lucro para a União, significando mais retorno econômico. Por outro lado, há de se equacionar no curto prazo a necessidade de reforço da equipe da empresa para cumprir com suas atribuições legais de forma a gerir robustos contratos de partilha de produção, dezenas de acordos/pré-acordos de individualização da produção e uma atividade crescente de comercialização.



Campos do contrato de cessão onerosa e suas localizações no Polígono do Pré-Sal

2.2 Acordos de Individualização da Produção

O processo de individualização da produção (unitização) é algo recente e, até então, pouco utilizado no Brasil. Esse processo visa garantir a exploração conservativa de uma jazida de petróleo e/ou gás natural fazendo valer os direitos de diferentes proprietários daquela mesma jazida que tenha extrapolado as fronteiras geográficas das áreas dos contratos. As primeiras áreas de individualização da produção a serem analisadas na Pré-Sal Petróleo incluíram Lula, Sapinhoá, Argonauta-Navtilus, Tartaruga Verde, Carapeba (após análise concluiu-se que não havia bases para o estabelecimento de um AIP nessa área) e outras na região do Parque das Baleias, porção norte do Polígono do Pré-Sal.

No segundo semestre de 2018 foram concluídos três acordos de individualização da produção: Norte de Brava, Atapu e Mero.

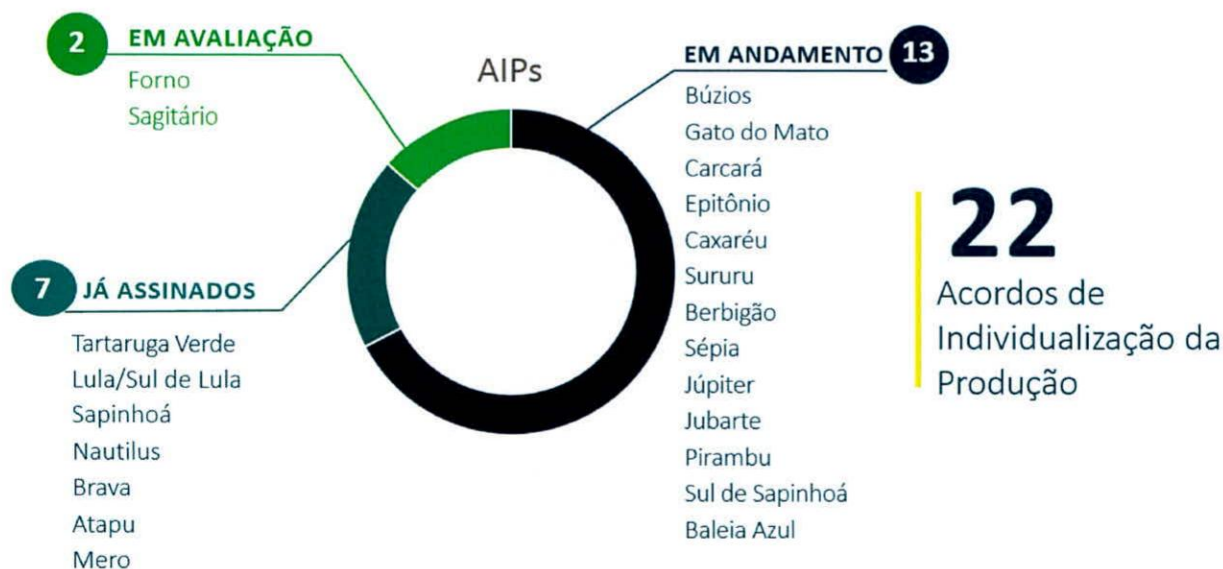
Jazida Compartilhada de Norte de Brava – Em janeiro de 2017, a Petrobras comunicou à ANP que o reservatório denominado Brava, pré-sal da Bacia de Campos, entre os Campos de Marlim e Voador, poderia se estender para

área não contratada, ao norte, vindo a configurar uma possível jazida compartilhada. A Petrobras e a Pré-Sal Petróleo iniciaram as negociações em abril de 2018. Em outubro de 2018, protocolaram o AIP da Jazida Compartilhada de Brava na ANP. Este AIP ainda não se encontra efetivo, aguardando aprovação pela Agência.

Atapu - Atapu está localizada na Bacia de Santos. Parte da produção de petróleo nessa área será proveniente do Contrato de Concessão BM-S-11A (Campo de Oeste de Atapu), que tem a Petrobras como operadora e as parceiras não operadoras Total, Shell e Petrogal; parte será proveniente de área referente ao Contrato de Cessão Onerosa (Campo de Atapu); e uma terceira fatia de produção será proveniente de área não contratada, de propriedade da União (Área Norte de Atapu). As negociações referentes a esse AIP iniciaram-se em outubro de 2017. O acordo foi protocolado na ANP em 9/11/2018, e ainda não se encontra efetivo, aguardando aprovação por aquela Agência.

Mero – A jazida de Mero se estende ao sul para fora da área contratada e foi objeto de negociação de Acordo de Individualização de Produção, concluído em 20 de dezembro, com a aprovação do AIP e do Plano de Desenvolvimento pelo Comitê Operacional do Consórcio de Mero, dentro do prazo estipulado pela ANP.

Atualmente existem 22 áreas com características de jazidas compartilhadas, sendo sete acordos realizados, dois em andamento (Forno e BM-S-50/Sagitário) e 13 em avaliação (Sururu, Berbigão, Sépia, Júpiter/BM-S-24, BM-C-32, Búzios, Baleia Azul, Sul Sapinhoá, Pirambu, Caxaréu, Carcará, Epitônio e Gato do Mato), conforme demonstrado na figura abaixo. Essas áreas encontram-se em diferentes estágios de maturação, seja no trabalho feito pelo operador em termos de programação física, seja dentro da Pré-Sal Petróleo em termos de nível de detalhamento.



Outras atividades:

Tartaruga Verde – AIP efetivo desde 1/3/2018 e em processo de conclusão de redeterminação. Em função da assinatura do Contrato de Partilha de SO de Tartaruga, um aditivo ao AIP está em fase final negociação para protocolo na ANP até fevereiro de 2019.

Lula – Decorrente da negociação realizada pela Pré-Sal Petróleo com a Petrobras e demais empresas consorciadas do BM-S-11, estima-se um crédito em favor da União. A previsão é de que esses recursos sejam recebidos em 2019, após a homologação do AIP homônimo pela ANP previsto para março de 2019.

Sapinhoá – O Termo Aditivo ao AIP de Sapinhoá foi aprovado em reunião da diretoria da ANP no último dia 25/10/2018 e tornou-se efetivo em 1/11/2018. A aprovação pela ANP era crítica para que o consórcio de Sapinhoá pudesse ressarcir a União o valor de R\$ 847 milhões, recursos que ingressaram nos cofres do governo em 21/12/2018.

Nautilus – AIP efetivo desde outubro de 2017 e com previsão de retorno da produção para 2019, mas sem injeção de água, o que implicará redução da recuperação inicialmente prevista.

Vale destacar também atividade relacionada a um grupo de trabalho do qual a Pré-Sal Petróleo faz parte juntamente com o MME (coordenador) e a ANP, que visa a discutir e sugerir o encaminhamento de jazidas compartilhadas de baixa materialidade (pequena participação e/ou baixos volumes). Planeja-se concluir os trabalhos desse grupo até o final do primeiro semestre de 2019.

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

A EGV é resultado do Acordo de Individualização da Produção (AIP) realizado na Jazida Compartilhada de Sapinhoá. O consórcio iniciou a produção em 2010 e pouco tempo depois identificou que a jazida de petróleo ultrapassava os limites geográficos do contrato do Bloco BM-S-9, indo em direção a uma área não contratada. Nesses casos, por meio de um AIP, a União, representada pela Pré-Sal Petróleo, passa a ter direito a uma parcela da produção e responsabilidade equivalente sobre os gastos. Em Sapinhoá, ficou acordado entre as partes que 3,7% da produção correspondia à área não contratada, cuja titularidade é da União. Foi realizado um acerto de contas considerando as receitas desde o início da produção e, na mesma proporção, os investimentos e despesas do período. Essa conciliação foi concluída em novembro de 2018, através de um Acordo de Equalização de Gastos e Volumes e resultou no saldo credor para a União de R\$ 847 milhões. Os recursos foram depositados na Conta Única do Tesouro Nacional no dia 21/12/2018.

2.3 Comercialização de Petróleo e Gás da União

A principal atividade da área de comercialização no segundo semestre foi a realização, em 31/08/2018, do 2º Leilão de Petróleo da União, na Bolsa de Valores de São Paulo (B3). O 1º Leilão havia sido realizado em maio, sem sucesso. Para aumentar a atratividade do leilão, a empresa ofereceu contratos de 12 meses e também de 36 meses, atendendo à sugestão de operadoras durante a fase de pré-edital, realizada entre 17/07/2018 e

25/07/2018. Na ocasião, foram recebidos 34 comentários. De acordo com o edital, a primeira fase ofereceria lotes de 36 meses, sendo vencedora a empresa que oferecesse maior ágio sobre o Preço de Referência do Petróleo (PRP), estabelecido pela ANP. Caso algum lote não fosse comercializado, ele seria oferecido novamente em uma segunda etapa, desta vez para um contrato de 12 meses. Se ainda assim o lote não tivesse sido arrematado, o edital previa a possibilidade de uma nova oferta com deságio. Nesse caso, a opção seria válida apenas para os contratos de 12 meses.

A opção pela oferta de 36 meses favorecia a contratação de serviços logísticos e a comercialização, a longo prazo, do petróleo adquirido no leilão. A Pré-Sal Petróleo também simplificou algumas regras do edital, sem comprometer a segurança do processo, de forma a tentar atrair mais companhias interessadas através das seguintes ações: redução dos custos de elaboração de propostas e de participação; redução das exigências de habilitação para parceiros de Mero; retirada de exigências de garantias; e permissão de envio de documentos/lances por via eletrônica.

No dia 27/08/2018, a Pré-Sal Petróleo habilitou a participação de quatro companhias de petróleo no 2º Leilão de Petróleo da União: Shell Brasil, Total E&P Brasil, Repsol Sinopec e Petrobras.

A estratégia mostrou-se assertiva. Durante o leilão, a companhia comercializou a produção proveniente da Área de Desenvolvimento de Mero (Contrato de Partilha de Libra) e dos campos de Sapinhoá por 36 meses e de Lula por 12 meses, gerando uma arrecadação futura da ordem de R\$ 3,26 bilhões para os cofres da União.

A Petrobras arrematou os lotes Mero e Sapinhoá pelo Preço de Referência do Petróleo (PRP) publicado pela ANP, por 36 meses. Já o contrato do Campo de Lula foi arrematado pela Total E&P, em contrato de 12 meses, com ágio de R\$ 1 por metro cúbico de petróleo sobre o preço de referência (PRP). Os vencedores remunerarão a União a cada retirada de carga, de acordo com o preço ofertado na data.

Informação sobre os lotes

Área de Desenvolvimento de Mero

Em 36 meses, a produção estimada da União é de 10,6 milhões de barris de petróleo. Contrato de partilha assinado em dezembro de 2013. A 170 quilômetros do litoral do estado de Rio de Janeiro, a área faz parte da Bacia de Santos e é explorada por um consórcio formado pela Petrobras (operadora, com 40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) e CNOOC (10%).

Sapinhoá

Em 36 meses, a produção estimada da União é de 600 mil barris de petróleo. Contrato de partilha assinado em 30 de janeiro de 2017. A área faz parte da Bacia de Santos e é explorada por um consórcio formado pela Petrobras (operadora, com 45%), Shell (30%) e Repsol (25%).

Lula

Em 12 meses, a produção estimada da União é de 1,1 milhão de barris de petróleo. Contrato em regime de concessão. O Campo de Lula é o principal produtor do pré-sal e está localizado na Bacia de Santos. Desde 2015, foi firmado um Acordo de Individualização da Produção (AIP) entre o consórcio e a União. O Campo de Lula, do consórcio BM-S-11, é operado pela Petrobras (65%), com os sócios Shell (25%) e Petrogal (10%).

Gás Natural

No que diz respeito à venda do gás natural, em 1/11/2018 teve início efetivo o contrato de venda para a Petrobras da produção de Sapinhoá correspondente ao AIP assinado pela ANP em outubro.

Habilitação da Pré-Sal Petróleo para exportação

Foi realizado em 2018 o processo para habilitação da Pré-Sal Petróleo para vender petróleo da União para empresa situada em país diverso do Brasil ou a entidade com status equiparado (representantes ou *tradings*). Todo trâmite e regulação da atividade de exportação são feitos pela Receita Federal, com subsídios das federações da indústria, ANP, Ibama e Marinha. A habilitação de exportação foi concedida no dia 5/11/2018.

A companhia está iniciando estudos para avaliar todos os requisitos de logística e de comercialização para a colocação do petróleo da União no mercado internacional. Trata-se de uma estratégia que visa alcançar um maior número de compradores interessados aumentando assim a concorrência. A expectativa é de que um leilão com maior número de potenciais compradores leve naturalmente a obtenção de maiores valores pelo petróleo da União. A PPSA deverá avaliar o resultado líquido das alternativas levando em consideração a diferença dos custos de venda FOB e CIF e optar por aquela que maximize os resultados econômicos para o Estado brasileiro.

Política de Comercialização

Nesse semestre, a equipe da Pré-Sal Petróleo teve participação significativa no grupo de trabalho coordenado pelo MME para a formulação da Política de Comercialização de Petróleo e Gás Natural da União. O resultado desse trabalho foi submetido ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). A Casa Civil publicou a Resolução Nº 15, de 29 de outubro de 2018, estabelecendo a política de comercialização.

3. Organização Interna

3.1 A Companhia

A estrutura organizacional aprovada para a Pré-Sal Petróleo é enxuta por excelência e combina a clássica estrutura funcional vertical com a estrutura horizontal por projetos, buscando o melhor desempenho no cumprimento de objetivos e missão, com foco na gestão de contratos e melhor aproveitamento de recursos. A empresa tem por objetivos ser enxuta, digital e focada em maximizar os resultados econômicos das atividades do pré-sal em favor da União.

3.2 Gestão de Pessoas

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

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

Atualmente, o quadro de pessoal é composto de 30 empregados ocupantes de cargos de livre provimento e 14 empregados concursados, admitido por prazo determinado, até o final de 2019.

Elaboração do Plano de Cargos e Salários

O Plano de Cargos e Salários (PCS) foi desenvolvido ao longo de 2015 e 2016, sendo aprovado pelos colegiados da Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração da Pré-Sal Petróleo na 38ª Reunião Ordinária, realizada em 31/3/2017.

Ao longo de 2017 e 2018, foram solicitadas pela SEST, informações adicionais e algumas modificações no plano. As revisões solicitadas foram atendidas e encaminhadas à SEST até 30/08/2018.

No momento, o plano está em análise final na SEST.

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

Quadro de Pessoal Permanente

Em agosto de 2018, foi solicitada a autorização de vagas para realização de concurso público para cargos permanentes. Esta solicitação encontra-se em análise pela Sest/MP.

3.3 Governança Corporativa

No segundo semestre de 2018, a Pré-Sal Petróleo continuou realizando ações para ampliar a sua governança com a consolidação do planejamento estratégico, o mapeamento de processos e macroprocessos, a confecção de procedimentos e manuais, a criação de métodos para acompanhamento da implementação das iniciativas e para avaliação do desempenho operacional.

Em 27/7/2018, o Conselho de Administração aprovou a Política de Integridade, que tem o objetivo de promover a integridade, a transparência e a redução dos riscos de atitudes que violem os padrões e regras formalmente estabelecidos, por meio da adoção da gestão da integridade, permitindo que os tomadores de decisão se apoiem nos princípios e diretrizes de integridade e executem um conjunto coerente de ações sempre que uma ameaça à integridade da PPSA for identificada.

Por meio desta Política de Integridade, o Comitê de Governança e Conformidade (CGC) passou a ser “área de conformidade”, conforme estabelecido pelo artigo 73 do Estatuto Social, responsável pela implementação do Programa de Integridade, ficando vinculado ao diretor-presidente e suas atividades conduzidas pelo diretor de

administração, controle e finanças.

Também em 27/7/2018 o Conselho de Administração aprovou a Política de Dividendos. Essa política estabelece as regras de distribuição de Dividendos à luz do interesse público que justificou a criação da empresa, de acordo com o disposto no artigo 8º, inciso V da Lei nº 13.303/2016 e as disposições estatutárias. Na mesma data, o Conselho de Administração aprovou a Política de Divulgação de Informações e a Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa.

Com a implantação da Política de Integridade, a Pré-Sal Petróleo colocou em funcionamento dois canais de denúncias – o e-OUV e o SeCI. O e-OUV é um canal integrado para encaminhamento de manifestações (denúncias, reclamações, solicitações, sugestões e elogios) a órgãos e entidades do Poder Executivo federal. Está disponível na Internet e funciona 24 horas. O SeCI – Sistema Eletrônico de Prevenção de Conflito de Interesses possibilita o envio das consultas e pedidos de autorização de forma simples e ágil pelos agentes públicos, via *web*. As solicitações serão encaminhadas pelo sistema diretamente aos órgãos e entidades de exercício, que por sua vez fazem a análise preliminar e podem encaminhar os pedidos eletronicamente à Controladoria Geral da União (CGU).

A PPSA dispõe de seu Código de Ética e Conduta publicado em seu *site* em atendimento aos requerimentos da Lei 13.303/2016. No segundo semestre de 2018, o CGC realizou três reuniões, nas quais foi iniciada a revisão do Código de Ética e Conduta da companhia, que passará a se chamar Código de Conduta e Integridade. No período, também foi finalizada a minuta da Política de Transações com Partes Relacionadas e discutida a matriz com as áreas responsáveis pelos riscos identificados no processo de mapeamento dos riscos da Pré-Sal Petróleo.

Em novembro de 2018, o Conselho de Administração da companhia elegeu três membros para o Comitê de Auditoria Estatutário, que começarão a atuar em janeiro de 2019. A companhia já tem uma Política de Gestão de Riscos e planos de implementação de área segregada.

3.4 Planejamento Estratégico

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

As diretrizes estratégicas foram construídas em consonância com os macroprocessos da companhia, quais sejam, a gestão dos contratos de partilha de produção, a comercialização do petróleo e do gás natural de propriedade da União, a representação da União nos acordos de individualização da produção no polígono do pré-sal e em áreas estratégicas, a necessidade de promover a transformação digital da empresa e a implantação da estrutura corporativa necessária ao enfrentamento dos desafios mapeados no Plano Estratégico.

O Resultado do Plano é o desdobramento das Diretrizes Estratégicas em Objetivos e Iniciativas Estratégicas, que deverão ser implementadas ao longo do quinquênio.

3.5 Contrato de Remuneração com o MME

O objeto do Contrato de Remuneração é a fixação de parâmetros e procedimentos para a remuneração da Pré-Sal Petróleo pelo MME como contrapartida pela gestão dos Contratos de Partilha de Produção, gestão dos Contratos de Comercialização de Petróleo e Gás Natural da União e representação da União nos Procedimentos de Individualização da Produção de Petróleo e Gás Natural e nos acordos deles decorrentes.

O Contrato de Remuneração foi assinado em 30/11/2015, tendo sido aditivado apenas uma vez, para inclusão do CNPJ do Escritório Central no Rio de Janeiro. A renegociação do contrato está em andamento e tem o propósito de atualizar os valores, a fórmula de remuneração, a forma do relatório de remuneração mensal e o mecanismo de renovação para ajustar à realidade da empresa decorridos três anos de sua assinatura.

3.6 Participação Externa

A Pré-Sal Petróleo tem participado de eventos da indústria do petróleo e de outras partes interessadas, com o intuito de disseminar informações sobre o regime de partilha e demonstrar sua atuação. Entre os eventos que contaram com apresentações da empresa ao longo do segundo semestre de 2018, podem-se citar:

08-10/08 – Participação do diretor Hercules Silva no III Congresso Nacional de Engenharia de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis e V Workshop de Engenharia de Petróleo – CONEPETRO, realizado em Salvador, Bahia.

14/08 – Palestra do diretor Hercules Silva: “O Regime de Partilha e as novas perspectivas do pré-sal” – Marintech South America, realizada no Centro de Convenções SulAmérica.

20 a 24/08 – Apoio institucional da Pré-Sal Petróleo ao 49º Congresso de Geologia, realizado no Centro de Convenções SulAmérica.

27/08 – Participação do diretor-presidente Ibsen Flores Lima no painel “Pré-Sal e as oportunidades para o setor naval e de navegação no país” – Seminário da Indústria Naval, organizado pelo jornal Valor Econômico.

03/09 – UBS VIII LatAm Oil, Gas & Petrochemicals Trip – Reunião com investidores realizada no escritório da PPSA no Rio de Janeiro, com a participação do diretor-presidente Ibsen Flores Lima.

10 a 13/09 – Participação da consultora jurídica adjunta Maria Amélia Braga no evento 2018 Model Contracts Workshop, organizado pela Association of International Petroleum Negotiators (AIPN), realizado em Vail, nos Estados Unidos.

24/09 e 25/09 – Participação do diretor Hercules Silva na National Oil Companies Assembly (NOC), em Amsterdã, na Holanda.

25/09 – Participação do diretor-presidente Ibsen Flores Lima no evento Jantar com CEOS, organizado pelo IBP, realizado no Hotel Mercure Rio Centro.

26/09 – Participação do consultor Jurídico Olavo Bentes David na sessão oral Gestão da Indústria do Petróleo e Gás Natural – Avaliação – Rio Oil & Gas 2018.

26/11 – Participação do diretor-presidente Ibsen Flores e do diretor Hercules Silva no Credit Suisse II Oil & Gas

Day, realizado em São Paulo.

10/12 – Recepção, pela diretoria, da Delegação de Moçambique da Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) para *benchmark* do Processo de Conteúdo Local.

11/12 – UBS IX LatAm Oil, Gas & Petrochemicals Trip – Reunião com investidores realizada no escritório da PPSA no Rio de Janeiro, com a participação do diretor-presidente Ibsen Flores Lima.

14/12 – Palestra realizada pelo consultor Jurídico Olavo Bentes David: "Comercialização de petróleo pela PPSA e Procedimentos de auditoria e de reconhecimento de despesas como Custo em Óleo" – no Workshop Legal, organizado pelo IBP.

Realização do 1º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo

Conforme previsto no planejamento Estratégico da empresa, foi realizado no dia 22/11/2018, das 9h às 13h, o 1º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo no Centro de Convenções RB1, em atendimento à iniciativa 4.3.3, de esclarecimento do papel da Pré-Sal Petróleo para seus públicos de interesse.

O evento celebrou os cinco anos da Pré-Sal Petróleo e cinco anos do regime de partilha de produção e contou com a participação de 166 executivos do setor de óleo e gás. O Fórum contou com a seguinte programação:

1º Painel – Regime de Partilha: lições aprendidas de um modelo em construção

Palestrante: Hercules Silva, Diretor de Gestão de Contratos da Pré-Sal Petróleo

Debatedores:

Fernando Borges, Gerente Executivo de Libra – Petrobras

German Burmeister, Vice-Presidente de Exploração e Produção da Shell

Tanguy Cosmao, Diretor de Desenvolvimento de Negócios da Equinor

Dirceu Amorelli, Diretor da ANP

Moderador: Jason Carneiro, Gerente Executivo de Contratos da Pré-Sal Petróleo

2º Painel – Cenário 5 + 10: Resultados, investimentos e legado do modelo de partilha de produção para o país

Palestrante: Ibsen Flores Lima, Diretor-Presidente da Pré-Sal Petróleo

Debatedores:

Adriano Bastos, Presidente da BP Energy

José Mauro Coelho, Diretor de Petróleo, Gás e Biocombustíveis da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Luiz Carvalho, Analista Sênior de Petróleo e Gás do banco UBS para a América Latina

Moderador: Felipe Maciel, Editor-Chefe da Agência epbr

Palestra de encerramento – "O futuro do pré-sal brasileiro"

Márcio Félix, Secretário Executivo do MME

Para dar suporte ao evento foram produzidos materiais institucionais, um vídeo de depoimentos de executivos da companhia registrando sua atuação técnica nos contratos de partilha da produção no Brasil (<https://www.youtube.com/watch?v=tqy5A6xqbjE>) e o estudo "Contratos de Partilha de Produção 5+10: Produção e Investimentos" realizado em novembro de 2018.

3.7 Estudo Contratos de Partilha de Produção 5+10: Produção e Investimentos

Para marcar os cinco anos do modelo de partilha de produção no Brasil, a Pré-Sal Petróleo realizou um estudo, em parceria com a Agência epbr, com o objetivo de estimar os investimentos e a produção de petróleo e gás no país nos próximos dez anos, decorrentes dos 14 contratos de partilha de produção (1ª a 5ª Rodadas). O trabalho foi apresentado no 1º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo e apresentou pela primeira vez números específicos das operações no pré-sal brasileiro em regime de partilha de produção. Por questões de sigilo contratual, o estudo não apresenta dados individuais dos consórcios. A versão completa do documento está disponível para download (http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/estudo_partilha.pdf). Abaixo, um resumo das principais conclusões:

Produção estimada em 2028

Em dez anos, a produção estimada somente para os 14 contratos de partilha de produção no pré-sal brasileiro será de dois milhões de barris por dia. Para se ter uma dimensão desse montante, a produção total de petróleo no país alcançou 2,5 milhões de barris por dia em setembro de 2018, segundo dados da ANP.

Considerando a média dos volumes de excedente em óleo oferecidos à União nos 14 contratos, em 2028, a parcela projetada para o governo é de 250 mil barris/dia de petróleo e da ordem de 3 milhões de m³/dia de gás.

2 milhões

de barris de petróleo por dia
em 2028

24 milhões m³

de gás/dia em 2028 nos 14
contratos

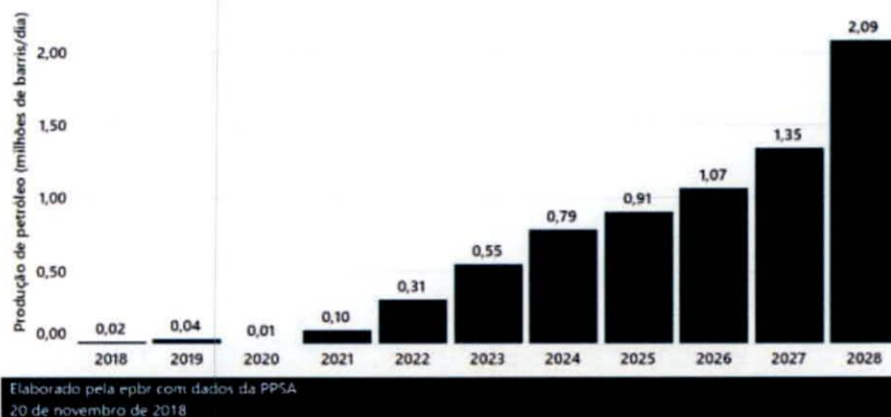
250 mil barris/dia

Excedente em óleo
da União em 2028

3 milhões m³/dia de gás

referente à parcela da
União em 2028

Curva de produção estimada para 14 contratos



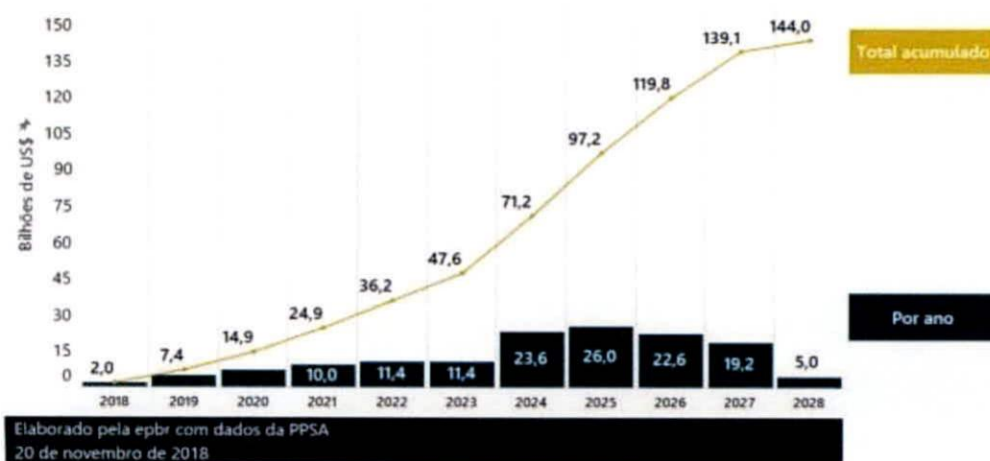
A expectativa de investimentos para desenvolver os 14 projetos de partilha de produção contratados entre 2013 e 2018 é de US\$ 144 bilhões em exploração e produção nos próximos dez anos, sendo assim subdividida:

Plataformas de produção
US\$ 50,4 bilhões

Sistemas submarinos
US\$ 43,2 bilhões

Poços
US\$ 50,4 bilhões

Curva de investimentos estimados



4. Informações Econômico-Financeiras

4.1 Resultado do ano

No segundo semestre de 2018, a PPSA auferiu receita operacional de R\$ 80,38 milhões, resultando na apuração de um lucro líquido em suas operações de R\$ 30,95 milhões, tendo obtido R\$ 2,09 milhões em receitas financeiras.

Do total de R\$ 50 milhões subscrito pelo acionista controlador em 2013, ainda restam R\$ 6 milhões a integralizar, tendo o acionista controlador integralizado R\$ 6 milhões no exercício corrente.

Os custos dos serviços prestados e as despesas operacionais acumulados ao final do segundo semestre de 2018 totalizaram R\$ 41,35 milhões. Deste total, 71% correspondem a despesas de pessoal e encargos.

Do Programa de Dispêndios Globais de 2018, aprovado pelo Decreto nº 9.240, de 15/12/2017, foram realizados

79% das fontes de recursos e 58% dos usos de recursos, perfazendo R\$ 108,13 milhões e R\$ 70,48 milhões, respectivamente.

Em 2018, a Pré-Sal Petróleo arrecadou R\$ 1,133 bilhões ao Tesouro Nacional, correlatos à comercialização do petróleo de Mero e Equalização de Gastos e Volumes de Sapinhoá.