

**REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**



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

2º Semestre de 2019



RELATÓRIO DE ATIVIDADES
2º SEMESTRE 2019



Sumário

1. Resumo Executivo	3
2. Atividades Realizadas no 2º Semestre de 2019	
2.1 Contratos de Partilha de Produção	4
2.2 Acordos de Individualização da Produção	17
2.3 Comercialização de Petróleo e Gás da União	18
3. Organização Interna	
3.1 A Companhia	19
3.2 Gestão de Pessoas	19
3.3 Governança Corporativa	20
3.4 Planejamento Estratégico	22
3.5 Transformação Digital.....	23
3.6 Investimento e Custeio	24
3.7 Participação Externa	25



1. Resumo Executivo

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

Destacamos abaixo um resumo das atividades desempenhadas no semestre:

- ✓ Aprovação, pelo Conselho de Administração, de duas indicações para compor a Diretoria Executiva da PPSA: Samir Passos Awad, eleito em 29 de agosto para o cargo de diretor de Administração, Controle e Finanças, em substituição a Leandro Leme Júnior; e Osmond Coelho Filho, eleito em 28 de novembro para o cargo de diretor de Gestão de Contratos, em substituição a Hercules Tadeu Ferreira da Silva;
- ✓ Aprovação, pelo Conselho de Administração, da Política de Transações com Partes Relacionadas, do Planejamento Estratégico 2020-2024 e do Plano Anual de Negócios 2020;
- ✓ Treinamento sobre *compliance*, ministrado pela empresa de consultoria Compliance Total para conselheiros, diretores e empregados;
- ✓ Realização de 66% das 21 iniciativas estratégicas que compõem o Plano Estratégico 2019-2023, representando 95% de índice de cumprimento em relação ao planejado;
- ✓ Realização do 2º Fórum da Pré-Sal Petróleo, com 200 participantes, entre representantes do governo e da indústria de óleo e gás natural. O evento contou com palestra do ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque;
- ✓ Elaboração e divulgação do estudo Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção;
- ✓ Finalização do Sistema de Gestão de Partilha da Produção (SGPP). O sistema conta com dez módulos e já está em uso em seis dos 14 contratos de partilha de produção;
- ✓ Revisão e atualização do procedimento de governança dos contratos de partilha de produção;
- ✓ Participação decisiva da empresa na elaboração do texto final da Portaria MME nº 265/2019, que determinou as regras do acordo de coparticipação;
- ✓ Participação ativa, lado a lado com a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e o Ministério de Minas e Energia (MME), da construção da minuta do contrato de partilha de produção do volume excedente da cessão onerosa;
- ✓ Participação na audiência pública do leilão do volume excedente da cessão onerosa, com a apresentação de palestra sobre as peculiaridades do reconhecimento e recuperação de gastos como custo em óleo;



- ✓ Formação de equipes técnicas para atender às determinações do acórdão nº 2.430/2019 do Tribunal de Contas da União (TCU) para Sépia e Atapu e para realizar as previsões de produção e valores de coparticipação para os volumes excedentes aos contratados na cessão onerosa para os campos da Búzios e Itapu.
- ✓ Continuidade das atividades de gestão de 14 contratos de partilha de produção. Em novembro, foram arrematados em regime de partilha de produção outros três blocos. Os contratos serão assinados em março;
- ✓ Assinatura do Acordo de Gestão do AIP de Lula e de Náutilus;
- ✓ Aprovação pela ANP do AIP de Atapu e de Brava;
- ✓ Arrecadação à Conta Única do Tesouro Nacional do valor da equalização de gastos e volumes (EGVs) relativos ao AIP de Lula, no valor de R\$ 58,6 milhões e de Tartaruga Verde, no valor de R\$ 210,8 milhões;
- ✓ Desenvolvimento de estudos referentes aos custos de logística e análise da capacidade ociosa e disponível em caso de demanda e transporte para as cargas de petróleo da União, além da avaliação de modelo para a contratação da Petrobras como agente de comercialização;
- ✓ Comercialização das cargas de petróleo da União de Mero e Entorno de Sapinhoá e de gás de Lula e Entorno de Sapinhoá;
- ✓ Faturamento de R\$ 27,2 milhões pelos serviços prestados no âmbito do contrato de remuneração;
- ✓ Investimento de R\$ 5,1 milhões em softwares e hardwares especializados, bem como em obras de expansão do escritório central;
- ✓ Arrecadação de R\$ 244,5 milhões à Conta Única do Tesouro Nacional a partir da comercialização de petróleo e gás natural;

2. Atividades Realizadas no 2º Semestre de 2019

2.1 Contratos de Partilha de Produção

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

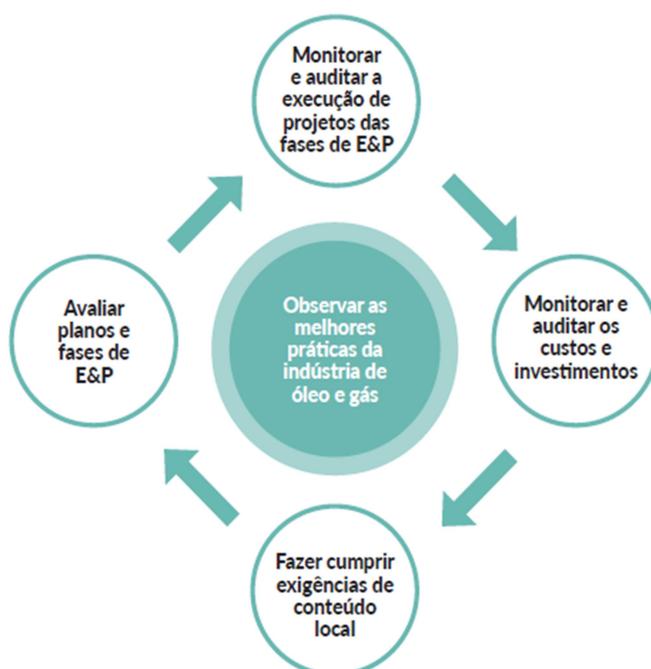
A Pré-Sal Petróleo tem, entre seus objetivos, gerir os contratos de partilha de produção. Isso envolve acompanhar e aprovar a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e



produção, presidindo o comitê operacional dos diversos consórcios. Compreende também monitorar, aprovar e auditar os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, via o volume de

petróleo produzido; verificar o cumprimento das exigências do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal; e prestar as informações necessárias para que a ANP exerça suas funções regulatórias.

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



A tabela abaixo apresenta 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.



RELATÓRIO DE ATIVIDADES
2º SEMESTRE 2019



Área	Rodada	Operador	Consortados	Mínimo de excedente em óleo da União	Excedente em óleo da União ofertado
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 (45%)	Chevron Brasil (45%), Ecopetrol (10%)	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%

Em novembro de 2019, outros três blocos foram arrematados em regime de partilha de produção, sendo dois na Rodada de Excedentes da Cessão Onerosa (descritos em detalhes a seguir) e um na 6ª Rodada de Partilha de Produção. Esses blocos também serão geridos pela PPSA. Os contratos serão assinados em março de 2020.

Búzios	Rodada do Excedente da Cessão Onerosa	Petrobras (90%)	CNODC Brasil (5%) e CNOOC Petroleum (5%)	23,24%	23,24%
Itapu	Rodada do Excedente da Cessão Onerosa	Petrobras (100%)	Petrobras (100%)	18,15%	18,15%
Aram	6	Petrobras (80%)	CNODC Brasil (20%)	29,96%	29,96%



Descritivo das principais atividades por contrato:

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção

Bloco: *Libra*

Data da Licitação: *21/10/2013*

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

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: *30-50%*

Características: *Área de 1.547 km², expectativa original de volumes recuperáveis de 8 a 12 bilhões boe; teor de CO₂ no gás produzido da ordem de 44%.*

Atividades realizadas

- Revisado e atualizado o procedimento de governança dos contratos de partilha da produção;
- Realizadas reuniões mensais com o operador para acompanhamento do projeto de Libra/Mero;
- Aprovados 45 *ballots* (votos) e 10 AFEs (*Authorization for Expenditure*) no segundo semestre;
- Realizadas 11 reuniões do subcomitê Técnico de Desenvolvimento e várias reuniões dos subcomitês de Conteúdo Local, SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde), Logística, Tecnologia, Utilização do Gás, Operações e Técnico de Exploração;
- Concluída a aquisição sísmica 4D utilizando o sistema OBN (OceanBottom Nodes) e dado prosseguimento ao processamento, para, em seguida, fazer a interpretação;
- Concluídos os estudos exploratórios das Áreas Central e Sudeste de Libra, aprovado o Plano de Avaliação da Descoberta (PAD) e solicitado ao MME e à ANP a extensão da fase exploratória por mais cinco anos;
- Acompanhamento das operações de produção antecipada do FPSO Pioneiro de Libra, obtendo-se informações importantes de reservatórios e sobre o uso de linhas flexíveis, cujos resultados serão aplicados no desenvolvimento do Campo de Mero;
- Realizadas reuniões para definir a próxima onda de projetos de tecnologia a serem desenvolvidos pelo Consórcio de Libra, utilizando a verba de PD&I (Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação);
- Continua em andamento a construção do FPSO de Mero 1 no estaleiro DSIC em Dallian, na China;
- Assinada a contratação do FPSO de Mero 2 com a empresa SBM (vencedora da licitação) para afretamento e serviços e iniciada a sua construção;
- Aprovado o início de contratação do FPSO de Mero 3 e lançado o processo de licitação no mercado;
- Encontra-se em discussão no consórcio a estratégia de contratação do FPSO de Mero 4, e está prevista a ida ao mercado até meados de 2020;
- Concluídos os poços 9-MRO-06D-RJS e 8-MRO-04-RJS e iniciada a perfuração do poço 7-MRO-07-RJS e a completção do 3-RJS-741;
- Encerrado o contrato com a sonda West Tellus, da Seadrill, e iniciada a vigência dos contratos com as sondas Mykonos e Corcovado, da TransOcean;
- Realizadas duas reuniões do Comitê Operacional (OPCOM#29 e #30);
- Realizado o reconhecimento de custos das remessas de 63 a 68, dentro do prazo previsto no CPP, tendo-se atingido o nível de reconhecimento de cerca de 96% dos gastos lançados pelo operador;
- Realizada a auditoria de Custo em Óleo referente ao exercício de 2017;



- Dada continuidade ao processo de reconhecimento de custos e de acompanhamento da produção utilizando-se o SGPP;
- O FPSO Pioneiro de Libra atingiu a produção acumulada da ordem de 22,8 milhões de barris de óleo até o final de 2019, sendo que cerca de 3,4 milhões de barris foram destinados à União (Excedente de Óleo da União). Com isso, estima-se que as receitas acumuladas em favor da União, geradas pelo Sistema de Produção Antecipada de Mero, até 31/12/2019, sejam da ordem de R\$ 770 milhões.

Contratos das 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção

Bloco: *Sul do Gato do Mato*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 129 km²*

Atividades realizadas

- Realizados 4TCMs (reuniões do subcomitê Técnico) para discussão dos resultados do poço SdGM#3 e avaliação da continuidade do PAD conjunto, o que inclui a transformação de um poço contingente em firme em 2020, na jazida compartilhada. O poço SdGM#3, do Programa Exploratório Mínimo (PEM), teve sua perfuração concluída, e os resultados obtidos em termos de HPhiSo foram melhores do que o esperado, o que motivou a inclusão de um poço adicional no PAD conjunto em 2020, para confirmação de continuidade das características permoporosas na direção norte;
- Iniciada a aquisição da sísmica OBN;
- Concluída a negociação do Pré-AIP entre as empresas, mas o documento ainda não foi assinado;
- Entrando em fase final de negociação o regimento interno do Comitê Operacional;
- Submetidos e aprovados 14 *ballots* no 2º semestre de 2019.

Bloco: *Entorno de Sapinhoá*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 214 km²*



Atividades realizadas

- A área encontra-se em plena fase de produção por meio de duas unidades de produção instaladas. As principais atividades foram relativas às providências iniciais para garantir a perfuração do poço ADR NE no quarto trimestre de 2020, conforme compromisso apresentado à ANP;
- Analisados 13 *ballots* no período;
- Internalizados vários equipamentos *subsea* através do Repetro SPED.

Bloco: Norte de Carcará

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 313 km²

Atividades realizadas

- De acordo com as práticas de gestão da PPSA e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos, *Technical Committee Meetings* (TCMs) e *Commercial Committee Meetings* (CCMs);
- Foi concluído o DST (teste de formação) do poço 3-EQN-3-SPS (Carcará E), com resultados promissores;
- Foram aprovados 11 *ballots* no segundo semestre;
- Acompanhamento do Pré-FEED do FPSO e do SURF da Fase 1, em preparação para a contratação do FEED e do EPCI, que foi aprovada pelo consórcio em dezembro;
- O Decision Gate 1 da Fase 2 (interno ao Operador), previsto para dezembro/2019, foi adiado para primeiro quadrimestre de 2020;
- Iniciado o processo de unitização da jazida compartilhada, previsto para encerrar-se em março de 2020;
- Concluída a avaliação da Jazida Compartilhada de Carcará, com a apresentação à ANP, em dezembro de 2019, do Relatório Final de Avaliação de Descoberta (RFAD), acompanhado das Declarações de Comercialidade dos campos de Bacalhau e Bacalhau Norte, este último correspondendo à porção da jazida compartilhada referente ao CPP de Norte de Carcará;
- Iniciado o processo de discussão do Plano de Desenvolvimento da Jazida Compartilhada, previsto para ser entregue à ANP em março de 2020;
- Negociação para a implantação do regimento interno do Comitê Operacional.



Bloco: *Alto de Cabo Frio Central*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 3.674 km²*

Atividades realizadas

- Aprovados 10 *ballots* relativos à fase de exploração;
- Ocorrida, em dezembro de 2019, a substituição do gerente executivo de contratos representante da PPSA no Comitê Operacional, assumindo Flavio Tojal no lugar de Jason Carneiro, que passou a responder como *alternate* no referido comitê.

Bloco: *Alto de Cabo Frio Oeste*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 1.383 km²*

Atividades realizadas

- Concluída, em dezembro de 2019, a perfuração do prospecto Vidigal, parte integrante do PEM, que prevê a perfuração de um único poço como compromisso firme. Os resultados obtidos com a perfuração do poço serão analisados em 2020, com o intuito de avaliar a oportunidade de perfuração dos dois poços contingentes previstos;
- Concluída a negociação do regimento interno. O documento ainda não foi assinado.

Bloco: *Peroba*

Data da Licitação: 27/10/2017

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 1.073 km²*

Atividades realizadas

- De acordo com as práticas de gestão da PPSA e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o operador para acompanhamento do projeto;
- Foram aprovados dois *ballots* no segundo semestre;



- Negociação para a implantação do regimento interno do Comitê Operacional

Contratos da 4ª Rodada de Partilha

Bloco: *Uirapuru*

Data da Licitação: 07/06/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 1.285 km²*

Atividades realizadas

- De acordo com as práticas de gestão da PPSA, e com a governança do projeto, foram realizadas reuniões com o consórcio para acompanhamento do projeto: workshops técnicos e *Technical Committee Meetings* (TCMs);
- Foram aprovados 18 *ballots* no segundo semestre;
- Realização de reuniões sobre estratégia de *procurement*, que conduziram a adesões de contrato suportando a perfuração de Araucária S (1-SPS-107 e repetições), iniciada em novembro de 2019, e ao planejamento das contratações para os eventuais poços contingentes;
- Negociação para a implantação do regimento interno do Comitê Operacional

Bloco: *Dois Irmãos*

Data da Licitação: 07/06/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: *Área de 1.414 km²*

Atividades realizadas

- Aprovados 10 *ballots* relativos à fase de exploração;
- Ocorrida, em dezembro de 2019, a substituição do gerente executivo de contratos representante da PPSA no Comitê Operacional, assumindo Flavio Tojal no lugar de Jason Carneiro, que passou a responder como *alternate* no referido comitê.

Bloco: *Três Marias*

Data da Licitação: 07/06/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

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



Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 821 km²

Atividades realizadas

- Aprovados nove *ballots* relativos à fase de exploração;
- Ocorrida, em dezembro de 2019, a substituição do gerente executivo de contratos representante da PPSA no Comitê Operacional, assumindo Flavio Tojal no lugar de Jason Carneiro, que passou a responder como *alternate* no referido comitê.

Contratos da 5ª Rodada de Partilha

Bloco: Saturno

Data da Licitação: 28/09/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 1.100 km²

Atividades realizadas

- Realizado TCM (reunião do Comitê Técnico) em 6 de novembro para apresentação do WP&B (programa de trabalho e orçamento) e atualização da avaliação exploratória em curso;
- Aprovados 12 *ballots* (#18 a #30/2019) relativos à perfuração do poço pioneiro, conforme previsto na Estratégia de Exploração aprovada pelo *ballot* 001/2019;
- Confirmada pelo *Notice* 17/2019, de 17 de dezembro, a janela de início de perfuração do poço pioneiro, entre abril e maio/2020;
- Ocorrida a substituição do gerente executivo de contratos representante da PPSA no Comitê Operacional, assumindo Armando Gonçalves no lugar de Jason Carneiro, que passou a responder como *alternate* no referido comitê.

Bloco: Titã

Data da Licitação: 28/09/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 453 km²



Atividades realizadas

- Aprovados 14 *ballots* relativos à Fase de Exploração;
- Ocorrida, em dezembro, a substituição do gerente executivo de contratos representante da PPSA no Comitê Operacional, assumindo Flavio Tojal no lugar de Jason Carneiro, que passou a responder como *alternate* no referido comitê.

Bloco: *Pau Brasil*

Data da Licitação: 28/09/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 1.184 km²; alto risco de contaminantes

Atividades realizadas

- Aprovado o reprocessamento sísmico da área;
- Iniciadas as atividades de licenciamento ambiental e do processo de contratação para a perfuração do poço pioneiro. A definição da localização do poço do PEM está condicionada ao término do reprocessamento, previsto para o final de 2020, e com isso, a previsão de perfuração do poço é para o quarto trimestre de 2021.

Bloco: *Sudoeste de Tartaruga Verde*

Data da Licitação: 28/09/2018

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratado: Petrobras (Operador, 100%)

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

Percentual Máximo de Recuperação como Custo em Óleo: 80%

Características: Área de 127 km²; sem contaminantes

Atividades previstas/realizadas: área em fase inicial de produção

Atividades realizadas

- Análise e aprovação de 34 *ballots* para adesão a contratos do operador. O início da perfuração do prospecto Natator está previsto para o primeiro trimestre de 2020;
- Negociado e aprovado o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes. A União recebeu R\$ 210 milhões. Aprovado o regimento interno do Comitê Operacional;
- Reconhecido como custo em óleo a parcela de investimento relativa ao CPP oriunda da equalização de gastos e volumes.



Conteúdo Local (CL) para os CPPs (Previsto vs realizado)

1ª Rodada de Partilha de Produção:

Libra: A Petrobras, operadora CPP de Libra, aderiu à Resolução 726/2018 da ANP que fixou percentuais diferentes do contrato original de Conteúdo Local, sendo a primeira Operadora a celebrar o Aditivo de Adesão. Abaixo, os percentuais a serem cumpridos após o aditivo:

Conteúdo Local Mínimo do Bloco de Libra (%)		
Fase de Exploração		18
Etapa de Desenvolvimento	Construção de Poço	25
	Sistema de Coleta e Escoamento da Produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	40

A Fase Exploratória de Libra tem cumprido os compromissos de Conteúdo Local assumidos contratualmente e com resultados bem significativos, gerando inclusive excedentes que poderão ser utilizados na Fase de Desenvolvimento da Produção, conforme permite a Resolução 726/2018 da ANP. Abaixo um resumo dos resultados alcançados para o Contrato de Partilha de Libra nesta Fase Exploratória:

Fase	Conteúdo Local Alcançado	Conteúdo Contratual	Excedente de Conteúdo Local (US\$ MM)
Exploratória	56,0 %	18,0%	1.085

2ª Rodada de Partilha de Produção :

Os percentuais de Conteúdo Local foram definidos na Resolução Nº 07/2017 do CNPE no seu artigo 1º, §1º, incisos I, II e III, vide abaixo:

a) Áreas adjacentes a Gato do Mato:

38% na Fase de Exploração.

60% na Fase de Desenvolvimento da Produção.

A Shell como Operadora de Sul de Gato do Mato solicitou a adesão à Resolução Nº 726/2018 da ANP, estando



RELATÓRIO DE ATIVIDADES
2º SEMESTRE 2019



o aditivo na fase de coleta de assinaturas. Dessa forma, as exigências de Conteúdo Local passarão a ser as seguintes:

Conteúdo Local Mínimo dos Blocos (%)		
Fase de Exploração		18
Etapa de Desenvolvimento	Construção de Poço	25
	Sistema de Coleta e Escoamento da Produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	40

- b) Áreas adjacentes a Carcará e Entorno de Sapinhoá:
35% na Fase de Exploração.
30% por cento na Etapa de Desenvolvimento.

Esses blocos não aderiram à Resolução 726/2018.

3ª Rodada de Partilha de Produção:

Para a Terceira Rodada de Partilha de Produção composta pelos Blocos de Alto de Cabo Frio Oeste, Alto de Cabo Frio Central e Peroba, a Resolução Nº 7 do CNPE, de 11/04/2017, estabeleceu no seu artigo 3º e incisos I, II e III, os seguintes percentuais de Conteúdo Local:

Conteúdo Local Mínimo 3ª Rodada (%)		
Fase de Exploração		18
Etapa de Desenvolvimento	Construção de Poço	25
	Sistema de Coleta e Escoamento da Produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

Conforme se pode observar nesta 3ª Rodada foi definido o percentual de 25% para as Unidades Estacionárias de Produção (UEP), sendo, portanto, inferior aos 40% estabelecidos na Resolução 726/208.

4ª Rodada de Partilha de Produção :

Para a Quarta Rodada de Partilha de Produção composta pelos Blocos de Três Marias, Uirapuru e Dois Irmãos, a Resolução Nº 21 do CNPE, de 09/11/2017, estabeleceu no seu artigo 2º, § 7º, incisos I, II e III, os seguintes percentuais de Conteúdo Local:

Conteúdo Local Mínimo 4ª Rodada (%)		
Fase de Exploração		18
Etapa de	Construção de Poço	25



RELATÓRIO DE ATIVIDADES
2º SEMESTRE 2019



Desenvolvimento	Sistema de Coleta e Escoamento da Produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

5ª Rodada de Partilha de Produção:

A 5ª Rodada de leilão de Partilha de Produção foi realizada no dia 28/09/2018, sendo composta pelos Blocos de Saturno, Pau-Brasil e Titã. A Resolução Nº 4, de 4 de maio de 2018, estabeleceu no seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III os percentuais de Conteúdo Local que seguem na tabela abaixo:

Conteúdo Local Mínimo 5ª Rodada (%)		
Fase de Exploração		18
Etapa de Desenvolvimento	Construção de Poço	25
	Sistema de Coleta e Escoamento da Produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

Observa-se que ainda alguns contratos da 2ª a 5ª Rodadas estão iniciando a Fase Exploratória (Peroba, Gato do Mato, por exemplo).

Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

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

As negociações para a realização do leilão dos volumes excedentes aos da cessão onerosa iniciaram-se em 2014, quando foi publicada a Resolução CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) nº 01/2014, que, em síntese, previa a contratação direta da Petrobras, em regime de partilha de produção, para o exercício da lavra do volume excedente da cessão onerosa.

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

Com a proximidade de um acordo em relação à revisão do contrato de cessão onerosa, representantes de entidades da União (Ministério das Minas e Energia - MME, Ministério da Economia - ME, Casa Civil, Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis - ANP e PPSA) e a Petrobras passaram a discutir, com frequentes



oitivas da indústria e participação constante do TCU, alternativas para a produção do excedente da cessão onerosa em regime de partilha de produção.

Em 2019 foram publicadas as Resoluções CNPE nº 02/2019, que estabeleceu as diretrizes para a realização da licitação dos volumes excedentes da cessão onerosa em regime de partilha de produção, e a de número 06/2019, alterada pela Resolução nº 13, de 11 de junho de 2019, do CNPE, que aprovou os parâmetros técnicos e econômicos da rodada de licitação, em regime de partilha de produção, dos volumes excedentes da cessão onerosa.

Posteriormente, foi publicada a Portaria MME nº 213/2019, estipulando as diretrizes para o cálculo da compensação devida à Petrobras pelos investimentos realizados nos campos de Búzios, Atapu, Itapu e Sépia, em decorrência da licitação dos volumes excedentes aos contratados no âmbito da cessão onerosa.

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

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

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

A ANP realizou, em 6 de novembro, o leilão referente ao direito de exploração e produção do volume excedente da cessão onerosa. Foram oferecidas quatro áreas: Búzios, Itapu, Sépia e Atapu. Os dois primeiros blocos receberam ofertas, sendo arrematados pelo valor de R\$ 69,9 bilhões. Búzios ficou com um consórcio formado entre a Petrobras (90%) e duas companhias chinesas: CNODC Brasil (5%) e CNOOC Petroleum (5%). O campo de Itapu, por sua vez, será explorado exclusivamente pela Petrobras.

A União, representada pela PPSA, terá participação nos consórcios das duas áreas, com os percentuais de óleo lucro de 23,24% em Búzios e 18,15% em Itapu.

A PPSA constituiu equipes técnicas para atender às determinações do acórdão nº 2.430/2019 do TCU para Sépia e Atapu. Os objetivos do trabalho compreendem as seguintes estimativas: (i) volumes excedentes aos adquiridos na cessão onerosa em cada uma das áreas; (ii) previsões de produção associadas; (iii) valores de coparticipação a serem pagos à concessionária pelos contratados ou aos novos entrantes nos contratos de partilha dos excedentes.

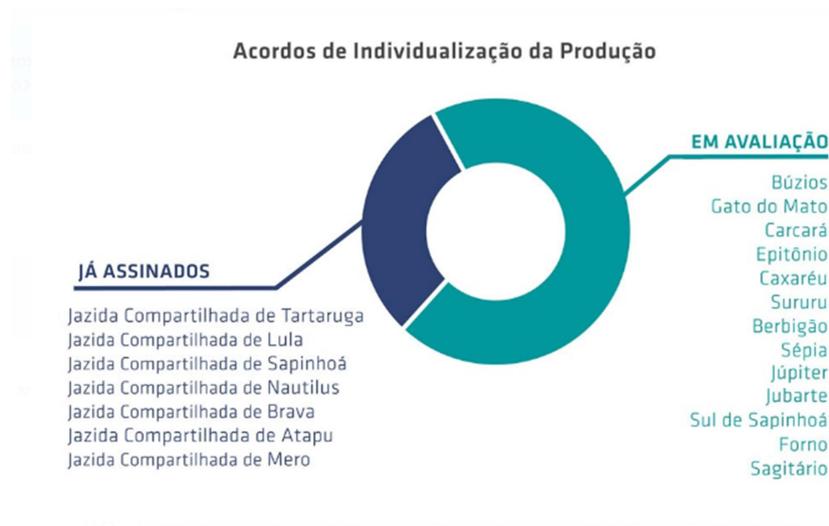
Foram também constituídas equipes técnicas para estimativa das previsões de produção e valores de coparticipação para os volumes excedentes aos contratados na cessão onerosa para os campos da Búzios e Itapu.



Outra vertente do trabalho da PPSA compreende a avaliação de volumes excedentes aos contratados na cessão onerosa nos campos de Sul de Lula, Sul e Norte de Berbigão e Sul e Norte de Sururu.

2.2 Acordos de Individualização da Produção

O procedimento de individualização da produção (unitização) visa a garantir a exploração conservativa de uma jazida de petróleo e/ou gás natural, distribuindo equanamente, entre os titulares de direitos de exploração e produção da jazida compartilhada, os direitos e obrigações indivisas inerentes aos respectivos contratos de exploração e produção. A Pré-Sal Petróleo já concluiu sete acordos de individualização da produção e trabalha em outros 13 potenciais acordos.



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

- Assinatura do Acordo de Gestão do Acordo de Individualização de Produção (AIP) de Lula;
- Protocolo na ANP do 1º e 2º Aditivos ao AIP de Tartaruga Verde. O 1º aditivo ao AIP trata da substituição da PPSA, como representante da União na área não contratada, pelo CPP de Sudoeste de Tartaruga Verde. O 2º aditivo trata da alteração de participações na Jazida Compartilhada em função de redeterminação.
- Aprovação pela ANP do AIP de Atapu;
- Protocolo na ANP do 1º Aditivo ao AIP de Atapu;
- Assinatura do Acordo de Gestão relativo ao AIP de Náutilus;
- Aprovação do Acordo de Confidencialidade do possível AIP de Sagitário (BM-S-50);
- Aprovação pela ANP do AIP de Brava.



Equalização de Gastos e Volumes (EGV). Valores aproximados:

- Recebimento de R\$ 57 milhões, pela PPSA, do valor da equalização de gastos e volumes relativo ao AIP de Lula;
- Recebimento de R\$ 210 milhões, pela PPSA, do valor da equalização de gastos e volumes relativo ao AIP de Tartaruga Verde;
- Recebimento de R\$ 110 milhões, pela PPSA, do valor da equalização de gastos e volumes relativo ao AIP de Sapinhoá.

2.3 Comercialização de Petróleo e Gás da União

No segundo semestre foi redigida uma Nota Técnica de avaliação de modelo para a contratação da Petrobras como agente de comercialização do petróleo da União.

Dando continuidade às atividades, foram comercializadas cargas de petróleo da União de Mero e Entorno de Sapinhoá e de gás de Lula e Entorno de Sapinhoá.

As tabelas abaixo exibem as cargas comercializadas no segundo semestre de 2019.

COMPRADOR	VOLUME DA CARGA (m ³ a 20°C)	DATA DO FATURAMENTO (PROVISÓRIO) FINAL DO ALÍVIO	VALOR NF (PROVISÓRIA)	DATA DO FATURAMENTO (COMPLEMENTAR)	PREÇO FINAL DA CARGA (R\$/m ³)	VALOR NF (COMPLEMENTAR)	VALOR TOTAL DA CARGA
PETROBRAS	79.914,24	05/08/2019	R\$ 70.353.236,40	18/09/2019	1368,3439	R\$ 38.996.926,43	R\$ 109.350.162,83
PETROBRAS	80.131,91	05/11/2019	R\$ 72.075.648,10	19/12/2019	1499,6195	R\$ 48.091.726,71	R\$ 120.167.374,81
PETROBRAS	44.000,00	20/12/2019	R\$ 35.376.444,40	22/01/2020	1.435,1710	R\$ 27.771.079,60	R\$ 63.147.524,00
PETROBRAS	55.700,00	22/12/2019	R\$ 44.783.362,57	22/01/2020	1.435,1710	R\$ 35.155.662,13	R\$ 79.939.024,70



RELATÓRIO DE ATIVIDADES
2º SEMESTRE 2019



CONTROLE DE COMERCIALIZAÇÃO DE GÁS NATURAL								
MÊS DA PRODUÇÃO	GÁS (CAMPO)	PREÇO C/ TRIBUTOS	QTD MEDIDA TOTAL (M3)	ENERGIA TOTAL COMERCIALIZADA (MMBtu)	VALOR FATURADO BRUTO (S/ DESC QUALID) (R\$)	DESCONTO QUALIDADE	DATA DE FATURAMENTO	VALOR TOTAL FATURADO - DESC QUALID C/ IMPOSTO
JUL 2019	SAPINHOÁ	1,7019	229.871	9.901,4250	R\$16.851,24	R\$ 993,14	08/08/2019	R\$15.858,10
JUL 2019	LULA	1,7019	1.174.344	49.501,8419	R\$84.247,18	R\$ 1.947,45	08/08/2019	R\$82.299,73
AGO 2019	SAPINHOÁ	1,7476	2.089.655	91.586,8303	R\$160.057,14	R\$ -	06/09/2019	R\$160.057,14
AGO 2019	LULA	1,7476	1.122.157	48.622,7246	R\$84.973,07	R\$ 332,22	06/09/2019	R\$84.640,85
SET 2019	SAPINHOÁ	1,7476	3.623.781	158.745,1018	R\$277.422,94	R\$ 16.357,31	08/10/2019	R\$261.065,63
SET 2019	LULA	1,7476	1.214.076	52.012,0264	R\$ 90.896,22	R\$ 1.179,59	08/10/2019	R\$89.716,63
OUT 2019	SAPINHOÁ	1,7476	3.546.014	155.550,5455	R\$271.840,13	R\$ 15.557,55	08/11/2019	R\$256.282,58
NOV 2019	SAPINHOÁ	1,6872	182.584	8.004,7790	R\$ 13.505,66	R\$ 653,58	10/12/2019	R\$12.852,08
NOV 2019	LULA	1,6872	1.533.710	64.951,5957	R\$ 109.586,33	R\$ 2.624,92	10/12/2019	R\$106.961,41
DEZ 2019	SAPINHOÁ	1,6872	215.172	9.412,4294	R\$ 15.880,65	R\$ 821,37	08/01/2020	R\$15.059,28
DEZ 2019	LULA	1,6872	2.016.866	87.179,7113	R\$ 147.089,61	R\$ 1.463,94	08/01/2020	R\$145.625,67

3. Organização Interna

3.1 A Companhia

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

3.2 Gestão de Pessoas

O quadro de pessoal da empresa foi composto inicialmente por 30 empregados de livre provimento. Posteriormente, entre janeiro e fevereiro de 2018, foram admitidos 14 empregados concursados por prazo determinado, até 31 de dezembro de 2019. Diante da proximidade do fim do contrato dos temporários e do aumento de demanda de trabalho previsto para a empresa, com a chegada de novos contratos da 6ª Rodada de Partilha de Produção e da Rodada de Excedentes da Cessão Onerosa, a Secretaria de Coordenação e Governança das Empresas Estatais (SEST) autorizou, no segundo semestre de 2019, a contratação de mais 23 empregados de livre provimento, passando o quadro de pessoal da empresa a ser composto por 53 profissionais com experiência comprovada na indústria do petróleo e formação educacional aprimorada.

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 de março de 2017. Ao longo de 2017, 2018 e 2019, foram solicitadas pela SEST informações adicionais e algumas modificações no plano. As revisões solicitadas foram atendidas e encaminhadas à SEST



em agosto de 2018.

Posteriormente, após novas solicitações, em maio de 2019, a equipe finalizou, ao longo do segundo semestre, o plano a ser encaminhado à SEST em meados de janeiro de 2020. O PCS é uma exigência do Ministério da Economia 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 ao MME e à SEST a autorização de vagas para realização de processo seletivo público para cargos permanentes. Porém, como o PCS ainda não foi aprovado, o atendimento à solicitação foi postergado.

3.3 Governança Corporativa

No segundo semestre de 2019, a Pré-Sal Petróleo aprimorou sua governança corporativa, por meio de treinamentos técnicos sobre o tema e constante interação entre os diversos colegiados: Diretoria Executiva, Conselho de Administração, Comitê de Auditoria Estatutário (COAUD) e Conselho Fiscal. Houve melhorias dos processos desenvolvidos, identificação de oportunidades e mitigação de riscos.

Nesse período, o Conselho de Administração aprovou duas indicações para compor a Diretoria Executiva: Samir Passos Awad, eleito em 29 de agosto para o cargo de diretor de Administração, Controle e Finanças, em substituição a Leandro Leme Júnior; e Osmond Coelho Filho, eleito em 28 de novembro para o cargo de diretor de Gestão de Contratos, em substituição a Hercules Tadeu Ferreira da Silva. Desta forma, o prazo de gestão unificado de dois anos do diretor-presidente, José Eduardo Vinhaes Gerck, e dos novos diretores, Samir Passos Awad e Osmond Coelho Júnior, expira em 31 de março de 2021. O conselho também decidiu reeleger Luiz Augusto Pereira de Andrade Figueira, atual presidente do COAUD, pelo prazo de três anos, a contar a partir de 2 de janeiro de 2020, conforme Decreto 8.945/2016, art. 39, § 9º.

Além das deliberações que permitiram o tempestivo cumprimento das atribuições legais da PPSA, o Conselho de Administração, em sua 70ª Reunião Ordinária, de 28 de novembro, aprovou a Política de Transações com Partes Relacionadas. Na reunião de 19 de dezembro, aprovou o Planejamento Estratégico 2020-2024, abrangendo riscos inerentes ao negócio, oportunidades para o aumento do valor capturado para a União e o Plano Anual de Negócios 2020.

O COAUD, como órgão de suporte ao Conselho de Administração, analisou temas que mereceram sua especial atenção neste segundo semestre, a saber: estruturação de recursos humanos, contratação dos auditores independentes, demonstrações contábeis auditadas, Política de Transações com Partes Relacionadas, gerenciamento de riscos e segurança da Informação.

Houve duas Assembleias Gerais Extraordinárias de Acionistas (AGEs) no segundo semestre. Em 8 de julho, a União, por meio de seu procurador, votou pela eleição de José de Castro Barreto Junior como membro do Conselho de Administração, indicado pelo Ministério da Economia, para substituir e completar a gestão de Ariosto Antunes Culau. Na AGE de 16 de outubro, houve a aprovação da alteração do Estatuto Social da PPSA para adequá-lo às disposições da Lei nº 13.303/2016, aos novos preceitos trazidos pela Portaria SEST nº 21, de



26.07.2019, e à Lei nº 13.844/2019. Nessa mesma assembleia, houve a eleição de Natasha Torres Gil Nunes como membro do Conselho de Administração, representante do Ministério da Economia, em substituição a José de Castro Barreto Junior.

O Conselho de Administração passou a ter a seguinte composição, com prazo de gestão unificada a expirar em 28 de março de 2020: Marcio Felix Carvalho Bezerra, presidente (indicado pelo Ministério de Minas e Energia);

Natasha Torres Gil Nunes (indicada pelo Ministério da Economia); Geraldo Julião Júnior (indicado pelo Ministério da Economia); Marcelo Pacheco dos Guaranys (indicado pela Casa Civil da Presidência da República); e o diretor-presidente da PPSA, José Eduardo Vinhaes Gerk, na condição de membro nato.

A participação dos colegiados nos treinamentos oferecidos pela empresa mereceu destaque no semestre. Os novos membros titulares do Conselho de Administração e Fiscal, José Barreto Junior, Alexandre Vidigal e Sergio de Sousa, participaram do treinamento básico em Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, organizado pela equipe da PPSA no escritório central da empresa, nos dias 26 de julho, 23 de agosto e 20 de setembro. O objetivo foi familiarizá-los com as atividades da PPSA por meio de apresentações interativas sobre exploração, reservatórios, contrato de partilha da produção, acordos de individualização da produção, poços, *subsea* e *topsides* e comercialização.

Em julho de 2019, a PPSA promoveu debate sobre Compliance Anticorrupção. O presidente do Instituto Compliance Rio (ICRio), Leandro de Matos Coutinho, e a diretora do órgão, Anna Carvalho, realizaram a palestra "Compliance Anticorrupção" para todos os empregados da PPSA. O evento fez parte da Semana da Integridade.

No mês de novembro, todos os membros dos colegiados participaram de treinamento sobre *compliance*, ministrado pela consultoria Compliance Total, contratada para implantar o Programa de Integridade da PPSA.

Além dos treinamentos acima, houve a participação de membros da empresa em cursos organizados pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa (IBGC), com o objetivo de aprimoramento técnico sobre governança corporativa, a saber:

Curso IBGC	Participantes
Conselheiros de Administração	Eduardo Gerk
Conselho Fiscal na Prática	Fabiano Maia Pereira e Sergio de Souza
Desenvolvimento em Governança Corporativa	Maria Luiza Soares

3.4 Planejamento Estratégico

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



No segundo semestre de 2019, as 21 iniciativas estratégicas que compõem o Plano Estratégico 2019-2023 tiveram 66% de avanço de realização, representando 95% de índice de cumprimento em relação ao planejado.

Algumas entregas das iniciativas merecem destaque:

- Conclusão da Implantação do SGPP e treinamento dos funcionários e operadores;
- Consolidação e implantação dos modelos econômicos determinístico e probabilístico da PPSA;
- Aquisição de banco de dados de custos de exploração e produção para embasar análise de cenários de projetos e de custos;
- Elaboração de procedimentos sobre as operações de comercialização e implementação do seu sistema de governança;
- Término do estudo sobre as alternativas de comercialização da PPSA;
- Contratação de profissionais para a gestão e análise técnica dos contratos de partilha assinados e licitados em 2019, para a realização dos trabalhos atrelados aos volumes excedentes da cessão onerosa, bem como para as áreas de apoio da empresa;
- Adequação do Plano de Cargos e Salários da empresa;
- Início da implantação do Programa de Integridade;
- Realização do 2º Fórum Técnico da Pré-Sal Petróleo;
- Aumento da transparência e da divulgação da empresa através do site corporativo e do LinkedIn;
- Realização da obra de expansão do escritório da PPSA.

O Conselho de Administração da Pré-sal Petróleo S.A. - Pré-sal Petróleo, aprovou, em reunião ordinária no dia 19/12/2019, o seu Plano Estratégico para o quinquênio 2020-2024. O trabalho de construção do Plano Estratégico 2020-2024, realizado durante o ano de 2019, contou com o envolvimento direto da alta administração e demais gestores da empresa em todas as etapas de sua elaboração.

O Plano está disponível no site da empresa.

http://www.presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/plano_estrategico_divulgacao_site-2020_2024.pdf.

3.5 Transformação Digital da Pré-Sal Petróleo

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

3.5.1 Desenvolvimento do SGPP

Ao longo de 2019, o setor de Tecnologia da Informação focou no desenvolvimento do SGPP, contendo dez módulos, sendo eles:



- 1- Reconhecimento de Custo em Óleo;
- 2- Recuperação de Custo em Óleo;
- 3- Acompanhamento da Produção (ACP);
- 4- Cálculo dos Excedentes em Óleo da União;
- 5- Equalização dos Gastos e Volumes (EGV);
- 6- Acordo de Individualização da Produção (AIP);
- 7- Conteúdo Local (CL);
- 8- Comercialização;
- 9- Votação da PPSA nos Comitês Operacionais; e
- 10- Fiscalização (Auditoria).

O SGPP permite o acompanhamento online de toda a documentação referente a uma série de informações da operação dos contratos, que preveem um repasse de parte da produção para a União. Os primeiros quatro módulos do SGPP entraram em operação em março de 2019. E ao longo do ano foram disponibilizados e utilizados os outros módulos.

O sistema está em uso pela Petrobras em Libra, Uirapuru, Alto de Cabo Frio Central, Peroba, Dois Irmãos e Três Marias. A Shell também opera utilizando o sistema em Alto de Cabo Frio Oeste e Sul do Gato do Mato. Assim, o sistema está operando em seis dos 14 contratos de partilha de produção.

O sistema digital gerou economia de tempo na análise dos dados dos contratos. Antes, técnicos da empresa levavam dois dias para analisar planilhas enviadas pela companhia; este trabalho ocorre, agora, em apenas 40 segundos, por meio do envio online no sistema, que aponta erros e os comunica ao operador.

O próximo passo será acrescentar ferramentas de Analytics e inteligência artificial para o acompanhamento dos projetos em tempo real e a comparação de dados.

3.5.2 Desenvolvimento do sistema de gestão da informação (SGI)

O SGI nasceu da necessidade de disponibilizar documentos para as reuniões do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e de auditoria, durante as quais diversos arquivos deveriam ser disponibilizados com antecedência para os participantes.

Por outro lado, o sistema deveria ser seguro e manter a rastreabilidade de tudo que era trocado pelos participantes. Desta forma, foi desenvolvido internamente (a custo zero) o Sistema de Gestão da Informação, uma plataforma moderna, segura e confiável para troca de arquivos com qualquer profissional externo à Pré-Sal Petróleo. O sistema foi concluído no segundo semestre de 2019.

3.5.3 Desenvolvimento do sistema de gestão de contratos (SGC)

O SGC, assim como o SGI, foi desenvolvido internamente a custo zero para a PPSA. O sistema encerrou o segundo semestre em fase de testes finais. Após essa etapa, será feito um treinamento para os funcionários.



3.6 Investimento e custeio

3.6.1 Custeio

Os recursos para custeio das atribuições legais da Pré-Sal Petróleo advêm do Contrato de Remuneração com o MME. O contrato prevê a contrapartida para remuneração dos serviços prestados à União na gestão dos contratos de partilha de produção, na representação da União nos procedimentos de individualização da produção de petróleo e gás natural e nos acordos deles decorrentes e gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União previstos em lei.

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

Como condição para o pagamento, a Pré-Sal Petróleo deve elaborar um Relatório de Remuneração com todas as informações sobre os contratos e as representações sob responsabilidade da empresa, além do valor a ser recebido. O Contrato de Remuneração foi assinado em 30 de novembro de 2015, tendo sido aditado, 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 ajustá-los à realidade da empresa, decorridos quatro anos de sua assinatura.

No segundo semestre de 2019, a Pré-Sal Petróleo faturou R\$ 27,2 milhões pelos serviços prestados no âmbito do Contrato de Remuneração.

3.6.2 Investimento

Os recursos de investimento para manutenção e ampliação das atividades oriundas das atribuições legais da Pré-Sal Petróleo advêm dos aportes de capital da União (acionista com 100%) e da receita relativa às parcelas do bônus de assinatura destinados à empresa nos termos do inciso I, art. 7º, da Lei nº 12.304/2010. No segundo semestre de 2019, a PPSA faturou R\$ 59 milhões relativos às parcelas do bônus de assinatura e recebeu aportes de capital de R\$ 0,6 milhões da União, restando ainda R\$ 2,4 milhões de capital a integralizar.

Ainda no segundo semestre de 2019, a Pré-Sal Petróleo investiu R\$ 5,1 milhões em softwares e hardwares especializados, bem como em obras de expansão do escritório central.

3.7 Participação Externa

A Pré-Sal Petróleo tem participado de eventos da indústria do petróleo com o intuito de disseminar informações sobre o regime de partilha de produção e demonstrar sua atuação.

Entre os eventos que contaram com apresentações da PPSA, vale destacar:

- a. Palestra ministrada pelo consultor Jurídico, Olavo David, durante Audiência Pública nº13/2019, promovida pela ANP, em julho, com o tema “Reflexões sobre recuperação como custo em óleo - Excedente da Cessão



- Onerosa";
- b. Palestras do gerente executivo de Contratos, Júlio Gontijo, e do consultor Jurídico, Olavo David, em evento promovido pela Association of International Petroleum Negotiators (AIPN), com os temas “Reconhecimento e recuperação de custos em Contratos de Partilha de Produção” e “Recuperação como custo em óleo com ênfase para excedente da Cessão Onerosa”, respectivamente;
 - c. Palestra ministrada pela consultora Jurídica Adjunta, Maria Amélia Braga, durante Seminário Ambiental e Jurídico-Fiscal da 6ª Rodada de Licitações de Partilha de Produção, promovido pela ANP, em setembro, com o tema “Papel da PPSA, recuperação como custo em óleo e regras do consórcio”;
 - d. Apresentação da diretoria sobre a PPSA e conversa com investidores estrangeiros durante o evento “UBS Oil and Gas Day”, em encontro realizado no escritório da PPSA em setembro;
 - e. Palestra ministrada pelo consultor Jurídico, Olavo David, no Seminário Jurídico da Cessão Onerosa, promovido pela AGU em outubro, com o tema “O contrato de Cessão Onerosa e o Papel da PPSA”;
 - f. Apresentação sobre a estrutura de governança corporativa da PPSA feita pelo gerente de Controle e Finanças Mauro Rocha, ao Grupo de Trabalho (GT) sobre Governança do IC Rio|Instituto Compliance Rio, durante o encontro “Café com Governança”, promovido pela instituição com o objetivo de buscar aprimoramento e melhoria no âmbito dos negócios.
 - g. Palestra do diretor Samir Awad no 15º Brazil Energy and Power, promovido pela Amcham Brasil, em novembro, com o tema “Um novo momento para a E&P no Brasil: avaliações das operadoras sobre os leilões”;
 - h. Palestra do superintendente de Produção, Luiz Guilherme dos Santos, no Offshore Brazil – FPSO Summit 2019, em dezembro, com o tema “The Brazilian Pre-Salt Challenges & Opportunities”.

Houve também a participação da PPSA em evento de relevância para a atividade-fim:

O representante do subcomitê de Tecnologia Aplicada do consórcio de Libra pela PPSA, Antônio Cláudio Correa, participou da fase de *derisking* das bombas centrífugas, com simulações e experimentos realizados em seus respectivos centros técnicos em Oslo e Bergen, na Noruega, em outubro.

3.7.1 2º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo

A PPSA realizou, em novembro, o 2º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo, reunindo 200 líderes do setor para debater o tema “O Potencial Exploratório do Pré-Sal e de Áreas Estratégicas”, no auditório do Centro de Convenções do RB1. O evento, que contou com a participação do Ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, e de sete palestrantes da indústria, incluindo o diretor-presidente da Pré-Sal Petróleo, contribuiu para o relacionamento da empresa com seus públicos de interesse e para o fortalecimento de sua atuação como gestora dos contratos de partilha de produção.

Durante o evento, foi apresentado o estudo “Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção”. De acordo com o trabalho, a produção de petróleo no regime de partilha de produção deve gerar, de 2020 a 2032, uma receita de R\$ 1 trilhão em participações governamentais para a União, estados e municípios, considerando-se os 14 contratos já assinados pela Pré-Sal Petróleo e os três que serão firmados em março de 2020.

Em 2031, segundo o estudo, a produção de petróleo dos 17 contratos de partilha alcançará um pico de



3,9 milhões de barris por dia. Este volume é muito superior ao total da produção nacional de petróleo registrada em setembro último, de 2,9 milhões de barris por dia, segundo dados da ANP. Em 2032, a parcela projetada para o governo atingirá seu pico, com 1,2 milhão de barris por dia de petróleo, considerando-se as alíquotas de volume de excedente em óleo oferecidos à União nos 17 contratos.

Para o período de 2020 a 2032, o estudo da Pré-Sal Petróleo estima uma receita total de R\$ 2,3 trilhões com a comercialização do óleo e gás produzido pelos 17 Contratos de Partilha de Produção. A parcela prevista para a União, a ser comercializada pela PPSA, será de R\$ 424 bilhões.

Os 17 contratos de partilha também contribuirão com a arrecadação de R\$ 349 bilhões em royalties a serem pagos pela produção de petróleo à União, estados e municípios e com mais R\$ 227 bilhões de impostos ao governo federal. Somadas, estas parcelas resultarão em cerca de R\$ 1 trilhão em participações governamentais até 2032.

Para se chegar ao pico de produção de 3,9 milhões de barris de óleo por dia, em 2031, os investimentos da cadeia produtiva de óleo e gás natural deverão somar R\$ 560 bilhões, ao longo do período analisado no estudo. Este valor estará assim distribuído: R\$ 196 bilhões na aquisição de plataformas de produção; R\$ 168 bilhões na instalação de sistemas submarinos; e R\$ 196 bilhões na perfuração de poços para a produção. De acordo com estimativas do estudo, os consórcios que integram os 17 contratos irão perfurar, até 2032, 474 poços e adquirir 474 árvores de natal molhadas, 28 navios plataformas (FPSOs) e 2.500 km de linhas submarinas.

O documento completo está disponível no site da empresa.

(<http://presalpetroleo.gov.br/ppsa/conteudo/ebook-novo.pdf>).