

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 2022



RELATÓRIO SEGUNDO SEMESTRE 2022

Sumário

1. Resumo executivo	03
2. Atividades realizadas	
2.1 Contratos de Partilha de Produção	05
2.2 Acordos de Individualização da Produção	19
2.3 Comercialização de petróleo e gás da União	19
3. Organização interna.....	
3.1 A companhia.....	21
3.2 Gestão de pessoas.....	22
3.3 Governança corporativa.....	23
3.4 Planejamento estratégico.....	23
3.5 Transformação digital.....	24
3.6 Investimento e custeio.....	25
3.7 Participação externa e atendimento à sociedade.....	26
4. Informações econômico-financeiras.....	
4.1 Realização orçamentária.....	28
4.2 Receitas para a União	28



1. Resumo executivo

Este relatório registra as principais atividades realizadas pela Pré-Sal Petróleo (PPSA) ao longo do segundo semestre de 2022, quando a companhia se encarregou da gestão de 19 contratos de partilha de produção e deu continuidade às atividades de representação da União nos acordos de individualização da produção (AIPs) e de gestão da comercialização do petróleo e gás da União.

Destacamos abaixo um resumo das atividades desempenhadas no período:

Principais destaques na gestão dos contratos de partilha de produção:

- **Libra:** o FPSO Guanabara (Mero 1), que entrou em produção em abril de 2022, atingiu 150.000 barris de petróleo por dia (bpd) em outubro/2022;
- **Sul do Gato do Mato:** aprovado o cancelamento da LNTF (*Limited Notice to Proceed*) da contratação do FPSO e a reavaliação do projeto para explorar alternativas capazes de mitigar riscos e reduzir incertezas de custos a níveis aceitáveis, devido a dificuldades da cadeia de fornecedores e das condições atuais de mercado. Também foi solicitada a extensão do período exploratório conforme Resolução ANP 878/2022;
- **Entorno do Sapinhoá:** executada a primeira redeterminação da Jazida Compartilhada, aumentando a participação da União de 3,7% para 4,197% e celebrados os aditivos 2 e 3 ao Acordo de Gestão da Jazida Compartilhada;
- **Norte de Carcará:** computado atraso na construção do FPSO (MODEC, China), estabelecida a interrupção na discussão sobre o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) com o Consórcio e iniciada a perfuração e completação de poços para o desenvolvimento de Bacalhau (Fase 1);
- **Alto de Cabo Frio Central:** definida a estratégia para contratação da sonda de perfuração para a próxima campanha de poços;
- **Peroba:** assinado o Distrato do Consórcio de Peroba;
- **Saturno:** encaminhado para a ANP o Relatório de Conclusão do Plano de Exploração de Saturno;
- **Tartaruga Verde Sudoeste:** aprovada a proposta de perfuração de poço produtor adicional na jazida compartilhada;
- **Aram:** definida a locação do primeiro poço de avaliação da área, Curação 2, cujo início de perfuração é estimado para o segundo trimestre de 2023. Também foi decidida a perfuração, em 2023, de um novo poço pioneiro, no prospecto Tortuga, a NE de Curação;
- **Búzios:** registrado aumento da participação da CNOOC no Contrato de Partilha de Produção (CPP), de 5% para 10%, com consequente assinatura do aditivo 01 ao contrato contemplando a transferência de 5% da participação da Petrobras para a CNOOC. Também foram assinados os contratos para construção dos FPSOs P-80, 82 e 83 (Módulos 9, 10 e 11);
- **Itapu:** conclusão da obra do FPSO P-71 e sua chegada na locação em outubro, um mês antes do previsto no planejamento original do projeto, o que antecipou o início da produção para 21/12/2022;
- **Sépia:** realizada descoberta de nova jazida na área NW do Bloco de Sépia.



Principais destaques na representação da União para a realização de Acordos de Individualização da Produção (AIP):

- Aprovado o AIP do Pré-Sal de Albacora pela ANP;
- Negociados os procedimentos de redeterminação do AIP de Brava.

Principais destaques na comercialização de petróleo e gás da União:

- No segundo semestre de 2022, a PPSA comercializou 8,47 milhões de barris de petróleo da União provenientes da Área de Desenvolvimento de Mero (Libra), do Entorno de Sapinhoá, da Área Individualizada de Tupi, da Jazida Compartilhada de Búzios e da área do CPP de Sépia. Também foram comercializados 32,95 milhões de metros cúbicos de gás natural da União da Área Individualizada de Tupi, do Entorno de Sapinhoá, da Jazida Compartilhada de Búzios e de Tartaruga Verde Sudoeste, produzidos e exportados entre os meses de maio e outubro de 2022.

Principais destaques na Governança, gestão de pessoas, tecnologia da informação e participação externa:

- Eleição e recondução de Conselheiros de Administração e Fiscais;
- Aprovação, pelo Conselho de Administração, da Análise das Demonstrações Financeiras auditadas do 2º e 3º trimestres/2022, do Plano Estratégico 2023-2027 e do Plano Anual de Negócios 2023;
- Lançamento do Painel interativo de Licitações e Contratos para dar visibilidade e transparência às contratações executadas pela PPSA;
- Contratação, na área de TI, do novo Firewall, visando a garantia de alta disponibilidade, e de uma Virtual Private Network (VPN) para atender a demanda da área técnica;
- Migração do site da empresa para o gerenciador de conteúdo Wordpress;
- Realização de ajustes na Política de Segurança da Informação e demais práticas de gestão, a fim de atender os requisitos estabelecidos na Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD);
- Realização de palestras em eventos externos, a exemplo da Rio Oil & Gas, e realização do 5º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo, com a participação presencial de cerca de 150 executivos e visualização das palestras online por mais de 40 mil pessoas;
- Recebimento de seis pedidos de acesso à informação na plataforma Fala.BR - todos respondidos prontamente.

Finanças:

- Assinatura, em 31/08/2022, de um aditivo do contrato de remuneração com o MME com prazo de vigência estendido até 30/06/2023.
- Investimento de R\$ 1,11 milhão em softwares especialistas, de geociências (geologia e geofísica), e de simulação de reservatórios, para suporte às atividades técnicas da Companhia, além de R\$ 0,14 milhão referente à aquisição do firewall.
- Realização de 104% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 109,43 milhões.
- Realização de 80% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 87,69 milhões.



- Arrecadação de R\$ 3.476,50 bilhões, sendo R\$ 3.457,81 bilhões relativos à comercialização de óleo de Mero, Sapinhoá, Tupi (Lula) e Búzios e R\$ 18,69 milhões relativos à venda do gás natural de Búzios, Sapinhoá, Tartaruga Verde e Tupi (Lula), referentes a parcela da União sob gestão da Companhia.

2. Atividades realizadas

2.1 Contratos de Partilha de Produção

Em 22 de dezembro de 2010, por meio da Lei nº 12.351/2010, foi instituído o novo marco regulatório, dispondo 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. Como gestora dos contratos, a PPSA acompanha e aprova a execução dos projetos nas fases de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, e preside o comitê operacional dos consórcios.

Em todos os contratos são realizadas regularmente reuniões com o operador para acompanhamento e monitoramento do projeto. Conforme regimento de cada contrato são realizados também reuniões do Comitê Operacional, dos Comitês Técnicos e Operacionais. A tabela abaixo demonstra as atividades usuais realizadas na gestão dos contratos:

ATIVIDADES USUAIS NA GESTÃO DO CONTRATO
Aprovação de Estratégia e Programa Exploratório.
Aprovação técnica e econômica do Plano de Desenvolvimento.
Aprovação (EVTE) dos Projetos em cada Fase do desenvolvimento.
Avaliação crítica de orçamento e programa de trabalho anual.
Garantia de competitividade em contratações.
Monitoramento e auditoria de Projetos e Custos.
Acompanhamento do conteúdo local.
Determinação e estimativas da produção da União.
Reconhecimento de custos.

A seguir, os principais destaques das atividades realizadas por contrato:

Contrato da 1ª Rodada de Partilha de Produção:

Bloco: Libra

Data da Assinatura do Contrato: 02/12/2013

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

Excedente em Óleo da União: 41,65%

Atividades realizadas:

- Dada continuidade às operações de produção antecipada do FPSO Pioneiro de Libra (SPA2), obtendo-se informações importantes de reservatórios e sobre o uso de linhas



flexíveis, cujos resultados estão sendo aplicados no desenvolvimento do campo de Mero;

- Continuada a perfuração e completação de poços para o desenvolvimento de Mero, com a utilização de 3 sondas: NS-32 (Norbe VIII), NS-39 (Mykonos) e NS-40 (Corcovado);
- Continuados os estudos sísmicos e geológicos da área Central, com prazo concedido pela ANP até 28/11/2025, para conclusão da fase de exploração;
- Realizado o reconhecimento de custos dentro do prazo previsto no CPP.

Dados adicionais do contrato:

- O FPSO Guanabara (Mero 1) entrou em produção no dia 30/04/2022 e atingiu 150.000 bpd em outubro/2022;
- Além do FPSO Guanabara, já em produção, encontram-se em fase de construção os FPSO's de Mero 2, Mero 3 e Mero 4, que deverão entrar em produção em 2023, 2024 e 2025, respectivamente. Cada um deles terá capacidade para produzir 180.000 bpd. O pico da produção deverá ocorrer em 2026 com cerca de 600.000 bpd.

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

Bloco: Sul de Gato do Mato

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

Contratados: Shell (Operador, 50%), Ecopetrol (30%), Total (20%)

Excedente em Óleo da União: 11,53%

Atividades realizadas:

- Realizados diversas reuniões para atualização do estágio do projeto, com ênfase nos processos de aprovação da contratação do SURF (coleta submarina) e FPSO (navio-plataforma), e da aprovação do PD (Plano de Desenvolvimento) e FDI (*Final Investment Decision*);
- Realizadas duas reuniões com o Operador para discussão dos principais itens da determinação, inclusive o percentual de participação (TP) e critérios para redeterminação a constar do futuro Acordo de Individualização da Produção (AIP);
- Alinhado com o Operador e demais empresas consorciadas as bases do futuro AIP;
- Aprovada a proposta de WP&B (Plano de Trabalho e Orçamento) 2023 apresentada pelo Operador;
- Aprovado o cancelamento da LNTP da contratação do FPSO e a reavaliação do projeto para explorar alternativas para mitigar riscos e reduzir incertezas de custos a níveis aceitáveis, devido a dificuldades da cadeia de fornecedores e das condições atuais de mercado;
- Solicitada a extensão do período exploratório conforme Resolução ANP 878/2022;
- Iniciada análise de solicitação de evolução contratual para considerar ganhos variáveis no cálculo do HH.

Bloco: Entorno de Sapinhoá

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Excedente em Óleo da União: 80%

Atividades realizadas:

- Monitorada e acompanhada a produção mensal de óleo e gás da Jazida Compartilhada de Sapinhoá;
- Realizadas regularmente reuniões dos subcomitês de Reservatório e Redeterminação;
- Executada a primeira redeterminação da Jazida Compartilhada, aumentando a participação da União de 3,7% para 4,197% .
- Celebrados os aditivos 2 e 3 ao Acordo de Gestão da Jazida Compartilhada;
- Continuidade dos estudos sísmicos com a utilização de sísmica 4D;
- Reconhecido os custos em óleo referentes ao período;
- Aprovada a proposta do Plano de Trabalho e Orçamento 2023 apresentada pelo Operador;
- Iniciada a implantação do projeto complementar de Sapinhoá.

Bloco: Norte de Carcará

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Excedente em Óleo da União: 67,12%

Atividades realizadas:

- Tendo sido aprovado pela ANP em 09/12/2021, o Acordo de Individualização da Produção (AIP) da Jazida Compartilhada de Bacalhau, que se estende entre o CPP de Norte de Carcará e a Concessão BM-S-8, passou a ser efetivo em 01/01/2022, data em que deixou de vigorar o Pré-AIP de Carcará;
- Interrupção da discussão sobre o Acordo de Equalização de Gastos e Volumes (AEGV) com o Consórcio, enquanto o Operador avaliava a posição da PPSA. Permanece, portanto, sem previsão de realização a Auditoria de Custo em Óleo ligada à Equalização de Custos passados do BM-S-8;
- Computado atraso na construção do FPSO da Fase 1 de Bacalhau (MODEC, China). O Operador está discutindo providências para frear, e eventualmente tentar reverter, em parte, esse atraso;
- Iniciada a perfuração e completação de poços para o desenvolvimento de Bacalhau (Fase 1), a princípio com a utilização da sonda West Saturn – alguns dos 19 poços podem ser comissionados pela segunda sonda, contratada para um poço ADR e reentrada no poço 1-SPS-86B (BM-S-8);
- Entregue à ANP, em dezembro, relatório preliminar sobre a Fase 2, conforme estabelecido quando da aprovação do AIP;



Bloco: Alto de Cabo Frio Central

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Excedente em Óleo da União: 75,8%

Atividades realizadas:

- Realizadas reuniões técnicas para discussão das locações dos próximos poços e para avaliação do poço pioneiro;
- Definida a estratégia para contratação da sonda de perfuração para a próxima campanha de poços;
- Aprovada a proposta do Plano de Trabalho e Orçamento 2023 apresentada pelo Operador.

Bloco: Alto de Cabo Frio Oeste

Data da Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Excedente em Óleo da União: 22,87%

Atividades realizadas:

- Aprovado o Plano de Trabalho e Orçamento de 2023;
- Realizada reunião técnica para avaliação dos dados de poço trocados com o Contrato de Partilha de Produção de Alto de Cabo Frio Central;
- Iniciada análise de solicitação de evolução contratual para considerar ganhos variáveis no cálculo do HH.

Bloco: Peroba

Data de Assinatura do Contrato: (Será fornecida pelo Cid)

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

Excedente em Óleo da União: 76,96%

Atividades realizadas:

- Negociado e assinado o Distrato do Consórcio de Peroba;
- Acompanhados os custos realizados;
- Realizado workshop do resultado final do poço exploratório.

Contratos da 4ª Rodada de Partilha

Bloco: Uirapuru

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Excedente em Óleo da União: 75,49%

**Atividades realizadas:**

- Realizado reunião do Comitê Operacional, em dezembro , para aprovação do conjunto de atividades para o ano de 2023, e outras reuniões para acompanhamento do projeto, de acordo com as práticas de gestão da PPSA;
- Reduzido o orçamento aprovado para a área em 2023, a exemplo do que aconteceu em 2022, enquanto o Consórcio busca um consenso a respeito da prospectividade das oportunidades da área;

Bloco: Dois Irmãos

Data de assinatura do contrato: 17/12/2018

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

Excedente em Óleo da União: 16,43%

Atividades realizadas:

- Realizadas reuniões de análise de resultados do poço exploratório;
- Continuidade dos estudos sísmicos associados com os resultados da perfuração do poço do Programa Exploratório Mínimo (PEM);
- Reconhecidos os custos em óleo referentes ao período;
- Aprovada a proposta do Plano de Trabalho e Orçamento 2023 apresentada pelo Operador.

Bloco: Três Marias

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Excedente em Óleo da União: 49,95%

Atividades realizadas:

- Após conclusão da perfuração do poço pioneiro Temisto-N, em 07/03/2022, e identificada a presença de indícios de hidrocarbonetos e elevada presença de CO₂, foram continuados os trabalhos de interpretação dos resultados obtidos com o poço pioneiro visando definir as próximas ações e possíveis novas locações;
- Realizadas reuniões do Subcomitê Técnico para discussão das primeiras interpretações: (a) poço pioneiro classificado como não comercial, (b) poucas perspectivas para perfuração adicional no bloco e (c) agendamento de uma próxima reunião do Subcomitê Técnico no 2º trimestre de 2023 para decisão sobre a devolução do bloco.

Contratos da 5ª Rodada de Partilha**Bloco: Saturno**

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Excedente em Óleo da União: 70,20%



Atividades realizadas:

- Aprovado o do Plano de Trabalho e Orçamento 2023;
- Revisado o Relatório Final do Plano de Exploração;
- Encaminhado para a ANP o Relatório de Conclusão do Plano de Exploração de Saturno;

Bloco: Titã

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Excedente em Óleo da União: 23,49%

Atividades realizadas:

- Após conclusão da perfuração do poço pioneiro Titã-1, em 08/11/2021, e identificada a presença de indícios de hidrocarbonetos, foram continuados os trabalhos de interpretação dos resultados obtidos com o poço pioneiro visando definir as próximas ações e possíveis novas locações;
- Realizadas reuniões do Subcomitê Técnico para discussão das primeiras interpretações.

Bloco: Pau-Brasil

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

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

Excedente em Óleo da União: 63,79%

Atividades realizadas:

- Realizadas reuniões de estratégia de perfuração do poço exploratório;
- Realizadas reuniões técnicas acerca do projeto e locação do poço exploratório;
- Continuidade dos estudos para licença ambiental para perfuração do poço do Programa Exploratório Mínimo (PEM);
- Reconhecidos os custos em óleo referentes ao período;
- Aprovada a proposta do Plano de Trabalho e Orçamento 2023 apresentada pelo Operador.

Bloco: Tartaruga Verde Sudoeste

Data da Assinatura do Contrato: 17/12/2018

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 10,01%

Atividades realizadas:

- Aprovado o Plano de Trabalho e Orçamento 2023;
- Em análise a proposta de revisão do Plano de Trabalho e Orçamento 2022;
- Aprovada a proposta de perfuração de poço produtor adicional na jazida compartilhada;



- Em análise a proposta de adesão a contratos do Operador, constantes do Acordo de Gestão para logística e subsea;
- Em análise a estratégia para adesão a contratos do Operador para descomissionamento de linhas flexíveis desativadas;
- Em discussão com o Operador a estratégia para adesão aos demais contratos utilizados na jazida compartilhada celebrados antes da vigência do Acordo de Gestão;
- Realizadas reuniões com o Operador para alinhamento da sistemática para reconhecimento do custo em óleo dos gastos relativos aos ativos compartilhados;
- Realizado Workshop de atualização de estudos Geologia e Geofísica (G&G);

Contrato da 6ª Rodada de Partilha de Produção

Bloco: Aram

Data da Assinatura do Contrato de Partilha: 30/03/2020

Contratados: Petrobras (Operador, 80%) e CNODC (20%)

Excedente em Óleo da União: 29,96%

Atividades realizadas:

- O teste do poço 1-SPS-1-108-SPS / 1-BRSA-1381-SPS, iniciado em junho, foi concluído em outubro.
- O Plano de Avaliação de Descoberta (PAD) da área foi aprovado pela ANP em dezembro.
- Definida a locação do primeiro poço de avaliação da área, Curação 2, cujo início de perfuração é estimado para o segundo trimestre de 2023;
- Em novembro, o Comitê Operacional decidiu pela perfuração, em 2023, de um novo poço pioneiro, no prospecto Tortuga, a NE de Curação;

Contratos da 1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Bloco: Búzios

Data da Assinatura do Contrato de Partilha: 30/03/2020

Contratados originalmente: Petrobras (Operador, 90%), CNOOC (5%), CNODC (5%)

Contratados na situação atual: Petrobras (Operador, 85%), CNOOC (10%), CNODC (5%)

Excedente em Óleo da União: 23,24%

Atividades realizadas:

- Aprovação do projeto básico dos módulos 9, 10 e 11;
- Aumento da participação da CNOOC no Contrato de Partilha de Produção, de 5% para 10%;
- Revisão da data de primeiro óleo do módulo 5 (FPSO Almirante Barroso) de fevereiro/23 para maio/23;
- Assinatura dos contratos para construção dos FPSOs P-80, 82 e 83 (Módulos 9, 10 e 11);
- Aprovação da estratégia de contratação conjunta de 2 sondas para Búzios e adesão aos contratos de três sondas (NS-29, NS-55, SS-70);



- Realizadas duas reuniões com Petrobras para discussão sobre a baixa eficiência da injeção de fluidos na jazida compartilhada. A PPSA está fazendo acompanhamento rigoroso das ações do Operador e cobrando avaliação do impacto sobre os resultados econômicos e operacionais;
- Assinatura do aditivo 01 ao CPP contemplando a transferência de 5% da participação da Petrobras para a CNOOC;
- Fechamento dos acordos: AIP, ACP e o Contrato de consórcio;
- Realizado o Seminário de Avaliação dos Reservatórios com a participação de todos os consorciados.

Bloco: Itapu

Data da Assinatura do Contrato: 30/03/2020

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 18,15%

Atividades realizadas:

- Continuidade da implantação do projeto de desenvolvimento da produção com a construção de poços, contrações e instalações submarinas e conclusão da construção do FPSO (P-71);
- Conclusão da obra do FPSO P-71 e sua chegada na locação em outubro, um mês antes do previsto no planejamento original do projeto;
- Antecipação do início da produção de Itapu que aconteceu em 21/12/2022;

Contratos da 2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

Bloco: Atapu

Data da Assinatura do Contrato: 27/04/2022

Contratados: Petrobras (Operador, 52,5%), Shell (25,0%) e TotalEnergies (22,5%)

Excedente em Óleo da União: 31,68%

Atividades realizadas:

- O projeto encontra-se em produção desde 25/06/2020, através do FPSO P-70 na sua capacidade de processamento (161 mil bpd);
- Operando com 10 poços: 5 produtores, 2 injetores de gás e 3 injetores de água;
- Comissionadas as Unidades para exportação de gás no FPSO (*topside*);
- Atualmente, está sendo realizada a interligação do FPSO com o Sistema de Escoamento de Gás, visando possibilitar exportação de gás no 1º trimestre de 2023, através de possíveis ociosidades na Rota 2 de Escoamento de Gás;

Bloco: Sépia

Data da Assinatura do Contrato: 27/04/2022

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 37,43%

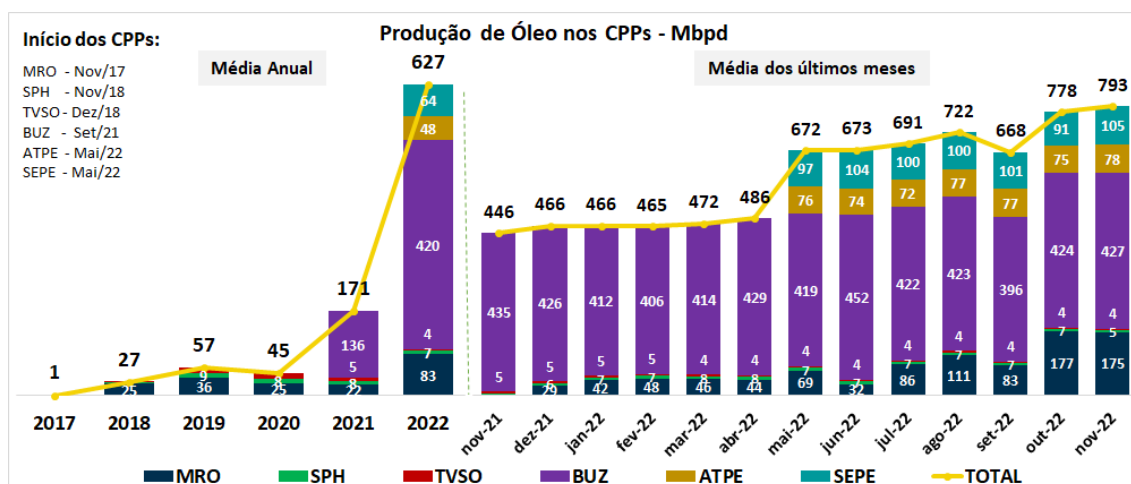


Atividades realizadas:

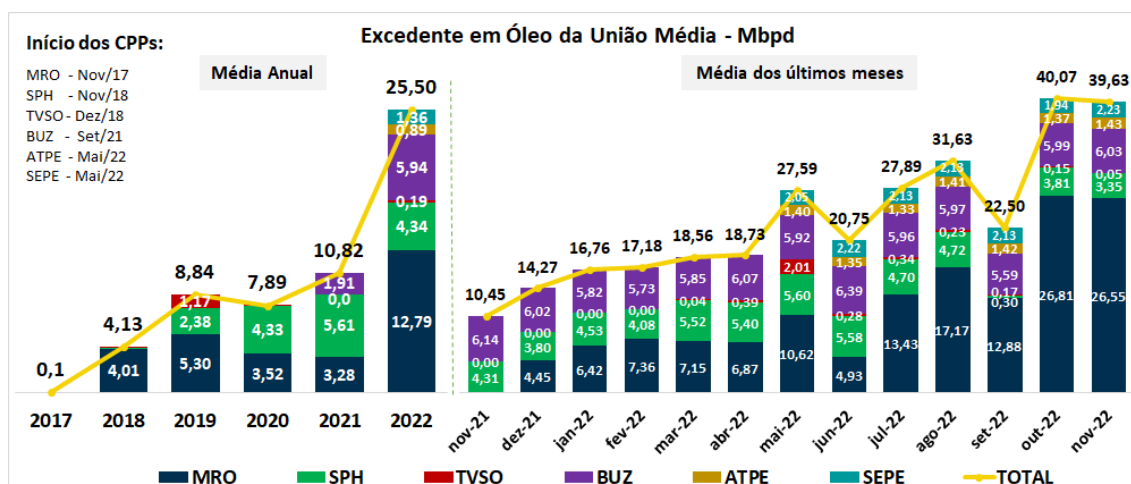
- O projeto encontra-se em produção desde 25/06/2020, através do FPSO Carioca na sua capacidade de processamento (173 mil bpd);
- Operando com 6 poços: 4 produtores e 2 injetores de gás;
- Comissionadas as Unidades para exportação de gás no FPSO (*topside*);
- Atualmente, está sendo realizada a interligação do FPSO com o Sistema de Escoamento de Gás, visando possibilitar exportação de gás no primeiro trimestre de 2023, através de possíveis ociosidades na Rota 2 de Escoamento de Gás;
- área NW do Bloco de Sépia;
- Realizadas reuniões mensais de acompanhamento do projeto;
- O poço pioneiro apresentou coluna com 510 m de hidrocarbonetos e com características semelhantes ao óleo da jazida compartilhada.

2.1.2 Produção de petróleo e gás em contratos de Partilha de Produção até novembro (último dado disponível)

- Produção média diária de óleo dos Contratos no período:

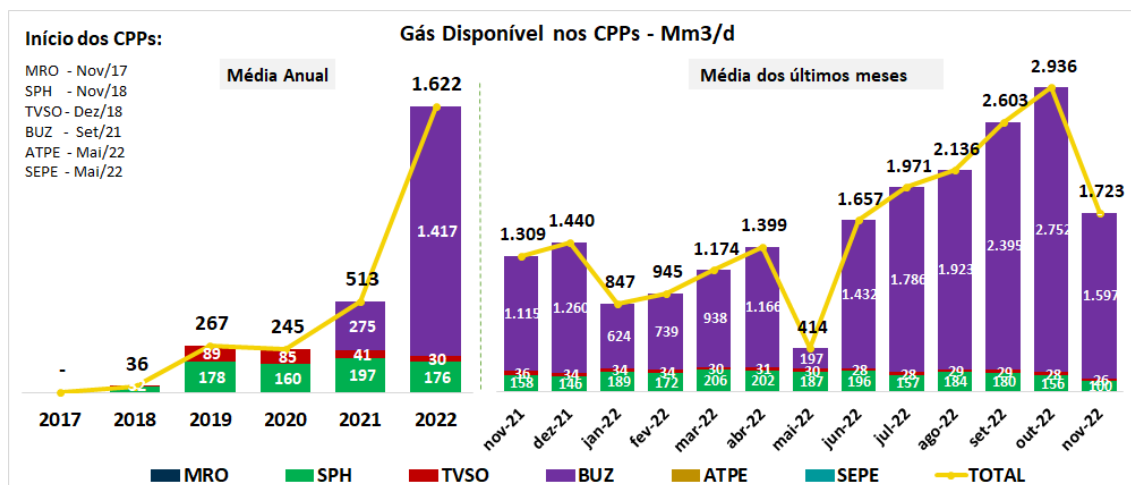


- Produção média diária de óleo da União no período:

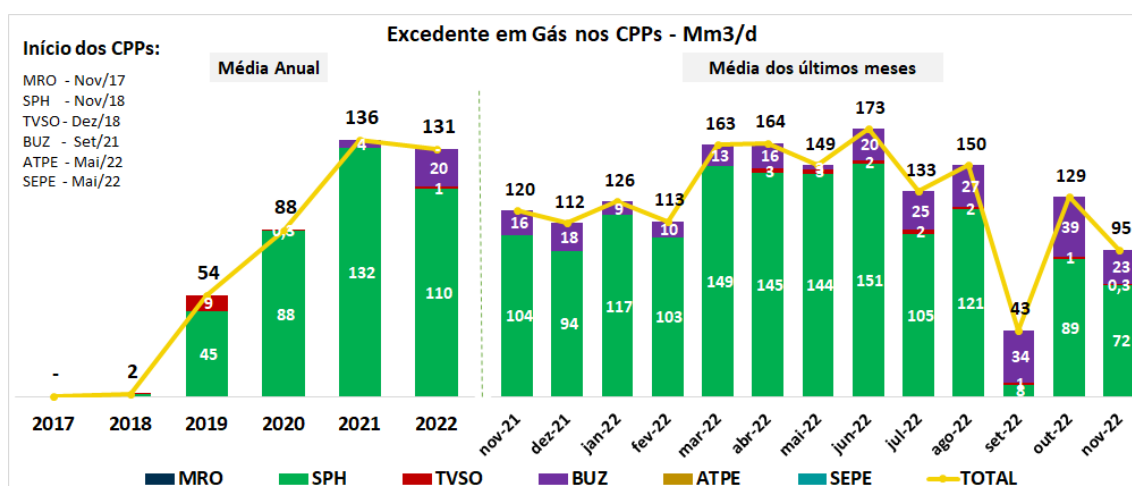




- Produção média diária de gás natural dos Contratos no período:



- Produção média diária de gás natural da União no período:



2.1.3 Conteúdo Local

1ª Rodada de Partilha de Produção

A Petrobras, Operadora do CPP de Libra, aderiu à Resolução 726/2018 da ANP, que fixou percentuais diferentes do Contrato Original para o 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 podem ser utilizados na fase de desenvolvimento da produção, conforme permite a Resolução 726/2018 da ANP. Abaixo, resumo dos resultados alcançados para o contrato de partilha de Libra nessa fase exploratória:

Fase	Conteúdo local alcançado	Conteúdo contratual	Excedente de conteúdo local (US\$ MM)
Exploratória	56%	18%	1.405

* Os valores da fase exploratória se referem ao primeiro semestre de 2021.

2ª Rodada de Partilha de Produção

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

a) áreas adjacentes a Gato do Mato:

- 38% na fase de exploração; e
- 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 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; e
- 30% na etapa de desenvolvimento.

Esses blocos não aderiram à Resolução 726/2018.

3ª Rodada de Partilha de Produção

Para a 3ª 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, em 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

Nessa terceira Rodada, foi definido o percentual de 25% para as Unidades Estacionárias de Produção (UEP), sendo, portanto, inferior aos 40% estabelecidos na Resolução 726/2018.

4ª Rodada de Partilha de Produção

Para a 4ª 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, em 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 desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

5ª Rodada de Partilha de Produção

A 5ª Rodada 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 04/05/2018, estabeleceu, em seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III, os percentuais de conteúdo local, que seguem na tabela a seguir:

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

A observar que alguns contratos da 2ª a 5ª Rodadas continuam realizando atividades correspondentes à fase exploratória (Alto de Cabo Frio Central, Uirapuru, Saturno e Gato do Mato, por exemplo).

6ª Rodada de Partilha de Produção

A 6ª Rodada de Leilão de Partilha de Produção foi realizada no dia 07/11/2019, sendo composta pelos blocos de Aram, Cruzeiro do Sul, Bumerangue, Sudoeste de Sagitário e Norte de Brava. Somente o Bloco de Aram foi arrematado. A Resolução Nº 4, de 04/05/2018, estabeleceu, em seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III, os percentuais de conteúdo local que seguem na tabela abaixo:



Conteúdo local mínimo 6ª 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

1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

A 1ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa foi realizada no dia 06/11/2019, sendo composta pelos blocos de Búzios, Itapu, Sépia e Atapu. Somente os Blocos de Búzios e Itapu foram arrematados. A Resolução Nº 4, de 04/05/2018, estabeleceu, em seu Artigo 3º, § 7º e incisos I, II e III, os percentuais de conteúdo local que seguem na tabela abaixo:

Conteúdo local mínimo LVECO		
1ª Rodada Volumes Excedentes Cessão Onerosa (%)		
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25

2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa

A 2ª Rodada de Volumes Excedentes da Cessão Onerosa foi realizada no dia 17/12/2021, sendo composta pelos blocos de Sépia e Atapu e mantidos os percentuais de conteúdo local estabelecidos pela Resolução Nº 4, de 04/05/2018, conforme destacados na tabela abaixo:

Conteúdo local mínimo LVECO		
2ª Rodada Volumes Excedentes Cessão Onerosa (%)		
Etapa de desenvolvimento	Construção de poço	25
	Sistema de coleta e escoamento da produção	40
	Unidade Estacionária de Produção	25



2.2 Acordos de Individualização da Produção – AIP

O procedimento de individualização da produção (unitização) visa 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 PPSA já concluiu dez acordos de individualização da produção e trabalha em outros 8 potenciais acordos.

As principais atividades ligadas aos AIPs no período foram as seguintes:

- Aprovado o Plano de Desenvolvimento (PD) original ao AIP do Pré-Sal de Albacora pela ANP.
- Aprovado o AIP do Pré-Sal de Albacora pela ANP.
- Elaborado o Plano de Desenvolvimento de Revitalização de Albacora em conjunto com a Petrobras. Novo PD submetido à ANP.
- Negociado o Aditivo 1 ao Acordo de Gestão (AG) para inclusão dos procedimentos de redeterminação do AIP de Brava.
- Negociados os procedimentos de redeterminação do AIP de Brava.
- Negociado e assinado o Contrato de Consórcio do AIP de Brava.
- Acompanhada a produção e gastos do AIP de Brava.
- Aprovado o Plano de Trabalho e Orçamento de Brava com previsão de início de produção do FPSO Anita Garibaldi para 2023.
- Acompanhados os estudos econômicos de aproveitamento do Campo de Caxaréu.
- Negociado e assinado o Aditivo ao Acordo de Confidencialidade de Jubarte.
- Iniciado o desenvolvimento do modelo do campo de Jubarte visando a celebração de futuro AIP.
- Realizados workshops com a Petrobras e a Shell acerca dos estudos do Campo de Jubarte.

2.3 Comercialização de petróleo e gás da União

A PPSA é responsável pela comercialização de toda a parcela de óleo e gás natural de propriedade da União, sendo toda a receita gerada destinada à União.

No segundo semestre de 2022 a PPSA comercializou 8,47 milhões de barris de petróleo da União (1,35 milhões de m³), provenientes da Área de Desenvolvimento de Mero (Libra), do Entorno de Sapinhoá, da Área Individualizada de Tupi, da Jazida Compartilhada de Búzios e da área do CPP de Sépia, arrecadando cerca de R\$ 3,46 bilhões.

Neste período, também foram comercializados 32,95 milhões de metros cúbicos de gás natural da União da Área Individualizada de Tupi, do Entorno de Sapinhoá, da Jazida Compartilhada de Búzios e de Tartaruga Verde Sudoeste, produzidos e exportados entre os meses de maio e outubro de 2022, no valor de R\$ 18,69 milhões.

Com esse resultado, a PPSA comercializou, no segundo semestre de 2022, um total de R\$ 3,48 bilhões de petróleo e de gás natural da União.



No ano de 2022, a PPSA comercializou R\$ 4,68 bilhões de petróleo e R\$ 31,43 milhões de gás natural, perfazendo um total de receitas de R\$ 4,71 bilhões para a União.

As tabelas abaixo exibem as cargas de petróleo e volumes de gás natural comercializados no segundo semestre de 2022:

Nº DA CARGA DE PETRÓLEO	CAMPO	COMPRADOR	VOLUME DA CARGA (m³)	VOLUME DA CARGA (bbl)
P77 PS 001	BÚZIOS	PETROBRAS	79.683,540	501.193,530
GNB PS 001	MERO	PETROBRAS	80.039,180	503.430,434
P75 PS 001	BÚZIOS	PETROBRAS	79.875,630	502.401,738
FPL PS 016	MERO	PETROBRAS	76.080,910	478.533,708
CSP PS 005	SAPINHOÁ	PETROBRAS	79.061,550	497.281,337
P67 PS 001	TUPI	PETROBRAS	80.314,640	505.163,023
P76 PS 001	BÚZIOS	PETROBRAS	77.556,220	487.813,113
P74 PS 001a	BÚZIOS	PETROBRAS	46.867,180	294.785,189
P74 PS 001b	BÚZIOS	PETROBRAS	33.132,820	208.398,811
CIB PS 007	SAPINHOÁ	PETROBRAS	79.778,700	501.792,067
GNB PS 002	MERO	PETROBRAS	80.062,626	503.577,905
GNB PS 003	MERO	PETROBRAS	79.933,948	502.768,546
FPL PS 017-1	MERO	PETROBRAS	5.954,820	37.454,627
P69 PS 001	TUPI	PETROBRAS	80.154,300	504.154,516
GNB PS 004	MERO	PETROBRAS	79.990,484	503.124,146
GNB PS 005	MERO	PETROBRAS	80.025,803	503.346,296
FPL PS 017-2	MERO	PETROBRAS	69.908,310	439.709,288
CRC PS 001	SÉPIA	GALP	78.620,510	494.507,284
GNB PS 006	MERO	PETROBRAS	80.034,259	503.399,482



MÊS RECEITA PPSA	GÁS (CAMPO)	COMPRADOR	QTD MEDIDA TOTAL (M3)	ENERGIA TOTAL COMERCIALIZADA (MMBtu)
jul-22	SAPINHOÁ	PETROBRAS	4.152.950	178.379,8749
jul-22	TUPI	PETROBRAS	558.014	23.469,7417
jul-22	BÚZIOS	PETROBRAS	86.349	3.931,1215
jul-22	TARTARUGA VERDE SO	PETROBRAS	81.579	4.094,2216
ago-22	SAPINHOÁ	PETROBRAS	4.524.521	191.566,2187
ago-22	TUPI	PETROBRAS	550.626	24.122,0878
ago-22	BÚZIOS	PETROBRAS	607.119	26.286,0996
ago-22	TARTARUGA VERDE SO	PETROBRAS	80.053	4.017,6390
set-22	SAPINHOÁ	PETROBRAS	3.732.374	161.759,3985
set-22	TUPI	PETROBRAS	1.474.121	64.276,1529
set-22	BÚZIOS	PETROBRAS	782.757	33.586,5799
set-22	TARTARUGA VERDE SO	PETROBRAS	58.325	2.927,1490
out-22	SAPINHOÁ	PETROBRAS	3.833.328	167.384,8487
out-22	TUPI	PETROBRAS	1.662.172	73.813,7047
out-22	BÚZIOS	PETROBRAS	852.838	40.158,9523
out-22	TARTARUGA VERDE SO	PETROBRAS	74.272	3.727,4703
nov-22	SAPINHOÁ	PETROBRAS	3.538.148	155.115,2815
nov-22	TUPI	PETROBRAS	1.804.658	78.184,6895
nov-22	BÚZIOS	PETROBRAS	1.015.648	47.259,9980
nov-22	TARTARUGA VERDE SO	PETROBRAS	54.775	2.749,0172
dez-22	SAPINHOÁ	PETROBRAS	206.770	8.902,6754
dez-22	TUPI	PETROBRAS	1.977.670	86.511,3115
dez-22	BÚZIOS	PETROBRAS	1.205.637	57.554,4152
dez-22	TARTARUGA VERDE SO	PETROBRAS	39.062	1.960,4166

Além das atividades ligadas diretamente aos embarques e faturamentos das cargas de petróleo e dos faturamentos dos volumes de gás natural da União, foi desenvolvido um novo modelo de negócio para venda direta, através de consultas ao mercado, de cargas spot de novos petróleos, ainda com pequenas parcelas da produção da União e valorações pelo mercado desconhecidas, tendo sido efetivada a primeira venda de petróleo Sépia, para a GALP Energia, em agosto de 2022. O segundo processo de venda foi iniciado no mês de outubro para venda de uma carga spot de petróleo Atapu e encontra-se em andamento.

Foram negociadas extensões das vigências dos atuais contratos de compra e venda de gás natural e novos contratos estão sendo negociados para vendas de gás de Sépia e Atapu.

3. Organização interna

3.1 A companhia

A estrutura organizacional da PPSA combina a clássica estrutura funcional vertical com a estrutura horizontal por CPP (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 objetivo maximizar os resultados econômicos oriundos de suas atividades em favor da União.



3.2 Gestão de pessoas

A PPSA continua em processo de estruturação do seu quadro de pessoal, tendo apresentado à SEST, em 2021, propostas de Plano de Cargos e Salários, do Plano de Funções, do Plano de Transição e do Quadro de Pessoal.

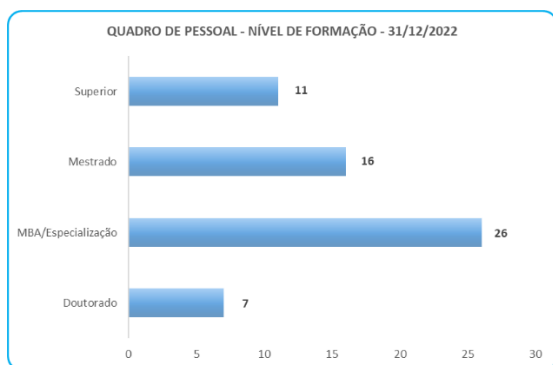
A SEST já se manifestou favorável à aprovação do PCS apresentado, porém com alterações substanciais na proposta, e aprovou o Quadro de Pessoal.

O Plano de Funções e o Plano de Transição deverão ser refeitos com alterações recomendadas pela SEST e apresentados até 31 de maio de 2023.

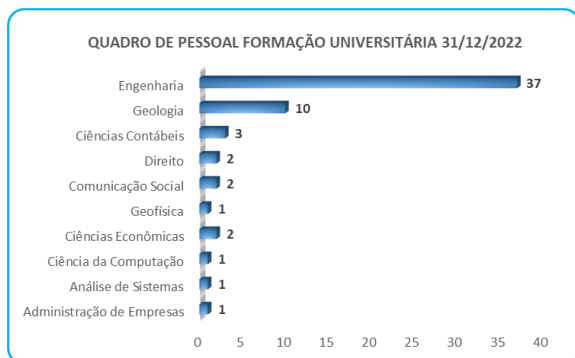
Quadro de pessoal

Em 31 de dezembro de 2022, a empresa contava com 60 profissionais.

Quadro nível de formação



Quadro formação universitária





3.3 Governança Corporativa

A governança da empresa utilizou o modelo híbrido de reuniões, entre remotas e presenciais, nos colegiados estatutários, sem perda de qualidade ou eficiência na interação entre os participantes ou nas deliberações dos assuntos de interesse da PPSA.

Entre as deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração no segundo semestre de 2022, podemos destacar:

Assembleia Geral
Eleição e recondução de Conselheiros de Administração e Fiscais
Conselho de Administração
Análise das Demonstrações Financeiras auditadas do 2º e 3º trimestres/2022
Aprovação do Plano Estratégico 2023-2027
Aprovação do Plano Anual de Negócios 2023

3.4 Planejamento Estratégico

Durante o período, podemos destacar as seguintes realizações que estavam previstas no nosso Planejamento Estratégico, distribuídas conforme as Diretrizes Estratégicas:

1ª Diretriz Estratégica – Aprimorar os processos técnicos e de gestão de contratos de E&P

- Estruturação da carteira de projetos com procedimento de atualização e indicadores;
- Estruturação do processo de gestão da produção dos CPPs, com procedimento e indicadores;
- Simplificação do processo de aprovação dos *Ballots* e Notas Técnica e do processo de reconhecimento de custos.

2ª Diretriz Estratégica – Otimizar o processo de comercialização de petróleo e gás

- Criação de alternativas de comercialização, incluindo cenário de pequenos volumes, aumentando a rentabilidade;
- Incentivo e acompanhamento do estudo do CTV nos consórcios;
- Renovação dos contratos de gás, refletindo os avanços do Mercado de Gás Natural.

3ª Diretriz Estratégica – Consolidar a estruturação da empresa e promover a transformação digital

- Renovação do contrato de remuneração da PPSA com o MME;
- Diagnóstico da gestão dos dados técnicos da PPSA;
- Implantação da LGPD;
- Implantação de Firewall mais moderno – aumento da segurança cibernética;
- Planejamento da contratação do SGPP 2.0;
- Aumento do engajamento da PPSA com ações de Comunicação e realização do Fórum Técnico.

4ª Diretriz Estratégica – Promover a Gestão do Conhecimento



- Mecanismos de transferência de conhecimento definidos e 25 ações realizadas, incluindo palestras, treinamentos e passagens de serviço.

5ª Diretriz Estratégica – Fomentar a aplicação de soluções técnicas e inovações nos projetos de E&P

- Gestão Tecnológica - Processo definido com procedimento e identificação de oportunidades.

Em dezembro, foi aprovado pelo Conselho de Administração, o Plano Estratégico 23-27.

3.5 Transformação digital

Promover a transformação digital da empresa é uma das quatro diretrizes do Planejamento Estratégico da PPSA. No segundo semestre de 2022, as atividades foram concentradas no desenvolvimento da documentação para a próxima contratação do Sistema de Gestão de Partilha da Produção (SGPP 2.0), contemplando o extenso levantamento realizado no primeiro semestre.

Neste período, também foi realizada a substituição dos desktops utilizados pelos colaboradores por notebooks, adicionalmente ao Office 365 que já era utilizado pela empresa.

Para aumentar a transparência da empresa, está sendo revisto o Painel Interativo com o objetivo de disponibilizar novos dados dos contratos de partilha da produção.

Para ampliar a segurança da informação, foi finalizada a contratação do novo Firewall visando a garantia de alta disponibilidade e o uso de uma Virtual Private Network (VPN) para atender a demanda da área técnica. Ao longo deste semestre também foi finalizada a migração do site da empresa para o gerenciador de conteúdo Wordpress, permitindo assim maior flexibilidade de uso pelas áreas da PPSA e maior visibilidade e controle dos requisitos de segurança da informação.

Em paralelo, foram concluídos os ajustes necessários na Política de Segurança da Informação e demais práticas de gestão, a fim de atender os requisitos estabelecidos na Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD). Todos os documentos foram encaminhados para aprovação da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração.

Os próximos passos na transformação digital incluem ações para ampliar a segurança da informação, ações para ampliação do uso de nuvem, adoção de novas ferramentas de suporte ao trabalho remoto, implantação de um sistema de Gestão de Documentos, implantação do SGPP 2.0 e implantação de um ERP (sistema de Planejamento dos Recursos da Empresa).



3.6 Investimento e custeio

3.6.1 Custeio

Os recursos para custeio das atribuições legais da PPSA advêm do Contrato de Remuneração com o Ministério de Minas e Energia (MME). Esse contrato prevê a contrapartida para a 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 decorrentes da gestão dos contratos para a comercialização de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos da União previstos em lei.

Como condição para o faturamento, a companhia elabora o Relatório Mensal de Remuneração com todas as informações sobre os contratos sob gestão da empresa, até o quinto dia útil do mês subsequente, para que o MME efetue a conferência e libere o aceite dos serviços.

O primeiro Contrato de Remuneração foi assinado em 30/11/2015, tendo sido aditado para inclusão do CNPJ do escritório central no Rio de Janeiro e, posteriormente, para estender a vigência até 30 de junho de 2021. Neste contrato, a remuneração pela gestão e representação da União nos contratos era 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.

A negociação do novo contrato foi concluída ainda em 2020 e teve como princípio uma nova metodologia de medição acordada com o MME, a fim de garantir um critério mais objetivo. O conceito desenvolvido consiste em atribuir tarifas às diferentes fases de um contrato de partilha ou acordo de individualização de produção, com fatores multiplicadores por área do bloco, quando em fase de exploração, e por módulos de produção, quando em fases de desenvolvimento de produção e produção, trazendo uma renovação e ajustando o novo contrato à realidade da empresa. O novo contrato foi celebrado com duração de seis meses, sendo aditado por igual período e, por fim, renovado por 12 meses em dezembro de 2021.

Em dezembro de 2021, novo contrato foi assinado, com prazo de vigência até 31/12/2022. Em 31/08/2022 foi assinado um aditivo do contrato de remuneração com o MME com prazo de vigência estendido até 30/06/2023. A PPSA não possui outra fonte regular de receita além do contrato de remuneração com o MME.

3.6.2 Investimento

Os recursos para manutenção e ampliação das atividades oriundas das atribuições legais da companhia advêm dos aportes de capital da União (acionista única) e dos valores correspondentes às parcelas do bônus de assinatura destinadas à companhia, nos termos da parte final do inciso I do art. 7º da Lei nº 12.304/2010.

Ainda no segundo semestre deste ano, a companhia investiu R\$ 1,11 milhão em softwares especialistas, de geociências (geologia e geofísica), e de simulação de reservatórios, para suporte às atividades técnicas da Companhia, além de R\$ 0,14 milhão referente à aquisição do firewall.



3.7 Participação externa e atendimento à sociedade

3.7.1 Eventos e publicações

A participação de executivos da companhia em eventos da indústria do petróleo tem o intuito de disseminar informações sobre o regime de partilha de produção e apresentar a atuação da empresa, assim como a contribuição na elaboração de trabalhos técnicos.

- Participação de colaboradores na Rio Oil & Gas: o Coordenador de Gestão de Projetos e Contratos, Claudio Martins Kuyven, apresentou artigo sobre os oito anos de contrato de partilha no Brasil, em sessão técnica sobre o pré-sal, e destacou o papel da PPSA como gestora dos contratos, além dos resultados conquistados neste período. O trabalho foi escrito em parceria com Ricardo de Oliveira Loureiro, Julio Eustáquio Gontijo, Vagner da Silva Vasconcelos e Silvana Pinheiro Verago; o advogado Olavo Bentes David, então Consultor Jurídico da PPSA, apresentou artigo sobre os aspectos jurídicos da comercialização do petróleo e do gás natural da União, explicando como é o regime jurídico-fiscal de partilha de produção e quais são as competências legais e exclusivas da PPSA. O trabalho foi escrito em parceria com Maria Amélia Braga, Lucas Barreto Ribeiro, Renata Carvalhal e Juliana Alfradique.
- O Gerente Executivo de Búzios à época do evento, Antonio Carlos Capeleiro, mediu sessão sobre o Campo de Búzios na Rio Oil & Gas.
- Apresentação realizada pelo Coordenador de Desenvolvimento de Produção, Francisco Eugênio Torres, no SPE Brazil Symposium, em 29 de setembro de 2022, com o tema “Visão da PPSA de diferentes modelos de contratos”.
- Apresentação realizada pelo Diretor de Gestão de Contratos, Osmond Coelho Junior, sobre o cenário da indústria de Óleo e Gás no Project Management Institute (PMI), no dia 9/9/2022, no episódio Construction Titãs com o tema “O cenário da indústria de óleo e gás”.
- Executivos da PPSA receberam, dia 29 de setembro, a visita de uma comitiva da Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis de Angola (ANPG). O encontro teve como objetivo a troca de informações sobre aspectos técnicos, operacionais e administrativos na gestão dos contratos de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil e no país africano, que também possui reservas de pré-sal.
- Realização do 5º Fórum Técnico Pré-Sal Petróleo, com a participação de 150 líderes do setor de óleo e gás. O evento foi transmitido em tempo real e as apresentações já receberam mais de 40 mil visualizações.

Nesta quinta edição do encontro, o Diretor-Presidente da empresa, Eduardo Gerk, apresentou a nova edição do estudo “Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção”, com projeções de produção, arrecadação e investimentos para os 19 contratos sob gestão da PPSA para os próximos dez anos.

O Fórum contou com debates sobre alternativas logísticas de escoamento do petróleo e do gás natural do pré-sal e apresentações da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e do Serviço Geológico do Brasil. Pela primeira vez houve uma sessão técnica fechada para convidados, que debateu o tema “Prevenção e combate à perda de circulação de fluidos no pré-sal”.



5º Fórum Técnico da PPSA ▶ Reproduzir tudo

5º Fórum Técnico da PPSA Abertura	5º Fórum Técnico da PPSA Potencial das áreas da Oferta Permanente	5º Fórum Técnico da PPSA Alternativas logísticas de...	5º Fórum Técnico da PPSA Caminhos para o...	5º Fórum Técnico da PPSA Serviço Geológico do Brasil...
epbr 7,4 mil visualizações • Transmitido há 1 mês	epbr 8,5 mil visualizações • Transmitido há 1 mês	epbr 15 mil visualizações • Transmitido há 1 mês	epbr 384 visualizações • Transmitido há 1 mês	epbr 8,3 mil visualizações • Transmitido há 1 mês

3.7.3 Transparência e didática:

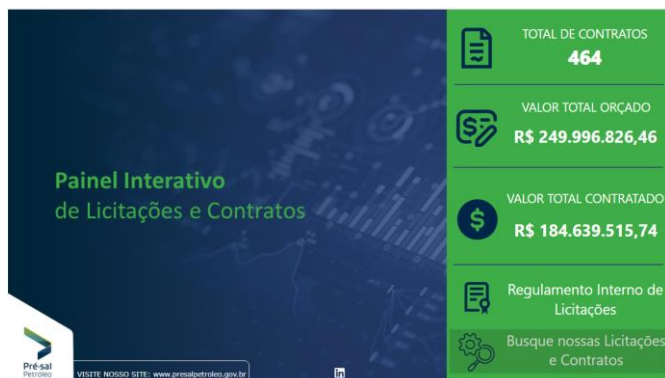
Com o objetivo de facilitar a compreensão dos temas da empresa, foram elaborados os seguintes e-books:

“Portfolio de Contratos de Partilhas de Produção” (<https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/12/Ebook-Portfolio-Cards-Relatorios-PPSA-REVISAO-07-12-2022-FINAL.pdf>)

“Estimativa de Resultados nos Contratos de Partilha de Produção” (https://www.presalpetroleo.gov.br/wp-content/uploads/2022/12/Ebook-ESTIMATIVA-DE-RESULTADOS-NOS-CONTRATOS-DE-PARTILHA-DE-PRODUCAO_Mod06-12.pdf).

Para aumentar a transparência, foi desenvolvido o Painel Interativo de Licitações e Contratos, que permite a visualização dos contratos realizados pela empresa desde 2014. O Painel foi elaborado em uma ferramenta de Business Intelligence e é atualizado a cada nova contratação.

Ao navegar no painel, o leitor pode fazer filtros por data da contratação, valor, objeto e modalidade de licitação. A ferramenta conta também com uma nuvem de palavras que facilita a busca por categorias. Ao clicar em determinada palavra, será apresentada uma tabela com todo o detalhamento das contratações realizadas naquela categoria, incluindo acesso aos documentos disponíveis.



Link: <https://www.presalpetroleo.gov.br/licitacoes-e-contratos/>



3.7.4 Atendimento à sociedade

A PPSA atende à sociedade por meio de Canal de Denúncias próprio e pelo Fala.BR. Não houve nenhuma demanda no canal próprio. No segundo semestre, foram recebidas 8 manifestações no Fala.BR, sendo 2 não relacionadas com a companhia e 6 correlatas, do tipo pedido de acesso à informação. As demandas foram respondidas tempestivamente. Além das manifestações citadas, outras 17 foram encaminhadas a outros órgãos.

4 Informações econômico-financeiras

4.1 Realização Orçamentária

Do Programa de Dispendios Globais de 2022, aprovado pelo Decreto nº 10.892 de 13/12/2021, foram realizadas 104% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 109,43 milhões. Desse total, 83% são receitas operacionais e 17%, receitas não operacionais. No que tange aos usos de recursos, foram realizados 80% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 87,69 milhões. Desse total, 51% correspondem a despesas com pessoal e encargos sociais; 18% a despesas com serviços de terceiros; 22% a tributos e encargos parafiscais e 5% são correlatos a dispendios de capital. Outros 4% respondem pelas rubricas de outros dispendios correntes, utilidades e serviços, e materiais e produtos.

4.2 Receitas para a União

No segundo semestre de 2022, a PPSA gerou para a União R\$ 3.476,50 bilhões sendo R\$ 3.457,81 bilhões relativos à comercialização de óleo de Mero, Sapinhoá, Tupi (Lula) e Búzios e R\$ 18,69 milhões relativos à venda do gás natural de Búzios, Sapinhoá, Tartaruga Verde e Tupi (Lula), referentes a parcela da União sob gestão da Companhia.

A tabela abaixo mostra as quantidades comercializadas de gás e de óleo, com respectivos valores em Reais.

Rótulos de linha	Unidade Medição	Soma de Quantidade	Soma de Valor NF
MERO-ÓLEO	M3	551.996,08	1.605.635.597,90
SAPINHOÁ-ÓLEO	M3	158.840,25	447.817.862,19
TUPI (LULA)-ÓLEO	M3	160.468,94	435.873.539,99
BÚZIOS-ÓLEO	M3	317.115,39	968.485.880,03
BÚZIOS-GÁS	MMBtus	208.777,17	979.366,61
SAPINHOÁ-GÁS	MMBtus	863.108,30	12.607.157,00
TARTARUGA VERDE-GÁS	MMBtus	19.475,91	279.863,82
TUPI (LULA)-GÁS	MMBtus	350.377,69	4.819.819,07
Total Geral		2.630.159,73	3.476.499.086,61