

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**

1º Semestre de 2024



RELATÓRIO PRIMEIRO SEMESTRE 2024

Sumário

1. Resumo executivo	3
2. Atividades realizadas	5
2.1 Contratos de Partilha de Produção	
2.2 Acordos de Individualização da Produção	
2.3 Comercialização de petróleo e gás da União	
3. Organização interna.....	29
3.1 A companhia	
3.2 Gestão de pessoas	
3.3 Governança corporativa	
3.4 Planejamento estratégico	
3.5 Transformação digital	
3.6 Investimento e custeio	
3.7 Participação externa e atendimento à sociedade	
4. Informações econômico-financeiras.....	36
4.1 Realização orçamentária	
4.2 Receitas para a União	



1. Resumo executivo

Este relatório registra as principais atividades realizadas pela Pré-Sal Petróleo (PPSA) ao longo do primeiro semestre de 2024, quando a companhia se encarregou da gestão de contratos de partilha de produção 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.

Destaca-se abaixo um resumo das atividades desempenhadas no período:

Principais destaques na gestão dos contratos de partilha de produção:

- Em Mero, chegou ao Brasil o FPSO Duque de Caxias, vindo da China, que deverá entrar em produção no segundo semestre e foi realizada a contratação da empresa Technip para construção do Hi-Sep, a ser conectado ao FPSO de Mero 3;
- Em Sul de Gato do Mato, a ANP aprovou a postergação da entrega da declaração de Comercialidade para 01/07/2025; foi iniciada, em junho, a negociação do futuro Acordo de Individualização da Produção (AIP) de Gato do Mato;
- Em Sapinhoá, foram negociadas as novas cláusulas de redeterminação para o Aditivo 4 ao Acordo de Individualização da Produção do Entorno de Sapinhoá;
- Em Norte de Carcará, foi concluída a perfuração do poço GI-4 (injeção de gás), do desenvolvimento da Fase 1 do Bloco Norte de Carcará, e está em andamento a perfuração do poço PE-4 (produtor), da Fase 1; a meta atual para o *Sail-Away* do FPSO de Bacalhau de Cingapura é para 01/11/24;
- Em Alto de Cabo Frio Oeste, os contratados aprovaram, em maio, a devolução total do bloco, por falta de viabilidade técnica e econômica para o desenvolvimento da descoberta de Vidigal;
- Em Pau Brasil, foi iniciada a perfuração do poço pioneiro;
- Em Atapu, foi contratado o FPSO P-84, com capacidade de processamento de 225 mil bpd de óleo e de 6MMm³/d de gás natural, que atenderá a Fase II do projeto; no momento, está sendo realizada a interligação do FPSO com o Sistema de Escoamento de Gás, visando possibilitar exportação de gás no 4º semestre de 2024;
- Em Sépia, foi contratado o FPSO P-85, com capacidade de processamento de 225 mil bpd de óleo e de 6MMm³/d de gás natural, que atenderá a Fase II do projeto de Sépia;
- Em Norte de Brava, foi acordada a locação do poço pioneiro, denominada Mirante de Forno;
- Em Água Marinha, foi aprovada a perfuração do primeiro poço exploratório, a ser iniciado entre final de 2024 e início de 2025;
- Assinado o contrato de partilha de produção de Tupinambá em 27/05/2024.

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

- Em Tupi, foram realizados estudos técnicos para o processo de redeterminação das participações na jazida compartilhada. As propostas devem ser apresentadas por cada um dos consorciados até 15/10/2024; em 14/06/2024, motivado pela PPSA, o Operador notificou à ANP sobre a possibilidade da jazida compartilhada se estender a sudoeste, para além da atual área individualizada;
- Em Norte de Brava, foram negociados os procedimentos de redeterminação de Brava;



- Em Caxaréu, foram realizados estudos de viabilidade econômica;
- Em Jubarte, foram iniciadas as negociações para fechamento das participações, que devem ser finalizadas em Julho/24;

Principais destaques na comercialização de petróleo e gás da União:

- Comercialização de 8,5 milhões de barris de petróleo da União e 19,8 milhões de metros cúbicos de gás natural da União;
- Realização dos primeiros processos competitivos, considerando ofertas com base no preço do petróleo Brent para venda direta, através de consultas ao mercado. Foram vendidas cargas spot de petróleo de Sépia e Atapu para as empresas CNOOC e ACELEN - Refinaria de Mataripe S.A., em fevereiro e março de 2024, respectivamente;
- Realização de todas as atividades referentes ao desenvolvimento de processo, documentação e contratação para venda direta, por meio de leilão, das cargas da União de petróleo Mero (4 lotes) e Búzios (1 lote). O leilão será em 31 de julho de 2024;
- Negociação das assinaturas de termos aditivos aos contratos de compra e venda de gás natural de Sapinhoá, Tupi e Búzios para extensões das vigências até 31/12/2024;
- Apresentação do relatório do Comitê 3 – Modelo de Comercialização de Gás Natural da União ao Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar;
- Realização de estudos e negociações para desenvolvimento de modelo de negócio transitório, no qual uma terceira parte realiza o escoamento para que a União possa comercializar seu gás na entrada do sistema de processamento de forma mais competitiva, enquanto não concretiza a adesão ao SIE-BS;
- Contratação, em fevereiro, de empresa especializada na prestação de serviços de consultoria para realização de estudos e apresentação de relatórios.

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

- Implementado o primeiro Programa de Estágio da PPSA, recebendo 14 estagiários;
- Aprovação do Plano de Cargos e Salários pela SEST, dando início aos preparativos para o concurso público;
- Na Governança, eleição de Micheline Xavier Faustino, indicada como membro independente pelo Ministério de Minas e Energia, em substituição a Renato Campos Galuppo, na Assembleia Geral de 18/04/2024; aprovação de alterações estatutárias, dos Relatórios da Administração, das Demonstrações Contábeis referentes e a Proposta de destinação do lucro líquido e retenção de parcelas de lucros; aprovação dos resultados do Planejamento Estratégico 2023-2027, da Política de Segurança da Informação; e do Programa de Dispêndios Globais e Orçamento de Investimentos – PDG/OI 2025, entre outras deliberações;
- Realização de diversas iniciativas do Planejamento Estratégico, entre elas a elaboração de proposta de modificações no Contrato de Partilha com o propósito de aumentar a atratividade de futuros contratos, a contratação da Gestão de Dados Técnicos com solução de Front End do Geopost e a consolidação dos dados de emissões de GEE (gases de efeito estufa) de 2022 e 2023 dos contratos de partilha de produção;
- Na Tecnologia de Informação, destacam-se a contratação da nuvem Microsoft Azure, com a migração do Data Center planejada para ocorrer no segundo semestre de 2024,



e a implementação de melhorias evolutivas no Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP);

- Participação de executivos da empresa em 26 eventos externos.

Finanças:

- Assinatura, em 27 de junho de 2024, de novo contrato de remuneração com o MME (Nº 19/2024) contemplando o prazo de vigência de 01 de julho de 2024 até 30 de junho de 2025;
- Investimento de R\$ 3,6 milhões em softwares especialistas de geociências, simulação de reservatórios e de gestão de Custo em Óleo;
- Realização de 114% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 64,86 milhões, e de 86% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 52,75 milhões;
- Arrecadação de R\$ 3,4 bilhões para a União relativos à comercialização de óleo e de R\$ 14,96 milhões relativos à venda do gás natural.

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. Como parte de suas atividades, também monitora, aprova e audita os gastos com custeio e investimento passíveis de recuperação pelos contratados, via volume de petróleo produzido; verifica o cumprimento das exigências do conteúdo nacional no desenvolvimento das jazidas petrolíferas do Polígono do Pré-Sal; e presta as informações necessárias para que a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) exerça suas funções regulatórias.

A seguir, um descritivo das principais 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:

- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foram realizadas reuniões mensais com o Operador para acompanhamento e monitoramento do projeto de Libra/Mero;



- Foram aprovados 49 *Ballots* e 22 AFEs (*Authorization for Expenditure*) no segundo semestre de 2023;
- Realizadas regularmente reuniões dos subcomitês de Conteúdo Local, SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde), Logística, Tecnologia, Operações, Técnico de Exploração e Técnico de Desenvolvimento;
- O FPSO Pioneiro de Libra continua mantendo uma produção da ordem de 50.000 bpd, em forma de produção antecipada (SPA2) e obtendo-se informações importantes de reservatórios e sobre o uso de linhas flexíveis, cujos resultados estão sendo aplicados no desenvolvimento do campo de Mero;
- O FPSO Guanabara (Mero 1) entrou em produção no dia 30/04/2022 e vem mantendo uma produção da ordem de 180.000 bpd, com aproveitamento do gás acima de 99%;
- O FPSO Sepetiba (Mero 2) entrou em produção no dia 31/12/2023 e vem produzindo cerca de 45.000 bpd. Já foram interligados novos poços de produção e de injeção de gás e água, devendo atingir o pico de produção de 180.000 bpd no segundo semestre de 2024, a depender de autorização do Ibama;
- O FPSO Duque de Caxias (Mero 3) chegou ao Brasil, vindo da China, em 27/05/2024 e deverá entrar em produção no segundo semestre de 2024. Sua capacidade de produção é de 180.000 bpd;
- O FPSO Alexandre de Gusmão (Mero 4) está em fase final de construção na China e deverá entrar em produção em meados de 2025, com capacidade também de 180.000 bpd. A produção total de Mero deverá chegar a cerca de 600.000 bpd no primeiro semestre de 2026;
- A produção de petróleo no primeiro semestre de 2024 (dez/23 a maio/24) foi de cerca de 39,8 milhões de barris, tendo gerado receitas em favor da União da ordem de R\$ 2,0 bilhões e cerca de R\$ 2,3 bilhões em pagamento de Royalties;
- A produção acumulada de Mero, desde o início das operações em novembro/2017, foi da ordem de R\$ 140,3 milhões de barris, sendo 135,4 milhões na área do CPP de Libra e 4,9 milhões na Área não Contratada. Desses volumes, cerca de 21,0 milhões de barris foram destinados à União (Excedente de Óleo da União);
- As receitas totais geradas para a União desde o início da produção de Mero foram da ordem R\$ 7,7 bilhões e o total de Royalties chegou a R\$ 7,8 bilhões;
- Continua a perfuração e completação de poços para o desenvolvimento de Mero, com a utilização de 02 sondas: NS-32 (Norbe VIII) e NS-39 (Mykonos);
- Continuam os estudos sísmicos e geológicos da área Central, com prazo concedido pela ANP até 28/11/2025, para conclusão da fase de exploração. Está sendo avaliada a perfuração de um poço na área Central, para que se possa fazer uma avaliação econômica, visando a declaração de comercialidade da área;
- Foram concluídos os testes com o CTV (Cargo Transfer Vessel) com resultados positivos para uso da tecnologia na Bacia de Santos;
- Foi feita a contratação da empresa Technip para construção do Hi-Sep, a ser conectado ao FPSO de Mero 3, ainda em fase final de demonstração da viabilidade tecnológica, para que possa ser expandido para os demais sistemas de produção de Mero.



Contratos da 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:

- As atividades exploratórias do projeto foram concluídas e atualmente as equipes estão concentradas em estudos para viabilização da descoberta associada com o poço 1-SHEL-23-RJS;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA, foram realizadas reuniões mensais com o Operador e demais consorciados para acompanhamento e monitoramento do projeto;
- Foram aprovados 5 ballots e 1 AFE (*Authorization for Expenditure*) no primeiro semestre de 2024;
- Em fevereiro de 2024, foram concluídos os serviços de Pre-FEED (*Preliminary Front-End Engineering Development*) para o desenvolvimento do projeto;
- Em março de 2024, foi aprovada a contratação de estudos de engenharia do tipo FEED (*Front-End Engineering Development*), que incluem projeto conceitual de engenharia, plano de execução do projeto, orçamentação e cronograma de implantação (Ballot 0001/2024);
- Em março de 2024, a ANP aprovou a postergação da entrega da declaração de Comercialidade para 01/07/2025;
- Em maio de 2024, foram aprovadas as estratégias de contratação de sistemas submarinos (Ballot 0003/2024) e de serviços de perfuração e completção de poços (Ballot 004/2024);
- Em junho de 2024, foi aprovada a contratação de seguros de poço do tipo *Operator Extra Expenses* ("OEE") e *Third Party Liability* ("TPL");
- Em junho de 2024, de forma complementar aos estudos de engenharia, foi iniciada a negociação de acordo de confidencialidade com a Petrobras para avaliar a capacidade das UPGNs para processar eventual exportação de gás natural do projeto;
- Na mesma linha, ainda em junho de 2024, foi iniciada a negociação do futuro Acordo de Individualização da Produção (AIP) de Gato do Mato;
- Em junho de 2024, foi emitida a notificação para o início da primeira auditoria de custo em óleo do CPP de Sul de Gato do Mato, que terá as primeiras atividades de campo em julho de 2024. Esta será a primeira auditoria de custo em óleo a ser realizada em Operador que não seja a Petrobras;
- Foi realizado o reconhecimento dos gastos apresentados nas remessas 27 a 33, dentro dos prazos previstos no CPP. Como foram respeitados o regramento geral e o rito contratual, 100% dos gastos foram reconhecidos como custo em óleo;

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:

- Continua a produção através dos FPSOs Cidade de Ilhabela e Cidade de São Paulo;
- Realizadas intervenções de light e heavy workover para manutenção de poços na jazida;
- Negociadas as novas cláusulas de redeterminação para o Aditivo 4 ao Acordo de Individualização da Produção.

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:

- O AIP de Bacalhau está efetivo desde 01/01/2022;
- Concluída a perfuração do poço GI-4 (injeção de gás), do desenvolvimento da Fase 1, com a sonda West Saturn;
- Perfurado o poço ADR-5, com a sonda DS-17, na área de Norte de Carcará, que apresentou resultados geológicos abaixo dos esperados;
- Sonda DS-17 foi para a Argentina. Previsto retorno da sonda para Bacalhau para início de julho/24;
- Concluído, em fevereiro, o içamento dos módulos para o FPSO, em Cingapura;
- Em andamento a perfuração do poço PE-4 (produtor), da Fase 1, com a sonda West Saturn;
- Operador segue trabalhando com os contratados para minorar atrasos na construção do FPSO e do SURF;
- Meta atual para o *Sail-Away* do FPSO de Bacalhau de Cingapura em 01/11/24, mas com data mais provável entre 15/11 e 15/12.

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:

- O bloco segue em fase exploratória. O novo prazo para o término da Fase Exploratória de ACFC é abril/2027;
- Segue em andamento o planejamento e a preparação para as atividades de perfuração de dois poços no primeiro semestre de 2025;
- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foram realizadas reuniões periódicas com o Operador para acompanhamento e monitoramento do projeto;
- Foram aprovados 11 ballots e 1 AFE (*Authorization for Expenditure*) no primeiro semestre de 2024;



- Em janeiro de 2024, foi aprovada uma revisão da estratégia para contratação de embarcações de apoio às sondas de perfuração. (Ballot 0003/2024);
- Em fevereiro de 2024, foi aprovada a inclusão do serviço de *G&G Data Management*, que inclui serviços de preparação, certificação e movimentação de dados geofísicos, na lista de serviços especiais do operador para 2024 (Ballot 0001/2024);
- Ainda em fevereiro de 2024, foi aprovada a adesão a contratos do Operador para fornecimento de serviços de cimentação de poços (Ballot 0004/2024);
- Em março de 2024, foi aprovada a adesão a contratos do Operador para fornecimento de serviços de teste de poços/avaliação das formações (“DST”) (Ballot 0005/2024);
- Em maio de 2024, foi aprovada uma revisão do Plano de Trabalho Exploratório, ajustando a programação das atividades (Ballot 0004/2024);
- Em junho de 2024, foram aprovadas a adesão a contratos do Operador para fornecimento de serviços de MPD (*Managed Pressure Drilling*) e a contratação de três embarcações de apoio às sondas de perfuração (Ballots 0010/2024 e 0011/2024, respectivamente);
- Em junho de 2024, foi realizada reunião técnica com o Operador para avaliação dos trabalhos de reprocessamento sísmico;
- Foi realizado o reconhecimento dos gastos apresentados nas remessas 54 a 60, dentro dos prazos previstos no CPP. Aproximadamente, 95% dos gastos foram reconhecidos como custo em óleo.

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:

- Em maio de 2024, foi aprovada a contratação de seguros de poço do tipo *Operator Extra Expenses* (“OEE”) e *Third Party Liability* (“TPL”);
- Foi realizado o reconhecimento dos gastos apresentados nas remessas 55 a 59, dentro dos prazos previstos no CPP. Como foram respeitados o regramento geral e o rito contratual, 100% dos gastos foram reconhecidos como custo em óleo;
- Em maio de 2024, os contratados do CCP ACFO aprovaram a devolução total do bloco, por falta de viabilidade técnica e econômica para o desenvolvimento da descoberta de Vidigal. Essa decisão está em linha com discussões técnicas conduzidas em 2023;
- O Operador iniciou as atividades de descomissionamento das instalações e devolução de poço;
- Em 20/06/2024, foi realizada reunião com o Operador para validação do conjunto das atividades e do cronograma para a efetivação da devolução da área e o encerramento do contrato;
- O próximo passo será a formalização da devolução da área à ANP, a ocorrer em julho de 2024.



Bloco: Peroba

Data de Assinatura do Contrato: 31/01/2018

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

Excedente em Óleo da União: 76,96%

Atividade realizada:

- Acompanhamento das atividades relacionadas à devolução da área, devido à não comercialidade.

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:

- Operador executando orçamento reduzido para 2024 aprovado pelo Consórcio, após resultados abaixo da expectativa na perfuração do prospecto de Araucária.

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:

- Acompanhamento das atividades relacionadas à devolução da área, devido à não comercialidade.

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:

- Por falta de viabilidade técnica e econômica para o desenvolvimento da descoberta do poço pioneiro 1-BRSA-1382D-RJS, no lead Temisto, e por falta de perspectiva para



o restante do bloco, em 17/11/2023, foi aprovada pelo Comitê Operacional a devolução total do bloco;

- Esta decisão foi comunicada à ANP em 21/11/2023.

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:

- Sem atividades no período
- Contrato em processo de devolução

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;
- A avaliação, até o momento, é de baixa expectativa de comercialidade desse bloco.

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:

- Recebida a licença de perfuração do poço compromisso do PEM;
- Efetuados os contratos de perfuração de poço, apoio logístico e operações complementares para o poço pioneiro;
- Iniciada a perfuração do poço pioneiro de Pau Brasil, compromisso mínimo do PEM.

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:

- De acordo com as práticas de gestão da PPSA foram realizadas reuniões regulares com o Operador para acompanhamento das operações na Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça e das atividades exploratórias no restante da área do CPP;
- O bloco segue com produção estável, oriunda da participação na Jazida Compartilhada de Tartaruga Mestiça. O FPSO Campos dos Goytacazes continua mantendo uma produção da ordem de 30.000 bpd;
- A produção de petróleo no primeiro semestre de 2024 foi de cerca de 3,8 milhões de barris, tendo gerado receitas em favor da União da ordem de R\$ 1 milhão e cerca de R\$ 35 milhões em pagamento de Royalties;
- A produção acumulada de Tartaruga Verde Sudoeste, desde o início das operações em dezembro/18, foi da ordem de 14 milhões de barris. Desses volumes, cerca de 600 mil barris foram destinados à União (Excedente de Óleo da União);
- As receitas totais geradas para a União desde a assinatura do CPP SOTV foram da ordem R\$ 180 milhões e o total de Royalties chegou a R\$ 600 milhões;
- Foram aprovados 13 ballots e 1 AFE (Authorization for Expenditure) no primeiro semestre de 2024;
- Foi iniciada uma revisão do Plano de Trabalho e Orçamento de Exploração 2024 (Ballot SOTV 0003/2024), incluindo atividades de planejamento para perfuração de poço exploratório no prospecto de Atolchelys.
- Em janeiro de 2024, foi aprovada a inclusão do serviço de *G&G Data Management*, que inclui serviços de preparação, certificação e movimentação de dados geofísicos, na lista de serviços especiais do operador para 2024 (Ballot SOTV 0001/2024);
- Em fevereiro de 2024, foram avaliadas e aprovadas as propostas para inclusão de serviços submarinos na lista de serviços especiais do Operador (Ballot 0001/2024) e adesão a contratos do Operador para avaliação das interferências na fauna marinha, assistência em casos de vazamento e atendimento de condicionante à licença operacional do FPSO Campos de Goytacazes (Ballot 0004/2024);
- Em março de 2024, foram avaliadas e aprovadas as propostas para fornecimento de diesel pelo Operador (Ballot 0003/2024) e para adesão a contratos do Operador de serviços em poços offshore, incluindo atividades de perfuração, completação, workover e abandono (Ballot 0007/2024);
- Em março de 2024, o Operador enviou o Notice 0003/2024, solicitando aprovação de evolução regulatória com o objetivo de incorporar cláusulas do modelo de CPP do 2º Ciclo de Oferta Permanente de Partilha. A PPSA segue avaliando a solicitação, com expectativa de resposta no segundo semestre de 2024;
- Em maio de 2024, foram avaliadas e aprovadas as propostas para inclusão de serviços submarinos na lista de serviços especiais do Operador (Ballot 0001/2024) e para adesão a contratos do Operador para avaliação das interferências das atividades de E&P na



fauna marinha, assistência em casos de vazamento de óleo e atendimento de condicionante à licença operacional do FPSO (Ballot 0004/2024) e para fornecimento de embarcações de estimulação de poço (Ballot 0008/2024);

- Em junho de 2024, foram avaliadas e aprovadas as propostas para prosseguimento da aquisição de antiespumantes e aluguel de tanques offshore para operação do FPSO (Ballot 0013/2024) e para a estratégia para fornecimento de equipamentos submarinos do tipo "In-line Tee" (Ballot 0014/2024);
- Foi realizado o reconhecimento dos gastos apresentados nas remessas 46, 47 e de 49 a 56, dentro dos prazos previstos no CPP. Aproximadamente, 92% os gastos foram reconhecidos como custo em óleo. A PPSA enviou notificação ao Operador para início da auditoria de custo em óleo para os anos de 2019 e 2020, com trabalhos de campo previstos para ocorrer em julho de 2024.

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:

- Executando atividades do PAD;
- Sísmica OBN em andamento;
- Discutidas alternativas preliminares de desenvolvimento – DG1 previsto para o final de 2025.

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:

- Realizado em janeiro o workshop de lições aprendidas em poços;
- Realizado TCM e 'Business Peer Review - Water Injection Increase Project (RWI)' para FID do projeto de injeção de água RWI na P-74 e P-75;
- Recebidos os modelos estático e dinâmico V5 de Búzios;
- Aprovado o FID do RWI da P-74 e P-75;
- Realizado o DPCOM 1/2024 - Project Development Subcommittee Meeting, com a



- participação de representantes de todos os consorciados;
- Realizado em maio o Buzios Water Injection Workshop;
 - Realização de reuniões do subcomitê de operações para acompanhamento da produção;
 - Agendado para agosto de 2024 3 dias de Reservoir Forum - BÚZIOS - 13,14 e 15 de agosto;
 - SCC-CO2 Project Update realizado em junho para atualização das atividades em curso
 - A produção média líquida de óleo no período foi de 678 mil bpd e a exportação média de gás natural de 4,2 milhões de m³/d;
 - 5 unidades de produção estão em operação no campo: P-74, P-75, P-76, P-77 e FPSO Almirante Barroso;
 - Agendado para agosto de 2024 o 'Reservoir Forum - BÚZIOS', previsto para os dias 13,14 e 15 de agosto;
 - Campanha de perfuração de poços em curso, com média de cinco sondas de perfuração em operação por mês.

Bloco: Itapu

Data da Assinatura do Contrato: 30/03/2020

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 18,15%

Atividades realizadas:

- A produção em Itapu foi iniciada em 21/12/2022, através do FPSO P-71;
- No final desse primeiro semestre de 2024 a produção média de óleo foi em torno de 150 mil (capacidade máxima da P-71) bpd através de 4 poços produtores;
- A injeção de gás através de 1 poço ficou em torno de 1,7 Milhões de m³/d e a injeção de água, também através de 1 poço ficou em torno de 54 mil bpd;
- Para o próximo semestre estão previstos a entrada de mais poços produtores e injetores.

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:

- A Fase I desse projeto está em produção desde 25/06/2020, através do FPSO P-70, produzindo em torno de 155 mil bpd;
- Operando com 11 poços: 5 produtores +2 injetores de gás + 4 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 4º semestre de 2024;
- Com foco na Fase de Desenvolvimento da Produção, no 1º semestre de 2024, foram emitidos e aprovados, respectivamente, 44 e 34 Ballots;



- Contratado o FPSO P-84, com capacidade de processamento de 225 mil bpd de óleo e de 6MMm³/d de gás natural, que atenderá a Fase II do projeto;
- Realizadas reuniões mensais de acompanhamento do projeto.

Bloco: Sépia

Data da Assinatura do Contrato: 27/04/2022

Contratados: Petrobras (Operador, 100%)

Excedente em Óleo da União: 37,43%

Atividades realizadas:

- A Fase I desse projeto está em produção desde 25/06/2020, através do FPSO Carioca, produzindo em torno de 164 mil bpd;
- Operando com 7 poços = 4 produtores +2 injetores de gás + 1 injetor de água;
- Interligado o FPSO Carioca com o Sistema de Escoamento de Gás e iniciada a exportação em 02/05/2023, de forma intermitente, a partir de ociosidades na Rota 2 de Escoamento de Gás;
- Com foco na Fase de Desenvolvimento da Produção, no 1º semestre de 2024 foram emitidos e aprovados, respectivamente, 17 e 13 Ballots;
- Realizada descoberta de nova jazida na área NW do Bloco de Sépia;
- O poço pioneiro apresentou coluna com 510 m de hidrocarbonetos e com características semelhantes ao óleo da jazida compartilhada;
- Contratado o FPSO P-85, com capacidade de processamento de 225 mil bpd de óleo e de 6MMm³/d de gás natural, que atenderá a Fase II do projeto;
- Realizadas reuniões mensais de acompanhamento do projeto.

Contratos do 1º Ciclo da Oferta Permanente de Partilha de Produção

Norte de Brava

Data da Assinatura do Contrato: 31/05/2023.

Contratados: Petrobras (100%)

Excedente em Óleo da União: 61,71%

Atividades realizadas:

- Providenciadas as contratações para perfuração do poço pioneiro, atividades de suporte, logística, apoio a emergências;
- Programada a perfuração do poço pioneiro do CPP, compromisso mínimo do PEM;
- Acordada a locação do poço pioneiro, denominada Mirante de Forno.

Água Marinha



Data da Assinatura do Contrato: 31/05/2023.

Contratados: Petrobras (30%), Total EnergiesEP (30%); Petronas (20%) e Qatar Energy (20%)

Excedente em Óleo da União: 42,40%

Atividades realizadas:

- Foi aprovada pelos parceiros de Água Marinha a perfuração do primeiro poço exploratório, a ser iniciado entre final de 2024 e início de 2025;
- A locação a ser perfurada, denominada Andorinha, tem objetivos em horizontes do Pós-Sal e também do Pré-Sal;
- Foi aprovada a contratação de uma sonda de perfuração e dos demais materiais e serviços necessários para a perfuração do poço.

Bumerangue

Data da Assinatura do Contrato: 01/06/2023

Contratados: BP Energy (100%)

Excedente em Óleo da União: 5,90%

Atividades realizadas:

- Atividades relacionadas à preparação para perfuração do poço pioneiro, previsto para 2025.

Sudoeste de Sagitário

Data da Assinatura do Contrato: 31/05/2023.

Contratados: Petrobras (60%) e Shell Brasil (40%)

Excedente em Óleo da União: 25%

Atividades realizadas:

- Atividades relacionadas à preparação para perfuração do poço pioneiro, previsto para 2025.

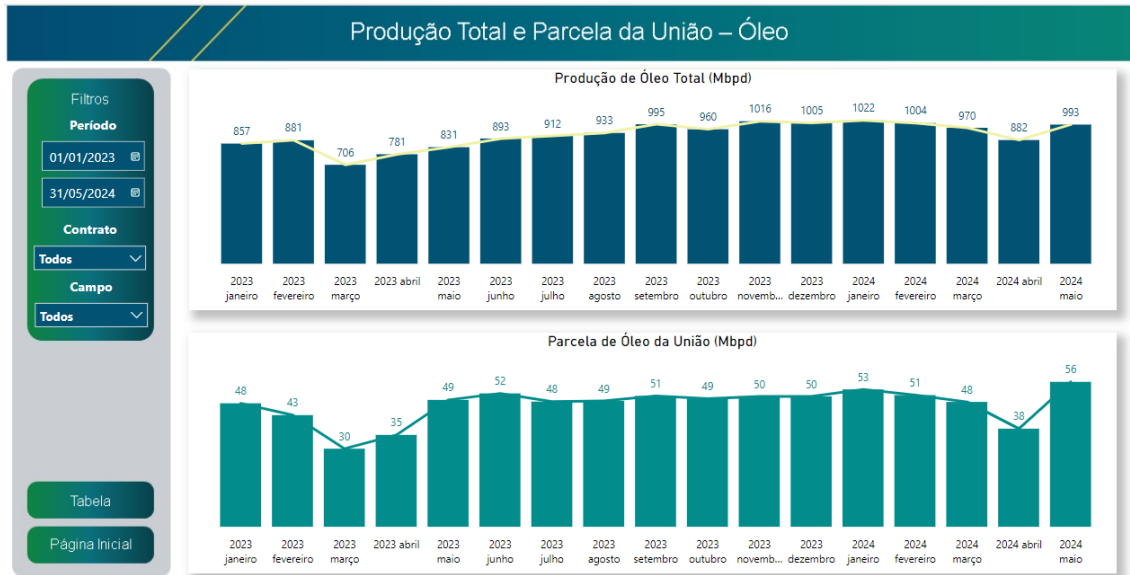
Tupinambá

- Assinado o contrato de partilha de produção em 27/05/2024, com a primeira reunião do OPCOM programada.

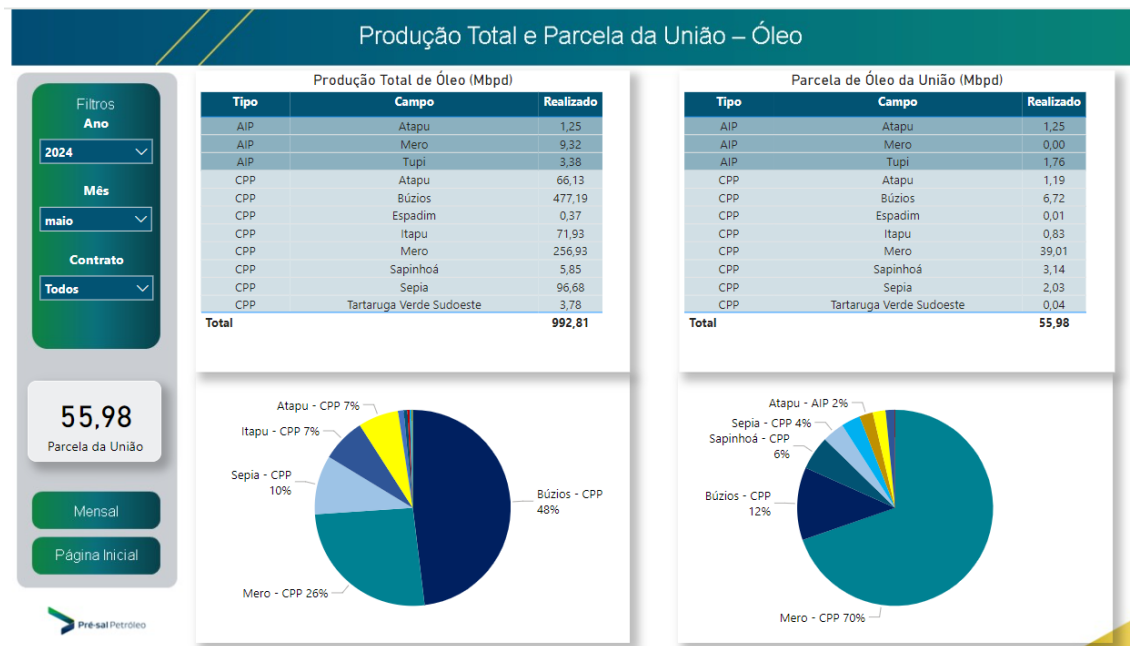
2.1.2 Produção de petróleo e gás em contratos de Partilha de Produção entre janeiro e maio, incluindo os seguintes campos: Área de Desenvolvimento de Mero, Atapu, Búzios, Sépia, Tartaruga Verde, Entorno de Sapinhoá, Espadim e Atapu. Dados de maio de 2023.



- Produção média diária de óleo dos contratos e da União.

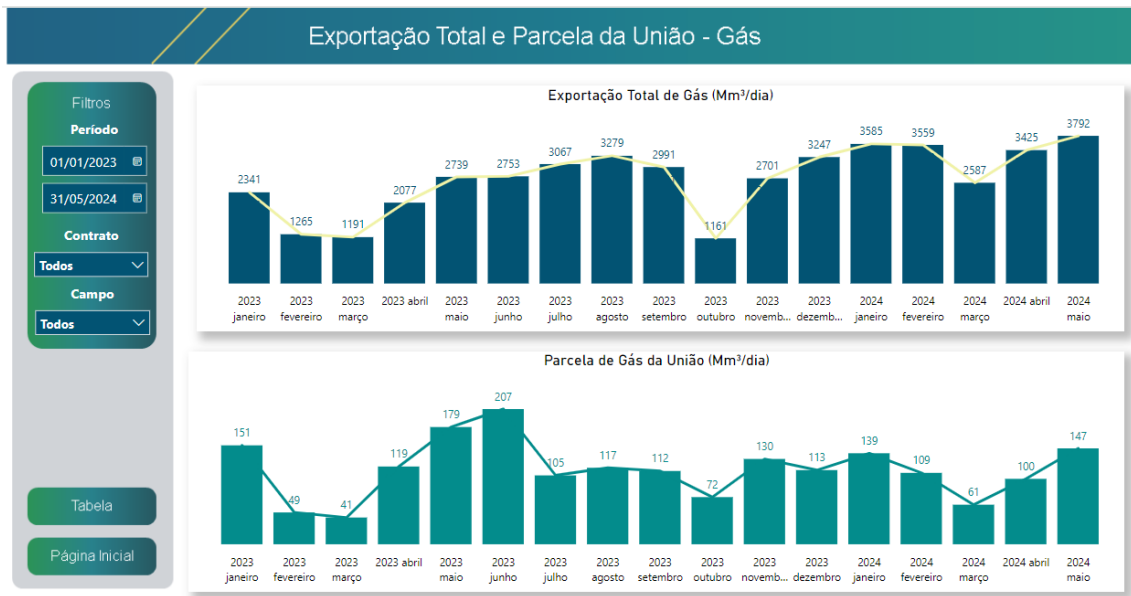


Dados de maio:

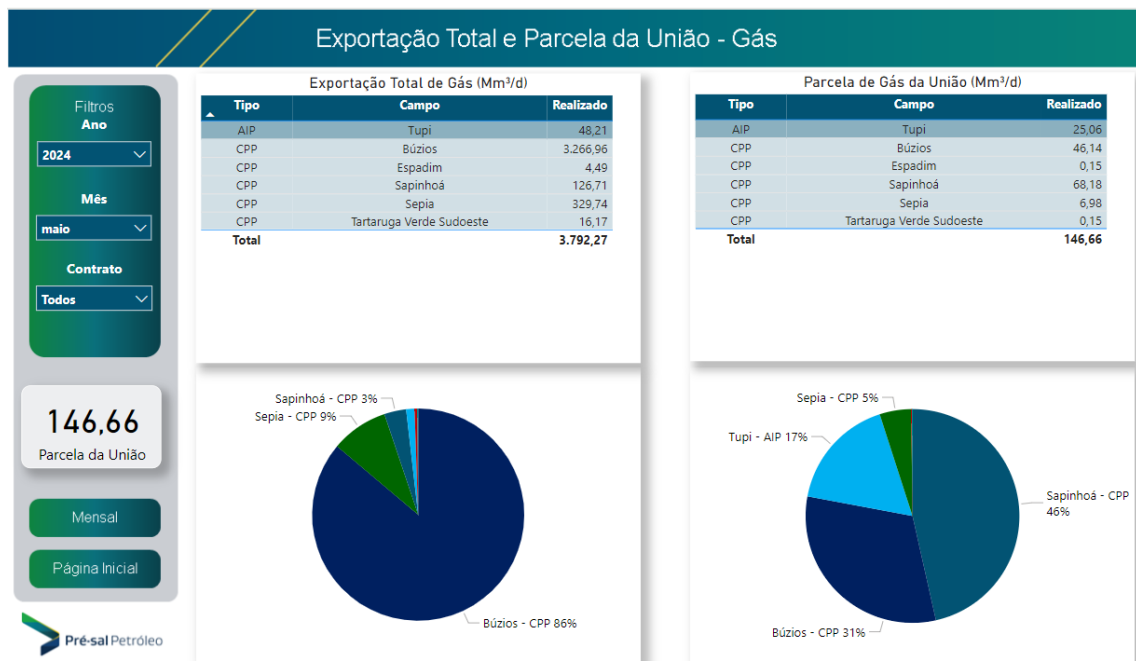




- Produção média diária de gás natural dos contratos e da União no período.



Dados de maio:



Mais informações no Painel Interativo de Produção:

<https://www.presalpetroleo.gov.br/paineis-interativos/painel-interativo-de-producao/>



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 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, 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	62%	18%	1.386

* Excedente de 1.386 US\$ MM acumulado até o ano de 2022. Será revisado para o ano de 2023 quando do recebimento do próximo Relatório de Conteúdo Local que será encaminhado pelo Operador no final deste ano de 2024.

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;
- 60% na fase de desenvolvimento da produção.



A Shell, como operadora de Sul de Gato do Mato, aderiu à Resolução Nº 726/2018 da ANP. Dessa forma, as exigências de conteúdo local passaram 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% 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 726/208.

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, 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 quinta 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

Cabe observar que alguns contratos da 2ª a 5ª Rodada estão realizando atividades da fase exploratória (Alto de Cabo Frio Central, Uirapuru, Saturno e Pau-Brasil, Sul de Gato do Mato, por exemplo).

6ª Rodada de Partilha de Produção

A sexta 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

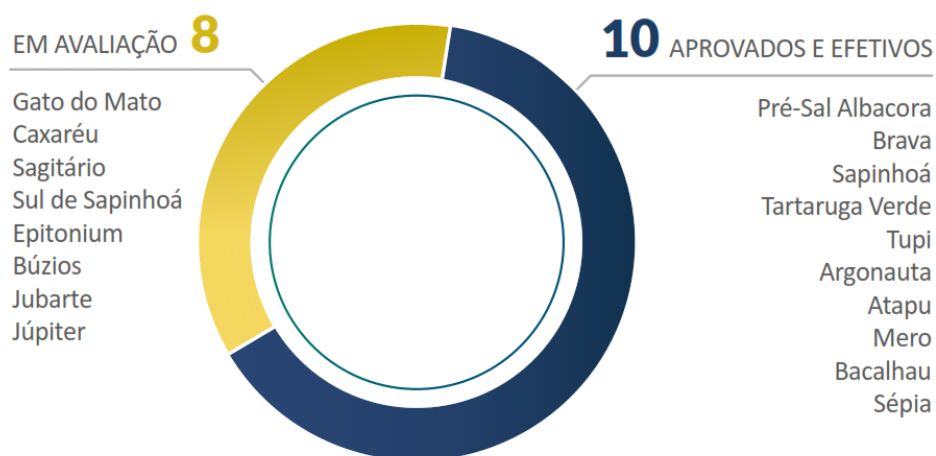
1ª e 2ª Rodadas de Oferta Permanente de Contratos de Partilha

Mantidos os percentuais de Conteúdo Local estabelecidos na 3ª Rodada de Licitação, sendo 18% para a Fase Exploratória e para a Fase de Desenvolvimento da Produção: 25% para Construção de Poço; 40% para Sistema de Coleta e Escoamento da Produção e 25% para Unidade Estacionária de Produção.

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 equanimente, 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 oito potenciais acordos.

A figura a seguir demonstra o status dessa atividade:





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

AIP de Tupi

- A jazida compartilhada de Tupi segue com atividades planejadas de desenvolvimento e produção, como acompanhamento mensal por parte da PPSA da apuração dos volumes e do saldo atribuíveis à União;
- Desde janeiro de 2024, foram realizadas reuniões com o Operador (Petrobras) para avaliar divergências relativas às apurações mensais do saldo da União. Após o reconhecimento dos erros por parte do Operador, a Petrobras efetuou, em 30/04/2024, um ajuste no saldo da apuração mensal de, aproximadamente, R\$ 50 milhões, em favor da União. Em 19/06/2024, após avaliações quanto ao montante e à forma de compensação, a PPSA aprovou o ajuste feito, finalizando o processo;
- O processo de redeterminação das participações na jazida compartilhada encontra-se na fase de estudos técnicos para elaboração das propostas iniciais, que devem ser apresentadas por cada um dos consorciados, até 15/10/2024;
- Em 14/06/2024, motivado pela PPSA, o Operador notificou à ANP sobre a possibilidade da jazida compartilhada se estender a sudoeste, para além da atual área individualizada. É esperado que a ANP se manifeste quanto a essa notificação, oficiando as partes envolvidas completarem a avaliação dessa possibilidade que, em caso positivo, demandaria uma alteração na área individualizada e a redefinição das participações. Por conta do potencial impacto nas atividades das equipes técnicas, a PPSA solicitou que o processo de redeterminação em curso seja temporariamente suspenso para que, em conjunto, seja definida a melhor estratégia de ação;
- Em 18/06/2024, o Operador submeteu aos demais consorciados o Ballot 0001/2024, solicitando aprovação para adesão ao Edital Conjunto nº 6/2024 PGFN/RFB, como objetivo de obter descontos na quitação de valores referentes a CIDE e PIS/COFINS de afretamentos entre 2008 e 2013, e extinguir o contencioso existente. As equipes da PPSA seguem avaliando essa proposta, com previsão de deliberação logo no início do segundo semestre de 2024.

AIP de Norte de Brava

- Aditivo ao AEGV, EGV e aditivo ao AIP de Brava em função da assinatura do CPP de Norte de Brava;
- Aditivo ao AEGV, EGV e aditivo ao AIP de Brava em função da assinatura do CPP de Norte de Brava;
- Acidificação do poço MRL 199 para ganho de produção;
- Negociação dos termos do AIP e Acordo de Gestão da Unitização de Jubarte;
- Estudos de viabilidade econômica da área de Caxaréu;
- Negociados os procedimentos de redeterminação de Brava;
- Assinado o Aditivo 3 ao Acordo de Confidencialidade do AIP de Jubarte, em negociação.



AIP de Jubarte (Em avaliação)

- Durante o semestre, foram discutidos os documentos do AIP e do AG, já em fase adiantada de revisão;
- Continuidade das discussões e avaliações técnicas para alinhamento das TPs, entre as partes;
- Início da avaliação da minuta do PD que deve ser submetido à ANP junto com o AIP;
- Início das negociações para fechamento das TPs, que devem ser fechadas em Julho/24.

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 primeiro semestre de 2024, foram comercializados 8,5 milhões de barris de petróleo da União, provenientes dos Campos de Mero, Búzios, Atapu e Sépia. Nesse mesmo período, a arrecadação para a União foi de cerca de R\$ 3,41 bilhões.

Também foram comercializados 19,8 milhões de metros cúbicos de gás natural da União, produzidos e exportados nos campos de Sapinhoá, Tupi, Búzios, Sudoeste de Tartaruga Verde, Sépia e Brava/Espadim, entre os meses de novembro de 2023 e abril de 2024, no valor de R\$ 14,96 milhões.

Com esse resultado, no primeiro semestre de 2024, a PPSA comercializou um total de R\$ 3,43 bilhões de petróleo e de gás natural da União.

As tabelas abaixo apresentam os volumes comercializados:



Cargas de Petróleo:

CAMPO	FPSO	VOLUME DA CARGA (m ³)	VOLUME DA CARGA (barris)	DATA ALÍVIO
MERO	FPL	80.051	503.504	jan-24
MERO	GNB	80.030	503.372	jan-24
MERO	GNB	79.599	500.660	fev-24
BÚZIOS	P77	79.655	501.017	fev-24
BÚZIOS	P75	79.716	501.396	fev-24
MERO	GNB	79.604	500.693	fev-24
MERO	FPL	80.145	504.097	mar-24
MERO	GNB	79.802	501.936	mar-24
ATAPÚ	P70	79.408	499.459	abr-24
MERO	STB	79.723	501.440	abr-24
MERO	GNB	79.510	500.102	abr-24
BÚZIOS	ABA	79.760	501.677	abr-24
SÉPIA	CRC	75.928	477.569	mai-24
BÚZIOS	P76	79.914	502.642	mai-24
MERO	GNB	80.048	503.484	mai-24
MERO	GNB	158.514	997.021	jun-24



Volumes de gás natural:

MÊS DA PRODUÇÃO	MÊS RECEITA PPSA	GÁS (CAMPO)	PARCELA DA UNIÃO (M3)	ENERGIA TOTAL COMERCIALIZADA (MMBtu)
nov-23	jan-24	SAPINHOÁ	833.809	35.614,7835
		TUPI	1.894.028	82.493,7790
		BÚZIOS	876.065	40.877,0194
		TARTARUGA VERDE SO	4.047	212,7057
		SÉPIA	303.379	14.873,1399
		BRAVA/ESPADIM	2.937	139,9567
dez-23	fev-24	SAPINHOÁ	615.838	27.142,4248
		TUPI	1.485.401	64.471,5047
		BÚZIOS	1.260.312	58.180,1123
		TARTARUGA VERDE SO	238	11,3730
		SÉPIA	150.095	7.358,3806
		BRAVA/ESPADIM	4.564	217,9329
jan-24	mar-24	SAPINHOÁ	1.866.169	81.793,3942
		TUPI	945.307	41.881,2294
		BÚZIOS	1.489.537	68.425,2330
		TARTARUGA VERDE SO	9.222	481,0121
		SÉPIA	80	3,9086
		BRAVA/ESPADIM	5.735	265,7983
fev-24	abr-24	SAPINHOÁ	1.416.292	62.816,9546
		TUPI	310.575	13.848,5490
		BÚZIOS	1.278.623	61.542,2495
		TARTARUGA VERDE SO	2.706	127,3002
		SÉPIA	153.053	7.408,4474
		BRAVA/ESPADIM	5.356	231,4487
mar-24	mai-24	SAPINHOÁ	781.625	33.975,5703
		TUPI	-	-
		BÚZIOS	1.019.273	51.906,6140
		TARTARUGA VERDE SO	1.450	68,2365
		SÉPIA	68.350	3.242,6172
		BRAVA/ESPADIM	5.453	267,8221
abr-24	jun-24	SAPINHOÁ	1.601.687	68.663,4837
		TUPI	-	-
		BÚZIOS	1.323.671	62.722,6723
		TARTARUGA VERDE SO	2.806	136,2535
		SÉPIA	69.271	3.321,1131
		BRAVA/ESPADIM	5.023	246,7159

Além das atividades ligadas diretamente aos embarques e faturamentos das cargas de petróleo e aos faturamentos dos volumes de gás natural da União, a Superintendência de Comercialização (SCP) é responsável por diversas outras atribuições.



No primeiro semestre de 2024, foram realizados os primeiros processos competitivos, considerando ofertas com base no preço do petróleo Brent para venda direta, através de consultas ao mercado. Foram vendidas cargas spot de petróleos Sépia e Atapu para as empresas CNOOC e ACELEN - Refinaria de Mataripe S.A., em fevereiro e março, respectivamente. As cargas foram entregues em maio e em abril.

Ainda com relação à comercialização de petróleo, ao longo da primeira metade do ano foram realizadas pela SCP, em conjunto com a Gerência de Licitações e Contratos (GLC), todas as atividades referentes ao desenvolvimento de processo, documentação e contratação para venda direta, por meio de leilão, das cargas da União de petróleo Mero (4 lotes) e Búzios (1 lote), que constarem nos planos de carregamentos dos respectivos FPSOs entre 01 de janeiro e 31 de dezembro de 2025. A sessão pública do leilão será realizada em 31 de julho na B3.

Foram também negociadas as assinaturas de termos aditivos aos contratos de compra e venda de gás natural de Sapinhoá, Tupi e Búzios para extensões das vigências até 31/12/2024, tendo em vista a necessidade da manutenção ininterrupta da comercialização das parcelas de Gás Natural da União.

Paralelamente e enquanto a adesão ao SIE-BS não pode ainda ser concretizada pela PPSA, a SCP vem realizando estudos e negociações para desenvolvimento de modelo de negócio transitório, no qual uma terceira parte realiza o escoamento para que a União possa comercializar seu gás na entrada do sistema processamento de forma mais competitiva.

Além destas atividades, com a retomada da Resolução nº 2 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), que estabeleceu que a PPSA e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), realizassem estudos sobre a viabilidade técnica e econômica de mecanismos para priorizar o abastecimento nacional de combustíveis derivados do petróleo, a SCP realizou em janeiro de 2024, em conjunto com a GLC, licitação, via pregão eletrônico, para contratação de empresa especializada na prestação de serviços de consultoria para realização de estudos e apresentação de relatórios. O contrato com a empresa vencedora foi assinado em fevereiro, com prazo de 120 dias para a conclusão do trabalho. Ao longo deste prazo, a SCP vem coordenando todo o processo junto aos especialistas contratados.

Mais uma atividade realizada pela SCP, em conjunto com outras áreas da PPSA, teve sua primeira etapa concluída no início do ano de 2024, com a apresentação do relatório do Comitê 3 – Modelo de Comercialização de Gás Natural da União ao Grupo de Trabalho do Programa Gás para Empregar. O objetivo do trabalho realizado por este Comitê era o aumento da oferta de gás natural da União no mercado doméstico.



- **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

No dia 14 de maio, foi implementado o primeiro Programa de Estágio da PPSA, recebendo 14 estagiários nas diversas áreas da empresa. A iniciativa foi realizada em parceria com a Instituição CIEE. Tivemos uma excelente adesão ao programa, que registrou 3.156 inscritos.

O programa oferece vantagens significativas tanto para os estagiários quanto para a organização. Para os estagiários, o programa proporciona experiência prática valiosa, permitindo a aplicação dos conhecimentos acadêmicos em um ambiente real e o desenvolvimento de habilidades profissionais essenciais. Além disso, prepara os estagiários para o mercado de trabalho, ajudando-os a adquirir competências e soft skills altamente valorizadas, além do conhecimento específico do mercado de petróleo do pré-sal e do gás natural, proporcionado por profissionais altamente qualificados.

Para a empresa, o estágio contribui diretamente para projetos e atividades que podem melhorar processos e trazer novas perspectivas. Também promove a integração de novos talentos e enriquece a cultura organizacional, estimulando um ambiente de aprendizado e inovação. Assim, o programa não só apoia o crescimento profissional dos estagiários, mas também favorece a melhoria contínua e o alinhamento com os objetivos institucionais e a responsabilidade social da empresa.

A PPSA segue participando ativamente do COGEMMEV, Comitê Permanente para Questões de Gênero, Raça e Diversidade do Ministério de Minas e Energia e Entidades Vinculadas. O Comitê possui caráter colegiado, consultivo e propositivo para estimular o debate e propor implantação de políticas que tratem da promoção da diversidade, equidade e inclusão. As áreas de RH e comunicação atuam na elaboração colegiada do Plano de Ação do comitê e no da PPSA, a ser implantado ainda em 2024. A PPSA está representada no Comitê por três empregadas.

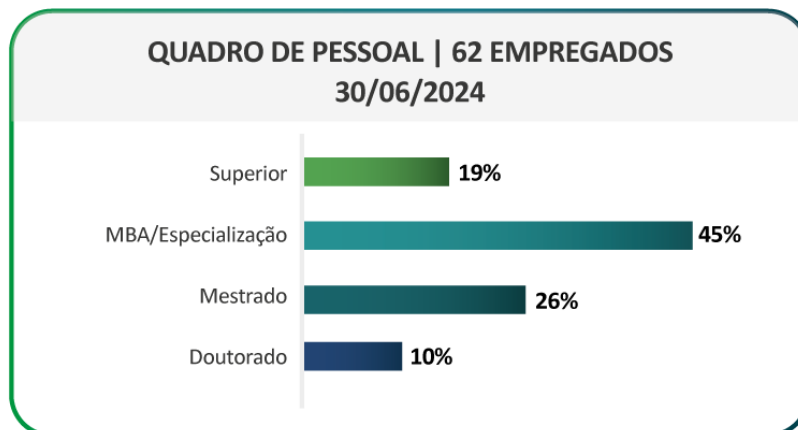
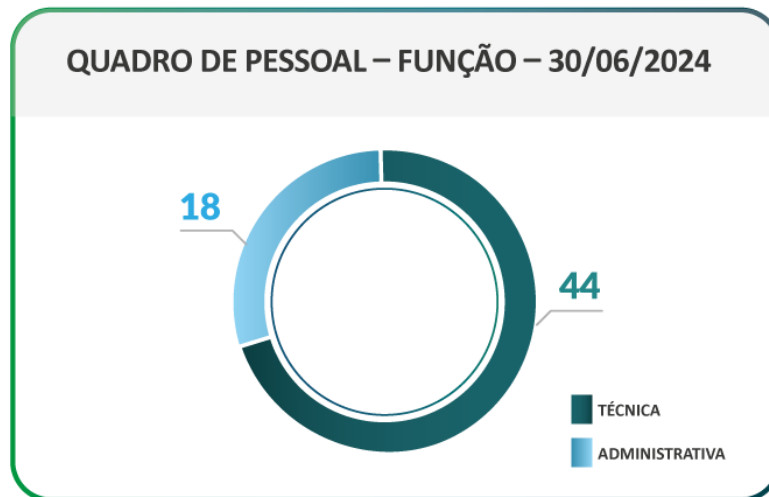
Nesse período, também houve a aprovação do Plano de Cargos e Salários da empresa, pela SEST. Com esta aprovação, a PPSA pode dar início aos preparativos para o processo seletivo público, que está previsto para ocorrer no primeiro semestre de 2025.



Quadro de pessoal

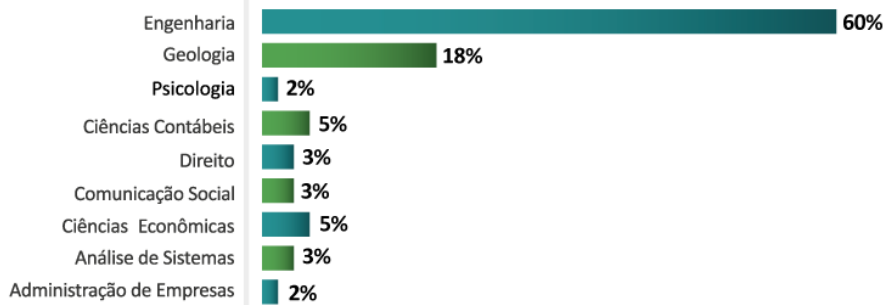
O quadro de pessoal da PPSA é de 63 vagas destinadas a empregados ocupantes de Cargos em Comissão, de livre provimento, e de 100 vagas destinadas a empregados efetivos, aprovado pela Portaria SEST/SEDDM/ME Nº 5.750, de 28.06.2022.

Em 30 de junho de 2024, a empresa contava com 62 profissionais com as seguintes formações universitárias e nível de graduação:





QUADRO DE PESSOAL | FORMAÇÃO UNIVERSITÁRIA 30/06/ 2024



3.3 Governança Corporativa

A governança da empresa continua utilizando de forma efetiva o modelo híbrido de reuniões com os colegiados estatutários, entre remotas e presenciais, sem perda de qualidade na interação entre os participantes ou eficiência no acompanhamento e deliberações dos assuntos de interesse da PPSA.

A modificação mais importante na composição dos colegiados no primeiro semestre de 2024 foi:

- Eleição de Micheline Xavier Faustino, indicada como membro independente pelo Ministério de Minas e Energia, em substituição a Renato Campos Galuppo, na Assembleia Geral de 18/04/2024.

A tabela abaixo destaca as principais deliberações da Assembleia Geral e do Conselho de Administração no período.

Assembleia Geral
Aprovação de alterações estatutárias para refletir a organização básica dos órgãos da Presidência da República e dos ministérios, para ajustar o número de cargos em comissão de livre provimento e para inclusão da possibilidade de realização das reuniões presenciais no Escritório Central da empresa, no Rio de Janeiro.
Aprovação do Relatório Anual da Administração, das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2023 e a Proposta de destinação do lucro líquido e retenção de parcelas de lucros.
Aprovação da Remuneração de Diretores, Conselheiros e membros de Comitês Estatutários de abril de 2024 a março de 2025.
Conselho de Administração
Aprovação dos resultados do Planejamento Estratégico 2023-2027
Aprovação da Política de Segurança da Informação



Aprovação do Relato Integrado de 2023
Aprovação da Carta Anual de Políticas Públicas e Governança Corporativa de 2023
Aprovação do Edital do 4º Leilão de Petróleo da União
Aprovação do Programa de Dispêndios Globais e Orçamento de Investimentos – PDG/OI 2025
Aprovação da revisão da Política de Indicação

3.4 Planejamento Estratégico

Durante o primeiro semestre de 2024, destacam-se as seguintes realizações que estavam previstas no Planejamento Estratégico:

Diretriz 1: Aumentar a atratividade do polígono do pré-sal

- Elaboração de proposta de modificações no Contrato de Partilha com o propósito de aumentar a atratividade de futuros contratos;
- Estudo de benchmarking referente aos contratos de partilha no mundo encontra-se em andamento;
- Levantamento de áreas com potencial dentro do polígono no pré-sal.

Diretriz 2: Aprimorar o processo de comercialização de petróleo e gás

- Substituição do Preço de Referência da ANP pela precificação base Brent na comercialização do óleo da União;
- Estudo sobre a viabilidade técnica e econômica de mecanismos para priorizar o abastecimento nacional de combustíveis derivados de petróleo está em estágio final, com previsão de conclusão em julho de 2024;
- Leilão de óleo na B3 confirmado para 31/07/24. Edital publicado no site da PPSA em 27/05/24.

Diretriz 3: Consolidar a estruturação da empresa

- A contratação da Gestão de Dados Técnicos com solução de Front End do Geopost foi realizada em 24/04/24;
- Migração do Datacenter para a nuvem: foi assinado contrato com escopo parcial, ficando o restante para conclusão no segundo semestre;
- Política de Segurança da Informação elaborada e divulgada na empresa;
- Implantação de Gestão Documental: realizado diagnóstico da PPSA, contratação de profissional especializada e atualização do cronograma de estruturação de equipe e sistema de gestão documental;
- Sistema de Gestão de Ballots: concluído ciclo de reuniões com operadores e levantamento de possíveis alternativas;
- Participação da PPSA em diversos eventos do setor para ampliar o relacionamento com os stakeholders;
- Sustentabilidade Financeira da PPSA: foi aprovado em 11/06/24 na Comissão de Assuntos Econômicos do Senado o PL 6211/2019, seguindo agora para a Comissão de Serviços de Infraestrutura.



Diretriz 4: Fomentar ações de descarbonização nos consórcios

- A PPSA instituiu o Comitê Estratégico de Descarbonização com os objetivos de aumentar o conhecimento a respeito de tecnologias, iniciativas e medições relacionadas à descarbonização dos projetos do Pré-sal, nos quais a PPSA possui participação;
- Consolidação dos dados de emissões de GEE (gases de efeito estufa) de 2022 e 2023 dos contratos de partilha de produção;
- Participação em eventos como Reunião do G-20 e Congresso Latino-Americano de CCUS e realização de palestras internas para aumentar o conhecimento e capacitação das equipes: Estratégias de Baixo Carbono, Caminhos para o NET ZERO: Transição energética e captura de carbono; Transição Energética com Catavento Consultoria, entre outras.

3.5 Transformação digital

Promover a transformação digital da PPSA é uma das três diretrizes do Planejamento Estratégico da PPSA. No período, foram realizadas diversas atividades importantes, entre elas a implantação de uma nova rede Wi-Fi no escritório central da PPSA. Também foi implementado um novo licenciamento para o Microsoft Power BI, ferramenta crucial para a construção de dashboards e indicadores na PPSA, e contratada a nuvem Microsoft Azure, com a migração do Data Center planejada para ocorrer no segundo semestre de 2024.

Para aumentar a segurança da informação, foi aprovada a Política de Segurança da Informação, implementado um Web Application Firewall (WAF) para reforçar a proteção do portal e concluída a implantação de um novo firewall, adquirido em 2023, garantindo alta disponibilidade e mais segurança para as informações da empresa. Também foi contratada uma consultoria para auxiliar no diagnóstico e na contratação de um Sistema Integrado de Gestão Empresarial (ERP), focado nas áreas Financeira, RH, Comercialização e Contratos.

No Sistema de Gestão de Gastos de Partilha de Produção (SGPP), a empresa continuou a desenvolver e implementar manutenções evolutivas, melhorando a experiência do usuário, aumentando a agilidade no atendimento e o controle dos recursos consumidos. Foi iniciada uma prova de conceito para avaliar uma plataforma de inteligência artificial voltada para negócios, incluindo *machine learning* e análises prescritivas e preditivas.

A TI auxiliou as áreas internas da PPSA na elaboração de documentações para diversas contratações de recursos tecnológicos, como o Portal de Governança Corporativa, Geopost, Sistema de Gestão de Ballots e o Sistema Informatizado de Gestão Arquivística de Documentos.

Os próximos passos na transformação digital da PPSA incluem ações para ampliar a segurança da informação, expandir o uso de nuvem, adotar novas ferramentas de suporte ao trabalho remoto, implantar um ERP, implementar um Sistema Informatizado de Gestão Arquivística de Documentos e realizar manutenções evolutivas do SGPP.



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 ao contrato de remuneração com o MME com prazo de vigência estendido até 30/06/2023.

O segundo aditivo do contrato de remuneração com o MME foi assinado em 22 de junho de 2023. Este aditivo foi prorrogado por 12 meses, contemplando o prazo de vigência de 01 de julho de 2023 até 30 de junho de 2024.

Em 22 de dezembro de 2023, o MME emitiu o Ofício nº 8/2023/DEPG/SNPGB-MME em seu primeiro parágrafo ratificando as tratativas de renovação do Contrato de Remuneração nº 28/2021, firmado entre este Ministério e a PPSA, com vigência até 30 de junho de 2024, bem como iniciar as tratativas de atualização do contrato entre MME e PPSA, relativamente à remuneração pela gestão e representação da União nos contratos de partilha da produção.

Em 27 de junho de 2024, novo contrato Nº 19/2024 foi assinado, contemplando o prazo de vigência de 01 de julho de 2024 até 30 de junho de 2025.

A PPSA não possui outra fonte regular de receitas operacionais 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 primeiro semestre deste ano, a companhia investiu R\$ 3,6 milhões em softwares especialistas de geociências, simulação de reservatórios e de gestão de Custo em Óleo.

3.7 Participação externa e atendimento à sociedade

3.7.1 Eventos

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.

A PPSA realizou 26 participações em eventos externos:

- Cerimônia de assinatura do Plano de Trabalho Conjunto para a aceleração da Transição Energética, junto ao MME;
- Anúncio da Petrobras sobre o início do contrato de desenvolvimento e implementação do Hisep;
- Lançamento do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE), junto à Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Reunião do Conselho Empresarial de Petróleo e Gás da Firjan;
- Roda de conversa Mulheres que Inspiram, promovida pelo Banco do Brasil;
- Reunião do COGEMMEV - Comitê Permanente de Gênero, Raça e Outras Diversidades, promovido pelo MME;
- Digital Tech Day, promovido pela SLB;
- Evento Invest in Brasil – Time to Foster Innovation, promovido pela Bratecc;
- CERAWEEK;
- Vitória PetroShow;
- 20 anos da Abespetro;
- 7ª Edição do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça;
- Gas Week;
- Entrega do relatório de diagnóstico do setor de gás natural, promovido pelo MME;
- Transição Energética Justa, Inclusiva e Equilibrada: Caminhos para o setor de O&G viabilizar a nova economia verde;
- OTC Houston;
- Trabalho de campo de geologia em Beijing, na China;
- Workshop da SPE/AAPG/SEG sobre CCUS - Latin America;
- Apresentação do Programa de Planejamento Estratégico Participativo e Gestão de Riscos do MME;
- 3ª reunião do Grupo de Trabalho (GT) de Transições Energéticas do G20;



- ESG Energia e Negócios IBP;
- Macaé Energy;
- Lançamento do Cenários Shell;
- Visita ao Centro Integrado de Logística de E&P da Petrobras;
- Conexão-Ética;
- Cold Eyes Review de Bacalhau, em Singapura.

3.7.2 Transparência:

Em cumprimento à Instrução Normativa TCU nº 84/2020, foi realizada a inserção de conteúdo na página da prestação de contas 2023, com os principais resultados do ano: https://www.presalpetroleo.gov.br/transparencia-e-prestacao-de-contas/exercicio_2023/

3.7.4 Atendimento à sociedade

A PPSA atende à sociedade por meio de Canal de Denúncias próprio e pelo Fala.BR. Foram recebidas 25 manifestações no Fala.BR, sendo 10 imediatamente encaminhadas para outros órgãos. Das 15 restantes, 6 não eram correlatas à PPSA. As 9 endereçadas à empresa foram respondidas prontamente. Destas, 8 eram pedidos de informação e uma solicitação. Não houve denúncias.

4. Informações econômico-financeiras

4.1 Realização Orçamentária

Do Programa de Dispêndios Globais de 2024, aprovado pelo Decreto nº 11.814 de 05/12/2023, foram realizadas 114% das fontes de recursos planejadas, perfazendo R\$ 64,86 milhões. Desse total, 87,95% são receitas operacionais e 12,05% receitas financeiras. No que tange aos usos de recursos, foram realizados 86% dos usos de recursos planejados, perfazendo R\$ 52,75 milhões. Desse total, 45,40% correspondem a despesas com pessoal e encargos sociais; 15,25% a despesas com serviços de terceiros; 25,78% a tributos e encargos parafiscais e 9,42% são correlatos a dispêndios de capital. Outros 4,15% respondem pelas rubricas de outros dispêndios correntes, utilidades e serviços, e materiais e produtos.

4.2 Receita para a União

No primeiro semestre de 2024, a PPSA gerou para a União R\$ 3,427 bilhões, sendo R\$ 3,412 bilhões relativos à comercialização de óleo de Atapu, Mero, Sépia, Búzios, e R\$ 14,96 milhões relativos à venda do gás natural de Búzios, Espadim, Sapinhoá, Sépia, Tartaruga Verde e Tupi, 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.



1º SEMESTRE DE 2024			
Rótulos de linha	Unidade Medição	Soma de Quantidade	Soma de Valor NF
ATAPU-ÓLEO	M3	79.407,7100	220.130.623,25
MERO-ÓLEO	M3	878.660,8890	2.272.876.547,67
SÉPIA-ÓLEO	M3	75.927,5770	192.321.591,37
BÚZIOS-ÓLEO	M3	319.045,2890	726.537.812,24
BÚZIOS-GÁS	MMBtus	343.653,9005	5.573.844,20
ESPADIM -GÁS	MMBtus	1.369,6746	20.718,37
SAPINHOÁ-GÁS	MMBtus	310.006,6111	5.406.471,39
SÉPIA-GÁS	MMBtus	36.207,6068	393.875,63
TARTARUGA VERDE-GÁS	MMBtus	1.036,8810	17.301,77
TUPI (LULA)-GÁS	MMBtus	202.695,0621	3.548.046,77
Total Geral		2.248.011,2011	3.426.826.832,66