

Produção & Vendas 3T23



Imagem: Modec

*FPSO Anita Garibaldi
Primeiro óleo em agosto
de 2023*

Destaques de produção e vendas no 3T23

Rio de Janeiro, 26 de outubro de 2023

No 3T23, a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2,88 MMboed, 9,1% acima do 2T23, em função, principalmente, do melhor desempenho operacional das plataformas do pré-sal e do menor volume de perdas por paradas e manutenções, além do *ramp-up* das plataformas P-71, no campo de Itapu, FPSO Almirante Barroso, no campo de Búzios e FPSO Anna Nery, no campo de Marlim. Também contribuíram para o resultado do 3T23 o início de produção do FPSO Anita Garibaldi, nos campos de Marlim e Voador e a entrada de novos poços de projetos complementares nas Bacias de Campos e Santos. Esses efeitos foram parcialmente compensados pelo declínio natural de campos maduros e por desinvestimentos.

A produção no pré-sal bateu novo recorde trimestral de 2,25 MMboed, o equivalente a 78% da produção total da Petrobras, superando o recorde anterior de 2,06 MMboed no 2T23. A produção total operada pela Petrobras também atingiu o recorde com 3,98 MMboed no mesmo período, 7,8% acima do 2T23.

Em 16 de agosto, tivemos o 1º óleo do FPSO Anita Garibaldi, na Bacia de Campos, segunda unidade do projeto de revitalização dos campos Marlim e Voador a entrar em operação. A unidade tem capacidade para produzir até 80 Mbpd de óleo e para processar 7 MMm³ de gás natural por dia, e irá operar simultaneamente no pós-sal e no pré-sal dos campos mencionados.

O FPSO Sepetiba chegou ao Brasil no início de setembro, para ser instalado no campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma já está na locação definitiva, com atividades de ancoragem e interligação em andamento. Este será o segundo sistema definitivo de quatro a serem instalados no campo de Mero e terá capacidade para produzir 180 Mbpd de óleo e 12 MMm³/d de gás. O FPSO está equipado com tecnologias inovadoras que combinam aumento de eficiência e redução de emissões de gases de efeito estufa, incluindo o CCUS (*Carbon Capture, Utilization and Storage*), que contempla a reinjeção do gás rico em CO₂ no reservatório, reduzindo as emissões para a atmosfera. A previsão é a de que a unidade comece a operar no 4T23.

Em 24 de outubro, o FPSO Almirante Barroso atingiu a capacidade nominal do projeto de 150 mil bpd, com 3 poços produtores, apenas 4,7 meses após o 1º óleo, um recorde no pré-sal. O recorde anterior pertencia ao FPSO P-76, em operação no campo de Búzios, que havia atingido sua capacidade nominal em 7,7 meses. *“Búzios é o maior campo em águas profundas do mundo. O atingimento do recorde evidencia a alta produtividade dos poços do campo, e o ativo ainda se destaca pelo baixo nível de emissões, por suas reservas substanciais e pela alta qualidade do óleo produzido”*, declarou o Diretor de Exploração e Produção, Joelson Mendes.

O fator de utilização (FUT) das unidades de refino da Petrobras atingiu 96% no 3T23, o maior resultado trimestral desde 2014. Este elevado patamar de utilização do parque possibilitou o atendimento das demandas do mercado com confiabilidade e disponibilidade operacional, alcançando a produção total de derivados de 1.829 Mbpd no 3T23. A produção de diesel, gasolina e QAV representou 69% da produção total, um aumento de 2 p.p. em relação ao 2T23. “A

otimização dos nossos processos está permitindo ampliar a produção em nossas unidades e a oferta de derivados no mercado nacional com rentabilidade”, comentou o Diretor de Processos Industriais e Produtos, William França.

As vendas de diesel S-10 no 3T23 representaram 62% do diesel comercializado pela Petrobras, alcançando um novo recorde, com uma comercialização de 496 Mbpd. Acompanhando as vendas, a produção de diesel S-10 atingiu o recorde de 464 Mbpd no 3T23, fruto de ações de otimização em processos de produção e investimentos.

Destacamos no período a conclusão da adequação do HDT da REDUC, primeiro projeto concluído do chamado *phase-out* de diesel S-500, que substituirá gradualmente a produção de diesel rodoviário da Petrobras para o diesel S-10. Este projeto adequou a capacidade de produção em 28 Mbpd de diesel S-10, quase o dobro do potencial anterior de fornecimento desse combustível na REDUC, atendendo as demandas do mercado, além de requisitos ambientais.

Reforçamos a transição energética com uso mais eficiente no consumo de energia e reduzimos a emissão de gases de efeito estufa, alcançando os melhores resultados trimestrais das refinarias em Intensidade Energética (101,7) e Intensidade de Emissão de Gases do Efeito Estufa (36,2 kgCO₂eq/CWT), fruto do constante foco operacional em desempenho energético e investimentos do Programa RefTOP (Refino de Classe Mundial). Destacamos ainda em julho a entrada em operação do projeto de precipitador eletrostático na REFAP, que evita a emissão ao meio ambiente de cerca de 30 ton/mês de particulados finos.

Em setembro, as unidades de processamento de gás de Caraguatatuba e Cabiúnas alcançaram o maior valor histórico mensal de processamento de gás oriundo do pré-sal. Foram 28,96 milhões m³/d de gás enviados pelas Rotas 1 e 2, superando o recorde anterior de 27,27 milhões m³/d alcançado em março de 2022.

Disclaimer

Estas apresentações podem conter previsões acerca de eventos futuros. Tais previsões refletem apenas expectativas dos administradores da Companhia sobre condições futuras da economia, além do setor de atuação, do desempenho e dos resultados financeiros da Companhia, dentre outros. Os termos “antecipa”, “acredita”, “espera”, “prevê”, “pretende”, “planeja”, “projeta”, “objetiva”, “deverá”, bem como outros termos similares, visam a identificar tais previsões, as quais, evidentemente, envolvem riscos e incertezas previstos ou não pela Companhia e, conseqüentemente, não são garantias de resultados futuros da Companhia. Portanto, os resultados futuros das operações da Companhia podem diferir das atuais expectativas, e o leitor não deve se basear exclusivamente nas informações aqui contidas. A Companhia não se obriga a atualizar as apresentações e previsões à luz de novas informações ou de seus desdobramentos futuros. Os valores informados para 3T23 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.

1 - Exploração & Produção

| Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed) | 3T23 | 2T23 | 3T22 | 9M23 | 9M22 | Variação (%) | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|-------------|-------------|
| | | | | | | 3T23 X 2T23 | 3T23 X 3T22 | 9M23 X 9M22 |
| Óleo, LGN e gás natural - Brasil | 2.843 | 2.603 | 2.609 | 2.696 | 2.660 | 9,2 | 9,0 | 1,4 |
| Óleo e LGN (Mbpd) | 2.318 | 2.102 | 2.115 | 2.188 | 2.153 | 10,3 | 9,6 | 1,6 |
| Terra e águas rasas | 34 | 48 | 71 | 46 | 75 | (29,2) | (52,1) | (38,7) |
| Pós-sal profundo e ultra profundo | 412 | 346 | 434 | 380 | 445 | 19,1 | (5,1) | (14,6) |
| Pré-sal | 1.872 | 1.708 | 1.609 | 1.761 | 1.633 | 9,6 | 16,3 | 7,8 |
| Gás natural (Mboed) | 525 | 501 | 494 | 508 | 507 | 4,8 | 6,3 | 0,2 |
| Óleo, LGN e gás natural - exterior | 34 | 35 | 35 | 35 | 37 | (2,9) | (2,9) | (5,4) |
| Total (Mboed) | 2.877 | 2.637 | 2.644 | 2.731 | 2.697 | 9,1 | 8,8 | 1,3 |
| Total comercial (Mboed) | 2.537 | 2.312 | 2.329 | 2.401 | 2.373 | 9,7 | 8,9 | 1,2 |
| Total operada (Mboed) | 3.982 | 3.693 | 3.647 | 3.807 | 3.620 | 7,8 | 9,2 | 5,2 |

Obs.: A partir de 01/01/2023, ajustamos o fator de conversão de gás do Exterior de 1 boe = 6.000 pés cúbicos para 1 boe = 5.615 pés cúbicos.

No 3T23, tivemos uma boa performance operacional, com a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançando 2.877 Mboed, 9,1% acima do 2T23.

A produção de óleo no pré-sal foi de 1.872 Mbpd, 9,6% superior ao 2T23, devido, principalmente, ao *ramp-up* de produção do FPSO P-71, no campo de Itapu e do FPSO Almirante Barroso, no campo de Búzios. Também contribuiu para o resultado o menor volume de perdas por paradas e manutenções.

A produção do pós-sal foi de 412 Mbpd, 19,1% superior ao 2T23, principalmente em função do *ramp up* do FPSO Anna Nery, da entrada de 1 novo poço de projeto complementar na Bacia de Campos (em Marlim Leste) e do menor volume de perdas por paradas e manutenções.

A produção em terra e águas rasas foi de 34 Mbpd, 14 Mbpd inferior ao trimestre anterior, em função do maior volume de perdas com paradas e manutenções, além de desinvestimentos de ativos em terra no Polo Potiguar e declínio natural da produção.

A produção no exterior foi de 34 Mboed, referente aos campos da Bolívia, Argentina e Estados Unidos, em linha com o 2T23.

2 – Refino, Transporte e Comercialização

| Operacional (Mbpd) | 3T23 | 2T23 | 3T22 | 9M23 | 9M22 | Variação (%) | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | | | | 3T23 X 2T23 | 3T23 X 3T22 | 9M23 X 9M22 |
| Volume total de vendas no mercado | 1.821 | 1.723 | 1.798 | 1.747 | 1.739 | 5,7 | 1,3 | 0,5 |
| Diesel | 801 | 721 | 784 | 746 | 750 | 11,1 | 2,2 | (0,5) |
| Gasolina | 416 | 434 | 405 | 422 | 394 | (4,1) | 2,7 | 7,1 |
| Querosene de Aviação (QAV) | 105 | 98 | 99 | 103 | 97 | 7,1 | 6,1 | 6,2 |
| Nafta | 74 | 61 | 80 | 68 | 76 | 21,3 | (7,5) | (10,5) |
| Óleo Combustível | 31 | 32 | 35 | 32 | 33 | (3,1) | (11,4) | (3,0) |
| Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) | 215 | 212 | 218 | 207 | 211 | 1,4 | (1,4) | (1,9) |
| Outros | 179 | 165 | 177 | 169 | 178 | 8,5 | 1,1 | (5,1) |
| Volume de produção total | 1.829 | 1.808 | 1.750 | 1.763 | 1.749 | 1,2 | 4,5 | 0,8 |
| Diesel | 749 | 721 | 697 | 709 | 698 | 3,9 | 7,5 | 1,6 |
| Gasolina | 424 | 399 | 391 | 398 | 383 | 6,3 | 8,4 | 3,9 |
| Querosene de Aviação (QAV) | 82 | 82 | 73 | 83 | 81 | - | 12,3 | 2,5 |
| Nafta | 71 | 74 | 86 | 70 | 84 | (4,1) | (17,4) | (16,7) |
| Óleo Combustível | 185 | 240 | 205 | 208 | 215 | (22,9) | (9,8) | (3,3) |
| Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) | 130 | 125 | 119 | 123 | 115 | 4,0 | 9,2 | 7,0 |
| Outros | 188 | 167 | 179 | 172 | 173 | 12,6 | 5,0 | (0,6) |
| Carga de referência | 1.813 | 1.842 | 1.897 | 1.835 | 1.897 | (1,6) | (4,4) | (3,3) |
| Carga fresca processada | 1.706 | 1.677 | 1.629 | 1.637 | 1.630 | 1,7 | 4,7 | 0,4 |
| Fator de utilização da carga fresca (%)* | 94% | 91% | 86% | 89% | 86% | 3 p.p. | 8 p.p. | 3 p.p. |
| Carga de destilação total | 1.736 | 1.709 | 1.669 | 1.671 | 1.671 | 1,6 | 4,0 | - |
| Fator de utilização total do parque de refino (%)* | 96% | 93% | 88% | 91% | 88% | 3 p.p. | 8 p.p. | 3 p.p. |
| Carga processada ** | 1.755 | 1.725 | 1.674 | 1.685 | 1.675 | 1,7 | 4,8 | 0,6 |
| Participação do óleo nacional na carga (%) | 91% | 91% | 90% | 91% | 91% | 0 p.p. | 1 p.p. | 0 p.p. |

O volume de vendas de derivados no 3T23 cresceu 5,7% em relação ao 2T23, com destaque para o diesel, que cresceu 11,1% no período devido à sazonalidade de consumo, mais alta no terceiro trimestre em função do plantio da safra de grãos de verão e aumento da atividade industrial.

As vendas de QAV e GLP também apresentaram aumento na comparação com o 2T23, com acréscimos de 7,1% e 1,4% respectivamente, devido à sazonalidade de consumo.

Em relação às vendas de gasolina, no 3T23 houve queda de 4,1% em relação ao 2T23 em razão, principalmente, da perda de participação do derivado para o etanol hidratado no abastecimento dos veículos *flex*. No entanto, vale destacar que nos nove primeiros meses as vendas de gasolina foram as maiores dos últimos seis anos para esse período, mesmo com o desinvestimento de algumas refinarias. Isso se explica pelo fato de, durante a maior parte do ano de 2023, ter tido ganho de participação da gasolina sobre o etanol hidratado no abastecimento dos veículos *flex* e pelo aumento do mercado ciclo Otto. Adicionalmente, tivemos o melhor resultado de vendas de asfalto para o 3T23 desde 2014, de 738,6 mil toneladas.

A produção de derivados aumentou 1,2% no 3T23 em relação ao 2T23 e 4,5% quando comparada ao 3T22. Esse aumento decorreu da maior utilização das refinarias, resultando em incrementos de 3,0 p.p. de FUT em relação ao 2T23 e 8,0 p.p. se comparado ao 3T22. Essa maior utilização e a disponibilidade operacional das refinarias possibilitaram aumento da

* Fator de utilização do parque de refino é calculado somente com a carga fresca, formada por petróleo e C5+. Fator de utilização total do parque de refino considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+, resíduos, reprocessamentos, inclusive de terminais

** Carga Processada é formada pela Carga fresca processada mais LGN (Líquido de Gás Natural)

produção de diesel e gasolina, ao mesmo tempo que a otimização operacional incrementou a produção de asfalto e reduziu a produção de óleo combustível.

Atingimos uma produção de gasolina no 3T23 de 424 Mbpd, a maior produção desde 2013, com aumento de 6,3% em relação ao 2T23, assim como uma produção de diesel no 3T23 de 749 Mbpd, o maior volume desde 2015, o que representa um aumento de 3,9% em relação ao 2T23, atendendo a sazonalidade do diesel no terceiro trimestre. A redução na produção de óleo combustível foi de 22,9% no 3T23 comparada ao 2T23 e foram produzidas 741 mil toneladas de asfalto no 3T23, a maior desde o quarto trimestre de 2014, em atendimento à alta demanda de mercado.

Lançamos novos produtos no mercado, o CAP Pro AP (Cimento Asfáltico de Petróleo de Alta Penetração) e a nova Gasolina Petrobras Podium carbono neutro. O CAP Pro AP, produzido na REVAP, possui grande capacidade de reciclagem de asfaltos envelhecidos, permitindo ganhos ambientais. A Gasolina Petrobras Podium carbono neutro, produzida na RPBC, é a primeira gasolina do mercado brasileiro a ter suas emissões de gases de efeito estufa totalmente compensadas através de créditos de carbono, além de apresentar menor teor de enxofre e maior octanagem.

Neste trimestre avançamos com o plano de comercialização do Diesel R5 (diesel com 5% de conteúdo renovável) no âmbito do programa BioRefino, registrando venda recorde de 8,3 milhões de litros em setembro. Adicionalmente, estabelecemos parceria comercial para fornecimento deste produto, contribuindo com o desenvolvimento do mercado na direção da economia de baixo carbono.

3 - Gás e Energia

| | 3T23 | 2T23 | 3T22 | 9M23 | 9M22 | Variação (%) | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|----------------|----------------|----------------|
| | | | | | | 3T23 X 2T23 | 3T23 X 3T22 | 9M23 X 9M22 |
| Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão – MW médio | 1.655 | 1.655 | 2.052 | 1.655 | 2.053 | - | (19,3) | (19,4) |
| Venda de energia elétrica - MW médio | 381 | 498 | 379 | 398 | 732 | (23,5) | 0,5 | (45,6) |
| Venda de energia elétrica Inflexível Comprometida em Leilão - MW médio | 69 | 52 | 59 | 144 | 122 | 32,7 | 16,9 | 18,0 |
| Entrega de gás nacional (MM m ³ /dia) | 35 | 33 | 35 | 33 | 35 | 6,1 | - | (5,7) |
| Regaseificação de GNL - MM m ³ /dia | 1 | 3 | 5 | 1 | 7 | (83,3) | (90,0) | (85,7) |
| Importação Bolívia de gás natural - MM m ³ /dia | 13 | 15 | 15 | 16 | 17 | (13,3) | (13,3) | (5,9) |
| Venda de gás natural e para consumo interno - MM m ³ /dia | 48 | 50 | 54 | 49 | 59 | (4,0) | (11,1) | (16,9) |

No 3T23, o volume de disponibilidade térmica em leilão se manteve estável em relação ao 2T23. A venda de energia elétrica reduziu 18,2% no 3T23, permanecendo associada principalmente à demanda por vapor.

As vendas de gás natural apresentaram redução de 4% em relação ao 2T23 e refletem o impacto da menor demanda nos segmentos termelétrico e não termelétrico, devido a menor demanda por vapor e a maior participação de terceiros no mercado, respectivamente.

A entrega de gás nacional apresentou aumento de cerca de 1 milhão de m³/dia, devido ao maior volume produzido e processado de gás natural do pré-sal no 3T23. Com relação ao volume de gás natural importado (GNL e boliviano), houve redução de 18 para 14 milhões de m³/dia (-22%) no 3T23, devido ao efeito combinado do menor volume de venda e da maior oferta de gás no período.

Anexo I - Volume de vendas consolidado

| Volume de vendas (Mbpd) | 3T23 | 2T23 | 3T22 | 9M23 | 9M22 | Variação (%) | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------------|----------------|----------------|
| | | | | | | 3T23 X 2T23 | 3T23 X 3T22 | 9M23 X 9M22 |
| Diesel | 801 | 721 | 784 | 745 | 750 | 11,1 | 2,2 | (0,7) |
| Gasolina | 416 | 434 | 405 | 422 | 394 | (4,1) | 2,7 | 7,1 |
| QAV | 105 | 98 | 99 | 103 | 96 | 7,1 | 6,1 | 7,3 |
| Nafta | 74 | 61 | 80 | 68 | 76 | 21,3 | (7,5) | (10,5) |
| Óleo combustível | 31 | 32 | 35 | 32 | 34 | (3,1) | (11,4) | (5,9) |
| GLP | 215 | 212 | 218 | 207 | 211 | 1,4 | (1,4) | (1,9) |
| Outros | 179 | 165 | 177 | 170 | 177 | 8,5 | 1,1 | (4,0) |
| Total de derivados | 1.821 | 1.723 | 1.798 | 1.747 | 1.738 | 5,7 | 1,3 | 0,5 |
| Álcoois, nitrogenados renováveis e outros | 4 | 4 | 3 | 4 | 3 | - | 33,3 | 33,3 |
| Petróleo | 161 | 188 | 202 | 181 | 219 | (14,4) | (20,3) | (17,4) |
| Gás natural | 222 | 221 | 295 | 225 | 314 | 0,5 | (24,7) | (28,3) |
| Total mercado interno | 2.208 | 2.136 | 2.298 | 2.157 | 2.274 | 3,4 | (3,9) | (5,1) |
| Exportação de petróleo, derivados e outros | 824 | 628 | 528 | 780 | 688 | 31,2 | 56,1 | 13,4 |
| Vendas das unidades internacionais | 37 | 60 | 59 | 48 | 59 | (38,3) | (37,3) | (18,6) |
| Total mercado externo | 861 | 688 | 587 | 828 | 747 | 25,1 | 46,7 | 10,8 |
| Total geral | 3.069 | 2.824 | 2.885 | 2.985 | 3.021 | 8,7 | 6,4 | (1,2) |

Anexo II - Exportação e Importação Líquida

| Mil barris por dia (Mbpd) | 3T23 | 2T23 | 3T22 | 9M23 | 9M22 | Variação (%) | | |
|--|------|------|------|------|------|----------------|----------------|----------------|
| | | | | | | 3T23 X 2T23 | 3T23 X 3T22 | 9M23 X 9M22 |
| Exportação (importação) líquida | 529 | 268 | 87 | 440 | 310 | 97,4 | 508,0 | 41,9 |
| Importação | 294 | 358 | 441 | 339 | 378 | (17,9) | (33,3) | (10,3) |
| Petróleo | 152 | 129 | 145 | 161 | 157 | 17,8 | 4,8 | 2,5 |
| Diesel | 46 | 93 | 171 | 70 | 114 | (50,5) | (73,1) | (38,6) |
| Gasolina | 41 | 52 | 26 | 44 | 18 | (21,2) | 57,7 | 144,4 |
| GLP | 39 | 66 | 55 | 46 | 66 | (40,9) | (29,1) | (30,3) |
| Outros derivados | 16 | 18 | 44 | 18 | 23 | (11,1) | (63,6) | (21,7) |
| Exportação | 823 | 626 | 528 | 779 | 688 | 31,5 | 55,9 | 13,2 |
| Petróleo | 599 | 411 | 363 | 581 | 478 | 45,7 | 65,0 | 21,5 |
| Óleo Combustível | 171 | 177 | 125 | 160 | 184 | (3,4) | 36,8 | (13,0) |
| Outros derivados | 53 | 38 | 40 | 38 | 26 | 39,5 | 32,5 | 46,2 |

No 3T23 as exportações aumentaram 31,5% em relação ao 2T23, principalmente de petróleo, em função da maior produção de óleo, e as importações reduziram em 17,9% em virtude de menores importações de derivados pelo aumento de produção das refinarias.

No 3T23, os volumes de exportação foram diversificados entre diferentes destinos, conforme tabelas abaixo:

Anexo III - Exportações de petróleo *

| País | 3T23 | 2T23 | 3T22 |
|-----------------|------|------|------|
| China | 40% | 28% | 29% |
| Europa | 32% | 20% | 29% |
| Am Latina | 13% | 26% | 21% |
| EUA | 7% | 14% | 10% |
| Ásia (Ex China) | 7% | 11% | 9% |
| Caribe | 1% | 0% | 2% |

Anexo IV - Exportações de derivados *

| País | 3T23 | 2T23 | 3T22 |
|-----------|------|------|------|
| Cingapura | 38% | 50% | 57% |
| EUA | 44% | 37% | 17% |
| Outros | 18% | 13% | 25% |

Nas exportações de petróleo, o desenvolvimento de novos mercados atingiu países como Finlândia, Grécia e Reino Unido. Realizamos a primeira exportação do petróleo Itapu para Portugal. Adicionalmente, foram realizadas novas vendas da corrente de Mero, acrescentando novos refinadores a nossa carteira de clientes.

* Referem-se a exportações segundo o critério físico de saída da costa brasileira.