

Relatório de Produção e Vendas 3T24



FPSO Maria Quitéria
1º óleo em 15 de outubro



Sumário

Destaques – 3T24	3
Nossos Resultados Operacionais	5
Exploração & Produção	5
Refino, Transporte e Comercialização	7
Gás e Energias de Baixo Carbono	10
Emissões Atmosféricas	12
Anexos	14
ANEXO I - VOLUME DE VENDAS CONSOLIDADO	14
ANEXO II - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO LÍQUIDA	15
ANEXO III - EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO (*)	16
ANEXO IV – EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS (*)	16
Glossário	17

AVISO

Este relatório pode 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 3T24 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.



Destaques – 3T24

No 3T24, a produção total própria de óleo, LNG e gás natural alcançou 2.689 Mboed, em linha com o trimestre anterior, com destaque para o atingimento do topo de produção do FPSO Sepetiba, no campo de Mero, com a entrada em operação de 3 novos poços produtores, e para a entrada de novos poços em projetos nos campos de Búzios e Tupi.

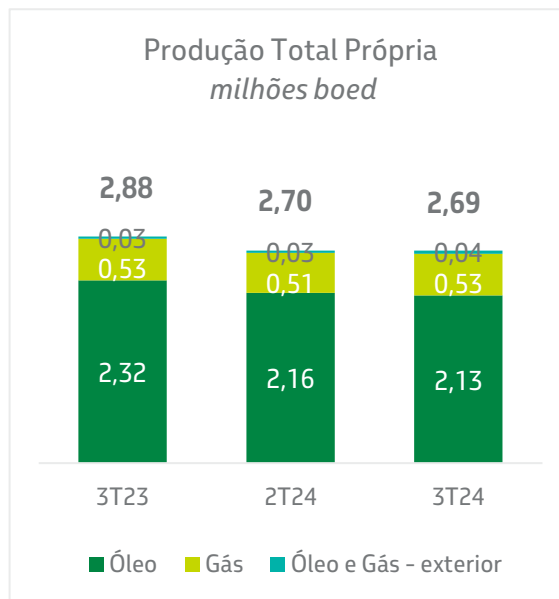
Em outubro, destacamos a entrada em operação de um novo sistema de produção, que irá contribuir para a produção do 4T24.

O FPSO Maria Quitéria entrou em operação em 15 de outubro. A plataforma, instalada no campo de Jubarte, no pré-sal da Bacia de Campos, está equipada com tecnologias para redução de emissões, incluindo o ciclo combinado na geração de energia, que permite maior eficiência operacional associada à redução em cerca de 24% de emissões operacionais de gases de efeito estufa. Sua capacidade de produção é de 100 Mbpd de óleo e 5 MMm³/d de gás natural.

O FPSO Marechal Duque de Caxias está na locação, com a interligação do primeiro poço produtor concluída, e encontra-se em fase final de preparação para entrada em operação. A unidade tem capacidade para produzir até 180 Mbpd de óleo e 12 MMm³/d de gás natural e será o terceiro sistema definitivo de produção do campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos.

Em 26 de outubro, o FPSO Almirante Tamandaré chegou à locação, vindo da China. A plataforma será a primeira unidade de alta capacidade a ser instalada no campo de Búzios, com potencial para produzir até 225 Mbpd e de processar 12 MMm³/d de gás natural.

A Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) do Rota 3, localizada no Complexo de Energias Boaventura (Itaboraí - RJ), iniciou o procedimento de partida do seu primeiro módulo em setembro. A unidade encontra-se gaseificada e o primeiro gás comercial está previsto para ocorrer nos próximos dias. Com a partida do segundo módulo, planejada para ocorrer ainda esse ano, a capacidade total de processamento será de 21 MM m³/d.



O Ativo Tupi, localizado no pré-sal da Bacia de Santos, completou a marca inédita de 3 bilhões de barris de óleo (bbl) de produção acumulada, sendo 2,2 bilhões de barris de óleo (bbl) relativos à jazida compartilhada e 0,8 bilhões de barris de óleo (bbl) relativo à área de Iracema. Esta é a primeira área de produção do Brasil a atingir esse marco que acontece, 15 anos após início da sua entrada em operação.



Esforços e integração de diversas áreas da Companhia permitiram a antecipação do primeiro óleo do FPSO Maria Quitéria, que entrou em operação em 15 de outubro. O cronograma originalmente previsto no PE 2024-2028+ constava o primeiro óleo em 2025.

No 3T24, a produção e as vendas de derivados no mercado interno cresceram 4,2% em relação ao trimestre anterior, impulsionadas pelo aumento sazonal da demanda. Em setembro de 2024, tivemos o melhor resultado mensal no ano para o fator de utilização total (FUT) do parque de refino, atingindo 97%, o que reflete o alto nível de eficiência operacional do nosso parque de refino e a forte integração com as áreas de logística e comercialização da empresa. Isso permitiu uma produção total de 1.818 Mbpd, priorizando produtos de alto valor agregado (diesel, gasolina e QAV corresponderam a 68% da produção total), mesmo com as paradas de manutenção realizadas na REPLAN, REDUC, RPBC e REVAP durante o trimestre.



A participação do óleo do pré-sal na carga processada atingiu 73%, patamar recorde para um trimestre (aumento de 4 p.p. em relação ao 2T24), demonstrando maior flexibilidade logística e operacional na decisão do uso dessas correntes de forma mais eficiente. Além disso, em agosto a carga processada de óleos do pré-sal foi de 76%, novo recorde mensal.



A produção de gasolina no 3T24 foi de 438 Mbpd, o que representa um recorde trimestral¹.



No 3T24, tivemos 3 meses consecutivos de avanços nas vendas de diesel com conteúdo renovável (Diesel R), atingindo 3,7 Mbpd em setembro, o dobro do recorde anterior ocorrido em abril de 2024. Adicionalmente, com foco em competitividade e na descarbonização, estabelecemos, com a maior mineradora do país, um acordo para testes e estudos de fornecimento de produtos em baixo carbono, incluindo o uso do Diesel R em veículos da mineradora, marcando a primeira venda direta desse tipo de diesel pela Petrobras.

“Estamos desenvolvendo combustíveis cada vez mais verdes e honrando nosso compromisso de descarbonização das nossas atividades. A parceria com a Vale é mais uma concretização do objetivo da Petrobras de aperfeiçoar a capacidade produtiva e a estrutura logística da empresa, para entregar ao mercado produtos mais verdes, como o Diesel R, e reforçar nossa estratégia de descarbonização.” Magda Chambriard, Presidente da Petrobras

¹ Considera o parque de refino atual.



Nossos Resultados Operacionais

Exploração & Produção

	3T24	2T24	3T23	9M24	9M23	Variação (%)		
						3T24 X 2T24	3T24 X 3T23	9M24 X 9M23
Produção de óleo, LGN e gás natural – Brasil (Mboed)	2.654	2.664	2.843	2.687	2.696	(0,4)	(6,6)	(0,3)
Óleo e LGN (Mbpd)	2.129	2.156	2.318	2.173	2.188	(1,3)	(8,2)	(0,7)
Terra e águas rasas	32	35	34	34	46	(8,6)	(5,9)	(26,1)
Pós-sal profundo e ultra profundo	275	306	412	308	380	(10,1)	(33,3)	(18,9)
Pré-sal	1.822	1.815	1.872	1.831	1.761	0,4	(2,7)	4,0
Gás natural (Mboed)	525	508	525	513	508	3,3	-	1,0
Produção de óleo, LGN e gás natural - exterior (Mboed)	35	34	34	34	35	2,9	2,9	(2,9)
Produção total (Mboed)	2.689	2.699	2.877	2.721	2.731	(0,4)	(6,5)	(0,4)
Produção total comercial (Mboed)	2.337	2.356	2.537	2.374	2.401	(0,8)	(7,9)	(1,1)
Produção total operada (Mboed)	3.869	3.737	3.982	3.821	3.807	3,5	(2,8)	0,4

Nos 9M24, a Petrobras alcançou uma produção total de 2.721 Mboed. Com base no desempenho atual, aliado às previsões de *ramp-ups* e entradas em operação de novas plataformas e novos poços no 4T24, reafirmamos a expectativa de atingir nossa faixa de produção esperada para 2024. Esperamos ficar dentro do intervalo projetado no Plano Estratégico 2024-28+, de 2,8 MMboed de produção total, com uma variação de 4% para mais ou para menos.

No que tange ao resultado do 3T24, a produção de óleo no pré-sal foi de 1.822 Mbpd, em linha com o 2T24, devido, principalmente, à maior produção do FPSO Sepetiba (campo de Mero), que atingiu o seu topo com três novos poços produtores, e à entrada em produção de dois novos poços na Bacia de Santos, um no FPSO Almirante Barroso (campo de Búzios), e um poço complementar no FPSO Maricá (campo de Tupi), compensados pelo maior volume de paradas. Também entraram em operação cinco poços injetores, na Bacia de Santos.

A produção do pós-sal foi de 275 Mbpd, 10,1% inferior ao 2T24, principalmente em função de intervenções para atendimento aos requisitos de segurança operacional, maior volume de perdas com paradas programadas para manutenção, além do declínio natural de produção. Entraram em operação cinco poços injetores, na Bacia de Campos.

A produção em terra e águas rasas foi de 32 Mbpd, 3 Mbpd abaixo do trimestre anterior, devido ao maior volume de perdas com paradas para manutenções.

Por fim, a produção no exterior foi de 35 Mboed, referente aos campos da Bolívia, Argentina e Estados Unidos, em linha com o 2T24.



“Concretizar a antecipação do 1º óleo do FPSO Maria Quitéria é o resultado do nosso esforço diário de buscar oportunidades de acelerar os projetos e superar desafios. Alinhada à estratégia de descarbonização da companhia, a plataforma representa maior capacidade instalada de produção de óleo e gás, é mais eficiente e possui tecnologias modernas para redução de emissões de gases de efeito estufa”.

Renata Baruzzi, Diretora de Engenharia, Tecnologia e Inovação





Refino, Transporte e Comercialização

	3T24	2T24	3T23	9M24	9M23	Variação (%)		
						3T24 X 2T24	3T24 X 3T23	9M24 X 9M23
Volume total de vendas no mercado interno (Mbpd)	1.771	1.700	1.821	1.707	1.747	4,2	(2,7)	(2,3)
Diesel	760	717	801	723	745	6,0	(5,1)	(3,1)
Gasolina	396	392	416	391	422	1,0	(4,8)	(7,3)
Querosene de Aviação (QAV)	110	106	105	108	103	3,8	4,8	4,9
Nafta	70	70	74	68	68	-	(5,4)	-
Óleo Combustível	24	25	31	29	32	(4,0)	(22,6)	(9,4)
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	226	219	215	215	207	3,2	5,1	3,9
Outros	185	171	179	173	170	8,2	3,4	2,4
Volume de produção total (Mbpd)	1.818	1.744	1.829	1.772	1.763	4,2	(0,6)	0,5
Diesel	723	702	749	708	709	3,0	(3,5)	(0,1)
Gasolina	438	417	424	415	398	5,0	3,3	4,3
Querosene de Aviação (QAV)	83	83	82	86	83	-	1,2	3,6
Nafta	77	67	71	74	70	14,9	8,5	5,7
Óleo Combustível	185	180	185	190	208	2,8	-	(8,7)
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	124	118	130	121	123	5,1	(4,6)	(1,6)
Outros	188	177	188	178	172	6,2	-	3,5

Outras informações operacionais

Mbpd	3T24	2T24	3T23	9M24	9M23	Variação (%)		
						3T24 X 2T24	3T24 X 3T23	9M24 X 9M23
Carga de referência	1.813	1.813	1.813	1.813	1.835	-	-	(1,2)
Carga de destilação total	1.727	1.642	1.736	1.680	1.671	5,2	(0,5)	0,5
Fator de utilização total do parque de refino (*)	95%	91%	96%	93%	91%	4,0	(1,0)	2,0
Carga fresca processada	1.705	1.616	1.706	1.650	1.637	5,5	(0,1)	0,8
Carga de LGN processada	46	47	48	47	48	(2,1)	(4,2)	(2,1)
Participação do óleo nacional na carga (*)	92%	91%	91%	91%	91%	1,0	1,0	-
Participação do óleo do pré-sal na carga (*)	73%	69%	65%	70%	65%	4,0	8,0	5,0

(*) Variações em pontos percentuais.



Vendas

O volume de vendas de derivados no 3T24 cresceu 4,2% em relação ao 2T24, com destaque para diesel, gasolina, QAV, GLP e asfalto.

As vendas de diesel cresceram 6,0% no período devido ao aumento sazonal do consumo no terceiro trimestre, com o plantio da Safra de Grãos de Verão e o aumento da atividade industrial.

As vendas de gasolina no 3T24 registraram crescimento de 1,0% em relação ao 2T24 devido, principalmente, ao aumento de competitividade da gasolina em relação ao etanol hidratado no abastecimento dos veículos flex.

A elevação de 3,8% nas vendas de QAV no 3T24 contra o trimestre anterior deve-se ao aumento sazonal da demanda do setor, em função período de férias e maior atividade econômica.

O volume de vendas de GLP subiu 3,2% decorrente da maior atividade da indústria de transformação no terceiro trimestre e dos registros de temperatura médias mais baixas nos principais centros consumidores do país nesse período.

Adicionalmente, vendemos 816,7 mil toneladas de asfalto no 3T24, o melhor resultado trimestral desde 2014.

Produção

A produção de derivados no 3T24 teve incremento de 4,2% em relação ao 2T24. O somatório da produção de diesel, gasolina e QAV no 3T24 atingiu 68% de participação do volume total produzido, em linha com o desempenho apurado no 2T24. Esse resultado demonstra eficiência e desempenho elevados na operação do parque de refino.

Registramos diversos recordes mensais e trimestrais de produção no 3T24, destacando-se o recorde de produção de diesel S-10 na RPBC em setembro, de 71 Mbpd, e na REGAP no trimestre, com produção de 48 Mbpd. Obtivemos também recorde trimestral de produção de gasolina na REPAR de 61 Mbpd e na RECAP de 22 Mbpd. A produção de asfalto também foi expressiva, com registro da maior produção mensal nas refinarias REDUC desde 2011 (32 mil t) e REGAP desde 2014 (82 mil t), além de recorde trimestral de produção na REPAR (143 mil t).

Os resultados alcançados são fruto dos investimentos em projetos de modernização das unidades, da confiabilidade dos ativos, da otimização de processos e da aplicação de tecnologias inovadoras.



Seguimos nossa trajetória de maior eficiência energética no parque de refino com o Programa RefTOP (Refino de Classe Mundial). Os projetos e iniciativas de otimização desse programa contribuíram para atingirmos 101,0 em Intensidade Energética no trimestre, o melhor resultado histórico, 2,1 pontos abaixo do 2T24. Destacamos em setembro o valor de 92,2 na REPLAN, melhor resultado mensal histórico dessa refinaria. Para informações sobre a Intensidade de Emissão de Gases de Efeito Estufa, veja seção "Emissões Atmosféricas".



Sólidos avanços na região Centro Oeste, com aumento de 127% nas vendas de Diesel e Gasolina em setembro nos novos polos Rio Verde e Rondonópolis.



A participação das vendas de diesel S10 representou 64,4% do total de óleo diesel comercializado pela Petrobras, ultrapassando o recorde anterior de 63,9% alcançado no segundo trimestre de 2024. O diesel S-10 assume importância cada vez maior no portfólio de produtos da empresa, apresentando baixo teor de enxofre e melhores resultados ambientais.

“Com os dados do trimestre, estamos demonstrando o compromisso da Petrobras com a eficiência e a rentabilidade das nossas operações. As marcas foram alcançadas devido ao trabalho integrado de toda companhia”.

William França, Diretor de Processos Industriais e Produtos

“Estamos contribuindo para o crescimento de nossos clientes no mercado interno com uma atuação competitiva e segura, sempre preservando rentabilidade e sustentabilidade financeira”.

Claudio Schlosser, Diretor de Logística, Comercialização e Mercados



Gás e Energias de Baixo Carbono

	3T24	2T24	3T23	9M24	9M23	Variação (%)		
						3T24 X 2T24	3T24 X 3T23	9M24 X 9M23
Gás Natural (MM m³/dia)								
Venda de gás natural e para consumo interno	50	44	48	47	49	13,6	4,2	(4,1)
Oferta								
Entrega de gás nacional	31	29	35	30	34	6,9	(11,4)	(11,8)
Regaseificação de GNL	6	3	1	4	1	100,0	500,0	300,0
Importação de gás natural da Bolívia	13	13	13	14	16	-	-	(12,5)
Energia (MW médio) (1)								
Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão	1.135	1.186	1.655	1.169	1.655	(4,3)	(31,4)	(29,4)
Venda de energia elétrica (2)	1.075	418	450	647	520	157,2	138,9	24,4

(1) Para o período corrente, os valores referentes ao segmento de Energia estão sujeitos a eventuais alterações a partir da emissão do relatório definitivo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

(2) Ajuste no dado de venda de energia elétrica no 9M23.

No 3T24, a venda de gás natural pela Petrobras teve aumento de cerca de 6 milhões de m³/dia em relação ao 2T24, em função do maior despacho termelétrico a gás natural. Pelo lado da oferta, o crescimento no 3T24 foi suportado pela maior produção de gás nacional por conta de menores intervenções, além da maior importação de GNL.

A venda da energia elétrica gerada no 3T24 teve um crescimento de aproximadamente 157% em relação ao 2T24, em virtude da piora da afluência dos reservatórios hidrológicos e da necessidade de maior despacho termelétrico em horários de maior consumo de energia, compensando a intermitência da geração por fontes renováveis.



Em 09 de setembro, obtivemos a **Autorização de Operação Industrial** para a nossa maior UPGN, no Complexo Boaventura, que receberá e processará gás do pré-sal por meio do gasoduto Rota 3. Assim, a Petrobras aumentará a oferta de gás.



Além disso, já observamos os resultados da implementação do prêmio por performance com estímulo de preço, que permitiu aos clientes que aderiram pagar menos pelo gás, de acordo com seu consumo, mantendo a competitividade da Petrobras dentro do novo ambiente de mercado dinâmico do Brasil.



“ A concretização do projeto do Rota 3, agora Complexo de Energias Boaventura, permitirá a ampliação da oferta de gás natural para o mercado nacional e a redução da dependência de importações, incrementando a competitividade da Petrobras.

É um objetivo da Petrobras atuar de forma confiável e competitiva nos mercados de gás e energia, contribuindo de forma efetiva para a transição energética da indústria e do país, por emitir menos CO₂.”

Maurício Tolmasquim, Diretor de Transição Energética e Sustentabilidade



Emissões Atmosféricas

O acompanhamento dos indicadores de emissões de gases de efeito estufa (GEE) incentiva a adoção de práticas e o desenvolvimento de projetos visando à redução das emissões destes gases pela companhia, de forma alinhada aos compromissos de clima divulgados no PE 2024-2028+ da Petrobras, visando maximizar a geração de valor frente aos riscos e oportunidades vinculados à transição justa para uma economia de baixo carbono.

Emissões operacionais de GEE das atividades de óleo e gás

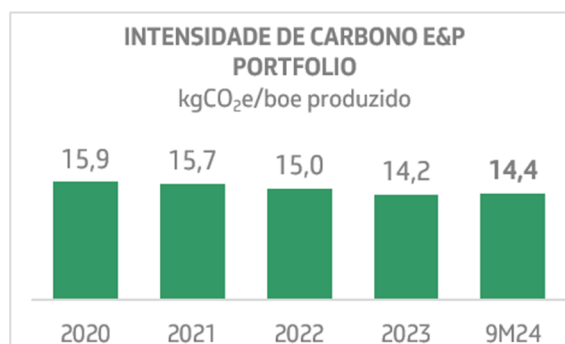


Dentre os indicadores de emissão acompanhados pela Petrobras, o indicador GEE – O&G mensura as emissões operacionais das atividades de óleo e gás de forma isolada, ou seja, sem incluir as emissões oriundas da atuação no mercado de termelétricidade, o qual é bastante impactado pelos despachos termelétricos solicitados pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

As emissões de GEE – O&G no 9M24 foram de 32 milhões de toneladas, patamar similar ao 9M23. Este resultado se deve tanto por iniciativas no E&P, quanto no Refino. No E&P, o aumento de emissões associado ao comissionamento do FPSO Sepetiba foi contrabalanceado pelas ações de mitigação implantadas e pelas paradas não-programadas das unidades do pós-sal. Como ações de mitigação destaca-se a otimização da operação dos turbogeradores e operacionalização de FGRUs (Flaring Gas Recovery Units), unidade que recupera parte da corrente de gás que seria encaminhada para o *flare*, retornando para o processo. No Refino, destacam-se as medidas de eficiência energética e de manutenção dos equipamentos, que contribuem para o aumento da eficiência operacional.

Intensidade de Emissões de Gases do Efeito Estufa (IGEE)

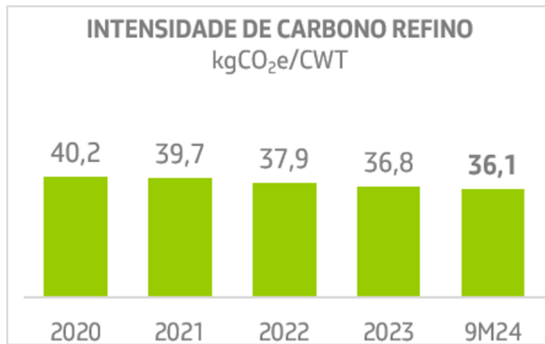
E&P



O resultado do 9M24 representa um aumento de 0,2 kgCO₂e/boe produzido em relação ao realizado em 2023, sendo impactado, principalmente, pelo comissionamento do FPSO Sepetiba. Esse aumento de emissões foi mitigado pelas ações de descarbonização implantadas, como por exemplo a otimização da operação dos turbogeradores e operacionalização de FGRUs.



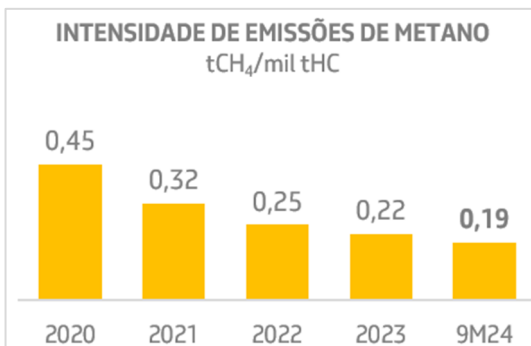
Refino



O resultado no 9M24 foi 0,7 kgCO₂e/CWT abaixo do realizado em 2023, reforçando a tendência de queda observada desde 2020, em função das medidas de eficiência energética e de manutenção de equipamentos contribuindo para o aumento da eficiência operacional.

Destacamos que, em setembro, o IGEE do Refino obteve o melhor resultado histórico mensal, alcançando 35,3 kgCO₂e/CWT.

Intensidade de Emissões de Gases do Efeito Estufa - Metano



As metas de intensidade de carbono dos segmentos na Petrobras incorporam todos os gases do efeito estufa, inclusive metano, que possui uma métrica específica por apresentar potencial de aquecimento muito elevado no curto prazo.

O resultado do 9M24 no E&P foi 0,03 tCH₄/mil tHC abaixo do realizado em 2023. Contribuíram para este resultado as ações de redução de perdas de gás, como por exemplo, a operacionalização dos FGRUs.



Anexos

ANEXO I - VOLUME DE VENDAS CONSOLIDADO

Volume de vendas (Mbpd)	3T24	2T24	3T23	9M24	9M23	Variação (%)		
						3T24 X 2T24	3T24 X 3T23	9M24 X 9M23
Diesel	760	717	801	723	745	6,0	(5,1)	(3,0)
Gasolina	396	392	416	391	422	1,0	(4,8)	(7,3)
QAV	110	106	105	108	103	3,8	4,8	4,9
Nafta	70	70	74	68	68	-	(5,4)	-
Óleo combustível	24	25	31	29	32	(4,0)	(22,6)	(9,4)
GLP	226	219	215	215	207	3,2	5,1	3,9
Outros	185	171	179	173	170	8,2	3,4	1,8
Total de derivados	1.771	1.700	1.821	1.707	1.747	4,2	(2,7)	(2,3)
Renováveis, nitrogenados e outros	8	6	4	6	4	33,3	100,0	50,0
Petróleo	150	141	161	151	181	6,4	(6,8)	(16,6)
Gás natural	209	195	222	206	225	7,2	(5,9)	(8,4)
Total mercado interno	2.138	2.042	2.208	2.070	2.157	4,7	(3,2)	(4,0)
Exportação de petróleo, derivados e outros	804	851	824	834	780	(5,5)	(2,4)	6,9
Vendas no exterior	29	44	37	38	48	(34,1)	(21,6)	(20,8)
Total mercado externo	833	895	861	872	828	(6,9)	(3,3)	5,3
Total geral	2.971	2.937	3.069	2.942	2.985	1,2	(3,2)	(1,4)

**ANEXO II - EXPORTAÇÃO E IMPORTAÇÃO LÍQUIDA**

Mil barris por dia (Mbpd)	3T24	2T24	3T23	9M24	9M23	Variação (%)		
						3T24 X 2T24	3T24 X 3T23	9M24 X 9M23
Exportação (importação) líquida	494	547	529	514	440	(9,7)	(6,6)	16,8
Importação	310	304	294	320	339	2,0	5,4	(5,6)
Petróleo	149	168	152	161	161	(11,3)	(2,0)	-
Diesel	81	37	46	68	70	118,9	76,1	(2,9)
Gasolina	-	11	41	12	44	-	-	(72,7)
Nafta	-	-	-	-	-	-	-	-
GLP	62	70	39	62	46	(11,4)	59,0	34,8
Outros derivados	18	18	16	17	18	-	12,5	(5,6)
Exportação	804	851	824	834	780	(5,5)	(2,3)	7,1
Petróleo	598	651	599	633	581	(8,1)	(0,2)	9,0
Óleo Combustível	161	137	171	154	160	17,5	(5,8)	(3,8)
Outros derivados	45	63	53	47	38	(28,6)	(15,1)	23,7

No 3T24, a importação de diesel aumentou em função da maior demanda do mercado. No caso da gasolina, não houve importação devido ao aumento da produção.

Com relação às exportações, no 3T24, as vendas de petróleo no mercado externo reduziram 8% em relação ao 2T24, principalmente, devido ao maior processamento de óleo. Já as exportações de óleo combustível foram maiores em função da realização, no 3T24, de exportações iniciadas no 2T24.

No terceiro trimestre de 2024, houve uma leve redução da exportação de petróleo destinada à China, com o volume redirecionado principalmente para outros destinos na Ásia como Coreia e Índia. A Europa permaneceu como o segundo maior mercado com cerca de um terço das exportações no período.

**ANEXO III - EXPORTAÇÕES DE PETRÓLEO (*)**

País	3T24	2T24	3T23
China	41%	50%	40%
Europa	32%	30%	32%
Am Latina	7%	5%	13%
EUA	6%	5%	7%
Ásia (Ex China)	14%	9%	7%
Caribe	0%	1%	1%

ANEXO IV – EXPORTAÇÕES DE DERIVADOS (*)

País	3T24	2T24	3T23
Cingapura	47%	40%	38%
EUA	47%	50%	44%
Outros	6%	10%	18%

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



Glossário

A

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

Ativo Tupi: contempla a área da Jazida Compartilhada de Tupi e a Área de Iracema.

C

Carga de referência: carga máxima sustentável de petróleo alcançada nas unidades de destilação, no final do período, respeitando os limites de projeto dos equipamentos e os requisitos de segurança, meio ambiente e qualidade dos produtos. É menor que a capacidade autorizada pela ANP (inclusive autorizações temporárias) e órgãos ambientais.

Carga de destilação total: carga das unidades de destilação composta por petróleo, C5+, resíduos e reprocessamentos, inclusive de terminais.

Carga fresca processada: é o volume de petróleo processado nas unidades de destilação, formado por petróleo e C5+.

Carga de LGN processada: é o volume de LGN processado nas unidades do refino.

D

Diesel-R: é um diesel S-10 com conteúdo renovável, um biocombustível avançado. O Diesel-R é produzido a partir do coprocessamento de diesel convencional mineral e de óleos vegetais utilizando nossa tecnologia proprietária HBIO™. A parte renovável do combustível resultante (Óleo Vegetal Hidrotratado ou "HVO") apresenta a mesma estrutura do óleo diesel convencional e reduz a emissão de gases de efeito estufa em comparação ao óleo diesel mineral.

Diesel S-10: é um destilado médio de petróleo com baixo teor de enxofre (10 ppm) usado como combustível em veículos com motores de combustão interna de ignição por compressão (motores do ciclo diesel).

E

Entrega de gás nacional: volume operacional de gás natural processado (seco), de origem nacional (*onshore* ou *offshore*), disponibilizado pela Petrobras para o mercado na saída das unidades de processamento de gás natural, convertido para o PCS de referência de 9400 kcal/m³. Inclui tanto o gás cuja origem é a produção própria da Petrobras quanto o gás comprado de parceiros. Não abarca os volumes de gás pertencentes aos agentes que contratam diretamente o serviço de processamento nas unidades.

Exploração & Produção (E&P): O segmento abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo bruto, LGN e gás natural no Brasil e no exterior, com o objetivo principal de abastecer nossas refinarias domésticas. Este segmento também opera por meio de parcerias com outras empresas, incluindo participações em empresas estrangeiras neste segmento.

F

Fator de utilização total do parque de refino: percentual de utilização do parque de refino em relação à sua carga de referência. Considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+, resíduos, reprocessamentos, inclusive de terminais.

FGRU: Sistema de recuperação de gases de tocha (FGRU, de *Flare Gas Recovery Unit*). Permite que esse gás retorne para processamento na unidade, evitando a sua queima e a consequente emissão de gases de efeito estufa.



G

Gás & Energias de Baixo Carbono (G&EBC): O segmento abrange as atividades de logística e comercialização de gás natural e eletricidade, o transporte e a comercialização de GNL, a geração de eletricidade por meio de usinas termelétricas, bem como o processamento de gás natural. Também inclui negócios de energia renovável, serviços de baixo carbono (captura, utilização e armazenamento de carbono) e a produção de biodiesel e seus derivados.

I

Índice de Utilização de Gás Associado (IUGA): percentual do volume de gás associado utilizado em relação ao volume total de gás associado produzido

Intensidade de Carbono do E&P: Emissões de GEE, em termos de CO₂e, provenientes das atividades de E&P em relação à produção total operada de óleo e gás (*wellhead*) registrada no mesmo período. São consideradas as emissões de GEE de Escopo 1 e 2. Este indicador representa a taxa de emissão de gases de efeito estufa por unidade de barril de óleo equivalente produzido, sendo utilizado para análise da performance em carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.

Intensidade de Carbono do Refino: Emissões de GEE, em termos de CO₂e, provenientes das atividades de Refino em relação à unidade de atividade denominada CWT (*Complexity Weighted Tonne*). O CWT representa uma medida de atividade, que considera tanto o efeito da carga processada quanto a complexidade de cada refinaria, permitindo a comparação do potencial de emissões de GEE entre refinarias com perfis e portes diferenciados. Este indicador compõe a análise da performance em carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.

Intensidade de Carbono Térmicas: Emissões de GEE, em termos de CO₂e, provenientes dos processos das Usinas Termelétricas em relação a energia elétrica gerada. São consideradas as emissões de GEE de Escopo 1 e 2. Este indicador compõe a análise da performance em carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.

Intensidade de Emissões de GEE no E&P: Emissões de GEE, em termos de CO₂e, das atividades de E&P em relação à produção total de petróleo e gás operada (cabeça do poço) registrada no mesmo período. As emissões de GEE do Escopo 1 e 2 são consideradas. Este indicador representa a taxa de emissões de GEE por barril de óleo equivalente produzido. Abrange atividades de exploração e produção de petróleo e gás sob controle operacional e é usado para analisar o desempenho de carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.

Intensidade de Emissões de GEE no Refino: Intensidade de Emissões de GEE na Refinaria. Emissões de GEE, em termos de CO₂e, das atividades de refino em relação à unidade de atividade chamada Complexidade Ponderada por Tonelada ("CWT"). O CWT representa uma medida de atividade, semelhante à UEDC (Capacidade de Destilação Equivalente Utilizada), que considera o potencial de emissões de GEE, equivalente à destilação, por unidade de processo, permitindo melhor comparabilidade entre refinarias de diferentes complexidades. Este indicador abrange atividades de refino com controle operacional e compõe a análise do desempenho de carbono dos ativos em nosso portfólio atual e futuro.

Intensidade Emissões Metano: O indicador utiliza a métrica da IOGP que representa a razão entre a emissão de metano e a produção total operada de hidrocarbonetos.

L

LGN: Líquidos de Gás Natural, o líquido resultante do processamento de gás natural e contendo os hidrocarbonetos gasosos mais pesados.

**M**

Mboed: Mil barris de óleo equivalente por dia

Mbpd: Mil barris por dia

P

Produção total: Produção de óleo, LGN e gás natural (considera o volume de gás natural reinjetado e não comercializado)

Produção total comercial: Produção de óleo, LGN e gás natural comercial (desconta o volume de gás natural reinjetado e não comercializado).

Produção total operada: Produção de um campo de gás ou petróleo, incluindo a participação da Petrobras e a participação dos parceiros.

R

Regaseificação de GNL: volume operacional de GNL que foi regaseificado e disponibilizado pela Petrobras para o mercado na saída dos terminais de GNL, convertido para o PCS de referência de 9400 kcal/m³. Os volumes que foram transferidos dos navios metaneiros para os navios regaseificadores mas ainda não foram regaseificados não compõem esta medida.

Refino, Transporte e Comercialização (RTC): O segmento abrange as atividades de refino, logística, transporte, aquisição e exportação de petróleo bruto, bem como negociação de derivados de petróleo no Brasil e no exterior. Este segmento também inclui operações petroquímicas (que envolvem participações em empresas petroquímicas no Brasil) e produção de fertilizantes.

S

Safra de Grãos de Verão: culturas agrícolas que se desenvolvem melhor em condições de altas temperaturas e maior disponibilidade de água. No Brasil, isso geralmente envolve o plantio nos meses de setembro a dezembro, com a colheita ocorrendo principalmente nos meses de janeiro a abril. As principais culturas dessa safra incluem soja, milho, arroz, feijão e algodão, sendo crucial para a economia agrícola devido à sua influência na oferta interna e nas exportações.

V

Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão (MW médio): volume que o agente gerador termelétrico se compromete em disponibilizar ao sistema elétrico para atendimento de eventuais acionamentos da usina, ou seja, independentemente da sua geração efetiva. Nos contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por Disponibilidade o agente gerador recebe uma parcela fixa, associada à capacidade disponibilizada ao sistema elétrico, e, uma parcela variável, associada a efetiva geração de energia da usina.



Petrobras | Relacionamento com Investidores

www.petrobras.com.br/ri

