

Produção & Vendas 1T24



Destaques de produção e vendas no 1T24

Rio de Janeiro, 29 de abril de 2024

No 1T24, a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2.776 MMboed, aumento de 3,7% em comparação com a produção do mesmo período do ano anterior (1T23). Dentre os principais fatores para essa variação, podemos destacar o *ramp-up* dos FPSOs Almirante Barroso, P-71, Anna Nery, Anita Garibaldi e Sepetiba, além da entrada em produção de 19 novos poços de projetos complementares nas Bacias de Campos (11) e Santos (8).

Cabe mencionar que, na comparação com o 4T23, a produção foi menor em 5,4% devido, principalmente, ao maior volume de perdas por paradas e manutenções, dentro do previsto no Plano Estratégico 2024-28 (PE 2024-28), e ao declínio natural de campos maduros. Esses efeitos foram parcialmente compensados pela maior contribuição dos FPSOs Almirante Barroso (campo de Búzios) e P-71 (campo de Itapu), após atingirem o topo de produção durante o 4T23, e pelo *ramp-up* dos FPSOs Sepetiba (campo de Mero) e Anita Garibaldi (campos de Marlim, Voador e Espadim).

Iniciamos, em 07/03, o escoamento de gás pela P-68, localizada nos campos de Berbigão e Sururu, contribuindo para o aumento da confiabilidade de entrega de gás, através da malha integrada da Bacia de Santos.

Em 24/02, o FPSO Marechal Duque de Caxias saiu do estaleiro em Yantai, China, rumo ao campo de Mero, no pré-sal da Bacia de Santos. A plataforma, que será o terceiro sistema definitivo de produção do campo, está prevista para entrar em operação no segundo semestre deste ano e tem capacidade para produzir até 180 Mbpd de óleo e 12 MMm³/d de gás natural.

A jazida compartilhada de Búzios atingiu, em março de 2024, a marca de 1 bilhão de barris de óleo produzidos. Atualmente, o campo opera com cinco plataformas: P-74, P-75, P-76, P-77 e Almirante Barroso. O horizonte do PE 2024-28 da Petrobras prevê a instalação de mais seis unidades no campo até 2027.

No segmento de Refino, Transporte e Comercialização, a produção total de derivados no 1T24 foi de 1.753 mbpd, 6,1% acima da produção do 1T23. A participação de diesel, gasolina e QAV em relação à produção total foi de 67% no 1T24, em linha com o mesmo período no ano anterior.

O fator de utilização total (FUT) do parque do refino continua elevado, atingindo 92% no 1T24, 7 p.p. acima do 1T23 e 2 p.p. abaixo do 4T23, mesmo com importantes paradas programadas na REPAR e na REPLAN.

No 1T24 os óleos do pré-sal representaram 67% da carga processada no Refino, 2 p.p. acima do 4T23, contribuindo para uma atividade de refino mais sustentável e alto rendimento de diesel, gasolina e QAV.

No tema Eficiência Energética e Excelência Operacional do Refino, o Programa RefTOP, a partir do PE 2024-28, contempla todas as refinarias do parque. Os projetos e iniciativas de otimização do Programa contribuíram para atingirmos 36,3 kgCO₂e/CWT em Intensidade de Emissão de Gases de Efeito Estufa no 1T24, 1,4 kgCO₂e/CWT a menos em relação ao 1T23, e 104,8 em Intensidade Energética, 1,7 pontos abaixo do 1T23, seguindo nosso foco para alcance dos compromissos assumidos para 2030. Esses resultados indicam uma redução no trimestre de emissão de gases do efeito estufa equivalente a mais de 2.200 ônibus urbanos circulando 5 dias por semana, 300 km/dia.

Ampliamos a partir do mês de março a oferta de produtos mais sustentáveis no mercado nacional iniciando em São Paulo a comercialização de diesel com conteúdo renovável (R5) na RPBC, que, assim como a REPAR, já está apta a vender regularmente o combustível capaz de reduzir as emissões de gases de efeito estufa. Adicionalmente, estabelecemos parceria com a segunda maior distribuidora de asfaltos do país para a venda do CAP Pro W, produto lançado no final do ano passado, estimulando o desenvolvimento do mercado de asfaltos mais sustentáveis.

Alinhado à estratégia de ampliar o acesso a mercados do interior do país, iniciamos a comercialização de diesel e gasolina em Rio Verde (GO), o segundo novo polo de venda no Centro-Oeste, região cuja demanda por combustíveis tem aumentado principalmente em função do agronegócio. O primeiro novo polo foi Rondonópolis (MT), inaugurado no início do ano passado.

Efetuamos a parada programada da Plataforma de Mexilhão (Rota 1) para manutenção preventiva, visando a continuidade das operações de produção, escoamento e suprimento de gás natural com segurança. Durante esse período de restrição de oferta nacional de gás, a Companhia atuou por meio do seu portfólio de ofertas formado por origens nacionais e importadas (gás boliviano e GNL) para cumprimento dos compromissos firmados. Cabe ressaltar que esta intervenção foi realizada em paralelo com a manutenção programada da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA), de maneira a minimizar os efeitos de restrição de entrega de gás.

Retomamos a posse do Terminal de Regaseificação de GNL da Bahia (TRBA), em 01/01/2024, sem descontinuidade operacional, após o término do período de arrendamento para terceiros ao mesmo tempo em que colocamos em operação o navio regaseificador de GNL (FSRU) Excelerate Sequoia no TRBA.

Adquirimos certificação internacional I-REC (Renewable Energy Certificate) que neutralizam as emissões de escopo 2 da Petrobras em 2023, garantindo que toda a energia elétrica adquirida pela Petrobras para o desenvolvimento das suas atividades tenha sido gerada por fontes renováveis.

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 2T24 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)	1T24	4T23	1T23	Variação (%)	
				1T24 X 4T23	1T24 X 1T23
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.742	2.901	2.640	(5,5)	3,9
Óleo e LGN (Mbpd)	2.236	2.361	2.141	(5,3)	4,4
Terra e águas rasas	35	36	56	(2,8)	(37,5)
Pós-sal profundo e ultra profundo	343	388	383	(11,6)	(10,4)
Pré-sal	1.857	1.937	1.702	(4,1)	9,1
Gás natural (Mboed)	507	540	499	(6,1)	1,6
Óleo, LGN e gás natural - exterior	33	34	36	(2,9)	(8,3)
Total (Mboed)	2.776	2.935	2.676	(5,4)	3,7
Total comercial (Mboed)	2.428	2.572	2.352	(5,6)	3,2
Total operada (Mboed)	3.855	4.045	3.745	(4,7)	2,9

No 1T24, tivemos uma performance operacional em linha com nosso planejamento, com a produção média de óleo, LGN e gás natural alcançando 2.776 Mboed, 5,4 % abaixo do 4T23.

A produção de óleo no pré-sal foi de 1.857 Mbpd, 4,1% abaixo do 4T23, devido, principalmente, ao maior volume de perdas por paradas e manutenções, efeito parcialmente compensado pela maior contribuição dos FPSOs Almirante Barroso e P-71, pelo *ramp-up* do FPSO Sepetiba e pela entrada em produção de 2 novos poços de projetos complementares no campo de Tupi, na Bacia de Santos.

A produção do pós-sal foi de 343 Mbpd, 11,6% inferior ao 4T23, principalmente em função do maior volume de perdas com paradas e manutenções e do declínio natural de produção, fatores parcialmente compensados pelo *ramp-up* do FPSO Anita Garibaldi.

A produção em terra e águas rasas foi de 35 Mbpd, em linha com o trimestre anterior. A produção no exterior foi de 33 Mboed, referente aos campos da Bolívia, Argentina e Estados Unidos, em linha com o 4T23.

2 – Refino, Transporte e Comercialização

Operacional (Mbpd)	1T24	4T23	1T23	Variação (%)	
				1T24 X 4T23	1T24 X 1T23
Volume total de vendas no mercado interno	1.648	1.733	1.697	(4,9)	(2,9)
Diesel	691	748	715	(7,6)	(3,4)
Gasolina	386	407	414	(5,2)	(6,8)
Querosene de Aviação (QAV)	107	105	107	1,9	-
Nafta	65	70	69	(7,1)	(5,8)
Óleo Combustível	37	35	33	5,7	12,1
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	199	203	194	(2,0)	2,6
Outros	163	165	165	(1,2)	(1,2)
Volume de produção total	1.753	1.798	1.652	(2,5)	6,1
Diesel	699	730	657	(4,2)	6,4
Gasolina	391	414	372	(5,6)	5,1
Querosene de Aviação (QAV)	92	88	85	4,5	8,2
Nafta	77	71	64	8,5	20,3
Óleo Combustível	205	204	200	0,5	2,5
Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)	120	122	113	(1,6)	6,2
Outros	169	169	161	-	5,0
Carga de referência	1.813	1.813	1.851	-	(2,1)
Carga de destilação total ⁽¹⁾	1.670	1.711	1.566	(2,4)	6,6
Fator de utilização total do parque de refino ^{(1) (*)}	92%	94%	85%	(2,0)	7,0
Carga fresca processada ⁽²⁾	1.628	1.683	1.527	(3,3)	6,6
Carga de LGN processada	48	46	46	4,3	4,3
Participação do óleo nacional na carga (*)	91%	91%	90%	-	1,0
Participação do óleo do pré-sal na carga (*)	67%	65%	62%	2,0	5,0

(*) Variações em pontos percentuais.

O volume de vendas de derivados no 1T24 reduziu 4,9% em relação ao 4T23, principalmente no que diz respeito ao diesel e gasolina.

A redução de 7,6% nas vendas de diesel foi influenciada pela sazonalidade no consumo, que diminuiu durante os primeiros meses do ano devido à redução da atividade econômica nesse período. Além disso, houve um aumento no teor mínimo de mistura obrigatória de biodiesel, que passou de 12% para 14% em março de 2024. As menores vendas de gasolina, com queda de 5,2% em relação ao 4T23, ocorreram devido à sazonalidade típica, com pico de consumo no último trimestre de cada ano, além da perda de participação do derivado para o etanol hidratado no abastecimento dos veículos *flex* entre os trimestres. Por outro lado, as vendas de QAV aumentaram 1,9% devido a fatores sazonais associados ao período de férias.

Quanto à produção de derivados no 1T24, observou-se uma redução de 2,5% em relação ao 4T23, principalmente de diesel e gasolina em função da demanda de mercado e paradas programadas. Em contrapartida, a produção de QAV no 1T24 aumentou 4,5% em comparação com o 4T23, como consequência da maior demanda sazonal por esse derivado. Essa foi a maior produção de QAV desde o 1T20. Também se destaca a produção de lubrificantes, maior desde 2T19, decorrente da melhoria no desempenho operacional das unidades da REDUC após a parada programada no 4T23.

⁽¹⁾ Considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+, resíduos, reprocessamentos, inclusive de terminais.

⁽²⁾ Carga fresca processada é formada por petróleo e C5+.

3 - Gás e Energias de Baixo Carbono

	1T24	4T23	1T23	Variação (%)	
				1T24 X 4T23	1T24 X 1T23
Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão – MW médio	1.186	1.655	1.655	(28,3)	(28,3)
Venda de energia elétrica - MW médio	442	760	562	(41,8)	(21,4)
Entrega de gás nacional (MM m ³ /dia)	30	32	32	(6,3)	(6,3)
Regaseificação de GNL - MM m ³ /dia	3	3	-	-	-
Importação de gás natural da Bolívia - MM m ³ /dia	15	16	19	(6,3)	(21,1)
Venda de gás natural e para consumo interno - MM m ³ /dia	48	50	50	(4,0)	(4,0)

No 1T24, a venda de disponibilidade térmica em leilão reduziu 28,3% em comparação ao 4T23, decorrente de encerramento de contratos. Embora a Petrobras tenha contribuído com despacho termelétrico para o atendimento à demanda do Sistema Interligado Nacional, principalmente como forma de compensar a queda de oferta da geração solar e eólica ao longo dos dias, a venda total de energia elétrica recuou 41,8%, devido à recuperação do nível dos reservatórios durante o período de chuvas.

A entrega de gás nacional no 1T24 reduziu 2 milhões de m³/dia em relação ao 4T23, por conta de intervenção programada na Rota 1 (Plataforma de Mexilhão) realizada ao longo do mês de março, tendo sido compensada com importação de gás da Bolívia e de GNL. Além disso, houve redução de 2 milhões de m³/dia na venda de gás, principalmente em decorrência da menor necessidade de despacho termelétrico.

Anexo I - Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	1T24	4T23	1T23	Variação (%)	
				1T24 X 4T23	1T24 X 1T23
Diesel	691	748	714	(7,6)	(3,2)
Gasolina	386	407	414	(5,2)	(6,8)
QAV	107	105	107	1,9	-
Nafta	65	70	69	(7,1)	(5,8)
Óleo combustível	37	35	33	5,7	12,1
GLP	199	203	194	(2,0)	2,6
Outros	163	165	165	(1,2)	(1,2)
Total de derivados	1.648	1.733	1.696	(4,9)	(2,8)
Álcoois, nitrogenados, renováveis e outros	5	5	4	-	25,0
Petróleo	164	183	194	(10,4)	(15,5)
Gás natural	214	230	231	(7,0)	(7,4)
Total mercado interno	2.031	2.151	2.125	(5,6)	(4,4)
Exportação de petróleo, derivados e outros	848	885	887	(4,2)	(4,4)
Vendas das unidades internacionais	38	36	47	5,6	(19,1)
Total mercado externo	886	921	934	(3,8)	(5,1)
Total geral	2.917	3.072	3.059	(5,0)	(4,6)

Anexo II - Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	1T24	4T23	1T23	Variação (%)	
				1T24 X 4T23	1T24 X 1T23
Exportação (importação) líquida	503	621	520	(19,0)	(3,3)
Importação	344	264	367	30,3	(6,3)
Petróleo	164	139	204	18,0	(19,6)
Diesel	87	43	70	102,3	24,3
Gasolina	25	24	39	4,2	(35,9)
GLP	53	40	34	32,5	55,9
Outros derivados	15	18	20	(16,7)	(25,0)
Exportação	848	885	887	(4,2)	(4,4)
Petróleo	650	634	733	2,5	(11,3)
Óleo Combustível	165	161	132	2,5	25,0
Outros derivados	33	90	22	(63,3)	50,0

No 1T24 as exportações reduziram 4,2% em relação ao 4T23 devido a menores exportações de derivados, com destaque para a gasolina principalmente pela realização de operações de troca de qualidade no 4T23, além das paradas de manutenção no 1T24. Esse movimento foi parcialmente compensado pelo aumento da exportação de petróleo, refletindo a menor necessidade de processamento de óleo nas refinarias.

Houve aumento das importações de petróleo e derivados. A importação de diesel aumentou no 1T24 em relação ao 4T23 devido à necessidade de recomposição de estoques em função de paradas de manutenção.

Anexo III - Exportações de petróleo*

País	1T24	4T23	1T23
China	46%	44%	42%
Europa	31%	28%	26%
Am Latina	6%	7%	22%
EUA	7%	13%	2%
Ásia (Ex China)	10%	8%	9%
Caribe	0%	0%	0%

Anexo IV - Exportações de derivados*

País	1T24	4T23	1T23
Cingapura	19%	35%	63%
EUA	12%	50%	18%
Outros	69%	15%	19%

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

O conflito no Oriente Médio causou instabilidade nos fretes de transporte marítimo e, por consequência, uma alteração dos fluxos das nossas exportações de petróleo. Os mercados que são naturalmente atendidos por navios de maior porte ganharam atratividade. Conseguimos explorar essa arbitragem aumentando o volume de petróleo exportado para os mercados asiáticos, principalmente para China, e otimizamos carregamentos em navios de grande porte para mercados como Europa e Estados Unidos.