

RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

2º trimestre de 2022



Replan - Refinaria de Paulínia
50 anos

Destaques de produção e vendas no 2T22

Rio de Janeiro, 21 de julho de 2022

No 2T22, entregamos uma performance operacional com plena aderência ao planejamento da Companhia. A produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2,65 MMboed, 5,1% abaixo do 1T22. Este resultado se deu, principalmente, em razão do início da vigência do Contrato de Partilha de Produção dos Volumes do Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia, em 2 de maio, com redução de participação da Petrobras nestes campos (com impacto, no 2T22, de 90 mil boed no volume de produção destes campos que cabe à Petrobras), além do maior número de paradas para manutenções e intervenções nas plataformas do pré-sal e do pós-sal, efeitos parcialmente compensados pelo início de produção do FPSO Guanabara (campo de Mero) e pela continuidade dos *ramp-ups* dos FPSOs Carioca (campo de Sépia) e P-68 (campos de Berbigão e Sururu), localizados no pré-sal da Bacia de Santos. Esses efeitos já estavam previstos em nosso planejamento e não impactaram nosso *guidance* de produção para 2022, de 2,6 MMboed, com variação de 4% para mais ou para menos.

A produção total no pré-sal foi de 1,94 MMboed, representando 73% da produção total da Petrobras. A produção total operada pela Petrobras, por sua vez, atingiu 3,55 MMboed no 2T22, 2,9% abaixo do 1T22, principalmente devido ao maior número de perdas com paradas para manutenções e intervenções nas plataformas do pré-sal e do pós-sal, atenuado pelo *ramp-up* das unidades P-68, FPSO Carioca e início da operação do FPSO Guanabara, no campo de Mero. Os destaques do 2T22 foram:

Continuidade dos *ramp-ups* dos FPSOs Carioca e P-68

O FPSO Carioca, cuja capacidade de processamento de óleo é de até 180 mil bpd e 6 milhões de m³/d de gás, alcançou média de produção operada de 155 mil bpd no trimestre e a P-68 atingiu a capacidade plena de produção em 21 de junho, o que permitiu à unidade alcançar 152 mil bpd, confirmando o bom desempenho dos poços e das plataformas.

Início de operação do FPSO Guanabara, em 30 de abril

O FPSO, cuja capacidade de processamento é de até 180 mil bpd de óleo e 12 milhões de m³/d de gás, teve seu primeiro *offloading* (alívio) de óleo em 31 de maio, com volume de 500 mil barris.

No dia 9 de julho, ocorreu o início do *flare-out* (1ª injeção de gás) da unidade. O aproveitamento do gás permite a redução da queima, viabilizando a sequência do *ramp-up* da plataforma, em conformidade com a regulação vigente.

Celebração do Contrato de Partilha de Produção dos Volumes Excedentes da Cessão Onerosa de Atapu e Sépia

Juntamente com o início de vigência dos Contratos de Partilha de Produção em Sépia e Atapu, também foram celebrados os Acordos de Coparticipação e os Aditivos ao Acordo de Individualização da Produção de Atapu e Sépia com os respectivos parceiros, instrumentos necessários para gerir as jazidas coincidentes contidas na área do Contrato de Cessão Onerosa e na área do Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa.

Conclusão da venda da totalidade da participação em quatorze campos terrestres de exploração e produção, denominados Polo Recôncavo

Em 10 de maio, ocorreu a conclusão da venda da participação do Polo Recôncavo, localizado no estado da Bahia, para a 3R Candeias S.A., anteriormente denominada Ouro Preto Energia Onshore S.A., subsidiária integral da 3R Petroleum Óleo e Gás S.A. Este polo compreende quatorze campos terrestres, cuja produção média conjunta, de janeiro a abril de 2022, foi de, aproximadamente, 1,3 mil bpd de óleo e 444 mil m³/dia de gás natural.

Saída do FPSO Anna Nery do estaleiro na China com destino ao Brasil

A plataforma, que terá capacidade de produzir 70 mil barris de óleo por dia, deixou o estaleiro Cosco Qidong (China) no dia 8 de julho, com destino à cidade de Angra dos Reis – RJ para finalização do comissionamento e dos testes de aceitação preliminar. Essa unidade e o FPSO Anita Garibaldi fazem parte do Projeto de Revitalização de Marlim e Voador, na Bacia de Campos. As 2 plataformas irão substituir 9 Unidades Estacionárias de Produção (UEPs) nestes campos, incluindo as atualmente em operação (P-18, P-19, P-20 e P-47) e aquelas que já estão na fase de descomissionamento (P-26, P-32, P-33, P-35, P-37).

A unidade possui o conceito *All Electric*, que consiste em maximizar o uso de energia elétrica para acionamento dos equipamentos, reduzindo as emissões de carbono. “A finalização de um projeto de FPSO moderno com concepção de topside *All Electric* representa um importante marco para o campo de Marlim, que permanece como protagonista na geração de valor para a Petrobras”, enfatizou o Diretor de Desenvolvimento da Produção João Henrique Rittershausen.

A plataforma está sendo construída e será operada pela empresa Yinson (Malásia), estabelecendo um novo *player* no mercado brasileiro de FPSOs afretados.

Saída do FPSO Almirante Barroso do estaleiro na China com destino ao Brasil

A plataforma, que terá capacidade de produzir 150 mil bpd, deixou o estaleiro Cosco Dalian (China) no dia 17 de julho, com destino à cidade de Angra dos Reis – RJ para cumprir as etapas de comissionamento, inspeções regulatórias e testes de aceitação preliminar. O FPSO Almirante Barroso, contratado junto à empresa MODEC, será a primeira Unidade afretada a entrar em operação no campo de Búzios e a quinta a iniciar sua produção no campo, que conta com as quatro Unidades próprias P-74, P-75, P-76 e P-77.

O fator de utilização total (FUT) do parque de refino vem crescendo ao longo dos últimos trimestres, chegando a 89% no 2T22, 2 p.p. acima do 1T22.

Após a conclusão das paradas programadas de manutenção da REVAP e da REDUC, atingimos no final de junho o FUT de 97%, com destaque para a REPLAN, a maior refinaria do país, que possui capacidade de processar cerca de 20% da carga do parque de refino. Esse desempenho permitiu maior produção, com rendimento de diesel, gasolina e QAV de 67% no 2T22, em linha com o 1T22, aproveitando condições favoráveis de mercado, respeitando os requisitos de segurança, de meio ambiente e qualidade dos derivados produzidos e considerando o foco em geração de valor. Em se tratando de diesel e gasolina, alcançamos 62% de yield no 2T22, acima da média de 60% dos últimos 3 anos. Para o 3T22 temos previsão de paradas programadas de manutenção, com destaque para os HDT e HDS da REGAP, Destilação e Coque da REPLAN e Destilação da REPAR, que ocorrerá majoritariamente no 4T22.

O volume de vendas de derivados no 2T22 teve aumento de 1,0% em relação ao 1T22 e o volume de produção foi 2,6% maior em relação ao mesmo período.

Em consonância com maior demanda do mercado, a produção de asfaltos do 2T22 foi 33% maior que o 2T21, com destaque para o mês de maio quando vendemos 200 mil t de asfaltos, 43% acima do registrado no mês de maio/2021, e apresentou recorde histórico de faturamento líquido impulsionado pelos maiores preços de ligantes asfálticos no mercado mundial.

A produção de diesel S-10 no 2T22 ficou no mesmo patamar do 1T22, com uma participação de 55% desse *grade* sobre a produção de diesel total. Na comparação com o 1S21, o rendimento foi maior em 6 p.p., refletindo a orientação estratégica para aumento da participação de produtos mais limpos no perfil de produção.

Em junho foi realizada a primeira operação-teste de abastecimento por duto de *bunker* no Terminal de SUAPE a partir da refinaria RNEST. Essa operação permite otimizar as operações de cabotagem e abastecimento da frota da Petrobras.

Iniciamos em junho exportação de coque verde de petróleo da RNEST para a China, com destino ao mercado internacional de fabricação de alumínio.

Foi incorporado à frota da Petrobras novo navio tanque Eagle Colatina, o primeiro de três navios *Eco Type* construídos para reforçar a frota de navios mais sustentáveis para alívio das plataformas de petróleo operadas pela Petrobras. Afretado de terceiros e com porte bruto de 155 mil dwt, o Eagle Colatina possui tecnologias ecoeficientes e contribuirá para a redução da emissão de carbono no transporte marítimo, além de reforçar a frota de navios aliviadores em momento estratégico para a companhia, agregando segurança operacional, confiabilidade e valor às operações de *offloading* da Petrobras. Com isso, a Petrobras segue reafirmando o compromisso de reduzir em 25% as emissões de gases de efeito estufa até 2030 em linha com a ambição de neutralidade dessas emissões nas nossas operações em prazo compatível com o Acordo de Paris.

Com o Programa RefTOP, Refino de Classe Mundial, que visa aumentar a competitividade do parque de refino da Petrobras, obtivemos avanços rumo a maior eficiência energética e redução de emissões nas refinarias de São Paulo e Rio de Janeiro, além de uma melhor performance em todo parque de refino. A Intensidade de Emissões de Gases de Efeito Estufa (IGEE) das refinarias de todo o parque segue em queda no 1S22, com resultado acumulado de 38,1 kgCO_{2e}/CWT, contra um realizado de 40,4kgCO_{2e}/CWT no 1S21. A Intensidade Energética, que mede o consumo específico de energia de uma refinaria, também está em queda, o que significa que as refinarias estão gastando menos energia para produção de derivados em relação a um consumo padrão e com isso reduzindo as emissões. No 1S22, o resultado acumulado do índice¹ é 5% inferior ao do 1S21, 109,1 contra 114,7. Se analisarmos as refinarias que fazem parte do Programa RefTOP (RPBC, RECAP, REPLAN, REVAP e REDUC), os resultados são ainda mais expressivos comparando com os valores do parque, com um IGEE acumulado de 36,8 kgCO_{2e}/CWT, e um valor de Intensidade Energética inferior ao restante dos ativos, alcançando 107,0 no 1S22. Como destaque, a REPLAN alcançou alta

¹Considera a relação entre o consumo total de energias primárias de uma refinaria e um consumo de energia padrão, que leva em conta o volume de carga processada, a qualidade da carga, a complexidade e severidade das unidades de processo.

disponibilidade e desempenho dos ativos, atingindo baixa intensidade energética no 1S22, inclusive obtendo em alguns dias recorde histórico, compatível com os melhores refinadores mundiais. Até 2025, o RefTOP prevê o desenvolvimento e implantação de 100 novos projetos de desempenho energético para o melhor aproveitamento de insumos como gás natural, energia elétrica e vapor nas operações do refino.

No Biorefino, em abril foi realizado teste de produção de bioquerosene de aviação (BioQAV) por coprocessamento de óleos vegetais na REPAR com teor de renovável de até 1% na mistura, destacando a Petrobras como uma das primeiras empresas da América Latina a realizar esse teste. O teste de produção é a primeira fase do programa, que antecede os testes comerciais, e esta entrega mostra o quanto é possível conciliar sustentabilidade ambiental com geração de valor, utilizando a tecnologia para buscar contribuir na redução das emissões de carbono do setor aéreo.

No 2T22, houve redução do despacho termelétrico a gás natural em relação ao 1T22, possibilitando a redução em 57% das emissões totais do nosso parque termelétrico, resultado da continuidade na melhora das condições hidrológicas com recuperação dos níveis dos reservatórios e superação dos efeitos da crise hídrica ao longo de 2021.

1 - Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.616	2.757	2.754	2.686	2.737	(5,1)	(5,0)	(1,9)
Óleo e LGN (Mbpd)	2.114	2.231	2.226	2.172	2.211	(5,2)	(5,0)	(1,8)
Terra e águas rasas	71	82	99	77	104	(13,4)	(28,3)	(26,0)
Pós-sal profundo e ultra profundo	434	467	506	450	514	(7,1)	(14,2)	(12,5)
Pré-sal	1.609	1.682	1.620	1.645	1.594	(4,3)	(0,7)	3,2
Gás natural (Mboed)	502	526	528	514	525	(4,6)	(4,9)	(2,1)
Óleo, LGN e gás natural - exterior	37	39	43	38	44	(5,1)	(14,0)	(13,6)
Total (Mboed)	2.653	2.796	2.796	2.724	2.781	(5,1)	(5,1)	(2,0)
Total comercial (Mboed)	2.334	2.462	2.484	2.396	2.467	(5,2)	(6,0)	(2,9)
Total operada (Mboed)	3.554	3.660	3.596	3.607	3.575	(2,9)	(1,2)	0,9

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 2T22 foi de 2.653 mil boed, uma redução de 5,1% em relação ao 1T22, em função principalmente:

- Do início de vigência do Contrato de Partilha de Produção dos Volumes de Excedente da Cessão Onerosa de Atapu e Sêpia, com impacto no 2T22 de 90 mil boed no volume de produção que cabe à Petrobras destes campos;
- Do maior número de paradas para manutenções e intervenções. Entre as paradas, tivemos maior impacto com as plataformas P-70 (Atapu), FPSO Cidade de Anchieta (Jubarte), FPSO Cidade de Maricá (Tupi), P-76 e P-74 (Búzios), P-51 (Marlim Sul), P-61 (Papa-terra), P-25 e P-31 (Albacora);
- Efeitos parcialmente compensados pelo início de produção do FPSO Guanabara, no campo de Mero, e a continuidade dos *ramp-ups* dos FPSOs Carioca, no campo de Sêpia e P-68, nos campos de Berbigão e Sururu.

A produção nos campos do pré-sal alcançou 1.609 mil bpd, volume 4,3% abaixo do 1T22, devido aos motivos destacados anteriormente e ao início de descomissionamento do FPSO Capixaba, que encerrou o ciclo de produção no campo de Jubarte, no pré-sal da Bacia de Campos. O descomissionamento da unidade faz parte do Projeto Integrado Parque das Baleias (IPB), que irá recuperar sua produção com a transferência de poços para a plataforma P-58 e uma nova plataforma, o FPSO Maria Quitéria, com início de operação previsto para 2024. As plataformas que operam atualmente no campo de Jubarte, além da P-58, são a P-57 e o FPSO Cidade de Anchieta.

A produção do pós-sal foi de 434 mil bpd, 7,1% abaixo do 1T22, devido, principalmente, ao maior volume de perda de produção decorrente de paradas para manutenção e intervenções.

A produção em terra e águas rasas, por sua vez, foi de 71 mil bpd, 11 mil bpd abaixo do 1T22, em razão de desinvestimentos, paradas e declínio natural de produção.

A produção no exterior foi de 37 mil boed, em linha com o 1T22.

2 – Refino, Transporte e Comercialização

Operacional (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Volume de produção total	1.771	1.726	1.741	1.749	1.781	2,6	1,7	(1,8)
Volume total de vendas no mercado interno	1.717	1.700	1.759	1.707	1.713	1,0	(2,4)	(0,4)
Carga de referência	1.897	1.897	2.176	1.897	2.176	-	(12,8)	(12,8)
Carga fresca processada	1.656	1.606	1.601	1.631	1.670	3,1	3,4	(2,3)
Fator de utilização da carga fresca (%)*	87%	85%	74%	86%	77%	2,0	13,0	9,0
Carga de destilação total	1.686	1.657	1.637	1.672	1.712	1,8	3,0	(2,3)
Fator de utilização total do parque de refino (%)*	89%	87%	75%	88%	79%	2,0	14,0	9,0
Carga processada	1.697	1.653	1.638	1.675	1.710	2,7	3,6	(2,0)
Participação do óleo nacional na carga (%)	90%	93%	89%	91%	91%	(3,0)	1,0	-

As vendas de derivados no 2T22 foram 1% superiores às registradas no 1T22 devido, principalmente, ao aumento das vendas de diesel e GLP, em razão da sazonalidade de consumo desses produtos. Este aumento foi parcialmente compensado pelas menores vendas de gasolina, devido à maior oferta de etanol, e menores vendas de óleo combustível por não ter havido entregas para geração termelétrica no 2T22.

A produção de derivados no 2T22 ficou 2,6% acima do 1T22, em linha com o FUT total do parque de refino de 89% no 2T22 e 1,7% acima do 2T21 mesmo com o desinvestimento da RLAM, que representava cerca de 13% da capacidade de processamento total do nosso parque de refino.

2.1 - Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Volume de produção	711	684	716	698	717	4,0	(0,7)	(2,6)
Volume de vendas para o mercado interno	750	716	815	733	774	4,7	(8,0)	(5,3)

As vendas de diesel cresceram 4,7% no 2T22 em relação ao 1T22 principalmente devido à sazonalidade de consumo, em função da redução da atividade econômica típica do início do ano e do início da colheita agrícola da segunda safra de milho a partir de junho.

Na comparação entre semestres, as vendas de diesel no 1S22 recuaram 5,3% em relação ao 1S21. O principal fator foi o desinvestimento da RLAM, além do aumento das entregas por importadores e outros produtores nacionais, e um menor consumo de diesel para geração termelétrica no 1S22.

No 2T22, a produção de diesel acompanhou as vendas e foi 4,0% maior quando comparada ao 1T22.

Foram destaques os recordes mensais de produção de diesel S-10 na REPLAN e REGAP em abril, de 108,6 mbpd e 47,8 mbpd, respectivamente, e na REFAP de 42,2 mbpd em maio.

2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Volume de produção	384	374	385	379	381	2,5	(0,4)	(0,6)
Volume de vendas para o mercado interno	375	402	386	388	364	(6,6)	(2,8)	6,5

As vendas de gasolina no 2T22 registraram queda de 6,6% em relação ao 1T22, principalmente em razão do início da safra de cana-de-açúcar no Centro-Sul e consequente aumento da oferta de etanol e perda de participação de mercado da gasolina no abastecimento dos veículos *flex-fuel*.

Ainda assim, as vendas acumuladas no 1S22 foram 6,5% maiores que as do mesmo período de 2021, principalmente por conta de um ganho de participação da gasolina sobre o etanol hidratado em veículos *flex* e do aumento da circulação de pessoas com o enfraquecimento da pandemia da COVID-19. O total das vendas foi o maior para um primeiro semestre nos últimos 4 anos, a despeito do impacto da venda da RLAM.

No 2T22, a produção de gasolina ficou aderente ao volume de vendas do período, com aumento de 2,5% na comparação com o 1T22.

2.3 - Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Volume de produção	213	227	255	220	269	(6,1)	(16,4)	(18,2)
Volume de vendas para o mercado interno	30	37	55	33	55	(18,6)	(45,5)	(40,1)

As vendas de óleo combustível no 2T22 registraram forte queda tanto em relação ao 1T22, quanto ao 2T21, em ambos os casos, principalmente, por não ter havido entregas para geração termelétrica no 2T22.

No 2T22, a produção de óleo combustível teve queda de 6,1% em relação ao 1T22, acompanhando a diminuição das vendas e redução de 16,4% em comparação ao 2T21, devido ao desinvestimento da RLAM.

Foi destaque o recorde de produção de *bunker* na REPLAN de 167 mil ton em maio.

2.4 - Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Volume de produção	90	77	64	84	74	16,2	39,4	12,3
Volume de vendas para o mercado interno	74	75	59	74	64	(1,0)	25,4	15,5

As vendas de nafta no 2T22 ficaram em linha com o 1T22 e a produção aumentou 16,2%, sendo o excedente da produção destinado à exportação.

2.5 – Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Volume de produção	112	112	111	112	115	0,6	1,3	(2,1)
Volume de vendas para o mercado interno	215	199	234	207	230	8,0	(8,1)	(10,0)

O aumento de 8,0% das vendas de GLP no 2T22 em relação ao 1T22 é decorrente da sazonalidade típica, uma vez que as temperaturas médias mais baixas no segundo trimestre aumentam o consumo e que no primeiro trimestre as atividades industriais são reduzidas, assim como o consumo residencial.

No 2T22, a produção de GLP ficou estável em relação ao 1T22.

2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Volume de produção	85	85	46	85	57	(0,7)	85,8	49,5
Volume de vendas para o mercado interno	93	97	53	95	63	(4,5)	75,5	51,1

As vendas de QAV no 2T22 caíram 4,5% em relação ao 1T22 devido à demanda aquecida no início do ano, período de férias.

Em relação ao 2T21, o forte crescimento das vendas de 75,5% deveu-se, principalmente, à recuperação do segmento de aviação após período crítico da pandemia de COVID-19.

No 2T22, a produção de QAV ficou estável comparada com o 1T22. Em relação ao 2T21, a produção aumentou 85,8%, alinhada com o aumento do mercado de QAV, fortemente impactado pela COVID-19.

3 - Gás e Energia

Operacional	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão – MW médio	2.053	2.055	2.453	2.054	2.458	(0,1)	(16,3)	(16,4)
Geração de energia elétrica – MW médio	562	1.765	3.297	1.160	3.082	(68,2)	(83,0)	(62,4)
Entrega de gás nacional (MM m ³ /dia)	34	37	45	36	44	(8,1)	(24,4)	(18,2)
Regaseificação de GNL – MM m ³ /dia	7	10	18	8	18	(30,0)	(61,1)	(55,6)
Importação Bolívia de gás natural – MM m ³ /dia	15	20	20	18	20	(25,0)	(25,0)	(10,0)
Venda de gás natural e para consumo interno – MM m ³ /dia	56	66	82	61	82	(15,2)	(31,7)	(25,6)

No 2T22, a geração de energia elétrica pela Petrobras teve redução de 68%, em virtude da melhora do nível dos reservatórios das hidrelétricas no país, que também teve como consequência a redução nas vendas de gás natural para o segmento termelétrico em 11 MM m³/d.

Pelo lado da oferta, as entregas de gás nacional foram impactadas principalmente por paradas em plataformas de produção realizadas entre os meses de maio (P-76, P-69, Cidade de Maricá, Cidade Paraty e Cidade Mangaratiba) e junho (P-69 e Cidade de Itaguaí), enquanto a redução do volume de importação de gás boliviano em 5 MMm³/dia decorreu de intervenções realizadas no mês de abril na Bolívia e redução unilateral das entregas de gás natural por parte da YPFB a partir de maio. Mesmo neste cenário, a menor demanda no 2T22 foi responsável pela redução no volume de regaseificação de GNL, que variou de 10 MMm³/d para 7 MMm³/d.

Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Diesel	750	716	815	733	774	4,7	(8,0)	(5,3)
Gasolina	375	402	386	388	364	(6,7)	(2,8)	6,6
Óleo combustível	30	37	55	33	55	(18,9)	(45,5)	(40,0)
Nafta	74	75	59	74	64	(1,3)	25,4	15,6
GLP	215	199	234	207	230	8,0	(8,1)	(10,0)
QAV	93	97	53	95	63	(4,1)	75,5	50,8
Outros	180	174	157	177	163	3,4	14,6	8,6
Total de derivados	1.717	1.700	1.759	1.707	1.713	1,0	(2,4)	(0,4)
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	3	3	4	3	4	-	(25,0)	(25,0)
Petróleo	256	198	-	227	5	29,3	-	4440,0
Gás natural	302	346	342	324	339	(12,7)	(11,7)	(4,4)
Total mercado interno	2.278	2.247	2.105	2.261	2.061	1,4	8,2	9,7
Exportação de petróleo, derivados e outros	778	760	994	769	866	2,4	(21,7)	(11,2)
Vendas das unidades internacionais	59	57	58	58	50	3,5	1,7	16,0
Total mercado externo	837	817	1.052	827	916	2,4	(20,4)	(9,7)
Total geral	3.115	3.064	3.157	3.088	2.977	1,7	(1,3)	3,7

Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	2T22	1T22	2T21	1S22	1S21	Variação (%)		
						2T22 X 1T22	2T22 X 2T21	1S22 X 1S21
Exportação (importação) líquida	432	411	652	421	500	5,1	(33,7)	(15,8)
Importação	346	349	342	348	366	(0,9)	1,2	(4,9)
Petróleo	151	177	120	164	175	(14,7)	25,8	(6,3)
Diesel	96	75	120	86	95	28,0	(20,0)	(9,5)
Gasolina	7	21	11	14	6	(66,7)	(36,4)	133,3
GLP	79	65	88	72	81	21,5	(10,2)	(11,1)
Outros derivados	13	11	3	12	9	18,2	333,3	33,3
Exportação	778	760	994	769	866	2,4	(21,7)	(11,2)
Petróleo	531	543	743	537	628	(2,2)	(28,5)	(14,5)
Óleo Combustível	216	212	189	214	194	1,9	14,3	10,3
Outros derivados	31	5	62	18	44	520,0	(50,0)	(59,1)

A exportação líquida no 2T22 aumentou 5,1% em relação ao 1T22, em função da maior exportação de derivados, principalmente nafta, gasolina e óleo combustível, e da menor importação de petróleo. A exportação de petróleo, em contrapartida, foi menor no 2T22, em função da menor produção de óleo, da maior carga das refinarias, maiores vendas de óleo no mercado interno e da menor realização de exportações em andamento no 2T22 em comparação com o 1T22.

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 2T22 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.