

*2 bilhões de barris
produzidos no campo
de Tupi*

RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

3º TRIMESTRE
DE 2020

Destaques de produção e vendas no 3T20

Rio de Janeiro, 20 de outubro de 2020 – O desempenho operacional da Petrobras no 3T20 foi muito bom, considerando-se o cenário desafiador imposto pela pandemia da COVID-19. Nossa produção de óleo e gás no Brasil cresceu em 9,0% nos primeiros nove meses deste ano em relação ao ano passado. A produção dos campos do pré-sal se expandiu em 32%, enquanto nas demais áreas, pós sal, águas rasas e terrestres, houve contração.

Estimamos que a produção média em 2020 chegue em 2,84 MMboed, sendo 2,28 MMbpd de óleo, com variação de 1,5% para cima ou para baixo, superando o limite superior (2,5%) das metas originalmente divulgadas para o ano (2,7 MMboed e 2,2 MMbpd).

O crescimento da produção acima do esperado não resultou em estoques excessivos, o que seria possível face à expressiva redução da demanda global por petróleo. Pelo contrário, temos trabalhado com estoques inferiores aos do período pré-COVID graças à maior integração entre produção, refino, logística e comercialização.

A proteção da saúde de nossos colaboradores tem sido prioridade número um da companhia. *Home office*, redução de pessoal a bordo e nas plantas industriais, higienização contínua, assistência médica com acesso à telemedicina e adoção da estratégia de testagem maciça com seleção, testagem, rastreamento e quarentenagem têm sido nossas principais ações. Até o momento aplicamos mais de 270.000 testes, e as empresas prestadoras de serviços para a Petrobras cerca de 110.000, o que tem permitido diminuir a taxa de transmissão da COVID através da identificação de muitos casos de assintomáticos.

O cenário de contingência da COVID-19 continua limitando os efetivos a bordo das nossas instalações marítimas de produção, nos levando a postergar parte das paradas programadas no 4T20 para início de 2021. Entretanto, conseguimos executar atividades de manutenção, o que contribuiu para aumentar a eficiência operacional, operar com segurança e manter ótima performance. Outro destaque foi o sucesso obtido na campanha de inspeção dos dutos suscetíveis à corrosão sob tensão por CO₂ realizada com novas tecnologias e ferramentas, cujos resultados viabilizaram a continuidade operacional de dutos de injeção de gás, reduzindo gastos e perdas de produção.

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 3T20 atingiu 2,95 MMboed, 5,4% acima do 2T20. Concorreram para esse resultado o crescimento da produção no campo de Atapu, com a entrada em operação da FPSO P-70 e primeiro óleo no final de junho e a maior eficiência operacional da P-74, P-75, P-76 e P-77, no campo de Búzios. O desempenho dessas plataformas foi suportado pela ampliação temporária da capacidade de processamento de óleo e gás das unidades, utilizando folgas de capacidade de geração de energia e compressão de gás disponíveis até o início da exportação de gás, e pelo alto potencial de produção dos poços e do reservatório. Isso possibilitou o atingimento de recordes de produção mensal em Búzios, de 615 Mbpd de óleo e 765 Mboed no mês de julho e da maior produção mensal alcançada por um poço no Brasil, com a marca de 69,6 Mboed do poço BUZ-10 registrada em setembro. Nesse mês, ainda tivemos 2 poços de Búzios que superaram a marca dos 65 Mboed (BUZ-12 e BUZ-24, respectivamente com 67,4 e 65,8 Mboed). Em agosto, iniciamos o escoamento de gás da P-74.

O Campo de Tupi alcançou a marca histórica de produção acumulada de 2 bilhões de barris de óleo equivalente, após 20 anos de assinatura do contrato de concessão e 10 anos da instalação do primeiro sistema definitivo de produção. É atualmente o campo com maior produção em águas profundas do mundo e respondeu por 28% da nossa produção no 3T20. Em julho, atingimos a capacidade de produção instalada na plataforma P-67, de 150

Mbpd, em operação nesse campo. Tupi foi também pioneiro para o desenvolvimento do pré-sal e revelou a existência de um novo modelo exploratório, até então desconhecido no mundo.

Avançamos, também, no *ramp-up* das plataformas P-68, nos Campos de Berbigão e Sururu, e P-70, no Campo de Atapu, com destaque para o início do aproveitamento de gás da P-70, no dia 15 de outubro de 2020.

Dando continuidade à gestão ativa de portfólio, concentrando recursos em ativos de classe mundial em águas profundas e ultraprofundas, no 3T20 assinamos contrato de venda da totalidade de nossa participação em 3 campos de águas rasas e 37 campos *onshore*. Adicionalmente, finalizamos a venda da totalidade da nossa participação nos Polos de Pampo e Enchova (Bacia de Campos), no Polo Lagoa Parda (Bacia do Espírito Santo) e nos campos Ponta do Mel e Redonda (Bacia Potiguar), pelo valor de US\$ 437 milhões em caixa* e US\$ 650 milhões em *earn-outs* que deverão ter impacto positivo sobre a geração de caixa da companhia nos próximos anos. Estes campos produziram 21,9 Mbpd nos primeiros seis meses de 2020, equivalente a 0,9% de nossa produção.

Realizamos neste trimestre a hibernação adicional da plataforma de Merluza, localizada na Bacia de Santos, totalizando 63 plataformas em águas rasas hibernadas desde março de 2020. Ressalta-se que o Polo Merluza, composto pelos campos de Merluza e Lagosta, segue em processo de desinvestimento, conforme divulgado no dia 31 de março de 2020.

No refino, a retomada da demanda no mercado doméstico resultou em recuperação das vendas e da produção de derivados. Consequentemente, o fator de utilização (FUT) das refinarias passou a flutuar em torno de 80% no 3T20, depois de atingir 55% em abril. Desse modo, a produção de combustíveis foi 17,8% maior do que no 2T20 e nos 9M20 superou em 1,7% a do mesmo período do ano passado.

Desde julho a produção de diesel S-10, com baixo teor de enxofre, tem batido recordes, refletindo ações comerciais implementadas pela companhia para ampliar a oferta de diesel S-10 em substituição ao S-500, consistente com a estratégia de produzir combustíveis mais amigáveis ao meio ambiente. Em setembro, alcançamos a marca de 396 Mbpd. O crescimento da produção do diesel S-10 reflete a maior demanda pelo produto no Brasil, acompanhando a evolução dos motores de veículos pesados e utilitários movidos a diesel, responsáveis pela maior parte da circulação de mercadorias no território nacional. Em relação ao total de vendas, houve recuperação da demanda e de *market share* de diesel e gasolina em relação ao 2T20, período em que a demanda foi mais impactada pelas ações de isolamento social.

Lançamos em setembro de 2020 o programa Biorefino 2030, que prevê projetos para a produção de uma nova geração de combustíveis, mais modernos e sustentáveis que os atuais, como o diesel renovável e o bioquerosene de aviação (BioQAv). O diesel renovável é um biocombustível avançado, produzido a partir de óleos vegetais e com a mesma estrutura do óleo diesel convencional, capaz de reduzir as emissões de gases de efeito estufa em 70% quando comparado ao diesel regular e em 15% quando comparado ao biodiesel. Concluímos com sucesso os testes em escala industrial e aguardamos a autorização do Conselho Nacional de Política Energética para comercialização do diesel renovável no Brasil. Já o BioQAv passará a ser obrigatório no Brasil a partir de 2027 e seu processo de

* inclui US\$ 7 milhões referente à venda de Ponta do Mel, a ser recebido em 18 meses.

hidrogenação utiliza as mesmas matérias primas necessárias para a produção do diesel renovável. As unidades industriais que produzem o BioQAv têm como coproduto o diesel renovável.

As vendas de asfalto também foram recordes, em julho, atingindo 227 mil toneladas, o maior volume mensal desde setembro de 2016.

Em agosto de 2020 a entrega de bunker no Porto de Santos foi de 190 mil toneladas, 46% do mercado brasileiro, a maior quantidade entregue desde abril de 2009, motivada pela exportação de grãos do período e a retomada da movimentação de contêineres.

No 3T20, a exportação de petróleo e derivados totalizou 983 Mbpd. Atingimos em setembro novo recorde de exportação de petróleo de 1.066 Mbpd. A exportação de correntes de óleo combustível subiu 5% em comparação com 2T20.

No segmento de Gás e Energia, a recuperação da demanda foi observada principalmente nas vendas para o mercado não termelétrico e se intensificou no 3T20, com destaque para volume vendido de 36 MM m³/dia em setembro, aproximando-se dos patamares pré-crise, fruto da retomada gradual da indústria e afrouxamento do isolamento, com maior consumo de GNV e recuperação do consumo comercial.

1-Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.904	2.757	2.794	2.839	2.604	5,3	3,9	9,0
Óleo e LGN (Mbpd)	2.364	2.245	2.264	2.310	2.097	5,3	4,4	10,2
Terra	101	108	123	108	125	(6,5)	(17,9)	(13,6)
Águas rasas	30	37	69	37	69	(18,9)	(56,5)	(46,4)
Pós-sal profundo e ultra profundo	581	573	706	591	712	1,4	(17,7)	(17,0)
Pré-sal	1.651	1.527	1.367	1.574	1.191	8,1	20,8	32,2
Gás natural (Mboed)	540	512	530	529	507	5,5	1,9	4,3
Óleo, LGN e gás natural - exterior	48	45	84	49	81	6,7	(42,9)	(39,5)
Total (Mboed)	2.952	2.802	2.878	2.888	2.685	5,4	2,6	7,6
Total comercial (Mboed)	2.632	2.474	2.598	2.571	2.426	6,4	1,3	6,0

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 3T20 foi de 2.952 Mboed, o que corresponde a uma produção comercial de 2.632 Mboed. Dessa forma, na comparação com o 2T20, tivemos um aumento de 5,4%, devido principalmente: (a) maior eficiência operacional das plataformas instaladas no Campo de Búzios, (b) crescimento da produção da P-70, localizada no Campo de Atapu, que iniciou a produção no final do mês de junho e (c) redução das perdas por indisponibilidade de linhas submarinas pelo efeito do SCC-CO2, devido ao desenvolvimento de novas tecnologias e ferramentas de inspeção e otimização de linhas reservas; e (d) normalização da produção das plataformas que haviam sido paradas em função do COVID-19 no 2T20.

No 3T20, a produção de óleo nos campos do pré-sal foi 8,1% superior ao trimestre anterior, em função principalmente do crescimento de eficiência operacional das plataformas do Campo de Búzios, do atingimento da capacidade de produção da P-67, no Campo de Tupi, e do *ramp-up* da P-70, localizada no Campo de Atapu.

A produção de óleo do pós-sal em águas profundas e ultraprofundas no 3T20 foi 1,4% superior ao trimestre anterior, principalmente em função da conclusão de intervenções programadas na P-25, no Campo de Albacora, e na P-43 no campo de Barracuda, localizadas na Bacia de Campos. Vale ressaltar que as ações relacionadas ao Termo de Compromisso com o IBAMA, referente às plataformas da Bacia de Campos, estão em andamento para atender aos prazos acordados com o órgão, permanecendo os esforços para que o término das atividades ocorra com segurança no cenário de pandemia.

A produção de óleo nos campos terrestres somou 101 Mbpd no 3T20, uma redução de 7 Mbpd em relação ao trimestre anterior. Essa redução é decorrente principalmente da venda de ativos, da redução das atividades de intervenção em poços devido à pandemia da COVID-19, e do declínio natural da produção.

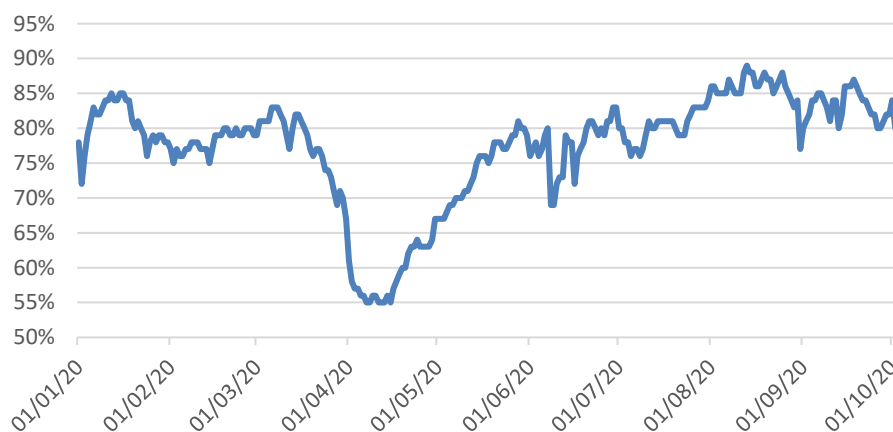
A produção de óleo em águas rasas foi de 30 Mbpd no 3T20, uma redução de 7Mbpd quando comparado ao 2T20, decorrente principalmente dos desinvestimentos dos campos pertencentes aos Polos de Pampo e Enchova.

2 - Refino

Operacional (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Volume de produção total	1.935	1.642	1.816	1.805	1.774	17,8	6,6	1,7
Volume de vendas total	1.761	1.497	1.805	1.630	1.763	17,6	(2,4)	(7,5)
Carga de referência	2.176	2.176	2.176	2.176	2.176	-	-	-
Fator de utilização do parque de refino (%)	83%	70%	80%	77%	77%	13,0	3,0	-
Carga fresca processada	1.807	1.529	1.740	1.684	1.681	18,2	3,9	0,2
Carga processada	1.851	1.575	1.791	1.730	1.724	17,5	3,4	0,3
Participação do óleo nacional na carga (%)	96%	94%	90%	94%	90%	2,0	6,0	4,0

No 3T20 as vendas aumentaram em 17,6% em relação ao 2T20, ocasionando um aumento de produção de derivados em 17,8% e elevando o patamar do fator de utilização do parque de refino para 83%. Destacamos os aumentos de produção de gasolina, com alta de 33,1%, e diesel, com alta de 22,3%. A produção do QAV subiu 95% em relação ao 2T20, mas continua em patamares inferiores aos níveis pré-COVID.

Fator de Utilização diário (%)



2.1- Diesel

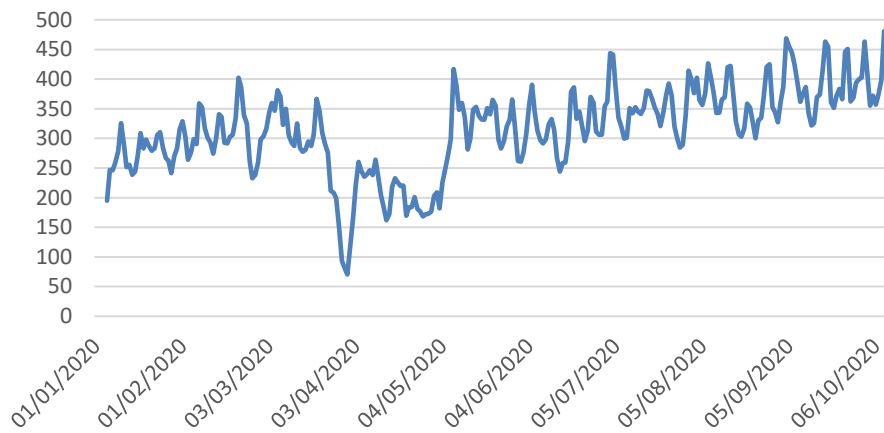
Mil barris por dia (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Volume de produção	795	650	710	704	703	22,3	12,0	0,1
Volume de vendas	749	633	770	664	734	18,4	(2,7)	(9,5)

As vendas de diesel foram 18,4% superiores ao trimestre anterior, com destaque para o recorde nas vendas de diesel S-10 em setembro, com a comercialização de 400 Mbpd, superando em 7,3% o recorde anterior de 361 Mbpd registrado em julho.

A produção de diesel no 3T20 foi 22,3% superior ao 2T20, devido ao retorno gradual das atividades após o impacto das medidas de combate a COVID-19 no 2T20 e a fatores sazonais.

Nos últimos meses, alcançamos recordes sucessivos de produção de diesel S-10. Em julho a produção foi de 367 Mbpd, em agosto 373 Mbpd e em setembro batemos novo recorde de 396 Mbpd.

Vendas de Diesel S-10 - média móvel 5 dias
(mil bbl/d)



2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Volume de produção	386	290	416	346	398	33,1	(7,2)	(13,1)
Volume de vendas	374	282	377	329	376	32,7	(0,8)	(12,6)

O volume de vendas e produção de gasolina subiu 32,7% e 33,1%, respectivamente, no 3T20 em relação ao 2T20, em função da flexibilização das restrições à mobilidade impostas pela COVID-19.

2.3- Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Volume de produção	292	286	197	291	190	2,1	48,2	53,2
Volume de vendas	33	36	38	36	40	(8,7)	(13,5)	(9,0)

A produção de óleo combustível subiu 2,1% no 3T20 quando comparado ao 2T20. A produção de *bunker* tem apresentado crescimentos sucessivos devido à captura de oportunidades no mercado externo, oriundas das novas especificações de qualidade de *bunker* pela IMO 2020.

2.4- Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Volume de produção	100	120	73	112	75	(16,7)	37,0	49,3
Volume de vendas	117	129	72	127	83	(9,2)	62,7	53,3

Embora as vendas do 3T20 tenham sido inferiores às do 2T20, no acumulado do ano, as vendas continuam em patamares superiores aos do ano passado devido ao aumento de demanda pela Braskem em 2020. No 3T20, a produção de nafta se reduziu em 16,7% em relação ao 2T20, principalmente em função da utilização de correntes de nafta para a produção de gasolina e da queda da demanda no trimestre.

2.5- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Volume de produção	132	124	137	127	126	6,5	(3,6)	0,8
Volume de vendas	246	242	240	236	229	1,8	2,7	3,2

No 3T20, as vendas de GLP aumentaram em função da maior atividade econômica neste trimestre, após forte queda da produção industrial no segundo trimestre, como reflexo das medidas de contenção da COVID-19, além de fatores sazonais. Como destaque, tivemos recorde de venda de GLP da REVAP de 920 mil barris em agosto.

A produção de GLP apresentou um aumento de 6,5% quando comparada com o 2T20.

2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Volume de produção	39	20	101	56	106	95,0	(61,4)	(47,2)
Volume de vendas	38	21	116	57	119	82,9	(66,9)	(52,1)

No 3T20 houve aumento de 82,9% das vendas de QAV em relação ao 2T20 em função do início da retomada do setor de aviação, que foi um dos mais impactados pelos efeitos da COVID-19, principalmente no 2T20.

A produção de querosene de aviação também apresentou expressiva recuperação, com crescimento de 95% em relação ao 2T20, mas permanece em patamares bem inferiores aos do ano passado.

3- Gás e Energia

Operacional	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Venda no ACR – MW médio	2.404	2.404	2.788	2.404	2.788	-	(13,8)	(13,8)
Venda de energia elétrica no ACL e para consumo interno - MW médio	861	678	1.154	766	1.167	27,0	(25,4)	(34,3)
Geração de energia elétrica - MW médio	788	1.074	2.190	1.179	1.856	(26,6)	(64,0)	(36,5)
PLD SE / CO - R\$/MWh	92	75	214	118	210	22,7	(57,0)	(43,6)
Entrega de gás nacional (MM m³/dia)	45	44	52	45	50	2,3	(13,5)	(10,0)
Regaseificação de GNL - MM m³/dia	1	-	13	3	9	614,3	(92,3)	(66,7)
Importação de gás natural - MM m³/dia	18	12	14	16	15	50,0	28,6	6,7
Venda de gás natural - MM m³/dia	62	56	78	64	75	10,7	(20,5)	(14,7)

As vendas no ACL (Ambiente de Contratação Livre) aumentaram entre o 3T20 e 2T20 em função de novos contratos e maior consumo interno.

No 3T20, a geração de energia elétrica foi de 788 MW médios, uma redução de 26,6% em relação ao 2T20. A redução em comparação ao trimestre anterior pode ser explicada, principalmente, pela geração adicional no mês de abril.

O volume de vendas de gás natural foi de 62 MM m³/dia no 3T20, representando um aumento de 10,7% em relação ao 2T20, resultado da recuperação do segmento não termelétrico após o declínio ocorrido a partir de março com o início da pandemia da COVID-19. O aumento do volume de gás natural fornecido ao segmento não termelétrico no 3T20, comparado ao 2T20, foi de 25,0%, passando de 28 MM m³/dia para 35 MM m³/dia.

O aumento da demanda de gás natural registrado no 3T20 implicou, principalmente, em uma maior importação de gás boliviano. Cabe destacar o encerramento da declaração de Força Maior no final de agosto de 2020.

Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação %		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Diesel	749	633	770	664	734	18,3	(2,7)	(9,5)
Gasolina	374	282	377	329	376	32,6	(0,8)	(12,5)
Óleo combustível	33	36	38	36	40	(8,3)	(13,2)	(10,0)
Nafta	117	129	72	127	83	(9,3)	62,5	53,0
GLP	246	240	240	236	229	2,5	2,5	3,1
QAV	38	21	116	57	119	81,0	(67,2)	(52,1)
Outros	201	154	172	179	161	30,5	16,9	11,2
Total de derivados	1.758	1.495	1.785	1.628	1.742	17,6	(1,5)	(6,5)
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	8	7	4	8	8	14,3	100,0	-
Gás natural	281	236	356	277	339	19,1	(21,1)	(18,3)
Total mercado interno	2.047	1.738	2.145	1.913	2.089	17,8	(4,6)	(8,4)
Exportação de petróleo, derivados e outros	983	962	802	991	691	2,2	22,6	43,4
Vendas das unidades internacionais	75	127	78	97	104	(40,9)	(3,8)	(6,7)
Total mercado externo	1.058	1.089	880	1.088	795	(2,8)	20,2	36,9
Total geral	3.105	2.827	3.025	3.001	2.884	9,8	2,6	4,1

Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	3T20	2T20	3T19	9M20	9M19	Variação (%)		
						3T20 / 2T20	3T20 / 3T19	9M20 / 9M19
Exportação (importação) líquida	791	823	469	786	336	(3,9)	68,7	133,9
Importação	192	139	332	205	354	38,1	(42,2)	(42,1)
Petróleo	87	22	153	92	173	295,5	(43,1)	(46,8)
Diesel	27	-	87	12	69	-	(69,0)	(82,6)
Gasolina	4	3	14	11	25	33,3	(71,4)	(56,0)
Nafta	16	14	-	18	9	14,3	-	100,0
GLP	55	99	55	68	62	(44,4)	-	9,7
Outros derivados	3	1	23	4	16	200,0	(87,0)	(75,0)
Exportação	983	962	801	991	690	2,2	22,7	43,6
Petróleo	741	688	583	745	498	7,7	27,1	49,6
Óleo Combustível	204	195	131	191	125	4,6	55,7	52,8
Outros derivados	38	79	87	55	67	(51,9)	(56,3)	(17,9)

No 3T20, a exportação líquida caiu 32 Mbpd em relação ao 2T20 em função do aumento nas importações, decorrentes do maior processamento nas refinarias. Ainda assim, mantivemos um elevado nível de exportações, com novo recorde em setembro, de 1.066 Mbpd de exportação de petróleo. Este volume é resultado do forte direcionamento dos nossos esforços para exportação de petróleo e derivados.

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 3T20 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.