



# RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

2º TRIMESTRE DE 2020

## Destaques de produção e vendas no 2T20

**Rio de Janeiro, 21 de julho de 2020** – Num contexto desafiador apresentamos sólido desempenho operacional no 2T20. As medidas de precaução contra a COVID-19 demandaram redução do número de turnos em nossas operações, nas quais trabalhamos com 50% do efetivo regular.

Diante de novo cenário para a indústria de óleo e gás, decidimos hibernar 62 plataformas que operam em águas rasas dado que os preços não cobrem os custos variáveis.

Apesar da queda abrupta da demanda em fins de março e em abril, a produção média de óleo, LGN e gás natural no 2T20 foi de 2,802 MMboed, 6,4% maior do que a do 2T19 e apenas 3,7% abaixo do 1T20. Tal resultado foi viabilizado pela rápida reação da companhia aos desafios impostos pela recessão global causada pela pandemia.

No mês de abril, iniciativas integradas de logística e marketing permitiram o crescimento das exportações, o que compensou a contração da demanda doméstica por combustíveis. Alcançamos recorde de exportação de petróleo, atingindo a marca de 1 milhão de barris por dia.

Reforçando nosso compromisso com a saúde de nossos colaboradores e prestadores de serviços, operamos com restrição de pessoas a bordo, priorizando apenas os serviços essenciais para manutenção das atividades operacionais em segurança. Por conta destas restrições de embarque, houve postergação de interligações de novos poços, de comissionamento das novas unidades e de paradas programadas, as quais voltarão a ocorrer a partir de setembro deste ano, com a expectativa de normalização das atividades, cujos impactos para o ano de 2020 estão previstos em nosso Plano Estratégico divulgado em dezembro de 2019. Portanto, mantemos a meta de produção para 2020 de 2,7 MMboed, com variação de 2,5% para cima ou para baixo.

Outra conquista importante foi, em meio à pandemia, ter dado partida na plataforma P-70, tendo o primeiro óleo do Campo de Atapu, na porção leste do pré-sal da Bacia de Santos, próximo ao campo de Búzios, sido extraído no dia 25 de junho. A jazida compreende os campos de Oeste de Atapu, Atapu e uma parcela de área não contratada da União, com uma participação de 89% da Petrobras. A P-70 contribuirá para ampliar o crescimento da produção de óleo equivalente no pré-sal, cuja participação aumentou de 63% no 1T20 para 66% no 2T20, se tornando cada vez mais relevante para a Petrobras e para o Brasil. A plataforma possui capacidade para processar diariamente até 150 mil barris de óleo e tratar até 6 milhões de m<sup>3</sup> de gás natural.

As plataformas instaladas no campo de Búzios (P-74, P-75, P-76 e P-77), no pré-sal da Bacia de Santos, atingiram novos recordes de produção no dia 13 de julho, com marcas de produção diária de 674 Mbpd de óleo e 844 Mboed de óleo e gás. Com a maximização do uso da capacidade instalada das unidades e a interligação de apenas quatro a cinco poços por plataforma, suportada pelo alto potencial de produção dos poços e do reservatório, viabilizamos o aumento da capacidade de produção de óleo nas quatro unidades, obtendo produção média de 168 Mbpd por plataforma. O campo de Búzios, descoberto em 2010 e cujos direitos de exploração e produção do excedente de cessão onerosa foram adquiridos pela Petrobras em novembro de 2019, é o maior campo de petróleo em águas profundas do mundo. É um ativo de classe mundial, com reservas substanciais, baixo risco, baixo custo de extração e resiliente a cenários desafiadores.

Atingimos também a marca de 1 bilhão de barris de óleo produzidos na Área de Parque das Baleias, que se soma à lista dos campos que já atingiram esse nível de produção acumulada (Marlim, Marlim Sul, Roncador e Área de Tupi). A Área de Parque das Baleias, composta pelos campos de Jubarte, Baleia Anã, Cachalote, Caxaréu e Pirambú, na Bacia de Campos, litoral do Espírito Santo, teve sua produção iniciada em 2002 e protagonizou a entrada em produção do 1º poço no pré-sal do Brasil em 2008.

Ainda no 2T20, demos continuidade à priorização da produção em águas profundas e ultraprofundas, concretizando o desinvestimento do Polo Macau e, em linha com nosso compromisso com a Agenda de Baixo Carbono e Sustentabilidade, alcançamos novo recorde mensal de aproveitamento de gás natural, com a marca de 97,7% registrada em abril, contra média de 97% em 2019.

No refino, a produção foi significativamente impactada pela redução da demanda, principalmente em abril, quando fator de utilização (FUT) chegou a 59%. Foram feitas otimizações nas nossas refinarias de forma a adequar a produção de derivados às variações na demanda, buscando alcançar a máxima rentabilidade do parque de refino. Com isso, priorizamos a produção de *bunker* e óleo combustível, o que nos possibilitou alcançar recordes nas exportações de óleo combustível em maio e, à medida que o consumo interno foi se recuperando, fomos readequando o mix, o que permitiu que o FUT do refino retornasse aos patamares anteriores à pandemia, alcançando 74% e 78%, nos meses de maio e junho, respectivamente.

Nesse contexto, destaca-se o Projeto *Digital Twins*, com implantação de tecnologia digital nas refinarias para apoio à decisão, que trouxe aumento da eficiência, otimizando os processos. O *Digital Twins* já está implantado em onze refinarias: REFAP, REPAR, RECAP, RPBC, REVAP, REPLAN, REDUC, REGAP, RNEST, LUBNOR e REMAN. Em 2019 obtivemos um ganho de US\$ 66 milhões e a previsão para 2020 é de até US\$ 154 milhões.

Reforçamos que no mês de abril a Petrobras exportou o equivalente a 30,4 milhões de barris (mais de 1 milhão de barris por dia), estabelecendo assim o novo recorde mensal de volume de petróleo exportado. O recorde anterior havia sido atingido em dezembro de 2019, com média de 771 mil barris por dia. No trimestre, a exportação totalizou 74 milhões de barris na visão física. A realização desse volume representativo possibilitou atuar rapidamente no controle dos estoques de petróleo do sistema e a consequente retomada da produção de petróleo de forma antecipada, retirando completamente as restrições de produção de petróleo por questões de demanda já nos últimos dias do mês de abril.

A exportação de derivados subiu 22% em comparação com 1T20, com destaque para o mês de maio, no qual exportamos 290 Mbpd, composta, na maior parte, por correntes de óleo combustível de baixo teor de enxofre. O desempenho realizado demonstra a forte presença da Petrobras no mercado internacional.

No mês de junho, a REPLAN atingiu o recorde de produção de 31 Mbpd de óleo combustível de baixo teor de enxofre, número 24% superior ao recorde anterior, de 25 Mbpd. O mês de junho também foi marcado pela retomada das operações de uma unidade de destilação (U-200A) e uma unidade de craqueamento catalítico (U-220), para atendimento ao aumento da demanda de mercado por derivados. Com o retorno dessas unidades, a REPLAN volta a ter capacidade de processar 434 mil barris de petróleo por dia, a maior do nosso parque de refino. Além disso, houve recorde de produção de diesel S10, produto de alto valor agregado, em junho de 2020.

Dando continuidade ao atendimento aos nossos compromissos, concluímos com sucesso testes de coprocessamento de diesel com óleo de soja refinado na REPAR. A partir dos resultados do teste, confirma-se a viabilidade técnica da tecnologia, estabelecendo uma alternativa de mais fácil implantação para a captura de oportunidades do mercado de diesel renovável com negócios integrados aos ativos de refino da Petrobras, seja em unidades já existentes, aproveitando a capacidade atual em coprocessamento, seja em unidades que venham a ser projetadas para produção específica de diesel verde. Ao contrário do biodiesel, o diesel verde não possui duplas ligações, oxigênio e contaminantes como glicerinas e compostos metálicos. Assim, o uso do diesel verde é ambientalmente mais vantajoso e atende aos limites de emissões veiculares que serão adotados a partir de 2022/2023. Destacamos que a viabilidade econômica desta iniciativa depende do reconhecimento do diesel verde para fins de cumprimento dos mandatos de biodiesel.

Em relação às vendas, houve recuperação da demanda de diesel e gasolina em maio e junho com relação aos dois meses anteriores, que foram impactados pelas ações de isolamento social. Com isso, tivemos aumento de vendas e de *market share* nesses produtos no período mencionado anteriormente.

A REDUC atingiu a marca de 16,8 mil toneladas de asfalto comercializadas em junho de 2020, um aumento de 42,5% em relação a maio e de 120,8% em relação ao mesmo mês do ano anterior. Esta é a melhor marca mensal da refinaria na venda deste produto desde 2013.

Em relação à nova especificação da gasolina, a companhia já se antecipou e nosso parque de refino está preparado para produzir a nova gasolina, atendendo à regulamentação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) que entrará em vigor em agosto de 2020. A nova especificação vai aproximar a qualidade do combustível comercializado no Brasil a do mercado americano e europeu. A qualidade intrínseca da gasolina vai aumentar em termos de octanagem e massa específica, o que significa um combustível mais eficiente e melhor proteção aos motores dos veículos. Isso permitirá uma redução no consumo de gasolina por quilômetro rodado.

No segmento de Gás e Energia, o mês de junho registrou recuperação do volume de gás nacional disponibilizado ao mercado, com o crescimento de 10% em comparação a maio. Com relação ao volume total disponibilizado, o crescimento no mês de junho foi de 14% em relação a maio. A oferta total foi de 61,5 MM m<sup>3</sup>/dia em junho contra 53,9 MM m<sup>3</sup>/dia no mês anterior.

A expansão da demanda foi sentida principalmente nas vendas para o setor não termelétrico, com volume passando de 28,1 MM m<sup>3</sup>/dia em maio para 31,2 MM m<sup>3</sup>/dia no mês de junho, representando crescimento de 21% relativamente a abril, o pior mês desde 2005.

Ainda em função da pandemia, a Petrobras acionou as cláusulas contratuais de Caso Fortuito ou Força Maior em contratos de compra de Gás Natural, tanto importado como nacional, garantindo um volume mínimo de gás para atendimento ao mercado no período de redução da demanda.

Adicionalmente, com o objetivo de preservar a integridade da cadeia de valor houve negociações entre Petrobras e distribuidoras e transportadoras de gás natural com o intuito de minimizar os impactos da pandemia para as partes.

## 1-Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Óleo, LGN e gás natural – Brasil	2.757	2.856	2.553	2.806	2.507	(3,5)	8,0	11,9
Óleo e LGN (Mbpd)	2.245	2.320	2.052	2.282	2.012	(3,2)	9,4	13,4
Terra	108	114	122	111	126	(5,3)	(11,5)	(11,9)
Águas rasas	37	43	62	40	69	(14,0)	(40,3)	(42,0)
Pós-sal profundo e ultra profundo	573	620	700	596	715	(7,6)	(18,1)	(16,6)
Pré-sal	1.527	1.543	1.168	1.535	1.102	(1,0)	30,7	39,3
Gás natural (Mboed)	512	536	500	524	495	(4,5)	2,4	5,9
Óleo, LGN e gás natural – exterior	45	54	81	49	79	(16,7)	(44,4)	(38,0)
<b>Total (Mboed)</b>	<b>2.802</b>	<b>2.909</b>	<b>2.633</b>	<b>2.856</b>	<b>2.586</b>	<b>(3,7)</b>	<b>6,4</b>	<b>10,4</b>
<b>Total comercial (Mboed)</b>	<b>2.474</b>	<b>2.606</b>	<b>2.377</b>	<b>2.540</b>	<b>2.339</b>	<b>(5,1)</b>	<b>4,1</b>	<b>8,6</b>

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 2T20 foi de 2.802 Mboed, o que corresponde a uma produção comercial de 2.474 Mboed. Dessa forma, na comparação com o 1T20, tivemos uma redução de 3,7% e 5,1%, respectivamente, principalmente em função dos impactos oriundos da pandemia do COVID-19, que resultaram em: (a) hibernação das plataformas que operam em águas rasas e não são resilientes a baixos preços de petróleo, (b) interrupção temporária de produção nos FPSOs Cidade de Santos, Cidade de Angra dos Reis e Cidade de Mangaratiba, na Bacia de Santos, e no FPSO Capixaba, na Bacia de Campos, e (c) queda na demanda, mais acentuada no mês de abril, com recuperação nos meses de maio e junho. Apesar das dificuldades enfrentadas, conseguimos manter a produção de óleo no Brasil no patamar planejado.

No 2T20, a produção nos campos do pré-sal foi 1% inferior ao trimestre anterior, o que reflete os impactos da redução de produção, em especial em maio, com a interrupção da produção na área de Tupi para desinfecção nos FPSOs Cidade de Angra dos Reis, de 05 a 17 de maio, e Cidade de Mangaratiba, de 30 de abril a 10 de maio, e do atraso na resolução de problemas operacionais cuja manutenção demorou mais que o esperado em função das restrições de embarque decorrentes da COVID-19, principalmente na P-67 e P-74. Esses eventos foram parcialmente compensados pela menor realização de paradas programadas no 2T20 em relação ao 1T20.

Destacamos ainda importantes marcos alcançados no pré-sal no 2T20, com o início de produção da plataforma P-70, no Campo de Atapu e o crescimento da produção no Campo de Búzios, que alcançou novo recorde no dia 13 de julho, com marcas de produção diária de 674 Mbpd e 844 Mboed.

A produção de óleo do pós-sal em águas profundas e ultraprofundas no 2T20 foi 7,6% inferior ao trimestre anterior. Tivemos paradas temporárias de produção do FPSO Cidade de Santos, entre os dias 8 e 17 de abril, e do FPSO Capixaba, iniciada em 9 de abril, ambas para desinfecção das unidades, com impacto conjunto na produção média de 55 Mboed. Este último, que representou 35 Mboed do total, permanece com os poços fechados após êxito na negociação da suspensão temporária de contrato com a empresa afretadora da unidade, fruto de uma das frentes de ação do plano de resiliência que adotamos para enfrentar o impacto da pandemia. A plataforma voltará a operar ainda no 3T20 e o período de suspensão do contrato está sendo aproveitado pela afretadora para a execução de obras na plataforma visando o aumento de eficiência operacional.

A produção de óleo nos campos terrestres somou 108 Mbpd no 2T20, uma redução de 6 Mbpd em relação ao trimestre anterior. Essa redução é decorrente da venda de ativos no Polo Macau, das restrições nas plantas de processamento de gás por questões sanitárias, devido à pandemia do COVID-19, e do declínio natural da produção, acarretando redução da produção de óleo e gás.

A produção de óleo em águas rasas, ativos *non core* e objeto de desinvestimento, foi de 37 Mbpd no 2T20, uma redução de 6 Mbpd quando comparado ao 1T20, decorrente da hibernação de 62 plataformas em águas rasas, conforme divulgado em março de 2020, compensada pela normalização da produção nas plataformas PCE-1 e PPM-1, após paradas programadas realizadas no 1T20.

## 2 - Refino

Operacional (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Volume de produção total	1.642	1.836	1.765	1.739	1.753	(10,6)	(7,0)	(0,8)
Volume de vendas total	1.497	1.630	1.745	1.563	1.741	(8,2)	(14,2)	(10,2)
Carga de referência	2.176	2.176	2.176	2.176	2.176	-	-	-
Fator de utilização do parque de refino (%)	70%	79%	76%	75%	76%	(9,0)	(6,0)	(1,0)
Carga fresca processada	1.529	1.715	1.665	1.622	1.651	(10,8)	(8,2)	(1,8)
Carga processada	1.575	1.763	1.707	1.669	1.690	(10,7)	(7,7)	(1,2)
Participação do óleo nacional na carga (%)	94%	91%	89%	93%	90%	3,0	5,0	3,0

A carga processada de destilação no 2T20 foi de 1.575 Mbpd, com fator de utilização de refino de 70% e produção total de derivados de 1.642 Mbpd, representando, respectivamente, uma redução de 10,7% na carga processada e de 10,6% na produção total de derivados, em relação ao 1T20. Embora o fator de utilização médio do trimestre tenha sido 70%, no fim de junho já havíamos retornado a 78%, patamar equivalente ao 1T20.

Praticamente todos os derivados tiveram suas produções reduzidas no 2T20, quando comparadas ao 1T20, em função da queda da demanda pelos efeitos da COVID-19, com destaque para QAV -81,5%, gasolina -19,4% e diesel -2,4%. O mês de abril foi o mais afetado, refletindo as ações de contenção e isolamento social devido à pandemia.

Ao final do 1T20, ocorreram paradas de unidades para ajustar o parque de refino ao cenário de vendas. Ao longo do 2T20, tivemos o retorno gradual das principais unidades de destilação e de conversão, com as cargas ajustadas ao cenário de vendas mais recente.

### 2.1- Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Volume de produção	650	666	720	658	700	(2,4)	(9,7)	(6,0)
Volume de vendas para o mercado interno	633	610	732	621	715	3,8	(13,5)	(13,1)

A produção de diesel no 2T20 foi 2,4% inferior ao 1T20, apesar dos impactos da COVID-19, tendo em vista o aumento da demanda por parte das distribuidoras, que haviam reduzido o estoque em março, além de fatores sazonais. O maior recuo da produção ocorreu no mês de abril, quando as refinarias operaram com 59% da sua capacidade, tendo a produção de diesel se reduzido para 542 Mbpd. A partir de maio houve recuperação nas vendas.

Em junho alcançamos recorde de produção de diesel S-10 de 335 Mbpd, com destaques para REPLAN e REPAR. Em maio, a REFAP também alcançou produção recorde de diesel S-10.

## 2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Volume de produção	290	360	388	325	389	(19,4)	(25,3)	(16,5)
Volume de vendas para o mercado interno	282	330	367	306	376	(14,5)	(23,2)	(18,6)

O volume de produção de gasolina apresentou queda de 19,4% no 2T20 em relação ao 1T20, principalmente pelas menores vendas no mercado interno, motivada pelos efeitos da COVID-19 no consumo deste combustível. As menores vendas causaram a redução das atividades operacionais das unidades de craqueamento catalítico (FCC) em todo o refino, inclusive com paradas de unidades de FCC na REPLAN e na REGAP, nos meses de abril e maio, e na REMAN em todo o período, com previsão de retorno em janeiro de 2021.

## 2.3- Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Volume de produção	286	295	176	290	187	(3,1)	62,5	55,1
Volume de vendas para o mercado interno	36	41	38	38	42	(12,2)	(5,3)	(9,5)

A produção de óleo combustível teve uma redução de 3,1% no 2T20 quando comparado ao 1T20, reflexo do menor processamento de petróleo nas refinarias devido ao menor consumo de combustíveis no mercado interno em decorrência da COVID-19. No entanto, a produção do 2T20 foi 62,5% superior ao 2T19, devido à captura de oportunidades no mercado externo, oriundas das novas especificações de qualidade de *bunker* pela IMO.

Em junho houve recorde mensal de produção de *bunker*, óleo combustível com baixo teor de enxofre utilizado em navios, pelo segundo mês consecutivo na REPLAN. A refinaria atingiu a marca de 31 Mbpd, valor 24% superior ao recorde anterior registrado em maio, de 25 Mbpd.

As vendas de óleo combustível no mercado interno no 2T20 reduziram 12,2% em relação ao 1T20 devido principalmente à redução da demanda de *bunker* como reflexo da COVID-19 no comércio externo.

## 2.4- Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Volume de produção	120	116	82	118	76	3,4	46,3	55,3
Volume de vendas para o mercado interno	129	136	85	132	88	(5,1)	51,8	50,0

A produção de nafta aumentou 3,4% no 2T20 em relação ao 1T20 principalmente devido ao menor uso de correntes de nafta para produção de gasolina. Embora tenham caído devido aos impactos da COVID-19, as vendas continuam em patamar muito superior aos do ano passado devido ao aumento de demanda pela Braskem em 2020.

## 2.5- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Volume de produção	124	124	122	124	120	-	1,6	3,3
Volume de vendas para o mercado interno	242	220	232	231	224	10,0	4,3	3,1

No 2T20, a produção de GLP se manteve estável quando comparada com o 1T20 e 2T19. Apesar da redução das atividades nas unidades de craqueamento catalítico no refino, a produção de GLP não sofreu impactos, em função da redução na produção de gasolina ocasionada pela queda na demanda.

As vendas do 2T20 foram maiores do que as do 1T20 pelo aumento do consumo do derivado no segmento residencial, ocasionado pelas medidas de isolamento social. O suprimento do mercado de GLP foi garantido a partir de medidas operacionais nas refinarias e unidades de tratamento de gás, complementadas por importações.

## 2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Volume de produção	20	108	105	64	109	(81,5)	(81,0)	(41,3)
Volume de vendas para o mercado interno	21	112	114	66	120	(81,3)	(81,6)	(45,0)

A produção de querosene de aviação foi a mais impactada pelos efeitos da COVID-19 no 2T20, sendo 81,5% menor quando comparada com o 1T20, em função da queda expressiva no mercado de transporte aéreo ocasionada pelas restrições impostas pela pandemia, com forte retração nos segmentos internacional e doméstico.

### 3- Gás e Energia

Operacional	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
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	678	758	1.194	718	1.173	(10,6)	(43,2)	(38,8)
Geração de energia elétrica - MW médio	1.074	1.679	975	1.377	1.686	(36,0)	10,2	(18,3)
PLD SE / CO - R\$/MWh	75	189	131	132	208	(60,3)	(42,7)	(36,5)
Entrega de gás nacional (MM m <sup>3</sup> /day)	44	47	49	45	50	(6,4)	(10,2)	(10,0)
Regaseificação de GNL - MM m <sup>3</sup> /dia	–	7	8	3	8	(98,0)	(98,3)	(62,5)
Importação de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	12	20	13	16	15	(40,0)	(7,7)	6,7
Venda de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	56	72	69	64	72	(22,2)	(18,8)	(11,1)

A geração de energia elétrica foi de 1.074 MW médios no 2T20, uma redução de 36% em relação ao 1T20. Esta redução pode ser explicada, principalmente, pela queda do PLD, decorrente da melhora das condições hidrológicas e queda do consumo de energia.

As vendas no ACL (Ambiente de Contratação Livre) caíram entre 2T20 e 1T20 devido, principalmente, ao menor consumo interno de energia em nossas unidades. Vale ressaltar que a queda no volume de Vendas no ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e de Vendas no ACL, entre 2020 e 2019, foi decorrente de encerramento dos prazos de contratos de comercialização de energia no final de 2019.

O volume de vendas de gás natural foi de 56,0 MM m<sup>3</sup>/dia no 2T20, representando uma queda de 22,2% em relação ao 1T20 (72 MM m<sup>3</sup>/dia). Essas reduções são explicadas pelas menores demandas dos segmentos termelétrico e não termelétrico. A queda do despacho termelétrico a gás natural foi de 36,3%, com o volume passando de 22,6 MM m<sup>3</sup>/dia, no 1T20, para 14,4 MM m<sup>3</sup>/dia, no 2T20. A queda do volume de gás natural fornecido ao segmento não termelétrico em 2T20, comparado ao 1T20, foi de 20,9%, passando de 35,9 MM m<sup>3</sup>/dia para 28,4 MM m<sup>3</sup>/dia.

Os efeitos da pandemia de COVID-19 foram sentidos a partir de março, com redução mais acentuada dos volumes comercializados de gás natural nos meses de abril e maio e sinais de recuperação no mês de junho. Devido a essa queda de demanda, houve a necessidade de redução da produção de gás natural em algumas unidades do E&P e praticamente não houve importação de GNL no 2T20.

A queda da demanda no 2T20 também reduziu a importação de gás natural boliviano, possibilitada pelo acordo de transição no âmbito do contrato de suprimento de gás natural com a YPFB (Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos), firmado em 06/03/2020, com redução do volume total contratado de 30 MM m<sup>3</sup>/dia para 20 MM m<sup>3</sup>/dia e compromisso da retirada mínima (*take or pay*) de 14 MM m<sup>3</sup>/dia. Houve ainda a declaração de Força Maior pela Petrobras devido à pandemia de COVID-19, permitindo a redução do volume de retirada para 12 MM m<sup>3</sup>/dia no 2T20.

## Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação %		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
Diesel	633	610	732	621	715	3,8	(13,5)	(13,1)
Gasolina	282	330	367	306	376	(14,5)	(23,2)	(18,6)
Óleo combustível	36	41	38	38	42	(12,2)	(5,3)	(9,5)
Nafta	129	136	85	132	88	(5,1)	51,8	50,0
GLP	240	220	232	231	223	9,1	3,4	3,6
QAV	21	112	114	66	120	(81,3)	(81,6)	(45,0)
Outros	154	181	156	168	156	(14,9)	(1,3)	7,7
<b>Total de derivados</b>	<b>1.495</b>	<b>1.630</b>	<b>1.724</b>	<b>1.562</b>	<b>1.720</b>	<b>(8,3)</b>	<b>(13,3)</b>	<b>(9,2)</b>
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	7	8	7	7	11	(12,5)	-	(36,4)
Gás natural	236	316	323	276	330	(25,3)	(26,9)	(16,4)
<b>Total mercado interno</b>	<b>1.738</b>	<b>1.954</b>	<b>2.054</b>	<b>1.845</b>	<b>2.061</b>	<b>(11,1)</b>	<b>(15,4)</b>	<b>(10,5)</b>
Exportação de petróleo, derivados e outros	962	1.031	606	996	635	(6,8)	58,6	56,9
Vendas das unidades internacionais	127	88	67	108	118	44,3	89,6	(8,5)
<b>Total mercado externo</b>	<b>1.088</b>	<b>1.119</b>	<b>673</b>	<b>1.104</b>	<b>753</b>	<b>(2,8)</b>	<b>61,7</b>	<b>46,6</b>
<b>Total geral</b>	<b>2.826</b>	<b>3.073</b>	<b>2.727</b>	<b>2.949</b>	<b>2.814</b>	<b>(8,0)</b>	<b>3,6</b>	<b>4,8</b>

## Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	2T20	1T20	2T19	6M20	6M19	Variação (%)		
						2T20 / 1T20	2T20 / 2T19	6M20 / 6M19
<b>Exportação (importação) líquida</b>	823	747	217	785	267	10,2	279,3	194,0
<b>Importação</b>	139	284	389	211	366	(51,1)	(64,3)	(42,4)
Petróleo	22	168	189	95	184	(86,9)	(88,4)	(48,4)
Diesel	-	9	51	4	60	-	-	(93,3)
Gasolina	3	26	36	15	31	(88,5)	(91,7)	(51,6)
Nafta	14	24	14	19	14	(41,7)	-	35,7
GLP	99	49	85	74	65	102,0	16,5	13,9
Outros derivados	1	8	14	4	12	(87,5)	(92,9)	(66,7)
<b>Exportação</b>	962	1031	606	996	633	(6,7)	58,7	57,4
Petróleo	688	806	416	747	455	(14,6)	65,4	64,2
Óleo Combustível	195	174	129	185	122	12,1	51,2	51,6
Outros derivados	79	51	61	64	56	54,9	29,5	14,3

No 2T20, a exportação líquida aumentou 76 Mbpd em relação ao 1T20 (devido à queda de 145 Mbpd nas importações de petróleo e derivados), motivada pela redução da demanda do mercado interno. Além disso, houve forte direcionamento dos nossos esforços para exportação de petróleo e derivados, devido à queda da demanda no mercado interno, ocasionada pelos efeitos da COVID-19. Atingimos em junho recorde mensal de exportação de petróleo de 1.025 Mbpd, como resultado do recorde de exportação física de abril. A diferença temporal é explicada pelo fato de o principal destino das nossas exportações ser o mercado asiático, levando em torno de 60 dias para o produto chegar ao destino e ser registrado nos resultados.

### 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 2T20 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.