

RELATÓRIO DE PRODUÇÃO E VENDAS

3º TRIMESTRE DE 2021



*FPSO Carioca, no campo de Sépia
1º óleo em agosto de 2021*

Destaques de produção e vendas no 3T21

Rio de Janeiro, 20 de outubro de 2021 – No 3T21, seguimos operando com segurança e boa performance, ainda com regime diferenciado e protocolos especiais em função da pandemia, porém com aumento gradativo do efetivo a bordo das unidades. A produção média de óleo, LGN e gás natural alcançou 2,83 MMboed, 1,2% acima do 2T21, devido, principalmente, à entrada em operação em agosto do FPSO Carioca (campo de Sépia), no pré-sal da Bacia de Santos, e à maior média de produção no trimestre do FPSO P-70 (campo de Atapu), que atingiu a capacidade máxima no início de julho, confirmando o bom desempenho dos poços e da plataforma.

A produção no pré-sal totalizou 2,01 MMboed no trimestre, representando 71% da produção total da Petrobras, contra 67% registrados no 3T20.

Principais destaques no 3T21:

Entrada em operação do FPSO Carioca: com o 1º óleo do campo de Sépia, no pré-sal da Bacia de Santos. A nova unidade, que possui capacidade para processar até 180 Mbdpd de óleo e 6 milhões de m³ de gás natural, contribuirá para ampliar o crescimento da produção no pré-sal. Essa será a maior plataforma em operação no Brasil em termos de complexidade.

“O FPSO Carioca é um exemplo da nossa estratégia de concentrar investimentos em ativos de exploração e produção de classe mundial, como o pré-sal, que possui áreas com grandes reservas, baixo risco e custos competitivos. Isso promove mais retorno para a empresa e a sociedade, criando um ciclo virtuoso de geração de valor”, afirma o diretor de Desenvolvimento da Produção, João Henrique Rittershausen.

Processamento da 1ª carga do FPSO Carioca: o óleo extraído pelo FPSO Carioca, de característica leve e densidade 27,5º API, foi transportado pelo navio Rio Grande, que descarregou 44.650 m³ do produto no Terminal de São Sebastião (SP) e através de oleodutos seguiu para produção de derivados na Refinaria Henrique Lage (Revap) e na Refinaria de Paulínia (Replan), ambas em São Paulo.

Assinatura de Carta de Intenção do FPSO de Mero 4: com a empresa SBM Offshore para afretamento e prestação de serviços do FPSO Alexandre de Gusmão, que será alocado no Projeto de Mero 4, no pré-sal da Bacia de Santos. O projeto prevê a interligação de 15 poços ao FPSO, sendo 8 produtores de óleo, 6 injetores de água e gás e 1 poço capaz de operar como produtor ou injetor de gás.

Início de exportação de gás da P-69: localizada no campo de Tupi, na Bacia de Santos. A P-69 é a 8ª unidade de Tupi a escoar gás, viabilizando uma melhor gestão econômica do reservatório e o consequente aumento da geração de valor.

Em 12 de agosto, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) aprovou o Acordo de Coparticipação de Búzios, que regula a coexistência dos Contratos de Cessão Onerosa e de Partilha de Produção no Excedente da Cessão Onerosa para o campo de Búzios, no pré-sal da Bacia de Santos. Com isso, e após o recebimento, pela Petrobras, do pagamento referente às obrigações das parceiras CNOOC Petroleum Brasil Ltda. (CNOOC) e CNODC Brasil Petróleo e Gás Ltda. (CNODC), o acordo entrou em vigor no dia 1º de setembro. Assim, passamos a deter 90% dos direitos de exploração e produção dos volumes excedentes e 92,666% dos volumes da jazida compartilhada.

Cabe mencionar que, em 29 de setembro, a parceira CNOOC manifestou o interesse no exercício da opção de compra de parcela adicional de 5% no Contrato de Partilha de Produção do Excedente da Cessão Onerosa, no campo de Búzios. O impacto na curva de produção da Petrobras só terá início após o fechamento da transação, não sendo esperado impacto na meta de produção de 2021.

Com relação a nossa gestão ativa de portfólio, no dia 14 de julho, finalizamos a cessão, para a 3R Rio Ventura S.A, de nossa participação de 100% no Polo Rio Ventura, composto por 8 campos terrestres de Exploração e Produção localizados no estado da Bahia, cuja produção média foi de 780 bpd no 1S21. No dia 1º de setembro, finalizamos a cessão, para a TotalEnergies, de nossa participação de 10% no campo de Lapa, cuja produção teve média de 50,7 mil boed no 1S21 (sendo 5,07 mil boed a parcela correspondente à Petrobras). No dia 8 de outubro, finalizamos a cessão de nossa participação de 50% no campo terrestre Rabo Branco, localizado na Bacia Sergipe-Alagoas, para a empresa Petrom Produção de Petróleo e Gás Ltda, cuja produção teve média de 131 bpd em 2020 (sendo 65,5 bpd a parcela correspondente à Petrobras). Estas operações estão alinhadas à estratégia de otimização de portfólio e de melhoria de alocação do capital da Petrobras, visando à maximização de valor.

No 3T21, a comercialização de derivados no mercado interno cresceu novamente, atingindo volumes de 1.946 Mbpd, com destaque para o aumento das vendas de diesel, gasolina e QAV. O processamento de petróleo e a produção de derivados aumentaram no 3T21, acompanhando o crescimento das vendas no mercado interno.

As vendas de diesel foram de 867 Mbpd no 3T21, as maiores desde 2015 e as vendas de gasolina foram de 441 Mbpd no 3T21, chegando a 449 Mbpd em setembro, maiores volumes desde 2017. Alcançamos novo recorde de vendas de diesel S-10 em setembro, com a comercialização de 498 Mbpd, volume 2,7% acima do recorde anterior, alcançado em julho de 2021.

Continuamos aumentando a parcela de petróleo do pré-sal utilizado em nossas refinarias, em consonância com o perfil de produção e as demandas e oportunidades do mercado nacional e internacional. O processamento de petróleo do pré-sal se manteve elevado no 3T21, representando 63% da carga processada e um novo recorde de 1.125 Mbpd, com participação de 65% em setembro. A adequação do refino para viabilizar maior processamento dos petróleos do pré-sal está diretamente associada ao aumento na flexibilidade, bem como à garantia da confiabilidade e disponibilidade do parque de refino. Essa ação está alinhada às diretrizes de economicidade e sustentabilidade da Petrobras, à medida que o petróleo do pré-sal apresenta alto rendimento de derivados médios de maior valor agregado e baixo teor de enxofre.

A RPBC implementou projetos de aproveitamento energético do gás combustível produzido na refinaria, antecipando em três anos os resultados esperados com a redução do consumo de gás natural, aumento da eficiência energética e redução da emissão de gases do efeito estufa. Essa ação está em linha com as iniciativas do programa RefTOP (Refino de Classe Mundial) de incrementar o desempenho energético, visando aproveitar melhor os insumos como gás natural, energia elétrica e vapor nas próprias operações e preparar as atividades de refino para um mercado em transição para uma economia de baixo carbono.

Aumentamos no 3T21 a participação do petróleo de Búzios na nossa cesta de exportações visando explorar a arbitragem que tem favorecido a venda desta corrente em mercados como Europa e Américas. Nesse sentido, foi possível melhorar a rentabilidade das nossas exportações e ampliar nossa carteira de clientes com um novo cliente para a corrente de Búzios e dois para a corrente de Atapu.

1-Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.790	2.754	2.904	2.755	2.839	1,3	(3,9)	(3,0)
Óleo e LGN (Mbpd)	2.269	2.226	2.364	2.231	2.310	1,9	(4,0)	(3,4)
Terra e águas rasas	95	99	132	101	144	(4,0)	(28,0)	(29,9)
Pós-sal profundo e ultra profundo	501	506	581	509	591	(1,0)	(13,8)	(13,9)
Pré-sal	1.673	1.620	1.651	1.620	1.574	3,3	1,3	2,9
Gás natural (Mboed)	520	528	540	524	529	(1,5)	(3,7)	(0,9)
Óleo, LGN e gás natural - exterior	41	43	48	43	49	(4,7)	(14,6)	(12,2)
Total (Mboed)	2.830	2.796	2.952	2.798	2.888	1,2	(4,1)	(3,1)
Total comercial (Mboed)	2.501	2.484	2.632	2.479	2.571	0,7	(5,0)	(3,6)

A produção média de óleo, LGN e gás natural no 3T21 foi de 2.830 Mboed, um aumento de 1,2% em relação ao 2T21, devido, principalmente, à entrada em operação do FPSO Carioca (campo de Sêpia) no pré-sal da Bacia de Santos e à maior média de produção do trimestre do FPSO P-70 (campo de Atapu), após alcançar a sua capacidade de produção no início de julho.

Esses fatores também explicaram a variação da produção nos campos do pré-sal, que alcançou 1.673 Mbpd no trimestre, 3,3% superior ao 2T21.

A produção do pós-sal no 3T21 foi de 501 Mbpd, 1,0 % inferior ao trimestre anterior, devido às maiores perdas com paradas de manutenção e ao declínio natural dos reservatórios, efeitos parcialmente compensados pelos ganhos de projetos complementares no Campo de Marlim Leste, na Bacia de Campos.

A produção em terra e águas rasas, por sua vez, foi de 95 Mbpd no trimestre, 4 Mbpd inferior ao trimestre anterior, devido ao desinvestimento de campos terrestres do Polo Rio Ventura (*closing* em 14 de julho) e ao declínio natural de produção.

A produção no exterior foi de 41 Mbpd, sendo referente aos campos da Bolívia, Argentina e Estados Unidos, e 2 Mbpd inferior ao 2T21.

2 – Refino, Transporte e Comercialização

Operacional (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Volume de produção total	1.932	1.741	1.935	1.832	1.805	11,0	(0,2)	1,5
Volume total de vendas no mercado interno	1.946	1.759	1.761	1.792	1.630	10,6	10,5	9,9
Carga de referência	2.176	2.176	2.176	2.176	2.176	-	-	-
Carga fresca processada	1.819	1.601	1.807	1.720	1.684	13,6	0,7	2,1
Fator de utilização da carga fresca (%)*	84%	74%	83%	79%	77%	10,0	1,0	2,0
Carga de destilação total	1.850	1.637	1.841	1.759	1.718	13,0	0,5	2,4
Fator de utilização total do parque de refino (%)*	85%	75%	85%	81%	79%	10,0	-	2,0
Carga processada	1.851	1.638	1.851	1.758	1.730	13,0	-	1,6
Participação do óleo nacional na carga (%)	93%	89%	96%	92%	94%	4,0	(3,0)	(2,0)

As vendas de derivados no 3T21 foram 10,6% maiores do que no 2T21, com aumento nas vendas de todos os derivados, destacando-se o crescimento da gasolina, do diesel e do QAV. No caso da gasolina, houve novamente aumento de consumo em relação ao etanol hidratado no ciclo Otto, elevação gradual da demanda e queda das importações de terceiros, resultando em aumento de participação de mercado. Em relação ao diesel, o principal motivo do aumento foi a sazonalidade da demanda, com consumo mais alto no terceiro trimestre em função do período de safra de grãos e da atividade industrial, além da redução do teor médio de biodiesel entre os trimestres. No caso do QAV, o crescimento ocorreu em função da recuperação do mercado de aviação.

A produção de derivados subiu 11,0% no 3T21 em relação ao 2T21 devido à maior demanda do mercado interno e maior disponibilidade de refino, visto que no 2T21 houve concentração de paradas programadas nas refinarias REDUC, RPBC, REGAP, RLAM, REPAR e REVAP. No 3T21, com a elevação do processamento alcançamos um FUT de 85% contra 75% no 2T21.

2.1- Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Volume de produção	740	716	795	725	704	3,3	(6,9)	2,9
Volume de vendas para o mercado interno	867	815	749	805	664	6,4	15,7	21,2

As vendas de diesel aumentaram 6,4% no 3T21 em relação ao 2T21 principalmente devido à sazonalidade do consumo. Adicionalmente, a redução do teor médio de biodiesel no diesel de 11,0% no 2T21 para 10,7% no 3T21 também impactou positivamente as vendas. Estes efeitos foram parcialmente atenuados pelo aumento das importações de terceiros.

Importante ressaltar que as vendas de diesel em julho de 2021 foram as maiores desde novembro de 2015, com a comercialização de 879 Mbpd.

As vendas de diesel S-10 continuaram crescendo, registrando uma alta de 9,6% no 3T21 em relação ao trimestre anterior, e alcançando um novo recorde em setembro de 2021, com a comercialização de 498 Mbpd, volume 2,7% maior

* Fator de utilização do parque de refino é calculado somente com a carga fresca, formada por petróleo e C5+. Fator de utilização total do parque de refino considera toda a carga nas unidades de destilação, composta por petróleo, C5+, resíduos, reprocessamentos, inclusive de terminais.

que o recorde anterior registrado em julho de 2021. No 3T21., a participação do diesel S-10 nas vendas totais alcançou 56,1%.

No 3T21, a produção de diesel superou em 3,3% o 2T21, ficando, no entanto, 6,9% abaixo do 3T20 em função da parada programada da RNEST no 3T21.

Foram destaques os recordes mensais de produção de diesel S-10 na REGAP em agosto, REFAP, REVAP e RPBC em setembro, bem como o recorde de produção de diesel na REGAP em agosto.

2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Volume de produção	440	385	386	401	346	14,3	14,0	16,1
Volume de vendas para o mercado interno	441	386	374	390	329	14,3	17,9	18,7

As vendas de gasolina no 3T21 registraram crescimento de 14,3% em relação ao 2T21, com destaque para as vendas de setembro de 2021, as maiores desde dezembro de 2017.

Houve ganho de participação da gasolina sobre o etanol hidratado em veículos *flex* na comparação entre os trimestres, devido, principalmente, à oferta de etanol a preços mais altos, favorecendo o consumo da gasolina. Além disso, vem ocorrendo uma elevação gradual da demanda ciclo Otto ao longo dos meses com a redução das medidas restritivas, relacionadas à pandemia, considerando-se que no 2T21 houve restrições mais intensas em algumas cidades.

A produção de gasolina acompanhou o movimento das vendas, com aumento de 14,3% no 3T21 em comparação ao 2T21, com a retomada da capacidade de produção após as paradas programadas.

2.3- Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Volume de produção	288	255	292	275	291	12,9	(1,5)	(5,3)
Volume de vendas para o mercado interno	71	55	33	61	36	30,0	116,0	67,6

As vendas de óleo combustível no 3T21 registraram forte crescimento em relação tanto ao 2T21 quanto ao 3T20, em ambos os casos devido às maiores vendas para geração térmica, em função da necessidade de despacho das unidades desde outubro de 2020 e que se intensificou a partir de julho de 2021. No 3T20 não houve vendas de óleo combustível para o segmento de geração térmica.

No 3T21, a produção de óleo combustível aumentou 12,9% na comparação com o 2T21, com a retomada da capacidade de produção após as paradas programadas.

2.4- Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Volume de produção	79	64	100	76	112	22,0	(21,7)	(32,3)
Volume de vendas para o mercado interno	79	59	117	69	127	35,1	(32,2)	(45,6)

As vendas de nafta cresceram 35,1% no 3T21 em relação ao 2T21 em decorrência dos efeitos ocorridos no 2T21, como as paradas da RLAM em abril e de uma planta da Braskem nos meses de abril e maio.

Em relação ao 3T20 e na comparação entre os períodos acumulados, as vendas tiveram queda como reflexo dos novos contratos vigentes com a Braskem desde 23/12/20, onde as quantidades compromissadas são bem menores que as do contrato anterior.

A produção acompanhou as vendas, ficando 22% maior em comparação ao 2T21.

2.5- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Volume de produção	134	111	132	121	127	20,4	1,2	(4,5)
Volume de vendas para o mercado interno	239	234	246	233	236	2,3	(2,9)	(1,4)

O aumento de 2,3% das vendas de GLP no 3T21 em relação ao 2T21 é decorrente da maior atividade da indústria de transformação. Este aumento foi atenuado pelas temperaturas mais elevadas no 3T21.

A produção de GLP aumentou 20,4% em relação ao 2T21, com a retomada da capacidade após as paradas programadas.

2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Volume de produção	78	46	39	64	56	70,9	99,8	15,0
Volume de vendas para o mercado interno	80	53	38	69	57	51,1	108,9	20,7

Historicamente, o volume de vendas de QAV no terceiro trimestre é superior ao do segundo trimestre em função dos períodos de férias no Brasil e no exterior. Neste ano, o aumento de 51,1% das vendas no 3T21 foi também significativamente maior em decorrência da retomada dos voos domésticos e internacionais após o impacto negativo da segunda onda da COVID-19, iniciada no 1T21.

A produção de QAV acompanhou o comportamento do mercado e apresentou aumento de 70,9% em relação ao 2T21.

3- Gás e Energia

Operacional	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Venda de Disponibilidade Térmica em Leilão – MW médio	2.454	2.454	2.404	2.458	2.404	-	2,1	2,2
Geração de energia elétrica – MW médio	3.977	3.297	827	3.383	1.192	20,6	380,9	183,8
Entrega de gás nacional (MM m ³ /dia)	40	45	45	43	45	(11,1)	(11,1)	(4,4)
Regaseificação de GNL – MM m ³ /dia	30	18	1	22	3	66,7	2900,0	633,3
Importação Bolívia de gás natural – MM m ³ /dia	20	20	18	20	17	-	11,1	17,6
Venda de gás natural e para consumo interno – MM m ³ /dia	89	82	62	85	64	8,5	43,5	32,8

No 3T21, a geração de energia elétrica foi de 3.977 MW médios, um aumento de 20,6% em relação ao 2T21, em virtude da piora das condições hidrológicas.

O volume de venda de gás natural no 3T21 atingiu 89 MM m³/dia, um aumento de 7MM de m³/dia em relação ao 2T21 devido ao maior despacho termelétrico.

No 3T21, o volume de GNL regaseificado alcançou uma média de 30 milhões de m³/dia, registrando um aumento de 66,7% em relação ao trimestre anterior e contribuindo para uma oferta de gás natural de 89 milhões de m³/dia. Esse maior volume de GNL entregue ao mercado foi viabilizado com a ampliação da capacidade de regaseificação do terminal da Baía de Guanabara (RJ), que passou de 20 MM de m³/dia para até 30 MM de m³/dia, compensando a menor disponibilidade de gás nacional durante a parada do campo de Mexilhão, em setembro.

Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação %		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Diesel	867	815	749	805	664	6,4	15,8	21,2
Gasolina	441	386	374	390	329	14,2	17,9	18,5
Óleo combustível	71	55	33	61	36	29,1	115,2	69,4
Nafta	79	59	117	69	127	33,9	(32,5)	(45,7)
GLP	239	234	246	233	236	2,1	(2,8)	(1,3)
QAV	80	53	38	69	57	50,9	110,5	21,1
Outros	169	157	201	165	179	7,6	(15,9)	(7,8)
Total de derivados	1.946	1.759	1.758	1.792	1.628	10,6	10,7	10,1
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	8	4	8	8	8	100,0	-	-
Gás natural	365	342	281	348	277	6,7	29,9	25,6
Total mercado interno	2.319	2.105	2.047	2.148	1.913	10,2	13,3	12,3
Exportação de petróleo, derivados e outros	813	994	983	848	991	(18,2)	(17,3)	(14,4)
Vendas das unidades internacionais	32	58	75	45	97	(44,8)	(57,3)	(53,6)
Total mercado externo	845	1.052	1.058	893	1.088	(19,7)	(20,1)	(17,9)
Total geral	3.164	3.157	3.105	3.041	3.001	0,2	1,9	1,3

Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	3T21	2T21	3T20	9M21	9M20	Variação (%)		
						3T21 X 2T21	3T21 X 3T20	9M21 X 9M20
Exportação (importação) líquida	398	652	791	466	786	(39,0)	(49,7)	(40,7)
Importação	415	342	192	382	205	21,3	116,1	86,3
Petróleo	130	120	87	160	92	8,3	49,4	73,9
Diesel	175	120	27	122	12	45,8	548,1	916,7
Gasolina	42	11	4	18	11	281,8	950,0	63,6
Nafta	-	-	16	-	18	-	-	-
GLP	61	88	55	74	68	(30,7)	10,9	8,8
Outros derivados	7	3	3	8	4	133,3	133,3	100,0
Exportação	813	994	983	848	991	(18,2)	(17,3)	(14,4)
Petróleo	604	743	741	620	745	(18,7)	(18,5)	(16,8)
Óleo Combustível	165	189	204	184	191	(12,7)	(19,1)	(3,7)
Outros derivados	44	62	38	44	55	(29,0)	15,8	(20,0)

A exportação líquida no 3T21 teve queda 39% em relação ao 2T21 principalmente devido à redução nas exportações de petróleo, em função da maior carga nas refinarias no trimestre, à retomada da capacidade de refino após as paradas programadas e ao crescimento do mercado no 3T21. O aumento das importações de derivados no 3T21 também contribuiu para a queda da exportação líquida com destaque para a importação de diesel e gasolina, que se elevaram devido ao aumento das vendas no mercado doméstico.

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 3T21 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.