

*Plataforma P-68 - campos de  
Berbigão e Sururu*



# **Relatório de Produção & Vendas 3T19**

---

## Destaques de produção e vendas no 3T19

**Rio de Janeiro, 17 de outubro de 2019** - Apresentamos sólido desempenho operacional no 3T19, entregando expressivo crescimento da produção de óleo, LGN e gás natural, que atingiu 2.878 Mboed, 9,3% acima do 2T19, com destaque para o aumento de 17,0% da produção do pré-sal, que alcançou 1.367 Mboed, representando hoje 60,4% da produção de óleo no Brasil. O desempenho do pré-sal é decorrente do *ramp-up* das 6 plataformas que entraram em produção em 2018 e 2019 (P-74, P-75, P-76 e P-77 no campo de Búzios e P-67 e P-69 no campo de Lula), as quais contribuíram com 441 Mbpd no 3T19. Adicionando a contribuição da FPSO Campos dos Goytacazes em Tartaruga Verde, no pós-sal, totalizamos 555 Mbpd, o que representa um aumento de cerca de 48% em relação ao 2T19, com a entrada em operação de nove poços produtores. Vale ainda destacar que as plataformas P-69 e P-76, nos campos de Lula e Búzios, atingiram a capacidade de produção de 150 Mbpd com *ramp-up* de 10,3 e 7,7 meses (tempo recorde no pré-sal), respectivamente.

No 3T19, a produção atingiu novo recorde mensal de 3,0 MMboed, além de um novo recorde diário de 3,1 MMboed, alcançados no mês de agosto. Já a produção operada atingiu o recorde mensal de 3,7 MMboed no mesmo mês. Com estes resultados mantemos a trajetória para o cumprimento da meta de produção anual, em 2,7 MMboed, com variação de 2,5% para mais ou para menos.

A plataforma P-68, unidade do pré-sal que irá produzir nos campos de Berbigão e Sururu, saiu do estaleiro no mês de setembro e está em processo de ancoragem. O projeto tem previsão de entrar em operação no quarto trimestre de 2019. Já foram perfurados 11 poços, sendo 8 produtores e 3 injetores, 5 destes já prontos para interligação.

A produção de óleo no pós-sal ficou estável em 706 Mbpd em relação ao 2T19, enquanto a produção de óleo em terras e águas rasas aumentou 4,3% na comparação com o 2T19, atingindo 192 Mbpd.

Em setembro, comemoramos 51 anos da produção do primeiro óleo da plataforma continental brasileira, a oito quilômetros da costa de Aracaju, em lâmina d'água de 33 metros, evento que marcou o início da produção *offshore* no Brasil. Nove anos depois, em agosto de 1977, produzimos o primeiro óleo em Enchova, na Bacia de Campos, em lâmina d'água quatro vezes mais profunda, marcando o início da história de sucesso que teve continuidade com a descoberta dos campos gigantes nas décadas seguintes, até chegarmos à descoberta do pré-sal, que hoje representa 60,4% da produção de óleo do Brasil. Ao longo da nossa trajetória, temos sido desafiados a produzir em lâminas d'água cada vez mais profundas, atualmente superiores a 2.100 metros e a 300 km da costa, com segurança e com sucessivos recordes mundiais *offshore*, por meio de tecnologias inovadoras.

Na Bacia de Campos, reforçamos nosso comprometimento em investir na aquisição de novas áreas exploratórias, desenvolvimento complementar, revitalização de Marlim e parcerias estratégicas para o aumento do fator de recuperação. Com esta visão estratégica participamos da 16ª Rodada de licitações no regime de concessão da ANP, em 10 de outubro de 2019, na qual adquirimos, como operador, em parceria com a BP Energy do Brasil, o bloco C-M-477, no qual identificamos grande potencial geológico.

No segmento de refino, acompanhando a maior demanda no trimestre no mercado brasileiro, aumentamos a produção de derivados em 2,9% face ao trimestre anterior, o que também contribuiu para a redução das importações, especialmente de gasolina e GLP, por meio da maior utilização do parque de refino (que cresceu de 76% para 80%) e das unidades de conversão. As vendas de derivados aumentaram 3,5% face ao trimestre anterior, com destaque para o incremento nas vendas de diesel, que subiram 5,2%, impulsionadas pelo plantio da safra de grãos e pela atividade industrial. As vendas de GLP subiram 3,2% na comparação com o 2T19 principalmente pelas temperaturas médias mais baixas. Houve ainda aumento da exportação, acompanhando a maior produção de óleo, e redução da importação de petróleo com maior processamento de óleo nacional nas refinarias.

Destacamos a contínua otimização do parque integrado de refino, que vem sendo aperfeiçoada por meio de tecnologias de transformação digital, como por exemplo a utilização de *Digital Twins*. Esta ferramenta nos permite simular réplicas das nossas refinarias para maximizar a rentabilidade da atividade de refino de petróleo e produção de derivados e tem como objetivo acelerar a tomada de decisão. A otimização de processos com a utilização dessa ferramenta gerou ganho de cerca de US\$ 25 milhões no trimestre.

Com a redução do teor de enxofre do *bunker* (combustível marítimo) de acordo com o IMO 2020, estamos aumentando a produção de *bunker* 0,5% e correntes de óleo combustível de baixo teor de enxofre e, dessa forma, capturando oportunidades de exportação e preparando o atendimento ao mercado. A produção dessas correntes foi de 110 Mbd aumentando em 139% em relação à produção do 2T19, que foi de 46 Mbd. Vale destacar que nosso parque de refino está bem posicionado para captura dessas oportunidades em função de termos matérias primas que favorecem a produção dessas correntes.

No segmento de gás e energia destacam-se a geração termelétrica, que aumentou 124,6% em relação ao trimestre anterior, refletindo as condições hidrológicas e os menores custos de gás natural, e o aumento em 9 MMm<sup>3</sup>/dia da oferta de gás para atendimento da demanda termelétrica.

## 1-Exploração & Produção

Mil barris de óleo equivalente por dia (Mboed)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Óleo, LGN e gás natural - Brasil	2.794	2.553	2.398	2.604	2.514	9,5	16,5	3,6
Óleo e LGN (Mbpd)	2.264	2.052	1.937	2.097	2.028	10,3	16,9	3,4
Terra	123	122	131	125	136	0,7	(6,3)	(8,5)
Águas rasas	69	62	89	69	92	9,8	(22,7)	(24,9)
Pós-sal profundo e ultra profundo	706	700	742	712	823	0,8	(4,9)	(13,5)
Pré-sal	1.367	1.168	975	1.191	977	17,0	40,2	22,0
Gás natural (Mboed)	530	500	462	507	486	5,9	14,8	4,3
Óleo, LGN e gás natural - exterior	84	81	114	81	103	4,7	(26,1)	(21,4)
<b>Total (Mboed)</b>	<b>2.878</b>	<b>2.633</b>	<b>2.513</b>	<b>2.685</b>	<b>2.617</b>	<b>9,3</b>	<b>14,6</b>	<b>2,6</b>

A produção de óleo, LGN e gás natural foi de 2.878 Mboed no 3T19, representando um aumento de 9,3% em relação ao 2T19 e de 14,6% na comparação com o 3T18, principalmente devido ao *ramp-up* dos 7 novos sistemas que entraram em produção em 2018 e 2019 nos campos de Búzios (P-74, P-75, P-76 e P-77), Lula (P-67 e P-69) e Tartaruga Verde (FPSO Campos dos Goytacazes).

Em relação ao 2T19, a produção de óleo do pré-sal aumentou 17,0%, com destaque para as unidades do campo de Búzios, que elevaram sua produção em 64% no 3T19, com a entrada de quatro poços produtores. No 3T19, a produção de óleo no pré-sal teve um aumento de 40,2%, em relação ao 3T18, refletindo, principalmente, a entrada de novos poços produtores nos campos de Lula e Búzios e em linha com nossa estratégia de concentrar esforços em ativos que geram maior retorno aos nossos acionistas.

A produção de óleo do pós-sal em águas profundas e ultra- profundas permaneceu estável no 3T19 em relação ao trimestre anterior fruto dos esforços para aumento da produtividade das plataformas que operam na Bacia de Campos e da entrada de novos poços produtores no FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes no campo de Tartaruga Verde, os quais compensaram o declínio natural da produção nessa região. Na comparação com o 3T18, houve uma redução de 4,9%, devido ao declínio de produção, parcialmente compensado pela entrada em produção de novos poços no Campo de Tartaruga Verde.

A produção de óleo em águas rasas, ativos *non core* e objeto de desinvestimento, foi de 69 Mbpd no 3T19, um aumento de 7 Mbpd comparado ao 2T19, decorrente do retorno a produção das plataformas PPM-1 e PCH-2, que tiveram parada para manutenção no trimestre anterior. Em relação ao 3T18, houve uma redução de 22,7%, devido ao declínio natural e a parada das plataformas PCP-1, PCP-2 e P-9.

A produção de óleo nos campos terrestres somou 123 Mbpd no 3T19, ficando em linha com o 2T19 e se reduzindo em 8 Mbpd em comparação com 3T18. Os campos terrestres estão contemplados nos processos de otimização de portfólio da Companhia.

## 2 - Refino

Operacional (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Volume de produção total	1.816	1.765	1.801	1.774	1.774	2,9	0,8	-
Volume de vendas total	1.805	1.745	1.941	1.763	1.794	3,4	(7,0)	(1,7)
Carga de referência	2.176	2.176	2.176	2.176	2.176	-	-	-
Fator de utilização do parque de refino (%)	80	76	78	77	77	5,3	2,6	-
Carga fresca processada	1.740	1.665	1.693	1.681	1.672	4,5	2,8	0,5
Carga processada	1.791	1.707	1.743	1.724	1.726	4,9	2,8	(0,1)
Participação do óleo nacional na carga (%)	90	89	88	90	92	1,1	2,3	(2,2)

A produção de derivados no 3T19 atingiu o patamar de 1.816 Mbpd, representando um aumento de 2,9% em relação ao 2T19. Este crescimento se deve principalmente à expansão da demanda no mercado nacional, que foi atendida com maior fator de utilização do parque de refino, o qual atingiu 80% no 3T19 contra 76% no 2T19. A indicação da utilização das refinarias a cada mês é resultado da otimização integrada do parque de refino, através de processo de planejamento que, a partir das disponibilidades de óleo e dos ativos, assim como das previsões de demanda, aponta a solução com melhor resultado econômico para todo o sistema.

Houve destaques do aumento da produção de gasolina e GLP, como resultado do maior fator de utilização das unidades de craqueamento catalítico, e de *bunker* devido à sua valorização no mercado internacional. Em contrapartida, houve queda na produção de diesel, e consequente aumento na importação para atendimento da demanda, devido ao uso de algumas de suas correntes para produção de *bunker*.

### 2.1- Diesel

Mil barris por dia (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Volume de produção	710	720	750	703	708	(1,4)	(5,3)	(0,7)
Volume de vendas para o mercado interno	770	732	843	734	714	5,2	(8,7)	2,8

A produção de diesel no 3T19 caiu 1,4% e 5,3% em relação ao 2T19 e 3T18, respectivamente. A menor produção no 3T19 foi reflexo, principalmente, do uso de correntes de diesel para formulação do *bunker* 0,5%, em consonância com as especificações do IMO 2020. Esta utilização é necessária para a redução do teor de enxofre do produto final e se mostrou economicamente vantajosa.

As vendas de diesel aumentaram 5,2% no 3T19 em relação ao 2T19 devido à sazonalidade da demanda do mercado, com consumo mais alto no terceiro trimestre em função do plantio da safra de grãos de verão e da atividade industrial. Como fatores atenuantes, cresceram as vendas por competidores no 3T19 e houve aumento do teor médio de biodiesel na formulação do diesel entre os períodos analisados, passando de 10,0%, percentual mínimo exigido desde março de 2018, para 11,0% a partir de 1º de setembro, contribuindo para elevar o preço do diesel na bomba. Em relação ao 3T18, as vendas caíram principalmente pelo aumento da participação de competidores no mercado.

## 2.2 - Gasolina

Mil barris por dia (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Volume de produção	416	388	384	398	398	7,2	8,3	-
Volume de vendas para o mercado interno	377	367	387	376	401	2,6	(2,7)	(6,1)

No 3T19, a produção da gasolina aumentou 7,2% em relação ao 2T19 e 8,3% em relação ao 3T18, como consequência da maior demanda do mercado brasileiro, atendida pelo aumento da utilização de unidades de craqueamento catalítico. Além disso, com menor demanda de nafta petroquímica no Brasil, houve otimização da produção com destinação de correntes de nafta para o *pool* de gasolina.

As vendas de gasolina no 3T19 foram 2,6% maiores que no 2T19 devido à queda do preço médio ao consumidor. Como fator atenuante houve aumento das importações por competidores na comparação entre os trimestres que passou de 52 Mbpd no 2T19 para 62 Mbpd no 3T19. Em relação ao 3T18, houve redução de 2,7% nas vendas devido ao aumento das importações por competidores. Cabe ressaltar que o consumo da gasolina foi positivamente influenciado pelo aumento dos preços médios de etanol hidratado entre os períodos.

## 2.3- Óleo Combustível

Mil barris por dia (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Volume de produção	197	176	180	190	183	11,9	9,4	3,8
Volume de vendas para o mercado interno	38	38	58	40	47	(1,9)	(34,8)	(14,9)

A produção de óleo combustível aumentou 11,9% no 3T19 na comparação com o 2T19, devido, principalmente, à maior utilização das unidades de destilação e ao início da produção de *bunker* 0,5%, cuja valorização permitiu o aumento das exportações em condições mais vantajosas. O IMO 2020 também trouxe oportunidades de exportação de óleo combustível 0,7% de enxofre, em especial para o mercado de Singapura.

Já as vendas de óleo combustível no Brasil ficaram em linha com o 2T19. Houve redução das entregas para termelétricas mas, em contrapartida, aumentaram as entregas para Alunorte em função da retomada das suas operações na segunda quinzena de maio. Na comparação com o 3T18, as vendas foram menores devido à menor demanda termelétrica.

## 2.4- Nafta

Mil barris por dia (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Volume de produção	73	82	83	75	69	(11,0)	(12,0)	8,7
Volume de vendas para o mercado interno	72	85	102	83	97	(15,2)	(29,0)	(14,6)

A produção de nafta no 3T19 reduziu 11,0% em relação ao 2T19 em função, principalmente, da menor demanda deste derivado no mercado brasileiro, a qual foi inteiramente atendida por produção própria. Além disso, parte do volume da produção de nafta foi destinada à produção de gasolina.

## 2.5- Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Volume de produção	137	122	129	126	127	12,3	6,2	(0,8)
Volume de vendas para o mercado interno	240	232	242	229	232	3,2	(1,0)	(1,5)

A produção de GLP aumentou 12,3% no 3T19 em relação ao 2T19 para atendimento da expansão do mercado (em função do período de inverno) por meio da maior utilização de unidades de craqueamento catalítico. Na comparação com o mesmo período de 2018, o aumento de 6,2% é devido ainda à maior utilização e disponibilidade das unidades de conversão, em especial, as de craqueamento catalítico.

As vendas de GLP subiram 3,2% na comparação com o 2T19 principalmente pelas temperaturas médias mais baixas e pela sazonalidade de consumo de GLP decorrente de maior atividade econômica no período.

## 2.6- Querosene de Aviação (QAV)

Mil barris por dia (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Volume de produção	101	105	100	106	111	(3,8)	1,0	(4,5)
Volume de vendas para o mercado interno	116	114	126	119	122	2,3	(7,7)	(2,6)

No 3T19 o volume de produção do querosene de aviação se manteve estável, quando comparado com o 2T19 e 3T18.

As vendas de querosene de aviação no 3T19 aumentaram 2,3% em relação ao 2T19 em função da sazonalidade mais forte no terceiro trimestre devido às férias escolares de julho no Brasil e às férias do hemisfério norte em agosto, além da redução do preço internacional de QAV. Comparadas ao 3T18, as vendas foram 7,7% abaixo pelo ajuste no setor aéreo nacional ocorrido em 2019.

### 3- Gás e Energia

	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Venda no ACR – MW médio	2.788	2.788	2.788	2.788	2.788	-	-	-
Venda de energia elétrica no ACL e para consumo interno - MW médio	1.154	1.194	1.142	1.167	1.239	(3,4)	1,1	(5,8)
Geração de energia elétrica - MW médio	2.190	975	3.371	1.856	2.533	124,6	(35,0)	(26,7)
PLD SE/CO – R\$/MWh	214	131	495	210	332	63,4	(56,8)	(36,7)
Entrega de gás nacional - MM m <sup>3</sup> /dia	52	49	42	50	48	6,1	23,8	4,2
Regaseificação de GNL - MM m <sup>3</sup> /dia	13	8	19	9	9	62,5	(31,6)	-
Importação de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	14	13	24	15	23	7,7	(41,7)	(34,8)
Venda de gás natural - MM m <sup>3</sup> /dia	78	70	85	75	80	11,4	(8,2)	(6,3)

A geração de energia elétrica foi de 2.190 MW médio no 3T19, representando um aumento de 124,6% em relação ao 2T19. Este aumento pode ser explicado, principalmente, por dois fatores: (i) maior despacho por mérito devido ao maior valor do PLD, refletindo a piora nas condições hidrológicas com menor afluência nos rios e bacias, impactando o nível dos reservatórios; e (ii) maior geração de energia fora da ordem de mérito, devido ao menor custo do combustível frente a melhor remuneração pelo PLD.

A queda de 35,0% da geração de energia termelétrica entre o 3T19 e o 3T18 se deveu à melhora do cenário hidrológico em relação ao ano anterior, que proporcionou o aumento do nível de armazenamento de água nos reservatórios.

O volume de vendas de gás natural foi de 78 MM m<sup>3</sup>/dia no 3T19, representando um crescimento de 11,4% em relação ao 2T19, devido ao maior despacho termelétrico a gás natural, com o volume passando de 17 MM m<sup>3</sup>/dia para 26 MM m<sup>3</sup>/dia. Nesse mesmo período, o volume de gás natural fornecido ao segmento não termelétrico ficou estável, no patamar de 38,5 MM m<sup>3</sup>/dia.

Em 2019, os menores preços de gás natural liquefeito (GNL) no mercado internacional nos possibilitaram optar pelo aumento de sua importação – em detrimento da importação de gás boliviano – para complementar a oferta de gás natural.



## Anexo I: Volume de vendas consolidado

Volume de vendas (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação %		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
Diesel	770	732	843	734	714	5,2	(8,7)	2,8
Gasolina	377	367	387	376	401	2,6	(2,7)	(6,1)
Óleo combustível	38	38	58	40	47	(1,9)	(34,8)	(14,9)
Nafta	72	85	102	83	97	(15,2)	(29,0)	(14,6)
GLP	240	232	241	229	232	3,2	(1,0)	(1,5)
QAV	116	114	126	119	122	2,3	(7,7)	(2,6)
Outros	172	156	160	161	161	10,3	7,5	-
<b>Total de derivados</b>	<b>1.785</b>	<b>1.724</b>	<b>1.917</b>	<b>1.742</b>	<b>1.774</b>	3,5	(6,9)	(1,8)
Álcoois, nitrogenados renováveis e outros	4	7	17	8	18	(42,9)	(76,5)	(55,6)
Gás natural	356	323	367	339	352	10,2	(3,0)	(3,7)
<b>Total mercado interno</b>	<b>2.145</b>	<b>2.054</b>	<b>2.301</b>	<b>2.089</b>	<b>2.144</b>	4,4	(6,8)	(2,6)
Exportação de petróleo, derivados e outros	802	606	497	691	582	32,3	61,4	18,7
Vendas das unidades internacionais	78	67	231	104	238	16,4	(66,2)	(56,3)
<b>Total mercado externo</b>	<b>880</b>	<b>673</b>	<b>728</b>	<b>795</b>	<b>820</b>	30,8	20,9	(3,0)
<b>Total geral</b>	<b>3.025</b>	<b>2.727</b>	<b>3.029</b>	<b>2.884</b>	<b>2.964</b>	10,9	(0,1)	(2,7)

## Anexo II: Exportação e Importação Líquida

Mil barris por dia (Mbpd)	3T19	2T19	3T18	9M19	9M18	Variação (%)		
						3T19 / 2T19	3T19 / 3T18	9M19 / 9M18
<b>Exportação (importação) líquida</b>	469	217	58	336	258	116,1	708,6	30,23
<b>Importação</b>	332	389	438	354	323	(14,7)	(24,2)	9,6
Petróleo	153	189	207	173	157	(19,0)	(26,1)	10,2
Diesel	87	51	91	69	47	70,6	(4,4)	46,8
Gasolina	14	36	17	25	9	(61,1)	(17,6)	177,8
Nafta	-	14	18	9	26	(100,0)	(100,0)	(65,4)
GLP	55	85	68	62	67	(35,3)	(19,1)	(7,5)
Outros derivados	23	14	37	16	17	64,3	(37,8)	(5,9)
<b>Exportação</b>	801	606	496	690	581	32,2	61,5	18,8
Petróleo	583	416	322	498	415	40,1	81,1	20,0
Óleo Combustível	131	129	137	125	125	1,6	(4,4)	-
Outros derivados	87	61	37	67	41	42,6	135,1	63,4

A exportação líquida aumentou em 252 Mbpd atingindo 469 Mbpd no 3T19, principalmente em função da maior exportação de petróleo acompanhando o aumento de produção. Além disso, também houve aumento das exportações de gasolina em função da maior produção desse derivado. A redução das importações de petróleo e derivados também contribuiu para o aumento das exportações líquidas.

Em relação ao 3T18, a exportação líquida aumentou 411 Mbpd, também pelo aumento da exportação de petróleo. Entre estes trimestres houve também uma redução de 106 Mbpd na importação de óleo 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 3T19 em diante são estimativas ou metas. Os dados operacionais constantes neste relatório não são auditados pelo auditor independente.