

## **Relatório Trimestral de Participação Especial (PE)**

**3º Trimestre de 2023 (3T/23)**



**Superintendência de Participações Governamentais (SPG)**

**30 de novembro de 2023**

## 1 SUMÁRIO

2	INTRODUÇÃO.....	3
2.	PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL POR CAMPO .....	4
3.	PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA POR CAMPO .....	6
3.1.	PREÇO DE REFERÊNCIA DO PETRÓLEO ( $PREF_{ÓLEO}$ ) .....	6
3.2.	PREÇO DE REFERÊNCIA DO GÁS NATURAL ( $PREF_{GÁS}$ ) .....	7
4.	ALÍQUOTA EFETIVA POR CAMPO .....	8
5.	ARRECADAÇÃO POR CAMPO .....	9
6.	DEPÓSITOS JUDICIAIS .....	10
7.	PERCENTUAL DE CONFRONTAÇÃO DOS CAMPOS EM PLATAFORMA CONTINENTAL .....	11
8.	PERCENTUAL DE RATEIO DOS CAMPOS EM TERRA .....	13
9.	DISTRIBUIÇÃO DA PE.....	13
10.	DISTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR DE PE.....	16
11.	APURAÇÃO DOS VALORES DE PE PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO .....	17
12.	ANEXO: DEMONSTRATIVOS DA PE POR CAMPO.....	18

### Lista de abreviaturas

bbl: barril

boed: barril de óleo equivalente dia

btu: *british thermal unit*

m<sup>3</sup>: metros cúbicos

m<sup>3</sup>oe: metros cúbicos de óleo equivalente

M: mil

MM: milhão

## 2 INTRODUÇÃO

A Participação Especial (PE) foi instituída pela Lei nº 9.478/97, de 06/8/1997, e regulamentada pelo Decreto nº 2.705 de 03/8/1998. Posteriormente, foi promulgada a Lei nº 12.351 de 22/12/2010.

Os procedimentos para a apuração da PE pelos concessionários estão estabelecidos na Resolução ANP nº 850, de 02/08/2021, em complementação ao disposto no Decreto 2.705/98.

A PE é calculada por meio da equação:

$$PE_{pg} = R_{liq} \times AL_{ef}$$

sendo

$$R_{liq} = R_{brut} - G_{dedut}$$

e

$$R_{brut} = V_{\acute{o}leo} \times Pref_{\acute{o}leo} + V_{g\acute{a}s} \times Pref_{g\acute{a}s}$$

onde:

**$R_{brut}$** : receita bruta de produção (em R\$);

**$V_{\acute{o}leo}$** : produção de petróleo (em m<sup>3</sup>);

**$V_{g\acute{a}s}$** : produção de gás natural (em m<sup>3</sup>);

**$Pref_{\acute{o}leo}$** : preço de referência do petróleo (em R\$/m<sup>3</sup>);

**$Pref_{g\acute{a}s}$** : preço de referência do gás natural (em R\$/m<sup>3</sup>);

**$R_{liq}$** : receita líquida da produção (em R\$);

**$G_{dedut}$** : gastos dedutíveis que podem ser abatidos da PE (em R\$);

**$AL_{ef}$** : alíquota efetiva da PE (em %); e

**$PE_{pg}$** : PE paga pelos concessionários (em R\$).

No 3º trimestre de 2023 (3T/23), a PE arrecadada pelos concessionários totalizou R\$ 11.359.455.819,84 (onze bilhões, trezentos e cinquenta e nove milhões, quatrocentos e cinquenta e cinco mil, oitocentos e dezenove reais e oitenta e quatro centavos), sendo R\$ 10.535.408.197,50 distribuídos para os beneficiários legais e R\$ 824.047.622,34 depositados judicialmente.

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 3T/23: i) produção de petróleo e gás natural; ii) preço médio de referência; e iii) alíquota efetiva. Serão apresentados os valores arrecadados por campo e sua distribuição aos beneficiários

legais, de acordo com os percentuais de confrontação em plataforma continental e de rateio em terra. O demonstrativo resumido da PE por campo se encontra no anexo deste relatório.

## 2. PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E DE GÁS NATURAL POR CAMPO

A produção de petróleo ( $V_{\text{óleo}}$ ) e de gás natural ( $V_{\text{gás}}$ ) para fins de apuração da PE no 3T/23, apresentada na Tabela 1, em relação ao 2T/23, tivemos um aumento de 9,58% e totalizando 33.764,99 Mm<sup>3</sup> oe.

**Tabela 1:** Produção nos campos passíveis de pagamento de PE

PE	2T/23		3T/23		Variações: 3T/23-2T/23
	Mm <sup>3</sup> oe	Mboe/d	Mm <sup>3</sup> oe	Mboe/d	Δ%
Albacora Leste	393,62	27,51	470,34	32,87	19,49%
Barracuda	595,11	41,59	474,36	33,15	-20,29%
Baúna	274,93	19,21	467,35	32,66	69,99%
Berbigão	752,53	52,59	1.160,03	81,07	54,15%
Frade	754,76	52,75	847,97	59,26	12,35%
Jubarte	2.098,74	146,67	2.379,36	166,29	13,37%
Lapa	671,05	46,90	715,68	50,02	6,65%
Leste do Urucu	314,85	22,00	339,67	23,74	7,88%
Marlim	144,30	10,08	467,27	32,66	223,82%
Marlim Leste	943,48	65,94	1.042,72	72,87	10,52%
Marlim Sul	1.011,70	70,70	1.445,27	101,01	42,86%
Mexilhão	389,41	27,21	418,41	29,24	7,45%
Peregrino	1.289,23	90,10	1.367,44	95,57	6,07%
Rio Urucu	320,86	22,42	292,97	20,47	-8,69%
Roncador	1.828,99	127,82	2.273,15	158,86	24,28%
Sapinhoá	3.064,68	214,18	3.075,82	214,96	0,36%
Sururu	1.065,51	74,47	1.082,04	75,62	1,55%
Tartaruga Verde	853,07	59,62	818,37	57,19	-4,07%
Tupi	14.047,40	981,73	14.626,78	1.022,22	4,12%
<b>TOTAL</b>	<b>30.814,25</b>	<b>2.153,51</b>	<b>33.764,99</b>	<b>2.359,72</b>	<b>9,58%</b>

Dos 19 campos passíveis de pagamento de PE no 3T/23, os campos de Marlim (223,82%), Baúna (69,99%), Berbigão (54,15%) e Marlim Sul (42,86%) foram os campos que apresentaram aumento mais significativo na produção.

Observa-se redução na produção dos campos passíveis de PE, sendo a mais representativa no campo de Barracuda (-20,29%).

### 3. PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA POR CAMPO

#### 3.1. Preço de referência do petróleo (Pref<sub>óleo</sub>)

O Pref<sub>óleo</sub> médio por campo, apresentado na Tabela 2 (2T/23 e 3T/23), é fixado nos termos da Resolução ANP nº 874, de 18/04/2022, considerando as características físico-químicas e comerciais das diversas correntes de petróleo vinculadas a cada campo.

**Tabela 2:** Preço médio de referência do petróleo (Pref<sub>óleo</sub>).

Preço do Petróleo	2T/23		3T/23		Variações: 3T/23÷2T/23
Campos (19)	Mm <sup>3</sup> oe	Mboe/d	Mm <sup>3</sup> oe	Mboe/d	Δ%
Albacora Leste	2.009,0812	64,5195	2.252,4867	73,3877	12,12%
Barracuda	2.179,6593	69,9975	2.468,8186	80,4360	13,27%
Baúna	2.194,6502	70,4789	2.516,9331	82,0036	14,68%
Berbigão	2.195,1815	70,4959	2.498,2521	81,3949	13,81%
Frade	2.041,7652	65,5691	2.298,8832	74,8994	12,59%
Jubarte	2.103,2112	67,5424	2.341,0499	76,2732	11,31%
Lapa	2.098,5507	67,3927	2.314,4354	75,4061	10,29%
Leste do Urucu	2.599,9199	83,4937	2.778,8568	90,5373	6,88%
Marlim	1.971,7462	63,3205	2.336,4579	76,1236	18,50%
Marlim Leste	2.170,9790	69,7187	2.394,6674	78,0201	10,30%
Marlim Sul	2.158,2112	69,3087	2.349,9961	76,5646	8,89%
Mexilhão	2.879,1207	92,4599	3.074,3018	100,1631	6,78%
Peregrino	1.779,7813	57,1558	2.073,6181	67,5600	16,51%
Rio Urucu	2.601,4474	83,5427	2.786,9752	90,8018	7,13%
Roncador	2.165,0741	69,5291	2.386,6792	77,7598	10,24%
Sapinhoá	2.246,7137	72,1508	2.478,1028	80,7385	10,30%
Sururu	2.179,7831	70,0014	2.449,4013	79,8033	12,37%
Tartaruga Verde	2.196,4085	70,5353	2.429,4578	79,1536	10,61%
Tupi	2.266,2536	72,7783	2.496,5455	81,3393	10,16%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>2.212,2411</b>	<b>71,0438</b>	<b>2.444,8592</b>	<b>79,6554</b>	<b>10,52%</b>

O  $Pref_{\text{óleo}}$  nos respectivos meses, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>.

### 3.2. Preço de referência do gás natural ( $Pref_{\text{gás}}$ )

O  $Pref_{\text{gás}}$  médio por campo, apresentado na Tabela 3 (2T/23 e 3T/23), é fixado nos termos do art. 8 do Decreto nº 2.705/98 e da Resolução ANP nº 875, de 18/04/2022.

**Tabela 3:** Preço médio de referência do gás natural ( $Pref_{\text{gás}}$ ).

Preço do Gás Natural	2T/23		3T/23		Variações: 3T/23 ÷ 2T/23
	R\$/m3	US\$/MMbtu	R\$/m3	US\$/MMbtu	Δ%
Albacora Leste	0,5170	2,7995	0,5726	3,1458	10,76%
Barracuda	0,8931	4,8364	0,9656	5,3049	8,12%
Baúna	0,9184	4,9735	1,0820	5,9447	17,81%
Berbigão	0,9090	4,9222	1,0092	5,5443	11,02%
Frade	0,2427	1,3140	0,2478	1,3614	2,12%
Jubarte	0,7727	4,1846	0,8418	4,6250	8,94%
Lapa	0,6078	3,2913	0,5840	3,2086	-3,91%
Leste do Urucu	0,7622	4,1277	0,7801	4,2856	2,34%
Marlim	0,5953	3,2237	0,7104	3,9029	19,33%
Marlim Leste	1,0868	5,8853	1,0177	5,5912	-6,36%
Marlim Sul	0,9323	5,0487	0,9663	5,3086	3,64%
Mexilhão	0,4959	2,6854	0,5689	3,1253	14,72%
Peregrino	1,0670	5,7784	1,0928	6,0038	2,41%
Rio Urucu	0,7521	4,0726	0,7774	4,2711	3,37%
Roncador	0,6350	3,4387	0,6848	3,7621	7,84%
Sapinhoá	0,7517	4,0708	0,7554	4,1500	0,48%
Sururu	0,8992	4,8692	0,9924	5,4522	10,37%
Tartaruga Verde	0,8056	4,3625	0,8149	4,4770	1,15%
Tupi	0,7698	4,1688	0,7952	4,3689	3,30%
<b>MÉDIA</b>	<b>0,81272</b>	<b>4,4011</b>	<b>0,8576</b>	<b>4,71158</b>	<b>5,70%</b>

O Pref<sup>gás</sup> nos respectivos meses, calculado nos termos da Resolução ANP n° 875/2022, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

#### 4. ALÍQUOTA EFETIVA POR CAMPO

A alíquota efetiva ( $AL_{ef}$ ), apresentada na Tabela 4 (2T/23 e 3T/23), é calculada nos termos do Decreto n° 2.705/98, sendo aplicada em cada campo para apuração da PE.

**Tabela 4:** Alíquota efetiva ( $AL_{ef}$ ).

Campos (19)	2T/23	3T/23	Variações: 3T/23 ÷ 2T/23
Albacora Leste	0,00%	0,43%	0,00%
Barracuda	2,44%	0,51%	-78,94%
Baúna	0,00%	3,58%	0,00%
Berbigão	4,02%	8,36%	108,01%
Frade	4,04%	4,69%	16,23%
Jubarte	17,85%	20,14%	12,86%
Lapa	3,29%	3,71%	12,70%
Leste do Urucu	5,24%	5,58%	6,65%
Marlim	0,00%	0,37%	0,00%
Marlim Leste	5,69%	7,05%	23,93%
Marlim Sul	6,66%	11,32%	70,04%
Mexilhão	0,00%	0,00%	0,00%
Peregrino	12,55%	13,55%	7,95%
Rio Urucu	5,33%	4,88%	-8,36%
Roncador	15,32%	19,21%	25,44%
Sapinhoá	24,58%	24,64%	0,23%
Sururu	7,33%	7,52%	2,64%
Tartaruga Verde	4,72%	4,50%	-4,73%
Tupi	36,64%	36,77%	0,36%

A  $AL_{ef}$  é determinada por meio da conjugação das seguintes variáveis relacionadas à produção:

- Ano: (i) 1º ano; (ii) 2º ano; (iii) 3º ano; e (iv) 4º ano em diante;



- local: (i) terra; (ii) mar com lâmina d'água até 400 m; (iii) mar com lâmina d'água superior a 400 m; e
- volume: seis faixas de produção.

Dos 19 campos apurados, Mexilhão não teve produção suficiente para gerar alíquota de PE.

Além disso, os campos que tiveram aumento mais expressivo da alíquota foram Berbigão e Marlim Sul, cujo aumento foi de 108,01% e 70,04%, respectivamente.

O campo de Tupi permaneceu sendo o de maior  $AL_{ef}$  (36,77%), mantendo-se estável com relação à alíquota do trimestre anterior.

## 5. ARRECADAÇÃO POR CAMPO

A PE arrecadada totalizou R\$ 11.359.455.819,84. A Tabela 5 demonstra a arrecadação por campo, totalizando um aumento de 24,21% em relação ao trimestre anterior (2T/23).

**Tabela 5:** Arrecadação de PE (R\$).

Campos	2T/23	3T/23	Variações: 3T/23 ÷ 2T/23
Albacora Leste	0,00	1.402.640,82	0,00%
Barracuda	6.634.368,68	1.621.571,96	-75,56%
Baúna	0,00	23.966.713,66	0,00%
Berbigão	45.815.881,26	178.126.118,38	288,79%
Frade	0,00	40.630.337,54	0,00%
Jubarte	388.913.385,49	608.242.167,09	56,40%
Lapa	21.748.810,05	31.295.152,30	43,89%
Leste do Urucu	14.407.043,38	17.570.854,00	21,96%
Marlim	0,00	0,00	0,00%
Marlim Leste	48.884.679,18	77.560.682,43	58,66%
Marlim Sul	37.713.515,02	154.917.425,87	310,77%
Mexilhão	0,00	0,00	0,00%
Rio Urucu	12.158.891,68	10.671.038,78	-12,24%
Roncador	161.225.964,18	374.383.225,24	132,21%
Sapinhoá	960.680.103,00	1.141.668.883,31	18,84%
Sururu	108.684.714,78	131.020.188,82	20,55%

Campos	2T/23	3T/23	Variações: 3T/23 ÷ 2T/23
Tartaruga Verde	41.142.652,12	48.255.360,14	17,29%
Tupi	7.297.057.410,07	8.518.123.459,50	16,73%
<b>TOTAL</b>	<b>9.145.067.418,89</b>	<b>11.359.455.819,84</b>	<b>24,21%</b>

Os campos de Tupi (R\$ 8,5 bilhões) e Sapinhoá (R\$ 1 bilhão) no pré-sal, o campo de Roncador no pós-sal (R\$ 374 milhões) e Jubarte (608 milhões), cuja produção no pré-sal supera a do pós-sal, representaram 93,69% da arrecadação no 3T/23.

## 6. DEPÓSITOS JUDICIAIS

No 3T/23, as concessionárias depositaram judicialmente o valor de R\$ 765.501.029,10, referente aos campos de Baúna, Tupi e Tartaruga Verde. O passivo acumulado com esses depósitos judiciais até o 3T/23 é de R\$ 13.426.435.921,35.

Além disso, a ANP realizou o depósito judicial da distribuição de PE no valor de R\$ 58.546.593,24 por força da decisão judicial proferida nos autos do Processo Judicial nº 5000825-58.2020.4.03.6135, no que tange aos percentuais médios de confrontação (PMC) dos municípios de Caraguatuba, Ilhabela e São Sebastião com os campos de Mexilhão, Sapinhoá e Lapa. O passivo acumulado com esses depósitos judiciais até o 3T/23 é de R\$ 709.715.963,62.

A tabela 6 demonstra os depósitos judiciais realizados e seus passivos acumulados.

**Tabela 6:** Depósitos judiciais (R\$).

Campos (3)	3T/23	Acumulado	Processo Judicial
Baúna	23.966.713,66	293.472.889,38	<b>0013992-68.2014.4.02.5101</b>
Tupi	715.261.925,24	11.870.430.136,15	<b>0167592-12.2014.4.02.5101</b>
Tartaruga Verde	26.272.390,20	1.262.532.895,82	<b>0002716-69.2016.4.02.5101</b>
<b>TOTAL</b>	<b>765.501.029,10</b>	<b>13.426.435.921,35</b>	-
Campos (3)	3T/23	Acumulado	Processo Judicial

Sapinhoá/ Ilhabela-São Sebastião	56.981.835,63	691.376.816,42	<b>5000825-58.2020.4.03.6135</b>
Mexilhão/Ilhabela-Caraguatatuba	0,00	119.488,76	
Mexilhão/Ilhabela-São Sebastião	0,00	85.216,77	
Lapa/ Ilhabela-São Sebastião	1.564.757,61	18.134.441,67	
<b>TOTAL</b>	<b>58.546.593,24</b>	<b>709.715.963,62</b>	-

## 7. PERCENTUAL DE CONFRONTAÇÃO DOS CAMPOS EM PLATAFORMA CONTINENTAL

A Tabela 7 mostra os percentuais de confrontação de estados e municípios com os campos marítimos arrecadadores de PE no 3T/23, utilizados no cálculo para distribuição dos valores aos beneficiários.

**Tabela 7:** Confrontação (%) dos campos em plataforma continental.

Campos	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Barracuda	Rio de Janeiro	100,00%	Cabo Frio-RJ	8,66%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	18,17%
			Rio das Ostras - RJ	23,17%
Baúna	São Paulo	100,00%	Iguape – SP	7,12%
			Ilha Comprida – SP	92,88%
Berbigão	Rio de Janeiro	100,00%	Maricá – RJ	100,00%
Jubarte	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim-ES	32,30%
			Marataízes-ES	37,77%
			Piúma-ES	0,32%
			Presidente Kennedy-ES	29,60%
Lapa*	São Paulo	100,00%	Ilhabela – SP*	50,00%
Marlim Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu – RJ	1,27%
			Carapebus – RJ	1,63%

Campos	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
			Macaé – RJ	20,66%
			Rio das Ostras – RJ	26,44%
Marlim Sul	Rio de Janeiro	100,00%	Armação dos Búzios – RJ	4,42%
			Cabo Frio – RJ	28,10%
			Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu – RJ	6,33%
			Rio das Ostras – RJ	11,15%
Roncador	Espírito Santo	13,37%	Presidente Kennedy – ES	100,00%
	Rio de Janeiro	86,63%	Campos dos Goytacazes – RJ	68,22%
			São João da Barra – RJ	31,78%
Sapinhoá*	São Paulo	99,82%	Ilhabela - SP*	50,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	Rio de Janeiro – RJ	100,00%
Sururu	Rio de Janeiro	100%	Maricá – RJ	100,00%
Tartaruga Verde	Rio de Janeiro	100,00%	Arraial do Cabo-RJ	2,25%
			Araruama-RJ	1,46%
			Cabo Frio – RJ	5,63%
			Maricá – RJ	20,64%
			Niterói – RJ	11,29%
			Quissamã – RJ	37,25%
			Rio de Janeiro – RJ	20,86%
			Saquarema – RJ	0,61%
Tupi	Rio de Janeiro	100,00%	Maricá-RJ	48,93%
			Niterói-RJ	43,08%
			Rio de Janeiro-RJ	7,99%

\* Nova Confrontação devido ao Processo Judicial nº 5000825-58.2020.4.03.6135.

## 8. Percentual de rateio dos campos em terra

Da mesma forma, a Tabela 8 mostra os percentuais de rateio de estados e municípios com os campos terrestres arrecadadores de PE no 3T/23. Estes percentuais são apurados trimestralmente, por meio do rateio da produção de petróleo e de gás natural dos poços, conforme sua localização.

**Tabela 8:** Rateio (%) dos campos em terra.

Campos	Estado	% Rateio	Municípios	% Rateio
Leste do Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	100,00%
Rio Urucu	Amazonas	100,00%	Coari-AM	95,27%
			Tefé-AM	4,73%

## 9. DISTRIBUIÇÃO DA PE

Nos termos do art. 50 da Lei nº 9.478/97, a PE é distribuída na seguinte proporção:

- i) 50% à União;
- ii) 40% a estados; e
- iii) 10% a municípios.

Ressalta-se que, nos termos do art. 49 da Lei nº 12.351/10, nas áreas localizadas no pré-sal, contratadas sob o regime de concessão, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada integralmente ao Fundo Social.

Além disso, nos termos do art. 2º, inciso I e §3º, da Lei nº 12.858/13, nas áreas contratadas sob o regime de concessão, com declaração de comercialidade a partir de 03 de dezembro de 2012, que engloba atualmente os campos de Tartaruga Verde, Lapa, Sururu e Berbigão, a parcela da PE que cabe à administração direta da União será destinada à educação e saúde na seguinte proporção: i) 75% à educação; e ii) 25% à saúde.

O valor distribuído de PE no 3T/23, para a União, os Estados e os Municípios, totalizou R\$ 10.535.408.197,69. Como pode ser observado na Tabela 9, além dos recursos destinados à União (MME, MMA, Fundo Social, Educação e Saúde), constam no rol de beneficiários da PE 4 estados e 22 municípios no 3T/23.

Ao Fundo Social foram destinados 44,11% da PE distribuída, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime contratual de concessão. Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 33,17% da PE distribuída, por conta de sua confrontação com campos localizados nas bacias de Campos e Santos.

Em relação aos municípios, destacam-se Maricá/RJ (3,92%) e Niterói/RJ (3,19%) como os maiores destinatários de PE, basicamente, por terem confrontação com o campo de Tupi.

**Tabela 9: Beneficiários da PE.**

Beneficiários	2T/23	3T/23	$\Delta\% = \frac{3T/23}{2T/23}$
MMA	44.713.950,24	93.745.793,30	109,66%
MME	178.855.800,93	374.983.173,17	109,66%
Fundo Social	3.917.010.047,49	4.647.036.214,26	18,64%
Educação	73.101.467,62	135.909.161,05	85,92%
Saúde	24.367.155,87	45.303.053,68	85,92%
<b>TOTAL UNIÃO</b>	<b>4.238.048.422,15</b>	<b>5.296.977.395,46</b>	<b>24,99%</b>
AM	10.626.374,03	11.296.757,13	6,31%
ES	164.189.395,52	263.366.249,78	60,40%
RJ	2.823.335.407,18	3.494.546.163,46	23,77%
SP	392.287.561,00	468.372.746,01	19,40%
<b>TOTAL ESTADOS</b>	<b>3.390.438.737,73</b>	<b>4.237.581.916,38</b>	<b>24,99%</b>
Coari-AM	2.606.638,89	2.773.735,59	6,41%
Tefe-AM	49.954,61	50.453,69	1,00%
Itapemirim-ES	12.563.652,46	19.648.959,09	56,40%
Marataizes-ES	14.689.336,34	22.973.428,29	56,40%
Piuma-ES	125.619,04	196.462,23	56,40%
Presidente Kennedy-ES	13.668.741,03	23.022.712,82	68,43%
Araruama-RJ	27.312,53	32.128,40	17,63%
Armacao dos Buzios-RJ	166.457,83	683.765,95	310,77%
Arraial do Cabo-RJ	42.042,11	49.455,18	17,63%
Cabo Frio-RJ	1.222.541,22	4.491.223,92	267,37%
Campos dos Goytacazes-RJ	14.189.121,22	34.736.158,12	144,81%
Carapebus-RJ	79.841,59	126.677,09	58,66%
Casimiro de Abreu-RJ	421.314,76	1.108.768,03	163,17%
Macaé-RJ	1.009.968,20	1.602.420,71	58,66%
Marica-RJ	341.282.263,67	413.204.006,80	21,07%
Niterói-RJ	286.709.907,91	336.387.939,62	17,33%
Quissama-RJ	696.116,53	861.731,07	23,79%
Rio das Ostras-RJ	1.866.805,97	3.815.996,97	104,41%
Rio de Janeiro-RJ	53.669.684,97	62.972.653,53	17,33%
São Joao da Barra-RJ	4.439.093,01	13.550.228,57	205,25%
Saquarema-RJ	11.380,30	13.386,93	17,63%
Ilhabela-SP	49.035.945,12	58.546.593,25	19,40%
<b>TOTAL MUNICÍPIOS</b>	<b>798.573.739,31</b>	<b>1.000.848.885,85</b>	<b>25,33%</b>
<b>TOTAL BRASIL</b>	<b>8.427.060.899,19</b>	<b>10.535.408.197,69</b>	<b>25,02%</b>

## 10. DISTRIBUIÇÃO COMPLEMENTAR DE PE

Como pode ser observado na Tabela 10, além da distribuição trimestral da PE no 3T/23, houve distribuição complementar neste mesmo trimestre, beneficiando 2 Estados e 10 municípios, totalizando R\$ 258.975,93.

Essa distribuição complementar contempla basicamente recálculos de produção. Os relatórios estão disponíveis em <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>.

**Tabela 10:** Distribuição complementar de PE.

Beneficiários	Total 3T/2023
MMA	21.635,37
MME	86.541,51
FUNDO SOCIAL	21.311,10
<b>TOTAL UNIÃO</b>	<b>129.487,98</b>
SP	18.346,00
RJ	85.244,37
<b>TOTAL ESTADOS</b>	<b>103.590,37</b>
CAMPOS DOS GOYTACAZES-RJ	<b>10.655,54</b>
CARAPEBUS-RJ	348,06
CASIMIRO DE ABREU-RJ	270,18
MACAE-RJ	4.402,93
RIO DAS OSTRAS-RJ	5.634,38
CARAGUATATUBA-SP	1.205,54
ILHABELA-SP	699,87
IGUAPE-SP	1.586,89
PERUIBE-SP	706,36
UBATUBA-SP	387,83
<b>MUNICÍPIOS</b>	<b>25.897,58</b>
<b>TOTAL BRASIL</b>	<b>258.975,93</b>



## 11. APURAÇÃO DOS VALORES DE PE PARA PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A Cláusula 24<sup>a</sup> (Investimento em Pesquisa e Desenvolvimento) dos contratos de concessão estabelece que, no caso de campos sujeitos ao recolhimento de PE em qualquer trimestre do ano calendário, o concessionário está obrigado a realizar despesas qualificadas com pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 1% da receita bruta de produção no campo.

Como pode ser observado na Tabela 11, a receita bruta dos 16 campos pagadores de PE totalizou R\$ 68.617.320.462,35 no 3T/23, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 686.173.204,62.

**Tabela 11:** Obrigação gerada de pesquisa e desenvolvimento.

Campos (16)	Receita Bruta ( $R_{brut}$ )	Pesquisa e Desenvolvimento (1% $R_{brut}$ )
Albacora Leste	994.649.472,45	9.946.494,72
Barracuda	1.077.445.240,49	10.774.452,40
Baúna	1.151.325.217,12	11.513.252,17
Berbigão	2.677.347.922,46	26.773.479,22
Frade	1.844.294.055,66	18.442.940,56
Jubarte	4.980.984.587,22	49.809.845,87
Lapa	1.653.270.569,27	16.532.705,69
Leste do Urucu	463.409.363,01	4.634.093,63
Marlim Leste	2.338.145.350,45	23.381.453,50
Marlim Sul	3.150.396.928,24	31.503.969,28
Rio Urucu	331.264.931,86	3.312.649,32
Roncador	4.771.573.774,99	47.715.737,75
Sapinhoá	6.697.064.340,38	66.970.643,40
Sururu	2.264.048.382,70	22.640.483,83
Tartaruga Verde	1.860.385.258,33	18.603.852,58
Tupi	32.361.715.067,72	323.617.150,68
<b>TOTAL</b>	<b>68.617.320.462,35</b>	<b>686.173.204,62</b>

## **12. ANEXO: DEMONSTRATIVOS DA PE POR CAMPO**

Os demonstrativos de apuração da PE por campo, no 3T/23, em termos comparativos ao 2T/23, são apresentados neste anexo, englobando a produção total, o preço médio de referência, a receita bruta, os gastos dedutíveis, a receita líquida e a alíquota efetiva aplicada.

Os preços de referência utilizados na formação da receita bruta representam a média trimestral dos preços mensais de referência utilizados na apuração da PE, ponderados pelos volumes de produção do respectivo mês.

A rubrica “gastos dedutíveis” é o conjunto dos itens passíveis de dedução da receita bruta para a obtenção da receita líquida, abrangendo participações governamentais e de terceiros, gastos na produção, investimentos na fase de exploração, desenvolvimento e produção, provisão de gastos com abandono e outros gastos, conforme estabelecido na Resolução ANP nº 870/2022.

## Anexo

<b>Albacora Leste</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	354,86	431,69	<b>21,65%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.009,08	2.252,49	<b>12,12%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	39.523,06	38.888,11	<b>-1,61%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,52	0,57	<b>10,76%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	733,37	994,65	<b>35,63%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	555,80	670,36	<b>20,61%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	177,56	324,29	<b>82,63%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,43%	<b>0,00%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>1,40</b>	<b>0,00%</b>

<b>Barracuda</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	520,01	418,77	<b>-19,47%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.179,66	2.468,82	<b>13,27%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	59.944,68	45.139,37	<b>-24,70%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,89	0,97	<b>8,12%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.186,98	1.077,45	<b>-9,23%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	914,90	761,64	<b>-16,75%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	272,08	315,80	<b>16,07%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	2,44%	0,51%	<b>-78,94%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>6,63</b>	<b>1,62</b>	<b>-75,56%</b>

<b>Baúna</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	267,61	452,66	<b>69,15%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.194,65	2.516,93	<b>14,68%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	5.536,37	11.097,69	<b>100,45%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,92	1,08	<b>17,81%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	592,39	1.151,33	<b>94,35%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	325,12	482,02	<b>48,26%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	267,27	669,30	<b>150,42%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	3,58%	<b>0,00%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>23,97</b>	<b>0,00%</b>

<b>Berbigão</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	673,18	1.028,43	<b>52,77%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	2.195,18	2.498,25	<b>13,81%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	65.677,71	107.100,21	<b>63,07%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,91	1,01	<b>11,02%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.537,44	2.677,35	<b>74,14%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	397,80	547,26	<b>37,57%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.139,65	2.130,09	<b>86,91%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,02%	8,36%	<b>108,01%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>45,82</b>	<b>178,13</b>	<b>288,79%</b>

<b>Jubarte</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	1.775,73	2.013,24	<b>13,38%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.103,21	2.341,05	<b>11,31%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	279.454,10	318.218,54	<b>13,87%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,77	0,84	<b>8,94%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.950,69	4.980,98	<b>26,08%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.771,52	1.961,18	<b>10,71%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	2.179,17	3.019,81	<b>38,58%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	17,85%	20,14%	<b>12,86%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>388,91</b>	<b>608,24</b>	<b>56,40%</b>

<b>Lapa</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	670,10	713,32	<b>6,45%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.098,55	2.314,44	<b>10,29%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	1.603,51	3.984,83	<b>148,51%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,61	0,58	<b>-3,91%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.407,21	1.653,27	<b>17,49%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	746,97	810,25	<b>8,47%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	660,24	843,02	<b>27,68%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,29%	3,71%	<b>12,70%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>21,75</b>	<b>31,30</b>	<b>43,89%</b>

<b>Leste do Urucu</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	91,51	91,36	<b>-0,16%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.599,92	2.778,86	<b>6,88%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	242.043,81	268.628,52	<b>10,98%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,76	0,78	<b>2,34%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	422,40	463,41	<b>9,71%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	147,24	148,74	<b>1,02%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	275,16	314,67	<b>14,36%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,24%	5,58%	<b>6,65%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>14,41</b>	<b>17,57</b>	<b>21,96%</b>

<b>Marlim</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	129,50	418,49	<b>223,17%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	1.971,75	2.336,46	<b>18,50%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	13.963,93	46.007,72	<b>229,48%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,60	0,71	<b>19,33%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	263,65	1.010,47	<b>283,27%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	597,47	782,22	<b>30,92%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-801,97	-1.135,79	<b>-41,63%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-1.135,79	-907,54	<b>20,10%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,37%	<b>0,00%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

Marlim Leste		2T/2023	3T/2023	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	846,40	941,73	11,26%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.170,98	2.394,67	10,30%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	75.442,53	81.568,20	8,12%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	1,09	1,02	-6,36%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.919,51	2.338,15	21,81%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.056,47	1.238,47	17,23%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	863,05	1.099,68	27,42%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,69%	7,05%	23,93%
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>49,12</b>	<b>77,56</b>	<b>57,90%</b>

Marlim Sul		2T/2023	3T/2023	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	895,68	1.284,72	43,43%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.158,21	2.350,00	8,89%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	98.023,97	135.907,15	38,65%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,93	0,97	3,64%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.024,47	3.150,40	55,62%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.457,86	1.781,67	22,21%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	566,60	1.368,73	141,57%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,66%	11,32%	70,04%
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>37,71</b>	<b>154,92</b>	<b>310,77%</b>

Mexilhão		2T/2023	3T/2023	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	34,09	37,90	11,19%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.879,12	3.074,30	6,78%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	347.172,86	377.692,78	8,79%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,50	0,57	14,72%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	270,30	331,38	22,60%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	144,03	136,47	-5,24%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	126,27	194,90	54,36%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	0,00%
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

Rio Urucu		2T/2023	3T/2023	Var. (%)
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	55,53	49,71	-10,48%
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.601,45	2.786,98	7,13%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	275.318,79	247.887,14	-9,96%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,75	0,78	3,37%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	351,52	331,26	-5,76%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	123,19	112,60	-8,60%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	228,33	218,67	-4,23%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,33%	4,88%	-8,36%
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>12,16</b>	<b>10,67</b>	<b>-12,24%</b>

<b>Roncador</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	1.537,65	1.903,11	<b>23,77%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.165,07	2.386,68	<b>10,24%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	268.378,11	335.095,53	<b>24,86%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,64	0,68	<b>7,84%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.499,55	4.771,57	<b>36,35%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.446,96	2.823,07	<b>15,37%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.052,60	1.948,51	<b>85,11%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	15,32%	19,21%	<b>25,44%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>161,23</b>	<b>374,38</b>	<b>132,21%</b>

<b>Sapinhoá</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	2.542,72	2.569,95	<b>1,07%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.246,71	2.478,10	<b>10,30%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	448.840,63	434.826,85	<b>-3,12%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,75	0,76	<b>0,48%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	6.050,17	6.697,06	<b>10,69%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.142,17	2.063,34	<b>-3,68%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	3.908,00	4.633,72	<b>18,57%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	24,58%	24,64%	<b>0,23%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>960,68</b>	<b>1.141,67</b>	<b>18,84%</b>

<b>Sururu</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	836,70	846,37	<b>1,16%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.179,78	2.449,40	<b>12,37%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	189.281,08	192.419,19	<b>1,66%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,90	0,99	<b>10,37%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.994,02	2.264,05	<b>13,54%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	511,29	522,57	<b>2,21%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.482,73	1.741,47	<b>17,45%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,33%	7,52%	<b>2,64%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>108,68</b>	<b>131,02</b>	<b>20,55%</b>

<b>Tartaruga Verde</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	778,10	746,70	<b>-4,04%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.196,41	2.429,46	<b>10,61%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	58.869,28	56.832,20	<b>-3,46%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,81	0,81	<b>1,15%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.756,45	1.860,39	<b>5,92%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	885,70	788,35	<b>-10,99%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	870,75	1.072,04	<b>23,12%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,72%	4,50%	<b>-4,73%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>41,14</b>	<b>48,26</b>	<b>17,29%</b>

<b>Tupi</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	11.852,15	12.317,37	<b>3,93%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.266,25	2.496,55	<b>10,16%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	1.921.636,28	2.025.652,30	<b>5,41%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,77	0,80	<b>3,30%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	28.339,30	32.361,72	<b>14,19%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	8.421,79	9.195,52	<b>9,19%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	<b>0,00%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	19.917,51	23.166,20	<b>16,31%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,64%	36,77%	<b>0,36%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>7.297,06</b>	<b>8.518,12</b>	<b>16,73%</b>

<b>Frade</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	708,28	796,58	<b>12,47%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	2.041,77	2.298,88	<b>12,59%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	47.657,11	52.685,30	<b>10,55%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	0,24	0,25	<b>2,12%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.457,70	1.844,29	<b>26,52%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	492,37	649,86	<b>31,99%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-1.294,03	-328,70	<b>74,60%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-328,70	865,73	<b>363,38%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	4,04%	4,69%	<b>16,23%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>40,63</b>	<b>0,00%</b>

<b>Peregrino</b>		<b>2T/2023</b>	<b>3T/2023</b>	<b>Var. (%)</b>
Produção de Petróleo	(em milhares de m³/Trimestre)	1.266,68	1.343,33	<b>6,05%</b>
Preço do Petróleo	(em Reais por m³)	1.779,78	2.073,62	<b>16,51%</b>
Produção de Gás Natural	(em milhares de m³/Trimestre)	19.526,50	20.764,97	<b>6,34%</b>
Preço do Gás Natural	(em Reais por m³)	1,07	1,09	<b>2,41%</b>
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	2.275,24	2.808,25	<b>23,43%</b>
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.520,52	1.599,32	<b>5,18%</b>
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	-6.023,54	-5.268,82	<b>12,53%</b>
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-5.268,82	-4.059,89	<b>22,95%</b>
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	12,55%	13,55%	<b>7,95%</b>
<b>= Participação Especial Apurada</b>	<b>(em milhões de Reais)</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>