

## Relatório Trimestral de Participação Especial (PE)

3º Trimestre de 2019 (3T/19)



Superintendência de Participações Governamentais (SPG)

8 de novembro de 2019

## SUMÁRIO

Lista de abreviaturas	2
1. Introdução	3
2. Produção de Petróleo e Gás Natural por Campo	4
3. Preço Médio de Referência por Campo	4
4. Alíquota Efetiva por Campo	6
5. Arrecadação por Campo	8
6. Depósitos Judiciais	8
7. Percentual de Confrontação dos Campos em Plataforma Continental	9
8. Percentual de Rateio dos Campos em Terra	11
9. Distribuição da PE	11
10. Distribuição complementar da PE	13
11. Apuração dos valores de PE para pesquisa e desenvolvimento	14
12. Anexo: Demonstrativo da PE por campo	14

## LISTA DE ABREVIATURAS

bb: 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

## 1. 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 12, de 21/02/2014, 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  $R_{brut} = V_{\text{óleo}} \times Pref_{\text{óleo}} + V_{\text{gás}} \times Pref_{\text{gás}}$

onde:

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

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

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

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

**$Pref_{\text{gás}}$** : 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 2019 (3T/19), a PE apurada pelos concessionários totalizou R\$ 6.991.329.829,08 (seis bilhões, novecentos e noventa e um milhões, trezentos e vinte e nove mil, oitocentos e vinte e nove reais e oito centavos).

Este relatório abordará as variáveis relacionadas à apuração da PE no 3T/19: 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 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/19, apresentada na Tabela 1, aumentou 6,59% em relação ao 2T/19, totalizando 36,995 MMm<sup>3</sup>oe.

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

Campos (16)	2T/19		3T/19		$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
	Mm <sup>3</sup> oe	Mboed	Mm <sup>3</sup> oe	Mboed	
Albacora Leste	342,04	23,90	334,78	23,40	-2,12%
Barracuda	746,90	52,20	720,78	50,37	-3,50%
Baúna	312,28	21,82	296,18	20,70	-5,16%
Jubarte	3.477,70	243,04	3.973,92	277,72	14,27%
Leste do Urucu	311,42	21,76	332,62	23,25	6,81%
Lula	14.537,68	1015,99	16.630,27	1162,23	14,39%
Manati	239,92	16,77	330,31	23,08	37,67%
Marlim	1.013,04	70,80	1.072,88	74,98	5,91%
Marlim Leste	1.081,71	75,60	935,33	65,37	-13,53%
Marlim Sul	2.324,43	162,45	2.192,40	153,22	-5,68%
Mexilhão	675,52	47,21	660,05	46,13	-2,29%
Peregrino	915,41	63,98	1.073,46	75,02	17,27%
Rio Urucu	436,77	30,52	463,31	32,38	6,08%
Roncador	2.796,25	195,42	2.774,64	193,91	-0,77%
Sapinhoá	4.110,48	287,27	4.002,78	279,74	-2,62%
Tartaruga Verde	1.386,29	96,88	1.607,65	112,35	15,97%
<b>TOTAL</b>	<b>34.707,84</b>	<b>2.425,62</b>	<b>37.401,35</b>	<b>2.613,86</b>	<b>7,76%</b>

Dos 16 campos passíveis de pagamento de PE no 3T/19, Manati foi o campo que teve o maior percentual de incremento na produção (37,67%), mas o campo de Marlim Leste (-13,53%) teve maior redução percentual na produção.

Além disso, houve aumento significativo de produção nos campos de Peregrino (17,27%) e Tartaruga Verde (15,97%), sendo que o maior campo, Lula (44,95% do total produzido), incrementou sua produção em 14,39%.

## 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 (3T/19 e 2T/19), é fixado nos termos da Resolução ANP nº 703, de 26/9/2017, considerando as características físico-químicas e comerciais das diversas correntes de petróleo vinculadas a cada campo.

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

Campos (16)	2T/19		3T/19		Δ% 3T/19 ÷ 2T/19
	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/bbl	
Albacora Leste	1.429,5977	58,0083	1.233,7376	49,3709	-13,70%
Barracuda	1.520,9144	61,7137	1.329,3104	53,1955	-12,60%
Baúna	1.635,5939	66,3670	1.479,3909	59,2013	-9,55%
Jubarte	1.495,5635	60,6850	1.314,9730	52,6217	-12,08%
Leste do Urucu	1.729,4524	70,1754	1.568,2239	62,7562	-9,32%
Lula	1.608,3500	65,2615	1.445,7286	57,8542	-10,11%
Manati	1.643,1665	66,6742	1.475,5792	59,0488	-10,20%
Marlim	1.476,6184	59,9163	1.284,6362	51,4077	-13,00%
Marlim Leste	1.514,3860	61,4488	1.312,6392	52,5283	-13,32%
Marlim Sul	1.489,3936	60,4347	1.293,8759	51,7775	-13,13%
Mexilhão	1.805,4310	73,2584	1.645,5438	65,8503	-8,86%
Peregrino	1.384,9457	56,1965	1.185,1586	47,4269	-14,43%
Rio Urucu	1.728,2829	70,1280	1.568,3426	62,7609	-9,25%
Roncador	1.486,8011	60,3295	1.291,4401	51,6800	-13,14%
Sapinhoá	1.575,0557	63,9105	1.395,6299	55,8494	-11,39%
Tartaruga Verde	1.521,6668	61,7442	1.323,9905	52,9826	-12,99%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>1.563,2577</b>	<b>63,4318</b>	<b>1.388,3825</b>	<b>55,5594</b>	<b>-11,19%</b>

O Pref<sub>óleo</sub> nos respectivos meses, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-petroleo>.

### 3.2. Preço de referência do gás natural (Pref<sub>gás</sub>)

O Pref<sub>gás</sub> médio por campo, apresentado na Tabela 3 (3T/19 e 2T/19), é fixado nos termos do Decreto nº 2.705/98 e da Resolução ANP nº 40, de 14/12/2009, considerando as frações volumétricas do gás natural processado.

**Tabela 3:** Preço de referência do gás natural ( $P_{ref_{gás}}$ ).

Campos (16)	2T/19		3T/19		$\Delta\%$ $3T/19 \div 2T/19$
	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/MMbtu	R\$/m <sup>3</sup>	US\$/MMbtu	
Albacora Leste	0,4863	3,3274	0,4485	3,0268	-7,76%
Barracuda	0,7854	5,3741	0,6998	4,7220	-10,91%
Baúna	0,8444	5,7776	0,6202	4,1851	-26,55%
Jubarte	0,6509	4,4540	0,5950	4,0149	-8,60%
Leste do Urucu	0,6509	4,4534	0,5538	3,7368	-14,92%
Lula	0,5101	3,4900	0,4674	3,1537	-8,37%
Manati	0,5758	3,9399	0,5748	3,8788	-0,17%
Marlim	0,5444	3,7249	0,5046	3,4052	-7,31%
Marlim Leste	0,7388	5,0554	0,6589	4,4464	-10,82%
Marlim Sul	0,6413	4,3883	0,5838	3,9394	-8,97%
Mexilhão	0,4241	2,9022	0,3992	2,6935	-5,89%
Peregrino	1,6526	11,3076	1,4803	9,9888	-10,43%
Rio Urucu	0,5851	4,0034	0,5156	3,4794	-11,87%
Roncador	0,5252	3,5938	0,4342	2,9302	-17,33%
Sapinhoá	0,3859	2,6406	0,3549	2,3949	-8,04%
Tartaruga Verde	0,6883	4,7097	0,6218	4,1957	-9,67%
<b>MÉDIA PONDERADA</b>	<b>0,5746</b>	<b>3,9314</b>	<b>0,5213</b>	<b>3,5180</b>	<b>-9,26%</b>

O  $P_{ref_{gás}}$  nos respectivos meses, bem como sua memória de cálculo, está disponível em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/preco-de-referencia-do-gas-natural>.

#### 4. Alíquota efetiva por campo

A alíquota efetiva ( $AL_{ef}$ ), apresentada na Tabela 4 (3T/19 e 2T/19), é calculada nos termos do Decreto nº 2.705/98, sendo aplicada em cada campo para apuração da PE.

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

Campos (16)	2T/19	3T/19	$\Delta\%$ relativa $3T/19 \div 2T/19$
Albacora Leste	0,00%	0,00%	0,00%
Barracuda	3,98%	3,76%	-5,49%
Baúna	0,39%	0,00%	-100,00%
Jubarte	27,92%	28,11%	0,70%
Leste do Urucu	5,18%	5,49%	5,92%
Lula	36,75%	37,16%	1,11%
Manati	0,00%	0,92%	0,00%
Marlim	6,67%	7,42%	11,14%
Marlim Leste	7,52%	5,57%	-25,97%
Marlim Sul	19,67%	18,58%	-5,55%
Mexilhão	3,34%	3,18%	-4,68%
Peregrino	8,53%	9,85%	15,45%
Rio Urucu	6,57%	6,76%	3,00%
Roncador	23,10%	22,97%	-0,57%
Sapinhoá	28,50%	28,20%	-1,09%
Tartaruga Verde	10,52%	13,21%	25,48%

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 16 campos apurados, os campos de Albacora Leste e Baúna tiveram suas alíquotas zeradas no 3T/19. O campo de Marlim Leste teve queda significativa (-25,97%).

Já o campo de Tartaruga Verde teve aumento relevante de 25,48% na alíquota, seguido dos campos de Peregrino (15,45%) e Marlim (11,14%). O campo de Lula, sobre o qual incide a maior  $AL_{ef}$  (37,16%), teve leve aumento em relação à alíquota do trimestre anterior (1,11%).

## 5. Arrecadação por campo

No 3T/19, foram arrecadados R\$ 7.486.094.983,31 em PE, conforme apresentado na Tabela 5, queda de 4,72% em relação ao trimestre anterior (2T/19).

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

Campos (16)	2T/19	3T/19	$\Delta\%$ relativa 3T/19 ÷ 2T/19
Albacora Leste	0,00	0,00	-
Barracuda	14.658.214,24	8.654.990,62	-40,95%
Baúna	1.131.348,73	0,00	-100,00%
Jubarte	855.958.773,38	675.174.238,50	-21,12%
Leste do Urucu	10.759.971,22	10.045.412,84	-6,64%
Lula	5.125.166.026,40	5.380.937.227,55	4,99%
Manati	0,00	959.755,04	-
Marlim	3.958.424,56	10.312.303,22	160,52%
Marlim Leste	35.501.156,42	3.666.974,32	-89,67%
Marlim Sul	289.443.900,66	158.004.701,76	-45,41%
Mexilhão	3.927.364,80	3.081.311,98	-21,54%
Peregrino	32.131.296,07	37.962.833,95	18,15%
Rio Urucu	15.229.101,54	14.184.821,24	-6,86%
Roncador	301.380.118,84	134.513.221,82	-55,37%
Sapinhoá	1.074.706.316,06	877.388.574,83	-18,36%
Tartaruga Verde	92.849.417,74	171.208.615,64	84,39%
<b>TOTAL</b>	<b>7.856.801.430,66</b>	<b>7.486.094.983,31</b>	<b>-4,72%</b>

Os campos no pré-sal de Lula (R\$ 5,4 bilhões) e Sapinhoá (R\$ 877 milhões), além do campo de Jubarte (R\$ 675 milhões), que tem a produção no pré-sal superior ao pós-sal, representaram 92,62% da arrecadação no 3T/19.

Destacaram-se também os campos no pós-sal de Tartaruga Verde (R\$ 171 milhões) e Marlim Sul (R\$ 158 milhões), que contribuíram com 4,40% da arrecadação.

## 6. Depósitos judiciais

No 3T/19, houve depósitos judiciais de R\$ 494.765.154,22, que geraram passivo acumulado de R\$ 1.927.268.922,41, como pode ser observado na Tabela 6.



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

Campos (3)	3T/19	Acumulado
Baúna	0,00	265.967.632,04
Lula	403.050.951,47	1.476.728.998,43
Tartaruga Verde	91.714.202,75	184.572.291,94
<b>TOTAL</b>	<b>494.765.154,22</b>	<b>1.927.268.922,41</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/19, utilizados no cálculo para distribuição dos valores aos beneficiários.

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

Campos (14)	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Albacora Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	69,43%
			Quissamã - RJ	30,57%
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%
Jubarte	Espírito Santo	100,00%	Itapemirim-ES	32,3045%
			Marataízes-ES	37,7702%
			Piúma-ES	0,3230%
			Presidente Kennedy-ES	29,6023%
Lula	Rio de Janeiro	100,00%	Rio de Janeiro - RJ	7,99%
			Niterói - RJ	43,08%
			Maricá - RJ	48,93%
Manati	Bahia	100,00%	Cairu - BA	100,00%
Marlim	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Macaé - RJ	20,40%
			Rio das Ostras - RJ	29,60%

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

Campos (14)	Estado	% Confrontação	Municípios	% Confrontação
Marlim Leste	Rio de Janeiro	100,00%	Campos dos Goytacazes - RJ	50,00%
			Casimiro de Abreu - RJ	1,27%
			Carapebus - RJ	1,63%
			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%
Mexilhão	São Paulo	100,00%	Ubatuba - SP	8,46%
			Caraguatatuba - SP	26,28%
			Ilhabela - SP	15,26%
			Peruíbe - SP	15,40%
			Iguape - SP	34,60%
Peregrino	Rio de Janeiro	100,00%	Macaé - RJ	0,70%
			Rio das Ostras - RJ	5,46%
			Casimiro de Abreu - RJ	5,86%
			Cabo Frio - RJ	30,85%
			Armação dos Búzios - RJ	9,92%
			Arraial do Cabo - RJ	6,66%
			Parati - RJ	40,54%
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	100,00%
	Rio de Janeiro	0,18%	Rio de Janeiro - 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%

## 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/19. 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 (2)	Estado	% Rateio	Municípios	% Rateio
Rio Urucu	Amazonas	95,03%	Coari - AM	100,00%
		4,97%	Tefé - AM	
Leste do Urucu	Amazonas	100%	Coari - AM	100,00%

## 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.

O valor distribuído de PE no 3T/2019 para a União, os Estados e os Municípios foi de R\$ 6.991.329.829,08. 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 5 estados e 28 municípios no 3T/19.

Ao Fundo Social foram destinados 45,22% da PE, em função das áreas produtoras do pré-sal sob o regime de concessão. Já o Estado do Rio de Janeiro arrecadou 30,86% da PE, por conta de sua confrontação com campos localizados nas bacias de Campos e Santos no pós e pré-sal.

Em relação aos municípios, destacam-se Maricá/RJ (3,51%), Niterói/RJ (3,08%) e Ilhabela/SP (1,25%) como os maiores destinatários de PE, em função da confrontação com os campos de Lula e Sapinhoá.

**Tabela 9: Beneficiários da PE.**

<b>Beneficiários</b>	<b>2T/19</b>	<b>3T/19</b>	<b><math>\Delta\% = 3T/19 \div 2T/19</math></b>
MMA	94.608.547,12	58.902.298,28	-37,74%
MME	378.434.188,47	235.609.193,12	-37,74%
Fundo Social	3.186.418.799,23	3.161.406.216,70	-0,78%
Educação	8.452.983,15	29.810.404,84	252,66%
Saúde	2.817.661,04	9.936.801,61	252,66%
<b>UNIÃO (5)</b>	<b>3.670.732.179,01</b>	<b>3.495.664.914,55</b>	<b>-4,77%</b>
AM	10.395.629,11	9.692.093,64	-6,77%
BA	0,00	383.902,01	0,00%
ES	358.504.452,46	277.264.861,44	-22,66%
RJ	2.136.997.380,17	2.157.627.820,47	0,97%
SP	430.688.281,46	351.563.254,07	-18,37%
<b>ESTADOS (5)</b>	<b>2.936.585.743,20</b>	<b>2.796.531.931,63</b>	<b>-4,77%</b>
Tefé-AM	79.007,02	70.429,77	-10,86%
Coari-AM	2.519.900,26	2.352.593,64	-6,64%
Cairu-BA	0,00	95.975,50	0,00%
Itapemirim-ES	27.651.320,18	21.811.166,18	-21,12%
Maratáizes-ES	32.329.734,05	25.501.466,02	-21,12%
Piúma-ES	276.474,69	218.081,29	-21,12%
Presidente Kennedy-ES	29.368.584,17	21.785.501,87	-25,82%
Araruama-RJ	32.944,39	116.182,13	252,66%
Armação dos Búzios-RJ	1.596.351,00	1.074.074,81	-32,72%
Arraial do Cabo-RJ	264.847,04	431.838,42	63,05%
Cabo Frio-RJ	9.378.673,92	6.133.919,43	-34,60%
Campos dos Goytacazes-RJ	34.987.852,66	16.980.877,79	-51,47%
Carapebus-RJ	57.982,78	5.989,15	-89,67%
Casimiro de Abreu-RJ	2.332.527,95	1.384.996,42	-40,62%
Macaé-RJ	836.671,88	312.691,22	-62,63%
Maricá-RJ	229.544.723,56	245.235.508,46	6,84%
Niterói-RJ	201.919.010,42	215.339.953,54	6,65%
Parati-RJ	1.302.724,85	1.539.157,55	18,15%
Quissamã-RJ	839.656,31	2.961.143,32	252,66%
Rio das Ostras-RJ	4.799.160,85	2.572.335,26	-46,40%
Rio de Janeiro-RJ	38.044.482,29	41.566.276,68	9,26%
São João da Barra-RJ	8.298.008,23	3.703.601,37	-55,37%
Squarema-RJ	13.726,93	48.409,56	252,66%
Caraguatatuba-SP	103.229,60	80.991,36	-21,54%
Ilhabela-SP	107.339.263,51	87.629.701,60	-18,36%
Iguape-SP	135.883,28	106.610,62	-21,54%

**Tabela 9 (continuação):** Beneficiários da PE.

Peruibe-SP	60.484,96	47.454,98	-21,54%
Ubatuba-SP	33.209,02	26.054,96	-21,54%
<b>MUNICÍPIOS (28)</b>	<b>734.146.435,80</b>	<b>699.132.982,90</b>	<b>-4,77%</b>
<b>BRASIL</b>	<b>7.341.464.358,01</b>	<b>6.991.329.829,08</b>	<b>-4,77%</b>

**10. Distribuição complementar de PE**

Como pode ser observado na Tabela 10, além da distribuição trimestral da PE no 3T/19, de R\$ 6.991.329.829,08, houve distribuição complementar neste mesmo trimestre, beneficiando 2 estados e 6 municípios, referentes aos campos de Rio Urucu, Leste do Urucu e Jubarte, totalizando R\$ 149.801.441,54.

Os relatórios estão disponíveis em <http://www.anp.gov.br/royalties-e-outras-participacoes/participacao-especial>.

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

<b>Beneficiários</b>	<b>3T/2019</b>
MMA	3.958.246,84
MME	15.832.987,28
Fundo Social	55.109.486,64
<b>UNIÃO (3)</b>	<b>74.900.720,76</b>
AM	2.678,65
ES	59.917.897,97
<b>ESTADOS (4)</b>	<b>59.920.576,62</b>
Coari-AM	647,46
Tefé-AM	22,21
Itapemirim-ES	4.839.044,31
Marataízes-ES	5.657.777,44
Piúma-ES	48.383,73
Presidente Kennedy-ES	4.434.269,01
<b>MUNICÍPIOS (19)</b>	<b>14.980.144,16</b>
<b>BRASIL</b>	<b>149.801.441,54</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 14 campos que arrecadaram PE totalizou R\$ 44.922.627.758,63 no 3T/19, gerando a obrigatoriedade de despesas qualificadas em pesquisa e desenvolvimento de R\$ 449.226.277,59.

**Tabela 11:** Arrecadação de PE para pesquisa e desenvolvimento.

Campos (14)	Arrecadação 3T/19 (R\$)	
	Receita Bruta ( $R_{brut}$ )	Pesquisa e Desenvolvimento (1% $R_{brut}$ )
Barracuda	888.782.362,50	8.887.823,63
Jubarte	4.707.474.874,56	47.074.748,75
Leste do Urucu	325.056.938,18	3.250.569,38
Lula	21.565.685.429,61	215.656.854,30
Manati	209.583.377,36	2.095.833,77
Marlim	1.313.068.634,19	13.130.686,34
Marlim Leste	1.151.980.995,37	11.519.809,95
Marlim Sul	2.637.419.150,80	26.374.191,51
Mexilhão	347.155.442,44	3.471.554,42
Peregrino	1.266.061.179,18	12.660.611,79
Rio Urucu	352.619.888,30	3.526.198,88
Roncador	3.181.768.068,50	31.817.680,69
Sapinhoá	4.961.563.803,91	49.615.638,04
Tartaruga Verde	2.014.407.613,73	20.144.076,14
<b>TOTAL</b>	<b>44.922.627.758,63</b>	<b>449.226.277,59</b>

## 12. Anexo: Demonstrativos da PE por campo

Os demonstrativos de recolhimento de PE por campo, no 3T/19, em termos comparativos ao 2T/19, 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 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 Portaria ANP nº 58 de 05/04/2001.

## Anexo

<b>Albacora Leste</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	297,11	292,54	-1,54%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.429,60	1.233,74	-13,70%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	44.709,49	41.087,12	-8,10%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,49	0,45	-7,76%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	446,50	379,35	-15,04%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	485,55	485,07	-0,10%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	-39,05	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	-39,05	-144,78	-270,73%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,00%	0,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00%</b>

<b>Barracuda</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	652,17	632,97	-2,94%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.520,91	1.329,31	-12,60%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	71.250,57	67.699,07	-4,98%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,79	0,70	-10,91%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.047,85	888,78	-15,18%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	679,10	658,40	-3,05%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	368,75	230,39	-37,52%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,98%	3,76%	-5,49%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>14,66</b>	<b>8,65</b>	<b>-40,95%</b>

<b>Baúna</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	297,01	281,27	-5,30%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.635,59	1.479,39	-9,55%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	11.227,37	11.359,63	1,18%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,84	0,62	-26,55%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	495,26	423,15	-14,56%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	207,64	168,35	-18,92%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	287,62	254,80	-11,41%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,39%	0,00%	-100,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>1,13</b>	<b>0,00</b>	<b>-100,00%</b>



**Anexo (continuação)**

<b>Jubarte</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.914,12	3.335,60	14,46%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.495,56	1.314,97	-12,08%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	480.242,61	539.946,09	12,43%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,65	0,59	-8,60%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	4.670,86	4.707,47	0,78%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.604,65	2.305,72	43,69%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	3.066,21	2.401,76	-21,67%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	27,92%	28,11%	0,70%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>855,96</b>	<b>675,17</b>	<b>-21,12%</b>

<b>Leste do Urucu</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	129,20	128,15	-0,82%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.729,45	1.568,22	-9,32%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	197.440,50	224.094,15	13,50%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,65	0,55	-14,92%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	351,95	325,06	-7,64%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	144,37	142,09	-1,58%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	207,59	182,97	-11,86%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	5,18%	5,49%	5,92%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>10,76</b>	<b>10,05</b>	<b>-6,64%</b>

<b>Lula</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	12.459,39	14.222,67	14,15%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.608,35	1.445,73	-10,11%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.843.454,48	2.147.354,09	16,49%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,51	0,47	-8,37%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	20.979,33	21.565,69	2,79%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	7.033,23	7.084,76	0,73%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	13.946,10	14.480,92	3,83%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	36,75%	37,16%	1,11%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>5.125,17</b>	<b>5.380,94</b>	<b>4,99%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Manati</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	3,04	4,64	52,41%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.643,17	1.475,58	-10,20%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	256.771,72	352.703,07	37,36%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,58	0,57	-0,17%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	152,85	209,58	37,11%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	94,76	105,00	10,81%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	58,10	104,59	80,01%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	0,00%	0,92%	-
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>0,00</b>	<b>0,96</b>	-

<b>Marlim</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	924,54	993,94	7,51%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.476,62	1.284,64	-13,00%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	81.751,93	71.762,16	-12,22%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,54	0,50	-7,31%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.409,70	1.313,07	-6,85%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.350,39	1.174,03	-13,06%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	59,31	139,03	134,41%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,67%	7,42%	11,14%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>3,96</b>	<b>10,31</b>	<b>160,52%</b>

<b>Marlim Leste</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	972,78	838,94	-13,76%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.514,39	1.312,64	-13,32%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	87.660,16	77.037,95	-12,12%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,74	0,66	-10,82%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.537,93	1.151,98	-25,10%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.065,83	1.086,11	1,90%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	0,00%
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	472,10	65,88	-86,05%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	7,52%	5,57%	-25,97%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>35,50</b>	<b>3,67</b>	<b>-89,67%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Marlim Sul</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.051,85	1.937,25	-5,59%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.489,39	1.293,88	-13,13%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	237.538,59	224.157,73	-5,63%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,64	0,58	-8,97%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.208,36	2.637,42	-17,80%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.737,04	1.787,00	2,88%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.471,32	850,42	-42,20%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	19,67%	18,58%	-5,55%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>289,44</b>	<b>158,00</b>	<b>-45,41%</b>

<b>Mexilhão</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	68,33	66,99	-1,96%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.805,43	1.645,54	-8,86%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	599.614,59	593.568,24	-1,01%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,42	0,40	-5,89%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	377,69	347,16	-8,08%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	260,05	250,33	-3,74%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	117,64	96,82	-17,69%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	3,34%	3,18%	-4,68%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>3,93</b>	<b>3,08</b>	<b>-21,54%</b>

<b>Peregrino</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	899,76	1.054,58	17,21%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.384,95	1.185,16	-14,43%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	8.998,12	10.957,27	21,77%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1,65	1,48	-10,43%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.260,98	1.266,06	0,40%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	884,29	880,56	-0,42%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	376,69	385,50	2,34%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	8,53%	9,85%	15,45%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>32,13</b>	<b>37,96</b>	<b>18,15%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Rio Urucu</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	104,99	105,17	0,17%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.728,28	1.568,34	-9,25%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	339.760,15	363.985,23	7,13%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,59	0,52	-11,87%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	380,24	352,62	-7,26%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	148,29	142,86	-3,66%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	231,95	209,76	-9,57%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	6,57%	6,76%	3,00%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>15,23</b>	<b>14,18</b>	<b>-6,86%</b>

<b>Roncador</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	2.358,22	2.322,02	-1,54%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.486,80	1.291,44	-13,14%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	399.026,84	421.480,60	5,63%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,53	0,43	-17,33%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	3.715,79	3.181,77	-14,37%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	2.411,25	2.596,18	7,67%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	1.304,54	585,58	-55,11%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	23,10%	22,97%	-0,57%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>301,38</b>	<b>134,51</b>	<b>-55,37%</b>

<b>Sapinhoá</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	3.490,88	3.427,74	-1,81%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.575,06	1.395,63	-11,39%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	535.319,39	500.694,68	-6,47%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,39	0,35	-8,04%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	5.704,92	4.961,56	-13,03%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.934,68	1.849,78	-4,39%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	3.770,24	3.111,78	-17,46%
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	28,50%	28,20%	-1,09%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>1.074,71</b>	<b>877,39</b>	<b>-18,36%</b>

**Anexo (continuação)**

<b>Tartaruga Verde</b>		2T/19	3T/19	$\Delta\%$ 3T/19 ÷ 2T/19
Produção de Petróleo	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	1.266,14	1.471,10	16,19%
Preço do Petróleo	(em Reais por m <sup>3</sup> )	1.521,67	1.323,99	-12,99%
Produção de Gás Natural	(em milhares de m <sup>3</sup> /Trimestre)	94.977,33	107.255,50	12,93%
Preço do Gás Natural	(em Reais por m <sup>3</sup> )	0,69	0,62	-9,67%
Receita Bruta	(em milhões de Reais)	1.992,01	2.014,41	1,12%
- Gastos Dedutíveis	(em milhões de Reais)	1.109,72	717,89	-35,31%
+Base de Cálculo Negativa Acumulada	(em milhões de Reais)	0,00	0,00	-
= Receita Líquida Ajustada	(em milhões de Reais)	882,30	1.296,51	-
x Alíquota Efetiva (%)	(em %)	10,52%	13,21%	25,48%
= Participação Especial Recolhida	(em milhões de Reais)	<b>92,85</b>	<b>171,21</b>	<b>84,39%</b>