

Superintendência de Desenvolvimento e Produção - SDP

# Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2017



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

Elaborado pela Superintendência de Desenvolvimento e Produção

## **METODOLOGIA DE COLETA DE DADOS**

Os dados utilizados nesta publicação foram coletados dos Boletins Anuais de Recursos e Reservas (BAR) fornecidos pelos Operadores

A Resolução ANP nº 47/2014 estabelece que o Operador de um Campo de Petróleo ou Gás Natural deve informar anualmente à ANP, até o dia 31 de janeiro, os volumes de Petróleo e de Gás Natural do Campo, relativos ao ano anterior. Segundo o Regulamento Técnico de Estimativa de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural (RTR), os critérios de estimativa, classificação e categorização de Recursos e Reservas deverão seguir as diretrizes do guia PRMS (Petroleum Resources Management System<sup>1</sup>) ou outro guia que o suceda, a critério da ANP.

O PRMS determina que os projetos sejam classificados por probabilidade de comercialidade (eixo vertical) e por nível de incerteza de quantidades recuperáveis (eixo horizontal).

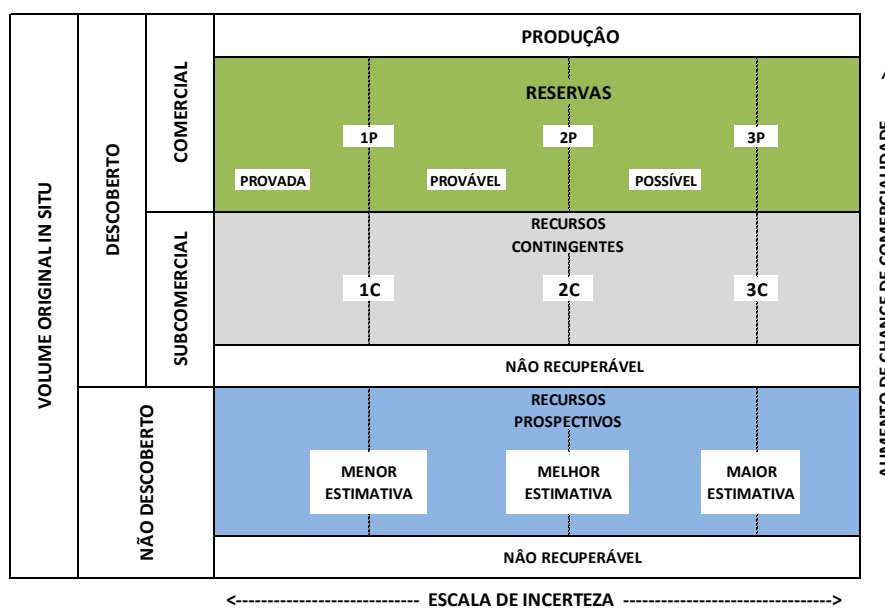


Figura 1. Quadro de classificação de recursos (fonte: adaptado do *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*, 2011)

De acordo com a Figura 1, as Reservas podem ser categorizadas como Provadas (1P), Provadas e Prováveis (2P) ou Provadas, Prováveis e Possíveis (3P). Os Recursos Contingentes, de forma análoga, podem ser categorizados como 1C, 2C, ou 3C. Já os Recursos Prospectivos são categorizados de acordo com a estimativa, menor, melhor ou maior.

1 – Petroleum Resources Management System - Sistema de classificação dos Recursos petrolíferos, patrocinado por diversas entidades internacionais como a SPE (Society of Petroleum Engineers), AAPG (American Association of Petroleum Geologists), WPC (World Petroleum Council), SPEE (Society of Petroleum Evaluation Engineers) e SEG (Society of Exploration Geophysicists), reconhecido como referência para a indústria de petróleo e gás mundial

A seguir são apresentadas as respectivas definições, conforme Resolução ANP nº 47/2014.

Reservas Provasdas	Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, na data de referência do BAR, de Reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos. Se forem usados métodos determinísticos de avaliação, o termo "razoável certeza" indica um alto grau de confiança de que a quantidade será recuperada. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a estimativa deverá ser de pelo menos 90%.
Reservas Prováveis	Quantidade de Petróleo ou Gás Natural cuja recuperação é menos provável que a das Reservas Provasdas, mas de maior certeza em relação à das Reservas Possíveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja igual ou maior que a soma das estimativas das Reservas Provasda e Provável deverá ser de pelo menos 50%.
Reservas Possíveis	Quantidade de Petróleo ou Gás Natural que a análise de dados de geociências e de engenharia indica como menos provável de se recuperar do que as Reservas Prováveis. Quando são usados métodos probabilísticos, a probabilidade de que a quantidade recuperada seja maior ou igual à soma das estimativas das Reservas Provasda, Provável e Possível deverá ser de pelo menos 10%.
Recursos Contingentes	Quantidade de Petróleo ou Gás Natural potencialmente recuperável, de Reservatórios descobertos, por meio de projetos de Desenvolvimento, mas cuja Produção, na data de referência do BAR, não é comercialmente viável devido a uma ou mais contingências.

Serão publicadas no presente relatório as reservas 1P, as reservas 3P e os recursos contingentes estimados para os Campos na Fase de Produção, com base nos dados declarados pelos Operadores.

A tabela 1 apresenta os volumes declarados pelos Operadores, discriminados por ambiente e bacia sedimentar.

**Tabela 1.** Volumes Declarados pelos Operadores, discriminados por ambiente e bacia

	Petróleo (MMm <sup>3</sup> )			Gás (MMm <sup>3</sup> )		
	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes	Reservas 1P	Reservas 3P	Recursos Contingentes
<b>Mar</b>						
<i>Alagoas</i>	0,06	0,06	0,00	394,97	394,97	0,00
<i>Camamu</i>	3,76	14,31	0,07	8.296,29	11.326,07	3.543,04
<i>Campos</i>	830,85	1.243,28	581,00	81.225,64	138.321,07	53.968,03
<i>Ceará</i>	1,74	2,00	5,59	197,49	216,94	334,61
<i>Espírito Santo</i>	4,35	6,23	2,55	5.329,52	8.086,09	93,35
<i>Potiguar</i>	14,22	18,80	0,53	1.909,61	2.406,32	989,44
<i>Recôncavo</i>	0,10	0,10	0,08	0,00	0,00	0,00
<i>Santos</i>	1.090,10	2.323,32	358,65	205.428,87	368.445,32	30.871,90
<i>Sergipe</i>	0,51	0,61	1,57	966,75	1.255,15	1.183,91
<b>Mar Total</b>	<b>1.945,69</b>	<b>3.608,71</b>	<b>950,04</b>	<b>303.749,15</b>	<b>530.451,94</b>	<b>90.984,28</b>
<b>Terra</b>						
<i>Alagoas</i>	0,57	1,37	0,00	1.159,85	2.482,94	296,98
<i>Amazonas</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Camamu</i>	0,00	4,41	0,00	34,88	34,88	0,00
<i>Espírito Santo</i>	4,04	7,85	2,89	404,83	485,64	163,31
<i>Parnaíba</i>	0,03	0,04	0,00	16.516,22	20.822,21	0,00
<i>Potiguar</i>	27,78	36,82	3,66	1.599,12	2.254,83	124,84
<i>Recôncavo</i>	23,47	35,49	4,79	6.196,47	10.302,43	661,80
<i>Sergipe</i>	32,16	54,85	11,04	1.027,42	1.580,23	50,94
<i>Solimões</i>	6,86	7,28	0,19	39.188,46	40.757,09	1.729,89
<i>Tucano Sul</i>	0,00	0,00	0,00	41,63	41,63	41,64
<b>Terra Total</b>	<b>94,92</b>	<b>148,11</b>	<b>22,58</b>	<b>66.168,88</b>	<b>78.761,87</b>	<b>3.069,40</b>
<b>Total (MMm<sup>3</sup>)</b>	<b>2.040,61</b>	<b>3.756,82</b>	<b>972,62</b>	<b>369.918,02</b>	<b>609.213,81</b>	<b>94.053,68</b>
<b>Total (MMbbl)</b>	<b>12.835,06</b>	<b>23.629,66</b>	<b>6.117,60</b>			

Notas:

- As reservas e recursos contingentes de petróleo incluem óleo e condensado. As reservas e recursos contingentes de gás natural incluem gás associado, gás associado livre e gás não associado.
- Os volumes apresentados incluem os campos em desenvolvimento, desde que satisfeitos os critérios de classificação e categorização dos recursos e reservas, conforme PRMS.
- Os volumes apresentados podem incluir volumes de hidrocarbonetos em áreas não contratadas de jazidas compartilhadas que extrapolam os limites dos campos.
- Os volumes apresentados incluem volumes recuperáveis remanescentes além do prazo contratual, seguindo os critérios estabelecidos na cláusula 2.5.2 do RTR.

## OBSERVAÇÕES SOBRE OS RECURSOS E RESERVAS

### Reservas de Petróleo:

- Neste ano, foram declarados **12.835 MMbbl** de reservas provadas (1P) e **23.630 MMbbl** de reservas Provadas, Prováveis e Possíveis (3P).
- Aumento de 1% e 4% respectivamente, se comparado com o ano de 2016.
- Considerando a produção do ano de 2017, o índice de reposição de reservas provadas (IRR 2017/2016) foi de 118%.
- As reservas provadas de petróleo atuais demonstram que há projetos comerciais para exploração adicional de aproximadamente 1,3 dos volumes já produzidos no Brasil até 31/12/2017.
- Do montante total declarado pelos Operadores, aproximadamente 419 MMbbl e 1.617 MMbbl das reservas 1P e 3P de petróleo, respectivamente, ainda não estão formalmente reconhecidas pelas ANP.

### Reservas de Gás natural:

- Neste ano, foram declarados **369.918 MMm<sup>3</sup>** de reservas provadas (1P) e **609.213 MMm<sup>3</sup>** de reservas Provadas, Prováveis e Possíveis (3P).
- Reduziu 2% e 5% respectivamente, se comparado com o ano de 2016.
- Do montante total declarado pelos Operadores, aproximadamente 12.798 MMm<sup>3</sup> e 33.407 MMm<sup>3</sup> das reservas 1P e 3P de gás natural, respectivamente, ainda não estão formalmente reconhecidas pelas ANP.

Em geral, as mudanças ocorridas no volume das reservas de petróleo brasileiras são devidas a:

- a. Produção durante o ano;
- b. Reservas adicionais oriundas de novos projetos de desenvolvimento, incluindo as resultantes de recentes declarações de comercialidade;
- c. Revisão das reservas dos campos por diferentes fatores técnicos e econômicos.

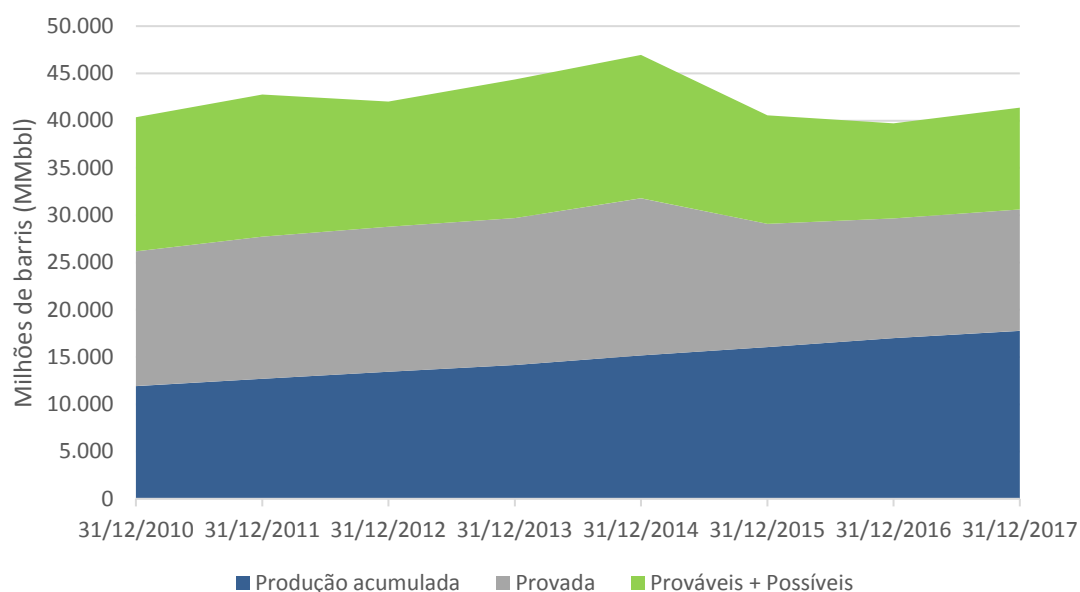
As principais motivações para não reconhecimento de reservas foram as contingências associadas a alguns projetos e as divergências entre as certificações apresentadas e os volumes reportados pelos Operadores. Conforme § 4º, Art. 3º da Resolução ANP nº 47/2014, para alguns campos, foram solicitados relatórios de certificação realizados por empresas independentes.

Adicionalmente, em 2017, aproximadamente 957 milhões de barris de petróleo e 40 bilhões de metros cúbicos de gás foram produzidos.

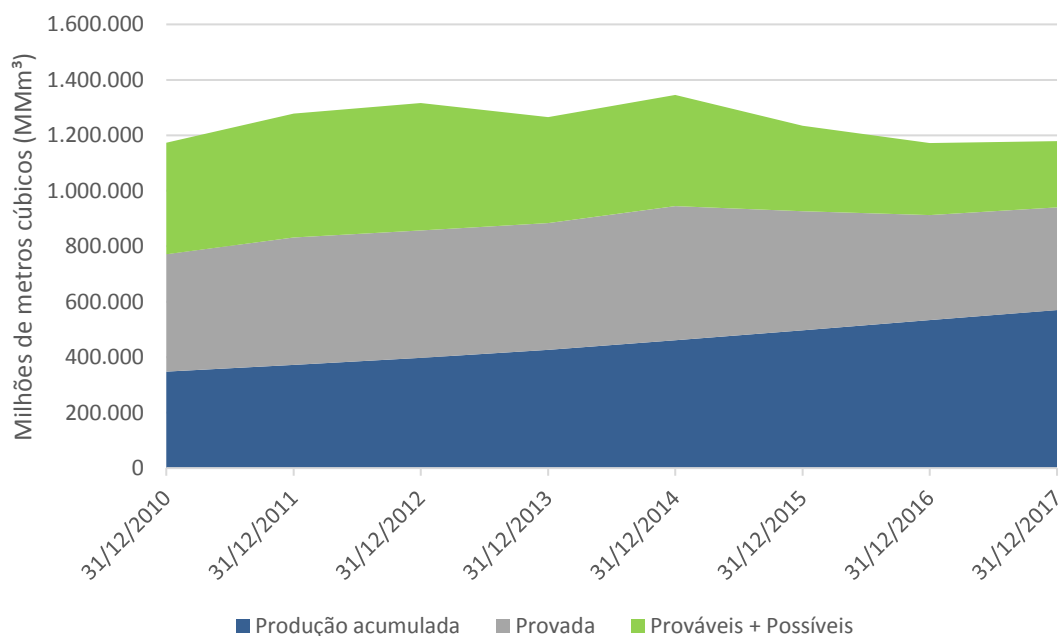
Os gráficos 1 e 2 apresentam a evolução da produção acumulada de petróleo e gás no Brasil e a contínua reposição das reservas no tempo (2010-2017).

**Gráfico 1.** Evolução da Produção Acumulada e Reservas de Petróleo (fonte: SIGEP/SDP/ANP,2018)

2 – Pré-sal – jazidas no horizonte geológico denominado pré-sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei nº 12.351, de 2010.

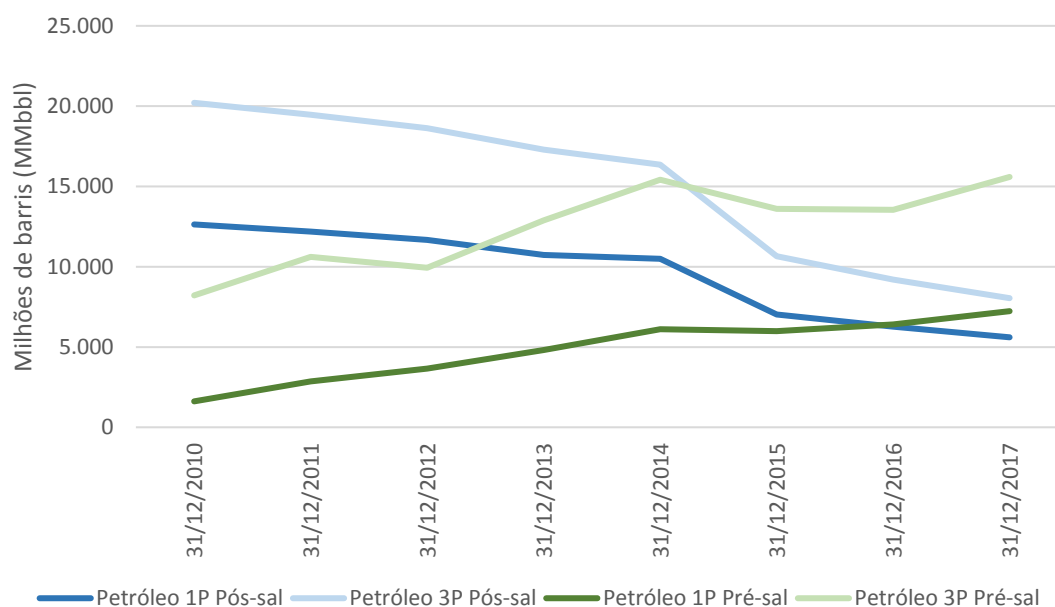


**Gráfico 2.** Evolução da Produção Acumulada de Gás Natural (fonte: SIGEP/SDP/ANP,2018)

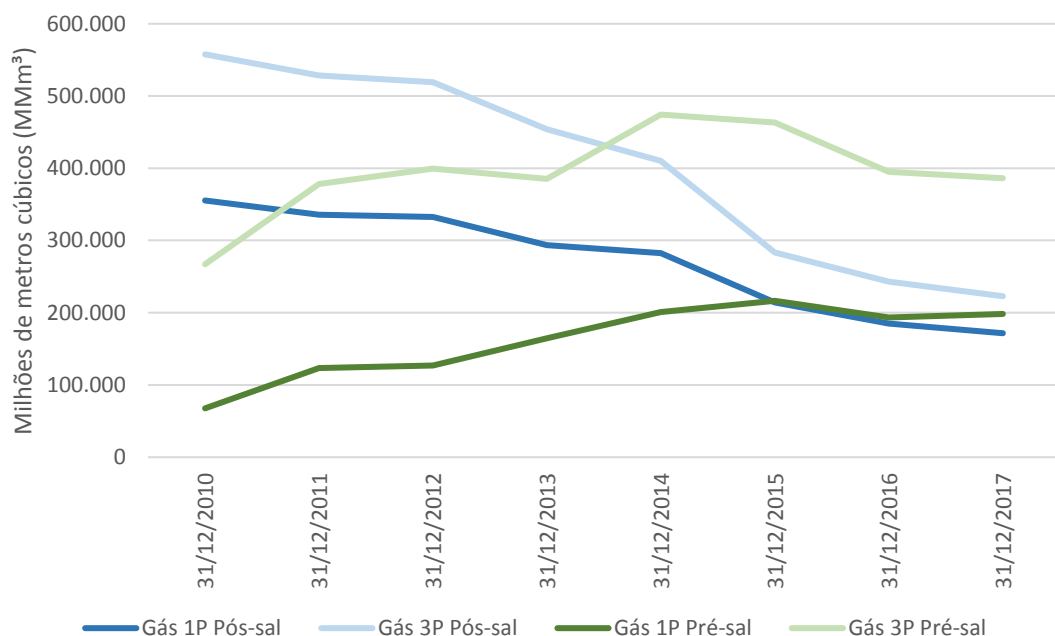


Os gráficos 3 e 4 apresentam a evolução das reservas 1P e 3P de petróleo e gás natural no Brasil, discriminando-as em “pré-sal”<sup>2</sup> e “pós-sal”.

**Gráfico 3.** Evolução das Reservas de Petróleo no “pós-sal” e “pré-sal”<sup>2</sup> (fonte: SIGEP/SDP/ANP, 2018)



**Gráfico 4.** Evolução das Reservas de Gás Natural no “pós-sal” e “pré-sal”<sup>2</sup> (fonte: SIGEP/SDP/ANP, 2018)



2 – Pré-sal – jazidas no horizonte geológico denominado pré-sal, em campos localizados na área definida no inciso IV do caput do art. 2º da Lei nº 12.351, de 2010.