

**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Reunião de Diretoria nº 843 de 11/05/2016**  
**Resolução nº 352/2016**



Foto: FPSO Cidade de Santos

### Tambaú

Nº do Contrato:	<b>48000.003577/97-41</b>
Operador do Contrato:	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
Estado:	<b>Rio de Janeiro</b>
Bacia:	<b>Santos</b>
Localização:	<b>Mar</b>
Lâmina d'água:	<b>1.065 m</b>
Fluido Principal:	<b>Gás</b>
Área:	<b>192,063 km<sup>2</sup></b>
Situação:	<b>Em produção</b>
Descoberta:	<b>11/07/2002</b>
Declaração de Comercialidade:	<b>29/12/2005 (BID 0)</b>
Início de Produção:	<b>04/08/2012</b>
Previsão Término de Produção:	<b>29/12/2032</b>

Concessionário:

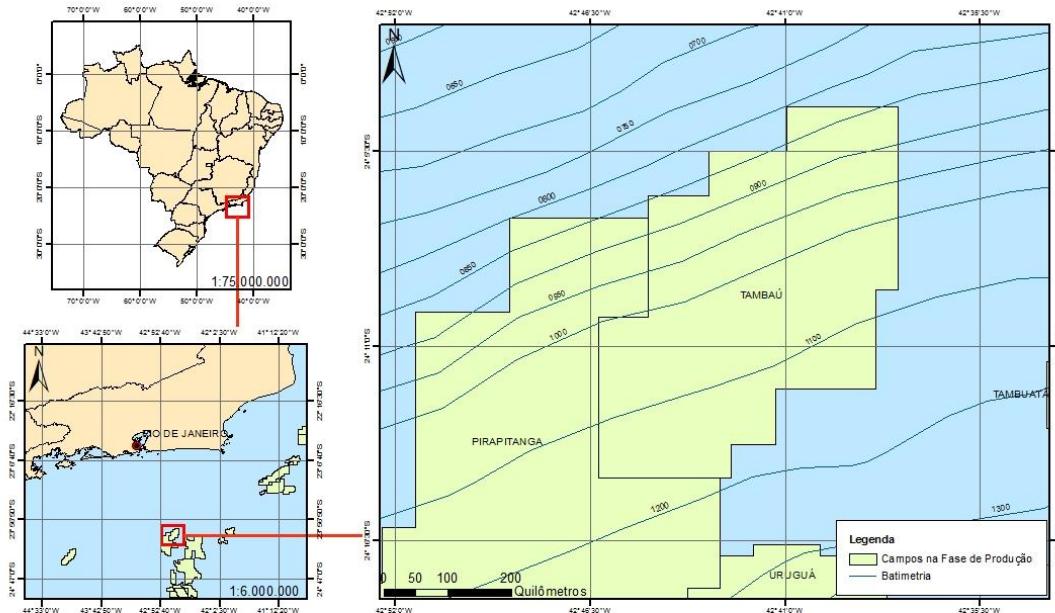
Participação (%):

**Petróleo Brasileiro S.A.**

**100**

**Localização:** O campo de Tambaú está localizado na porção norte da Bacia de Santos a aproximadamente 140 km do litoral do Estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água entre 900 a 1.100 m. (Figura 1). O campo de Tambaú foi descoberto com a perfuração do poço 3-BRSA-341-RJS.

### Mapa de Localização - Campo de Tambaú



**Figura 1: Mapa de localização do Campo de Tambaú (Fonte: ANP)**

**Sistema de Produção e Escoamento:** Os poços produtores de Tambaú são interligados a um Manifold Submarino de Produção de Gás (MSPG) através de dutos flexíveis e umbilicais de controle. O escoamento entre o MSPG e o FPSO é feito através de dutos rígidos de 10 polegadas, com 16,8 km de extensão. Após a medição fiscal o gás é enviado para a plataforma fixa de PMXL-1, situada a aproximadamente 174 km de distância, através de um gasoduto de 18 polegadas de diâmetro.

**Capacidade de processamento da Unidade de Produção:**

Unidade	Líquido (bbl/d)	Gás Natural (m <sup>3</sup> /d)
<b>FPSO Cidade de Santos</b>	<b>35.224</b>	<b>10.000.000</b>

**Número de poços:**

Data referência:	02/2016
Perfurados:	<b>09</b>
Produtores:	<b>02</b>
Injetores:	<b>00</b>
Abandonados:	<b>07</b>

**Geologia da área e Reservatórios:** Os reservatórios do Campo de Tambaú são arenitos médios a conglomeráticos pertencentes à Formação Itanhaém. Estes reservatórios apresentam porosidade média de 9% e permeabilidades em geral baixas, da ordem de 0,3 mD. Sua origem se deu através de fluxos gravitacionais subaquosos de alta densidade, provavelmente depositados na transição plataforma/talude, formando um sistema de canais arenosos amalgamados.

Volumes “in situ”	(BAR 2015)
<b>Petróleo (milhões de barris):</b>	<b>39,32</b>
<b>Gás natural (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>14.559,80</b>

Produção Acumulada:	(BAR 2015)
<b>Petróleo (milhões de barris)</b>	<b>0,091</b>
<b>Gás natural (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>467,13</b>

**Fonte: BAR 2015**

