

**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Reunião de Diretoria nº 672 de 18/06/2012**  
**Resolução nº 539/2012**

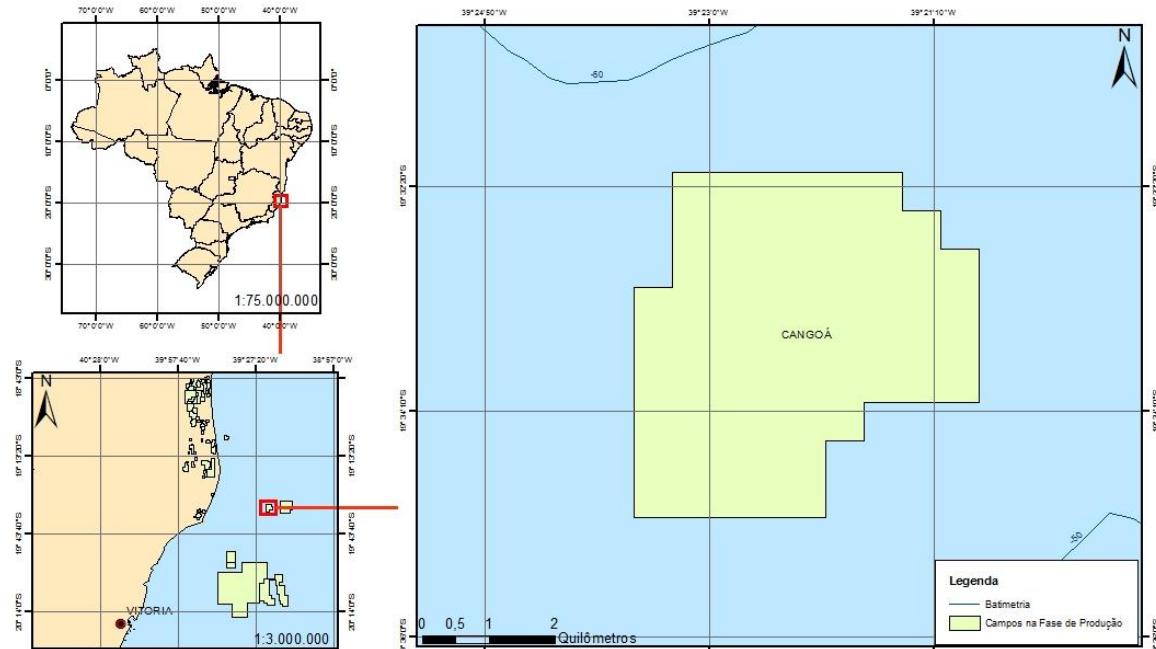
**CANGOÁ**

<b>Nº do Contrato:</b>	<b>48000.003902/97-21</b>
<b>Operador do Contrato:</b>	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
<b>Estado:</b>	<b>Espírito Santo</b>
<b>Bacia:</b>	<b>Espírito Santo</b>
<b>Localização:</b>	<b>MAR</b>
<b>Lâmina d'água:</b>	<b>66 m</b>
<b>Fluido Principal:</b>	<b>GÁS</b>
<b>Área:</b>	<b>20,17 km<sup>2</sup></b>
<b>Situação:</b>	<b>Produção</b>
<b>Descoberta:</b>	<b>20/05/1988</b>
<b>Declaração de Comercialidade:</b>	
<b>Início de Produção:</b>	<b>30/05/2009</b>
<b>Previsão de Término da Produção:</b>	

<b>Concessionário:</b>	<b>Participação (%):</b>
<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>	<b>100</b>

**Localização:** O Campo de gás de Cangoá, com área de desenvolvimento de 20,17 km<sup>2</sup>, localiza-se na região da Foz do Rio Doce, Bacia do Espírito Santo. Está situado a 42 km da referida foz no município de Linhares - ES, em lâmina d'água de 66 metros.

**Mapa de Localização - Campo de Cangoá**



**Sistema de Produção e Escoamento:** A produção de gás natural do campo de Cangoá é realizada através de um poço surgente, de completação molhada, e é escoada por uma linha flexível de 4 polegadas de diâmetro e cerca de 660 m de comprimento, conectada diretamente ao gasoduto de escoamento da produção de Peroá, através de um “T” previamente instalado neste gasoduto, dotado de válvula de isolamento e flange para conexão. A partir do “T” do gasoduto, os fluidos de Cangoá utilizarão o mesmo sistema de escoamento do gás produzido em Peroá, sendo exportados através de um duto de 18” de diâmetro e 56,7 km comprimento (da PPER-1 até UTGC) para a Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas (UTGC). Em função das condições operacionais de temperatura, pressão e lâmina de água existente, o duto não requer isolamento térmico. O controle do poço é realizado através de umbilical eletro-hidráulico interligado entre o poço e PPER-1. Através deste umbilical também é possível a injeção de produtos químicos no poço (tipicamente, etanol durante partidas, como forma de evitar a formação de hidrato e/ou pressurização do bloco da ANM para abertura da DHSV (Down Hole Shutdown Valve).

#### Número de Poços:

<b>Poços:</b>	<b>06/2016</b>
<b>Perfurados:</b>	<b>4</b>
<b>Produtores:</b>	<b>1</b>
<b>Injetores</b>	<b>0</b>

**Geologia da área e Reservatórios:** Os reservatórios são arenitos turbidíticos de idade neo-eocenica, com espessura media de 25 metros e pertencentes à Formação Urucutuca. As descrições macroscópicas dos 50,4 metros de testemunhos descrevem a existência de 5 litofácies variando desde arenitos conglomeráticos a arenitos finos laminados estratificados. Dados de TFR e análises petrofísicas mostram permeabilidade de 14 mD, porosidade média de 14%, e Sg de 73%. Análises PVT indicam gás e condensado com API de 47°. O reservatório é composto por gás associado à um anel de óleo. A produção se dá na zona de gás, onde o mecanismo primário de recuperação é expansão de fluidos no reservatório.

<b>Volume “in place”</b>	<b>31/12/2015</b>
<b>Óleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>0,53</b>
<b>Condensado (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>0,21</b>
<b>Gás Associado (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>1692,13</b>

<b>Produção Acumulada:</b>	<b>31/12/2015</b>
<b>Óleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>0,00</b>
<b>Condensado (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>0,02</b>
<b>Gás Associado (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>495,17</b>

Fonte: BAR/2015

