

**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Reunião de Diretoria nº 942 de 15/08/2018**  
**Resolução nº 496/2018**

**Canto do Amaro**

<b>Nº do Contrato:</b>	<b>48000.003792/97-24</b>
<b>Operador do Contrato:</b>	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
<b>Estado:</b>	<b>Rio Grande do Norte</b>
<b>Bacia:</b>	<b>Potiguar</b>
<b>Localização:</b>	<b>Terra</b>
<b>Lâmina d'água:</b>	-
<b>Fluido Principal:</b>	<b>Óleo</b>
<b>Área:</b>	<b>362,79 km<sup>2</sup></b>
<b>Situação:</b>	<b>Em produção</b>
<b>Descoberta:</b>	<b>11/1985</b>
<b>Declaração de Comercialidade:</b>	<b>Não há – Rodada Zero</b>
<b>Início de Produção:</b>	<b>01/1986</b>
<b>Previsão de Término da Produção:</b>	<b>2052 (término do contrato)</b>

**Concessionário:**

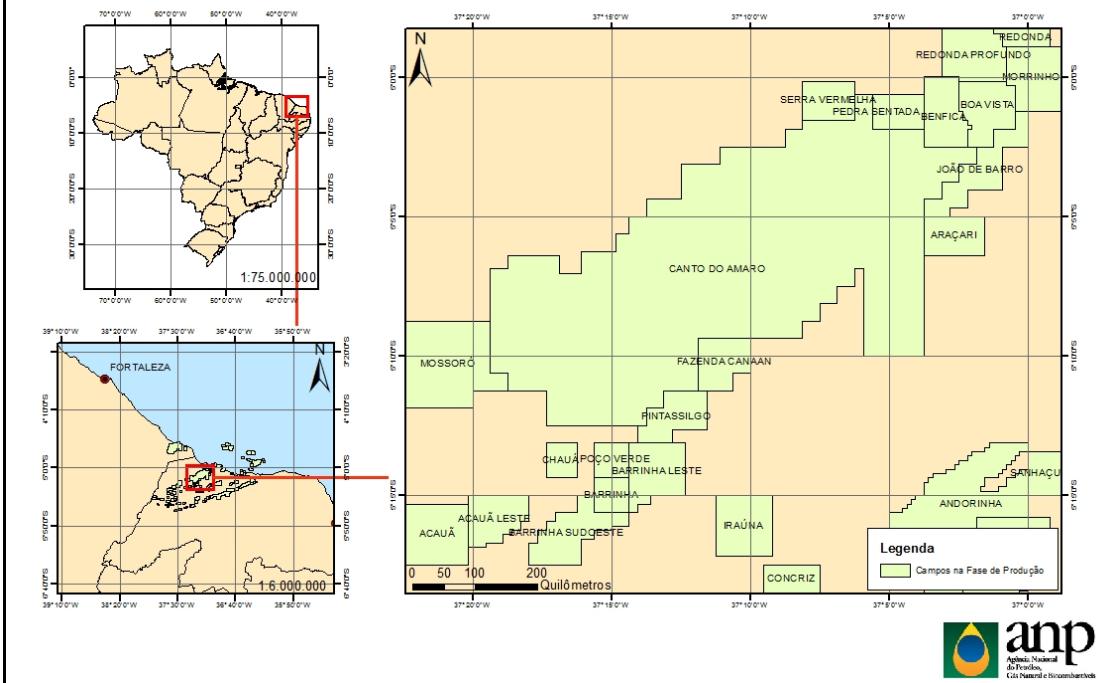
**Participação (%):**

**Petróleo Brasileiro S.A.**

**100**

**Localização:** O Campo de Canto do Amaro, com área de desenvolvimento de 362,79 km<sup>2</sup>, está localizado na porção emersa da Bacia Potiguar, a cerca de 260 km da cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte.

**Mapa de Localização - Campo de Canto do Amaro**



**Sistema de Produção e Escoamento:** O atual sistema de produção da concessão é composto por 24 (vinte e quatro) estações coletoras distribuídas ao longo do campo, incluindo a EC-CAM-Central, 129 (cento e vinte e nove) tanques de produção e de teste, 01 (uma) estação de tratamento da água produzida (ETAP) e 03 (três) estações de injeção de água, as quais são atendidas por 16 (dezesseis) bombas. Toda a produção bruta do campo é coletada nas estações coletoras e na EC-CAM-CENTRAL, que conta com uma capacidade de processamento primário (óleo/água) de 92.000 m<sup>3</sup>/dia. Após concluída a separação primária dos fluidos, o óleo é transferido, por meio de oleoduto, dos tanques de produção da EC-CAM-CENTRAL para o Polo de Guamaré, onde é processado na Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC).

#### Capacidade de processamento da Unidade de Produção:

Unidade	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (m <sup>3</sup> /d)
<b>EC-CAM-CENTRAL</b>	<b>578.680</b>	-

#### Número de Poços:

<b>Poços:</b>	<b>04/2018</b>
<b>Perfurados:</b>	<b>1882</b>
<b>Produtores:</b>	<b>886</b>
<b>Injetores:</b>	<b>381</b>

**Geologia da área e Reservatórios:** Os reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos fluvio-estuarinos da Formação Açu (Albiano / Cenomaniano), conglomerados e arenitos conglomeráricos associados a leques aluviais, fan-deltas e sistemas flúvio-deltáticos da Formação Alagamar (Aptiano) e arenitos conglomeráticos fluvio-deltáticos da Formação Pendência (Berriassiano / Barremiano), com porosidade variando entre 9,5% e 29,6% e permeabilidades de 146 mD a 1994 mD, saturados com óleo de 28° a 45° API. Apenas as zonas ALG0400 CAM-1020 e ALG0200 CAM-1060 da Formação Alagamar apresentam acumulações de capa de gás livre associado. Os mecanismos primários de produção identificados na área são o influxo de água e a expansão dos fluidos, principalmente do óleo. Como método de recuperação secundária é realizada, desde janeiro de 1999, a injeção de água nos reservatórios do campo.

<b>Volume "in place"</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Óleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>207,25</b>
<b>Gás Total (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>672,43</b>

<b>Produção Acumulada:</b>	<b>31/12/2017</b>
<b>Óleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>44,24</b>
<b>Gás Total (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>224,53</b>

Fonte: BAR 2017

