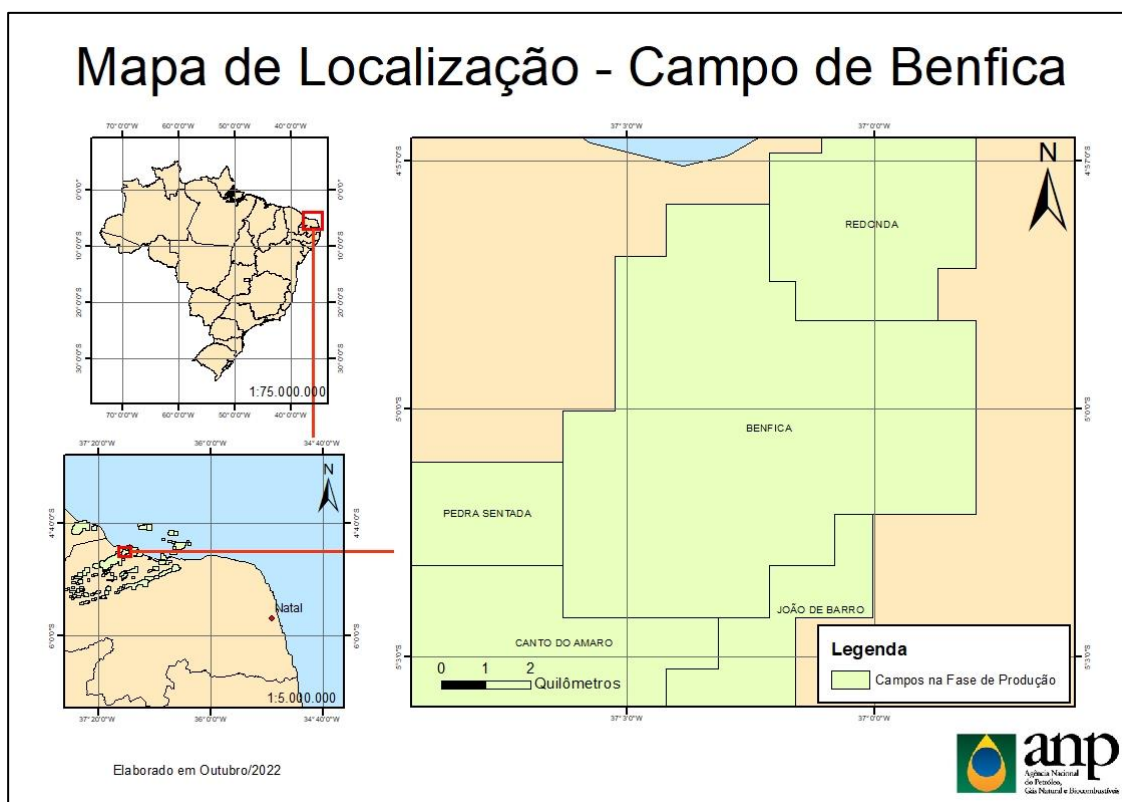


**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Resolução de Diretoria nº 0012/2023, de 12/01/2023**

<b>Benfica</b>	
<b>Nº do Contrato:</b>	48610.004003/98
<b>Operador do Contrato:</b>	Petróleo Brasileiro S.A.
<b>Estado:</b>	Rio Grande do Norte
<b>Bacia:</b>	Potiguar
<b>Localização:</b>	Terra
<b>Lâmina d'água:</b>	-
<b>Fluido Principal:</b>	Óleo
<b>Área:</b>	58,051 km <sup>2</sup>
<b>Situação:</b>	Em produção
<b>Descoberta:</b>	09/1997
<b>Declaração de Comercialidade:</b>	Não há - Rodada Zero
<b>Início de Produção:</b>	10/1997
<b>Término da Produção:</b>	2043 (Prorrogação Contratual)

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

**Localização:** O Campo de Benfica, com Área de Desenvolvimento de 58,051 km<sup>2</sup>, está localizado na porção emersa da Bacia Potiguar, no município de Areia Branca, a cerca de 330 km a noroeste da cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte.



**Sistema de Produção e Escoamento:** Toda a produção da concessão é enviada às Estações Coletoras de Morrinho, Redonda Profundo A e Redonda Profundo B e à Estação Coletora e Compressora de Benfica. O óleo é então transferido, através de oleodutos de 6" e 8", para a Estação Coletora Central de Canto do Amaro (EC-CAM-Central), localizada no Campo de Canto do Amaro. Já o gás natural é exportado, por meio de uma malha de gasodutos, para a Estação Coletora de Estreito-B (EC-ET-B), localizada no Campo de Estreito, de onde segue, através do gasoduto Livramento – Guimarães, para o Campo de Guimarães. Por fim, a água produzida é tratada na Estação de Tratamento de Água Produzida de Canto do Amaro (ETAP-CAM) para, posteriormente, ser direcionada aos sistemas de injeção de diversos campos da região.

#### Número de Poços:

<b>Poços:</b>	<b>12/2022</b>
<b>Perfurados:</b>	<b>203</b>
<b>Produtores:</b>	<b>68</b>
<b>Injetores:</b>	<b>22</b>

**Geologia da área e Reservatórios:** Os principais reservatórios do campo são arenitos fluviais albianos/cenomanianos da Formação Açú e aptianos da Formação Alagamar, com porosidade variando de 19 a 29,29% e permeabilidades entre 294 e 2337 mD, saturados com óleo de 23 a 53 °API. Os mecanismos primários de produção são a expansão de líquidos e aquíferos com média e pouco atuação. Como método de recuperação secundária é utilizada a injeção de água.

<b>Volume "in place"</b>	<b>31/12/2021</b>
<b>Petróleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>21,56</b>
<b>Gás Total (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>1.581,11</b>
<b>Produção Acumulada</b>	<b>31/12/2021</b>
<b>Petróleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>5,39</b>
<b>Gás Total (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>718,43</b>

Fonte: BAR/2021

