



Foto: PETROBRAS 50;

**ALBACORA LESTE**

Nº do Contrato:	<b>48000.003895/97-67</b>
Operador do Contrato:	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
Estado:	<b>Rio de Janeiro</b>
Bacia:	<b>Campos</b>
Localização:	<b>Mar</b>
Lâmina d'água média (m):	<b>1340</b>
Fluido Principal:	<b>ÓLEO</b>
Área (km <sup>2</sup> ):	<b>511,56</b>
Situação:	<b>Produção</b>
Declaração de Comercialidade:	<b>06/08/1998</b>
Início de Produção:	<b>01/06/1998</b>

**Concessionário:**

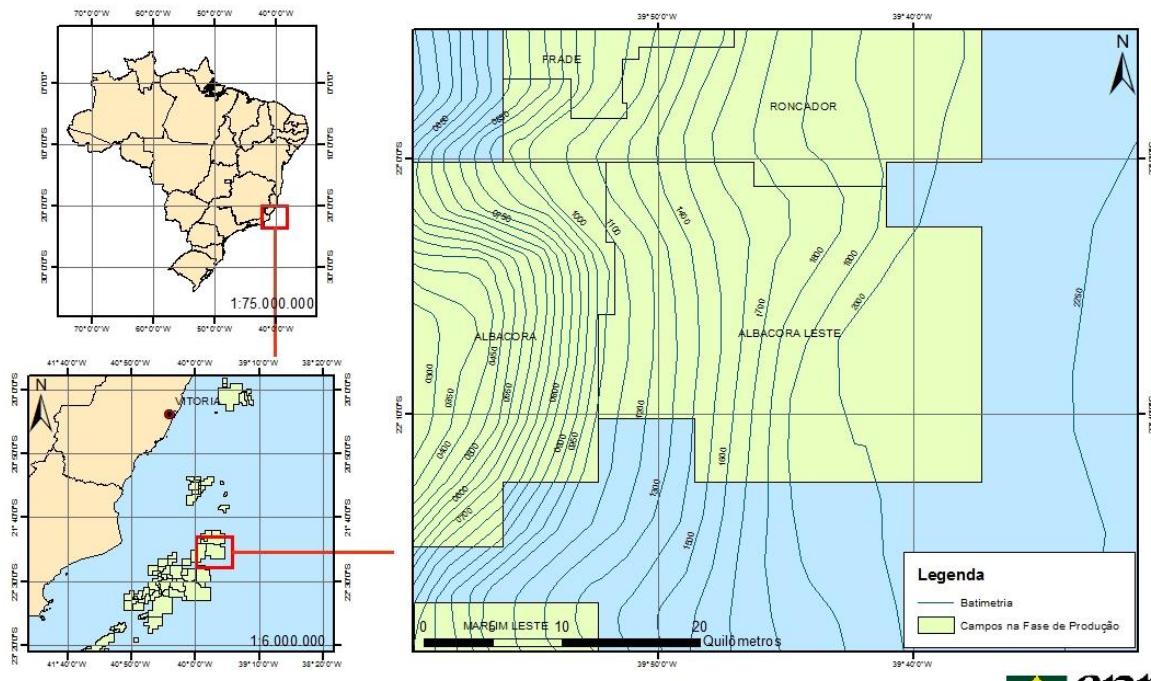
 Petróleo Brasileiro S.A.  
 Repsol Sinopec Brasil S.A.

**Participação (%):**

 90  
 10

**Localização:** O Campo de Albacora Leste está situado na área norte da Bacia de Campos, em lâmina d'água que varia de 1000 m a 2150 m. O Campo de Albacora Leste dista cerca de 120 km do Cabo de São Tomé no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.

### Mapa de Localização - Campo de Albacora Leste


 Figura 1- Mapa de localização do Campo de **ALBACORA LESTE**.

**Sistema de Produção e Escoamento:** A produção do campo é coletada na plataforma P-50, do tipo FPSO (Floating Production Storage and Offloading). O escoamento da produção de petróleo é feito em tandem através de navio aliviador, enquanto o gás separado pelo FPSO P-50 é tratado e usado na injeção de gas lift e consumo interno do mesmo. O volume excedente é exportado através de um gasoduto flexível do FPSO P-50 até o manifold submarino de gás MSG-RO-01A de Roncador. Do MSG-RO-01A, o gás é enviado à malha existente de escoamento em direção à plataforma de PGP-1 (campo de Garoupa) e daí para terra (Terminal de Cabiúnas) através de um gasoduto rígido.

**Capacidade de Processamento das Unidades:**

Unidade	Líquido (bbl/d)	Gás natural (mil m <sup>3</sup> /d)
<b>PETROBRAS 50</b>	<b>180.000</b>	<b>6.000</b>

<b>Poços em Operação:</b>	<b>01/2016</b>
---------------------------	----------------

<b>Produtores:</b>	<b>17</b>
--------------------	-----------

<b>Injetores:</b>	<b>13</b>
-------------------	-----------

**Reservatórios:** Os reservatórios produtores do campo de Albacora Leste são arenitos turbidíticos miocênicos e oligocênicos pertencentes à Formação Carapebus, todos estes reservatórios com excelentes características permo-porosas, com permeabilidade absoluta variando entre 500 mD e 8000 mD e porosidade variando entre 28% e 32%. O método de recuperação primária se vale dos mecanismos de gás em solução e de compressibilidade da rocha, com contribuição da atuação de aquífero no reservatório Caratinga. Como método de recuperação secundária a injeção de água é utilizada.

<b>Volume “in place”</b>	<b>31/12/2015</b>
<b>Petróleo (milhões de barris)</b>	<b>4136,56</b>
<b>Gás total (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>57690,02</b>

<b>Produção Acumulada:</b>	<b>31/12/2015</b>
<b>Petróleo (milhões de barris)</b>	<b>311,75</b>
<b>Gás natural (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>4996,98</b>

**Fonte: BAR/2015**

