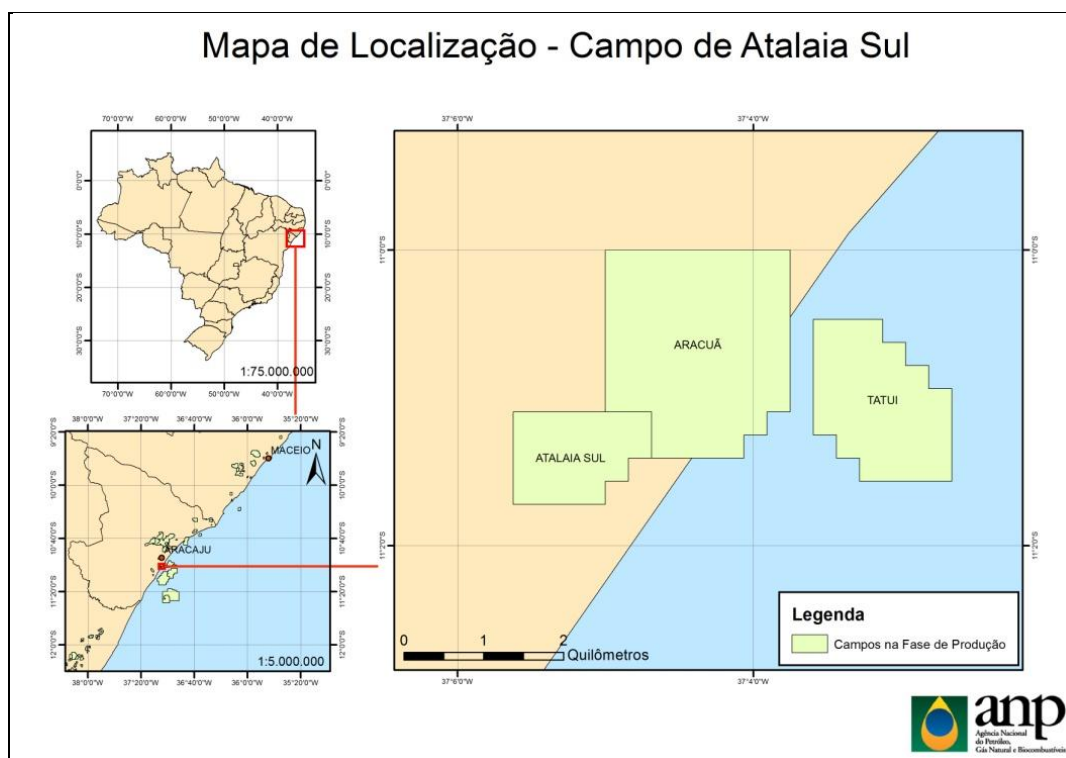


**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Reunião de Diretoria nº 827 de 09/12/2015**  
**Resolução nº 1004/2015**

<b>Atalaia Sul</b>	
<b>Nº do Contrato:</b>	<b>48000.003845/97-99</b>
<b>Operador do Contrato:</b>	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
<b>Estado:</b>	<b>Sergipe</b>
<b>Bacia:</b>	<b>Sergipe-Alagoas</b>
<b>Localização:</b>	<b>Terra</b>
<b>Lâmina d'água:</b>	<b>-</b>
<b>Fluido Principal:</b>	<b>Óleo</b>
<b>Área:</b>	<b>1,720 km<sup>2</sup></b>
<b>Situação:</b>	<b>Em produção</b>
<b>Descoberta:</b>	<b>05/1976</b>
<b>Declaração de Comercialidade:</b>	<b>Não há - Rodada Zero</b>
<b>Início de Produção:</b>	<b>07/1976</b>
<b>Previsão do Término de Produção:</b>	<b>2025 (término do contrato)</b>

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

**Localização:** O Campo de Atalaia Sul, com área de desenvolvimento de 1,720 km<sup>2</sup>, localiza-se na porção emersa da Bacia de Sergipe, no estado homônimo, a cerca de 10 (dez) quilômetros ao sul da cidade de Aracaju.



**Sistema de Produção e Escoamento:** Não há processamento primário no Campo de Atalaia Sul. A emulsão proveniente dos poços é direcionada para 3 (três) satélites de produção, localizados nas locações dos poços 3-ATS-0003-SE, 7-ATS-0008-ES e 7-ATS-0011-ES. Nos satélites os poços são interligados a “manifolds”, de onde então a produção segue para tanques instalados também nas supracitas locações. Em seguida toda a produção é transportada, por meio de carretas, para a Estação de Produção de Atalaia (EPA), onde o óleo é tratado e, posteriormente, transferido para navios-tanques através do terminal marítimo. O gás natural associado produzido é liberado para atmosfera nos tanques da própria Concessão.

Número de poços:

Data referência	11/2015
<b>Perfurados:</b>	<b>21</b>
<b>Produtores:</b>	<b>02</b>

**Geologia da área e Reservatórios:** Os principais reservatórios da concessão, pertencentes à Fm. Serraria, são compostos, predominantemente, por arenitos depositados em ambiente fluvial durante o período Neo-Jurássico, e apresentam porosidade variando de 10 a 16% e permeabilidades entre 200 e 800mD, saturados com óleo de 36º API. Secundariamente são encontradas acumulações nos arenitos quartzosos fluvio-deltáicos da Fm. Barra de Itiúba, depositados no eo-cretáceo, com porosidade variando de 9% a 15% e permeabilidades entre 0,7 e 35mD, contendo óleo entre 32 e 37º API, e nos arenitos líticos da intercalação das formações Penedo e Rio Pitanga, com porosidades entre 8,5 e 13,2%. O mecanismo de produção é, predominantemente, o de gás em solução. Atualmente não há injeção de qualquer fluido nos reservatórios do campo com o objetivo de recuperação secundária.

Volume “in place”	31/12/2014
<b>Petróleo (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>1,82</b>
<b>Gás total (milhões de m<sup>3</sup>)</b>	<b>179,01</b>

Produção Acumulada	31/12/2014
<b>Petróleo (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>0,48</b>
<b>Gás Associado (milhões de m<sup>3</sup>):</b>	<b>81,05</b>

Fonte: BAR/2014

