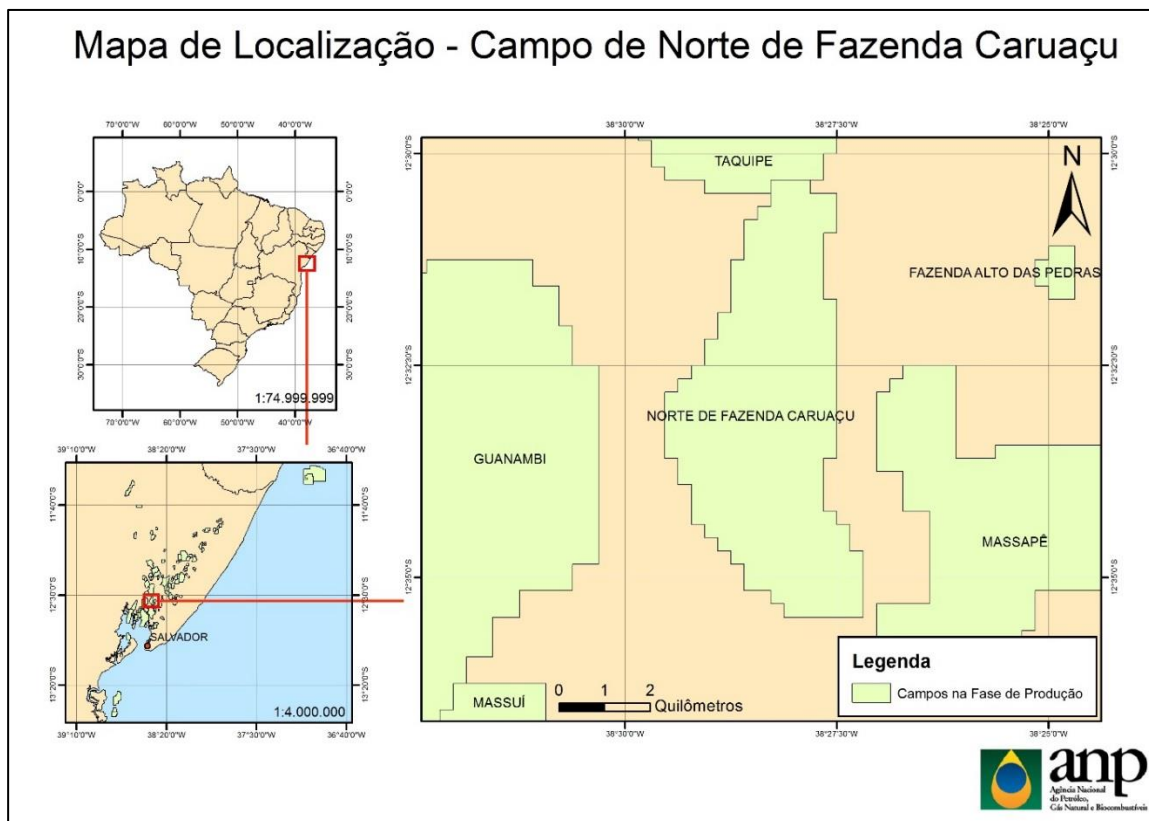


**Plano de Desenvolvimento Aprovado**  
**Despacho SDP nº 199/2017, de 08/08/2017**

<b>Norte de Fazenda Caruaçu</b>	
<b>Nº do Contrato:</b>	<b>48000.003677/97-96</b>
<b>Operador do Contrato:</b>	<b>Petróleo Brasileiro S.A.</b>
<b>Estado:</b>	<b>Bahia</b>
<b>Bacia:</b>	<b>Recôncavo</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>24,7 km<sup>2</sup></b>
<b>Situação:</b>	<b>Em produção</b>
<b>Descoberta:</b>	<b>10/1961</b>
<b>Declaração de Comercialidade:</b>	<b>Não há - Rodada Zero</b>
<b>Início de Produção:</b>	<b>03/1982</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 Norte de Fazenda Caruaçu, com área de desenvolvimento de 24,7 km<sup>2</sup>, está localizado na porção emersa da Bacia do Recôncavo, a cerca de 45 km ao norte da cidade de Salvador, capital do estado da Bahia.



**Sistema de Produção e Escoamento:** Os poços produtores de óleo encontram-se equipados com Bombeio Mecânico (BM) e Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP), enquanto que os de gás natural não associado produzem por surgência. Os fluidos produzidos na concessão passam por um processamento primário na Estação Coletora de Norte de Fazenda Caruaçu (EC-NFC), por meio do qual são separados. A água é então direcionada para o sistema de injeção para recuperação secundária, enquanto que o óleo é transferido, através de carretas, para a Estação Nova Cassarongongo, onde recebe o tratamento final. O gás natural advindo do processamento primário e dos poços de gás natural não associado é comprimido na própria EC-NFC e, posteriormente, segue para à Estação de Compressão de Lamarão, localizada no campo homônimo.

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

Unidade	Líquido (bbl/dia)	Gás Natural (m <sup>3</sup> /dia)
Estação Coletora de Norte de Fazenda Caruaçu (EC-NFC)	3.900	20.000

#### Número de Poços:

Poços:	07/2016
Perfurados:	56
Produtores:	16
Injetores:	10

**Geologia da área e Reservatórios:** Os principais reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos fluviais hauterivianos/barremianos da Formação Taquipe, com porosidade média de 15% e permeabilidade de 0,8 mD, saturados com óleo de 35º API. Secundariamente são encontradas acumulações de gás natural não associado nos arenitos deltaicos hauterivianos/barremianos da Formação Pojuca, com porosidade média de 20% e permeabilidade de 2 mD. Para os reservatórios da Formação Taquipe, o mecanismo primário de produção é, predominantemente, de gás em solução, enquanto que para os da Formação Pojuca é considerada a expansão do gás natural. Como método de recuperação secundária é realizado, desde 2009, a injeção de água nos reservatórios da Formação Taquipe.

Volume "in place"	31/12/2015
Óleo (milhões de m <sup>3</sup> )	10,54
Gás Associado (milhões de m <sup>3</sup> )	495,51
Gás Não-Associado (milhões de m <sup>3</sup> ):	535,59
Produção Acumulada:	31/12/2015
Óleo (milhões de m <sup>3</sup> )	0,503
Gás Associado (milhões de m <sup>3</sup> ):	75,30
Gás Não-Associado (milhões de m <sup>3</sup> ):	355,97

