



Foto: **FPSO Cidade de Caraguatatuba**

LAPA

Nº do Contrato:	48610.003884/2000
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	São Paulo
Bacia:	Santos
Localização:	Mar
Lâmina d'água:	2140 m
Fluido Principal:	Óleo e Gás associado
Área:	229,05 km ²
Situação:	Em produção
Descoberta:	07/08/2007
Declaração de Comercialidade:	19/12/2013 (BID 2)
Início de Produção:	08/2016
Previsão Término de Produção:	2040

Concessionário:	Participação (%):
Petróleo Brasileiro S.A.	45
BG E&P Brasil LTDA	30
Repsol Sinopec Brasil SA	25

LOCALIZAÇÃO: O Campo de Lapa, originário do antigo bloco exploratório BM-S-09 e descoberto em 2007 pelo poço 1-BRSA-491-SPS, está situado na porção central da Bacia de Santos, na direção do litoral do estado de São Paulo, a cerca de 300 km da costa e em lâmina d'água em torno de 2.140 metros.

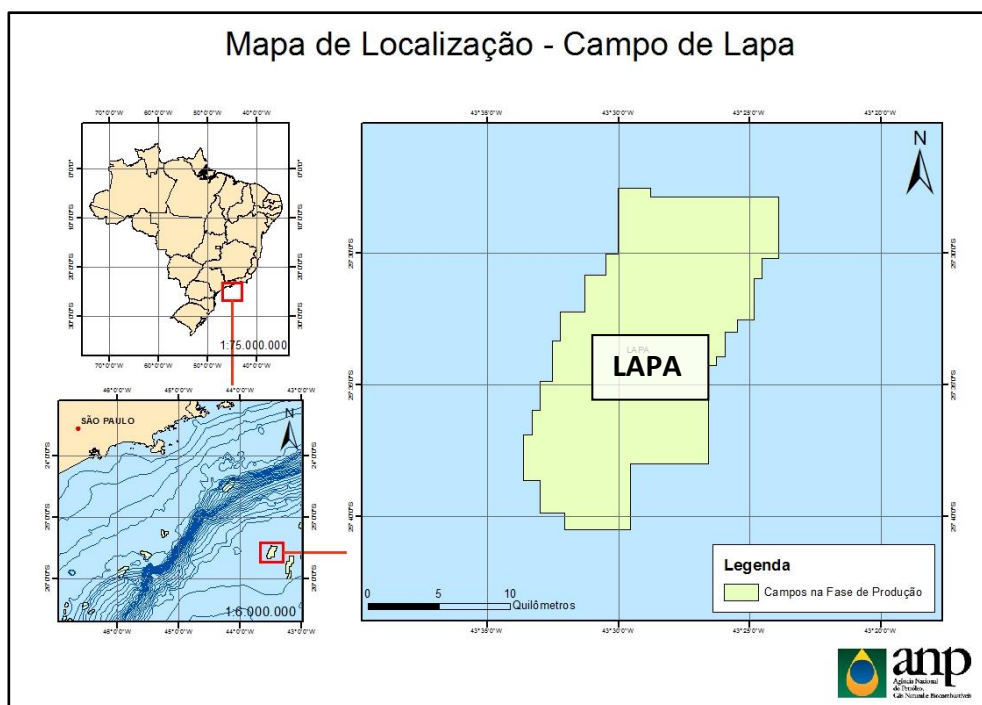


Figura 1: Mapa de localização do campo de Lapa (Fonte: ANP)

SISTEMA DE PRODUÇÃO E ESCOAMENTO: O desenvolvimento inicial previsto para o Campo de Lapa se concentra na área Nordeste (NE) com a interligação no FPSO Cidade de Caraguatatuba de 8 poços desta área sendo 4 produtores e 4 injetores de forma alternada, água e gás, WAG (*Water Alternating Gas*). Desse total, 4 poços já se encontram perfurados (dois produtores e dois injetores).

Já para o desenvolvimento da área Sudoeste (SW) do Campo será necessário um Projeto Complementar cuja concepção inicial prevê a interligação de linhas de longa distância conectando os poços desta área ao FPSO Cidade de Caraguatatuba.

CAPACIDADE DE PROCESSAMENTO DAS UNIDADES DE PRODUÇÃO

Unidade	Líquido (bbl/d)	Gás Natural (m ³ /d)
FPSO Cidade de Caraguatatuba	120.000	5.000.000

NÚMERO DE POÇOS

Data referência:	04/2017
Perfurados:	08
Produtores:	04
Injetores:	02
Abandonados:	02

GEOLOGIA DA ÁREA E RESERVATÓRIOS:: Os reservatórios encontrados no campo de Lapa são carbonáticos de origem microbiais (microbiolitos) da formação Barra Velha. Foram depositados em dois altos estruturais isolados em lâmina de água rasa, com esporádicas exposições subaéreas. Os mecanismos primários de recuperação predominantes são o de gás em solução e o de influxo de água.

VOLUMES E PRODUÇÃO
Volume Original "in situ"

Petróleo (milhões de Barris)	1.676,86
Gás Natural (milhões de m ³)	39.403,48

Produção Acumulada

Petróleo (milhões de Barris)	2,45
Gás Natural (milhões de m ³)	62,40

Ref.: BAR 2016
