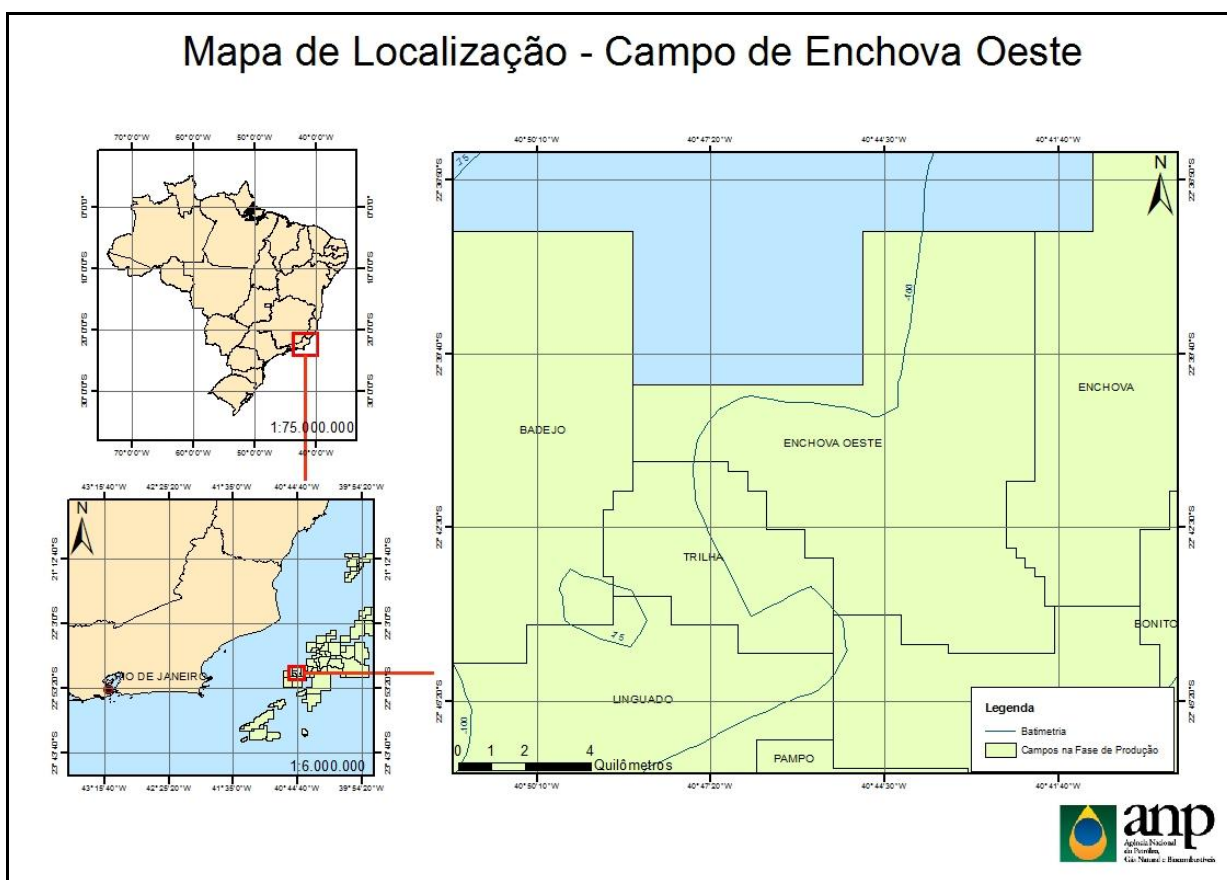


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Reunião de Diretoria nº 313 de 10/08/2004
Resolução nº 351/2004

ENCHOVA OESTE	
Nº do Contrato:	48000.003720/97-13
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio de Janeiro
Bacia:	Campos
Localização:	MAR
Lâmina d'água:	115 m
Fluido Principal:	ÓLEO
Área:	82,2 km²
Situação:	Produção
Descoberta:	21/10/1981
Declaração de Comercialidade:	
Início de Produção:	01/09/1984
Previsão de Término da Produção:	

Concessionário:	Participação (%):
Petróleo Brasileiro S.A.	100

Localização: O campo de Enchova Oeste está situado a cerca de 90 km da costa, em lâminas d'água entre 100 e 150 m, que ocupam uma área de 82,2 km². A Figura abaixo apresenta um mapa de localização do campo de Enchova Oeste.



Sistema de Produção e Escoamento: A concepção de desenvolvimento do campo de Enchova Oeste consiste na exploração por meio de poços com método de elevação artificial por gas lift que produzem para a Plataforma Central de Enchova (PCE-1) através do Manifolde Submarino de Produção de Enchova Oeste (MSP-ENO-1) e um poço com interligação independente (satélite). O petróleo bruto produzido é separado do gás associado em PCE-1 e em seguida é bombeado para a plataforma Petrobras 65 (P-65), onde ocorre o tratamento para enquadramento do BSW. Depois do processamento em P-65, o petróleo é bombeado de volta a PCE-1 para medição fiscal e então é direcionado ao oleoduto que interliga PCE-1 a Barra do Furado (Ponto A). O gás associado é comprimido em PCE-1 e escoado através do gasoduto de PCE-1 para o Terminal de Cabiúnas (Tecab). Parte do gás associado escoado em baixa pressão para o Manifolde Submarino de Gás de Baixa Pressão (MSGB-EN), ao qual estão interligadas as unidades P-65 e Petrobras VII (P-07).

Número de Poços:

Poços:	06/2016
Perfurados:	36
Produtores:	6

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios produtores do campo são arenitos estratificados da Formação Carapebus, com porosidade média de 27%, permeabilidade média de 900 mD e com pequenas espessuras porosas com óleo de 24 a 26 °API. O principal mecanismo primário de recuperação é o gás em solução, percebendo-se em menor grau, em alguns reservatórios, a atuação do mecanismo de capa de gás ou de influxo de água associados a este. Até o momento, não há injeção de qualquer fluido no campo com o objetivo de recuperação melhorada.

Volume "in place"	31/12/2015
Óleo (milhões de m ³)	49,10
Condensado (milhões de m ³)	-
Gás Associado (milhões de m ³)	4541,65
Gás Não Associado (milhões de m ³)	22,73

Produção Acumulada:	31/12/2015
Óleo (milhões de m ³)	5,57
Condensado (milhões de m ³)	-
Gás Associado (milhões de m ³)	779,18
Gás Não Associado (milhões de m ³):	-

Fonte: BAR/2015

Histórico de produção - Campo de Enchova Oeste

