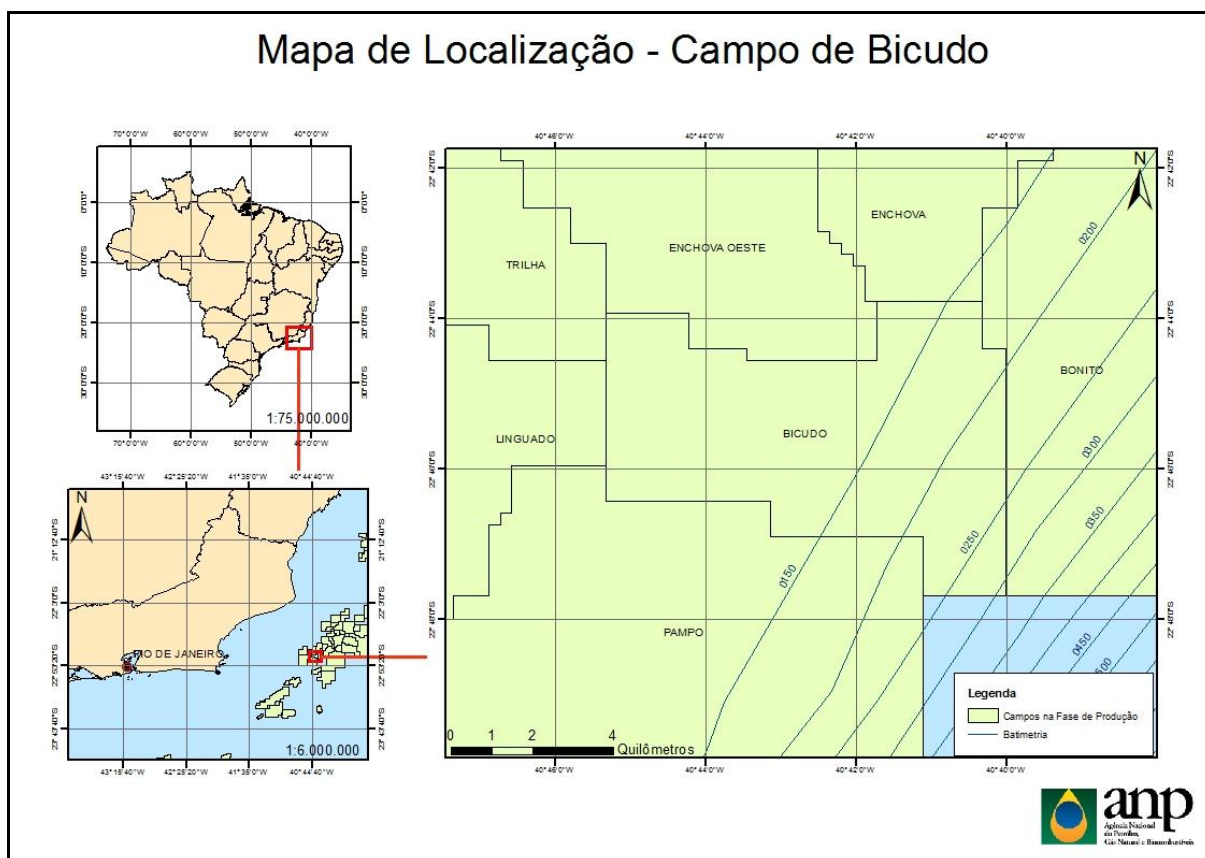


BICUDO	
Nº do Contrato:	48000.003717/97-17
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio de Janeiro
Bacia:	Campos
Localização:	MAR
Lâmina d'água:	162 m
Fluido Principal:	ÓLEO
Área:	44,97 km²
Situação:	Produção
Descoberta:	24/08/1976
Declaração de Comercialidade:	
Início de Produção:	15/01/1982
Previsão de Término da Produção:	2025

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

Localização: O campo de Bicudo tem área de 44,97 km² e está situado a 87,5 km a sudeste do cabo de São Tomé, na porção central da Bacia de Campos, em lâminas d'água variando de 100 m a 300 m, conforme a figura abaixo. Limita-se a norte com os campos de Enchova e Enchova Oeste, a sul com o campo de Pambo, a leste com o campo de Bonito e a oeste com os campos de Trilha e Linguado, no litoral norte do Estado do Rio de Janeiro.



Sistema de Produção e Escoamento: A concepção de desenvolvimento do campo de Bicudo consistiu na exploração por meio de poços com método de elevação artificial por *gas-lift* que produziam para dois manifolds submarinos de produção interligados à Plataforma Petrobras VII (P-07). O sistema de escoamento da produção dos poços do campo de Bicudo se iniciava em P-07, onde ocorria o processo de separação líquido/gás. O gás separado era transferido por meio do Manifolde Submarino de Gás A (MSGA) para o Terminal de Cabiúnas (Tecab), passando antes por Barra do Furado (Ponto A). O líquido (óleo e água) proveniente da separação líquido/gás em P-07 seguia, uma parte para a Plataforma Central de Enchova-1 (PCE-1) e posteriormente para a plataforma Petrobras 65 (P-65); e a outra parte era escoada diretamente para P-65. A separação óleo/água ocorria em P-65, de onde o óleo era escoado para PCE-1, para realização da medição fiscal, e desta para o Terminal de Cabiúnas (Tecab), passando por Barra do Furado (Ponto A). A água produzida era tratada em P-65 para enquadramento do teor de óleo e graxa, para posterior descarte no mar.

Número de Poços:

Poços:	06/2016
Perfurados:	45
Produtores:	0
Injetores:	0

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios produtores do campo são areníticos e carbonáticos. Os arenitos são turbiditos da Formação Carapebus de idades Maastrichtiano e Eoceno médio a superior, com porosidade média de 25% a 28% e permeabilidade média de 1000 mD, saturados com óleos de 20 a 24 °API. O reservatório Quissamã é constituído por carbonatos marinhos de plataforma datados do Albiano médio inferior, com porosidade média de 28% e a permeabilidade varia de 10 a 10.000 mD, enquanto o fluido é de 23 °API. O mecanismo primário de produção é o influxo de água do aquífero em todos os reservatórios do campo e não há, no momento, injeção de qualquer fluido no campo com o objetivo de recuperação melhorada.

Volume "in place"	31/12/2015
Óleo (milhões de m³)	110,24
Gás Associado (milhões de m³)	9232,32
<hr/>	
Produção Acumulada:	31/12/2015
Óleo (milhões de m³)	25,25
Gás Associado (milhões de m³):	1657,12

Fonte: BAR/2015

