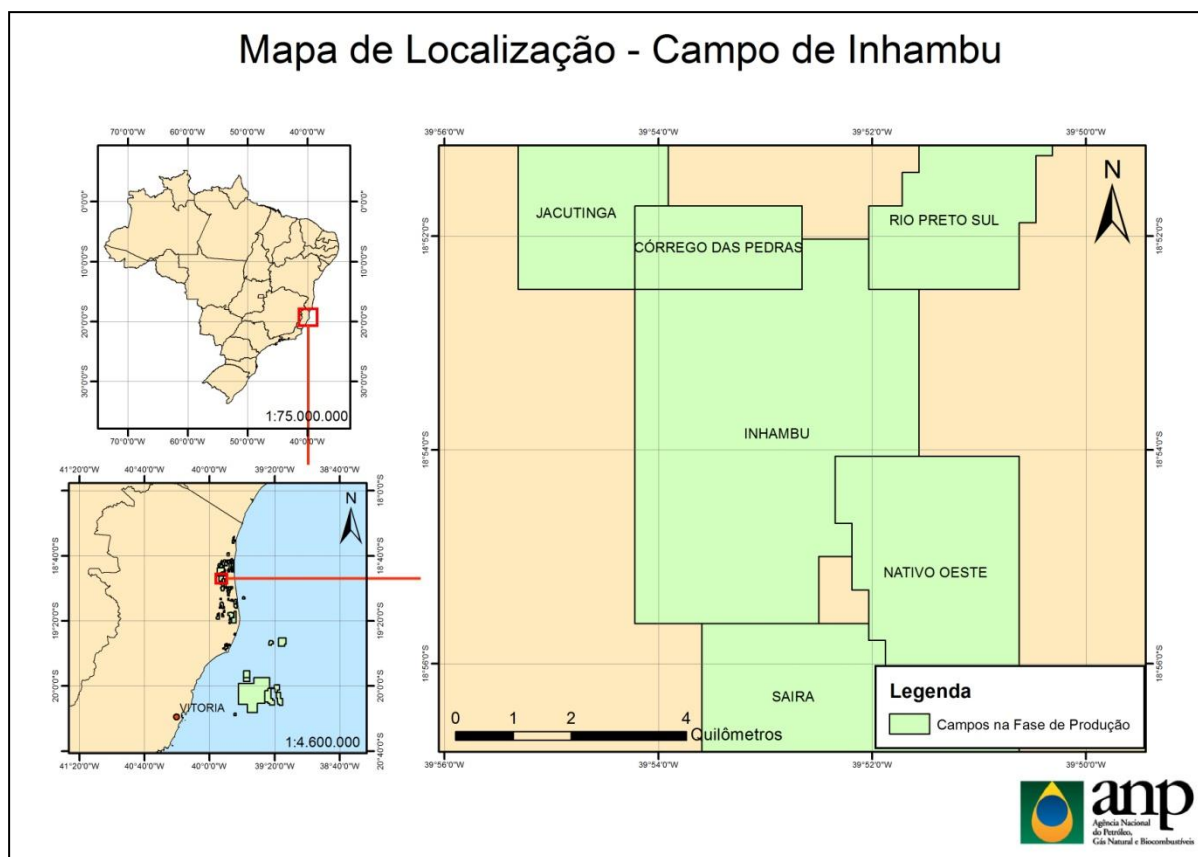


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Reunião de Diretoria nº 837 de 23/03/2016
Resolução nº 202/2016

Inhambu	
Nº do Contrato:	48610.010735/2001
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Espírito Santo
Bacia:	Espírito Santo
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	23,72 km²
Situação:	Em produção
Descoberta:	12/2003
Declaração de Comercialidade:	11/2005
Início de Produção:	01/2006
Previsão de Término da Produção:	2032 (limite econômico)

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

Localização: O Campo de Inhambu, com área de desenvolvimento de 23,72 km², está localizado na porção emersa da Bacia do Espírito Santo, no estado homônimo, a cerca de 30 km ao sul da cidade de São Mateus.



Sistema de Produção e Escoamento: O sistema de coleta atual do campo é misto, ou seja, alguns poços produzem diretamente para um tanque instalado em sua própria base, outros produzem para um satélite principal (na base do poço 7-IBU-0002D-ES), alguns produzem para satélites secundários (nas bases dos poços 7-IBU-0015H-ES e 7-IBU-0017-ES) de onde os fluidos são transferidos para o satélite principal, e alguns outros produzem para um *manifold* (na base do poço 7-IBU-0014-ES). Todos os fluidos (óleo e água) que chegam ao satélite principal são armazenados em tanques. Estes, juntamente com os fluidos dos tanques instalados nas bases dos poços, são então transferidos por carreta para a Estação de Fazenda Alegre (EFAL). Na EFAL o óleo é tratado e, posteriormente, exportado para o Terminal Norte Capixaba (TNC). O gás natural é ventilado para a atmosfera nos próprios tanques em função dos baixos volumes apresentados pelo campo.

Número de Poços:

Poços:	01/2016
Perfurados:	81
Produtores:	51

Geologia da área e Reservatórios: Os reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos turbidíticos grossos a conglomeráticos da Fm. Urucutuca do Campaniano / Maastrichtiano, com porosidade média em torno de 24% e permeabilidades de 570 mD, saturados com óleo muito viscoso de 11° API. Secundariamente são encontradas acumulações de óleo de 14° API nos arenitos fluviodeltáicos aptianos da Fm. Mariricu / Mb. Mucuri, com porosidade média de 20% e permeabilidade de 150 mD. O mecanismo de produção primária é, predominantemente, o de gás em solução. Este, contudo, apresenta baixa eficiência em função das altas densidades e viscosidades apresentadas pelo óleo em ambos os reservatórios, tendo que ser auxiliado pela estimulação térmica realizada através da injeção cíclica de vapor, a qual se iniciou em junho de 2005. Não há, atualmente, injeção de qualquer outro fluido no campo com o objetivo de recuperação melhorada.

Volume "in place"	31/12/2014
Óleo (milhões de m³)	15,93
Gás Associado (milhões de m³)	159,26

Produção Acumulada:	31/12/2014
Óleo (milhões de m³)	0,38
Gás Associado (milhões de m³):	3,03

Fonte: BAR/2014

