

Plano de Desenvolvimento Aprovado
Reunião de Diretoria nº 807 de 19/06/2015
Resolução nº 423/2015

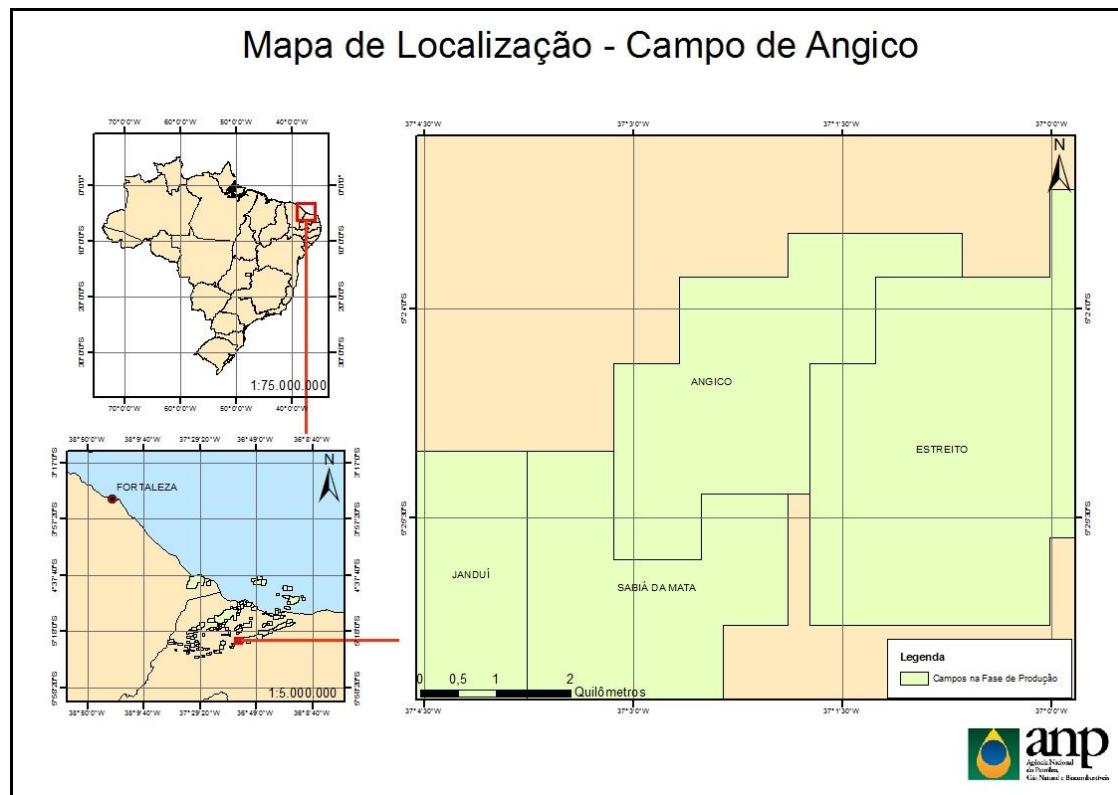
ANGICO

Nº do Contrato:	48000.003484/97-62
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio Grande do Norte
Bacia:	Potiguar
Localização:	TERRA
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	ÓLEO
Área:	9,807 km ²
Situação:	Produção
Descoberta:	14/09/2000
Declaração de Comercialidade:	26/03/2001
Início de Produção:	10/05/2002
Previsão de Término da Produção:	

Concessionário:
 Petróleo Brasileiro S.A.

Participação (%):
 100

Localização: O Campo de Angico, com área de desenvolvimento de 9,807 km², localiza-se na porção onshore da Bacia Potiguar, no trend de Carnaubais, limite sudeste da bacia. Está geograficamente inserido no município de Açu, distante cerca de 220 km da cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte.



Sistema de Produção e Escoamento: No campo de Angico o método de elevação utilizado é o bombeio mecânico. O escoamento é feito por linha de produção do poço para a Estação de Angico e transportado por carreta para a Estação Coletora Central de Estreito B (ET-B), de onde, após a apropriação, a emulsão é transferida, por oleoduto, para tratamento e processamento de fluidos no Pólo de Guamaré. Após a separação da água livre é realizado o tratamento da emulsão (água+óleo) para posterior descarte no mar, de acordo com os índices e parâmetros permitidos pela legislação ambiental, através de dois emissários submarinos. O gás produzido é ventilado em tanque já que os volumes são inferiores a 150 mil m³/mês - RGO menor que 20 m³/m.

Número de Poços:

Poços:	31/12/2015
Perfurados:	6
Produtores:	1

Geologia da área e Reservatórios: Os reservatórios produtores do Campo de Angico são arenitos flúvio-deltáicos de idade aptiana pertencentes ao Membro Upanema da Formação Alagamar, que possuem porosidade e permeabilidade médias de 16% e 59 mD, respectivamente, estando saturados com óleo de aproximadamente 20 ° API. O mecanismo primário de produção predominante no Campo de Angico é a expansão de fluidos decorrentes de queda de pressão nos reservatórios, e não há, até o momento, utilização de métodos complementares de recuperação.

Volume “in place”	31/12/2015
Óleo (milhões de m ³)	0,59
Gás Associado (milhões de m ³)	19,74
Produção Acumulada:	31/12/2015
Óleo (milhões de m ³)	0,01
Gás Associado (milhões de m ³):	0,00

Fonte: BAR/2015

