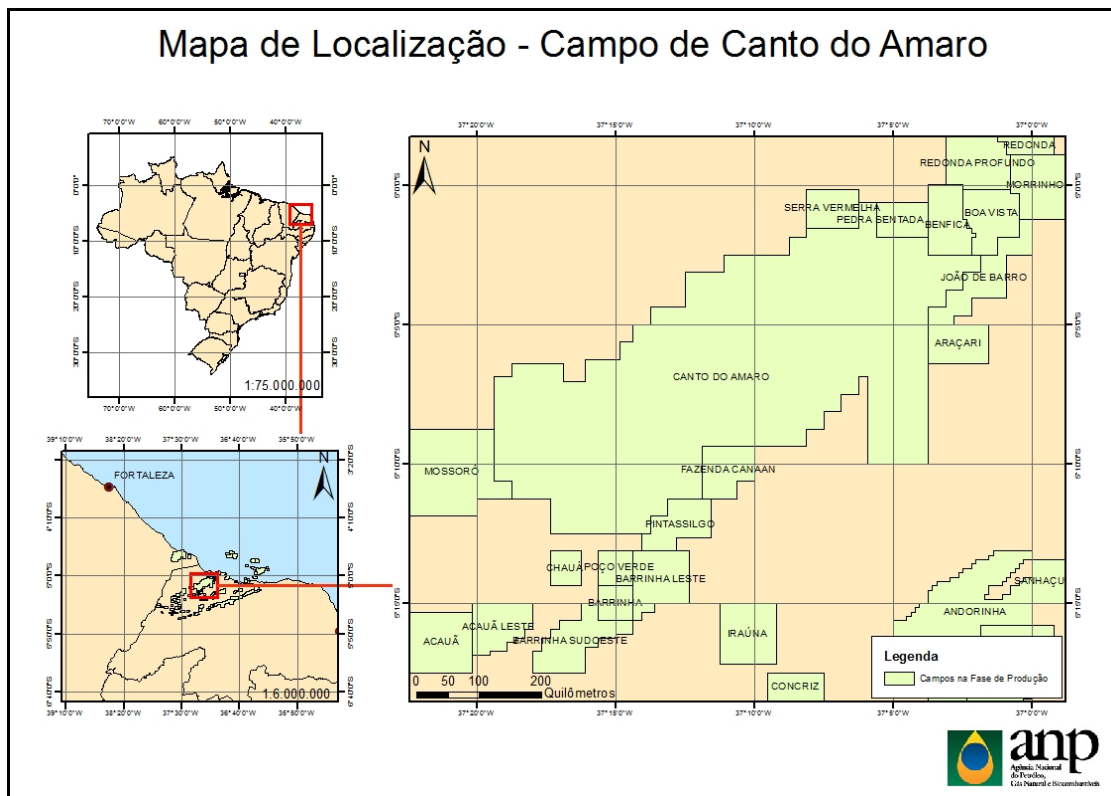


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Reunião de Diretoria nº 942 de 15/08/2018
Resolução nº 496/2018

Canto do Amaro	
Nº do Contrato:	48000.003792/97-24
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio Grande do Norte
Bacia:	Potiguar
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	362,79 km²
Situação:	Em produção
Descoberta:	11/1985
Declaração de Comercialidade:	Não há – Rodada Zero
Início de Produção:	01/1986
Previsão de Término da Produção:	2052 (término do contrato)

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

Localização: O Campo de Canto do Amaro, com área de desenvolvimento de 362,79 km², está localizado na porção emersa da Bacia Potiguar, a cerca de 260 km da cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte.



Sistema de Produção e Escoamento: O atual sistema de produção da concessão é composto por 24 (vinte e quatro) estações coletoras distribuídas ao longo do campo, incluindo a EC-CAM-Central, 129 (cento e vinte e nove) tanques de produção e de teste, 01 (uma) estação de tratamento da água produzida (ETAP) e 03 (três) estações de injeção de água, as quais são atendidas por 16 (dezesesseis) bombas. Toda a produção bruta do campo é coletada nas estações coletoras e na EC-CAM-CENTRAL, que conta com uma capacidade de processamento primário (óleo/água) de 92.000 m³/dia. Após concluída a separação primária dos fluidos, o óleo é transferido, por meio de oleoduto, dos tanques de produção da EC-CAM-CENTRAL para o Polo de Guamaré, onde é processado na Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC).

Capacidade de processamento da Unidade de Produção:

Unidade	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (m ³ /d)
EC-CAM-CENTRAL	578.680	-

Número de Poços:

Poços:	04/2018
Perfurados:	1882
Produtores:	886
Injetores:	381

Geologia da área e Reservatórios: Os reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos fluvio-estuarinos da Formação Açú (Albiano / Cenomaniano), conglomerados e arenitos conglomeráticos associados a leques aluviais, fan-deltas e sistemas flúvio-deltáicos da Formação Alagamar (Aptiano) e arenitos conglomeráticos fluvio-deltáicos da Formação Pendência (Berriasiano / Barremiano), com porosidade variando entre 9,5% e 29,6% e permeabilidades de 146 mD a 1994 mD, saturados com óleo de 28° a 45° API. Apenas as zonas ALG0400 CAM-1020 e ALG0200 CAM-1060 da Formação Alagamar apresentam acumulações de capa de gás livre associado. Os mecanismos primários de produção identificados na área são o influxo de água e a expansão dos fluidos, principalmente do óleo. Como método de recuperação secundária é realizada, desde janeiro de 1999, a injeção de água nos reservatórios do campo.

Volume "in place"	31/12/2017
Óleo (milhões de m³)	207,25
Gás Total (milhões de m³):	672,43
Produção Acumulada:	31/12/2017
Óleo (milhões de m³)	44,24
Gás Total (milhões de m³):	224,53

Fonte: BAR 2017

