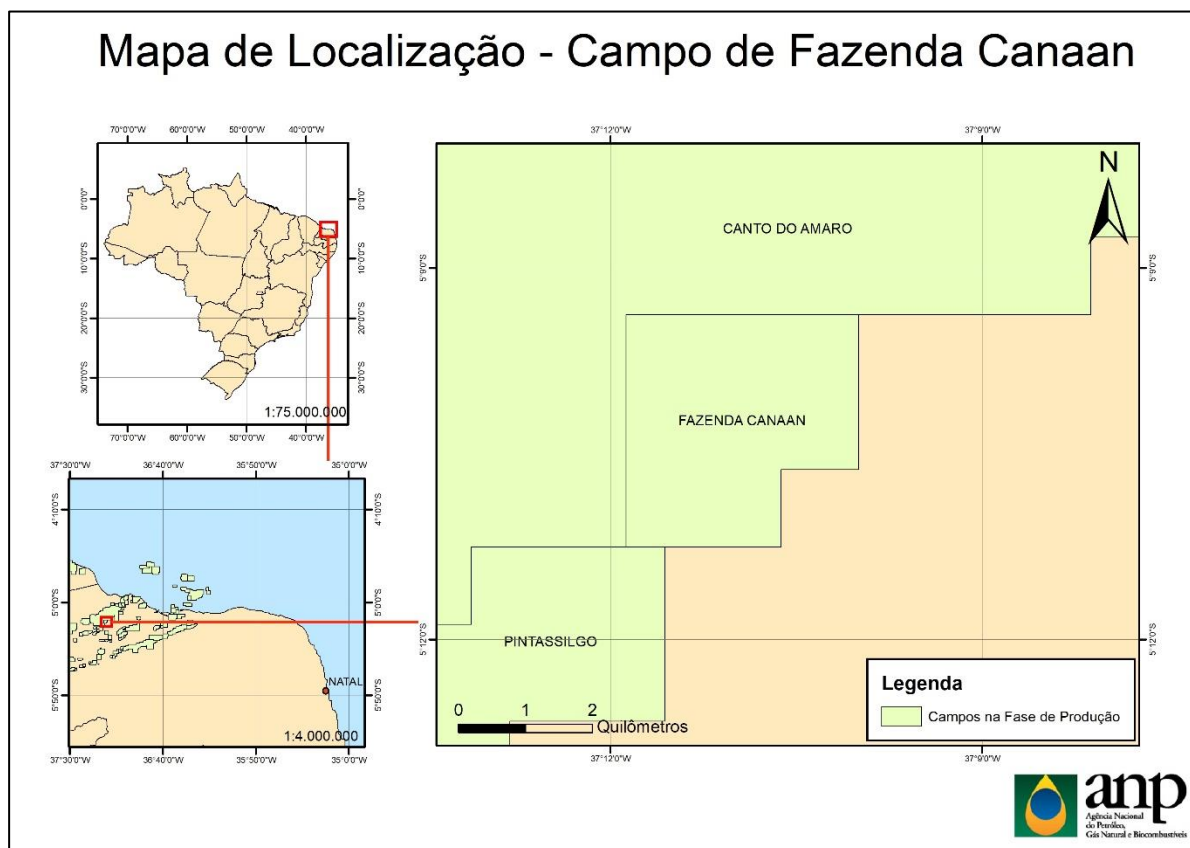


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Resolução de Diretoria nº 0330/2020, de 16/07/2020

Fazenda Canaan	
Nº do Contrato:	48000.003796/97-85
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio Grande do Norte
Bacia:	Potiguar
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	10,64 km ²
Situação:	Em produção
Descoberta:	12/1991
Declaração de Comercialidade:	Não há – Rodada Zero
Início de Produção:	01/1992
Término da Produção:	2045 (término da prorrogação)

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

Localização: O Campo de Fazenda Canaan, com Área de Desenvolvimento de 10,64 km², localiza-se na porção emersa da Bacia Potiguar, no município de Mossoró, a cerca de 230 km a noroeste da cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte.



Sistema de Produção e Escoamento: A produção dos poços é escoada, por meio das suas linhas de coleta, para a Estação Coletora de Fazenda Canaã (EC-FCN), de onde segue, através de dutos, para a Estação Coletora Alto da Pedra C (EC-AP-C). Desta estação a produção bruta é então enviada, também por meio de dutos, para a Estação Central de Canto do Amaro (EC-CAM-Central), onde é realizado o seu processamento primário, juntamente com a produção de outros campos. Por fim, esta é encaminhada para a Estação de Tratamento de Óleo de Guamaré (ETO Guamaré). A água produzida, após tratada, é utilizada nos sistemas de injeção de outras concessões da região, enquanto que o gás natural é ventilado em sua totalidade em função dos baixos volumes realizados.

Número de Poços:

Poços:	06/2020
Perfurados:	09
Produtores:	03

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios do campo são arenitos fluvio-deltaicos aptianos da Formação Alagamar, com porosidade de 20,4% e permeabilidade média de 290 mD, saturados com óleo de 37,7 °API. Secundariamente são encontradas acumulações de óleo de 19° a 28° API nos arenitos fluviais albianos/cenomanianos da Formação Açú, com porosidade média de 21% e permeabilidades variando de 25 mD a 50 mD, e nos arenitos turbidíticos neocomianos/barremianos da Formação Pendência, com porosidade de 17%, saturados com óleo de 33 °API. O mecanismo primário de produção é, predominantemente, a expansão dos fluidos, existindo também, em alguns dos reservatórios secundários, a produção associada ao influxo de água. Como método de recuperação secundária foi realizada, nos reservatórios da Formação Alagamar, a injeção de água entre os anos de 2012 e 2015, tendo sido o projeto encerrado em função da ausência de reflexo na produção de óleo do campo.

Volume "in place"	31/12/2019
Óleo (milhões de m ³)	1,46
Gás Associado (milhões de m ³)	1,46
Produção Acumulada:	31/12/2019
Óleo (milhões de m ³)	0,10
Gás Associado (milhões de m ³):	0,10

Fonte: BAR/2019

