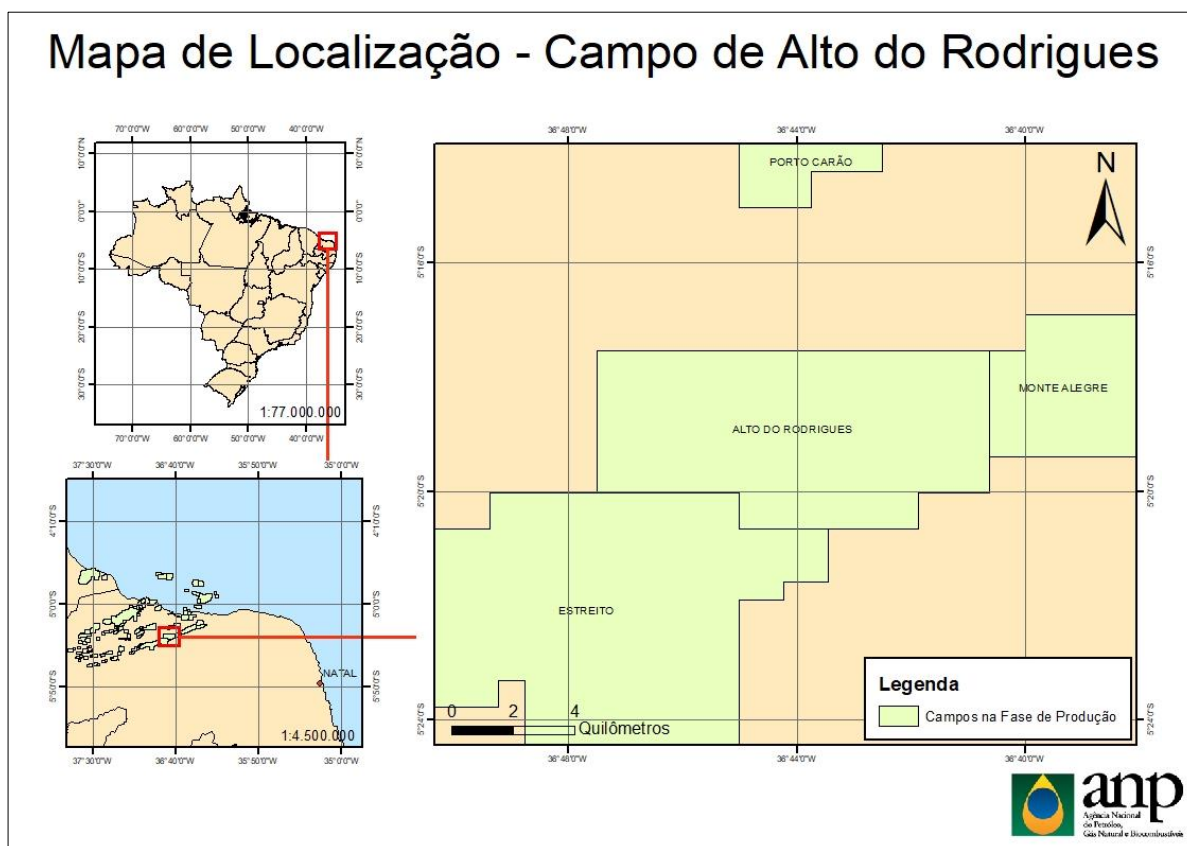


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Resolução de Diretoria nº 0478/2020, de 24/09/2020

Alto do Rodrigues	
Nº do Contrato:	48000.003784/97-04
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio Grande do Norte
Bacia:	Potiguar
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	65,17 km ²
Situação:	Em produção
Descoberta:	06/1981
Declaração de Comercialidade:	Não há – Rodada Zero
Início de Produção:	06/1981
Término da Produção:	2040 (término da prorrogação)

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

Localização: O Campo de Alto do Rodrigues, com Área de Desenvolvimento de 65,17 km², localiza-se na porção emersa da Bacia Potiguar, nos municípios de Alto do Rodrigues, Pendências e Carnaubais, a cerca de 200 km da cidade de Natal, capital do estado do Rio Grande do Norte.



Sistema de Produção e Escoamento: O método de elevação preferencialmente empregado nos poços produtores é o Bombeio Mecânico (BM). A concessão conta, atualmente, com um total de 04 (quatro) estações coletoras de teste (ART-I, ART-II, ART-III e ART-IV) e 02 (duas) de produção (EC-AR-A e EC-AR-B). Os fluidos coletados nas estações ART-I, ART-II e ART-III são escoados, por meio de dutos, para a Estação Coletora de Alto do Rodrigues A (EC-AR-A), enquanto que os da estação ART-IV são transferidos, também através de dutos, para a Estação Coletora Alto do Rodrigues B (EC-AR-B). De ambas as estações a produção segue, por dutos, para o Ativo Industrial de Guamaré (AIG), onde é realizado o seu tratamento primário. O gás natural produzido, por sua vez, é queimado ou ventilado em sua totalidade no próprio campo, em função dos baixos volumes realizados.

Número de Poços:

Poços:	09/2020
Perfurados:	869
Produtores:	486
Injetores:	86

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos fluviais albianos/cenomanianos da Formação Açú, com porosidade média de 24,9% e permeabilidade de 1484 mD, saturados com óleo entre 13 e 17 °API. Os mecanismos primários de produção são o influxo de água de aquíferos de fundo e lateral, e a expansão dos fluidos. Como método de recuperação melhorada foi iniciada, a partir do segundo semestre de 1984, a injeção cíclica de vapor nos seus reservatórios, passando esta a ser também contínua a partir de 1997.

Volume "in place"	31/12/2019
Óleo (milhões de m ³)	57,03
Gás Associado (milhões de m ³)	333,63
Produção Acumulada:	31/12/2019
Óleo (milhões de m ³)	8,72
Gás Associado (milhões de m ³):	61,84

Fonte: BAR/2019

