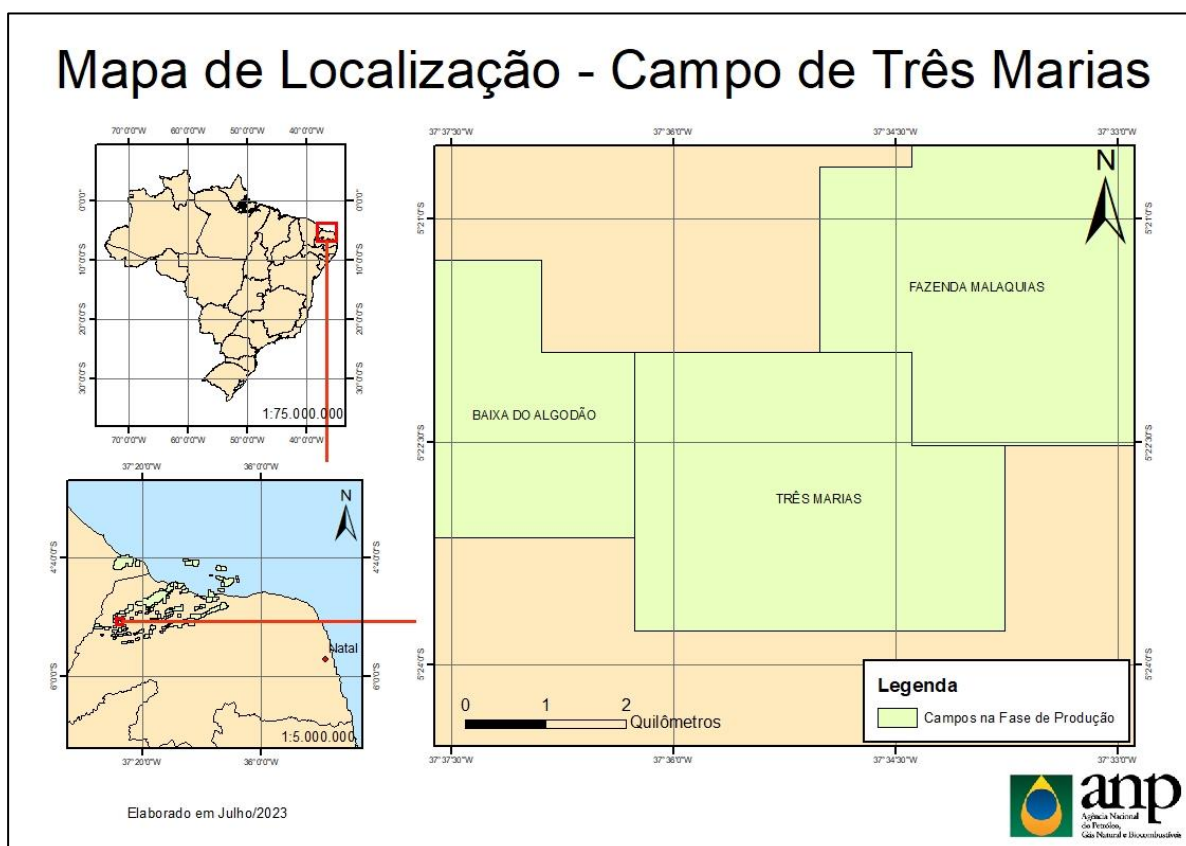


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Resolução de Diretoria nº 0581/2023, de 06/11/2023

Três Marias	
Nº do Contrato:	48000.003832/97-47
Operador do Contrato:	Potiguar E&P S.A.
Estado:	Rio Grande do Norte
Bacia:	Potiguar
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	14,63 km ²
Situação:	Em produção
Descoberta:	09/1986
Declaração de Comercialidade:	Não há - Rodada Zero
Início de Produção:	12/1986
Término da Produção:	2043 (término da prorrogação)

Concessionários:	Participação (%):
Potiguar E&P S.A.	100

Localização: O Campo de Três Marias, com Área de Desenvolvimento de 14,63 km², está localizado na porção emersa da Bacia Potiguar, no município de Governador Dix-Sept Rosado, a cerca de 260 km a noroeste da cidade de Natal, capital do Estado do Rio Grande do Norte.



Sistema de Produção e Escoamento: A produção bruta dos poços do campo é direcionada, por meio das suas linhas de coleta, para a Estação Coletora de Três Marias (EC-TM), onde é realizada, juntamente com a produção advinda dos Campos de Baixa do Algodão e Fazenda Malaquias, a separação primária dos fluidos. O óleo é então enviado, por meio de dutos, para a Estação Coletora de Leste Poço Xavier (ECC-LPX), de onde segue, também por dutos, para a Estação Coletora e Compressora de Upanema (ECC-UPN), onde é medido e, posteriormente, enviado, por duto, para a Unidade de Tratamento e Processamento de Fluidos (UTPF) do Polo Guamaré, onde ocorre o seu processamento final. A água produzida, por sua vez, após separada no tanque de lavagem da EC-TM e tratada na Estação de Tratamento de Água Produzida de Três Marias (ETAP-TM), é direcionada aos poços injetores dos Campos de Baixa do Algodão e Fazenda Malaquias. Por fim, o gás natural, em função dos baixos volumes realizados, é ventilado em sua totalidade nos tanques da EC-TM.

Número de Poços:

Poços:	09/2023
Perfurados:	17
Produtores:	01

Geologia da Área e Reservatórios: Os principais reservatórios do campo são arenitos marinhos aptianos / albianos da Formação Alagamar, com porosidade média de 18% e permeabilidade de 225 mD, e o Embasamento Pré-Cambriano fraturado, com permeabilidade de 336 mD, saturados com óleo de 34,3 °API e gás natural associado. Secundariamente, são observadas acumulações de óleo e gás natural associado nos arenitos das Formações Açú e Pendência, com porosidade de 22 a 25% e permeabilidade variando entre 48 e 187 mD. Os mecanismos primários de produção são a atuação do aquífero e a expansão de rochas e fluidos, e não há, nesse momento, a previsão de utilização de qualquer método de recuperação secundária e/ou melhorada.

Volume "in place"	31/12/2022
Óleo (milhões de m ³)	2,54
Gás Total (milhões de m ³)	28,96

Produção Acumulada:	31/12/2021
Óleo (milhões de m ³)	0,46
Gás Associado (milhões de m ³):	3,46

Fonte: BAR/2022

