

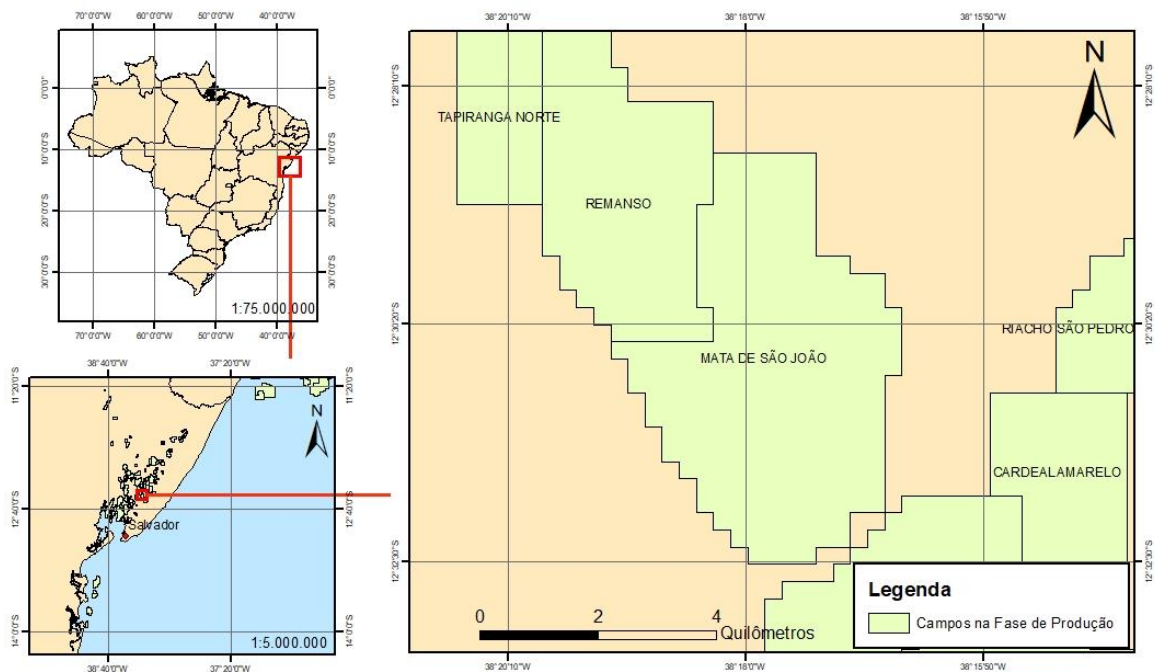
Plano de Desenvolvimento Aprovado
Resolução de Diretoria nº 0674/2024, de 03/10/2024

Mata de São João	
Nº do Contrato:	48000.003670/97-47
Operador do Contrato:	PetroRecôncavo S.A.
Estado:	Bahia
Bacia:	Recôncavo
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	20,14 km²
Situação:	Em produção
Descoberta:	07/1951
Declaração de Comercialidade:	Não há – Rodada Zero
Início de Produção:	12/1952
Término da Produção:	2038 (término da prorrogação)

Concessionário:	Participação (%):
PetroRecôncavo S.A.	100

Localização: O Campo de Mata de São João, com Área de Desenvolvimento de 20,14 km², está localizado na porção emersa da Bacia do Recôncavo, no município de Mata de São João, e a cerca de 54 km a nordeste da cidade de Salvador, capital do Estado da Bahia.

Mapa de Localização - Campo de Mata de São João



Elaborado em Junho/2024

Sistema de Produção e Escoamento: A produção bruta dos poços é direcionada, por meio das suas linhas de coleta, aos satélites de produção do Campo, que, por sua vez, estão interligados à Estação São Roque, a qual recebe também, seja por carretas ou por dutos, a produção dos Campos de Remanso, Fazenda Belém, São Pedro, Rio dos Ovos, Rio Subaúma e Sesmaria. Após a separação e tratamento na Estação São Roque, o óleo segue, por oleoduto, para a Estação Parque Recife, localizada no Campo de Água Grande, enquanto o gás natural é comprimido e enviado, por gasoduto, para a Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN) de Catu. Por fim, a água produzida é destinada aos poços injetores dos Campos de Remanso e Mata de São João.

Número de Poços:

Poços:	08/2024
Perfurados:	119
Produtores:	35
Injetores:	27

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios do Campo são arenitos fluvio-eólicos tithonianos da Formação Sergi e berriasianos da Formação Água Grande, com porosidade variando de 16 a 18% e permeabilidade entre 100 e 135 mD, saturados com óleo leve de 34,1 a 38,9 °API. Os reservatórios da Formação Água Grande também apresentam, de forma isolada, acumulações de gás natural não associado. Secundariamente, são encontradas acumulações nos turbiditos valanginianos da Formação Candeias (Reservatório Vitória) e nos arenitos fluvio-lacustres berriasianos da Formação Itaparica (Arenito B), com porosidades entre 14 e 15%, saturados com óleo entre 33,2 e 34,4 °API. O mecanismo primário de produção dos reservatórios das Formações Sergi e Água Grande é o gás em solução, com expansão da capa de gás, e o influxo de água. Já para os reservatórios das Formações Candeias e Itaparica considera-se apenas o gás em solução. Como método de recuperação secundária é utilizada a injeção de água, tendo sido iniciada nos reservatórios na Formação Água Grande em 1992 e nos da Formação Sergi em 1993.

Volume “in place”	31/12/2023
Petróleo (milhões de m³)	12,69
Gás Total (milhões de m³)	1.572,04

Produção Acumulada	31/12/2023
Petróleo (milhões de m³)	2,41
Gás Total (milhões de m³)	1.242,86

Fonte: BAR/2023

