

Plano de Desenvolvimento Aprovado
Resolução de Diretoria nº 0707/2024, de 17/10/2024

Norte de Fazenda Caruaçu

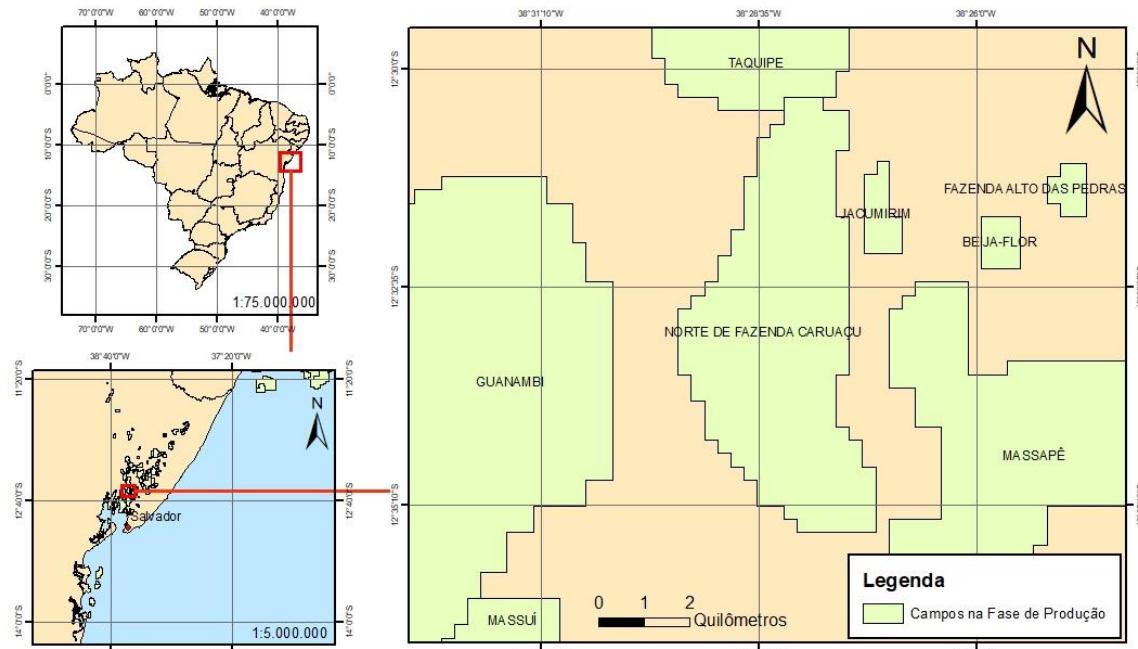
Nº do Contrato:	48000.003677/97-96
Operador do Contrato:	PetroRecôncavo S.A.
Estado:	Bahia
Bacia:	Recôncavo
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Gás
Área:	24,70 km²
Situação:	Em produção
Descoberta:	10/1961
Declaração de Comercialidade:	Não há – Rodada Zero
Início de Produção:	03/1982
Término da Produção:	2040 (término da prorrogação)

Concessionário:
PetroRecôncavo S.A.

Participação (%):
100

Localização: O Campo de Norte de Fazenda Caruaçu, com Área de Desenvolvimento de 24,70 km², está localizado na porção emersa da Bacia do Recôncavo, no município de São Sebastião do Passé, e a cerca de 45 km ao norte da cidade de Salvador, capital do Estado da Bahia.

Mapa de Localização - Campo de Norte de Fazenda Caruaçu



Elaborado em Junho/2024

Sistema de Produção e Escoamento: A produção bruta dos poços é direcionada, por meio das suas linhas de coleta e *manifolds*, para a Estação Coletora de Norte de Fazenda Caruaçu (EC-NFC). Após o processo de separação, o óleo é transferido, por carretas, para a Estação Nova Cassarongongo, localizada no Campo de Cassarongongo, onde recebe o tratamento final. O gás natural advindo do processamento primário e dos poços de gás natural não associado é comprimido na própria EC-NFC e, posteriormente, enviado à Estação de Compressão de Lamarão, localizada no Campo de Lamarão. Por fim, a água produzida é destinada ao sistema de injeção para recuperação secundária do próprio Campo de Norte de Fazenda Caruaçu.

Número de Poços:

Poços:	09/2024
Perfurados:	61
Produtores:	21
Injetores:	04

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios do Campo são arenitos fluviais hauerivianos/barremianos da Formação Taquipe, com porosidade média de 15% e permeabilidade entre 1 e 100 mD, saturados com óleo de 35,5 °API. Secundariamente, são encontradas acumulações de gás natural não associado nos arenitos deltaicos hauerivianos/barremianos da Formação Pojuca, com porosidade média de 20% e permeabilidade de 2 mD. Para os reservatórios da Formação Taquipe, o mecanismo primário de produção é, predominantemente, de gás em solução, enquanto para os da Formação Pojuca é considerada a expansão do gás natural. Como método de recuperação secundária é realizada, desde 2009, a injeção de água nos reservatórios da Formação Taquipe.

Volume “in place”	31/12/2023
Petróleo (milhões de m³)	10,54
Gás Total (milhões de m³)	1.073,66

Produção Acumulada	31/12/2023
Petróleo (milhões de m³)	0,61
Gás Total (milhões de m³)	510,12

Fonte: BAR/2023

