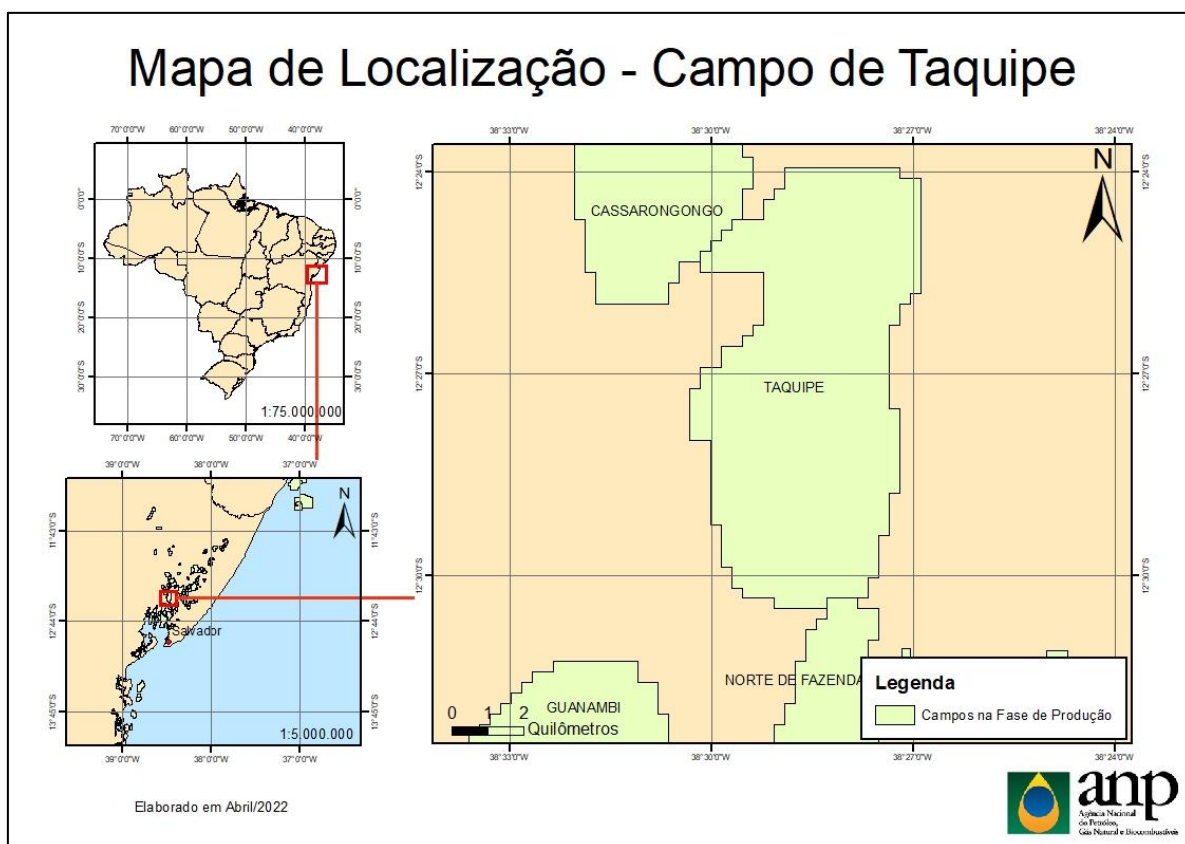


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Resolução de Diretoria nº 0192/2022, de 14/04/2022

Taquiipe	
Nº do Contrato:	48000.003700/97-14
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Bahia
Bacia:	Recôncavo
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	55,14 km²
Situação:	Em produção
Descoberta:	12/1958
Declaração de Comercialidade:	Não há – Rodada Zero
Início de Produção:	04/1959
Término da Produção:	2040 (término da prorrogação)

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

Localização: O Campo de Taquiipe, com Área de Desenvolvimento de 55,14 km², localiza-se na porção sul da Bacia do Recôncavo, no Município de São Sebastião do Passé, a cerca de 70 km ao norte da cidade de Salvador, capital do estado da Bahia.



Sistema de Produção e Escoamento: A malha de coleta do Campo de Taquipe constitui-se de linhas de coleta da produção, linhas de injeção de gás para elevação artificial, linhas de injeção de água produzida e de gás natural, linhas de teste de poços e satélites de produção e de *gas lift*. Atualmente a concessão conta com as Estações Coletoras Almeida, Carmo e Rio Taquipe, a Estação de Injeção de Água de Taquipe, a Estação de Compressores de Taquipe e a Estação de Oleoduto São Sebastião. A Estação Coletora Carmo tem capacidade de processamento primário de 5.165 m³/dia ao líquido e de 1.040.000 m³/dia de gás natural. Esta recebe, por meio de linhas, as produções coletadas na Estação Coletora Rio Taquipe e na Estação Coletora Almeida. Através de bombas centrífugas, a água produzida da Estação Coletora Carmo é escoada até a estação de Tratamento e Injeção de Água de Taquipe. A Estação de Compressores de Taquipe possui 04 (quatro) compressores com capacidade de 140.000 m³/dia cada, sendo que 03 (três) operam continuamente e 01 (um) permanece de reserva.

Número de Poços:

Poços:	03/2022
Perfurados:	243
Produtores:	65
Injetores:	19

Geologia da Área e Reservatórios: Os principais reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos deltaicos hauerivianos do Membro Santiago da Formação Pojuca, com porosidade média de 22% e permeabilidades de 199 mD, saturados com óleo de 38° API. O mecanismo primário de produção é o gás em solução. Como método de recuperação secundária vem sendo realizada, desde janeiro de 1999, a injeção de água nos reservatórios. A injeção de gás natural, por sua vez, ocorreu entre 1963 e 2012.

Volume "in place"	31/12/2021
Óleo (milhões de m ³)	44,11
Gás Total (milhões de m ³)	3.336,74

Produção Acumulada:	31/12/2021
Óleo (milhões de m ³)	18,42
Gás Total (milhões de m ³):	2.982,82

Fonte: BAR/2021

