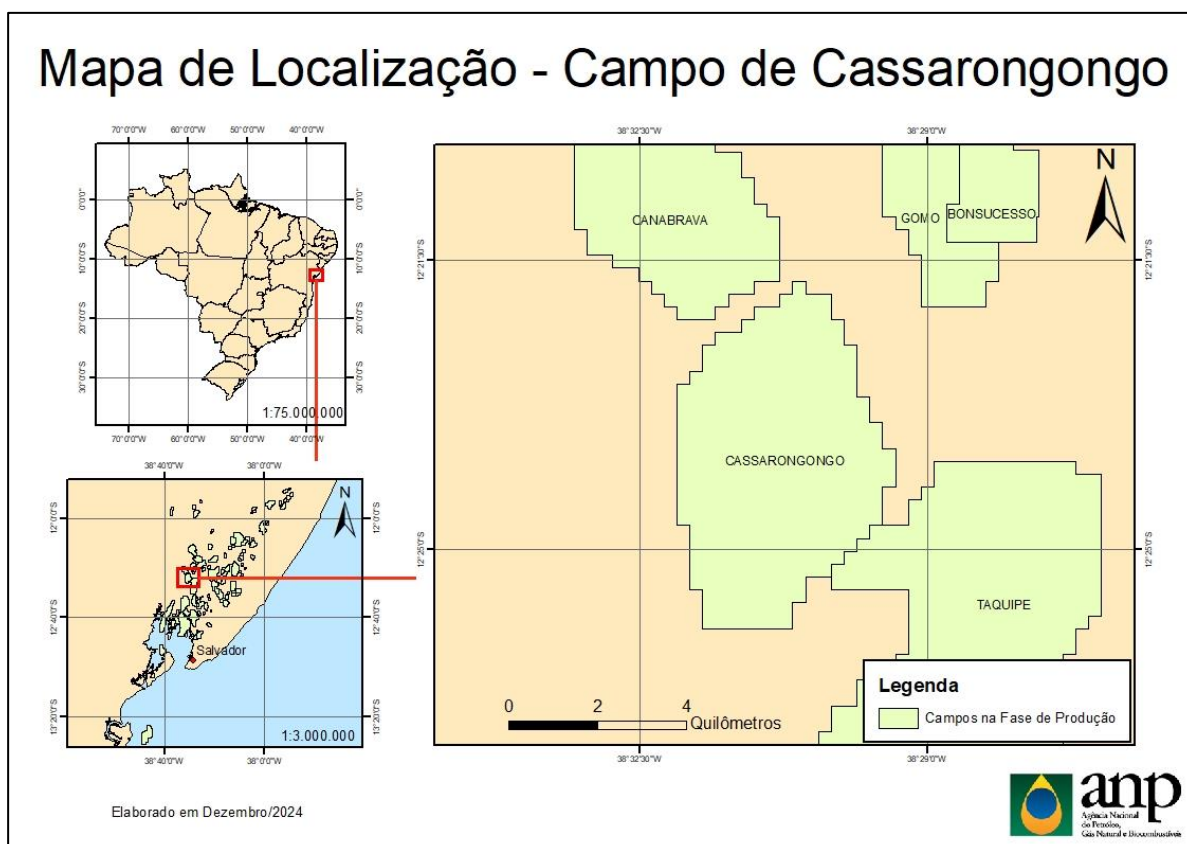


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Resolução de Diretoria nº 0856/2024, de 18/12/2024

Cassarongongo	
Nº do Contrato:	48000.003640/97-86
Operador do Contrato:	PetroRecôncavo S.A.
Estado:	Bahia
Bacia:	Recôncavo
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	26,27 km²
Situação:	Em produção
Descoberta:	01/1959
Declaração de Comercialidade:	Não há – Rodada Zero
Início de Produção:	03/1959
Término da Produção:	2045 (término da prorrogação)

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

Localização: O Campo de Cassarongongo, com Área de Desenvolvimento de 26,27 km², está localizado na porção emersa da Bacia do Recôncavo, nos municípios de Catu e São Sebastião do Passé, e a cerca de 70 km ao norte da cidade de Salvador, capital do Estado da Bahia.



Sistema de Produção e Escoamento: A produção bruta dos poços é direcionada, por meio das suas linhas de coleta, para as Estações Coletoras Ilha e Nova Cassarongongo, onde ocorre a sua separação e tratamento. O óleo, após separado e tratado na Estação Coletora Ilha, é transferido, por meio de oleoduto, para a Estação Coletora Nova Cassarongongo, de onde segue, também por oleoduto, para a comercialização na Estação de Transferência Parque São Sebastião, operada pela Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), que finalmente o envia, por oleoduto, para a Refinaria Mataripe. O gás natural, por sua vez é, em sua maior parte, consumido nas operações das estações coletoras (geração de vapor, aquecimento dos tanques e manutenção da temperatura das linhas), sendo o seu excedente ventilado. Por fim, a água produzida é destinada, juntamente com a advinda dos poços de captação, aos poços injetores do próprio Campo de Cassarongongo, assim como aos do Campo de Brejinho.

Número de Poços:

Poços:	11/2024
Perfurados:	247
Produtores:	63
Injetores:	42

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios do Campo são arenitos turbidíticos barremianos da Formação Taquipe e arenitos fluviais berriasianos da Formação de Água Grande, com porosidade entre 17 e 23,1% e permeabilidade variando de 22,9 e 135 mD, saturados com óleo de 35 °API. Secundariamente, são observadas acumulações de hidrocarbonetos nos arenitos fluvio-deltaicos valangianos do Membro Catu da Formação Marfim e fluvio-eólicos tithonianos da Formação Sergi. Os mecanismos primários de produção são o gás em solução sem capa inicial e a atuação de aquífero com capa de gás primária e, como método de recuperação secundária, é utilizada a injeção de água.

Volume “in place”	31/12/2023
Óleo (milhões de bbl)	142,04
Gás Total (milhões de m³)	554,56

Produção Acumulada	31/12/2023
Óleo (milhões de bbl)	32,63
Gás Total (milhões de m³)	260,96

Fonte: BAR/2023

