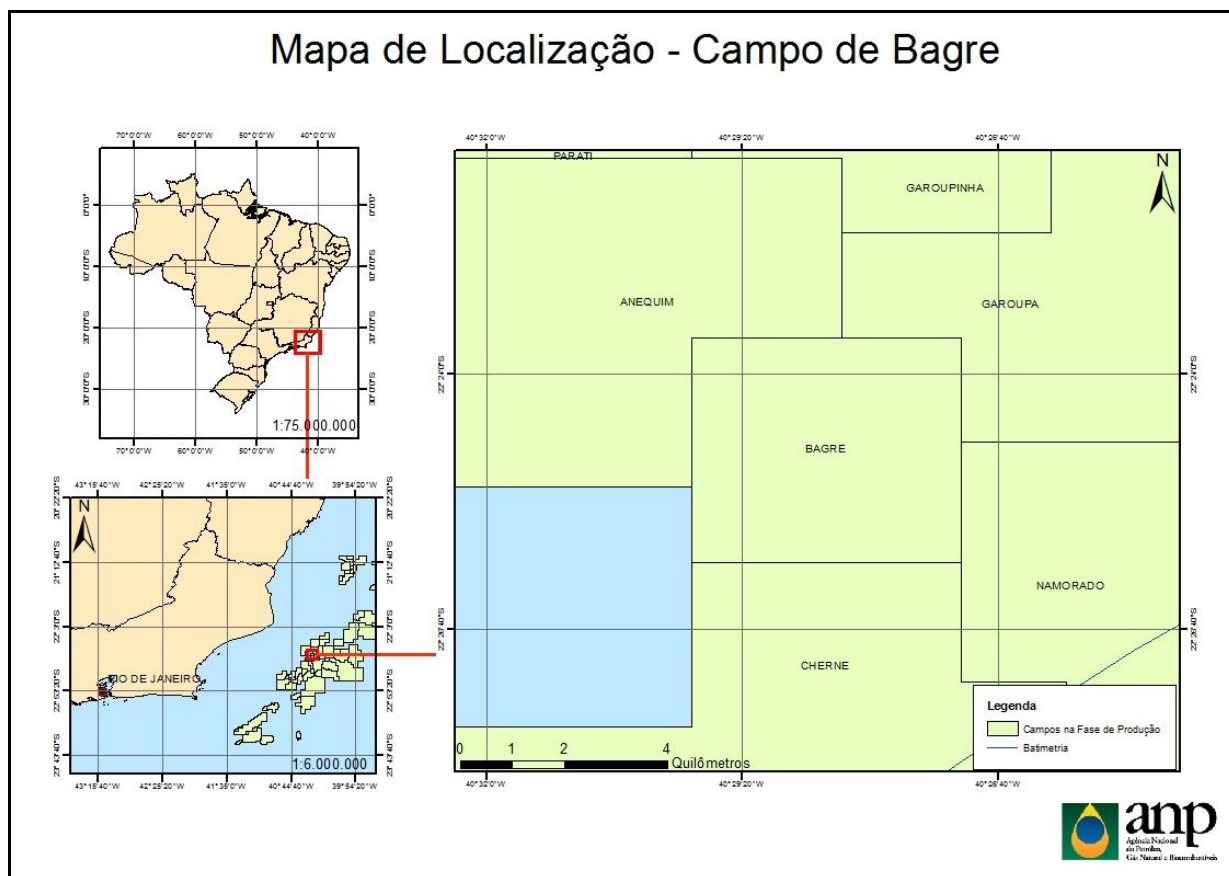


Plano de Desenvolvimento Aprovado
Reunião de Diretoria nº 800 de 22/04/2015
Resolução nº 272/2015

BAGRE	
Nº do Contrato:	48000.003726/97-08
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Rio de Janeiro
Bacia:	Campos
Localização:	MAR
Lâmina d'água:	117 m
Fluido Principal:	ÓLEO
Área:	20,9 km²
Situação:	Produção
Descoberta:	17/06/1975
Declaração de Comercialidade:	
Início de Produção:	31/05/1984
Previsão de Término da Produção:	2025

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

Localização: O campo de Bagre, com área de desenvolvimento de 20,9 km², localiza-se a 73 km da costa, no litoral do Estado do Rio de Janeiro. Limita-se a nordeste com a concessão de Garoupa, a sudeste com a concessão de Namorado, a sul com a concessão de Cherne e a noroeste com a concessão de Anequim.



Sistema de Produção e Escoamento: A produção do campo de Bagre é realizada por meio de poços de completação seca na Plataforma de Cherne 1 (PCH-1). O sistema de elevação utilizado é o gás lift. Em PCH-1 ocorre o processamento da produção de óleo e gás natural, bem como a primeira etapa de separação e tratamento da água produzida. A produção de óleo e parte da produção de água são bombeadas de PCH-1 através de um oleoduto de 12" de diâmetro até a Plataforma de Namorado 1 (PNA-1), de onde segue por um oleoduto de 16" até a Plataforma de Garoupa (PGP-1). Em PGP-1 ocorre nova etapa de separação da água e o óleo é escoado para o Terminal de Cabiúnas por meio de oleoduto de 22". O gás produzido na concessão de Bagre pode ser utilizado para consumo interno de equipamentos em PCH-1, elevação por gás lift, ou enviado para PCH-2 ou PNA-1 através de gasodutos de 12" e 16" de diâmetro. Além dos poços produtores, há um poço injetor de água de completação seca, utilizado para recuperação secundária.

Número de Poços:

Poços:	06/2016
Perfurados:	23
Produtores:	2
Injetores:	1

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios do campo de Bagre são arenitos turbidíticos de idade eocênica que pertencem à Formação Carapebus. Estes arenitos possuem porosidade média de 21%, permeabilidade média de 800 mD e saturados com óleo (27º API) e gás. Os reservatórios turbidíticos da Formação Namorado, de idade Albiano/Cenomaniano também são reservatórios produtores neste campo. Possuem porosidade média de 25%, permeabilidade média de 650 mD e saturados com óleo à 24º API. O principal mecanismo de produção do reservatório EN20/30-BG02 é o influxo de água, o que é evidenciado pelo grande volume de água já produzido. De forma complementar, a expansão da capa de gás primária também contribuiu para a produção do reservatório e para a manutenção da sua pressão. O mecanismo de produção dos reservatórios NA e NA30-BG16DP é o de gás em solução. No reservatório NA30-BG16DP, é realizada injeção de água para manutenção da pressão do reservatório.

Volume "in place"	31/12/2015
Óleo (milhões de m ³)	7,17
Gás Associado (milhões de m ³)	727,00

Produção Acumulada:	31/12/2015
Óleo (milhões de m ³)	3,32
Gás Associado (milhões de m ³):	337,15

Fonte: BAR/2015

