

Plano de Desenvolvimento Aprovado
Despacho SDP nº 0161/2017 de 06/07/2017

Guriatã

Nº do Contrato:	48000.000069/2015-95
Operador do Contrato:	Petróleo Brasileiro S.A.
Estado:	Bahia
Bacia:	Recôncavo
Localização:	Terra
Lâmina d'água:	-
Fluido Principal:	Óleo
Área:	3,62 km²
Situação:	Em desenvolvimento
Descoberta:	06/2015
Declaração de Comercialidade:	05/2016
Início de Produção:	2018 (previsão)
Previsão do Término de Produção:	2030 (limite econômico)

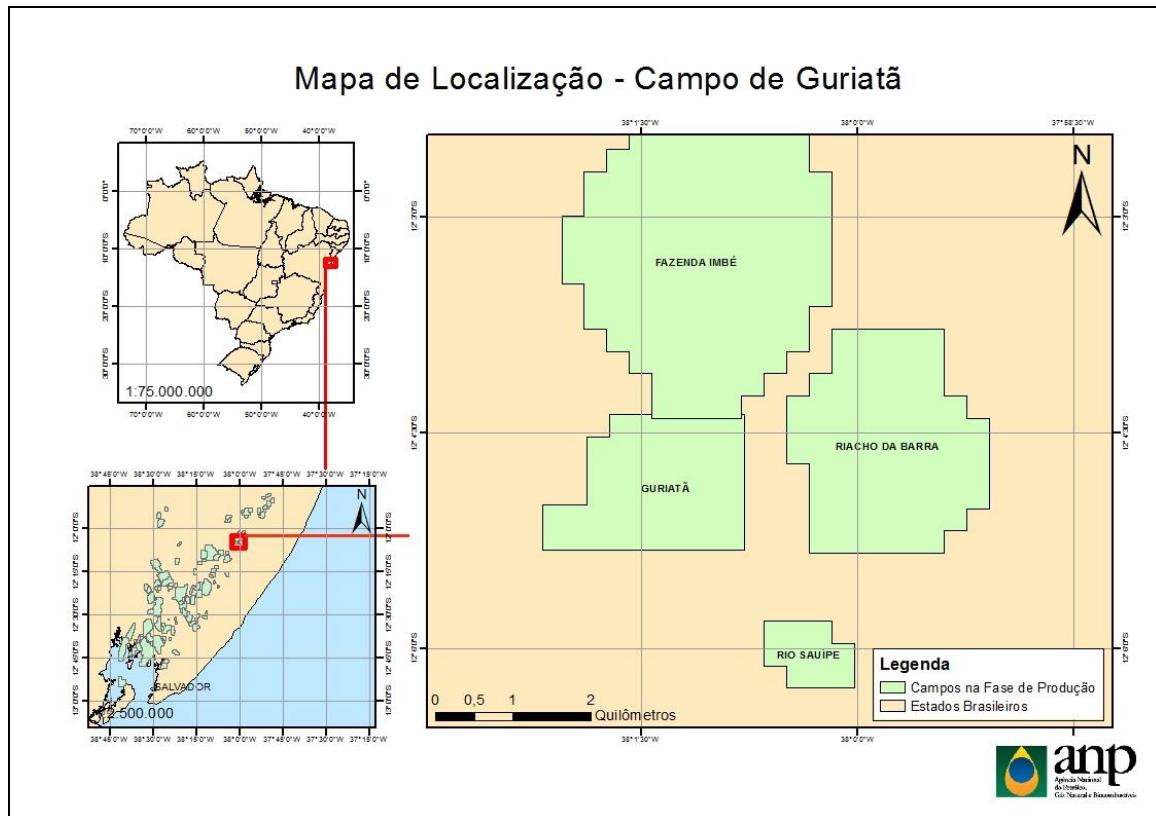
Concessionário(s):

Petróleo Brasileiro S.A.

Participação (%):

100

Localização: O Campo de Guriatã, com área de desenvolvimento de 3,62 km², está localizado no compartimento nordeste da Bacia do Recôncavo, distante cerca de 112 km a sudoeste da cidade de Salvador, capital do Estado da Bahia.



Sistema de Produção e Escoamento: Apesar de registrar volumes acumulados de 0,002 milhões de m³ de óleo e 0,230 milhões de m³ de gás natural associado, advindos de um Teste de Longa Duração (TLD) realizado no poço 1-BRSA-1304-BA (1-FPA-0001-BA) em 2016, a produção do campo ainda não foi efetivamente iniciada, sendo que a atual previsão é para o ano de 2018. A concessão não contará com unidade de produção própria, de forma que todos os fluidos produzidos por seus poços serão encaminhados, por meio de linhas, à Estação Coletora Fazenda Imbé (ECOL FI), onde serão separados, medidos e, posteriormente, tratados de forma conjunta com a produção advinda de outras concessões próximas. Será instalado um vaso separador na ECOL FI para recebimento da produção do campo, o qual contará com um sistema de medição na saída dos líquidos. O gás natural produzido no campo será utilizado no “gas lift” intermitente e no consumo interno da Estação de Fazenda Imbé. Uma pequena parcela do mesmo será queimada e o excedente exportado, através de gasoduto, para a Estação de Compressores de Santiago (ECOMP SANTIAGO).

Número de Poços:

Poços:	06/2017
Perfurados:	1
Produtores:	1

Geologia da área e Reservatórios: Os principais reservatórios encontrados na área correspondem a arenitos fluvio-eólicos berriadianos da Formação Água Grande, com porosidade média de 14% e permeabilidade de 258 mD, saturados com óleo leve de 38º API. O mecanismo primário de produção para esses reservatórios é a expansão de gás em solução, sem atuação do aquífero. Como método de recuperação secundária está prevista a injeção de água (pressurização principal) por meio de um poço injetor dedicado.

Volume “in place”	31/12/2016
Petróleo (milhões de m ³)	0,28
Gás Total (milhões de m ³)	34,90
Produção Acumulada:	31/12/2016
Petróleo (milhões de m ³)	0,002
Gás Total (milhões de m ³):	0,230

Fonte: BAR/2016