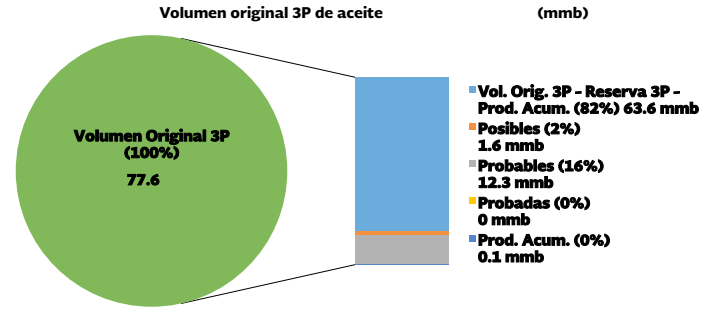
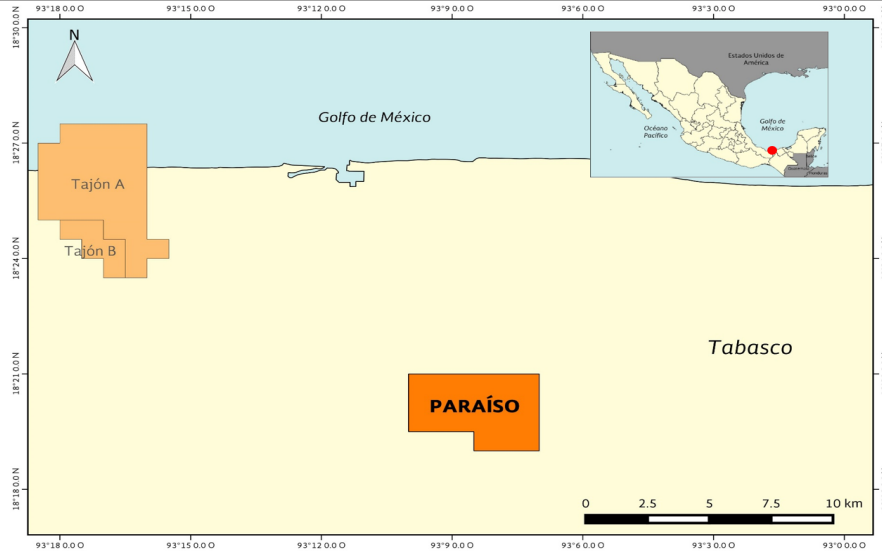


# CAMPO PARAÍSO



Las sumas parciales pueden no coincidir debido al redondeo.

## Características generales del yacimiento principal (2P)

Concepto	Característica
Yacimiento	Cretácico Superior
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro
Gravedad API	35.0
Profundidad media (mvmbr)	6,128
Tirante de agua (m)	No Aplica
Mecanismo de empuje predominante (actual)	Expansión Roca y fluidos
Método del cálculo de reservas	Curvas de declinación
Recuperación avanzada y mejorada	No aplica
Litología del yacimiento	Caliza
Pi (kg/cm <sup>2</sup> )	1,139.0
Py actual (kg/cm <sup>2</sup> )	1,139.0
Pb / Pr (kg/cm <sup>2</sup> )	No especificado
Área (acre)	2,046.5
Espesor neto (pies)	95.5
Sw (%)	29.2
Porosidad (%)	7.5
Boi	1.2
Rsi (mmpc/mb)	0.6

## Datos generales

Concepto	Característica
Región	Región Sur
Activo	Bellota-Jujo
Ubicación	Terrestre
Estado	Tabasco
Superficie (km <sup>2</sup> )	17.0

## Reservas remanentes al 1° de enero de 2015

Concepto	Unidad	1P	2P	3P
Aceite	mmb	0.0	12.3	13.9
Gas	mmmpc	0.0	6.8	7.7
Petróleo crudo equivalente	mmb	0.0	14.1	15.9

## Volumen original al 1° de enero de 2015

Concepto	Unidad	1P	2P	3P
Aceite	mmb	64.9	64.9	77.6
Gas	mmmpc	35.7	35.7	42.7

## Factor de recuperación\*

Concepto	Unidad	1P	2P	3P
Aceite	%	0.1%	16.0%	18.1%
Gas	%	0.1%	16.0%	18.1%

## Producción de hidrocarburos

Concepto	Aceite	Gas
Prod. Acum. (mmb   mmmpc)	0.1	0.1
Ene - Dic 2014 (mmb   mmmpc)	0.0	0.0
Ene-Sep 2015 (mmb   mmmpc)	0.0	0.0

## Información de los principales yacimientos

Categoría	Yacimiento	Reserva remanente				Volumen original		F. de recuperación*		Producción acumulada		Tipo de yacimiento	Gravedad API	Mecanismo de empuje predominante (actual)	Litología	Prof. media (mvmbr)	Tirante de agua (m)
		Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Cond. (mmb)	PCE (mmb)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)						
1P	Cretácico Superior	0.0	0.0	0.0	0.0	64.9	35.7	0.2%	0.2%	0.1	0.1	Aceite Negro	35.0	Expansión Roca y fluidos	Caliza	6,128	No Aplica
2P		12.3	6.8	0.1	14.1	64.9	35.7	19.1%	19.2%	0.1	0.1						
3P		12.3	6.8	0.1	14.1	64.9	35.7	19.1%	19.2%	0.1	0.1						
1P	Paraje Solo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%	0.0	0.0	Aceite Negro	35.0	Expansión Roca y fluidos	Arenisca	700	No Aplica
2P		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0%	0.0%	0.0	0.0						
3P		1.6	0.9	0.0	1.8	12.6	6.9	12.6%	12.6%	0.0	0.0						

\*Fórmula para el cálculo del factor de recuperación = (Producción acumulada de aceite o gas del campo al 01/01/15 + Recuperación final esperada de aceite o gas del campo al horizonte evaluado) / Volumen Original Total 3P del campo.

Fuente: CNH con datos de Pemex. Nota la información a nivel campo corresponde a Reservas al 1ro de enero de 2015.