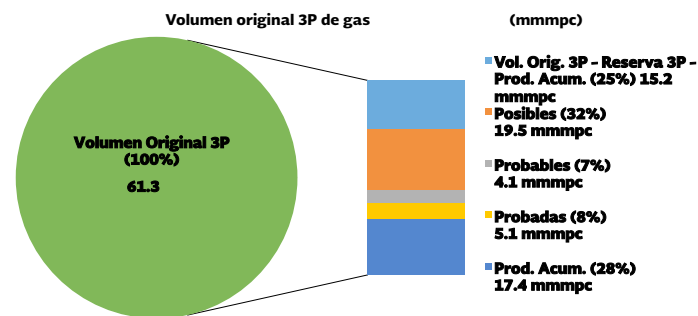
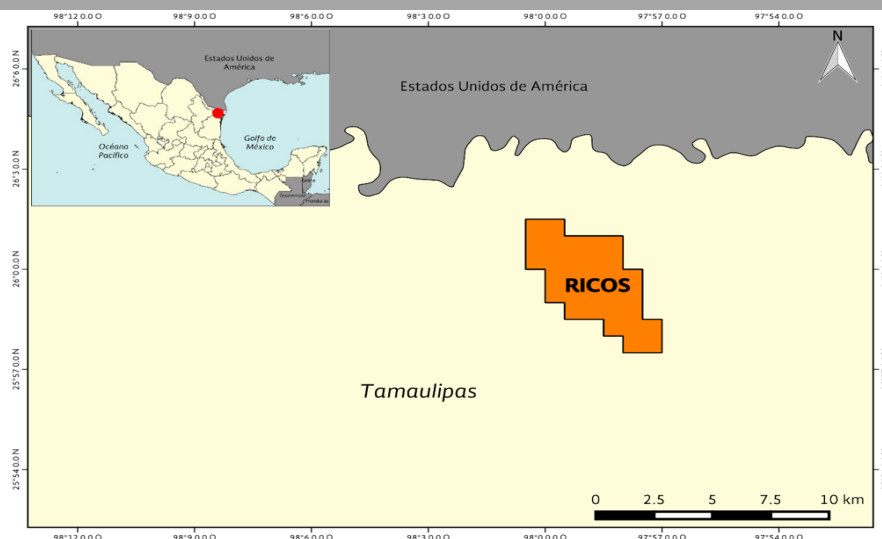


CAMPO RICOS



Las sumas parciales pueden no coincidir debido al redondeo.

| Datos generales | |
|-------------------------------|----------------|
| Concepto | Característica |
| Región | Región Norte |
| Activo | Burgos |
| Ubicación | Terrestre |
| Estado | Tamaulipas |
| Superficie (km ²) | 23.7 |

| Producción de hidrocarburos | | |
|------------------------------|--------|------|
| Concepto | Aceite | Gas |
| Prod. Acum. (mmb mmpc) | 0.0 | 17.4 |
| Ene - Dic 2014 (mmb mmpcd) | 0.0 | 4.2 |
| Ene-Sep 2015 (mmb mmpcd) | 0.0 | 4.1 |

| Reservas remanentes al 1° de enero de 2015 | | | | |
|--|--------|-----|-----|------|
| Concepto | Unidad | 1P | 2P | 3P |
| Aceite | mmb | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Gas | mmpc | 5.1 | 9.2 | 28.6 |
| Petróleo crudo equivalente | mmb | 1.1 | 1.9 | 6.1 |

| Volumen original al 1° de enero de 2015 | | | | |
|---|--------|------|------|------|
| Concepto | Unidad | 1P | 2P | 3P |
| Aceite | mmb | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Gas | mmpc | 30.7 | 35.4 | 61.3 |

| Factor de recuperación* | | | | |
|-------------------------|--------|-------|-------|-------|
| Concepto | Unidad | 1P | 2P | 3P |
| Aceite | % | n.a. | n.a. | n.a. |
| Gas | % | 36.7% | 43.4% | 75.1% |

Características generales del yacimiento principal (2P)

| Concepto | Característica |
|---|-----------------------------------|
| Yacimiento | Ricos GHNA |
| Tipo de Yacimiento | Gas Húmedo No Asoc |
| Gravedad API | -- |
| Profundidad media (mvbmr) | 3,000 |
| Tirante de agua (m) | No Aplica |
| Mecanismo de empuje predominante (actual) | Expansión del sistema roca-fluido |
| Método del cálculo de reservas | Curvas de declinación |
| Recuperación avanzada y mejorada | No aplica |
| Litología del yacimiento | Arena |
| Pi (kg/cm ³) | 544.4 |
| Py actual (kg/cm ³) | No especificado |
| Pb / Pr (kg/cm ³) | No especificado |
| Área (acre) | 750.0 |
| Espesor neto (pies) | 40.0 |
| Sw (%) | 49.4 |
| Porosidad (%) | 16.1 |
| Bgi | 0.0 |
| Rc (mb/mmpc) | -- |

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 (mvbmr) | Tirante de agua (m) |
|-----------|------------|-------------------|------------|-------------|-----------|------------------|------------|---------------------|---------|----------------------|------------|--------------------|--------------|---|-----------|---------------------|---------------------|
| | | Aceite (mmb) | Gas (mmpc) | Cond. (mmb) | PCE (mmb) | Aceite (mmb) | Gas (mmpc) | Aceite (%) | Gas (%) | Aceite (mmb) | Gas (mmpc) | | | | | | |
| 1P | Ricos GHNA | 0.0 | 5.1 | 0.0 | 1.1 | 0.0 | 30.7 | n.a. | 36.7% | 0.0 | 17.4 | Gas Húmedo No Asoc | -- | Expansión del sistema roca-fluido | Arena | 3,000 | No Aplica |
| 2P | | 0.0 | 9.2 | 0.0 | 1.9 | 0.0 | 35.4 | n.a. | 43.4% | 0.0 | 17.4 | | | | | | |
| 3P | | 0.0 | 28.6 | 0.0 | 6.1 | 0.0 | 61.3 | n.a. | 75.1% | 0.0 | 17.4 | | | | | | |

*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.