



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Solicitud de Aprobación de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

Contrato CNH-R01-L03-A20/2016
GS Oil & Gas, S. A. P. I. de C. V.

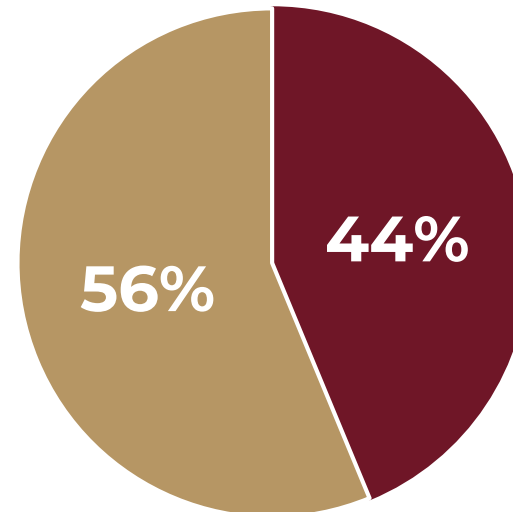
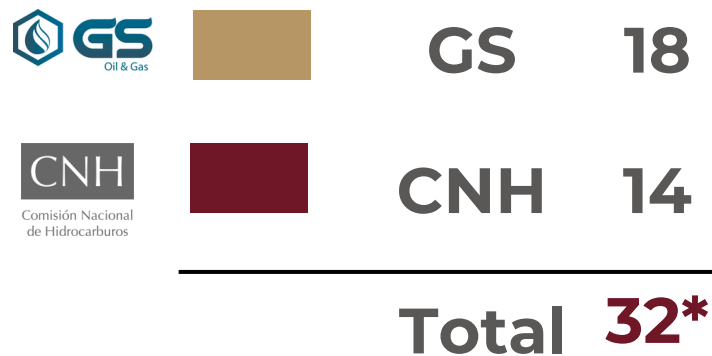
Marzo 2020



Relación Cronológica



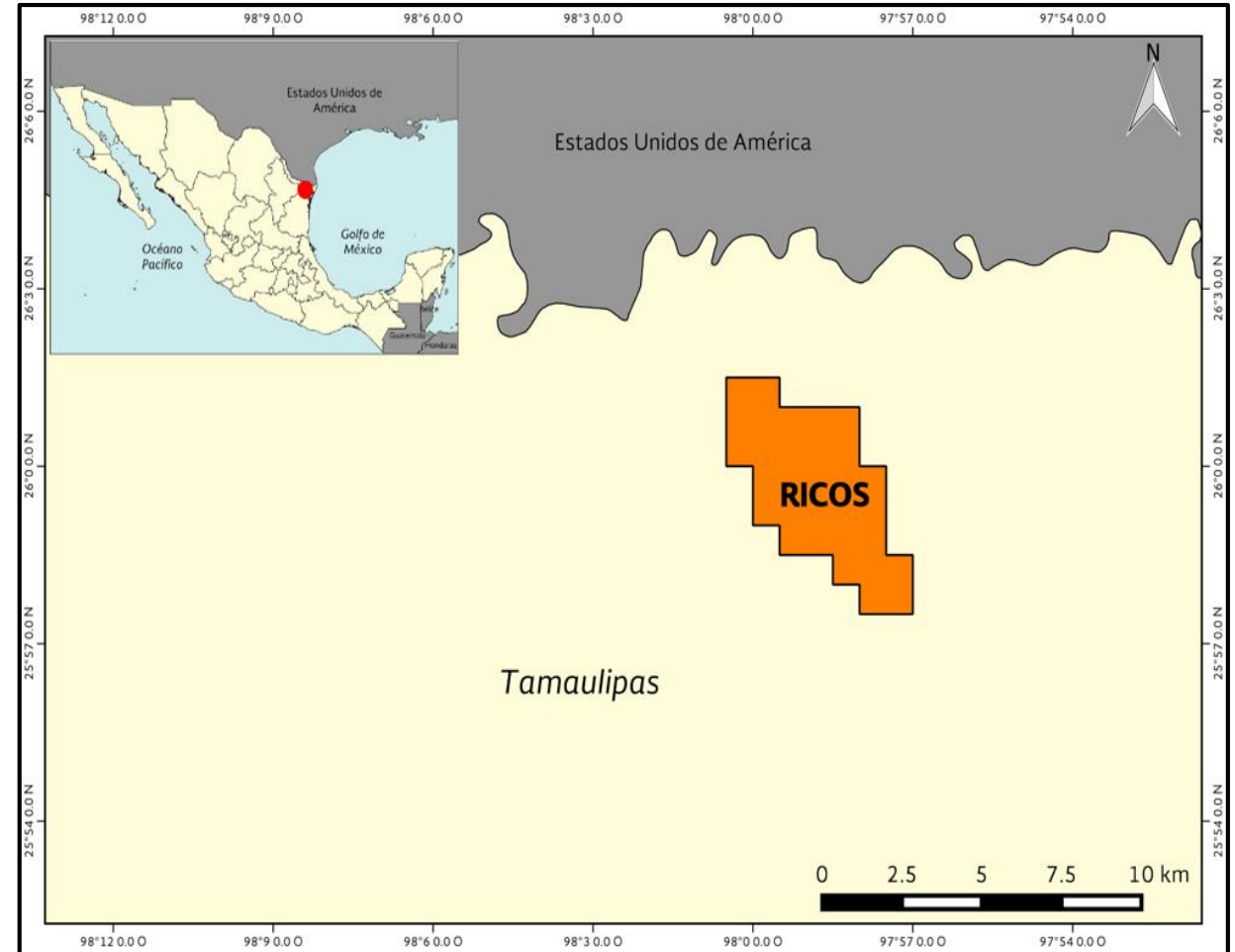
Duración total del proceso Días hábiles (35 dh)



*No considera los días de atención a prevenciones del Operador

Generalidades del Contrato

| | |
|-------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| Características | CNH-R01-L03-A20/2016 |
| Área Contractual (km ²) | 23.663 |
| Ubicación | 32 km al SE de Reynosa, Tamaulipas |
| Fecha efectiva del Contrato | 25 de agosto de 2016 |
| Vigencia | 25 años |
| Tipo de Contrato | Licencia |
| Profundidad promedio (mv) | 2,085-3,530 |
| Pozos perforados | 20 ^(a) |
| Yacimientos | Oligoceno - Frío No Marino (OFNM) y Frío Marino (OFM) |
| Tipo de fluido | Gas húmedo |



Área Contractual CNH-R01-L03-A20/2016
Fuente: CNH



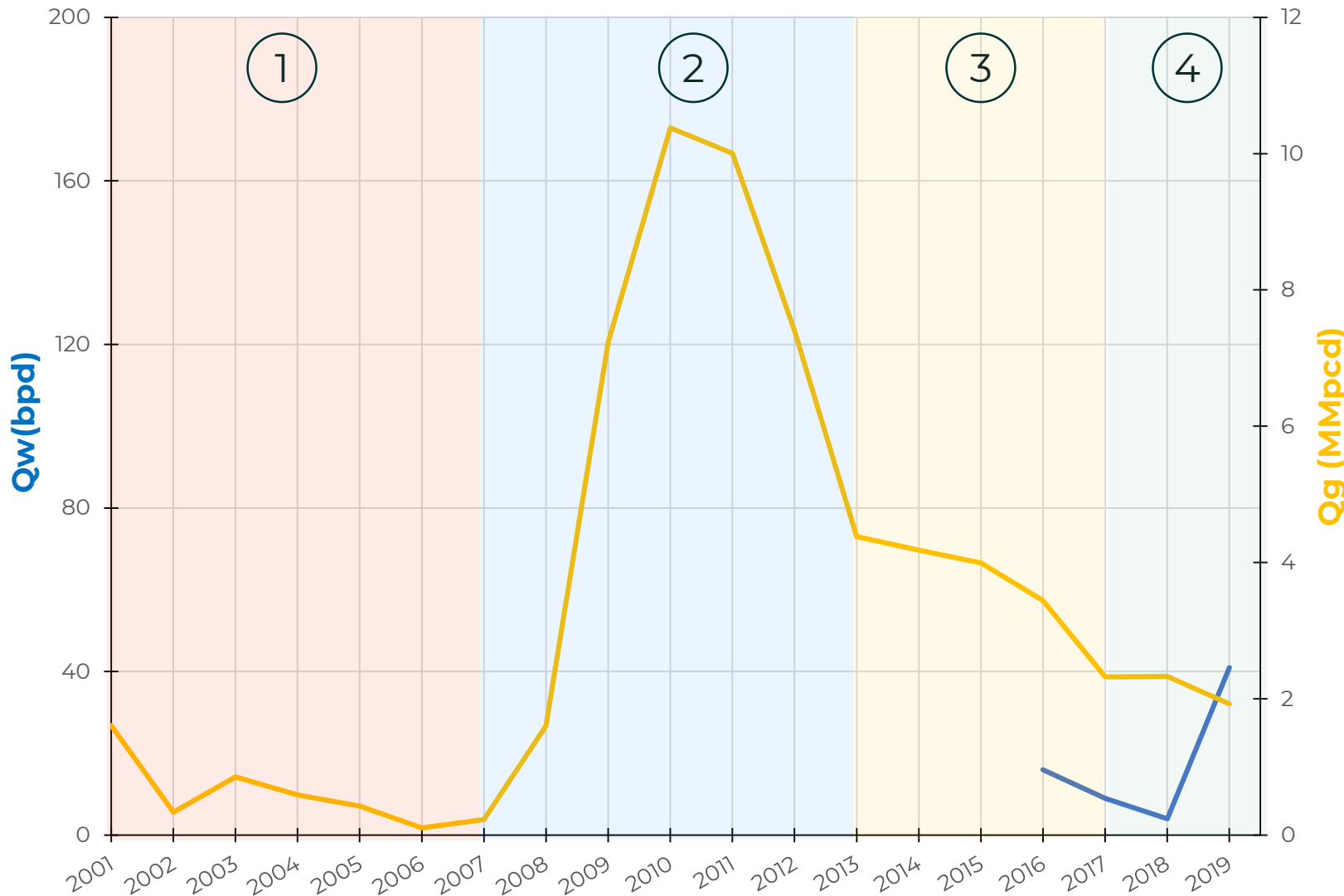
Comisión Nacional de Hidrocarburos

Área de Protección

(a) 6 pozos pertenecen a los campos Francisco Cano y Treviño, 1 fue declarado como no útil y dos han sido perforados por el Contratista al amparo del Plan vigente.

Etapas de desarrollo del Campo

CNH-R01-L03-A20/2016 Campo Ricos



● **Etapa 1:** Descubrimiento del Campo en el 2000. Inicio el desarrollo en 2001 en el yacimiento OFM-25 con 1 pozo.

● **Etapa 2:** En 2009 y 2010 inicio una campaña de perforación de 8 pozos. Se alcanzó la producción máxima de gas del campo.

● **Etapa 3:** Inicia la ejecución de RMA's para producir en otras arenas del campo. Inicio de producción de agua.

● **Etapa 4:** El Contratista toma posesión del Área Contractual y ejecuta actividades de Evaluación.

Justificación de la modificación del Plan

Variaciones del Plan

- Derivado de cambios técnicos y económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifican.

Justificación

- El Plan de Desarrollo vigente estaba enfocado en la continuación de operaciones existentes.
- Es resultado de la conclusión de las actividades previstas en el Plan de Evaluación.
- La modificación al Plan incorpora una mayor actividad física para incrementar la extracción de hidrocarburos hasta la vigencia del Contrato.

Alternativas de Desarrollo

| Características | Alternativa 1 Seleccionada | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|--------------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|
| Terminaciones | 19 | 19 | 29 |
| RMA's | 16 | 16 | 6 |
| RME's | 322 | 296 | 283 |
| Infraestructura | 0 | 1 | 1 |
| Inversiones (MMUSD) | 85.14 | 91.06 | 106.81 |
| Gastos de operación (MMUSD) | 76.58 | 84.07 | 85.02 |
| Volumen a recuperar condensado (MMb) | 0.23 | 0.23 | 0.24 |
| Volumen a recuperar (MMMpc) | 68.09 | 65.53 | 68.61 |
| VPN AI (MMUSD) | 40.76 | 39.98 | 39.84 |
| VPN DI (MMUSD) | 7.27 | 4.11 | 1.27 |
| VPI (MMUSD) | 68.84 | 75.47 | 92.31 |
| VPN/VPI AI | 0.59 | 0.53 | 0.43 |
| VPN/VPI DI | 0.11 | 0.05 | 0.01 |

Alternativa 1

- ✓ Volumen a recuperar cercano a las Reservas 3P
- ✓ Mayor número de RME's
- ✓ LE 50 Mpcd
- ✓ Mayor VPN / VPI DI.

Alternativa 2

- ✓ Igual número de perforaciones y terminaciones que la alternativa 1
- ✓ Requiere ampliación de ERG por mayor producción los primeros años
- ✓ LE 300 Mpcd

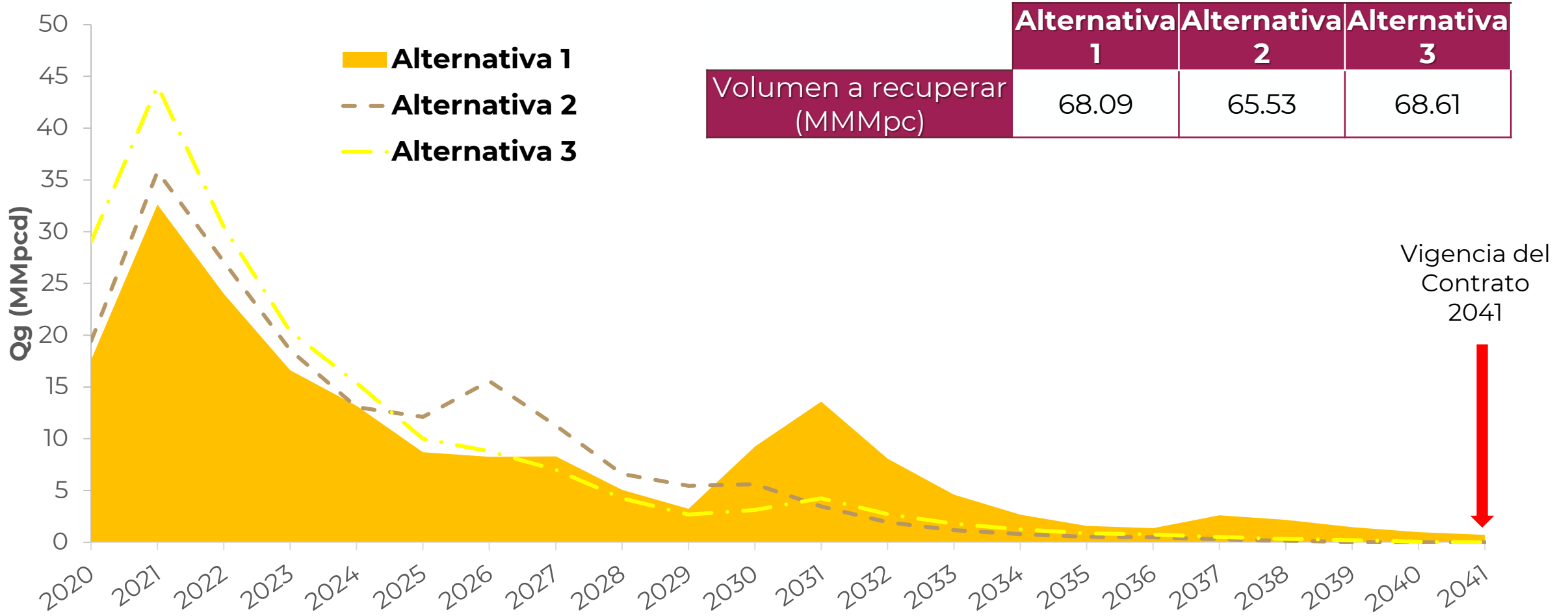
Alternativa 3

- ✓ Mayor número de terminaciones
- ✓ Requiere ampliación de ERG por mayor producción los primeros años.

CNH

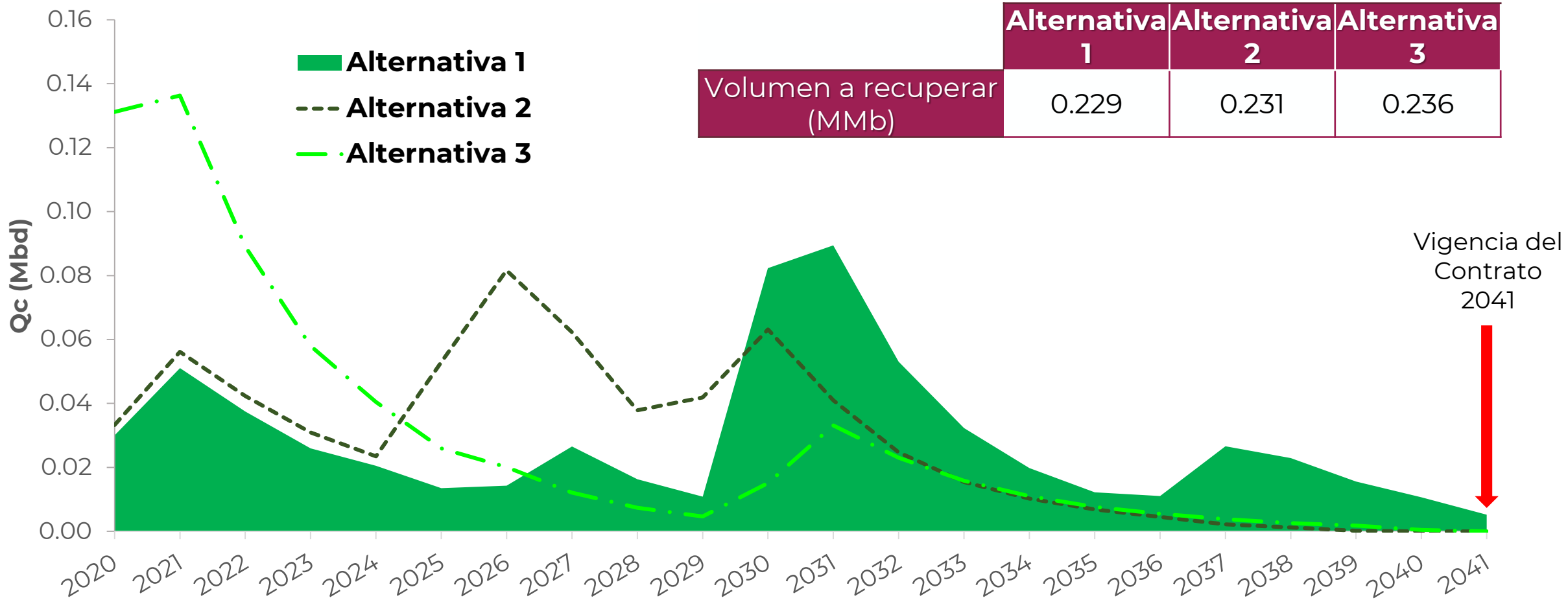
Comisión Nacional de Hidrocarburos

Producción de Gas



- **Alternativa 1.** Considera perforar 17 pozos, 16 RMA y 322 RME.
- **Alternativa 2.** Considera perforar 17 pozos, 16 RMA y 296 RME.
- **Alternativa 3.** Considera 29 terminaciones, 6 RMA y 283 RME.

Producción de condensado



- **Alternativa 1.** Considera perforar 17 pozos, 16 RMA y 322 RME.
- **Alternativa 2.** Considera perforar 17 pozos, 16 RMA y 296 RME.
- **Alternativa 3.** Considera 29 terminaciones, 6 RMA y 283 RME.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

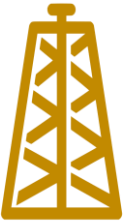
Área de Protección

Alcance del Plan de Desarrollo (Alternativa 1)



Volumen a recuperar 2020-2041

229 Mbl
68.09 MMMpc

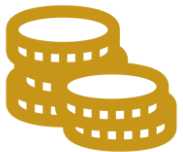


Pozos

17 productores
16 RMA
322 RME
30 taponamientos

Costo Total

161.72 (MILLONES DE DÓLARES)



85.14 Inversión
76.58 Gasto de operación



Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

No Aplican las Disposiciones Técnicas debido a que es gas natural no asociado



Medición de hidrocarburos

No sufre modificación y sigue vigente Resolución CNH.E.08.006/19

Actividades a realizar

| Actividad | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035-2041 | Total |
|-------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-----------|-------|
| Perforación | 12 | 5 | | | | | | | | | | | | | | | 17 |
| Terminación | 12 | 7 | | | | | | | | | | | | | | | 19 |
| RMA | | | | 1 | | | 2 | | | | 8 | 3 | | | | 2 | 16 |
| RME | 26 | | 26 | 19 | 34 | 26 | 27 | 16 | 30 | 12 | 18 | 15 | 21 | 1 | 13 | 38 | 322 |
| Ductos ^(a) | 15 | 3 | | | | | | | | | | | | | | | 18 |
| Taponamientos | | | | | | | | | | | | | | | | 30 | 30 |
| Abandono ^(b) | | | | | | | | | | | | | | | | 6 | 6 |

a Corresponde a 17 líneas de descarga y una interconexión entre dos gasoductos.

b Corresponde a 4 módulos de recolección, 1 gasoducto de 10" y la ERG Ricos-1.

Toma de Información y estudios

1 estudio geológico de actualización al modelo estático y dinámico de los yacimientos, **17** registros convencionales, **17** estudios petrofísicos, **17** registros de saturación, registros de presión de fondo, aforos de producción, análisis de agua de formación y cromatográficos así como de las condiciones operativas de los pozos.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

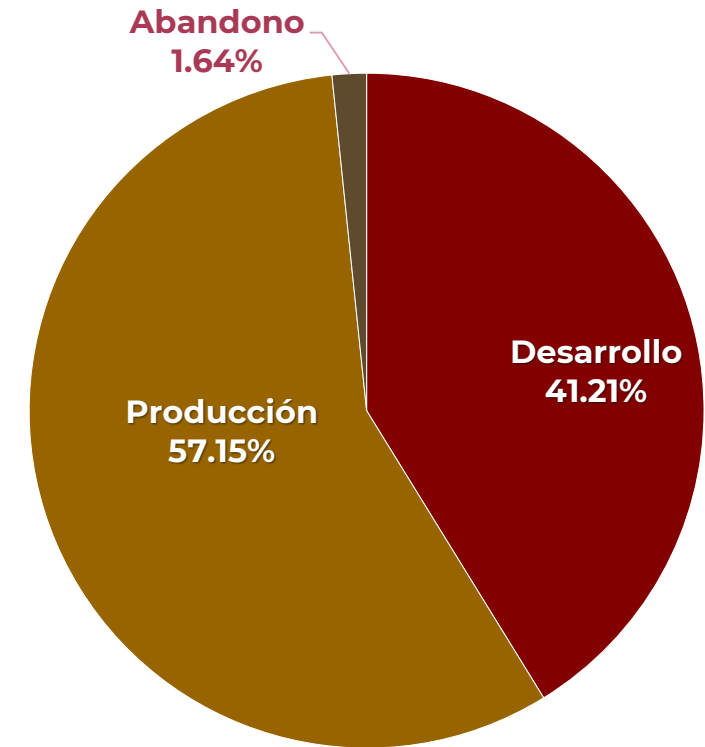
Costo Total

| Actividad Petrolera | Sub-Actividad Petrolera | Total (Millones de Dólares) |
|---------------------|------------------------------------------------|-----------------------------|
| Desarrollo | General ^a | 0.26 |
| | Perforación de Pozos | 66.38 |
| Producción | Construcción Instalaciones | 3.70 |
| | Ductos | 1.41 |
| | General ^a | 23.48 |
| | Ingeniería de Yacimientos | 0.12 |
| | Intervención de Pozos | 21.76 |
| | Operación de Instalaciones de Producción | 33.78 |
| | Pruebas de Producción | 1.89 |
| | Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 6.29 |
| Abandono | Desmantelamiento de Instalaciones ^b | 2.66 |
| Total | | 161.72 |

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

a. Las actividades contempladas en la Actividad Petrolera de General corresponden a gastos operativos.

b. Corresponde al costo total de abandono de pozos e instalaciones estimado por el Contratista. Los montos anuales para el período de 2020 a 2041 que corresponden a la aportación al Fideicomiso de Abandono, deberán determinarse de conformidad con la Cláusula 16.4 del Contrato, toda vez que éstos no son materia de aprobación del presente Dictamen.



Costo Total
\$161.72 MMUSD

Recomendaciones

Optimización de condiciones de flujo

Para **optimizar el ritmo de declinación** año con año, a fin de mejorar la rentabilidad de la extracción de hidrocarburos que le permita maximizar el Factor de Recuperación.

Toma de información

Actualizar los valores de propiedades petrofísicas y propiedades de fluidos de las formaciones que componen el yacimiento, y la utilización de **registros VSP's** en algunos de los pozos a perforar para incrementar el conocimiento de los mismos, ya que no se cuenta con ese tipo de registros en los pozos del campo.

Lecciones aprendidas

Considerar la **información y experiencias adquiridas** durante la implementación de este Plan de Desarrollo y contemplarlas en una posible modificación al Plan en caso de que sea necesario.

Cumplimiento de la normatividad aplicable

Cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos (LH)

- Artículo 44, fracción II

Cumplimiento de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME)

- Artículo 39

Cumplimiento de los Lineamientos de Planes

- Artículo 7, fracciones I, II, III, IV y VI)
- Artículo 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), g), y h)
- Artículo 11, fracciones I, II, III, IV, V, VII y VIII
- Artículo 12, fracción II
- Artículo 19
- Artículo 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XI, XII y XIII
- Artículo 25
- Anexo II

Cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

- 42, Fracción I- XIV
- 26, 28, 29, 30, 31, 32 y 33, De la determinación de la calidad
- 34,35,36 De los balances
- 7,10 De la Gestión y Gerencia de la medición
- 43, Fracción IV Opinión de SHCP

Cumplimiento cláusulas del Contrato

- 5.3, 11.2, 11.3, 13.2, 14.1, 14.2, 14.3, 17.1, 18.3, 18.5 y Anexo 9.

Resultado del dictamen

Derivado del análisis presentado, se propone el Dictamen Técnico en **sentido favorable** con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al **Contrato CNH-R01-L03-A20/2016**, presentado por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., mismo que de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del Contrato o se apruebe una modificación.



Comisión
Nacional de
Hidrocarburos

gob.mx/CNH
hidrocarburos.gob.mx
rondasmexico.gob.mx

