

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción

Contrato CNH-R01-L03-A20/2016

GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.

Fedipe
A

Marzo 2020



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

[Handwritten signature]

CONTENIDO

I. Identificación del Operador y del Área Contractual	4
II. Elementos generales del Plan de Desarrollo (resumen ejecutivo)	5
III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información	6
IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen	7
V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación	9
a) Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual	9
b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción	12
c) Volumen original y Reservas de hidrocarburos	13
d) Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción	14
e) Pozos perforados y pozos a perforar y RMA's.....	18
f) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo Modificado.....	21
g) Análisis técnico de la solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.....	26
h) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos.....	28
i) Comercialización de la Producción.....	30
j) Análisis económico	30
a. Desglose del Programa de Inversiones.....	31
b. Consistencia de la información económico-financiera	33
c. Evaluación económica del proyecto de desarrollo.....	33
k) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural.....	35
l) Cumplimiento Contractual.....	35
VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan	36
VII. Sistema de Administración de Riesgos	40
VIII. Cumplimiento de Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica	41
IX. Resultado del dictamen técnico	42
a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país.....	43

Fedpe
A

A
A

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables43

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación.....44

d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país44

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables..... 45

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural.....45

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos..... 45

h) Recomendaciones.....46

Fedpe



I. Identificación del Operador y del Área Contractual

El Contratista promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, modificación al Plan) del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 (en adelante, Contrato), del Área Contractual 20 Campo Ricos (en adelante, Área Contractual), bajo la modalidad de Licencia, es la empresa GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, GS o Contratista). Las características generales del Área Contractual se muestran en la Tabla 1.

Asignación / Contrato	CNH-R01-L03-A20/2016
Estado y municipio	Tamaulipas, Río Bravo
Superficie	23.663 km ²
Fecha de emisión/Firma Contrato	25 de agosto de 2016
Vigencia	25 años
Tipo de Asignación / Contrato	Licencia
Profundidad para extracción	Sin restricción
Profundidad para exploración	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Ricos - Oligoceno Frío No Marino y Oligoceno Frío Marino
Colindancias	Campo Francisco Cano y Campo Treviño

Tabla 1. Datos generales del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

El Área Contractual se localiza en el Estado de Tamaulipas, en el municipio de Río Bravo. Se encuentra a 32 km al Sureste de la ciudad de Reynosa y a 53 km al Noroeste de la ciudad de Matamoros. Cuenta con una superficie de 23.66 km² respecto al polígono que delimita el Área Contractual. Geológicamente se ubica dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos. La ubicación del Área Contractual se muestra en la Figura 1.

Fedde
A
f

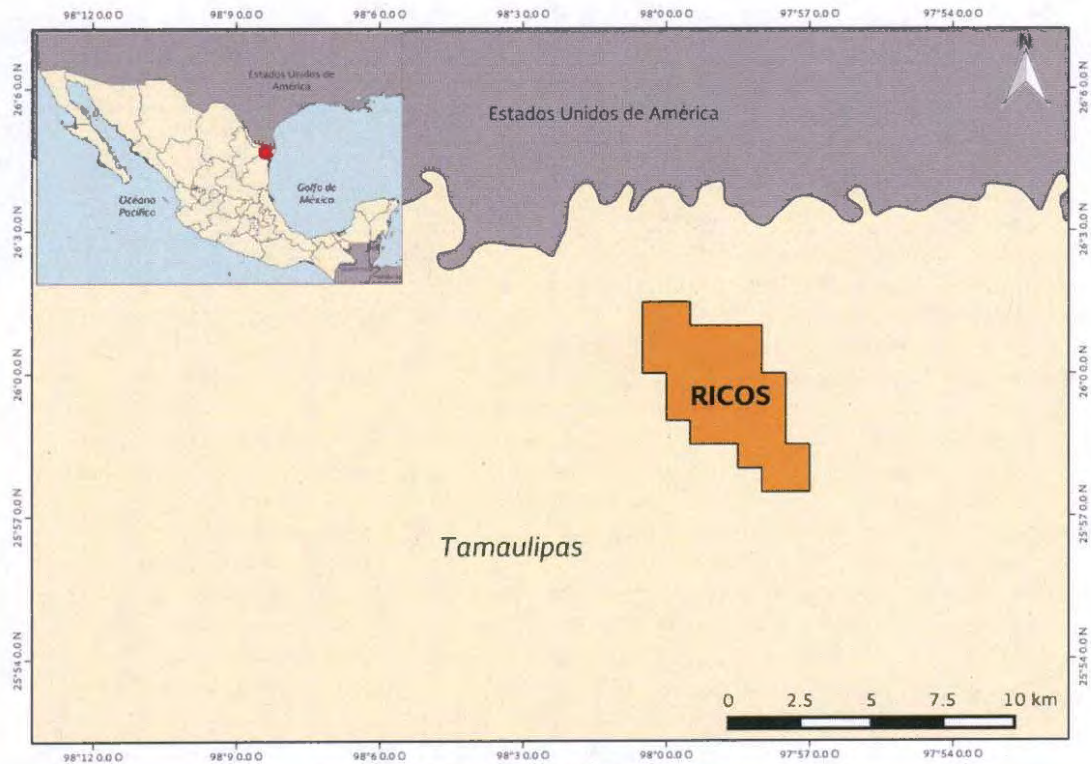


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.
(Fuente: Comisión)

Así mismo, los vértices del Área Contractual se encuentran descritos en la Tabla 2.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97° 59' 30"	26° 01' 30"	10	97° 58' 00"	25° 58' 00"
2	97° 59' 30"	26° 01' 00"	11	97° 58' 30"	25° 58' 00"
3	97° 58' 00"	26° 01' 00"	12	97° 58' 30"	25° 58' 30"
4	97° 58' 00"	26° 00' 00"	13	97° 59' 30"	25° 58' 30"
5	97° 57' 30"	26° 00' 00"	14	97° 59' 30"	25° 59' 00"
6	97° 57' 30"	25° 58' 30"	15	98° 00' 00"	25° 59' 00"
7	97° 57' 00"	25° 58' 30"	16	98° 00' 00"	26° 00' 00"
8	97° 57' 00"	25° 57' 30"	17	98° 00' 30"	26° 00' 00"
9	97° 58' 00"	25° 57' 30"	18	98° 00' 30"	26° 01' 30"

Tabla 2. Vértices del Área Contractual.
(Fuente: Comisión)

II. Elementos generales del Plan de Desarrollo (resumen ejecutivo)

La modificación al Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 Campo Ricos contempla recuperar un volumen de gas de 68.09 MMMpc

y 0.23 MMb de condensado, el factor de recuperación final es de 71.9 % para el gas recuperando dichos volumen a la vigencia del Contrato.

Al primero de enero del 2020 el Área Contractual cuenta con reservas cuantificadas en las formaciones Oligoceno Frío No Marino (OFNM) 11 y Oligoceno Frío Marino (OFM) 25, 18 y 15. El yacimiento OFNM-9, a pesar de que produjo alguna vez en la zona sur del campo con el pozo Ricos-37, no tiene volúmenes de reservas asociados, debido al bajo volumen de hidrocarburos con que cuenta y a la poca prospectividad que presenta como resultado del comportamiento de depositación en esa zona del campo.

La duración Plan presentado para modificación contempla el periodo de 2020-2041 y considera el mantenimiento de la producción base mediante 322 reparaciones menores (RME), así como el incremento de la producción mediante la ejecución de 17 perforaciones de pozos y 16 reparaciones mayores (RMA), también considera el taponamiento de 30 pozos. La infraestructura que utiliza el Área Contractual es la perteneciente a la misma y por lo tanto sí se considera el abandono de estructuras y ductos en esta modificación al Plan.

La inversión y gasto de operación de la modificación al Plan, será de 85.14 MMUSD y 76.58 MMUSD, respectivamente a la vigencia del Contrato.

Cabe señalar que por Resolución CNH.E.08.006/19 del 11 de febrero de 2019, la Comisión aprobó la modificación al Plan de Desarrollo para el Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 con una vigencia a partir de febrero del 2019 hasta julio del año 2020.

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan propuesta por el Contratista, involucró la participación de cinco direcciones administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDEExt), Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (en adelante DGMCP), Dirección General de Reservas (en adelante DGR), Dirección General de Seguimiento de Contratos (en adelante DGSC) y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante DGPEE). Además de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la



autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos; así como la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica.

La Figura 2, muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/13/2016 DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO del Contrato No. CNH-R01-L03-A20/2016 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

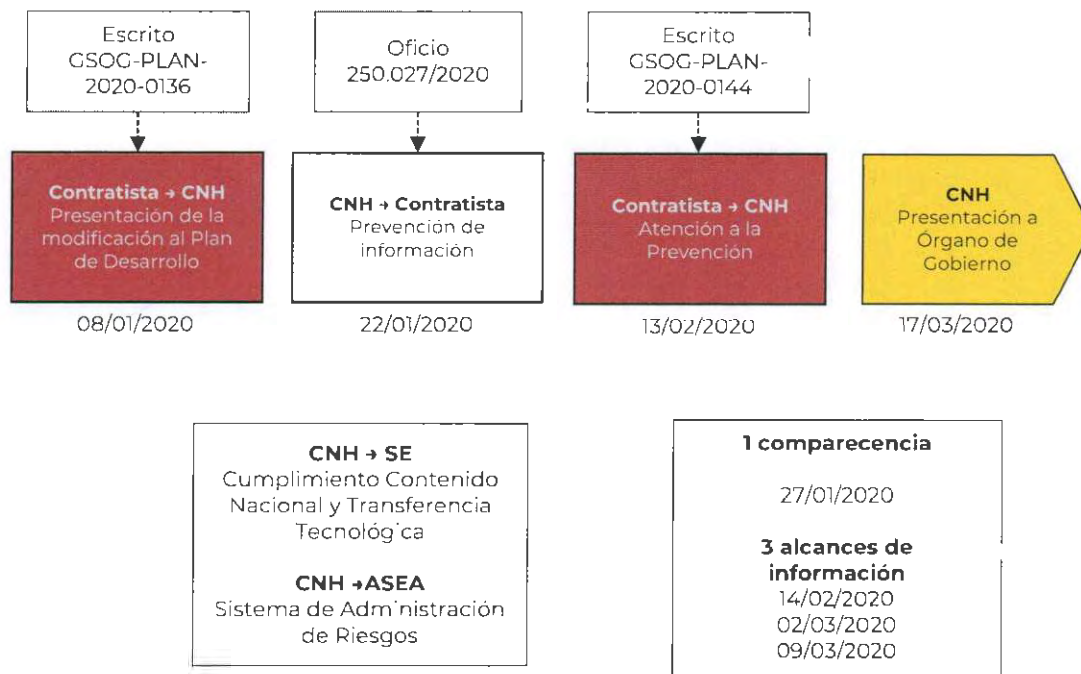


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen

La Comisión verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria Petrolera, tomando en consideración que la tecnología y el Plan propuesto, permitan maximizar el Factor de

[Firmas manuscritas en azul]

Recuperación y los mecanismos de medición de producción de Hidrocarburos en condiciones económicamente viables.

La modificación al Plan fue presentada en cumplimiento a la Resolución CNH.E.54.001/16 *por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite los Criterios generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 del 10 de octubre de 2016* (en adelante, Criterios), y consiste en ejecutar actividades no previstas en el Plan vigente, en virtud de que su vigencia se encontraba limitada a la conclusión del Periodo de Evaluación. Por tanto, los requisitos establecidos en el artículo 62 de los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos* (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019 se tienen por cumplidos al presentarse el contenido integral de los requisitos establecidos en los Lineamientos y del Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59 y 62 penúltimo párrafo de los Lineamientos para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en la modificación al Plan.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59 y 62 penúltimo párrafo de los Lineamientos, los requisitos establecidos en las Cláusulas 5.3, 11.2, 11.3, 13.2, 14.1, 17.1, 18.3, 18.5 y Anexo 9 del Contrato, los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) y los Criterios. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato, ya que la vigencia es de 25 años contados a partir del 25 de agosto de 2016.

En consecuencia, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Contratista presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación, y

d) Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación

a) Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual

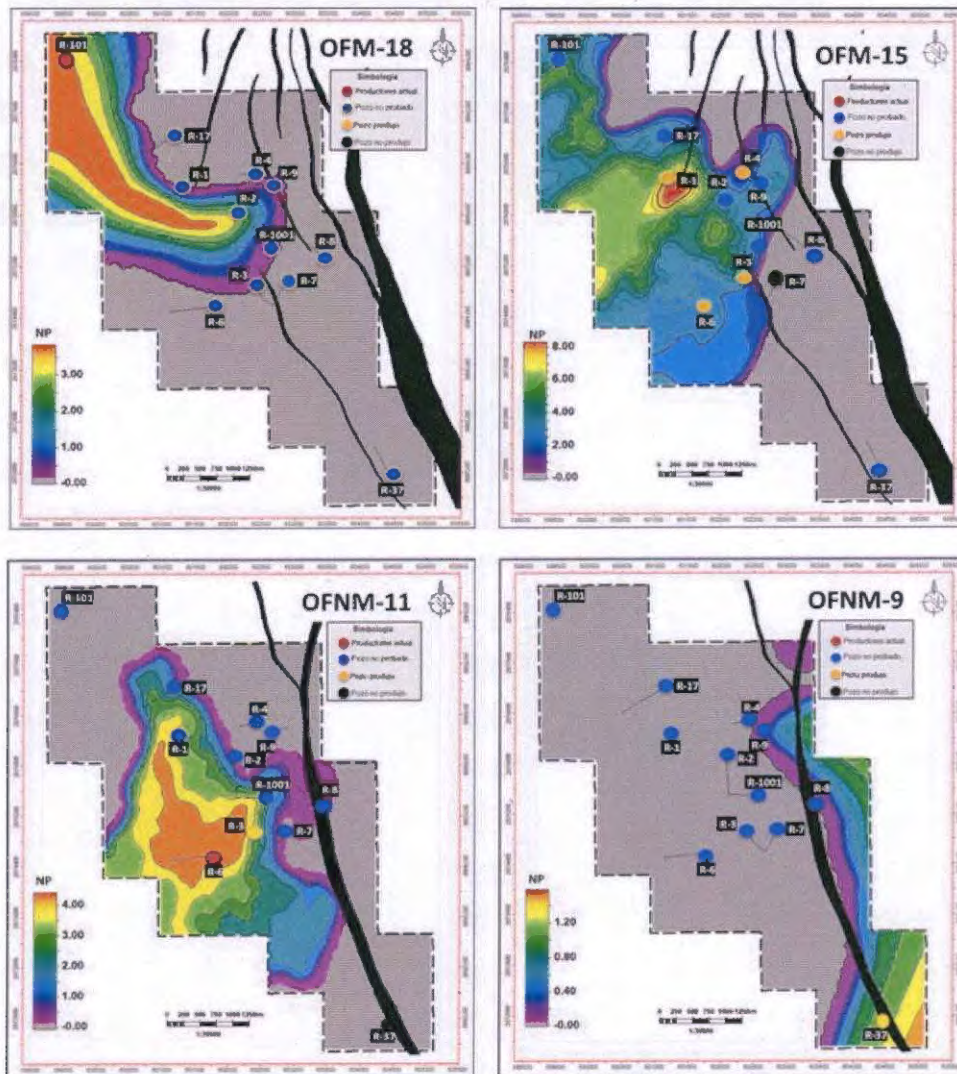


Figura 3. Mapas de espesor neto de las formaciones OFM-18,15 y 11 y OFNM-9.
(Fuente: Contratista)

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

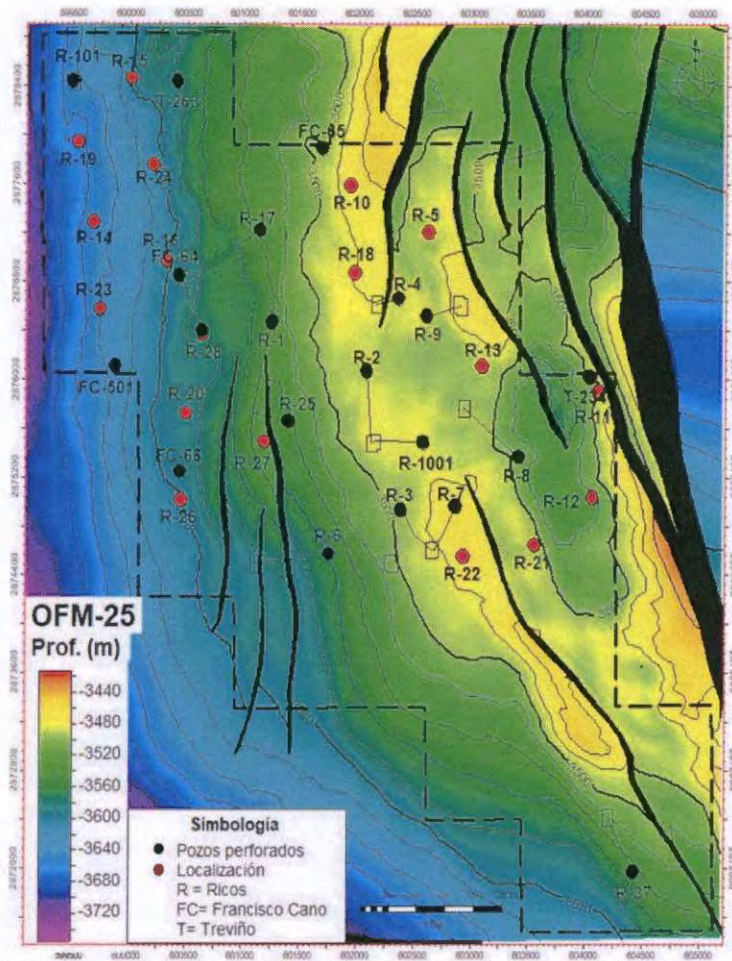


Figura 4. Mapas de la formación OFM-25 y localizaciones de pozos a perforar. (Fuente: Contratista)

Actualmente el campo cuenta con 5 yacimientos (Figura 3 y 4) para el Área Contractual compuestos por distintas formaciones geológicas.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de las formaciones que conforman estos yacimientos se muestran en la siguiente tabla:

Contrato	CNH-R01-L03-A20/2016 Campo Ricos				
Formación	OFNM-9	OFNM-11	OFNM-15	OFM-18	OFM-25
Área km ²	3.57	9.19	12.36	7.43	17.39
Año de Descubrimiento	2011	2010	2001	2007	2001
Fecha de inicio de producción	2011	2010	2001	2007	2001
Profundidad promedio (m)	2,085	2,090	2,920	3,020	3,530

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Tipo de Yacimiento	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo	Gas húmedo
Pozos*					
Productores	-	1	-	1	4
Cerrados con posibilidades	1	-	1	-	-
Cerrados sin posibilidades	-	1	3	-	-
Taponados	0	0	0	0	0
Marco Geológico					
Era	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico	Cenozoico
Periodo	Paleógeno	Paleógeno	Paleógeno	Paleógeno	Paleógeno
Época	Oligoceno	Oligoceno	Oligoceno	Oligoceno	Oligoceno
Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos
Play	Frío Superior	Frío Superior	Frío Superior	Frío Superior	Frío Superior
Régimen tectónico	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo	Extensivo
Ambiente de depósito	Fluvio-deltaico	Fluvio-deltaico	Fluvio-deltaico	Fluvio-deltaico	Fluvio-deltaico
Litología	Areniscas con intercalaciones arcillosas	Areniscas con intercalaciones arcillosas	Areniscas con intercalaciones arcillosas	Areniscas con intercalaciones arcillosas	Areniscas con intercalaciones arcillosas
Propiedades petrofísicas					
% Saturación inicial promedio de agua	53	50	45	41	30
Porosidad promedio %	21	18	16	15	17
Permeabilidad promedio (mD)	5.4	1.85	1.28	1.08	1.73
Espesor bruto promedio (m)	26	38	91	519	46
Espesor neto promedio (m)	0.81	1.12	3.7	1.5	5.0
Relación neta/bruto	0.03	0.03	0.04	0.003	0.106
Propiedades de los fluidos					
Densidad °API Condensado	53.9	53.9	55.8	53.9	55.8
Contenido de azufre %	NA	NA	NA	NA	NA
Factor de volumen de gas inicial Bgi (m ³ /m ³)	0.00497	0.00476	0.00362	0.00376	0.00366
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.9493	0.9615	1.4008	1.5603	1.8651
Densidad relativa del gas	0.756	0.756	0.756	0.756	0.756

[Handwritten signature and initials]

Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,042	1,042	1,042	1,042	1,042
Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	NA	NA	NA	NA	NA
Relación condensado gas	1.5	5	1.5	15	1.5
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (b/Mpc)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Propiedades del Yacimiento					
Temperatura °C	87	87	113	125	134
Presión inicial (psi)	3,500	3,700	7,600	8,400	10,570
Presión actual (psi)	3,500	1,200	6,600	7,500	3,500
Mecanismo de empuje principal	Gas en solución	Gas en solución	Gas en solución *	Gas en solución	Gas en solución

*El pozo Ricos-9, perteneciente al campo, no está siendo contabilizado como pozo del Área Contractual ya que fue declarado como pozo no útil por el Contratista.

Tabla 3. Características generales del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Contratista solicita la modificación al Plan, con el objetivo de identificar, cuantificar y desarrollar el potencial de producción de hidrocarburos de las formaciones Oligoceno Frío Marino (OFM) y Oligoceno Frío No Marino (OFNM) del campo, mediante la perforación, reparación de pozos y adecuación de la infraestructura de producción necesarias para el manejo, tratamiento y transporte de los fluidos producidos, soportadas por la implantación de tecnologías de punta y mejores prácticas operativas, con el fin de incrementar la producción y maximizar la recuperación de las reservas del campo Ricos cumpliendo con las normas de seguridad, higiene y protección al ambiente.

Dicha solicitud de modificación al Plan actualiza el supuesto establecido en el artículo 62 penúltimo párrafo de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, mismo que establece lo siguiente:

- El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, en caso de que, derivado de cambios técnicos y económicos, los objetivos del Plan Aprobado se modifiquen.

Handwritten signature and initials in blue ink.

Lo anterior derivado de lo siguiente:

1. El Plan de Desarrollo vigente fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.08.006/19 del 11 de febrero de 2019, dicho Plan estaba enfocado en la continuación de operaciones existentes para el momento, atendiendo los Criterios y en cumplimiento al Considerando Cuarto de la mencionada resolución, como resultado de la conclusión de las actividades previstas en el Plan de Evaluación, se presenta la modificación al Plan de Desarrollo.
2. El escenario modificado del Plan de Desarrollo incorpora una mayor actividad física para incrementar la extracción de hidrocarburos que se extiende por un período desde la fecha de aprobación, hasta la vigencia del Contrato en 2041, y sólo podrá realizar actividades hasta la fecha antes mencionada.
3. Tiene por objetivo maximizar la producción de gas principalmente, así como el uso de infraestructura existente del Área Contractual, mediante la utilización de métodos y procesos adecuados para optimizar la producción de gas húmedo no asociado y condensado, y así obtener el máximo Factor de Recuperación de hidrocarburos, de conformidad con las mejores prácticas de la Industria, optimizando el beneficio económico, de acuerdo con los términos y condiciones del Contrato.

c) Volumen original y Reservas de hidrocarburos

Las formaciones geológicas productoras de hidrocarburos que conforman los yacimientos del Área Contractual son Oligoceno Frío No Marino y Oligoceno Frío Marino, dichas formaciones, en los yacimientos más someros pertenecientes a la época geológica Oligoceno, son estructuras de areniscas alternadas con lutitas con bajo buzamiento y sin afectación de fallas secundarias, mientras que, en los yacimientos más profundos de la misma época geológica Oligoceno, estructuralmente representan un anticlinal de tipo roll-over hacia el centro del campo, con afectación por fallas secundarias y antitéticas con buzamiento hacia el Este, igualmente su litología es de areniscas alternadas con lutitas.

La última certificación y cuantificación de reservas fue realizada por el operador anterior, Pemex Exploración Producción (en adelante, PEP), en el año 2016.

El volumen original de gas fue calculado por el Contratista a partir de un modelo petrofísico del campo, alimentado por la información adquirida en los pozos (zonas de mayor prospección económica con contenido de hidrocarburos y arenas con mayor contenido de agua), interpretación del



modelo estático y la integración de los análisis estratigráfico, sedimentológico y estructural.

La porosidad la estimó a partir de registros de pozos y de núcleos. La saturación de agua la obtuvo a partir del modelo matemático de doble agua.

Con la información anterior fueron generados los mapas de porosidad efectiva, saturación de agua y espesor neto con lo que utilizó la ecuación para el cálculo volumétrico y la estimación de las Reservas se llevó a cabo a través de curvas de declinación de acuerdo al comportamiento de producción observado en los pozos del campo.

En la Tabla 4 se resumen los cálculos realizados por el Contratista ya mencionados:

		Reservas Remanentes	Producción Acumulada	Factores de Recuperación	Reservas Remanentes	Producción Acumulada	Factores de Recuperación
		MMbbl	MMbbl	%	MMbbl	MMbbl	%
2020	1P	51.08	14.59	0.05	22.67	44.38	72.95
	2P	100.63	50.10	0.17	22.67	22.53	72.32
	3P	126.23	68.62	0.24	22.67	17.96	72.32

Tabla 4. Volúmenes, Reservas Remanentes, Producción Acumulada y Factores de Recuperación calculadas por el Contratista al 01 de enero de 2020 para el Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

Cabe destacar, que dichos volúmenes originales y reservas calculados por el Contratista deberán de ser certificadas por un tercero independiente conforme a los *Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación* (Lineamientos de Reservas) en el próximo procedimiento de cuantificación y certificación de reservas.

Aunado a lo anterior, se aclara que el volumen de Reservas calculado se estima al límite económico, establecido como el año 2046 por el Contratista.

d) Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

A partir de agosto de 2017 durante el periodo de Evaluación y Adicional de Evaluación, el Contratista inició el monitoreo de los pozos con la finalidad de realizar seguimiento y control de las variables de producción que le permitieron lograr la identificación de problemas y soluciones con el objetivo de incrementar la producción. Con lo anterior el Contratista

procedió a ejecutar diversas actividades combinadas, mismas que se describen a continuación:

- La ejecución de 4 RMA consistentes en aislar intervalos actuales y disparar nuevas arenas propuestas.
- La ejecución de 16 RME consistentes en inducciones y limpiezas a los pozos tanto productores como cerrados.
- La actualización al modelo estático y dinámico del campo.
- Toma de información como: registros de presión de fondo cerrado y dinámico, análisis cromatográfico, ecómetros, análisis de agua de formación, calibración de diámetro interno de las tuberías de producción de los pozos y mediciones trifásicas.

Después de la ejecución de las actividades antes mencionadas por el Contratista, la actualización del modelo estático, aunado a los resultados presentados en las actividades de RME y RMA realizadas en los pozos del campo, y la información tomada durante la perforación de 2 pozos al amparo del plan de Desarrollo vigente, el Contratista determinó que las arenas prospectivas son OFM-25, OFM-18, OFM-15 y OFNM-11, mismas que arrojan un volumen de reservas remanentes de 68.62 MMMpc de gas al límite económico establecido por el Contratista, el cual resulta ser el año 2046 (5 años posteriores a la vigencia Contractual).

El volumen de reservas calculadas por el Contratista en el Plan vigente era de 14.02 MMMpc considerando en las formaciones OFM-25, OFM-15 y OFNM-11 al término del Plan vigente, por esta diferencia le resultó necesario el incrementar de 7 a 19 el número de pozos a perforar (de los cuales dos pozos ya han sido perforados) con la finalidad de poder recuperar el mayor volumen de las reservas remanentes estimadas.

Derivado de los resultados anteriormente mencionados, obtenidos con las actividades ejecutadas durante el periodo de Evaluación, la modificación al Plan presentada por el Contratista consiste en el esquema de extracción de gas que plantea la ejecución y distribución de la actividad física a lo largo de la vigencia del Plan e incrementar el Factor de Recuperación final de gas.

El detalle de actividades para el periodo 2020-2041 se presenta en la siguiente tabla:

Plan de Desarrollo Modificado (A agosto de 2041)																							
Actividad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Subtotal 2020-2041
Perforación	12	5																					17
Terminación ^a	12	7																					19
Ductos ^b	15	3																					18
RMA				1			2				8	3					1	1					16
RME	26	0	26	19	34	26	27	16	30	12	18	15	21	1	13	15	16	1	3	1	2	0	322
Taponamientos																						30	30
Abandono ^c																						6	6

a Se contempla la terminación de los pozos Ricos-25 y Ricos-28 perforados al amparo del Plan vigente.

b Contempla líneas de descarga de los pozos a perforar y 1 interconexión de 8"ø x 70 m para conectar el ducto de 10" de la ERG Ricos-1 a la Estación Reynosa-1 con el ducto de 18" de Anzaldúa a la Estación Brasil.

c Contempla el abandono de la interconexión a construir, 4 módulos de recolección y la ERG Ricos-1.

Tabla 5. Propuesto de actividad para el Plan de Desarrollo Modificado.

(Fuente: Contratista)

La producción acumulada a diciembre de 2019 la contabilizó el Contratista de acuerdo con los reportes históricos de los pozos que han tenido vida productiva dentro del Área Contractual desde que estaban a cargo del operador anterior PEP, hasta la fecha presente, ya operados por GS Oil & Gas. En la Tabla 6, se muestra una tabla con los valores de producción acumulada de gas húmedo:

Periodo	Operador	Producción Acumulada de Gas [MMMpc]
2001-(ago-2016)	PEP	19.85
(sep-2016)-2019	GS Oil & Gas	2.82
2001-2019	TOTAL	22.67

Tabla 6. Producción acumulada de gas del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Cabe destacar que en cuanto al condensado, el Contratista no cuenta con un histórico de producción oficial y solo tiene disponible valores puntuales en medidas trifásicas realizadas desde noviembre de 2016.

Los pronósticos de producción los obtuvo a partir de los gastos iniciales (análisis nodal) y con las declinaciones iniciales y estabilizadas del comportamiento de producción de los pozos existentes para cada una de las arenas productoras y tomando como límite económico el de 0.050 MMpcd.

Para el caso del pronóstico de producción de condensado, estimó una relación condensado-gas de acuerdo con el comportamiento inicial de producción de gas y condensado de los pozos evaluado en cada una de las arenas prospectivas, obteniendo las siguientes relaciones:

Arenas	RCG (bl/MMpc)
OFM-25	1.5
OFM-18	20
OFM-15	1.5
OFNM-11	11

Tabla 7. Relación Condensado Gas.
(Fuente: Contratista)

En la Figura 5, se presentan los perfiles de producción de gas, tanto histórico y pronóstico del Plan vigente, correspondiente al periodo 2019-2020 y pronóstico de la modificación al Plan de 2020-2046 (Límite económico).

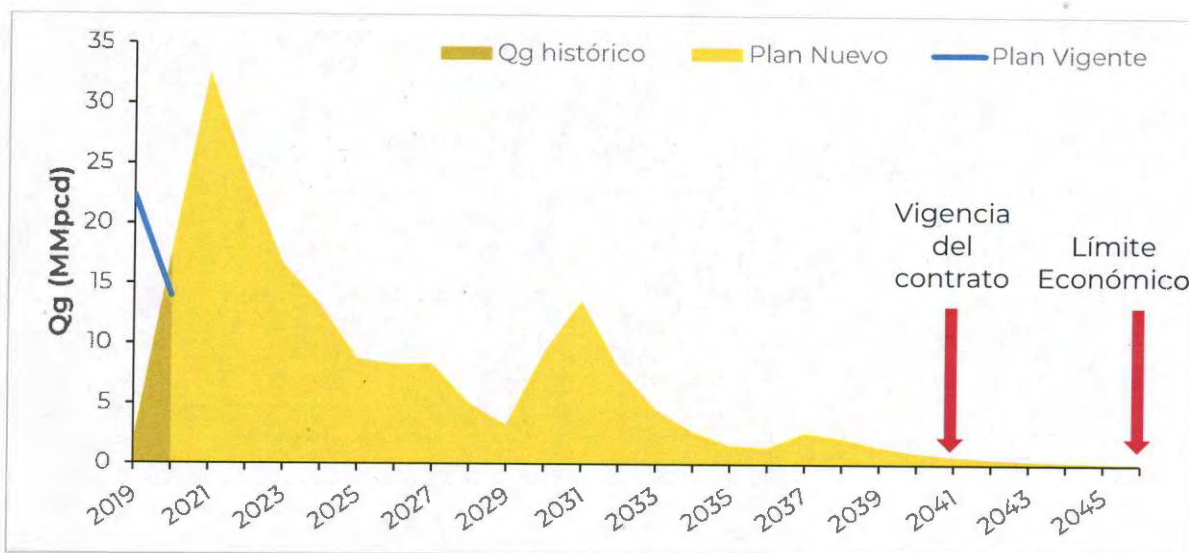


Figura 5. Perfiles de Producción de Gas asociadas al Área Contractual.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

El volumen por recuperar de gas del Área Contractual a lo largo del periodo 2020-2041 se muestra en la Tabla 8:

Gas	Volumen por Recuperar [MMMpc]
Plan Modificado Periodo [2020-2041]	68.09

Tabla 8. Volumen por recuperar de gas para el periodo 2020-2041.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

[Firmas manuscritas]

En la Figura 6, se presentan los perfiles de producción de condensado, tanto pronóstico del Plan vigente, correspondiente al periodo 2019-2020 y pronóstico de la modificación al Plan de 2020-2046 (Límite económico).

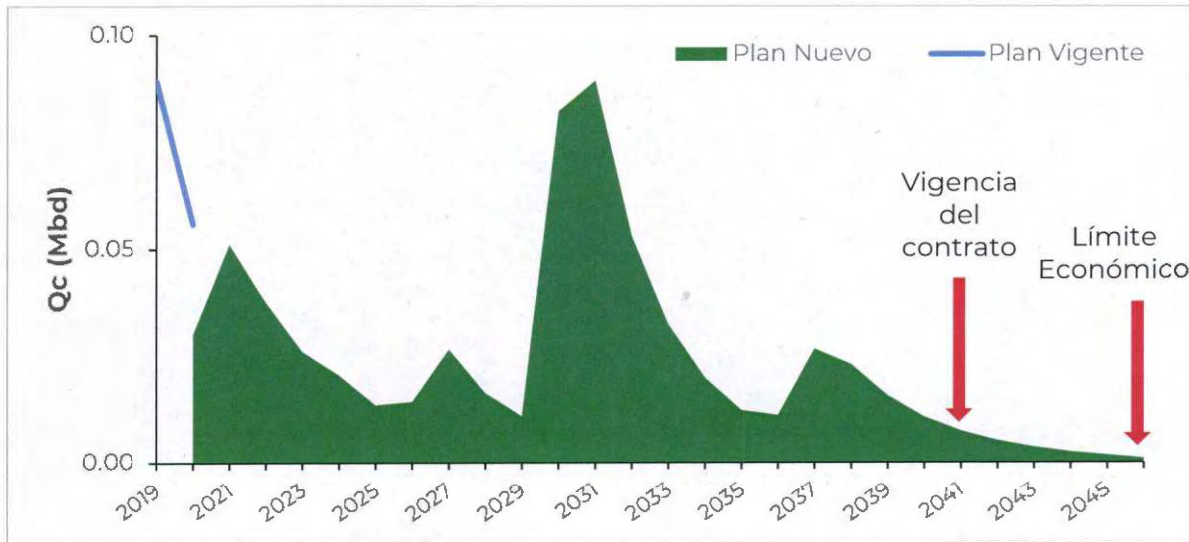


Figura 6. Perfiles de Producción de condensado asociados al Área Contractual.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

El volumen por recuperar de condensado del Área Contractual a lo largo del periodo 2020-2041 se muestra en la Tabla 9:

Condensado	Volumen por Recuperar [Mbl]
Plan Modificado Periodo [2020-2041]	229.25

Tabla 9. Volumen por Recuperar de Condensado para el Periodo 2020-2041.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

e) Pozos perforados y pozos a perforar y RMA's

Actualmente se tienen 20 pozos perforados dentro del Área Contractual de los cuales 2, de los 7 contemplados en el Plan vigente, fueron perforados por el Contratista al amparo del mismo, 11 han sido declarados útiles junto con sus líneas de descarga (en adelante, LDD) y 6 pozos no pertenecientes al campo, ya que corresponden a los campos colindantes Francisco Cano y Treviño, lo anterior de conformidad con el Acta de Actualización de Inventario de Activos correspondiente al Contrato, tal y como lo estipula el anexo 5 del mismo. En la Tabla 10 se muestra información general del estado de pozos del Área Contractual.

[Firma manuscrita]
[Firma manuscrita]
[Firma manuscrita]

Estado de Pozos del Área Contractual	Número
Declarados útiles	11
Declarados no útiles	1
No pertenecientes al Campo	6
Perforados por el Contratista	2
Total Perforados	20

Tabla 10. Estado general de pozos en la Área Contractual
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

De los 11 pozos declarados como útiles, 6 se encuentran produciendo a la fecha mediante flujo natural y los demás se encuentran cerrados.

La perforación y terminación de los 17 pozos de desarrollo a realizar por el Contratista contempla 1 pozo Tipo que incluye la utilización de 4 tuberías de revestimiento, incluyendo un tubingless de 3 1/2" como tubería de producción los pozos nuevos serán terminados inicialmente como "sencillos fluyentes" y estimulados (Figura 6), para posteriormente, evaluar la posibilidad de implementar algún sistema de levantamiento artificial a los pozos del campo que lo necesiten.

**ESTADO MECÁNICO POZO TIPO
4 TR'S / DIRECCIONAL TIPO S @ 3750 m**

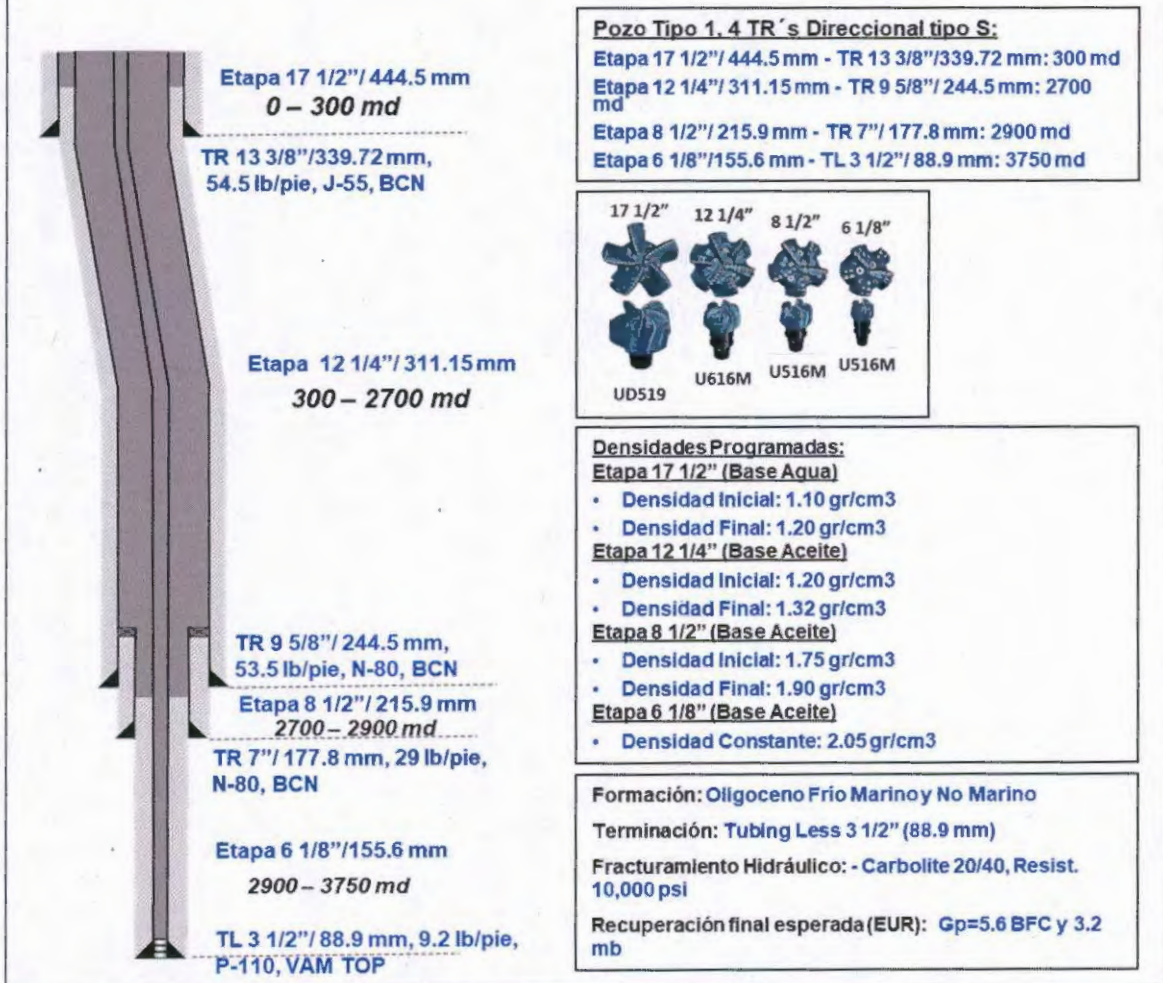


Figura 7. Estado mecánico propuesto del pozo Tipo planificado.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

El Contratista obtuvo 33 puntos de drenaje para la recuperación de las reservas remanentes totales del campo, distribuidas por formación de la siguiente manera:

- OFM-25: 16 perforaciones.
- OFM-18: 4 RMA.
- OFM-15: 1 perforación y 8 RMA.
- OFNM-11: 4 RMA.

La formación OFM-25 principal del campo es la que presenta mayores reservas y es la que ha sido evaluada a lo largo del campo, por eso se tiene más certeza de encontrar producción en las localizaciones propuestas por

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

el Contratista y alcanzar una producción acumulada económicamente rentable. Por lo que la estrategia inicial planteada para evaluar el campo son las perforaciones en dicha arena, por ser la formación más profunda a travsará diferentes arenas suprayacentes que podrán ser evaluadas como reparaciones mayores una vez drenada la formación OFM-25.

Reparaciones Mayores (RMA´s)

Los trabajos de RMA consisten en realizar cambio de intervalos productores de hidrocarburos en la arena suprayacente cuando se alcance el límite económico del yacimiento OFM-25.

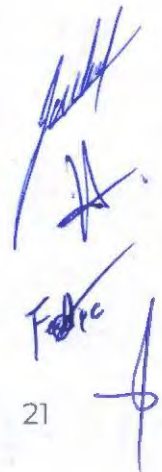
Nota: el cronograma presentado por el Contratista para las actividades físicas a realizar para el año 2020 incluido en el Primer Programa Asociado al Plan de Desarrollo Modificado presentado, podría verse afectado debido a que dicho cronograma fue presentado en la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para el Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 el 08 de enero del 2020 y por la fecha de aprobación a éste, podría no ser cumplido al finalizar el presente año (con respecto a la perforación de pozos ya que se contempla perforar un pozo por mes). Debido a lo anterior, el Contratista deberá presentar ante la Comisión la actualización del cronograma del Primer Programa Asociado al Plan de Desarrollo a más tardar en 10 días hábiles a la notificación de la resolución del presente dictamen en caso de aprobación.

f) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo Modificado

Con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos y la rentabilidad del proyecto, optimizar costos operativos e inversión, así como para aprovechar la infraestructura actual, reducir riesgos e incertidumbre involucrados en la estrategia de desarrollo, el Contratista analizó 3 posibles estrategias de explotación.

Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa son:

- Rentabilidad del proyecto.
- Límite económico.
- Tiempo de inicio de actividades de perforación y reparaciones mayores.
- Tipo de terminación a implementar en los pozos.
- La necesidad de construir más infraestructura como ampliación de la estación de recolección de gas.



- Volumen de gas de autoconsumo.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas:

Alternativa 1 (Alternativa seleccionada)

Esta alternativa considera la producción base e incremental, mediante la perforación y las actividades de reparación mayor, así como el mantenimiento de la producción mediante actividades de optimización de producción como aplicación de barras espumantes.

Aunado a lo anterior considera un límite económico de 50 Mpcd, iniciar la RMA de la arena suprayacente cuando se alcance dicho límite económico en el pozo y un volumen de gas de autoconsumo del 2 % de la producción total a producir.

Lo anterior mediante la perforación de 17 pozos y 16 RMA.

Alternativa 2

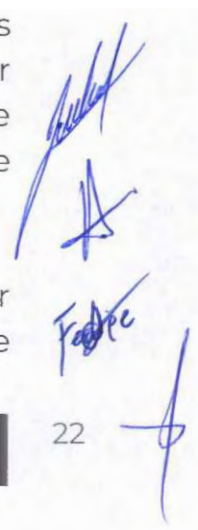
Esta propuesta es similar a la alternativa 1. La diferencia consiste en que se contempla un límite económico de 300 Mpcd por pozo, lo anterior con la finalidad de evaluar todas las arenas superiores en la vigencia del Contrato. Con lo anterior se reduce el número de RME requeridas.

Ya que se produciría mayor volumen de gas desde el primer año, se requeriría la necesidad de ampliar la estación de recolección de gas ERG Ricos-1 para el manejo del gas a producir.

Alternativa 3

Esta propuesta es similar a la alternativa 1, pero se considera terminar los pozos contemplados en "terminación doble", con la finalidad de evaluar dos arenas de manera simultánea. Por lo que se reduce el número de reparaciones menores y mayores pero se incrementa el número de terminaciones.

Asimismo, de igual manera que en la alternativa 2, se produciría mayor volumen de gas desde el primer año, por lo que requiere la necesidad de



ampliar la estación de recolección de gas ERG Ricos-1 para el manejo del gas a producir.

La alternativa 2 considera una extracción de las reservas de manera más acelerada en comparación con la alternativa 1, pero, también recupera menor volumen de hidrocarburos a la vigencia del Contrato, esto es debido a que el límite económico productivo de los pozos se planteó en 0.300 MMpcd, lo anterior arroja un resultado neto de ventas menor al de las demás alternativas evaluadas, también se tienen más gastos por concepto de OPEX con respecto a la alternativa 1 debido al incremento de producción.

La alternativa 3 contempla la mayor extracción de las reservas (la totalidad de las Reservas 3P a la vigencia del contrato), por lo cual se obtiene el mayor ingreso de las 3 alternativas; al tener producción conjunta en las perforaciones propuestas, esto hace que se genere un gasto mayor en inversión (terminación doble) y gasto de operación en cuanto a los sistemas de almacenamiento, transporte y comercialización. Finalmente, a pesar de obtener resultados positivos en los indicadores financieros, esta alternativa no fue seleccionada para desarrollar en el campo debido a la falta de evidencia física en el bloque en cuanto a producción conjunta de dos arenas.

Sobre la base de los resultados económicos, de los criterios operativos y la conveniencia de explotación de las reservas de las tres alternativas analizadas, el Contratista pondrá en práctica el programa de trabajo de la alternativa 1. Dicha alternativa es seleccionada por encima de la alternativa 2 debido a una mayor extracción en las reservas, lo cual al final del proyecto representa mayores ventas; a su vez, el incremento de producción de la alternativa 2, requiere una inversión para la ampliación de la estación de recolección en el año 2021, lo cual incrementa el VPI. Finalmente, el indicador económico relevante para el desarrollo de estos proyectos es el VPN después de impuestos, donde dicho indicador representa el resultado final económico del proyecto tomando en cuenta los compromisos impositivos que este tipo de contratos conlleva.

La alternativa 3 fue descartada por el Contratista sobre la alternativa 1, ya que, comparando el VPN de ambas, el resultado de la alternativa 3 es



menor tanto antes como después de impuestos ya que de igual manera, que en la alternativa 2, incrementa la inversión debido a la ampliación de la estación de recolección de gas requerida debido al incremento de producción que se obtendría en los primeros años.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Metas Físicas (Número)			
Perforación de Pozos de Desarrollo	17	17	17
Reparaciones mayores	16	16	6
Reparaciones menores	322	296	283
Instalaciones (Ampliación de ERG)	0	1	1
Ductos ^a	18	18	18
Producción			
Gas (MMMpc)	68.09	65.53	68.61
Condensado (MMb)	0.229	0.231	0.236
Gastos de operación (MMUSD)	76.58	84.07	85.02
Inversiones (MMUSD)	85.14	91.06	106.81
Indicadores económicos			
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

^a Contempla líneas de descarga de los pozos a perforar y 1 interconexión de 2 gasoductos.

Tabla 11. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: Contratista)

[Handwritten signature]
Fedec
[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

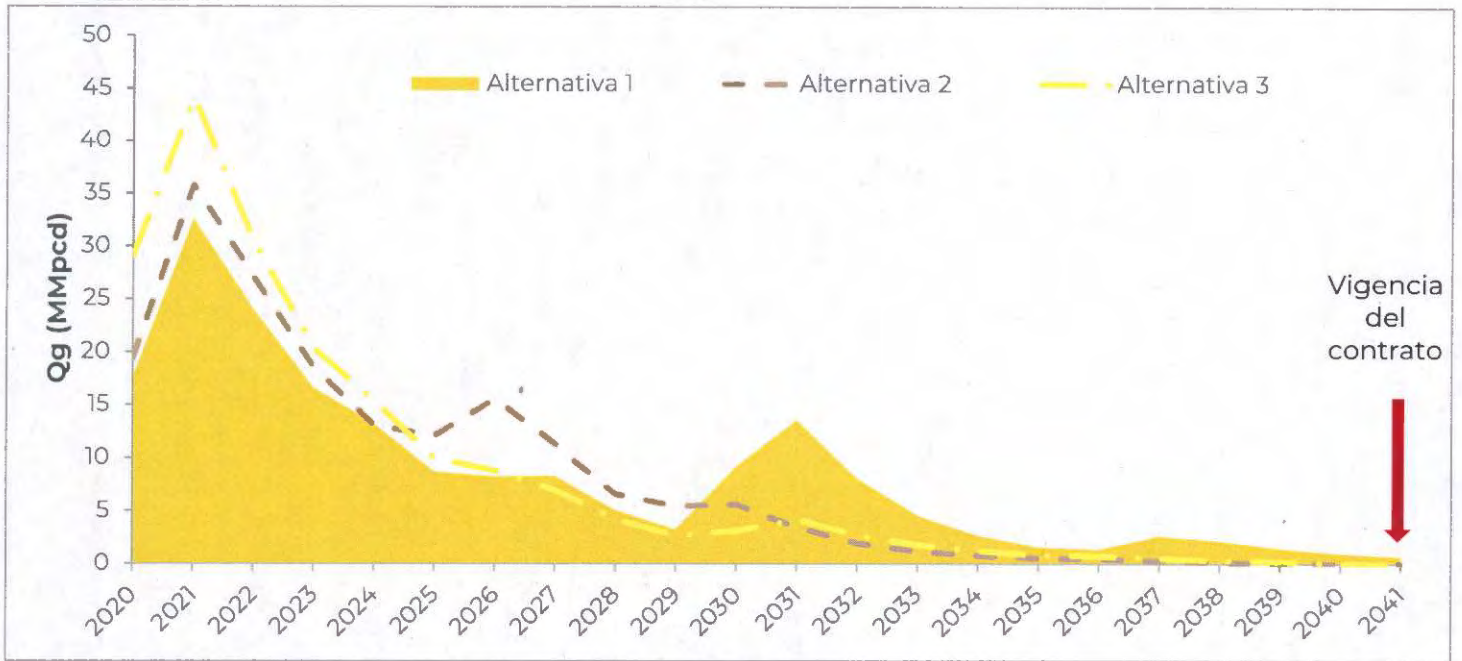


Figura 8. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: Contratista)

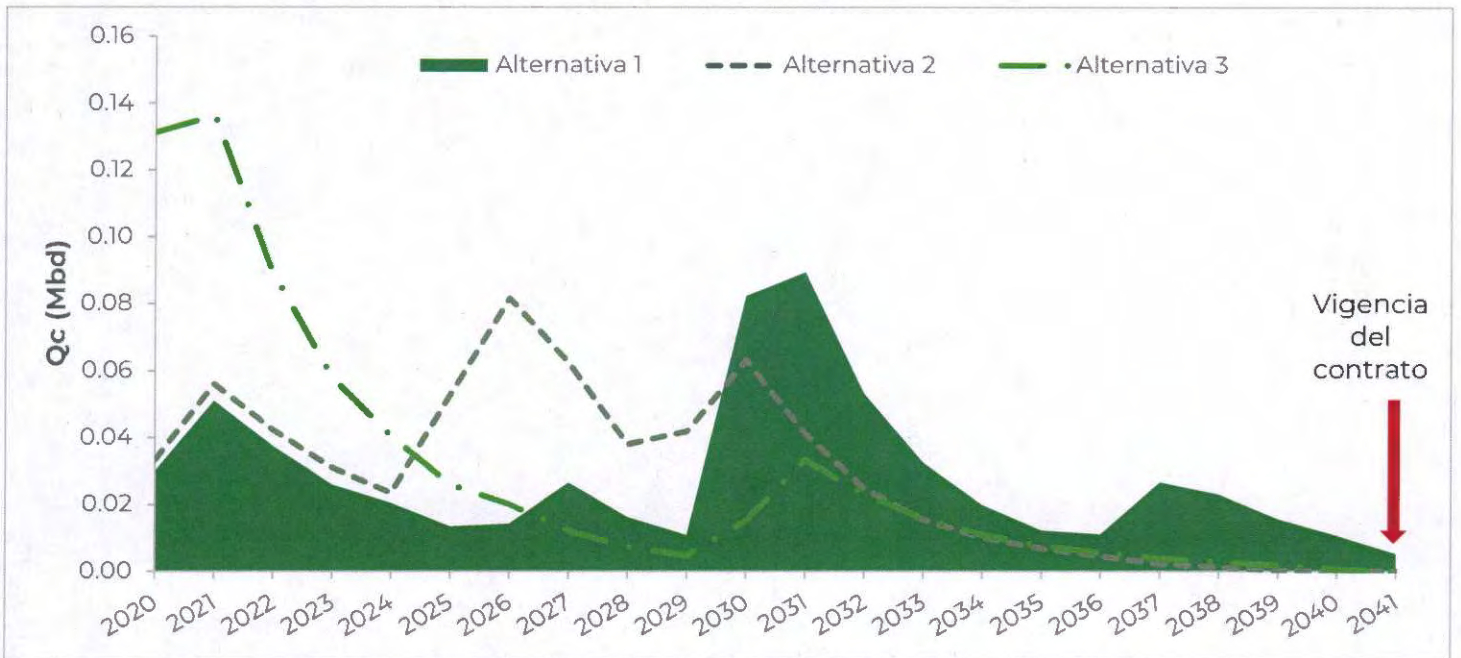


Figura 9. Pronóstico de producción de condensado de las alternativas.
(Fuente: Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fidpec' and other illegible marks.

Plan	Pronóstico de gas																					Volumen a recupera MMMpc	
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040		2041
Alternativa 1 (MMpcd)	17.6	32.6	24.0	16.6	13.2	8.7	8.3	8.3	5.1	3.2	9.3	13.6	8.1	4.6	2.7	1.6	1.4	2.6	2.2	1.5	1.0	0.7	68.09
Alternativa 2 (MMpcd)	19.4	35.8	27.1	18.6	13.1	12.1	15.6	11.3	6.6	5.5	5.6	3.5	1.9	1.2	0.8	0.5	0.5	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	65.53
Alternativa 3 (MMpcd)	29.1	44.1	30.5	20.4	15.4	10.0	8.8	7.0	4.3	2.7	3.1	4.2	2.7	1.8	1.2	0.9	0.7	0.5	0.3	0.2	0.0	0.0	68.61

Las cifras podrían no coincidir por redondeo.

Tabla 12. Pronóstica de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: Contratista)

g) Análisis técnico de la solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

Mecanismo de Desplazamiento

El mecanismo de empuje se debe a la expansión del gas principalmente, el cual suministra la energía necesaria para propiciar el movimiento del gas del yacimiento hacia el pozo.

Composición del Gas Húmedo

El Contratista partir del 2017, cuenta con análisis cromatográficos para el campo, realizados a muestras tomadas a nivel de superficie en la estación de recolección Ricos-1, en la cual llegan los 6 pozos activos actualmente: Ricos-6 (OFNM-11), Ricos-101 (OFM-18) y Ricos-2, Ricos-8, Ricos-17 y Ricos-1001 (OFM-25).

Año	Meses	Metano (C1)	Etano (C2)	Propano (C3)	Iso Butano (iC4)	N Butano (nC4)	Iso Pentano (iC5)	N Pentano (nC5)	Hexanos (C6)	Dióxido Carbono	Nitrógeno	Total
2017	Enero	91.03	3.99	0.88	0.19	0.15	0.15	0.08	1.59	0.84	1.1	100
	Febrero	95.6	2.71	0.09	0.08	0.15	0.13	0.08	0.83	0.18	0.15	100
	Marzo	95.7	2.75	0.01	0.1	0.12	0.35	0.33	0.28	0.19	0.17	100
	Abril	95.44	2.79	0.12	0.1	0.11	0.4	0.37	0.29	0.2	0.18	100
	Mayo	95.14	2.79	0.13	0.1	0.12	0.49	0.46	0.35	0.23	0.19	100
	Junio	95.18	2.78	0.12	0.11	0.12	0.48	0.45	0.35	0.22	0.19	100
	Julio	95.04	2.79	0.15	0.12	0.13	0.5	0.47	0.4	0.21	0.19	100
	Agosto	95.38	2.69	0.12	0.12	0.11	0.46	0.43	0.31	0.21	0.17	100
	Septiembre	95.25	2.29	0.68	0.43	0.28	0.28	0.26	0.2	0.21	0.12	100
	Octubre	95.43	2.31	0.68	0.45	0.27	0.19	0.17	0.12	0.25	0.13	100

	Noviembre	95.26	2.39	0.69	0.49	0.29	0.18	0.17	0.11	0.27	0.15	100
	Diciembre	95.01	2.45	0.72	0.51	0.3	0.21	0.19	0.13	0.31	0.17	100

2018	Enero	94.6	2.58	0.72	0.53	0.35	0.23	0.22	0.21	0.36	0.2	100
	Febrero	95.235	2.295	0.337	0.128	0.078	0.059	0.045	1.032	0.43	0.361	100
	Marzo	90.246	3.544	0.874	0.599	0.598	0.412	0.348	0.787	0.589	2.003	100
	Abril	93.746	3.1	0.41	0.32	0.12	0.11	0.05	0.394	0.59	1.16	100
	Mayo	93.997	2.462	0.497	0.173	0.181	0.152	0.185	0.528	0.56	1.265	100
	Junio	94.491	3.32	0.68	0.3	0.133	0.08	0.07	0.169	0.47	0.29	100
	Julio	94.287	2.865	0.485	0.29	0.12	0.09	0.07	0.613	0.485	0.695	100
	Agosto	95.166	2.285	0.391	0.161	0.089	0.067	0.058	0.397	0.403	0.984	100
	Septiembre	95.26	2.77	0.511	0.223	0.118	0.082	0.061	0.133	0.466	0.376	100
	Octubre	94.77	2.54	0.445	0.191	0.111	0.084	0.142	0.2	0.497	1.02	100
	Noviembre	94.863	2.76	0.401	0.188	0.097	0.074	0.067	0.161	0.686	0.705	100
	Diciembre	94.41	2.802	0.518	0.211	0.127	0.091	0.105	0.502	0.351	0.887	100

2019	Enero	96.55	2.3583	0.3448	0.1328	0.0866	0.064	0.0505	0.4048	0.0053	0.0029	100
	Febrero	96.034	2.385	0.349	0.142	0.092	0.078	0.063	0.294	0	0.563	100
	Marzo	91.833	2.634	0.4	0.167	0.099	0.074	0.056	0.352	0.005	4.38	100
	Abril	94.91	2.9	0.531	0.24	0.133	0.107	0.084	0.325	0.369	0.402	100
	Mayo	95.377	2.595	0.407	0.164	0.104	0.079	0.062	0.317	0.446	0.45	100
	Junio	95.072	2.57	0.455	0.201	0.117	0.088	0.067	0.36	0.555	0.515	100
	Julio	95.002	2.701	0.532	0.264	0.156	0.122	0.092	0.466	0.335	0.331	100
	Agosto	95.205	2.709	0.444	0.197	0.109	0.08	0.06	0.409	0.441	0.348	100
	Septiembre	95.14	2.668	0.442	0.195	0.108	0.079	0.06	0.419	0.506	0.384	100
	Octubre	95.713	2.412	0.372	0.183	0.091	0.065	0.05	0.273	0.53	0.31	100

Tabla 13. Análisis cromatográfico del campo Ricos.
(Fuente: Contratista)

Como puede observarse en la tabla anterior, la fracción molar del metano es del 95 % en promedio, lo que indica que el tipo de hidrocarburo producido en el Área Contractual es gas húmedo.

Volumen de gas a recuperar en la estrategia seleccionada

Bajo la metodología del gasto inverso (Thomas Blasingame, Valentina Bondar, J.C Palacio), se graficó (1/Qg) contra (Gp/Qg) y (1/Qg) contra (Gp/Qg) de la producción del Área Contractual, de las curvas obtenidas se observan inflexiones que representan cambios de estrategia en el desarrollo del yacimiento.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Este análisis sirve para calcular la recuperación final estimada que podría tener el Área Contractual, es importante mencionar que en este balance de materia no se toma en cuenta el límite económico del proyecto, ya que el cálculo se realiza a través de la pendiente de la ecuación de la curva en la gráfica.

Contrato CNH-R01-L03-A20/2016	Cálculo CNH	Contratista
Recuperación final estimada de gas total (MMMpc)	100.0	91.3

Tabla 14. Recuperación final estimada de gas cálculo Comisión.

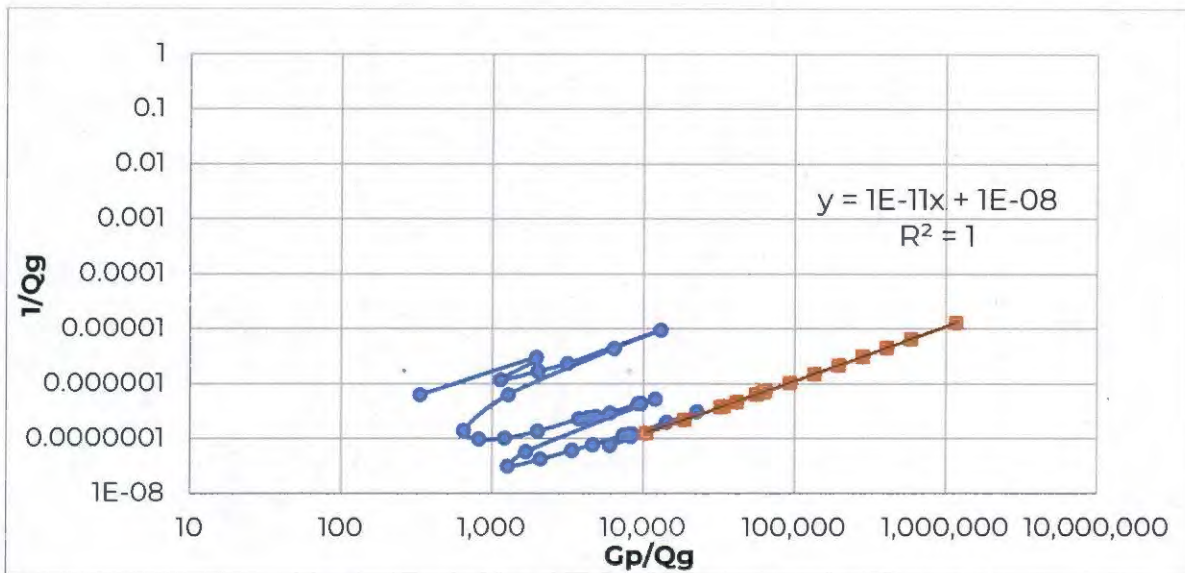


Figura 10. Análisis de gasto inverso para el gas.
(Fuente: Comisión)

Del gráfico anterior, se obtiene una recuperación final de 100 MMMpc que, considerando que no se toma en cuenta un límite económico, se ve concordancia con el volumen estimado recuperable al Límite técnico establecido por el Contratista.

h) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos

La modificación al Plan de desarrollo presentada por el Contratista considera mantener el esquema y los términos previamente aprobados mediante la resolución CNH.E.08.006/19 emitida el 11 de febrero de 2019 por esta Comisión Nacional de Hidrocarburos, para la implementación de los Mecanismos de Medición del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, Área Contractual Ricos.

[Firmas manuscritas]

No obstante lo anterior, el Contratista deberá presentar una actualización del cronograma de actividades de implementación de los Mecanismos de Medición aprobados mediante Resolución CNH.E.08.006/19 a más tardar en 10 días hábiles a la notificación de la resolución del presente dictamen en caso de aprobación.

Producción y Balance

Con relación a la producción de los pozos del Área Contractual, se establece en la filosofía de operación del área, que los hidrocarburos producidos serán enviados a la Estación de Recolección de Gas Ricos-1 (ERG-1), dónde se recibe, separa, comprimen, deshidratan, miden y almacenan el condensado y gas producido.

El gas producido después de ser separado y medido a través de un sistema de medición de tipo placa de orificio, se envía a succión del compresor para incrementar la presión para después dirigirse a un módulo de deshidratación dónde se obtiene un contenido de agua de la corriente, posteriormente el gas deshidratado se envía a un patín de medición, donde se cuantifica a través de un sistema de medición tipo Coriolis que es clasificado como medición fiscal para su comercialización.

Con relación a los líquidos del gas, durante la etapa de separación y compresión se obtienen líquidos del gas en pequeñas cantidades que se almacenan directamente en los tanques TV 1 y TV 3 para condensado y TV 2 para agua. Estos líquidos producidos durante el proceso de compresión y separación se miden utilizando un medidor de tipo turbina con totalizador que se ubica en la línea que va desde la salida de los líquidos hasta el tanque.

Los volúmenes de condensado y agua almacenados en los tanques se miden mediante cintas de aforos y se transportan utilizando equipos de vacío hasta el patio de recepción en Batería Monterrey, donde el condensado es entregado y se registra el volumen final para su comercialización.

Por lo anterior y derivado que el Punto de Medición de gas (Estación de Recolección Ricos-1) y el Punto de Medición de condensado (TV-01 y TV-03 de la ERG-Ricos 1), así como las mediciones de transferencia y referencia, no presentan ninguna modificación y se mantienen bajo los términos aprobados de la resolución CNH.E.08.006/19. El procedimiento operativo entregado para la elaboración del balance de los hidrocarburos se mantiene para el Área Contractual, derivado que no presenta

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten mark]

modificación alguna y se consideran la asignación y determinación volumétrica con base a los sistemas de medición de tipo fiscal, transferencia, referencia y operacional.

i) Comercialización de la Producción

La modificación al Plan de desarrollo presentada por el Contratista considera mantener el esquema previamente aprobado para la comercialización de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual. No obstante, se precisan algunos aspectos, tales como:

- El Gas se entregará en la Estación Reynosa 1, mientras el comprador sea Pemex Exploración y Producción (PEP), por lo que, para los esquemas en los que se le venda la producción a un Tercero, el Contratista construyó una interconexión de 8 pulgadas de diámetro y 70 metros de longitud para conectar el gasoducto de 10" ERG Ricos 1 con el gasoducto de 18" Anzandúa-Estación Brasil.
- Por lo que respecta al Condensado, el volumen almacenado en los tanques y medido mediante cintas de aforo, se transporta utilizando equipos de vacío hasta el patio de recepción en la Batería Monterrey, la cual es operada por PEP; en esta instalación se entrega y registra el volumen final de condensado para la comercialización. Sin embargo, se prevé una alternativa adicional para la comercialización del condensado con otro cliente, por lo que en este escenario el punto de entrega y de medición serán los propios tanques de la ERG Ricos 1, TV-1 y TV-3.

En virtud de lo anterior, se considera que el Contratista da cumplimiento a lo establecido en las fracciones III.2.4.3 y III.2.4.4 del Anexo II de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, toda vez que, no se modificaron los aspectos previamente aprobados mediante resolución CNH.E.08.006/19 emitida el 11 de febrero de 2019 por esta Comisión y solo se abundó en el detalle de las alternativas comerciales.

j) Análisis económico

La opinión económica referente a la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente y considerando la información presentada por el Contratista como parte de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo:



- a. El desglose del Programa de Inversiones;
- b. La consistencia entre la información económico-financiera, y
- c. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo.

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales 4.5 y 4.6, del Apartado I. PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN (Anexo II de los Lineamientos); así como en los artículos 58 y 62 de los mismos.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido; a continuación, se presentan los resultados del análisis económico.

a. Desglose del Programa de Inversiones

Como parte de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, el Contratista considera costos totales del orden de 161.72 millones de dólares, correspondientes al período 2020 a 2041, de los cuales:

- 85.14 millones de dólares (53% del total) corresponden a inversiones, y
- 76.58 millones de dólares (47% del total) corresponden a gastos operativos.

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de modificación elaborado por el Contratista, desglosado por "Actividad" y "Sub Actividad", de conformidad con lo establecido en los "*Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público*" (los Lineamientos de Costos). Publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015 y reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016.

Los 161.72 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la modificación del Plan de Desarrollo, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (41.21%); Producción (57.15%), y Abandono (1.64%). La siguiente figura muestra el Programa de Inversiones desglosado por Actividad petrolera.



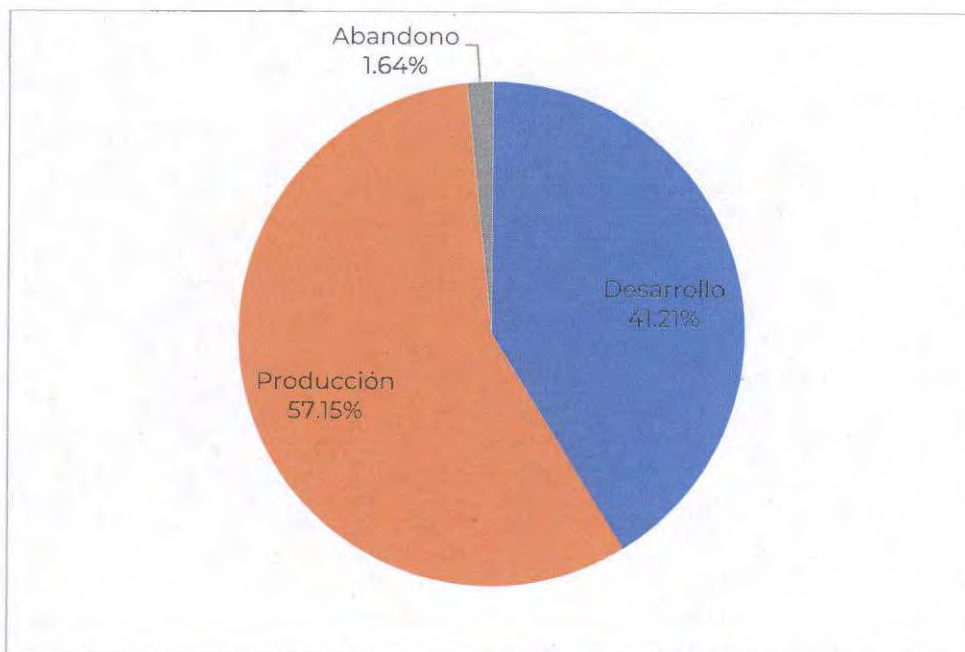


Figura 11. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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
Total		161.72

Tabla 15. Desglose del Programa de inversiones.
(Fuente: Contratista)

Notas:

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

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

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

b. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo es consistente con las actividades físicas propuestas en el mismo. Asimismo, el Contratista presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

c. Evaluación económica del proyecto de desarrollo

c.1. Premisas de la evaluación económica

En este apartado se presentan los indicadores económicos calculados por la Comisión, a partir de las premisas presentadas en la Tabla 16, así como los flujos de costos y de producción propuestos por el Contratista. Conforme a lo establecido en el Plan de Desarrollo, la alternativa seleccionada por el Contratista y evaluada en este análisis, permite llevar a cabo el Desarrollo del Campo en condiciones económicamente viables.

Premisas	Valor	Unidades
Producción de condensado	0.23	millones de barriles
Producción de gas	68.09	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido ^a	66.73	miles de millones de pies cúbicos
Precio del condensado ^b	59.57	dólares por barril
Precio del gas ^c	3.45	dólares por mil pies cúbicos
Valor de la regalía adicional	12.36	%
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	19.50	pesos / dólar

Tabla 16. Premisas de la evaluación económica.

(Fuente: Contratista)

Notas:

- Gas producido menos el volumen de autoconsumo.
- Promedio simple del perfil de 2020 a 2041 de precios del condensado manifestado por el Contratista.
- Promedio simple del perfil de 2020 a 2041 de precios del gas manifestado por el Contratista.

c.2. Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la modificación del Plan de Desarrollo, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de **54.61** millones de dólares, mientras que el valor presente de las

inversiones (VPI) es equivalente a **65.94** millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI¹ de **0.83** y una RBC² de **1.53**.

Una vez incorporado las Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el VPN para el *Contratista* es de **33.49** millones de dólares; en ese sentido, bajo las premisas económicas utilizadas como parte de la evaluación, se espera que el *Contratista* obtenga una relación VPN/VPI equivalente a **0.51** así como una RBC de **1.27**.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Contratista, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN **17.76** millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de **0.27**, así como una RBC de **1.13**.

Los resultados de la evaluación económica que se obtienen considerando las variables antes descritas, se describen en la siguiente tabla.

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Contraprestaciones a favor del Estado ³	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado ⁴	Unidades
VPN	54.61	33.49	17.76	millones de dólares
VP Inversión	65.94			millones de dólares
VPN/VPI	0.83	0.51	0.27	USD/USD
RBC	1.53	1.27	1.13	USD/USD

Tabla 17. Resultados de la evaluación económica.

(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Contratista)

c.3. Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y

¹ Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión.

² Relación Beneficio-Costo.

³ Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

⁴ Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2020 a 2041.

A partir de la información presentada en esta sección y considerando las premisas expuestas, se concluye que los montos estimados permitirían realizar las actividades contempladas en la modificación al Plan de Desarrollo bajo condiciones económicamente viables considerando el régimen fiscal aplicable.

k) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

Debido a que en el Área Contractual se produce Gas Húmedo no Asociado, no le es aplicable las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, sin embargo, el Contratista plantea la comercialización del 98.0 % del volumen de gas total a producir y un volumen estimado para autoconsumo de 1.4 MMMpc, que es aproximadamente el 2.0 % del total de gas a producir.

Respecto al volumen de gas que se aprovechará anualmente mediante el autoconsumo, será utilizado como gas de combustible en: compresores, quemador y rehervidor de la deshidratación, también como gas de potencia para bombas y sistemas neumáticos.

l) Cumplimiento Contractual

Con la presentación de la modificación al Plan, la Comisión analizó el cumplimiento Contractual por parte del Contratista respecto de las siguientes cláusulas:

Cláusula o Anexo del Contrato	Presentó como parte del Plan de Desarrollo
5.3 Plan de Desarrollo	Sí
11.2 Procedimientos de Medición	Sí
14.1 Hidrocarburos de Autoconsumo	Sí
17.1 Requerimientos del Programa	Sí
18.3 Contenido Nacional	Sí
18.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica	Sí
ANEXO 9, Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo	Sí

*Tabla 18. Cumplimiento Contractual estipulado en el Contrato.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)*

En cumplimiento a la cláusula 17.1 del Contrato, el Contratista considera el conjunto de acciones para abandonar las áreas, instalaciones o pozos; corregir las condiciones ambientales adversas e implementar el

reacondicionamiento que sea necesario para volver el área a su estado natural o dejarlas en condiciones tales que permitan su uso nuevamente.

Se considera la estimación del presupuesto para llevar a cabo las actividades de Abandono que realizará el Contratista. De acuerdo con la cláusula 17.3 del Contrato, el Contratista constituirá un fideicomiso de inversión con el propósito de llevar a cabo las operaciones de Abandono en el Área Contractual. Las aportaciones anuales que deberá realizar el Contratista al fideicomiso deben ser calculadas conforme se establece en la fórmula incluida en la cláusula 17.4 del Contrato.

Es importante mencionar que, el Contratista solicitó a la Comisión, mediante escrito GSOG-PLAN-2020-0149, con fecha de 4 de marzo de 2020, información necesaria para la firma del contrato de apertura del fideicomiso de abandono, con la institución bancaria aprobada.

VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en las Tablas 19-24 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 1, fracción VI de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43 fracción III de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 102 de los Lineamientos.

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	Porcentaje	$DPA = \frac{PA_{real}}{PA_{plan}} \times 100$	Mensual

Tabla 19. Indicadores de desempeño propuestos para el Área Contractual. Producción.
(Fuente: Comisión)

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{RMA\ real}{RMA\ plan} \right) \times 100$	Mensual

Tabla 20. Indicadores de desempeño propuestos para el Área Contractual. Reparaciones Mayores.
(Fuente: Comisión)

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PP\ real}{PP\ plan} \right) \times 100$	Mensual

Tabla 21. Indicadores de desempeño propuestos para el Área Contractual. Pozos Perforados.
(Fuente: Comisión)

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje	$DTP = \left(\frac{TP\ real}{TP\ plan} \right) \times 100$	Mensual

Tabla 22. Indicadores de desempeño propuestos para el Área Contractual. Terminación de pozos. (Fuente: CNH)

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DGO = \left(\frac{GO\ real}{GO\ plan} \right) \times 100$	Mensual

Tabla 23. Indicadores de desempeño propuestos para el Área Contractual. Gasto de Operación.
(Fuente: Comisión)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten mark]

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DI = \left(\frac{I_{real}}{I_{plan}}\right) \times 100$	Mensual

Tabla 24. Indicadores de desempeño propuestos para el Área Contractual. Inversión.
(Fuente: Comisión)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 25.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforaciones	17		
Terminaciones	19		
RMA	16		
RME	322		
Ductos	18		
Abandono			
Taponamientos	30		
Instalaciones	6		

Tabla 25. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 26.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fedpe' and 'A']

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
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	2.66		
Total Programa de Inversiones		161.72		

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.

Tabla 26. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera.
(Fuente: Comisión)

iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas a incrementar la producción de hidrocarburos del Área Contractual (Tabla 27), misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas y condensado que se obtenga derivada de ejecución de las actividades.

Hidrocarburo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de condensado programada (Mbd)	0.03	0.05	0.04	0.03	0.02	0.01	0.01	0.03	0.02	0.01	0.08	0.09
Producción de condensado real (Mbd)												
Porcentaje de desviación												

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Producción de gas programada (MMpcd)	17.61	32.62	24.01	16.61	13.19	8.70	8.25	8.30	5.07	3.24	9.25	13.58
Producción de gas real (MMpcd)												
Porcentaje de desviación												

Hidrocarburo	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Volumen por recuperar (2020-2041) MMb y MMMpc
Producción de condensado programada (Mbd)	0.05	0.03	0.02	0.01	0.01	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.23
Producción de condensado real (Mbd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (MMpcd)	8.08	4.59	2.68	1.58	1.37	2.62	2.17	1.46	0.97	0.71	68.09
Producción de gas real (MMpcd)											
Porcentaje de desviación											

Tabla 27. Indicadores de desempeño de la producción de gas y condensado en función de los pronósticos de producción.

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

El Contratista deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo Modificado, en los términos que establecen el artículo 100 y 103 de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 62 de LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, la Comisión podrá evaluar y decidir si con base en la información derivada del seguimiento al Plan de Desarrollo para la Extracción se requerirá la modificación a dicho Plan.

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en la modificación al Plan.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten mark or signature]

Mediante oficio 250.104/2020 del 03 de marzo de 2020, la Comisión remitió a la ASEA la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Contratista, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1060/2017 del 31 de octubre de 2017, la Agencia otorgó a el Contratista el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-GOO16002C/A11117.

Por tanto, el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

VIII. Cumplimiento de Contenido Nacional y Transferencia Tecnológica

Mediante oficio 250.105/2020 del 3 de marzo de 2020, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del Programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

De igual forma, por oficio 250.106/2020 del 3 de marzo de 2020, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dichos programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobados y formarán parte de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dichos programas, el Contratista estará obligado a presentar una modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato.



Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

IX. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, así como los artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, III, IV, V y 62 penúltimo párrafo de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 5.4 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 21, 22, 25, 29 y 59 fracciones I, III, IV, V y 62 penúltimo párrafo de los Lineamientos; y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 13.2 del Contrato.
2. Contiene los requisitos establecidos en el artículo 22 y el Anexo II de los Lineamientos.
3. Asimismo, se advierte que la modificación al Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:
 - a) Cumple con la Cláusula, 5.3:
 - i. Contempla la totalidad del Área Contractual;
 - ii. Incluye la totalidad de la información requerida en el Anexo 9 del Contrato;
 - iii. Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo Factor de Recuperación final de las Reservas de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria, Está diseñado de tal forma que permite la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión.
 - iv. Respecto al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, se advierte que no es técnicamente viable la presentación de un

Programa de Aprovechamiento conforme a las Disposiciones Técnicas, ya que el Área Contractual produce Gas Natural No Asociado, sin embargo, el contratista aprovechará el 98 % del Gas mediante comercialización y el 2 % del mismo mediante el autoconsumo.

v. Cuenta con los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos que se mantienen en términos de lo aprobado mediante Resolución CNH-R01-L03-A20/2016.

b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 11.1, 11.2, 11.3 y 11.8 del Contrato y el artículo 20 de los LTMMH.

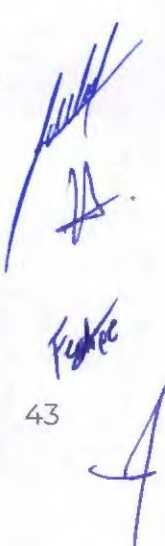
c) En atención a la Cláusula 17.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país

La toma de información es un proceso dinámico que le permite al Contratista obtener tendencias y confirmar expectativas en cuanto al conocimiento de los yacimientos, de esta manera reduce la incertidumbre existente respecto a distintos parámetros petrofísicos, de fluidos, y geológicos que le permiten optimizar actividades de perforación, terminación y reparación de pozos, así como la extracción misma. El Contratista considera la actualización de los modelos geológicos, así como la actualización de la información referente a ingeniería de yacimientos. Con estas acciones podrá conocer mejor el yacimiento e inclusive optimizar la extracción.

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

En términos de lo establecido el artículo 44, fracción II de la LH, el Contratista propone una serie de actividades físicas que consisten en la perforación de 17 nuevos pozos, 19 terminaciones, 16 RMA's y 322 RME's. Las actividades anteriores permitirán implementar un Plan de Desarrollo



para incrementar el Factor de Recuperación de 18.0 % a un Factor de Recuperación final estimado a la vigencia del Área Contractual de 71.9 % en gas.

El Contratista presentó en la solicitud de modificación un esquema de extracción de las reservas 3P estimadas para el periodo 2020-2041 al límite de la vigencia mostrado del Área Contractual por 68.09 MMMpc de gas y 0.23 MMB de condensado.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación

Durante el periodo de evaluación el Contratista realizó la ejecución de las actividades como RMA y RME a los pozos del campo, aunado a la toma de información y la actualización al modelo estático, con esas actividades antes y los resultados presentados en las actividades de RME y RMA, el Contratista determinó que las arenas prospectivas son OFM-25, OFM-18, OFM-15 y OFNM-11 determinando volúmenes de hidrocarburos de reserva superiores a los del anterior Operador del campo.

El Contratista tiene programado un estudio de caracterización estática y dinámica de Yacimientos. Con dicho estudio, integrará la reinterpretación de datos sísmicos con el modelo geológico, el modelo petrofísico y la información de presión/producción disponible, siendo el objetivo final, la cuantificación y certificación de Reservas del Área Contractual, dependiendo en gran medida del éxito que obtenga de la perforación de los pozos y de las reparaciones contempladas.

d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país

Dentro de las actividades de Extracción de Hidrocarburos programadas en la modificación al Plan ya descritas a lo largo del presente Dictamen, se concluye que la modificación al Plan permite dar cumplimiento a los objetivos planteados por el Contratista; esta Área Contractual hasta el año 2016 cuando era operada por PEP, tenía reservas de gas 3P de 27.7 MMMpc. Los valores propuestos estimados por el Contratista representan una variación positiva al haber aumentado a 68.6 MMMpc, por lo tanto, la Comisión considera que las metas físicas programadas por el Contratista promueven el desarrollo de las actividades de Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país debido a que se estima la posibilidad de extraer más gas del que se tenía 3 años atrás.

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables

Las tecnologías sugeridas por el Contratista como son: perforación con equipo Top-Drive, registros mientras se perfora MWD y LWD, fracturamiento hidráulico de las formaciones arenosas de baja permeabilidad, estimulación matricial y aplicación de barras espumantes para evitar el colgamiento de líquidos en el fondo de los pozos y con esto maximizar la producción son adecuadas para las características de los yacimientos del campo. Dichas tecnologías, contribuyen a maximizar el Factor de Recuperación que es de 71.9 %. Asimismo, derivado de la evaluación económica realizada por la Comisión, se determina que el Valor Presente Neto después de Impuestos y de Contraprestaciones a favor del Estado será del orden de 12.71 millones de dólares, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Dado que el Área Contractual 20 Ricos correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 es productora de gas húmedo (gas no asociado), no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

En términos de la Cláusula 14.1 del Contrato, el Contratista prevé utilizar como parte del programa de aprovechamiento el autoconsumo de hasta 2 % del mismo para gas combustible en compresoras de gas, quemador y rehervidor de la deshidratadora y como gas de potencia para bombas y sistemas hidráulicos.

En consecuencia, resulta procedente autorizar que el Operador utilice para autoconsumo los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras de hasta 2 % del Gas Natural a producir dentro del Área Contractual para la operación de las instalaciones mencionadas. Lo anterior, con fundamento en la Cláusula 14.1 del Contrato.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Respecto de la implementación de los Mecanismos de Medición para el Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, Área Contractual Ricos en la solicitud de modificación y aprobación de su Plan de Desarrollo para la Extracción, la información presentada por el Contratista ha corroborado que la implementación de los Mecanismos de Medición y los aspectos de la Comercialización de la Producción no son objeto de modificación, por lo que la medición y comercialización de la producción se mantiene en los

términos aprobados mediante la resolución CNH.E.08.006/19 emitida el 11 de febrero de 2019, y es viable que continúe midiendo a través de las etapas y los Puntos de Medición aprobados mediante dicha resolución.

Es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante dicha resolución, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

Por último, el Contratista deberá presentar una actualización del cronograma de actividades de implementación de los Mecanismos de Medición aprobados mediante Resolución CNH.E.08.006/19 a más tardar en 10 días hábiles a la notificación de la resolución del presente dictamen en caso de aprobación.

h) Recomendaciones

Derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Contratista y de las reuniones de trabajo y comparecencia celebrada juntamente con el mismo, se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

- Presentar ante esta Comisión en tiempo y forma todos los datos adquiridos durante el desarrollo de los campos (perforación, producción, monitoreo de parámetros del yacimiento, entre otros) con el fin de enriquecer y favorecer los procesos que se llevan a cabo en la misma.
- Optimizar las condiciones de flujo y la producción, así como optimizar el ritmo de declinación año con año para mejorar la rentabilidad de la extracción de hidrocarburos que le permita maximizar el Factor de Recuperación hasta la vigencia del Área Contractual.
- Continuar y mejorar la caracterización de las arenas, para determinar el grado de continuidad o en su defecto la dimensión del aislamiento con nula comunicación entre ellas.

- 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.
- Derivado del análisis se observa que se consideraron escenarios optimistas, por lo que, esta Comisión recomienda considerar la información y experiencias adquiridas durante la implementación de este Plan de Desarrollo y con templatlas en una posible modificación al Plan en caso de que sea necesario. Lo anterior, ya que, la máxima producción que obtuvo el operador anterior en el campo fue de 13 MMpcd de gas, y el Contratista espera un máximo de 32 MMpcd, lo que es casi el doble de lo que se ha obtenido como histórico.

En caso de que no se tengan los resultados esperados en el desarrollo de los yacimientos y se modifique la estrategia de extracción documentada en el Plan de Desarrollo para la Extracción, el Contratista deberá presentar para su aprobación la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para lo cual deberá considerar los supuestos establecidos en el artículo 62 de los Lineamientos.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado al Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, campo Ricos, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del Contrato, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable.

ELABORÓ

**ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA
GONZÁLEZ**

Director de Área
Dirección General de Dictámenes
de Extracción

REVISÓ

**ING. HORACIO ANDRÉS ORTEGA
BENAVIDES**

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes
de Extracción

REVISÓ

**MTRO. FRANCISCO
CASTELLANOS PAEZ**

Director General
Dirección General de Dictámenes
de Extracción

AUTORIZÓ

**ING. JULIO CÉSAR TREJO
MARTÍNEZ**

Titular de la Unidad Técnica de
Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016.