



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A20/2016

Dictamen Técnico Modificación del Plan de
Evaluación del Área Contractual 20 Ricos

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

Septiembre 2018

Several handwritten signatures and initials in blue ink are present in the bottom right corner of the page. There are approximately six distinct marks, including a large signature and several smaller initials.

Contenido

CONTENIDO	2
I. GENERALIDADES DEL CONTRATO	4
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN	10
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS	11
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE MODIFICACIÓN AL PLAN	12
a) <i>Características Generales</i>	12
b) <i>Comparativa, Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Evaluación</i>	12
c) <i>Objetivo</i>	14
d) <i>Alcance</i>	15
e) <i>Actividades físicas</i>	15
f) <i>Perforación de Pozos</i>	17
g) <i>Intervalos de evaluación en los pozos perforados</i>	17
h) <i>Reparación de pozos</i>	17
i) <i>Toma de información</i>	19
j) <i>Pronóstico de producción</i>	21
k) <i>Inversiones y gastos de operación</i>	23
l) <i>Mecanismos de medición</i>	25
m) <i>Comercialización de hidrocarburos</i>	25
n) <i>Aprovechamiento de gas</i>	25
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	26
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	29
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	30
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN	31

Lista de Tablas

Tabla 1. Datos generales del Contrato.....	6
Tabla 2. Vértices del Área Contractual.....	7
Tabla 3. Pozos del Área Contractual.....	7
Tabla 4. Infraestructura del Área Contractual.....	8
Tabla 5. Infraestructura Estación de Recolección de Gas (ERG) Ricos-1.....	9
Tabla 6. Comparativa de las actividades de los Planes de Evaluación original y su modificación.....	13
Tabla 7. Comparativa de los montos de los Planes de Evaluación original y su modificación.....	13
Tabla 8. Montos de Plan de Evaluación.....	13
Tabla 9. Comparativa de las Unidades de Trabajo de los Planes de Evaluación original y su modificación.....	14
Tabla 10. Cronograma de actividades.....	16
Tabla 11. Actividades propuestas por el Contratista.....	16
Tabla 12. Reparaciones Mayores propuestas por el Contratista.....	18
Tabla 13. Reparaciones Menores propuestas por el Contratista.....	18
Tabla 14. Toma de información propuesta por el Contratista.....	19
Tabla 15. Pronóstico de producción de gas propuesto por el Contratista.....	21
Tabla 16. Pronóstico de producción de condensado propuesto por el Contratista.....	22
Tabla 17. Presupuesto asociado al Período Adicional de Evaluación presentado por el Contratista.....	23
Tabla 18. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas.....	26
Tabla 19. Indicador de desempeño de las actividades ejecutadas en función de las actividades programadas.....	26
Tabla 20. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas.....	27
Tabla 21. Indicador de desempeño de la producción de gas en función de la producción de reportada.....	27
Tabla 22. Indicador de desempeño de la producción de condensado en función de la producción de reportada.....	28

Lista de Figuras

Figura 1. Ubicación del Área Contractual.....	6
Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución.....	10
Figura 3. Pronóstico de producción de gas propuesto por el Contratista.....	21
Figura 4. Pronóstico de producción de condensado propuesto por el Contratista.....	22
Figura 5. Distribución del Presupuesto por Actividad petrolera.....	23
Figura 6. Distribución del Presupuesto, Actividad petrolera: Evaluación.....	24
Figura 7. Distribución del Presupuesto, Actividad petrolera: Producción.....	24

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller initials like 'M', 'N', and '777']

I. Generalidades del Contrato

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1, en términos del artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, por lo cual el 12 de mayo de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en lo sucesivo, DOF) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 del proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

El 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF 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, así como sus modificaciones" (en adelante, los Lineamientos).

Como parte del proceso de licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Strata Campos Maduros, S. A. P. I. de C. V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual número 20 y Steel Serv S. A. de C. V., en consorcio con Constructora Hostotipaquillo, S. A. de C. V. Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S. A. de C. V., y Mercado de Arenas Sílicas S. A. de C. V., como el Licitante en Segundo Lugar.

Al respecto, el Licitante Ganador Strata Campos Maduros, S. A. P. I. de C. V., no firmó el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos correspondiente en el plazo establecido en el Fallo de la licitación publicado en el DOF el 24 de diciembre de 2015, por lo que de conformidad con lo establecido en el numeral 22.4 de las Bases de Licitación el Área Contractual fue adjudicada al Licitante en Segundo Lugar, Steel Serv S. A. de C. V., en consorcio con Constructora Hostotipaquillo, S. A. de C. V. Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S. A. de C. V., y Mercado de Arenas Sílicas S. A. de C. V., ya que su Propuesta cumplió con los criterios de adjudicación previstos en las Bases de Licitación.

El día 21 de junio del 2016, se constituyó el consorcio GS Oil & Gas, S. A. P. I. de C. V., misma que quedó formalmente como Operadora ante la Comisión para ejecutar lo establecido en el Contrato No. CNH-R01-L03-A20/2016 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia (en adelante, Contrato), de fecha 25 de agosto de 2016 (Fecha Efectiva), como sociedad mercantil constituida, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 22.3 de la Sección III de las Bases de Licitación.

La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad

industrial, seguridad operativa y protección al ambiente. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, dos prórrogas por un período adicional de cinco años cada una.

En el marco de la 54ª Sesión Extraordinaria de 2016 celebrada el 10 de octubre de dicho año, la Comisión emitió la resolución CNH.E.54.001/16 (Resolución), mediante la cual se emitieron los criterios de evaluación que serán aplicables para la emisión del dictamen técnico por el cual se analicen los Planes de Evaluación derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015.

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 20 de diciembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (Plan) asociado al Contrato con una duración de un año a partir de la aprobación del Plan y así mismo el 11 junio 2018 presenta la Modificación al Plan de Evaluación y solicitud de ampliación de Período de Evaluación por un (1) año más contado a partir del 7 agosto 2018, fecha de terminación del periodo inicial de Evaluación.

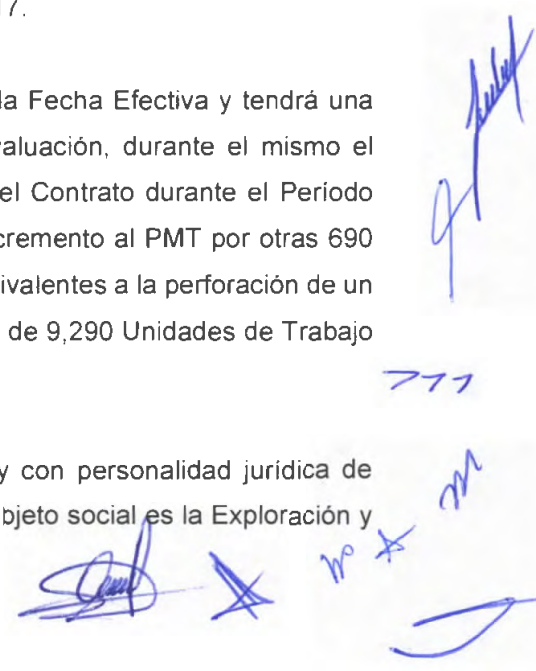
Comprometiéndose el Contratista a:

- Cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo (PMT) y el Incremento en el Programa Mínimo no realizado durante el Período Inicial de Evaluación.
- Ejecutar adicionalmente al menos las Unidades de Trabajo equivalentes a un pozo de conformidad con el Anexo 6: 4,000 (cuatro mil Unidades de Trabajo) como parte del compromiso adicional adquirido con la aprobación del Periodo Adicional.
- Entregar la Garantía del Periodo Adicional, dentro de los siguientes diez (10) días hábiles a la correspondiente aprobación que en su caso sea emitida por la Comisión.
- Estar al corriente con todas las demás obligaciones conforme al referido Contrato.

El 26 de julio de 2017, la Comisión emitió la Resolución CNH.8.001/17 por la que se aprueba el Plan presentado por el Contratista, en el marco de la 8ª Sesión Ordinaria de 2017.

Dentro del Contrato se prevé un Periodo de Evaluación que iniciará con la Fecha Efectiva y tendrá una duración de hasta un (1) Año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación, durante el mismo el Contratista estará obligado a concluir, al menos, el PMT establecido en el Contrato durante el Período Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo (UT) más el Incremento al PMT por otras 690 Unidades de Trabajo, más las 4,000 Unidades de Trabajo adicionales, equivalentes a la perforación de un pozo de conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato para realizar un total de 9,290 Unidades de Trabajo a lo largo del Periodo de Evaluación.

GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y



Extracción de Hidrocarburos, se encuentra representada por Leandro Martínez Valdez, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 573, de fecha 21 de junio de 2016.

En la Tabla 1 y Figura 1 se muestran las generalidades y la localización del Área Contractual, respectivamente:

Concepto	Descripción
Nombre	Área Contractual 20, Ricos
Estado y municipio	Tamaulipas, Rio Bravo
Área contractual	23.663 km ²
Profundidad para extracción	Sin Límites
Profundidad para exploración	Sin Límites
Yacimientos y/o campos	Oligoceno Frio Marino
Tipo de Hidrocarburo	Gas Húmedo
Colindancias	Campos Francisco Cano (Al Oeste) y Treviño (Al Este).

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

(Fuente: Comisión)

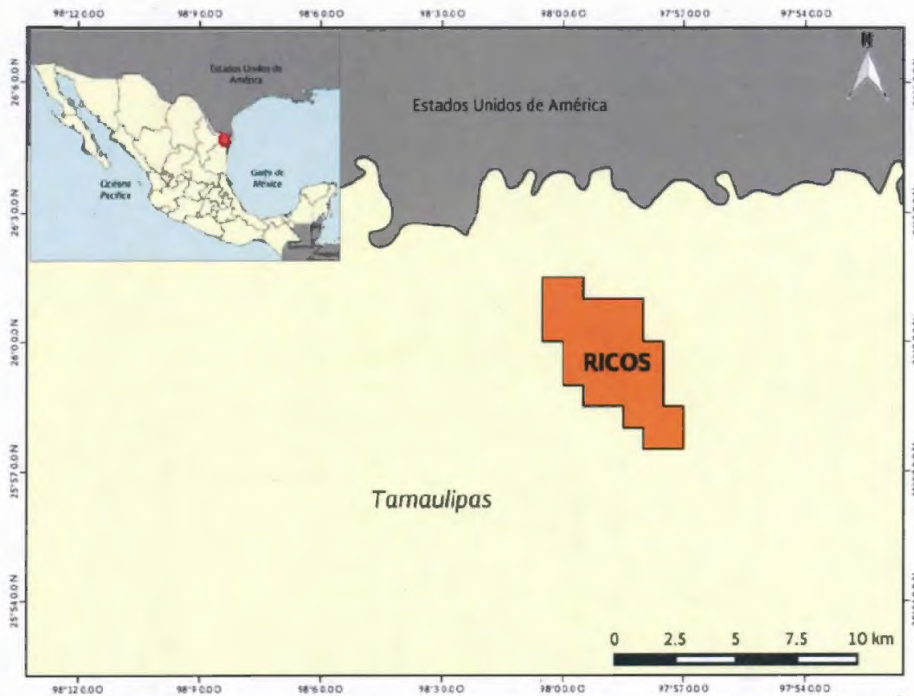


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.

(Fuente: Comisión)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.

Antecedentes del Área Contractual

El Área Contractual 20 Campo Ricos se ubica 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 23.663 km². Geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos, delimitado por los siguientes vértices Tabla 2.

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

Tabla 2. Vértices del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato)

El Área Contractual cuenta actualmente con 12 pozos perforados de los cuales 6 se encuentran abiertos a producción al amparo del Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión mediante la Resolución CNH.8.002/17, emitida el 26 de julio de 2017, en el marco de la 8ª Sesión Ordinaria de 2017. Adicionalmente, se encuentran 6 pozos cerrados (Tabla 3), e instalaciones superficiales propias para el procesamiento, manejo y transporte de Hidrocarburos Tabla 4.

No.	Pozo	Estatus
1	Ricos-1	Inactivo
2	Ricos-2	Activo
3	Ricos-3	Inactivo
4	Ricos-4	Inactivo
5	Ricos-6	Activo
6	Ricos-7	Inactivo
7	Ricos-8	Activo
8	Ricos-9	Activo
9	Ricos-17	Activo
10	Ricos-37	Inactivo
11	Ricos-101	Inactivo
12	Ricos-1001	Activo

Tabla 3. Pozos del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Entre los inconvenientes observados por el Contratista en el comportamiento de producción de los pozos, es el colgamiento de líquidos en la tubería de producción, lo que genera una carga hidrostática y reduce la producción de gas.

En la Tabla 4 se presenta la infraestructura del Área Contractual, y en la Tabla 5 la infraestructura de la Estación de Recolección de Gas (ERG) Ricos-1.

ACTIVOS	NOMBRE	CAPACIDAD/ DIÁMETROS	TRAYECTORIA	ESTADO
Módulos de recolección de gas (MRG)	MRG-7	1 Gasoducto llegada de 6" Ø	MRG-37 A MRG-7	No operando
		6 líneas de llegada de 4" Ø	disponibles	No operando
		1 Gasoducto de salida de 6" Ø	MRG-7 A ER RICOS-1	No operando
	MRG-37	5 líneas de llegada de 4" Ø	PR 37-MRG 37 Disponible	No operando
		1 Gasoducto de salida de 6" Ø	PR37- MRG-37	No operando
Líneas de recolección de gas (LDR)	LDR Ricos 1	LDR 3" Ø	PR1 a ER Ricos-1	En operación
	LDR Ricos 2	LDR 3" Ø	PR2 a ER Ricos-1	En operación
	LDR Ricos 3	LDR 3" Ø	PR3 a ER Ricos-1	En operación
	LDR Ricos 4	LDR 3" Ø	PR4 a ER Ricos-1	No operando
	LDR Ricos 6	LDR 3" Ø	PR6 a ER Ricos-1	En operación
	LDR Ricos 7	LDR 3" Ø	PR7 a MRG-7	No operando
	LDR Ricos 8	LDR 3" Ø	PR8 a ER Ricos-1	En operación
	LDR Ricos 9	LDR 3" Ø	PR9 a ER Ricos-1	No operando
	LDR Ricos 17	LDR 3" Ø	PR17 a ER Ricos-1	En operación
	LDR Ricos 37	LDR 3" Ø	PR37 a MRG-37	No operando
	LDR Ricos 101	LDR 3" Ø	PR101 a ER Ricos-1	No operando
	LDR Ricos 1001	LDR 3" Ø	PR1001 a ER Ricos-1	En operación
Gasoducto 10" Ø	Gasoducto Est. Ricos 1-Est. Reynosa 1	10" Ø x 29.310 Km	Estación Ricos 1-Estacion Reynosa 1	En operación
Colectores en estación recolección	Colector #1	Línea 6" Ø	MRG-7 Y MRG-37	No operando
		Línea 4" Ø	sin trayectoria	No operando
	Colector #2	LDR PR1 3" Ø	PR1-ER Ricos-1	No operando
		Disponible 3" Ø	sin trayectoria	No operando
		Disponible 3" Ø	sin trayectoria	No operando
		Disponible 3" Ø	sin trayectoria	No operando
	Colector #3	LDR PR9 3" Ø	PR9-ER Ricos-1	No operando
		LDR PR17 3" Ø	PR17-ER Ricos-1	En operación
		LDR PR4 3" Ø	PR4-ER Ricos-1	No operando
		LDR PR8 3" Ø	PR8-ER Ricos-1	En operación
		LDR PR3 3" Ø	PR3-ER Ricos-1	En operación
	Colector #4	LDR PR2 3" Ø	PR2-ER Ricos-1	En operación
		LDR PR6 3" Ø	PR6-ER Ricos-1	En operación
		LDR PR101 3" Ø	PR101-ER Ricos-1	No operando
		LDR PR1001 3" Ø	PR1001-ER Ricos-1	En operación

Tabla 4. Infraestructura del Área Contractual.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

ACTIVOS EN ESTACIÓN	NOMBRE	CAPACIDAD/DIÁMETRO	ESTADO
Separador horizontal trifásico	SHTA-101	25 MMPC / 36"	Operando
Tanque de almacenamiento agua congénita	TV-1	1,000 bls/159 m3	Operando
Tanque de almacenamiento condensados	TV-2	1,000 bls/159 m3	Operando
Tanque de almacenamiento condensados	TV-3	300 bls/47.7 m3	Operando

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large '9' and various initials and scribbles.

Trampa de diablos	Trampa de envío	14" ø	Operando
Quemador ecológico	S/D	S/D	Operando
Tubo de medición	Mca. precisión	8" ø/7.625"	Operando
Registrador de flujo	Mca. itt barton	2.000 psi/100" ln h2S	Operando
Sistema scada	S/D	S/D	Operando
Moto-compresora	Exterran	S/D	Operando/renta

Tabla 5. Infraestructura Estación de Recolección de Gas (ERG) Ricos-1.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas. S.A.P.I. de C.V.)



II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

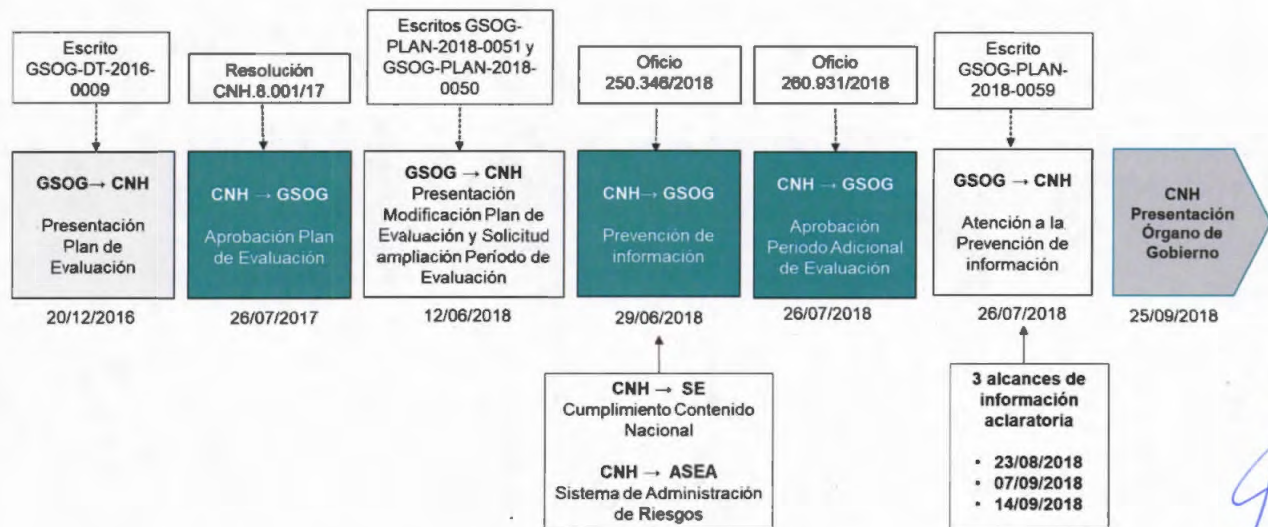


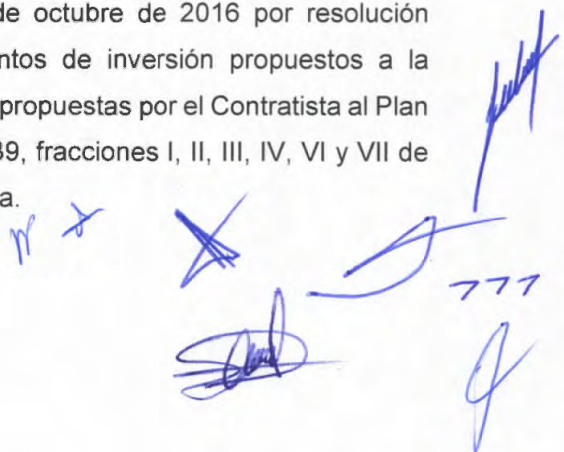
Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución.

(Fuente: Comisión)

III. Criterios de Evaluación utilizados

La información presentada por el Contratista está en términos de las cláusulas 4.1, 4.2, 4.3 y Anexos 6 y 7 del Contrato, así como también el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos.

Para la evaluación técnica de la viabilidad, de conformidad a 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, emitidos por la Comisión el 10 de octubre de 2016 por resolución CNH.E.54.001/16, del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Evaluación, se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista al Plan de Evaluación cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.



Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right, a signature below it, and several smaller initials and marks scattered around.

IV. Análisis y Evaluación de los Elementos de Modificación al Plan

a) Características Generales

El Área Contractual 20 Campo Ricos se encuentra en el municipio de Río Bravo, estado de Tamaulipas, mismo que geológicamente se encuentra en la Cuenca de Burgos, en las formaciones Oligoceno Frio Marino y Oligoceno No Marino, descubierto con la perforación del Pozo Ricos-1 en febrero de 2001, Campo productor de gas húmedo.

b) Comparativa, Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Evaluación

La propuesta de modificación al Plan de Evaluación consiste en reprogramar las actividades aprobadas por la Comisión en el Plan de Evaluación a fin de que éstas sean ejecutadas en el Periodo Adicional y con ello dar cumplimiento a la Cláusula 4.3 y el Anexo 6 del Contrato, añadiendo 4,000 Unidades de Trabajo adicionales, pasando de 5,290 a un total de 9,290 Unidades de Trabajo. El Contratista integró el conocimiento adquirido durante la ejecución de las actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación, con el fin de actualizar el modelo estático y dinámico, así como de realizar Reparaciones Mayores, Menores y realizar mantenimiento a las instalaciones de producción durante el Periodo Adicional de Evaluación.

La propuesta de modificación presentada por el Contratista considera la reprogramación de actividades necesarias para las actividades autorizadas previamente para el cumplimiento del PMT comprometido en el Contrato y las 4,000 Unidades de Trabajo adicionales de conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato, sin afectar actividades y presupuestos autorizados como se muestra en la Tabla 6 y Tabla 7.

Características		Plan de Evaluación		
		Plan de Evaluación Original	Plan de Evaluación Modificado	Comentarios
Sub - actividad	Unidades de trabajo programadas	5,290	9,290	Se incrementaron 4,000 Unidades de Trabajo como compromiso contractual para la ampliación del plan de evaluación.
	Unidades de trabajo realizadas / pendientes por ejecutar	2,200	7,090	
Operación y Mantenimiento	Reparaciones Mayores (RMA)	Ricos-4 Ricos-8 Ricos-101 Ricos-1001	Ricos-1 Ricos-2 Ricos-3 Ricos-4 Ricos-7 Ricos-8 Ricos-17 Ricos-101 Ricos-1001	De acuerdo con la declinación de producción de gas, es necesario la incorporación de 3 pozos (Ricos-1, Ricos-3 y Ricos-7) para RMA.

	Reparaciones Menores (RME)	Ricos-2 Ricos-3 Ricos-9 Ricos-17 Ricos-101	Ricos-1 Ricos-2 Ricos-3 Ricos-4 Ricos-6 Ricos-7 Ricos-8 Ricos-17 Ricos-37 Ricos-101 Ricos-1001	<p>1. La RME del Ricos 9 se consideró de alto riesgo y fue entregado a la CNH como activo de no utilidad petrolera.</p> <p>2. Las reparaciones menores (RME) realizadas fueron Ricos 3, Ricos-7, Ricos-17 y Ricos-101.</p> <p>3. Se incorporaron 19 RME adicionales a la programada del Ricos-2, las cuales suman un total de 20 RME a ejecutar en la ampliación del plan de evaluación, con la finalidad de continuar con el mantenimiento de producción.</p>
	Optimización y Mantenimiento	Mantenimiento en la instalación de producción y Pozos.	Mantenimiento en la instalación de producción y Pozos.	Continuar con las actividades de mantenimiento.
	Estudios	Actualización modelo estático y dinámico	Continuar con la toma de información.	Con la finalidad de actualizar los modelos realizados, lo que ayudara a disminuir la incertidumbre.

Tabla 6. Comparativa de las actividades de los Planes de Evaluación original y su modificación.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Concepto	Plan de Evaluación Original	Plan de Evaluación Modificado	Diferencia	Justificación
General	---	\$1,426,689	+\$1,426,689	Se contemplan todos gastos y costos relacionados a la administración del contrato y del proyecto.
Geología	\$3,500	\$250,000	+\$246,500	Se reclasificó la actividad de análisis de agua de formación al Concepto Pruebas de Producción.
Ingeniería de Yacimientos	\$14,000	\$275,301	+\$261,301	Se contemplan las mismas obras con la actualización de los costos.
Seguridad, salud y medio ambiente	---	\$46,168	+\$46,168	Se contemplaron equipos nuevos en materia de seguridad y capacitación para el personal, así como realizar tratamientos y eliminación de residuos operacionales que antes estaban categorizados en instalación y operaciones.
Pruebas de Producción	\$387,000	\$90,000	-\$297,000	La diferencia existente es debido a que inicialmente se contemplaron las pruebas de producción a boca de pozo y actualmente se realizaran a nivel de estación.
Intervención de Pozos	\$2,916,391	\$4,409,180	+\$1,492,789	Se analizaron cada uno de los pozos y se optimizaron las actividades a realizar en cada uno. Adicionalmente se actualizaron los precios de dichas actividades con nuevos proveedores.
Construcción Instalaciones	---	\$300,000	+\$300,000	Se agregó concepto - Interconexión en el gasoducto de 10" con gasoducto de 18" de CENAGAS.
Operación de Instalaciones de Producción	\$569,167	\$1,194,171	+\$625,004	Se agregaron actividades para realizar un mayor mantenimiento preventivo y correctivo en las instalaciones.
Ductos	\$36,320	\$9,900	-\$26,420	Algunas de las actividades propuestas en los ductos fueron realizadas. El resto de las actividades se realizará con personal interno y monto estimado será para la compra de materiales.
Otras ingenierías	\$324,190	---	-\$324,190	Se reclasificó la actividad.
Total	\$4,250,568	\$8,001,409	+\$3,750,841	

Tabla 7. Comparativa de los montos de los Planes de Evaluación original y su modificación.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

De igual forma, se presentan dichos montos bajo los esquemas de inversiones y gastos operativos Tabla 8.

Concepto	Monto (USD)
Gasto Operativo	\$3,295,409
Inversión	\$4,706,000
	\$8,001,409

Tabla 8. Montos de Plan de Evaluación.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

El compromiso Contractual durante el Periodo Inicial de Evaluación era el cumplimiento de 5,290 Unidades de Trabajo, de las cuales; 4,600 representan el PMT y 690 el Incremento a éste al 15%, en el Periodo de Evaluación Inicial (1) Año, con la extensión del Periodo Adicional de Evaluación, el compromiso es ejecutar adicionalmente 4,000 Unidades de Trabajo, en un periodo adicional de un (1) Año, comprometiéndose un total de 9,290 Unidades de Trabajo a ejecutar. No obstante lo anterior, mediante oficios 260.522/2018, 260.802/2018 y 260.920/2018 de fechas 25 de abril, 18 de junio y 24 de julio, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos (UATAC) acreditó al Contratista 1,200, 600 y 400 UT respectivamente, dando un total de 2,200 UT, correspondientes a actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación; derivado de lo anterior, el Contratista deberá acreditar un total de al menos 3,090 UT durante el Periodo Adicional de Evaluación, para dar cumplimiento el PMT y al incremento del PMT. Siendo que el Contratista al solicitar el Periodo Adicional de Evaluación, de conformidad con la Cláusula 4.3 del Contrato de Licencia, se comprometió a ejecutar un total de 9,290 UT; por lo que el Contratista considerando el Periodo Adicional de Evaluación deberá considerar la ejecución de actividades suficientes para la acreditación de 7,090 UT, Tabla 9.

		Plan de Evaluación						
		Original Aprobado				Modificación (Propuesto)		
Actividades	Unidad	Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total Unidades de Trabajo (UT)	Unidades de Trabajo Acreditadas	Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total Unidades de Trabajo (UT)
Reparación Mayor (RMA)	Por reparación	4	800	3.200	---	23	800	18.400
Reparación Menor (RME)	Por reparación	5	400	2.000	1.600	48	400	19.200
Actualización del modelo estático	Unitario	1	300	300	300	---	---	---
Actualización del modelo dinámico	Unitario	1	300	300	300	---	---	---
Análisis PVT	Unitario	2	10	20	---	2	10	20
Análisis de agua de formación	Unitario	6	10	60	---	11	10	110
				5,880	2,200			37,730

Tabla 9. Comparativa de las Unidades de Trabajo de los Planes de Evaluación original y su modificación.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

c) Objetivo

La modificación del Plan de Evaluación presentada por el Contratista tiene como objetivo principal determinar el potencial de producción de hidrocarburos de las formaciones Oligoceno Frio Marino y Oligoceno No Marino del Campo Ricos, en términos de volumen de hidrocarburos y en términos de presión, mediante la aplicación de tecnologías y propuestas de optimización, mantenimiento y aumento de la producción, que le permitan al Contratista definir un esquema técnico y económico de extracción que sea la base para la presentación de un Plan de Desarrollo multianual.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'G' and various scribbles.]

d) Alcance

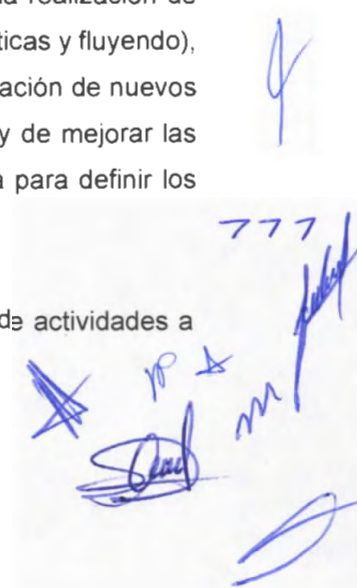
La propuesta de modificación al Plan de Evaluación presentada por el Contratista considerada para asegurar el mantenimiento y optimización de la producción, lo propone lograr a través de las siguientes acciones:

- Mantener y/o mejorar las condiciones de producción de los pozos que se encuentran actualmente en operación dentro del Área Contractual.
- Continuar con la revisión de pozos inactivos y toma de información necesaria para la posible reactivación de dichos pozos.
- Incrementar la producción de gas del Campo mediante la realización de las actividades de Reparaciones Mayores (RMA) y Reparaciones Menores (RME).
- Realizar toma de registros de presiones y niveles de fluidos a los pozos existentes, para determinar condiciones de fondo, con la finalidad de evaluar y diagnosticar cada pozo, de manera de identificar oportunidades de optimización.
- Evaluar las condiciones y efectividad de los métodos de levantamiento artificial que actualmente son utilizados.
- Mantenimiento de los equipos de medición de flujo de gas, empleados en el Campo, para la cuantificación del volumen total de gas entregado.
- Continuar con las pruebas de Integridad Mecánica a las facilidades de producción, de manera de asegurar su funcionamiento en condiciones adecuadas de seguridad.
- Interconexión de gasoducto de 10" como alternativa de comercialización del gas producido.

e) Actividades físicas

El objetivo principal del Contratista para el Período Adicional de Evaluación, es continuar con las actividades operativas pertinentes para optimizar los volúmenes de hidrocarburos a producir, cumplir con el mantenimiento y velar por la integridad mecánica de las instalaciones y finalmente capturar la información de los yacimientos para continuar con el análisis de los pozos, misma que consiste en la realización de pruebas de producción, verificación de la profundidad interior y la toma de presiones (estáticas y fluyendo), propuestas para optimización de producción (aplicación de barras espumantes), incorporación de nuevos intervalos productores con el propósito de incrementar el caudal de producción de gas y de mejorar las condiciones operacionales en los pozos existentes. Esta información a su vez le servirá para definir los objetivos de producción del pozo que se perforará.

El Contratista propone el siguiente cronograma de actividades Tabla 10, con el detalle de actividades a realizar Tabla 11.



Concepto	Actividades	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
		ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19
Ingeniería de Yacimientos	67	8	1	6	2	8	6	11	3	9	2	8	3
Intervención de Pozos	31	2	2	4	5	5	3	1	2	3	1	0	3
Geología	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
General	333	22	25	31	30	29	32	33	27	27	27	27	23
Pruebas de Producción	12	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Construcción Instalaciones	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Operación de Instalaciones de Producción	605	58	37	44	57	60	55	52	46	56	47	47	46
Ductos	80	9	1	7	7	7	4	12	4	9	7	9	4

Tabla 10. Cronograma de actividades.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Actividades Físicas		
Toma Información	Pozo	Análisis del agua de formación Análisis PVT Medición trifásica Registro de Presión de fondo (RPFC y RPF) Registro Ecómetro
	Campo	Caracterización de fluido (gas y condensado)
Intervención de Pozos	Reparación mayor	Cambio de zona
	Reparación menor	Limpieza con UTF Inducción con nitrógeno Swabbing Estimulaciones (ácidas, fracturas e inyección de surfactantes y alcoholes)
		Integración mecánica
Mantenimiento y Optimización de Producción	Mantenimiento y Optimización de Producción	Inducción con barras espumantes Instalación de Tubería Capilar (líquido espumante 10 L diarios) Optimización con tubería capilar Trabajos a Presa Metálica Lanzador de barras automático
Instalaciones de pozos	Mantenimiento	Prueba de presión de árbol de válvulas Mantenimiento a instrumentación de pozos Mantenimiento a árbol de producción (limpieza con chorro de agua, pintura) Integridad mecánica Pozos Acondicionamiento de infraestructura de pozos (barandal, contrapozo, cercado, plataforma) Desmalezado de área de pozos (Servicio) Mantenimiento a localizaciones y rutas de acceso Suministro de estranguladores (Unidades)
Instalaciones de Producción	Mantenimiento	Renta de compresora en estación Ricos-1 (Mensual) Renta de sistema Scada (mensual) Renta de unidad de transporte de líquidos (Viajes) Agua Renta de unidad de transporte de líquidos (Viajes) Condensado Personal de operación (Mensual) Suministro químico de operaciones (desemulsificante, metanol) Consumibles operacional Mantenimiento a instrumentación a quemador ecológico Mantenimiento y calibración de válvulas de presión y vacío Mantenimiento a diques de tanques Desmalezado de estación Ricos-1 Desmalezado de módulo de recolección 7 Desmalezado de módulo de recolección 37 Mantenimiento y desalza a tanques de almacenamiento de la estación Ricos TV-01,02 y 03 Equipos y materiales consumibles (Lote) Mantenimiento a válvulas Estación Ricos Mantenimiento a PSV de estación ricos Integridad mecánica Estación Ricos 1 (medición de espesores) Mantenimiento a instrumentación de estación ricos Calibración de un sistema de medición de gas en Estación de Recolección de Gas (ERG) Ricos-1 Separador de prueba de pozos
Ductos	Mantenimiento	Mantenimiento a sistemas de protección catódica (camas anódicas y rectificadores) Celaje y toma de potenciales del gasoducto de 10" de 29.1 km Válvulas de seccionamiento de gasoducto de 10"Ø de estación Ricos1 a estación Reynosa 1 Válvulas de corte de emergencia en seccionamiento de gasoducto de 10"Ø de estación Ricos1 a estación Reynosa 1 Postes testigos de gasoducto de 10"Ø de estación Ricos1 a estación Reynosa 1 Celajes y toma de potenciales en ductos (LDR) 3 km Suministro de inhibidor de corrosión Retiro y evaluación de cupón de corrosión el gasoducto de 10"
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Actualización del plan de seguridad y medio ambiente	Documentación y capacitación para la seguridad y medio ambiente
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas	Documentos sobre riesgo de la operación en campo
	Implementación y seguimiento	Seguimiento a todas las actividades del campo
	Auditoría ambiental	Auditoría Ambiental
	Tratamiento y eliminación de residuos	Tratamiento y eliminación de residuos operacional
	Restauración ambiental	Acondicionamiento de áreas del campo
Auditoría de seguridad	Auditoría de seguridad	

Tabla 11. Actividades propuestas por el Contratista.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '9' and '777'.

f) Perforación de Pozos

Durante la vigencia periodo adicional de Evaluación, el Contratista no tiene contemplada la perforación de nuevas localizaciones.

Solo realizará actividades de Reparaciones Mayores y Menores, que le permita la adquisición de información en los pozos existentes, misma que le servirá para un mejor conocimiento del área y para actualizar los modelos estático y dinámico y de esa forma reducir la incertidumbre para el Plan de Desarrollo a ser presentado.

g) Intervalos de evaluación en los pozos perforados

En los pozos perforados actualmente los intervalos a evaluar por el Contratista pertenecen a las formaciones productoras OFM-15, OFNM-24, OFNM-22 y OFNM-11, propuestos para estudiar y cuantificar la producción de gas y líquidos de esas formaciones en el Área Contractual.

h) Reparación de pozos

El Contratista tiene planificado la realización de actividades que van asociadas a Reparaciones Mayores y Reparaciones Menores, encaminadas al incremento y mantenimiento de la producción, y al cumplimiento de las Unidades Mínimas de Trabajo comprometidas.

El esquema de explotación para el desarrollo del campo planteado por el Contratista ha sido evaluar las arenas - produciendo inicialmente las más profundas - y una vez drenadas las reservas, producir las más someras, mediante el aislamiento con tapones mecánicos o cementaciones forzadas de las arenas productoras. Cabe destacar, que el 75 % de los pozos del campo actualmente están produciendo en la arena inferior OFM-25, 25% de la OFM-15 y el otro 25% del Oligoceno Frio No Marino.

De acuerdo con el comportamiento de producción y declinación de los pozos en la formación actual y a los resultados obtenidos en los modelos estáticos y dinámicos por el Contratista, se definieron las Reparaciones Mayores y Menores a realizar en cada uno de los pozos del Campo por el mismo Tabla 12 y Tabla 13.

Handwritten blue ink notes and signatures. At the top right, there is a large checkmark. Below it, there are several lines of scribbles and what appears to be a signature. To the left of the signature, there are some numbers and symbols, including '110' and 'm'. At the bottom right, there is another signature.

Actividades de Reparación Mayor						Arena Propuesta				
No	Pozo	Estado Actual	Intervalo abierto	Tipo de trabajo	Actividad	Objetivo #1	Objetivo #2	Objetivo #3	Objetivo #4	Objetivo #5
1	Ricos-1001	Activo	OFM-25 (3604-3615 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFM-15	OFM-10	OFNM-24	OFNM-22	OFNM-11
2	Ricos-101	Inactivo	OFM-18 (3047-3054 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFM-15	OFNM-12			
3	Ricos-4	Inactivo	OFM-3 (2792-2798 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFNM-24	OFNM-22	OFNM-21		
4	Ricos-3	Inactivo	OFNM-11 (2262-2267 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFNM-11				
5	Ricos-7	Inactivo	OFM-15 (3595-3608 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFM-15	OFNM-20			
6	Ricos-1	Inactivo	OFM-15/25 (2936-2945 m/3572-3580 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFNM-21				
7	Ricos-2	Activo	OFM-25 (3633-3639 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFM-15	OFM-10	OFNM-24	OFNM-22	OFNM-20
8	Ricos-17	Activo	OFM-25 (3783-3786 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFM-15	OFM-10			
9	Ricos-8	Activo	OFM-25 (3712-3717 m)	Cambio de intervalo	RMA	OFM-15	OFM-10			

Tabla 12. Reparaciones Mayores propuestas por el Contratista.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Actividades de Reparación Menor							
No	Pozo	Estado Actual	Intervalo abierto	Objetivos	No. de obras a realizar	Tipo de obra	Actividad
1	Ricos-2	Activo	OFM-25 (3636-3639 m)	5	5	Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
			OFM-25 (3636-3639 m)			Limpieza con UTF	RME
2	Ricos-37	Inactivo	OFNM-9 (2235-2240 m)	1	1	Estimulación	RME
3	Ricos-1	Inactivo	OFM-15/25 (2936-2945 m/3572-3580 m)	1	1	Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
			OFM-15/25 (2936-2945 m/3572-3580 m)			Inducción de nitrógeno	RME
4	Ricos-4	Inactivo	OFM-3 (2792-2798 m)	3	3	Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
			OFM-3 (2792-2798 m)			Inducción de nitrógeno	RME
5	Ricos-6	Activo	OFNM-11 (2294-2299 m)	1	1	Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
			OFNM-11 (2294-2299 m)			Estimulación	RME
6	Ricos-101	Inactivo	OFM-18 (3047-3054 m)	2	2	Limpieza con UTF	RME
			OFM-18 (3047-3054 m)			Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
7	Ricos-1001	Activo	OFM-25 (3604-3615 m)	5	5	Limpieza con UTF	RME
			OFM-25 (3604-3615 m)			Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
8	Ricos-17	Activo	OFM-25 (3783-3786 m)	2	2	Limpieza con UTF	RME
			OFM-25 (3783-3786 m)			Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
9	Ricos-3	Activo	OFNM-11 (2262-2267 m)	1	1	Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
10	Ricos-7	Inactivo	OFM-25 (3595-3608 m)	2	2	Limpieza con UTF	RME
			OFM-25 (3595-3608 m)			Inducción Mecánica (Swabbing)	RME
11	Ricos-8	Activo	OFM-25 (3712-3717 m)	2	2	Limpieza con UTF	RME
			OFM-25 (3712-3717 m)			Inducción Mecánica (Swabbing)	RME

48

Tabla 13. Reparaciones Menores propuestas por el Contratista.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "M +", "SM", and "777".

i) Toma de información

Dentro de las actividades de toma de información el Contratista considera realizar en los pozos perforados que se encuentran en producción o cerrados actualmente, actividades dirigidas a la realización de pruebas de producción y presión (estática y fluyente), toma de ecómetros, verificación de la profundidad interior, análisis de agua de formación y pruebas PVT Tabla 14.

El levantamiento de la información en los pozos del Campo planteado por el Contratista, le permitirá analizar el comportamiento de estos, con la finalidad de identificar oportunidades de optimización e incremento de producción de gas con el objetivo de maximizar la rentabilidad del Área Contractual.

Toma de Información				
No	Pozo	Estado Actual	Intervalo abierto	Tipo de trabajo
1	Ricos-2	Activo	OFM-25 (3636-3639 m)	Análisis de agua formación
2	Ricos-17	Activo	OFM-25 (3783-3789 m)	Análisis de agua formación
3	Ricos-1001	Activo	OFM-25 (3604-3615 m)	Análisis de agua formación
4	Ricos-101	Inactivo	OFM-18 (3047-3054 m)	Análisis de agua formación
5	Ricos-4	Inactivo	OFM-3 (2792-2798 m)	Análisis de agua formación
6	Ricos-3	Inactivo	OFNM-11 (2262-2267 m)	Análisis de agua formación
8	Ricos-7	Inactivo	OFM-15 (3595-3608 m)	Análisis de agua formación
7	Ricos-37	Inactivo	OFNM-9 (2235-2240 m)	Análisis de agua formación
9	Ricos-1	Inactivo	OFM-15/25 (2936-2945 m/3572-3580 m)	Análisis de agua formación
10	Ricos-8	Activo	OFM-25 (3712-3717 m)	Análisis de agua formación

No	Pozo	Estado Actual	Intervalo abierto	Tipo de trabajo
1	Ricos-1001	Activo	OFM-25 (3604-3615 m)	Prueba PVT
2	Ricos-4	Inactivo	OFM-3 (2792-2798 m)	Prueba PVT

Tabla 14. Toma de información propuesta por el Contratista.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

A continuación, se describen cada una de las actividades a realizar a los pozos actualmente perforados por el Contratista:

Cromatografía de gas

El Contratista propone realizar cromatografía de gases la cual determinará los componentes de hidrocarburos y otros como el H₂S, vapor de agua, CO₂, Nitrógeno, oxígeno. Esto les permitirá calcular la densidad de gas, poder calorífico y potencialidad de generación de hidrocarburos líquidos a partir de la implantación de procesos físicos -químicos.

Análisis del agua producida

Determinación de viscosidad, densidad, pH, salinidad y contenido de iones

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large '4' at the top right, '777' below it, and several illegible signatures and scribbles at the bottom right.

Toma de gradientes de presión estático y dinámico

Esta información la obtendrá bajando sensores para registrar presión y temperatura hasta el fondo del pozo en producción. Estos registran los valores de la presión y la temperatura a lo largo de la zona productora del pozo. Este procedimiento se hace con el pozo fluyendo (presión dinámica) y con el pozo cerrado (presión estática). Igualmente, en los pozos cerrados, tomará registros de presión de fondo y se determinarán los gradientes de presión para estimar los niveles de energía actual de estos yacimientos. En ambos casos medirá la profundidad del tirante de líquido en el interior de cada pozo.

Con toda esta información, el Contratista realizará diagnósticos de cada yacimiento para determinar su potencial de producción, los regímenes de flujo óptimo y el sistema de levantamiento más adecuado para maximizar la producción por pozo.

Niveles de líquidos (Ecómetros)

Debido a la producción de líquidos en el Campo Ricos el Contratista plantea tomar con frecuencia la profundidad del nivel de líquido en los pozos, con el fin de que pueda definir las acciones remediales para su optimización de producción y así maximizar el volumen de hidrocarburos a recuperar.

Pruebas PVT

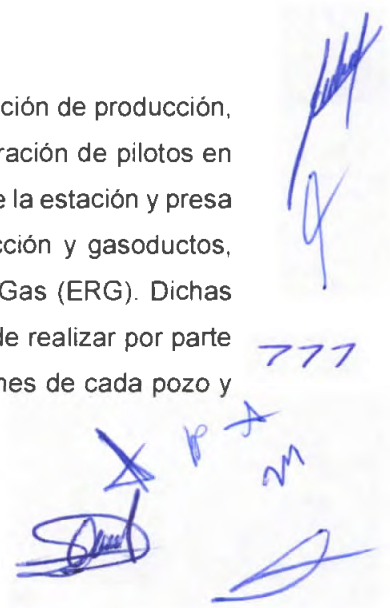
El Contratista plantea realizar tomas de muestras de fluido, con el objetivo de analizar los yacimientos, y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros como la viscosidad, factor volumétrico, factor de compresibilidad, gravedad específica y API, etc., esto le ayudará a la caracterización del yacimiento.

Calibración interior de la tubería de producción

Eventualmente el Contratista plantea calibrar la profundidad interior con tubería flexible, a manera de verificar su condición mecánica y determinar si los intervalos disparados están libres de obstrucción.

Adecuaciones menores a las instalaciones

El Contratista contempla entre otras actividades, el mantenimiento general de la instalación de producción, lubricación a válvulas y machos, calibración de válvulas de alivio en la estación, calibración de pilotos en válvulas de seguridad de los pozos, desalojo de líquidos almacenados en los tanques de la estación y presa móvil, revisión de existencia de sistema de protección catódica en líneas de recolección y gasoductos, calibración de instrumentos del separador de gas en la Estación de Recolección de Gas (ERG). Dichas adecuaciones menores a las instalaciones serán ejecutadas por el Contratista, luego de realizar por parte de este la revisión de las instalaciones con el levantamiento del inventario y condiciones de cada pozo y de la propia estación.



j) Pronóstico de producción

A continuación, se muestra el pronóstico de producción de gas y condensado propuesto por el Contratista, considerando la curva de producción base al amparo del Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión, más el incremental de producción asociado a los trabajos de RMA/RME asociados al Plan de Evaluación, Tabla 15, Tabla 16, Figura 3 y Figura 4.

Producción de Gas (Base y RMA/RME)												
Fecha	01-ago-18	01-sep-18	01-oct-18	01-nov-18	01-dic-18	01-ene-19	01-feb-19	01-mar-19	01-abr-19	01-may-19	01-jun-19	01-jul-19
Base (MMpcd)	1.939	1.932	1.942	1.912	1.869	1.697	1.663	1.631	1.599	1.566	1.534	1.504
RMA/RME (MMpcd)	1.700	2.950	3.216	3.777	4.898	4.847	4.303	3.896	3.533	3.211	3.024	3.089
Total (MMpcd)	3.639	4.882	5.159	5.688	6.767	6.544	5.966	5.527	5.133	4.777	4.558	4.593
Gp Base (MMMpc)	0.06	0.12	0.18	0.23	0.29	0.34	0.39	0.44	0.49	0.54	0.59	0.63
Gp RMA/RME (MMMpc)	0.05	0.14	0.24	0.35	0.50	0.65	0.78	0.90	1.01	1.10	1.20	1.29
Total Gp (MMpc)	0.11	0.26	0.42	0.59	0.79	0.99	1.17	1.34	1.50	1.64	1.78	1.92

Tabla 15. Pronóstico de producción de gas propuesto por el Contratista.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

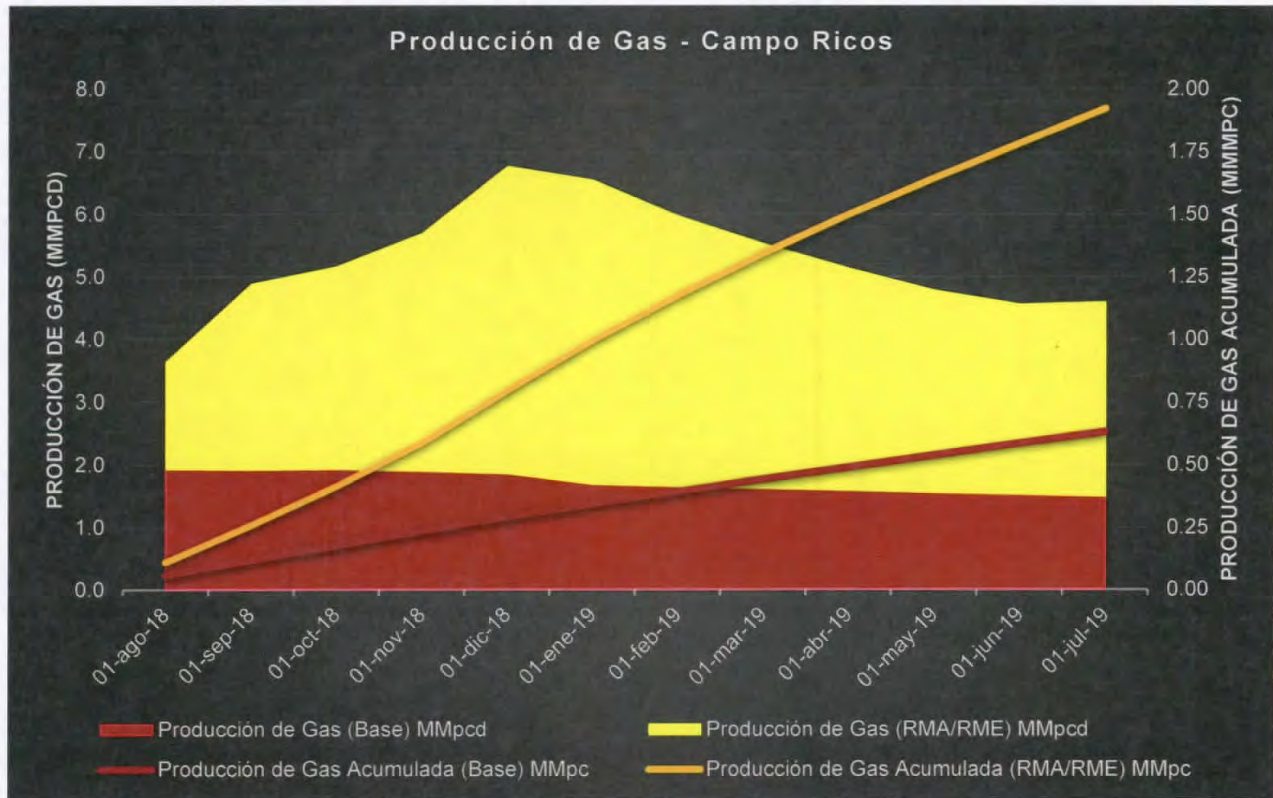


Figura 3. Pronóstico de producción de gas propuesto por el Contratista.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Producción de Condensado (Base y RMA/RME)												
Fecha	01-ago-18	01-sep-18	01-oct-18	01-nov-18	01-dic-18	01-ene-19	01-feb-19	01-mar-19	01-abr-19	01-may-19	01-jun-19	01-jul-19
Base (bpd)	10	9	9	9	9	8	8	8	8	7	7	7
RMA/RME (bpd)	1	1	4	7	7	8	7	7	6	5	5	5
Total (bpd)	10	11	13	16	16	16	15	14	14	13	12	12
Np Base (bls)	291	576	865	1,148	1,429	1,672	1,910	2,144	2,373	2,598	2,818	3,035
Np RMA/RME (bls)	26	71	183	389	598	847	1,070	1,271	1,452	1,616	1,768	1,925
Total Np (bls)	317	647	1,048	1,538	2,027	2,518	2,980	3,414	3,825	4,213	4,586	4,959

Tabla 16. Pronóstico de producción de condensado propuesto por el Contratista.
(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

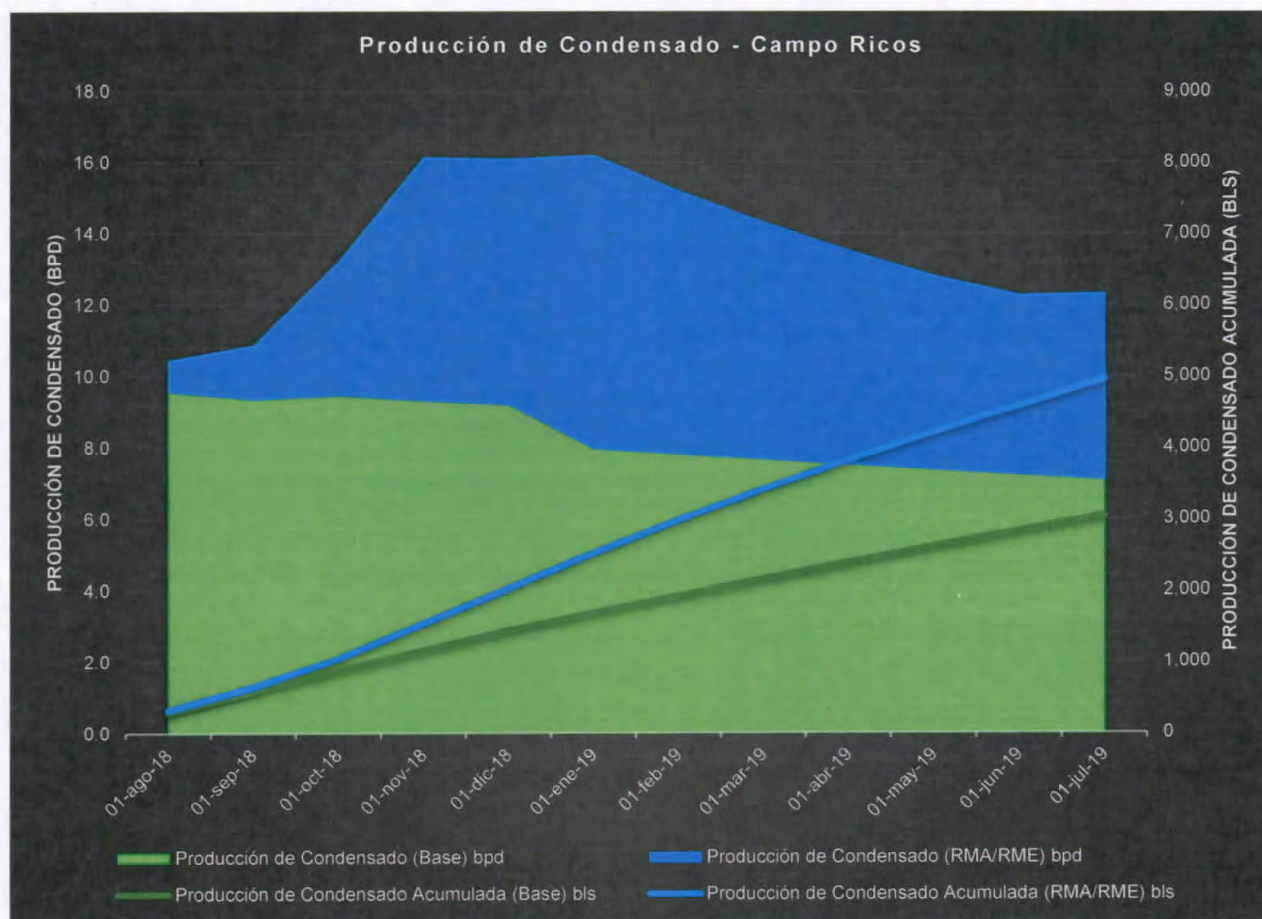


Figura 4. Pronóstico de producción de condensado propuesto por el Contratista.
(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller initials, located in the bottom right corner of the page.

k) Inversiones y gastos de operación

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el monto para llevar a cabo las actividades que se describen en la Modificación del Plan de Evaluación, la cual se refiere al Período Adicional de Evaluación es de aproximadamente 8 millones de dólares.

i. Descripción del Presupuesto

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el Presupuesto relacionado al Período Adicional de Evaluación, es el que se encuentra en la Tabla 17. Así mismo, la Figura 5 representa las proporciones que abarca cada Actividad petrolera presentada

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2018	2019	Período Adicional de Evaluación
Evaluación	Geología	250,000	-	250,000
	Ingeniería de Yacimientos	250,000	-	250,000
Producción	General	578,615	848,074	1,426,689
	Pruebas de Producción	37,500	52,500	90,000
	Ingeniería de Yacimientos	12,719	12,583	25,301
	Construcción Instalaciones	300,000	-	300,000
	Intervención de Pozos	2,211,200	2,197,980	4,409,180
	Operación de Instalaciones de Producción	496,664	697,507	1,194,171
	Ductos	3,880	6,020	9,900
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	21,690	24,478	46,168
Total		4,162,268	3,839,142	8,001,409

Tabla 17. Presupuesto asociado al Período Adicional de Evaluación presentado por el Contratista.

(Montos en dólares de Estados Unidos - Pueden no coincidir debido al redondeo)
(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

De tal forma, la distribución del Presupuesto asociado al Plan modificado es el que se presenta en la Figura 5.

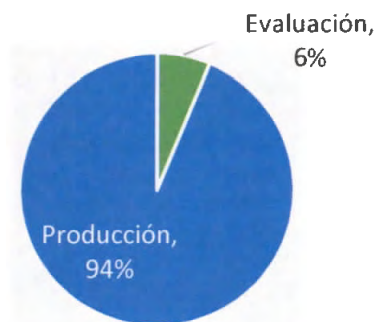


Figura 5. Distribución del Presupuesto por Actividad petrolera.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Además, las siguientes figuras muestran la distribución por Sub-actividad que tiene cada Actividad petrolera presentada en el Presupuesto.

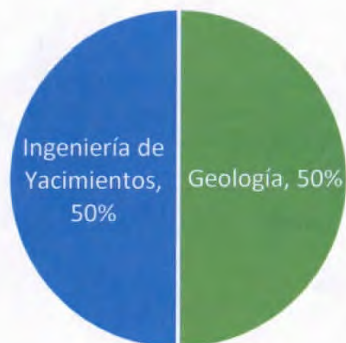


Figura 6. Distribución del Presupuesto, Actividad petrolera: Evaluación.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

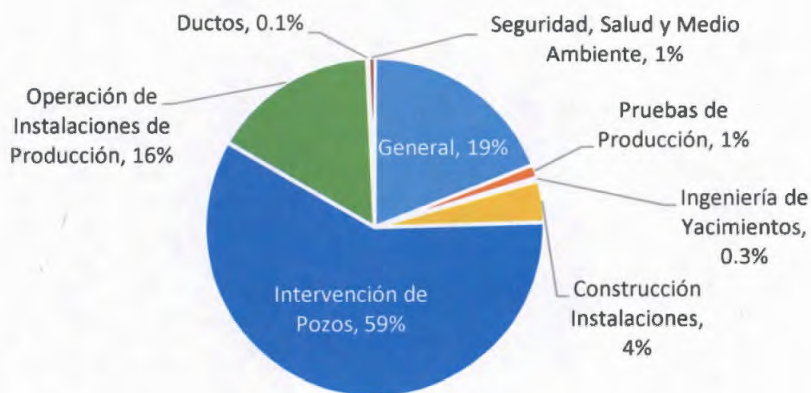


Figura 7. Distribución del Presupuesto, Actividad petrolera: Producción.

(Fuente: Comisión con información presentada por GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

De la información anterior, se observa que el Presupuesto presentado por el Contratista detalla los costos asociados a cada una de las actividades programadas dentro de la Modificación del Plan de Evaluación, y de conformidad con el Catálogo de Costos establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, several initials (e.g., 'm', 'm'), and a signature at the bottom right.

l) Mecanismos de medición

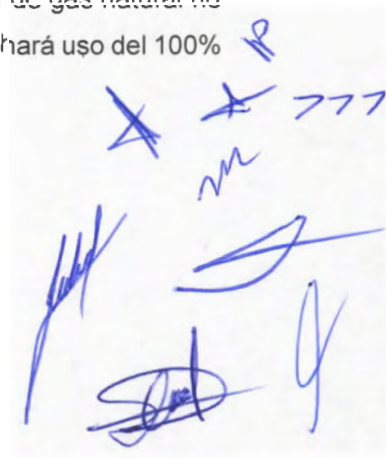
Los Mecanismos de Medición se mantienen en los términos previamente aprobados.

m) Comercialización de hidrocarburos

- La modificación al Plan de Evaluación propuesto por el Contratista permite la diversificación de la cartera de clientes potenciales para la venta del Hidrocarburo Gaseoso. Lo anterior se conseguirá a través de la construcción de la interconexión en el gasoducto de 10" con el gasoducto de 18" de CENAGAS.
- A efectos de viabilizar lo anterior, es necesario que el Contratista cuente con un Punto de Medición aprobado de conformidad con la modificación al Plan de Desarrollo promovido por éste, así como asegurarse que el gas que se envíe sea compatible con el manejo por la red de gasoductos del CENAGAS, para lo cual el Contratista deberá asegurarse de que el gas a incorporar esté en las condiciones requeridas por el CENAGAS.
- La comercialización de condensados se mantiene en los términos previamente aprobados.

n) Aprovechamiento de gas

El ámbito de aplicación de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos se circunscribe a los Operadores Petroleros que realice actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del gas natural asociado. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de gas natural no asociado, las Disposiciones mencionadas no son aplicables, sin embargo, el Contratista hará uso del 100% de la producción.

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including several 'X' marks, a 'm', and various stylized signatures.

V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa

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.

1. **Seguimiento del cumplimiento del PMT y su incremento:** el Contratista deberá acreditar al menos 7,090 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT. Las actividades a realizar, así como las UT asignadas a cada actividad, de acuerdo con el Contrato, por parte del Contratista se muestran en la Tabla 18.

Actividad	Valor unitario (UT)	Cantidad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Reparaciones Mayores RMA	800	23	18,400		
Reparaciones Menores RME	400	48	19,200		
Pruebas PVT	10	2	20		
Análisis de Agua de Formación	10	11	110		
Total	---	---	37,730		

Tabla 18. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

2. **Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, 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 la ejecución de actividades programadas en el Plan, como se observa en la Tabla 12.

Concepto	Actividades	Actividades Ejecutadas	% de ejecución respecto a actividades planeadas
Ingeniería de Yacimientos	67		
Intervención de Pozos	31		
Geología	1		
General	333		
Pruebas de Producción	12		
Construcción Instalaciones	1		
Operación de Instalaciones de Producción	605		
Ductos	80		

Tabla 19. Indicador de desempeño de las actividades ejecutadas en función de las actividades programadas.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

- 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 Tabla 20.

Sub-actividad		Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i.	General	\$1,426,689		
ii.	Geología	\$250,000		
iii.	Ingeniería de Yacimientos	\$275,301		
iv.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$46,168		
v.	Pruebas de Producción	\$90,000		
vi.	Intervención de Pozos	\$4,409,180		
vii.	Construcción Instalaciones	\$300,000		
viii.	Operación de Instalaciones de Producción	\$1,194,171		
ix.	Ductos	\$9,900		
Total		\$8,001,409		

Tabla 20. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

- iii) Las actividades planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado 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, como se muestra en la Tabla 21 y Tabla 22.

Producción de Gas (Base y RMA/RME)													
Fecha	01-ago-18	01-sep-18	01-oct-18	01-nov-18	01-dic-18	01-ene-19	01-feb-19	01-mar-19	01-abr-19	01-may-19	01-jun-19	01-jul-19	Total (MMMpc)
Producción de gas programada Total (MMpc)	110.61	148.43	156.82	172.93	205.71	198.95	181.38	168.01	156.03	145.22	138.57	139.62	1.922
Producción de gas real (MMpc)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 21. Indicador de desempeño de la producción de gas en función de la producción de reportada.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials like 'm', 'g', and '777']

Fecha	Producción de Condensado (Base y RMA/RME)												
	01-ago-18	01-sep-18	01-oct-18	01-nov-18	01-dic-18	01-ene-19	01-feb-19	01-mar-19	01-abr-19	01-may-19	01-jun-19	01-jul-19	Total (bls)
Producción de condensado programada Total (bls)	317	330	401	490	489	492	461	435	411	389	372	374	4,959
Producción de condensado real (bls)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 22. Indicador de desempeño de la producción de condensado en función de la producción de reportada.

(Fuente: Comisión con datos del Contrato y de GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'PP', 'A', 'M', and '777'.

VI. Programa de administración de riesgos

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), evaluó dicho Programa de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0919/2018 del 14 de agosto de 2018, notificó que el Contratista cuenta con una Autorización a su Sistema de Administración No. ASEA-GOO16002C/AI1117 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1060/2017 de fecha 31 de octubre de 2017. Sin embargo, las actividades propuestas para la modificación del Plan de Evaluación no se encuentran contempladas en su totalidad en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia, por lo cual, el Contratista deberá:

1. Presentar en la Agencia el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025 "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", de conformidad con el Artículo 26 de las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican."
2. El Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la Modificación al Plan de Evaluación.

Derivado de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista debe considerar que para la ejecución de las Actividades Petroleras relacionadas con la Solicitud, deberá cumplir en lo concerniente a las gestiones que deban llevarse ante la Agencia, a fin de contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten indispensables, en adición a la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento; todo ello de conformidad con la normativa aplicable.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional fue presentado por el Operador conforme a la cláusula 18.3 y numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En este contexto, la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2018.352 de fecha 17 de septiembre de 2018, notificó a esta Comisión, su opinión favorable en relación al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional presentado por el Operador, bajo la consideración de que es probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Evaluación en 69.07%.

Handwritten blue ink signatures and initials. At the top right, there are several initials: 'M', 'A', and 'M'. Below these, there are two large, stylized signatures. The signature on the left is a cursive script, and the one on the right is a more blocky, stylized signature.

VIII. Resultado del dictamen

Se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista cumplen con el contenido del artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en los términos siguientes:

1. Acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. La solicitud de modificación mantiene las actividades encaminadas, principalmente, a determinar el potencial de producción de hidrocarburos de las formaciones Oligoceno Frio Marino y Oligoceno No Marino del Campo Ricos, mediante la aplicación de tecnologías y propuestas de optimización, mantenimiento y aumento de la producción, a través de la ejecución de 23 Reparaciones Mayores, 48 Reparaciones Menores, 10 análisis de agua de formación y 2 análisis PVT. De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.
2. Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas natural y condensado en el largo plazo. La producción de gas actual promedio mensual diario del Área Contractual Ricos es de 2.25 MMpcd, siendo que se espera alcanzar un pico de producción máxima de gas en diciembre 2018 de 6.8 MMpcd, así como una producción de gas acumulada al finalizar el Período Adicional de Evaluación de 1.92 MMMpc.
3. Contempla la reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación. Las actividades físicas presentadas por el Contratista en la solicitud de modificación al Plan están encaminadas a complementar la evaluación que se ha realizado predominante del yacimiento Oligoceno Frio Marino OFM-25 y en menor medida del OFM-15 y del Oligoceno Frío No Marino del Campo Ricos. Lo cual permitirá al Contratista presentar un Plan de desarrollo para la Extracción con mayor sustento técnico, mismo que deberá considerar cifras de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías.
4. Contempla la utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en función de los resultados productivos y económicos. El Contratista tiene programado la toma de análisis de agua de formación, PVT, registros de presión de fondo con pozo abierto y cerrado, registros de nivel de líquido (ecómetros) y caracterización de fluidos (gas y condensado), con el objetivo de mejorar la producción de los pozos. Lo anterior, con el fin de complementar la caracterización de los yacimientos dentro del Área Contractual que servirá para el diseño de un futuro Plan de Desarrollo.

5. Promueve el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país. En relación con la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que la solicitud de modificación del Plan de Evaluación se mantiene congruente con los objetivos planteados por el Contratista. Las actividades consideradas en el Plan, además del cumplimiento al PMT, su incremento, y 4,000 Unidades de Trabajo adicionales como parte del compromiso contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia a seguir durante el Plan de Desarrollo a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

Por lo anterior, esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de Desarrollo para la Extracción, a través de un programa de actividades consistente con los objetivos y alcances definidos en el Plan.

6. Procura el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El Área Contractual es productora de gas natural no asociado, por lo tanto las actividades e instalaciones asociadas a la producción de gas seco están diseñadas para aprovechar al máximo la producción obtenida y, de esta manera, poder comercializar dicha producción.

Lo anterior, toda vez que la modificación al Plan de Evaluación mantiene las actividades y los objetivos aprobados por la Comisión mediante Resolución CNH.08.001/17 del 26 de julio de 2017, las cuales serán ejecutadas en el Periodo Adicional.

En este sentido, esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de Desarrollo para la Extracción.

Asimismo, cumple con lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato, toda vez que se alinea con lo previsto en el Anexo 7 del Contrato, tal y como se advierte a continuación:

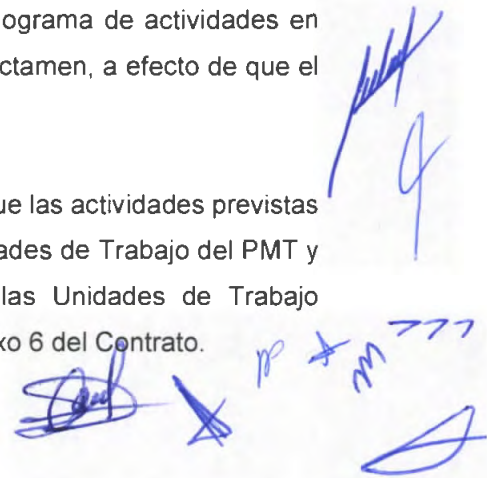
- a. Plan de actividades de Evaluación. La solicitud de modificación contiene las actividades que darán cumplimiento al PMT, al incremento del PMT y 4,000 Unidades de Trabajo adicionales, sumando al menos 9,290 Unidades de Trabajo, con un compromiso pendiente por cumplir de 7,090 Unidades de Trabajo, siendo que dichas actividades se encuentran enfocadas a complementar la evaluación de los yacimientos Oligoceno Frío Marino y Oligoceno No Marino del Campo Ricos.

- b. Posible ubicación de los Pozos de Evaluación a perforar. La propuesta de Modificación del Plan de Evaluación no considera la perforación de pozos, debido a que todas las actividades asociadas se realizarán en los pozos perforados previamente en el Área Contractual.
- c. Programas preliminares de perforación. La propuesta de Modificación del Plan de Evaluación no considera la perforación de pozos, debido a que todas las actividades asociadas se realizarán en los pozos perforados previamente en el Área Contractual.
- d. La modificación del Plan de Evaluación prevé un estimado detallado de los costos acorde con las actividades de Evaluación consideradas.
- e. Propuesta de duración del Periodo de Evaluación. La propuesta de modificación al Plan de Evaluación se apega en términos de que da cumplimiento a que el Contratista se compromete a cumplir con el PMT y el incremento en el PMT no realizado durante el Periodo Inicial de Evaluación, y se compromete a ejecutar adicionalmente al menos las Unidades de Trabajo equivalentes a un Pozo de conformidad con el Anexo 6, lo anterior de conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato
- f. Programa de ejecución de las actividades de evaluación. La propuesta de modificación del Plan de Evaluación consiste en el incremento y la adición de algunas actividades como: 23 Reparaciones Mayores, 48 Reparaciones Menores, 10 análisis de agua de formación y 2 análisis PVT, las cuales serán ejecutadas durante el Periodo Adicional de Evaluación, con el fin de dar cumplimiento al PMT, su incremento y al compromiso adicional equivalente a 4,000 Unidades de Trabajo, según lo establecido en la Cláusula 4.3 y el Anexo 6 del Contrato.

Es importante resaltar que la programación de dichas actividades aunado a la toma de información permitirá complementar la caracterización de los yacimientos y con ello estimar los volúmenes de reservas existentes que resultarán en una base sustentable para un Plan de Desarrollo adecuado para el Área Contractual.

En atención a la aprobación de la propuesta de modificación al Plan de Evaluación, es necesario que el Contratista presente una actualización del cronograma de actividades en comento dentro de los diez días siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio del mismo sea consistente con la fecha de aprobación.

Cumple con el contenido de las Cláusulas 4.2 y 4.3 del Contrato, en virtud de que las actividades previstas en la modificación del Plan de Evaluación consideran la ejecución de las Unidades de Trabajo del PMT y su Incremento no realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación y las Unidades de Trabajo comprometidas adicionalmente para el Periodo Adicional, en términos del Anexo 6 del Contrato.

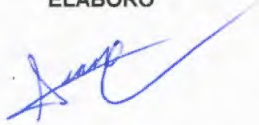


En este sentido, del análisis técnico realizado se advierte que el Contratista prevé ejecutar hasta un total de 37,730 Unidades de Trabajo.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 20 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, 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 las cláusulas 4.1, 4.2, 4.3, anexos 6 y 7 del Contrato y lo aplicable del Anexo I numeral VI de los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16 del 10 de octubre de 2016, en la que el Órgano de Gobierno de la Comisión determinó que la "Normatividad Aplicable" que regula la presentación del Plan de Evaluación previsto en la Cláusula 4.1 del Contrato es el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con las bases establecidas 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 debe considerar que para la ejecución de las Actividades Petroleras relacionadas con la Solicitud, deberá cumplir con la normativa emitida por esta Comisión, así como en lo concerniente a las gestiones que deban llevarse ante la Agencia y la Secretaría de Economía, a fin de contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten indispensables, en adición a la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento; todo ello de conformidad con los Lineamientos y demás normativa aplicable.

ELABORÓ



ING. ALEJANDRO FERNÁNDEZ ARELLANO

Director de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ



MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

ELABORÓ



ING. HÉCTOR EDUARDO JOFRE UGALDE

Directora de Área

Dirección General de Comercialización de Producción

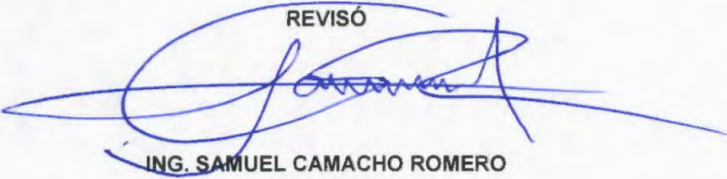
ELABORÓ



ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN

Directora de Área

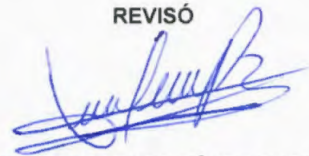
Dirección General de Medición

REVISÓ


ING. SAMUEL CAMACHO ROMERO

Director General Adjunto


Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ


ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ


MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO

Directora General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ


ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ


MTR. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular

Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 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 Evaluación para la Extracción de Hidrocarburos referente al Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 Campo Ricos.

