



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 (Campo Ricos)  
Dictamen Técnico de la modificación al Plan  
de Desarrollo para la Extracción de  
Hidrocarburos

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

Febrero 2019

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'g' at the top right and several scribbled marks below.]*

## Contenido

<b>CONTENIDO</b> .....	<b>2</b>
<b>I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA</b> .....	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN</b> .....	<b>5</b>
<b>III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b> .....	<b>6</b>
<i>Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción</i> .....	<b>6</b>
<b>IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN</b> .....	<b>7</b>
1. <i>Descripción del o los Campos que van a ser desarrollados</i> .....	<b>7</b>
2. <i>Información de Reservas y Producción</i> .....	<b>7</b>
3. <i>Descripción de Actividades Propuestas</i> .....	<b>10</b>
4. <i>Presupuesto y Economía</i> .....	<b>21</b>
5. <i>Programas de Administración de Riesgo</i> .....	<b>24</b>
6. <i>Subcontratación. La descripción en detalle razonable de las obras, servicios y Materiales que van a ser llevados a cabo por Subcontratistas en adición al enfoque del desarrollo incluyendo un programa para la selección y contratación de Subcontratistas</i> .....	<b>25</b>
7. <i>Información Adicional. El Contratista deberá incluir en su propuesta de Plan de Desarrollo cualquier otra información adicional, que considere sea necesaria para una evaluación completa del Plan de Desarrollo, incluyendo la información que solicite la CNH</i> .....	<b>25</b>
8. <i>Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología</i> .....	<b>25</b>
9. <i>Información geológica, geofísica y de ingeniería considerada. El Contratista deberá tener a disposición de la CNH la información soporte que utilizó para la propuesta del Plan de Desarrollo. Dicha información se deberá conservar durante la duración del Contrato</i> .....	<b>26</b>
<b>V. MECANISMOS PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA</b> .....	<b>27</b>
<b>VI. RESULTADO DEL DICTAMEN</b> .....	<b>29</b>

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

## I. Datos Generales del Contratista

El Contratista promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016(Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, es la empresa GS Oil and Gas, S.A.P.I de C.V (Contratista).

En la Tabla 1, se muestran datos generales del Contrato.

Concepto	Descripción
Licitación	CNH-R01-L03/2015
Nombre del campo	Ricos
Ubicación (estado y municipio)	Tamaulipas, Río Bravo,
Superficie del área contractual	23.663 km <sup>2</sup>
Fecha de emisión / firma	25 de agosto de 2016
Vigencia	25 años
Tipo de contrato	Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
Operador	GS Oil & Gas SAPI de CV
Profundidad para extracción	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Oligoceno Frío Marino Oligoceno Frío No Marino
Tipo de Hidrocarburos	Gas húmedo
Colindancias	Campo Francisco Cano y Campo Treviño

Tabla 1. Datos generales del Contrato. (Fuente: Contratista)

El Área Contractual se ubica en el estado de Tamaulipas, en el municipio de Río Bravo, 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 km<sup>2</sup>. Geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos, su ubicación se muestra en Figura 1.

Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

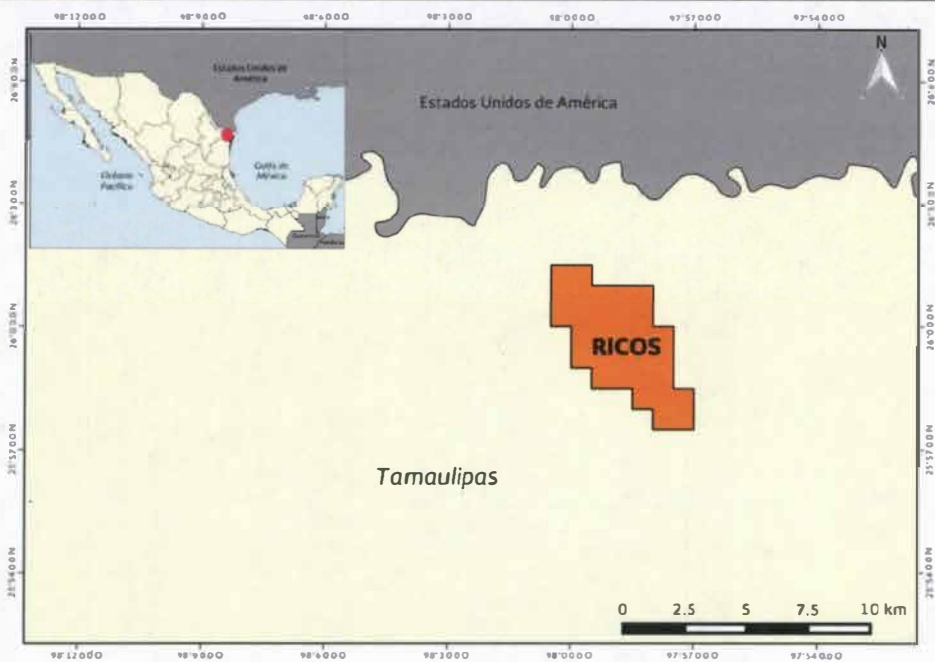


Figura 1. Ubicación geográfica del Área Contractual (Fuente CNH)

Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
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. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual Ricos (Fuente CNH).

Handwritten blue ink marks and signatures, including a large signature on the right and some scribbles in the center.

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. 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 y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de contenido nacional, capacitación 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-R1L3-033/2017 Modificación al Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

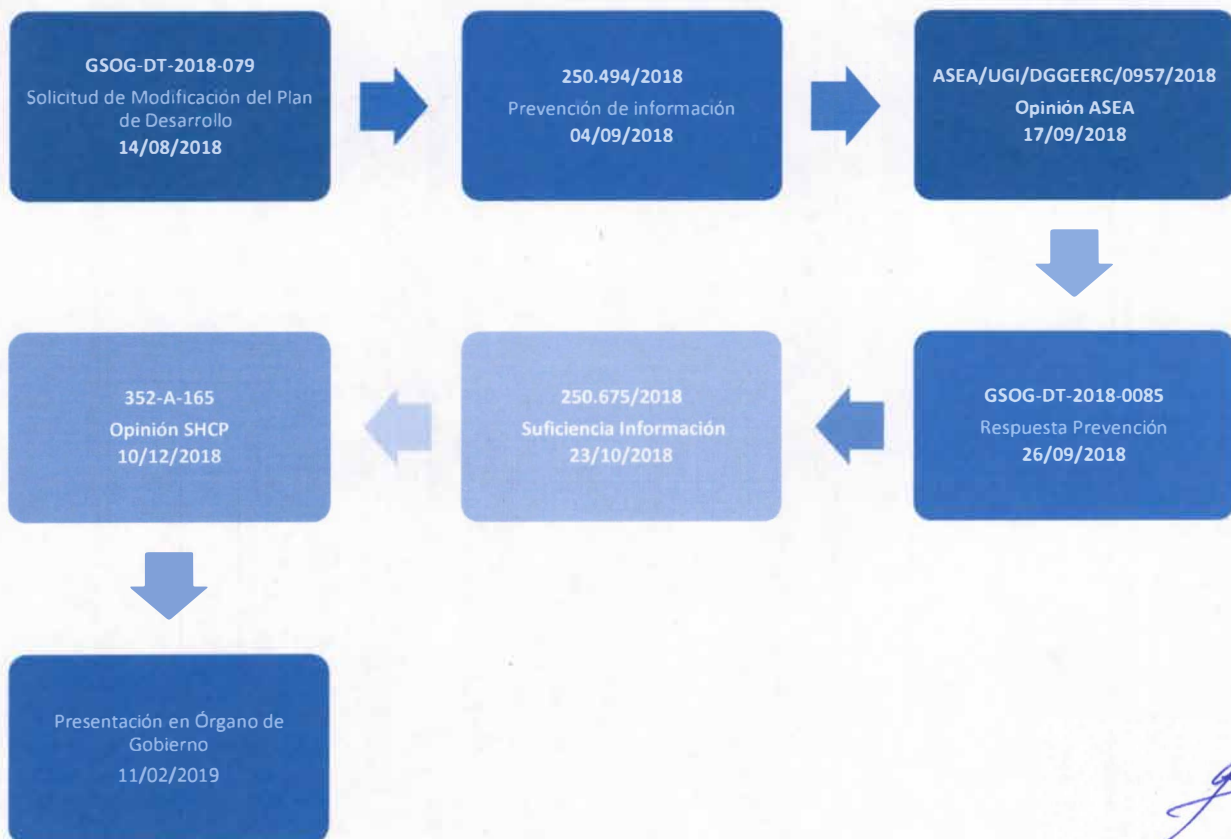


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH)

### III. Criterios de Evaluación

Se 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, tomando en consideración los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

La modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción fue presentada en razón de que el Operador busca cambiar la ubicación del punto y mecanismos de medición, así como concluir las actividades aprobadas mediante la Resolución CNH.08.002/17.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 fracción 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, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo. Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones II, y IV, 8 fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), y h), 40, fracción II, 41, y el Anexo II de los Lineamientos y a los Criterios emitidos para los contratos derivados de la licitación pública internacional CNH-R01-L03/2015 mediante la Resolución CNH.E.54.001/16 del 10 de octubre de 2016 (en adelante, Resolución), así como el artículo 47 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH).

La Dirección General de Dictámenes de Extracción de la Comisión llevó a cabo el análisis y evaluación del Plan de Desarrollo propuesto, de conformidad con los criterios generales emitidos por la Comisión mediante la Resolución, en relación con el contenido del Contrato y los Lineamientos en lo conducente, por lo que se determinó que, en cumplimiento a dicha Resolución el Plan busca dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan provisional aprobado por la Comisión para el Área Contractual

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo para la Extracción cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) Presentó un comparativo entre el Plan aprobado y el proyecto de Plan con las modificaciones propuestas.
- b) Contiene un análisis costo-beneficio de los efectos derivados de la modificación propuesta, en términos técnicos, económicos y operativos.
- c) Contiene el sustento documental de la modificación propuesta.
- d) Contiene las Mejores Prácticas de la Industria para la modificación propuesta.
- e) Presentó las nuevas versiones de los Programas asociados al Plan.
- f) Presentó los apartados que son sujetos de modificación, en términos de los Criterios y del Anexo II de los Lineamientos.

#### Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

La presente modificación del Plan de Desarrollo, solicitada por el Contratista, no presenta cambios en el objetivo ni alcance en lo que respecta a la actividad física o duración del Plan de Desarrollo, versa sobre la modificación del punto de medición fiscal del Área Contractual, por lo que la información que no sufre modificaciones se mantiene en los términos aprobados en la Resolución CNH.08.002/17 del 26 de julio del 2017. La modificación se da en términos del artículo 47 de los LTMMH, el cual establece que el Operador Petrolero 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 el Dictamen Técnico.

## IV. Análisis de los elementos del Plan

### 1. Descripción del o los Campos que van a ser desarrollados

#### a) Descripción general

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la descripción general. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

#### b) Delimitación del Campo Ricos

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la delimitación del campo. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

#### c) Descripción del área en la cual está ubicado

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la descripción del área en la cual está ubicado. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

#### d) Descripción de las formaciones en las que están contenidos los Hidrocarburos.

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la descripción de las formaciones en las que están contenidos los Hidrocarburos. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

### 2. Información de Reservas y Producción.

#### a) Estimación de los volúmenes in situ, Reservas probadas, probables y posibles para cada yacimiento en el Campo (en cada caso determinadas sobre una base de vida del yacimiento sin considerar la duración del Período de Desarrollo). La información debe desglosarse en Petróleo, Condensados y Gas Natural. En su caso, se debe incluir la estimación de recursos contingentes.

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la estimación de los volúmenes in situ y reservas, por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

#### b) Estimación del perfil de producción para cada yacimiento que se espera entregar en el Punto de Medición, en cada Año durante el Período de Desarrollo.

El pronóstico de producción aprobado originalmente incluía la producción proyectada para 36 meses, esperando recuperar gas y condensado proveniente de la producción base, así como de los 7 pozos propuestos para perforación, el pronóstico de producción se elaboró utilizando un modelo analítico de declinación tipo exponencial.

A la fecha de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo no se ha llevado a cabo la perforación de los pozos propuestos y el Contratista presenta una actualización de los pronósticos de producción para el periodo de enero

de 2019 a julio de 2020. En la Tabla 3, se muestra el pronóstico de producción de gas, la producción diaria en millones de pies cúbicos (MMpc) y la producción acumulada en miles de millones de pies cúbicos (MMMpc)

Perfil	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
<b>Producción diaria (MMpcd)</b>	3.67	8.87	14.03	18.54	21.84	26.01	31.43	30.25	29.10	28.01	28.56	27.45
<b>Producción acumulada (MMMpc)</b>	0.11	0.27	0.43	0.56	0.66	0.79	0.96	0.92	0.88	0.85	0.87	0.83
Perfil	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	Total				
<b>Producción diaria (MMpcd)</b>	26.51	25.59	24.70	23.84	23.01	22.21	21.53	13.2 MMMpc				
<b>Producción acumulada (MMMpc)</b>	0.81	0.78	0.75	0.72	0.70	0.68	0.65					

Tabla 3. Pronóstico de producción de Gas (Fuente: Contratista)

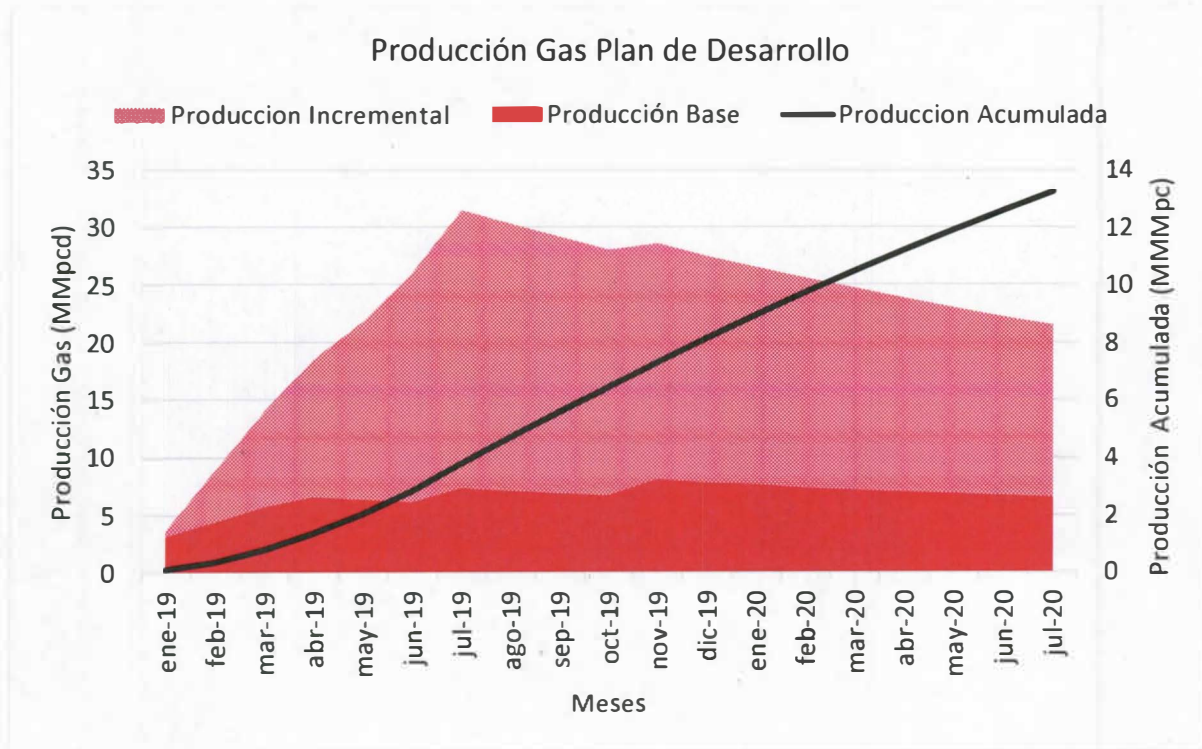


Fig. 3. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 4 y la Fig. 4 se muestra el pronóstico de producción de condensado del Área Contractual, correspondiente a la producción base y a la producción incremental esperada de los pozos a perforar.

Perfil	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19
<b>Producción diaria (bpd)</b>	14.66	35.46	56.11	74.14	87.35	104.03	125.73	120.98	116.42	112.03
<b>Producción acumulada (Mb)</b>	0.45	1.08	1.71	2.25	2.66	3.16	3.82	3.68	3.54	3.41
Perfil	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	Total
<b>Producción diaria</b>	114.24	109.79	106.05	102.36	98.79	95.36	92.05	88.86	86.12	52.91 Mb
<b>Producción acumulada</b>	3.47	3.34	3.22	3.11	3.00	2.90	2.80	2.70	2.62	

Tabla 4. Pronóstico de producción de condensado (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

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



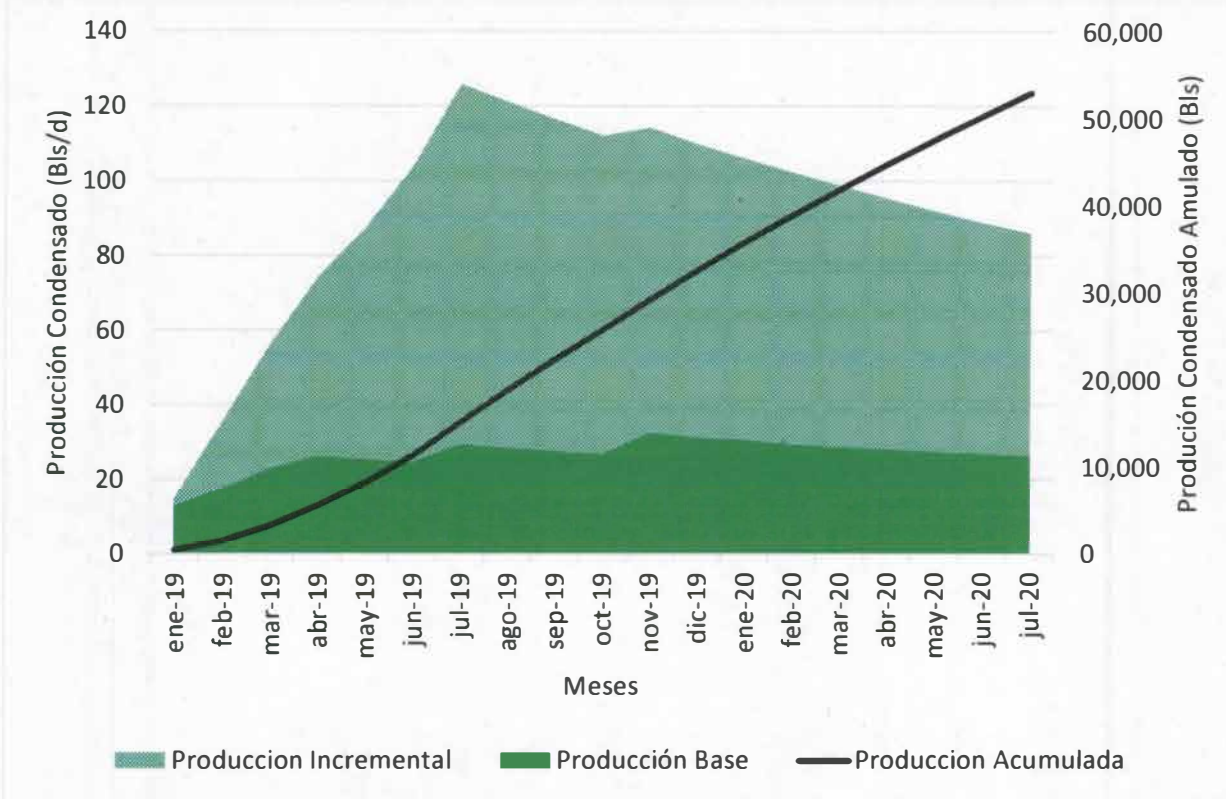


Fig. 4. Pronóstico de producción de condensado (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

El equipo técnico evaluó que la tecnología y el plan de producción propuesto por el Contratista permita incrementar el factor de recuperación. Para efecto de dicha evaluación, se consideró lo siguiente:

- El Contratista presentó la actualización del pronóstico de producción, para los meses restantes del Plan de Desarrollo aprobado, dicho pronóstico está constituido por la producción base, así como por la producción esperada de los 7 pozos a perforar.
- El Contratista deberá de presentar la modificación del Plan de Desarrollo al concluir su periodo adicional de Evaluación en términos de la Resolución.

Para la estimación del factor de recuperación tanto inicial como final del plan de desarrollo, el Contratista consideró las siguientes suposiciones:

- Se consideró el volumen original que calculó el Contratista (98.1 MMMpc).
- El periodo estimado para el plan de desarrollo comprende 36 meses, considerando al periodo de evaluación como el año uno del periodo de desarrollo.
- El volumen producido de agosto de 2017 a diciembre de 2017 es de 2.02 MMMpc y el volumen a recuperar durante la duración del Plan propuesto es de 13.23 MMMpc de gas.

A continuación, se presentan los factores de recuperación de gas actual y final estimados por el Contratista para el campo Ricos en el periodo de 36 meses correspondiente al Plan de Desarrollo. Tabla 5.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and several illegible signatures.

	Volumen Original (MMMpc)	Gp (MMMpc)	Frg %
<b>Vigente</b>		22.33	22.76
<b>Propuesto</b>	98.1	35.53	36.22

Tabla 5. Factor de recuperación actual y final del plan de desarrollo de 36 meses (Fuente: Contratista)

- c) **Explicación de la manera en que el perfil de producción de la Reserva probada permite realizar el potencial comercial correspondiente a dicha Reserva lo más eficientemente posible, tomando en cuenta esquemas de desarrollo alternativos que fueron considerados o rechazados.**

Dando continuidad a la producción base y aunado a la producción de los 7 pozos que se perforarán en el periodo de desarrollo se continuará con la explotación comercial de las reservas probadas en el bloque estimándose producir un volumen acumulado de 13.2 MMMpc de gas en el periodo propuesto en la Modificación.

- d) **Fecha estimada de inicio de la Producción Comercial Regular.**

De acuerdo con la información presentada por el Contratista el Área Contractual actualmente se encuentran en producción.

### 3. Descripción de Actividades Propuestas.

- a) **Descripción del enfoque de desarrollo propuesto incluyendo lo siguiente:**

- i) **Descripción general de las actividades esperadas para el Periodo de Desarrollo correspondiente.**

La Modificación presentada por el Contratista contempla:

- Instalar un sistema de medición tipo Coriolis, ubicado en la ER Ricos 1, con la finalidad de cumplir con los LTMMH en cuanto a calidad, volumen y nivel de certidumbre. asociado a la producción de hidrocarburos del Campo Ricos.
- Instalación de un patín de deshidratación de 10 MMpcd.

Adicionalmente en la Modificación presentada se incluye la actualización en fecha y monto de las actividades que el Contratista no ha ejecutado, las cuales se presentan a continuación:

- La perforación de 7 pozos.
- Instalación de 3 compresores de gas con una capacidad de 8 MMpcd cada uno. (Existe un compresor con capacidad de 8 MMpcd en el Área Contractual).
- Realizar adecuaciones menores a las instalaciones dentro del área contractual con el propósito de mejorar y/o mantener las condiciones mecánicas de operación.
- Para dar continuidad operativa y preservar las instalaciones se pretende realizar actividades preventivas y correctivas a la infraestructura del bloque.

Las actividades propuestas se llevarán a cabo de conformidad con el cronograma mostrado en la siguiente tabla.

Tarea / Sub-tarea	No. Actividades	2019							2020	
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ene	jul
Perforación y Terminación de Pozos	7	■	■	■	■	■	■	■		
Instalación Medidor Coriolis	1	■								
Instalación Patín de Deshidratación	1	■								
Instalación de compresor	3							■	■	■
Construcción e instalación de tramo de tubería en el área de separación.	1						■			
Reposición de panel de control y encendido del quemador.	1				■					
Instalación de líneas para interconexión de patín de medición.	1		■							
Instalación de líneas para interconexión para el patín de deshidratación.	1		■							
Instalación de líneas para interconexión de los compresores.	3						■		■	■
Actividades preventivas y correctivas (mantenimiento)		■	■	■	■	■	■	■	■	■

Tabla 6. Cronograma de Actividades. (Fuente: Contratista)

**ii) Descripción general de los Materiales que van a ser construidos o empleados en relación con ese Plan de Desarrollo, incluyendo una descripción de las Instalaciones de Recolección y en su caso, aquellas en las que se contemple el uso compartido de conformidad con el Anexo 13.**

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a las instalaciones de recolección. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

**iii) Descripción general de las Instalaciones de Comercialización requeridas.**

La modificación al Plan de Desarrollo 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 del gasoducto de 10" con el gasoducto de 18" de Centro Nacional de Control del Gas Natural (en adelante, CENAGAS).

A efectos de viabilizar lo anterior, es necesario que el gas que se envíe a dicha interconexión 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.

Es importante señalar que, una vez aprobados los mecanismos y el Punto de Medición solicitado por el Contratista, el lugar en donde se entregarán los Hidrocarburos gaseosos será en la Estación de Recolección Ricos 1, medido a través de un equipo de medición másica tipo Coriolis.

Finalmente, la comercialización de los condensados recuperados en el Área Contractual, se mantiene como se realiza actualmente. Esto es, los condensados serán almacenados en tanques verticales, para ser destinados a su comercialización utilizando equipos de vacío hasta el patio de recepción de Pemex (Batería de Separación Monterrey), lugar en donde se entrega y registra el volumen final de condensados para comercializar.

**iv) Descripción de la política de desarrollo y administración del yacimiento.**

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la descripción de la política de desarrollo y administración del yacimiento. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

v) **El Sistema de Medición y los Puntos de Medición que el Contratista propone usar.**

Actualmente el Área Contractual 20 Campo Ricos, determina y asigna los volúmenes y calidad de los hidrocarburos (Gas y Condensado) basándose en el acuerdo de medición realizado entre Pemex Exploración y Producción y GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V. y de conformidad con lo establecido mediante la Resolución CNH.E.53.004/2017.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del Área Contractual y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 42, 43 y 44 de los LTMMH, la Dirección General de Medición llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

La medición de hidrocarburos se estará realizando en dos etapas en el Escenario Modificado del Plan de Desarrollo Ricos. Las etapas propuestas son consecutivas (Etapa 1 y Etapa 2), donde para la etapa 1 el contratista considera un tiempo estimado de duración de siete (7) meses en función del tiempo necesario para ingenierías, construcción, calibración y puesta en marcha de un patín de deshidratación y un patín de medición para gas con tecnología tipo Coriolis diámetro 2" ambos ubicados en la Estación de Recolección Ricos-1, utilizando durante este tiempo los Puntos de Medición provisionales aprobados mediante la Resolución CNH.E.66.001/2016 y ratificados mediante Resolución CNH.E.53.004/2017, los cuales se encuentran ubicados en la Batería Monterrey para petróleo y la Estación de Recolección Reynosa 1 para el Gas. Los trabajos para la construcción e instalación de la infraestructura mencionada se realizarán en paralelo: patín de deshidratación (1 mes) y patín de medición para gas con tecnología tipo Coriolis (1 mes). El Operador Petrolero manifestó la entrega de información de cálculo de incertidumbre, calibración y procedimiento de medición para el nuevo Punto de Medición de condensados ubicados en tanque de almacenamiento vertical TV-1 y TV-3 en E.R.G. Ricos-1 (7 meses). En cuanto a la segunda Etapa el Contratista contempla la utilización de nueva infraestructura para la deshidratación y compresión del gas con la finalidad de dar cumplimiento a los parámetros de calidad establecidos en el artículo 28 de los LTMMH, utilizando el siguiente esquema para el manejo de los hidrocarburos (figura 5), donde se observa que la corriente de los hidrocarburos fluye desde los pozos hacia la Estación de Recolección Ricos 1 (ERG-R1), donde las corrientes de los líquidos y del gas son separadas mediante un separador trifásico (SHTA-101) conectado al colector de 8" de alta, enviando los líquidos a los tanques verticales TV-1 y TV-3 para los condensados (Puntos de Medición propuestos) y medidos mediante medición estática con cinta y al TV-2 para el agua congénita, posteriormente estos líquidos separados serán transportados mediante autotanques a sus destinos de entrega siendo para el condensado la Batería Monterrey a cargo de Pemex y el agua hacia Estación cuervito (Pemex) para su tratamiento e inyección a pozos letrina, en cuanto a la medición del Gas el Contratista presenta la propuesta de un Punto de Medición a la salida de la ERG-R1 posterior a su deshidratación. Cabe resaltar que este Punto de Medición se encontrará a cargo del Contratista y para lo cual presento el siguiente cronograma el cual estará efectuándose durante el tiempo de la etapa 1.

Cronograma Etapa 1							
	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7
<b>Medición de gas</b>							
Patín de deshidratación							
Patín de medición tipo Coriolis FE-001							
<b>Medición de condensado</b>							
Entrega de información por Operador Petrolero para Punto de Medición de condensados.							

Tabla 7. Cronograma para mejora de infraestructura.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and several initials scattered below.]*

## Medición Gas

Para el manejo y medición de gas, el Operador Petrolero contempla la incorporación de medición de alta precisión y autonomía de control al poner en funcionamiento un patín de medición integral tipo Coriolis y seguimiento en tiempo real. Derivado de lo anterior, la propuesta para la medición de Gas es la siguiente:

Eta 1: Medición bajo el esquema actual aprobado mediante la Resolución CNH.E.53.004/2017 durante 1 mes, a partir de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo.

Eta 2: Medición mediante el uso del Punto de Medición con tecnología tipo Coriolis, siendo propuesto para el Gas el sistema de medición FE-001 ubicado en el E.R.G. Ricos-1.

Es importante mencionar que el Operador Petrolero se encuentra realizando acuerdos de comercialización del gas con otros clientes. Estos acuerdos incluyen una posible interconexión del gasoducto de 10" (Estación Ricos-1 a Estación Reynosa) con el gasoducto de 18" de CENAGAS con el objeto de colocar el gas en el mercado norte de México.

## Medición Condensado

Eta 1: Medición bajo el esquema actual aprobado mediante la Resolución CNH.E.53.004/2017 durante 7 meses, a partir de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo.

Eta 2: Medición mediante el uso del Punto de Medición en tanques de almacenamiento vertical TV-1 y TV-3 ubicados en la E.R.G. Ricos-1.

Es importante mencionar que se realizará la instalación de medidores tipo turbina con totalizadores para la medición de líquidos que salen del separador trifásico SHTA-101, tanto agua como condensados dentro de los primeros 6 meses a partir de la aprobación de la modificación de este Plan. Asimismo, el Operador Petrolero analiza la posibilidad de venta de condensados a otros clientes.

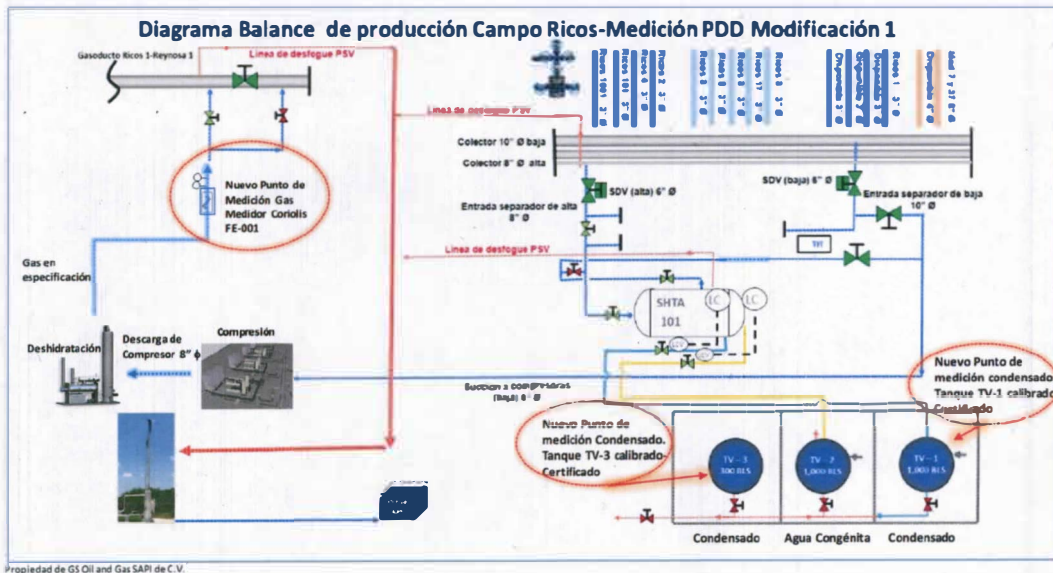


Figura 5.- Diagrama de filosofía operacional de la producción, distribución y recolección de hidrocarburos y Punto de Medición de gas y condensados en estación Ricos-1. Incluye patín de medición. Fuente: Contratista.

**a. Criterios y Evaluación de la medición de hidrocarburos**

**Datos Generales:**

Nombre del Asignatario o Contratista:

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

No. de Contrato o Asignación:

CNH R01-L03 A 20/2016

Nombre de la Asignación o Área Contractual:

Área contractual 20Ricos

Tipo de Plan a evaluar:

Plan de Desarrollo



Comisión Nacional de Hidrocarburos

No.	Artículo de los LTMH/Contrato/Gula	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la Información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	Los pozos fluyentes del bloque Ricos entran a un separador trifásico ubicado en la Estación de Recolección Ricos-1 y posteriormente transportado a la Estación Reynosa-1. El contratista propone la construcción del patín de medición FE-001 con tecnología tipo coriolis como punto de entrega y medición oficial para hidrocarburos gaseosos con inicio de operaciones a partir de Enero 2019.	En los primeros siete meses posteriores a la aprobación del Plan de Desarrollo Modificado la medición de gas condensado continuará realizándose en los Puntos de Medición aprobados en la resolución CNH.E.53.004/2017.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	Los pozos fluyentes del bloque Ricos entran a un separador trifásico ubicado en la Estación de Recolección Ricos-1. El contratista propone la construcción del patín de medición FE-001 con tecnología tipo coriolis como punto de entrega y medición oficial para hidrocarburos gaseosos con inicio de operaciones a partir de Enero 2019.  Los líquidos, condensados y agua, salen del separador y son enviados al tanque de almacenamiento TV-1 y TV-2, respectivamente. Los condensados recuperados en la etapa de compresión son enviados al tanque de almacenamiento TV-3. Los tanques de almacenamiento TV-1 y TV-3 serán los puntos de medición fiscal para condensados a partir de Julio 2019.	En los primeros siete meses posteriores a la aprobación del Plan de Desarrollo Modificado la medición de gas y condensado continuará realizándose en los Puntos de Medición aprobados en la resolución CNH.E.53.004/2017.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMH	SI	El operador petrolero presenta un documento oficial con la política de medición a implementar.	La política de medición del operador petrolero está basada en un sistema integral de gestión y política corporativa. Asimismo toma en cuenta la medición del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos.
4	42, fracción II	Procedimientos:				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programar actividades relacionadas con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	SI	El operador petrolero presenta documentación con los procedimientos para el mantenimiento de los diferentes elementos que conforman el sistema de medición de gas (transmisor presión estática, temperatura, Interfaz humano-máquina, banco de baterías y medidores de flujo).	Documentación firmada por personal involucrado en su realización y aprobación.
		• Confirmación metrológica		SI	Presenta procedimiento de confirmación metrológica ubicada en la carpeta Anexos.	El mantenimiento, confirmación metrológica y calibración del sistema de medición a instalarse en la estación de recolección de gas Ricos-1 será realizado a través de la contratación de una empresa especializada en la materia y acreditada ante la EMA.
		• Elaboración de balance		SI	La metodología y formulación para determinar los volúmenes producidos considera las mediciones con los medidores trifásicos que se realicen a nivel de pozo y estación de recolección Ricos-1, con el medidor tipo Coriolis y con el aforo de tanques. La metodología de balance volumétrico de gas considera la medición de la producción individual de gas de cada pozo una vez al mes a través de un medidor trifásico a boca de pozo. Para esta medición se usará un medidor placa de orificio. Al juntarse la medición de gas de todos los pozos fluyentes en el separador trifásico instalado en la Estación de Recolección Ricos-1, el volumen total de gas se mide por medio del tubo de medición con placa de orificio y registrador gráfico. Del gas producido en el campo, hay una porción que se utiliza como combustible para el motor del compresor instalado en la estación de recolección Ricos-1 y para el piloto del quemador. El volumen consumido por el motor del compresor y el piloto del quemador es calculado diariamente a través de las cartas de presión del tubo de medición para el compresor y un medidor tipo turbina para el piloto del quemador. Por último, a fin de cuantificar los volúmenes totales de gas a entregarse en calidad de venta al comprador seleccionado se realizará con el equipo de medición tipo Coriolis FE-001.	La metodología de balance volumétrico de condensado considera la medición de la producción individual de condensado de cada pozo una vez al mes a través de un medidor de caudal a boca de pozo. Al juntarse la medición de condensado de todos los pozos fluyentes en el separador trifásico instalado en la Estación de Recolección Ricos-1, el volumen total de condensado se mide por medio del procedimiento de aforo de tanques: TV-03 para los condensados provenientes del separador trifásico ubicado en la estación Ricos-1 y TV-03 para el volumen recuperado de condensado en la compresión de gas. La medición de la producción diaria de este líquido se realiza a través de medidores tipo turbina con totalizador instalado en cada línea que conduce de la línea de salida del separador trifásico a los tanques antes mencionados. El volumen de condensado se determina midiendo la altura de nivel dentro del tanque por medio de una cinta de aforo, misma que se impregna con una pasta para diferenciar en caso de existir dos fluidos distintos. La determinación del volumen de los hidrocarburos líquidos se realiza con una frecuencia de veinticuatro horas con el fin de alcanzar la estabilización del fluido.
• Calibración de los instrumentos de medida	SI	Presentó procedimiento operativo para la calibración de cada elemento que conforma el sistema de medición.		Documentación firmada por personal involucrado en su realización y aprobación.		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	SI	Presentó diagramas generales de las instalaciones donde son manejados los hidrocarburos desde el pozo hasta el Punto de Medición indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia.	Se observan las disparos a utilizar para la conexión del probador volumétrico y realizar calibración del elemento primario del patín de medición para gas.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' and various scribbles.

6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH	Si	El Punto de Medición se encuentra ubicado dentro de la Estación de Recolección Ricos-1 dentro del bloque Ricos. El operador petrolero proporciona las coordenadas del Punto de Medición actual (estación Reynosa-1) y futuro (estación Ricos-1). Asimismo proporciona los Puntos de Medición para condensado: actual (Batería Monterrey) y futuro (Estación Ricos-1).	El operador petrolero presentó descripción y especificaciones de cada elemento que conforma el sistema de medición FE-001.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a	Si	El operador petrolero presenta los diagramas de tuberías e instrumentos así como isométricos de los instrumentos de medida.	Sin observación.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Si	El operador petrolero declara que no compartirá el Punto de Medición con algún otro contratista.	El operador petrolero presentó documento oficial interno en el cual expresa que según el movimiento de los fluidos del bloque Ricos, la única corriente de gas a medir en el sistema de medición FE-001 será el gas proveniente del mismo bloque.
9	42, fracción VII	Programas de Implementación de los Mecanismos de Medición y de las Instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos.	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	El operador petrolero presenta programa para la construcción, implementación y calibración del sistema de medición FE-001. Asimismo el Operador Petrolero se compromete a entregar antes de Julio 2019 la información de cálculo de incertidumbre, calibración y procedimiento de medición para el nuevo Punto de Medición para condensados.	Sin observación.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	El operador petrolero presenta los valores de incertidumbre de cada elemento que conforma el sistema de medición FE-001 así como la incertidumbre relacionada al mismo sistema de medición.	Los valores finales del modelo de presupuesto de incertidumbre quedarán definidos durante la ejecución en campo con los valores y el equipo con la calibración y certificación correspondiente. Los valores de incertidumbre del nuevo Punto de Medición para condensados deberán ser presentados antes de Julio 2019
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMH.	Si	El operador petrolero presenta la evaluación económica basado en que todo sistema de medición genera una pérdida de producción derivado de la incertidumbre misma del instrumento.	Realizó análisis comparativo entre Pemex Exploración y Producción (prorrateo), sistema de medición de placa de orificio y sistema de medición tipo coriolis. El medidor coriolis presentó una incertidumbre estimada menor.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 30, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	El operador petrolero presenta bitácora de registro con lo cual le permite monitorear las operaciones, buenas practicas de seguridad del ambiente, del personal y las instalaciones y mantenimiento del campo Ricos.	La bitácora de Actividades del Patin de Medición entrará en funcionamiento una vez que empiece la operación del patin de medición tipo Coriolis.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Presentó el programa con fechas calendarizadas para realizar diagnósticos metrológicos en los Sistemas de Medición.	El operador petrolero deberá informar a la Comisión del avance en el programa, así como de los resultados de los diagnósticos metrológicos.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Presentó evidencias de las competencias técnicas del Responsable Oficial de la Medición de Hidrocarburos.	Presenta constancias de cursos relacionados a incertidumbre, trazabilidad, operación y mantenimiento de medidor tipo coriolis, cromatógrafo 700XA, sistema de medición de transferencia de hidrocarburos, entre otros.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	El operador petrolero presentó documento con indicadores de desempeño para alcanzar de forma cualitativa y cuantitativa sus objetivos específicos.	Sin observación.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Presenta información de contacto del Ing. Cristián Torres Arriaga. Asimismo menciona su formación académica y experiencia profesional.	Sin observación.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	El patin de medición para hidrocarburos gaseosos, FE-001, presenta una derivación de tubería con dos válvulas de bola de 4" instaladas. Esta derivación será utilizada en un futuro para la instalación de un segundo tren de medición cuando el desarrollo del campo y los niveles de producción así lo requieran.	La derivación de flujo existente en el patin de medición de hidrocarburos gaseosos, FE-001, cuenta con dos válvulas de bola de 4". Se debe generar evidencia del control de estas válvulas mediante el uso de candados los cuales se verificarán mediante supervisiones o auditorías.
18	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Para asegurar la calidad de gas en el Punto de Medición el operador petrolero instalará un patin de deshidratación con trietilenglicol para asegurar cumplir con los criterios de humedad y punto de rocío del gas a comercializar. Inicialmente la calidad de gas se efectuará mediante toma y análisis mensual de muestras e incorporación del resultado a la programación de cálculo de flujo del computador.	El computador de flujo tiene entradas disponibles para las señales futuras del cromatógrafo y los analizadores de humedad y H2S. El operador petrolero deberá instalar y operar el patin de deshidratación al mismo tiempo que entre en operación el patin de medición FE-001.
19	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	La totalización del flujo para el sistema de gas se realiza a través del computador de flujo, equipo dedicado a realizar la totalización de flujo con salidas de 4 a 20mA y conexiones de señales ModBus RT, registros y transmisión de temperatura y presión del gas.	Sin observación.

777

*[Handwritten signatures and initials]*

20	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Se establecerá comunicación con una unidad de procesamiento remoto con radio integral para la transmisión de datos de las variables de proceso en tiempo real de flujo, presión y temperatura hacia las oficinas del operador petrolero en Río Bravo, Tamaulipas.	El sistema telemétrico incluirá un sistema Interface Hombre Máquina (IHM) para visualización de las variables del proceso de medición de gas.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Presentó información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios del sistema de medición FE-00L.	Sin observación.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Presentó documentación para el uso de patrón de referencia medidor coriolis así como de patrón de probador volumétrico.	El Operador deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Indica el proceso para el manejo y disposición del agua resultante de la extracción, separación y deshidratación de los líquidos producidos en el bloque Ricos.	La metodología de balance volumétrico de agua considera la medición de la producción individual de agua de cada pozo una vez al mes a través de un medidor de caudal a boca de pozo. Al juntarse la medición de agua de todos los pozos fluyentes en el separador trifásico instalado en la Estación de Recolección Ricos-1, el volumen total de agua se mide por medio del procedimiento de aforo de tanques: TV-02. La medición de la producción diaria de este líquido se realiza a través de medidores tipo turbina con totalizador instalado en cada línea que conduce de la línea de salida del separador trifásico al tanque antes mencionado. El volumen de agua se determina midiendo la altura de nivel dentro del tanque por medio de una cinta de aforo, misma que se impregna con una pasta para diferenciarse en caso de existir dos fluidos distintos. Este líquido es transportado por autotanque a Batería Monterrey. Posteriormente el agua es enviada a Batería Cuervito y finalmente es colocada en el pozo inyector Cuervito 299.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	El operador petrolero no presenta alguna propuesta para el uso de medidores multifásicos dentro del bloque Ricos.	Sin observación.
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional a la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	Se prevé medir la tasa de producción en cada uno de los pozos actualmente en producción utilizando un separador trifásico portátil con medición local a nivel de pozo.	Sin observación.

Tabla 8. Criterios y evaluación de la medición de hidrocarburos

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual, la Dirección General de Medición manifiesta que, el Contratista presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en los LTMMH, además que de conformidad con el artículo 43 de dichos Lineamientos se solicitó la opinión de la ubicación del punto de medición a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

**b. Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.757/2018 de fecha 04 de diciembre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-165 con fecha del 10 de diciembre de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Contratista GS Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V., manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a la siguiente premisa: "... siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Contratista permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por esa Comisión".

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador Petrolero cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y

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



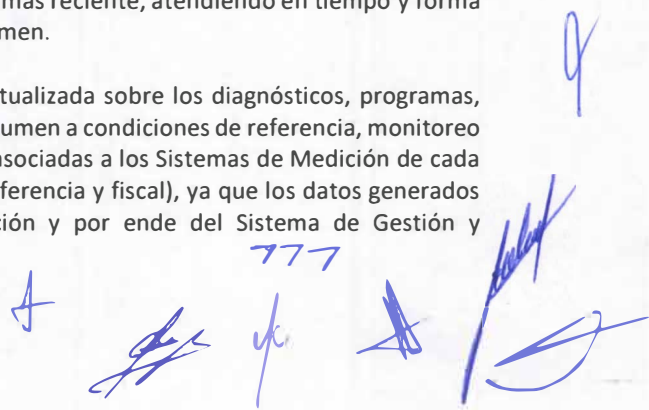
determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

**C. Obligaciones:**

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Se obliga a dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Contratista en el Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
4. Los volúmenes y calidades del Gas y Condensado a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
5. El Operador Petrolero deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas y los Mecanismos de Medición.
6. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección, balance que deberá ser reportado en los formatos correspondientes del anexo I de los LTMMH.
7. Actualizar y mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
8. El Contratista, deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
9. El Contratista deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
10. El Contratista deberá presentar la información requerida para los tanques de almacenamiento vertical TV-1 y TV-3 como lo es cálculo de incertidumbre, calibración, procedimiento de medición así como requerimientos generales para la aprobación de estos sistemas de medición.
11. El Contratista deberá actualizar sus procedimientos (mantenimiento, confirmación metrológica, elaboración de balance y calibración de los instrumentos de medida) los cuales serán sujetos a auditorías.

El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictamen.

Asimismo es necesario que el Contratista cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre estimados sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende del Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.



Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador 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 el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.

**d. Conclusiones:**

La solicitud de modificación del plan de Desarrollo presentado por el Contratista consiste en ejecutar en dos etapas modificaciones a los sistemas y mecanismos de la medición de los hidrocarburos producidos.

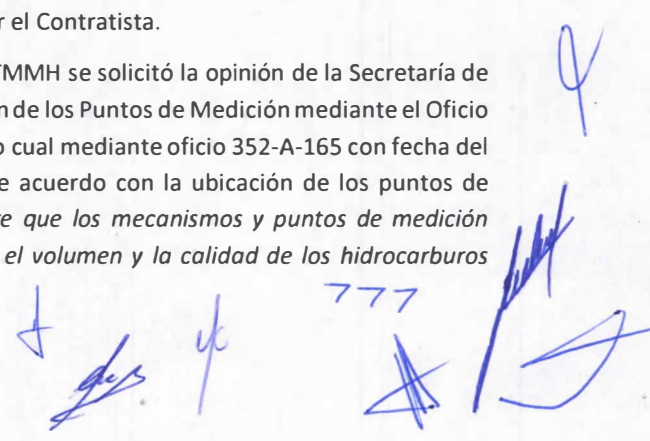
La primera etapa tiene una duración de 7 meses a partir de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo, tiempo en el cual se realizarán actividades de construcción e implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición para el Punto de Medición ubicado en la Estación de Recolección de gas Ricos-1, comprometiéndose a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Para la segunda etapa se contempla el uso del nuevo Punto de Medición, siendo propuesto para el Gas el sistema de medición con tecnología tipo Coriolis FE-001 ubicado en la E.R.G. Ricos-1 y para el condensado en los tanques de almacenamiento vertical TV-1 y TV-3 ubicados en la E.R.G. Ricos-1.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Contratista, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, de la siguiente forma:
  - a) Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
  - b) Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
  - c) Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
  - d) Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.757/2018 de fecha 04 de diciembre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-165 con fecha del 10 de diciembre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista, *"... siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Contratista permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos*



provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por esa Comisión.”, por lo que se advierte que sólo en tanto se cumpla la premisa antes mencionada esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que el volumen y calidad de los hidrocarburos se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. Se considera técnicamente viable aprobar los Mecanismos de Medición y la implementación propuesta por el Contratista, en relación con el contenido de la Cláusula 11.3 del Contrato.
  - b. La determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia se encuentra definida en la figura 2 del presente dictamen.
  - c. Se deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
  - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Contratista, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
  - e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campo Ricos en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Contratista deberá operar en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.
  - f. El Contratista deberá dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Asimismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados el Contratista deberá presentar los procedimientos objetos de modificación.
  - g. La información del balance y producción de Gas y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

**vi) Propuesta de localización, así como de las técnicas de perforación y terminación de pozos**

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la propuesta de localización, así como de las técnicas de perforación y terminación de pozos. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

**vii) Acciones previstas para el Abandono de las instalaciones que van a ser utilizadas en el curso del Período de Desarrollo, incluyendo el Costo total estimado que el Contratista espera de las operaciones de Abandono.**

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete al abandono. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

- b) Principales características de las obras, servicios y materiales propuestos y de las probables obras, servicios y materiales adicionales que tuvieren que ser realizados o adquiridos, dependiendo de los resultados de las obras, servicios y materiales iniciales, incluyendo aquellos necesarios para acondicionar los Hidrocarburos a condiciones comercialmente aceptables en cuanto a contenido de azufre, agua y otros elementos de conformidad con la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria.**

El Contratista contempla la instalación de un patín de deshidratación de 10 MMpcd para cumplir con la NOM -001 - SECRE-2010 relacionada con el contenido de agua en el Gas.

Con la instalación del patín de deshidratación el Contratista espera reducir el contenido de agua del gas de 80 a 7 lb por MMpc.

- c) Enfoques alternativos de desarrollo considerados y las razones para la elección del enfoque seleccionado.**

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a los enfoques alternativos de desarrollo considerados y las razones para su elección. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

- d) Programa de obras, servicios y suministro o construcción de Materiales incluyendo el programa tentativo para construcción o adquisición de instalaciones mayores e itinerario para alcanzar las tasas de producción comercial.**

El cronograma de cómo se llevará a cabo las obras, servicios obras, servicios y suministro o construcción de Materiales incluyendo el programa tentativo para construcción o adquisición de instalaciones mayores e itinerario para alcanzar las tasas de producción comercial, se muestra en la Fig. 6 del presente dictamen.

- e) En caso de que los Campos se extiendan más allá del Área Contractual, el Contratista se sujetará a lo previsto en la Cláusula 8.**

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la Cláusula 8 del Contrato. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

- f) En caso de que se prevea el uso compartido de infraestructura, una propuesta del acuerdo correspondiente elaborado de conformidad con lo establecido en el Anexo 13 y la Normatividad Aplicable.**

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete al uso compartido de infraestructura. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

#### 4. Presupuesto y Economía<sup>1</sup>.

La opinión económica de la modificación al Plan de Desarrollo (en adelante, "la modificación") considera los siguientes conceptos:

- i. Comparativo entre el Programa de Inversiones vigente y el Programa de Inversiones modificado.
- ii. Descripción del Programa de Inversiones de la modificación.
- iii. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la modificación.

##### i. Comparativo entre el Programa de Inversiones vigente y el Programa de Inversiones modificado.

Originalmente el Programa de Inversiones asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción (vigente) consideraba un monto de inversión por USD<sup>2</sup>\$39,217,675, distribuido entre agosto de 2017 a julio de 2020. De ese total, aproximadamente el 51.24% (equivalente a USD\$20,096,730) estaba considerado a erogarse entre enero de 2019 a julio de 2020. Por otra parte, el Programa de Inversiones modificado presentado por el Operador, asciende a USD\$35,500,692, el cual considera de enero de 2019 a julio de 2020.

Con base en lo anterior, para los años de 2019 y 2020, la DGEEE<sup>3</sup> realizó un comparativo entre ambos Programas de Inversiones (vigente y modificado); los resultados se muestran en la Figura 7 y Tabla 7. Del comparativo se observa que la variación del año 2019 es de +128%, para 2020 de -70% y de +77% para el total de estos dos años.



Nota: El comparativo se realizó considerando los costos aprobados de 2019 y 2020 del Programa de Inversiones vigente, contra los costos presentados para 2019 y 2020 del Programa de Inversiones de la modificación.

Figura 6. Comparativo entre Programa de Inversiones vigente y modificado  
(Montos en dólares de los EE. UU.)

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2019		2020		Total 2019 y 2020	
		Vigente	Modificación	Vigente	Modificación	Vigente	Modificación
Desarrollo	General**	0	182,043	0	177,903	0	359,946
	Perforación de Pozos	13,370,853	29,560,000	4,456,951	0	17,827,804	29,560,000
	Construcción Instalaciones	833,075	2,050,000	416,537	0	1,249,612	2,050,000
Producción	General**	0	1,103,541	0	641,551	0	1,745,092
	Intervención de Pozos	74,817	86,267	20,187	65,218	95,004	151,485
	Operación de Instalaciones de Producción	558,181	932,652	300,775	623,997	858,956	1,556,649
	Ductos	43,945	43,720	21,410	33,800	65,355	77,520
Total*		14,880,870	33,958,223	5,215,860	1,542,469	20,096,730	35,500,692

<sup>1</sup> Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018 considerando el INPP de Estados Unidos a noviembre de 2018. Lo anterior, con el fin de poder realizar los comparativos correspondientes.

<sup>2</sup> USD significa: dólares de los Estados Unidos.

<sup>3</sup> Dirección General de Estadística y Evaluación Económica.

\* Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*\* En la modificación del Plan el Contratista incluyó los Gastos administrativos del proyecto.

Nota: El comparativo se realizó considerando los costos aprobados de 2019 y 2020 del Programa de Inversiones vigente, contra los costos presentados para 2019 y 2020 del Programa de Inversiones de la modificación. Lo anterior, de conformidad con lo señalado en la sección i), inciso a), numeral iii. del apartado IV Análisis de los elementos del Plan, de este Dictamen.

Tabla 9. Comparativo de inversiones para años seleccionados  
(Montos en dólares de los EE. UU.)

## ii. Descripción del Programa de Inversiones de la modificación

El Programa de Inversiones presentado por el Operador es consistente con las actividades propuestas en la modificación y fue presentado de conformidad con el catálogo 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*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos de la SHCP).

El Programa de Inversiones para llevar a cabo las actividades contempladas en la modificación asciende a USD\$35,500,692, el cual considera a partir de enero de 2019 a julio de 2020. El 90% de tal Programa de Inversiones se propone para llevar a cabo actividades de Desarrollo y el 10% restante, corresponde a actividades de Producción. A su vez, dicho Programa de Inversiones se distribuye por Actividad y Sub-actividad petrolera conforme a la Figura 7, Figura 8 y Tabla 10, a continuación:

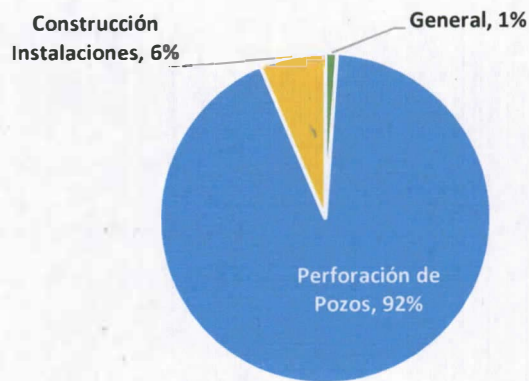


Figura 7. Distribución del Programa de Inversiones, Sub-actividad petrolera: Desarrollo  
(Total \$31,969,946 dólares de los EE. UU.)

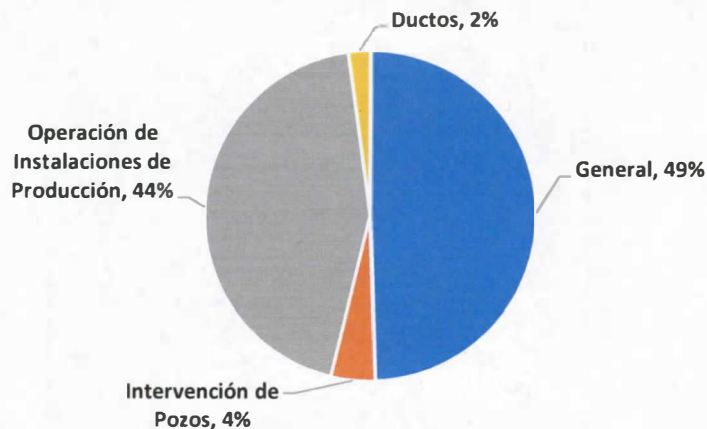


Figura 8. Distribución del Programa de Inversiones, Sub-actividad petrolera: Producción (Total \$3,530,746 dólares de los EE. UU.)

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	20194	20205	Total6
Desarrollo	General	182,043	177,903	359,946
	Perforación de Pozos	29,560,000	0	29,560,000
	Construcción Instalaciones	2,050,000	0	2,050,000
Producción	General	1,103,541	641,551	1,745,092
	Intervención de Pozos	86,267	65,218	151,485
	Operación de Instalaciones de Producción	932,652	623,997	1,556,649
	Ductos	43,720	33,800	77,520
Total		33,958,223	1,542,469	35,500,692

Tabla 10. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad petrolera (Montos en dólares de los EE. UU.)

iii. **Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la modificación.**

De conformidad con el análisis anterior y una vez corroborando que toda actividad propuesta en la modificación tiene un monto asociado para su ejecución, se concluye que la información económica presentada por el Operador es consistente con las actividades propuestas y se presenta de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos de la SHCP.

a) **Cualquier propuesta de arreglo para compartir instalaciones o Costos o para mezclar y redistribuir la producción, con Personas fuera del Área Contractual.**

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete al uso compartido de instalaciones. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

b) **Programa esperado de devolución del Área Contractual o de cualquier parte de ella.**

<sup>4</sup> Considera de enero a diciembre de ese año.

<sup>5</sup> Considera de enero a julio de ese año.

<sup>6</sup> Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la devolución del Área Contractual. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

## 5. Programas de Administración de Riesgo.

- a) **Una descripción de las medidas y acciones de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como mejora del desempeño de una instalación, o conjunto de ellas, incluyendo planes de emergencia y contingencia a ser ejecutados conforme a las Mejores Prácticas de la Industria.**

En relación con la modificación al Plan presentado, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete al programa de administración de riesgos. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

- b) **Otras consideraciones que determine la Agencia de conformidad con la Normatividad Aplicable.**

En relación con el Programa de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA o Agencia) mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/957/2018 recibido el día 17 de septiembre de 2018, con fundamento en lo establecido en el artículo 5 fracción XXIV de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4 fracción XV, 18 fracciones III, IV y XX, 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, informó, entre otras cosas lo siguiente:

- El REGULADO cuenta con una Autorización a sus Sistema de Administración número ASEA-GOO16002C/AI1117 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1060/2017 de fecha 31 de octubre de 2017, misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo del Área Contractual 20, Ricos" aprobado por la COMISIÓN en julio de 2017.
- A la fecha el REGULADO no ha informado a la AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la Modificación al Plan de Desarrollo correspondiente al CONTRATO.

Por lo anteriormente expuesto, esta Comisión hace de su conocimiento que la Agencia en el oficio antes mencionado señala que para efectos de encontrarse amparadas en la autorización número ASEA-GOO16002C/AI1117 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1060/2017 de fecha 31 de octubre de 2017, el REGULADO debe realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

- 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"
- Presentar el Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la Modificación al Plan de Desarrollo.



**6. Subcontratación. La descripción en detalle razonable de las obras, servicios y Materiales que van a ser llevados a cabo por Subcontratistas en adición al enfoque del desarrollo incluyendo un programa para la selección y contratación de Subcontratistas.**

Para la ejecución de las Actividades Petroleras de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Extracción y Abandono en el Área Contractual, se utilizarán Subcontratistas para el suministro de equipos, materiales y servicios especializados, bajo la supervisión directa y control del Contratista.

Los Subcontratistas, preferiblemente de origen nacional, seleccionadas con criterios comparativos de calidad, experiencia, precios, tiempos de entrega y seguridad, en razón de un acuerdo contractual, ejecutarán obras o servicios por cuenta y riesgo propio y con trabajadores bajo su dependencia y deberán cumplir con las disposiciones aplicables del Contrato con la CNH, el Sistema de Administración, la Normatividad Aplicable, y cumplir con los programas de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

Las obras, servicios y materiales que van a ser llevadas a cabo por las Subcontratistas, tienen como objetivo conocer las condiciones de las instalaciones recibidas y la potencialidad del Campo en producción y reservas de gas; evaluar y caracterizar los yacimientos para su explotación óptima; mejorar la fiabilidad de los sistemas de medición y de seguridad; mantener la producción actual; instalar el sistema de entrega y recepción de gas y de administración; y capacitar a su personal de acuerdo a la Normatividad Aplicable; con la finalidad de maximizar la rentabilidad en el período del Plan de Desarrollo.

Las actividades estarán concentradas en los siguientes puntos:

- Perforación de 7 pozos nuevos.
- Instalación de un sistema de compresión de gas adecuado a las necesidades del campo,
- Mantenimiento, calibración, integridad mecánica, aseguramiento de calidad, seguridad industrial y protección ambiental del tren de medición, equipos de instrumentación, separador trifásico, manifold de producción, protección catódica, quemador ecológico, diques de los tanques de almacenamiento, celajes, líneas y ductos,
- Instalación sistema de entrega y recepción de gas,
- Instalación sistema de administración de identificación de peligros y análisis de riesgo, seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente basado en los Lineamientos de la ASEA
- Instalación de un Patín de deshidratación para cumplir con la calidad de entrega del gas.

**7. Información Adicional. El Contratista deberá incluir en su propuesta de Plan de Desarrollo cualquier otra información adicional, que considere sea necesaria para una evaluación completa del Plan de Desarrollo, incluyendo la información que solicite la CNH.**

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete cualquier otra información adicional. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

**8. Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología.**

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción 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 el presente Plan.

Por lo que hace al cumplimiento de los programas asociados a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, esta Comisión advierte que aún no cuenta con la opinión favorable que al efecto corresponde emitir en el ámbito de

sus atribuciones a la Secretaría de Economía, correspondiente el cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, así como el programa de capacitación y transferencia de tecnología, motivo por el cual una vez que, en su caso, dicha autoridad emita las opiniones en sentido favorable, se tendrán por aprobados los programas asociados y formarán parte del Plan de Desarrollo para la Extracción y del Contrato.

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

Por otra parte, esta Comisión deja de manifiesto que en el supuesto de que la Secretaría de Economía emita un pronunciamiento en sentido no favorable, el Contratista estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo dispuesto en el artículo 40 de los Lineamientos, ello a efecto de que pueda dar cumplimiento a las obligaciones en materia de Contenido Nacional, así como de capacitación y transferencia de tecnología.

Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en las Cláusulas 18.3 y 18.5 del Contrato.

**9. Información geológica, geofísica y de ingeniería considerada. El Contratista deberá tener a disposición de la CNH la información soporte que utilizó para la propuesta del Plan de Desarrollo. Dicha información se deberá conservar durante la duración del Contrato.**

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a este rubro. Por lo tanto, se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

*[Handwritten notes and signatures in blue ink, including the letters 'J', 'dc', '777', and several illegible signatures.]*

## V. Mecanismos para la revisión de la Eficiencia Operativa

A continuación, se muestran los indicadores clave de desempeño que el Contratista presentó asociados a las actividades a realizar en este Plan, de acuerdo con el apartado 2, numeral II.9. Indicadores clave de desempeño en los Lineamientos, que se muestran en la Tabla 11:

Características	Producción	Gasto Operacional	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DPA = ((PA_{real} - PA_{plan}) / PA_{plan}) * 100$	$DGO = ((GO_{real} - GO_{plan}) / GO_{plan}) * 100$	$DDR = ((DR_{real} - DR_{plan}) / DR_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral	Trimestral

Características	Productividad	Factor de recuperación
Metas o parámetros de medición	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el total de pozos	porcentaje de a diferencia entre el facto de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Barriles por día (bd)	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo	$DFR = ((FR_{real} - FR_{plan}) / FR_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral

Características	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizad respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DCN = ((CN_{real} - CN_{plan}) / N_{plan}) * 100$	$DAGN = ((AGN_{real} - AGN_{plan}) / AGN_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la comisión	Trimestral	Mensual

Tabla 11. Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual (Fuente: Contratista)

Con base en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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, adicionalmente, la Comisión utilizará con el fin de dar seguimiento al Plan.

1. Como parte del seguimiento que la Comisión le dará a la ejecución del Plan de Desarrollo, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en las Tablas 12 y 13 para las Actividades Desarrollo y Producción.

Sub-actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i. General	359,946		
ii. Perforación de Pozos	29,560,000		
iii. Construcción Instalaciones	2,050,000		

Tabla 12. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad de desarrollo (Fuente: Comisión).

Sub-actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i. General	1,745,092		
ii. Intervención de Pozos	151,485		
iii. Operación de Instalaciones de Producción	1,556,649		
iv. Ductos	77,520		

Tabla 13. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad de producción (Fuente: Comisión).

2. Como parte del seguimiento que la Comisión le dará al cumplimiento del Plan, se verificará la ejecución de las actividades respecto de las que se encuentran contempladas en el Plan.

## VI. Resultado del dictamen

La Dirección General de Dictámenes de Extracción de la Comisión llevó a cabo el análisis y evaluación del Plan de Desarrollo propuesto, de conformidad con los criterios generales emitidos por la Comisión mediante Resolución CNH.E.54.001/16, así como los LTMMH.

En cumplimiento a lo señalado en el artículo 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, se observa lo siguiente:

- El plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

La Modificación presentada se sigue manteniendo encaminada al desarrollo del campo, la producción esperada de los pozos que producen actualmente, así como la esperada de los pozos propuestos para perforar, permitirán al Contratista recuperar 13.2 MMMpc de gas a la fecha de vencimiento del Plan. Lo cual permitirá incrementar el factor de recuperación de 22.76 a 36.22%.

- Los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.

Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, de la siguiente forma:

- a) Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- b) Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- c) Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
- d) Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.757/2018 de fecha 04 de diciembre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-165 con fecha del 10 de diciembre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Contratista, *"... siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Contratista permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por esa Comisión."*, por lo que se advierte que sólo en tanto se cumpla la premisa antes mencionada esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que el volumen y calidad de los hidrocarburos se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

En cumplimiento a lo señalado en el artículo 39, Fracciones II y IV, de la Ley de órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se observa lo siguiente:

- Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas en el largo plazo.

La producción proyectada de 13.2 MMMpc de gas a la fecha de vencimiento del Plan vigente permitirá incrementar el factor de recuperación de 22.76 a 36.22%.

- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

La utilización de un patín de medición con tecnología tipo Coriolis permitirá al Contratista cumplir con la incertidumbre requerida, asimismo el patín de deshidratación con trietilenglicol ubicado antes del Punto de Medición para gas asegurará el cumplimiento de calidad (humedad) del gas a comercializar, así como la instalación de medidores tipo turbina con totalizadores para la medición de líquidos que salen del separador trifásico ofrecerá trazabilidad en la medición.

De lo anterior, se concluye que las tecnologías propuestas por el Contratista son adecuadas para los fluidos del Área Contractual y permitirán dar certidumbre en su medición, lo que contribuirá a los resultados productivos y económicos.

Aunado a lo anterior, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto es acorde con los Criterios emitidos por la Comisión, conforme a lo siguiente:

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Plan de Desarrollo para el Área Contractual 20 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 con la vigencia del Plan aprobado mediante la Resolución CNH.08.002/17, 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 el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo. Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones II, y IV, 8 fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), y h), 40, fracción II, 41, y el Anexo II de los Lineamientos, así como los LTMMH. la cláusula 5.3 y anexo 9 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la Resolución CNH.E.54.001/16. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Así mismo se precisa que dicho Plan de Desarrollo deberá ser actualizado por el Contratista al concluir su periodo de Evaluación, de conformidad con lo establecido en la Resolución CNH.E.54.001/16.

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 y al contenido del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos suscrito entre la Comisión y el Contratista.

Queda condicionado a la Resolución de la Agencia Nacional de Seguridad Energía y Ambiente, para que el Contratista pueda llevar a cabo las actividades objeto de la modificación del presente Plan de Desarrollo.

**ELABORÓ**



**ING. JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ**

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

**ELABORÓ**



**ING. HÉCTOR EDUARDO JOFRE UGALDE**

Director de Área

Dirección General de Comercialización de  
Producción

**ELABORÓ**

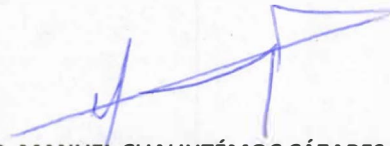


**MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA**

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación  
Económica

**ELABORÓ**



**ING. MANUEL CUAUHTÉMOC CÁZARES CÁZARES**

Subdirector de Área

Dirección General de Medición

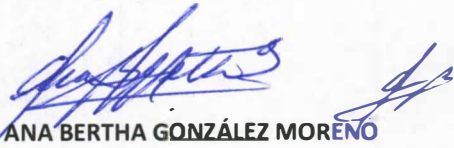
**REVISÓ**



**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO**

Directora General de Estadística y Evaluación  
Económica

**REVISÓ**



**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO**

Directora General de Medición



**REVISÓ**

**MTRO. SAMUEL CAMACHO ROMERO**

Director General Adjunto de Comercialización de  
Producción

**AUTORIZÓ**

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

Director General de Dictámenes de Extracción  
En suplencia por ausencia del Titular de la Unidad  
Técnica de Extracción con fundamento en el artículo  
49 primer párrafo del Reglamento Interno de la  
Comisión Nacional de Hidrocarburos

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 19, 29, 31, 31BIS 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 desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016.