

**Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017**

**Dictamen Técnico de la Modificación al Programa de Transición**

**Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.**

Noviembre 2019



Comisión Nacional de Hidrocarburos

*AWA*

*RC*  
*[Signature]*

<b>CONTRATO CNH-R02-L03-CS-01/2017 .....</b>	<b>1</b>
<b>DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>JAGUAR EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.3, S.A.P.I DE C.V.....</b>	<b>1</b>
<b>I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA ASIGNADA .....</b>	<b>3</b>
<b>II. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA.....</b>	<b>4</b>
<b>III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN.....</b>	<b>8</b>
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL .....	8
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN ....	9
C) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PROGRAMA VIGENTE CONTRA EL DEL PROGRAMA PROPUESTO.....	9
D) ACTIVIDADES DEL PROGRAMA .....	12
E) ANÁLISIS ECONÓMICO.....	14
F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....	16
G) APROVECHAMIENTO DE GAS .....	16
<b>VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN .....</b>	<b>17</b>
<b>VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....</b>	<b>19</b>
<b>VIII. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....</b>	<b>19</b>
A) <i>ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE ACEITE Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....</i>	<i>19</i>
B) <i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....</i>	<i>19</i>
C) <i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....</i>	<i>19</i>

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

## I. Identificación del Operador y del Área Contractual

El Contratista promovente de la Modificación al Programa de Transición<sup>1</sup> (en adelante, Programa) del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017, es la empresa Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V. (en adelante Contratista o Jaguar).

En la Tabla 1 se muestran los datos generales del Área contractual.

Concepto	DATOS DEL CONTRATO
Nombre	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I de C.V.
Estado y municipio	Tabasco, Macuspana
Área de Contractual <sup>a</sup>	95.168 km <sup>2</sup>
Vigencia	30 años a partir de la fecha efectiva
Tipo de Contrato	Licencia
Yacimientos y/o Campos	Mioceno y Plioceno / Campos Vernet y Cafeto
Colindancias	Campos Fortuna Nacional y Chilapilla

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

RC  
/

<sup>1</sup>Con base en el Transitorio Sexto de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 12 de abril del 2019.

## II. Elementos generales del Programa

### Alcance

La modificación al Programa de Transición del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017 contempla recuperar un volumen de aceite y gas de 156.85 miles de barriles (MB) de petróleo y 153.26 millones de pies cúbicos (MMPC) de gas respectivamente, lo que equivale a un factor de recuperación del 13% para el aceite y 27% para el gas.

El objetivo de este Programa es asegurar la continuidad operativa de las actividades de producción durante un plazo de hasta 12 meses a partir del término de la vigencia del Programa actualmente aprobado (antes Programa Provisional).

Por otro lado, se analizaron las obligaciones aplicables al Contratista, de manera enunciativa más no limitativa, durante la Etapa de Transición de Arranque y el Periodo Inicial de Exploración. Lo anterior, considerando las etapas contractuales por las que ha atravesado y en la que se encuentra actualmente el Contratista, así como los documentos que obran en la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

Por lo tanto, de acuerdo con el análisis realizado, no se observa algún incumplimiento contractual que impida el otorgamiento de la Prórroga al Programa de Transición solicitado por el Contratista.

El Contratista propone una vigencia de hasta 12 meses, la cual se contempla a partir del 8 de diciembre del 2019 al 8 de diciembre del 2020. Las actividades consideradas para el Programa son las siguientes:

1. Mantenimiento a vías de acceso;
2. 1 reparación mayor y 5 reparaciones menores;
3. Toma de información, ecómetro, cromatografías, análisis de laboratorio muestras de agua y aceite, y
4. Inspección y mantenimiento de ductos y válvulas para asegurar la continuidad operativa del Área Contractual.

Por otro lado, se considera una inversión total de \$0.33 MMUSD y Gastos de Operación equivalentes a \$4.35 MMUSD, lo que equivale a un costo total del Programa de \$4.68 MMUSD.

El Área Contractual se encuentra ubicada en la Ranchería Lic. Adolfo López Mateos, en el municipio de Macuspana en el Estado de Tabasco. Aproximadamente a 8 kilómetros al norte de la cabecera municipal, 4.5 km al oeste de Ciudad Pemex y al Noreste del poblado de Benito Juárez lo anterior se muestra en la Figura 1.

AA  
RC

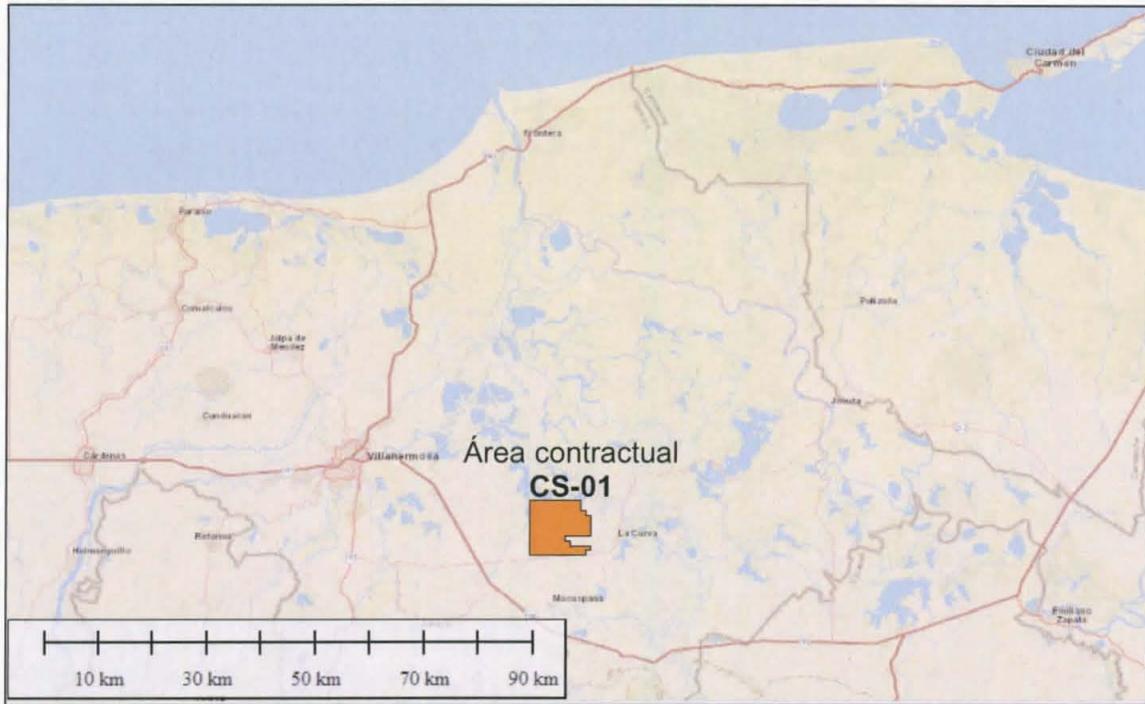


Figura 1. Ubicación Geográfica del Área Contractual CS-01.

(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

En la Tabla 2 se muestran los vértices que delimitan el Área Contractual que incluye los campos Cafeto y Vernet.

Vértice	Longitud	Latitud
1	92° 32' 00"W	17° 52' 30"N
2	92° 34' 30"W	17° 52' 30"N
3	92° 34' 30"W	17° 52' 00"N
4	92° 34' 00"W	17° 52' 00"N
5	92° 34' 00"W	17° 51' 30"N
6	92° 32' 00"W	17° 51' 30"N
7	92° 32' 00"W	17° 51' 00"N
8	92° 32' 30"W	17° 51' 00"N
9	92° 32' 30"W	17° 50' 30"N
10	92° 38' 00"W	17° 50' 30"N
11	92° 38' 00"W	17° 56' 00"N
12	92° 33' 00"W	17° 56' 00"N
13	92° 33' 00"W	17° 55' 00"N
14	92° 32' 30"W	17° 55' 00"N

RC

15	92° 32' 30"W	17° 54' 30"N
16	92° 32' 00"W	17° 54' 30"N

Tabla 2. Coordenadas geográficas del Área Contractual CS-01  
(Fuente: CNH con información del Contratista).

Es importante mencionar que el Contratista cuenta con una Actualización al Programa Provisional, la cual se aprobó el 8 de noviembre del 2018 mediante la resolución CNH.E.61.002/18 y que se encontrará vigente hasta diciembre del 2019.

### III. Relación Cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen del Programa, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, se consultó a 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.

La Figura 2; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Programa presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/51/2019 Modificación al Programa de Transición CNH-R02-L03-CS-01/2017, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

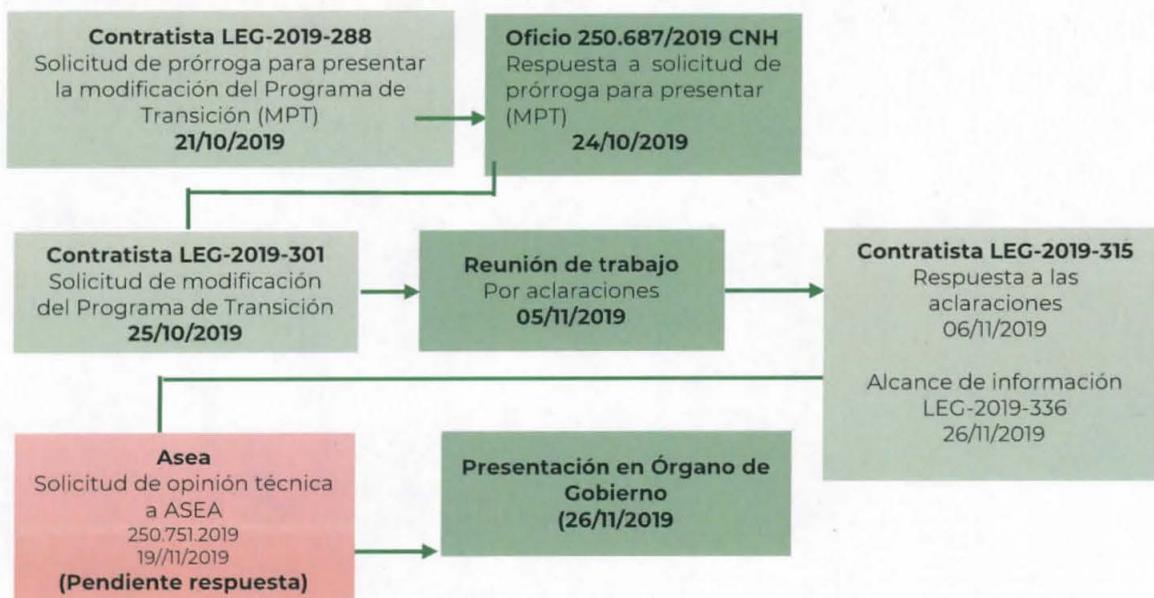


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.

(Fuente: Comisión)

RC  
Ad

## IV. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista permitan dar continuidad operativa en el Área Contractual, en tanto se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente. Para efectos de lo anterior, la Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 64, 69, fracción I, 70, 71 y 72 fracción I de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 12 de abril de 2019" (en adelante, Lineamientos 2019).

Cabe señalar, que el presente dictamen se emite en atención a que el Contratista manifestó expresamente presentar la modificación del Programa de conformidad con lo establecido en el artículo 72 fracción I de los Lineamientos 2019.

Adicionalmente, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) modificados y publicados en el DOF publicados el 29 de septiembre de 2015, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016 y el 11 de diciembre de 2017.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 64, 69, 70, 71 y 72, fracción I de los Lineamientos 2019. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Programa dan cumplimiento a la normativa aplicable durante la vigencia propuesta de hasta un año. La cual se encuentra dentro del límite contractual que es de 30 años a partir de la Fecha Efectiva.

En consecuencia, la Solicitud cumple con los requisitos establecidos en los artículos 71 y 72 fracción I de los Lineamientos 2019, conforme a lo siguiente:

- a) El Contratista presentó la solicitud mediante un escrito libre, en el plazo establecido para tal efecto;
- b) Adjuntó el documento que integra la Modificación al Programa de Transición, y
- c) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

AGH  
12C

## V. Análisis y Evaluación de los elementos de la Modificación al Programa de Transición

### a) Características Generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual

El Área Contractual CS-01 se encuentra en Macuspana, Tabasco, localizada al Sureste de México. Es productora de aceite, gas asociado; gas y condensado. Cuenta con dos campos productores: Cafeto y Vernet, los cuales son productores de diferentes unidades estratigráficas dentro de las formaciones Mioceno y Plioceno. La Tabla 3 muestra las características principales del Área Contractual.

Contrato	CNH-R02-L03-CS-01/2017
Área contractual	CS-01
Formación	Mioceno-Plioceno
Área km <sup>2</sup>	95.168 km <sup>2</sup>
Año de Descubrimiento	1954
Profundidad promedio (m)*	316-2749
Tipo de Yacimiento	Aceite negro, aceite volátil y gas y condensado
Pozos	
Pozos	19
Productores	7
Cerrados con posibilidades	12
Marco geológico	
Era	Cenozoico
Periodo	Neógeno
Época	Plioceno Mioceno
Cuenca	Macuspana
Play	Amate Superior e Inferior, Belem, Zargazal Superior e Inferior
Litología	Areniscas
Propiedades petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua*	36-43
Porosidad promedio % (efectiva)*	9-25
Permeabilidad promedio (mD)*	78
Espesor neto promedio (m)*	8-57
Propiedades de los fluidos	

Densidad °API	20-53
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento CP*	0.11 – 23.7
Factor de volumen del aceite (B0) (m <sup>3</sup> @cy/m <sup>3</sup> @cs)*	1.1-1.6
Factor de compresibilidad del gas (Z)*	0.80-0.95
Densidad relativa del gas*	0.6-0.75
Poder calorífico del gas (BTU/scf)*	1000-1300
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	5.722
<b>Propiedades del Yacimiento</b>	
Temperatura °C	55-90
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )*	75 – 316
Presión actual (Kg/cm <sup>2</sup> )	50-246
Mecanismo de empuje principal	Expansión de la roca y fluidos

\*Depende del campo en análisis

Tabla 3. Características generales de la Área Contractual.  
(Fuente: Contratista)

## b) Motivo y Justificación de la Modificación del Programa de Transición

El 8 de diciembre del 2017, se suscribió el Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017 entre la CNH y el Contratista, al ser un área que se encontraba produciendo, el Contratista presentó el Plan Provisional, que fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.65.013/17 el 7 de diciembre de 2017.

Aunado a lo anterior el 8 de noviembre de 2018 se aprobó una Actualización al Programa Provisional mediante la Resolución CNH.E.61.002/18

Por escrito de fecha 25 de octubre de 2019, el Contratista solicitó la Prórroga del Programa de Transición, con base en los artículos 71 y 72 fracción I de los Lineamientos.

## c) Comparativo de la actividad física del Programa vigente contra el del Programa propuesto.

En la Tabla 4 se presenta un comparativo de la actividad física del Programa Vigente y la actividad física real llevada a cabo por el Contratista hasta agosto del 2019, en la cual se puede observar que los resultados obtenidos se encuentran por debajo de lo programado. Adicionalmente, en la Tabla 5 se presenta la actividad física propuesta para el Programa.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Programa Vigente, se advierte que a la fecha el Contratista no ha realizado las Reparaciones Mayores (RMA) en el Área Contractual.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC" and "ALL".

	Fecha	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	Sep-19
<b>Qo (MBD)</b>	Programa*	0.34	0.45	0.52	0.60	0.58	0.61	0.67	0.75	0.73	0.72	0.71
	Real**	0.29	0.31	0.31	0.31	0.34	0.34	0.14	0.38	0.36	0.35	0.43
	Desviación (%)	-15	-32	-39	-48	-42	-44	-79	-49	-50	-52	-39
<b>Qg (MMPCD)</b>	Programa*	0.21	0.26	0.30	0.35	0.34	0.35	0.38	0.39	0.38	0.37	0.37
	Real**	0.35	0.35	0.32	0.28	0.28	0.29	0.25	0.31	0.32	0.07	0.09
	Desviación (%)	71	36	5	-20	-18	-18	-34	-20	-17	-80	-75

<b>RMA</b>	Programa*	13
	Real	0
<b>RME</b>	Programa*	0
	Real	0
<b>Gasto Total<sup>1</sup> (mmUSD)</b>	Programa*	5.94
	Real**	4.94

<sup>1</sup>Incluye el gasto operativo e inversión

\*Datos del dictamen aprobado de la Actualización del Plan Provisional

\*\*Datos del reporte mensual del contratista ingresados a la Comisión a septiembre de 2019.

Tabla 4. Comparativo entre las actividades e inversiones del Programa vigente y lo realizado hasta septiembre del 2019. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
RMA	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	0	0	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 5. Propuesta actividades mensuales para la Modificación al Programa de Transición. (Fuente: Información ingresada por el Contratista)

La Tabla 6 muestra la comparativa entre la producción acumulada de aceite y gas pronosticada en el Programa vigente, la producción acumulada real y la producción acumulada del Programa propuesto. En la cual se puede observar que existe una disminución del 35 % de aceite y un aumento del 14% de gas entre lo estimado para el Programa vigente y lo estimado en el Programa Propuesto.

Adicionalmente, la Figura 3 y Figura 4 muestran el comparativo entre el pronóstico de producción de aceite y gas del Programa Vigente, la producción histórica real de aceite y gas el pronóstico del Programa propuesto.

	Programa vigente Nov-18 a Dic-19	Programa propuesto Dic-19 a Dic-20	Volumen recuperado de nov-18 a sep-19
Volumen a recuperar de aceite	245 MB	157 MB	109 MB
Volumen por recuperar de gas	134 MMPC	153 MMPC	88 MMPC

Tabla 6. Comparativa entre el volumen a recuperar del Programa vigente, el Programa propuesto y lo real producido.

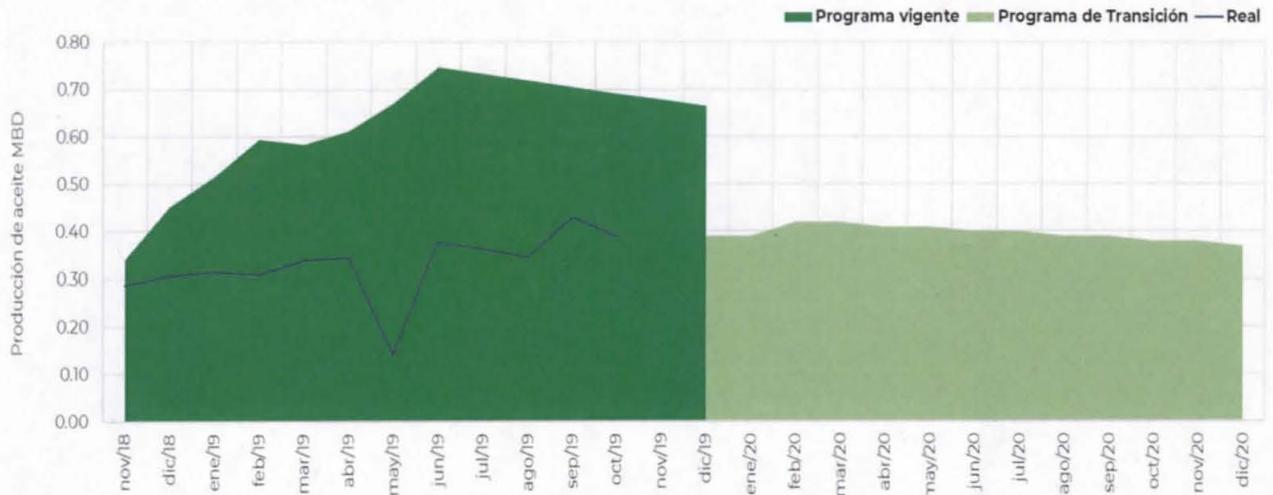


Figura 3. Comparativa entre el Pronóstico de producción de aceite del Programa vigente, así como del Programa de Transición y la producción histórica real. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

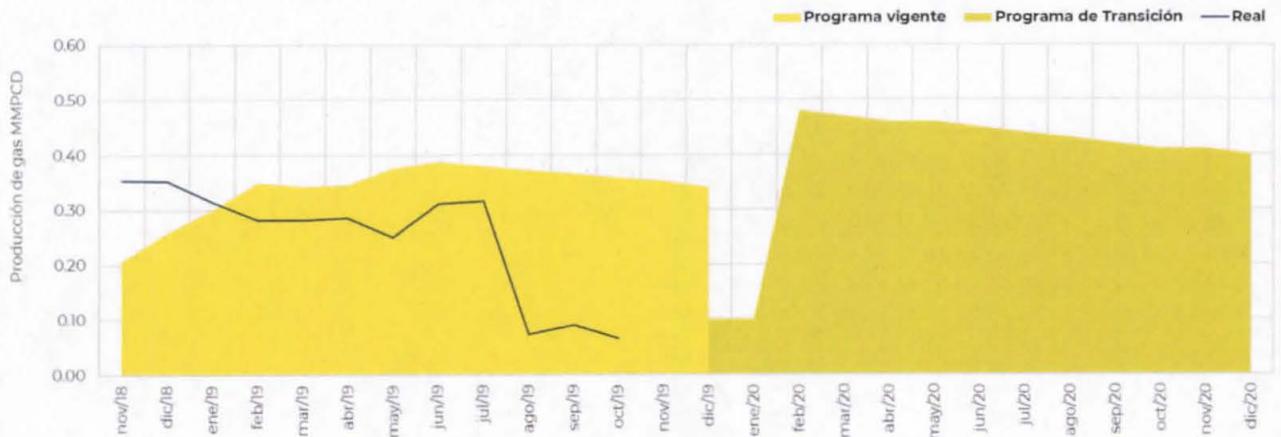


Figura 4. Comparativa entre el Pronóstico de producción de aceite del Programa vigente, así como del Programa de Transición y la producción histórica real. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

RC [firmas]

#### d) Actividades del Programa

Con el objetivo de dar continuidad operativa, el Contratista contempla realizar las siguientes actividades:

- 1 RMA (Cafeto-51);
- 5 RME (Vernet-10, Vernet-297, Vernet-33, Vernet-47 y Vernet-36);
- Toma de información;
- Optimización de la producción y de instalaciones, y
- Operación y mantenimiento.

Cabe destacar, que, de acuerdo con la información ingresada por el contratista, la ejecución de las reparaciones estará en función de los resultados de los estudios realizados.

Por otro lado, es importante mencionar que dentro de la estrategia propuesta se encuentra el cambio de actividades de RMA y RME respecto al Programa vigente como se muestra a continuación

- Los pozos Vernet 10, Vernet 297, Vernet 33, Vernet 47 que consideraban actividades de RMA en el Programa Vigente serán intercambiadas por RME;
- Se proponen el pozo Vernet 36 para RME, y
- Se programa la RMA de Cafeto 51.

La Tabla 7 resume las actividades del Programa, así como la inversión considerada.

Características	Programa de Transición
<b>Metas Físicas (Número)</b>	
Terminación de Pozos de Desarrollo	0
RMA	1
RME	5
Ductos	0
<b>Producción</b>	
Aceite (mbl)	157
Gas (mmpc)	153
<b>Inversiones (mmUSD)</b>	<b>0.33</b>
<b>Gastos de operación (mmUSD)</b>	<b>4.35</b>

Tabla 7. Resumen de la Modificación al Programa de Transición.  
(Fuente: Contratista)

Por otro lado, en la Figura 5 y Figura 6 se muestra el pronóstico de producción para los casos de aceite y gas respectivamente.

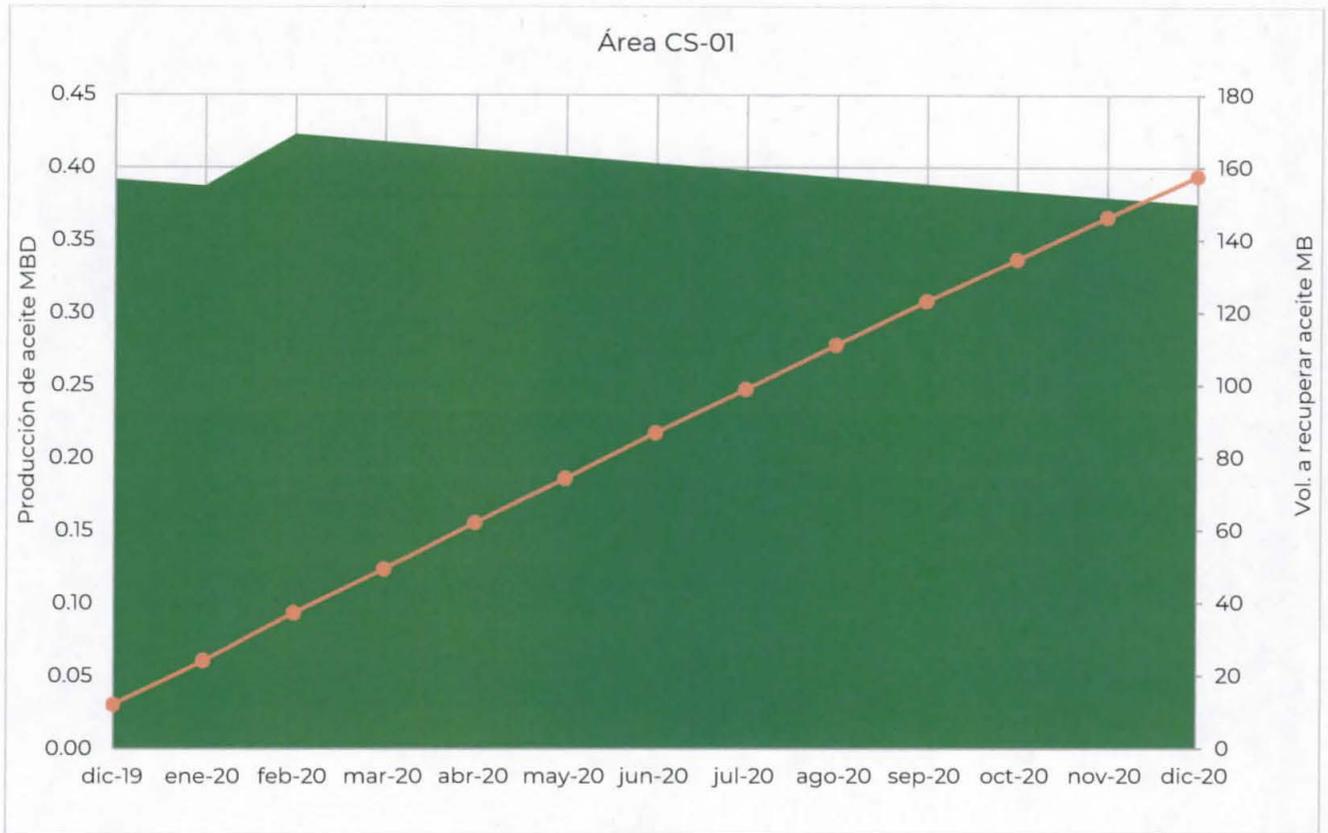


Figura 5. Pronóstico de producción de aceite del programa propuesto.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

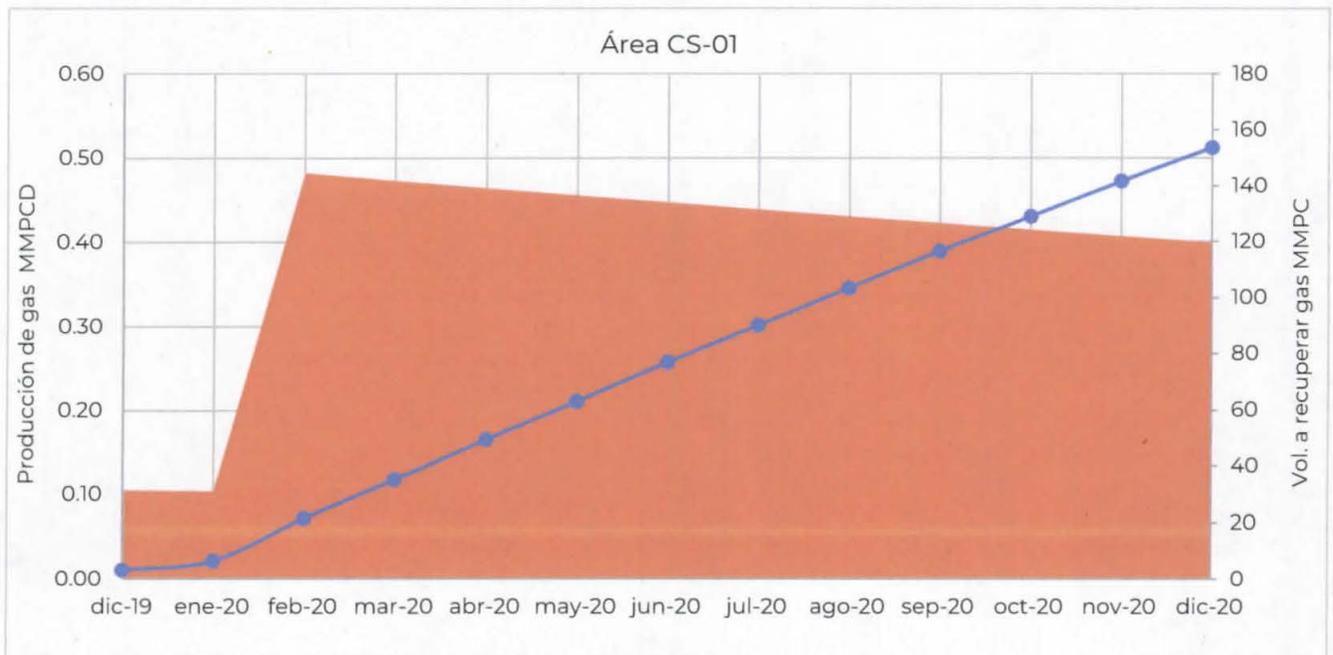


Figura 6. Pronóstico de producción del gas.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'rc' and 'AB'.

Mes	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
Aceite MBD	0.39	0.39	0.42	0.42	0.41	0.41	0.40	0.40	0.39	0.39	0.38	0.38	0.37
Gas MMPCD	0.10	0.10	0.48	0.47	0.46	0.46	0.45	0.44	0.43	0.42	0.41	0.41	0.40

Tabla 8. Pronóstico de Producción de aceite y gas  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

### e) Análisis Económico

La opinión económica del Programa de Transición (en adelante, Programa) considera los siguientes conceptos:

- a) Descripción del Programa de Inversiones del Programa, y
- b) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en el Programa.

#### a) Descripción del Programa de Inversiones

El programa de inversiones asociado al Programa propuesto por el Contratista contempla actividades con una duración de 12 meses.

Las actividades propuestas contemplan inversiones por \$325,000 dólares (6.95%) y \$4,352,790 dólares (93.05%) de gastos de operación, lo que representa un costo total de \$4,677,790 dólares.

El Programa de Inversiones del Programa presentado por el Contratista, desglosado por Sub-Actividad Petrolera, correspondientes a la Actividad Petrolera de Producción se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos).

AA  
PC  
[Handwritten signature]

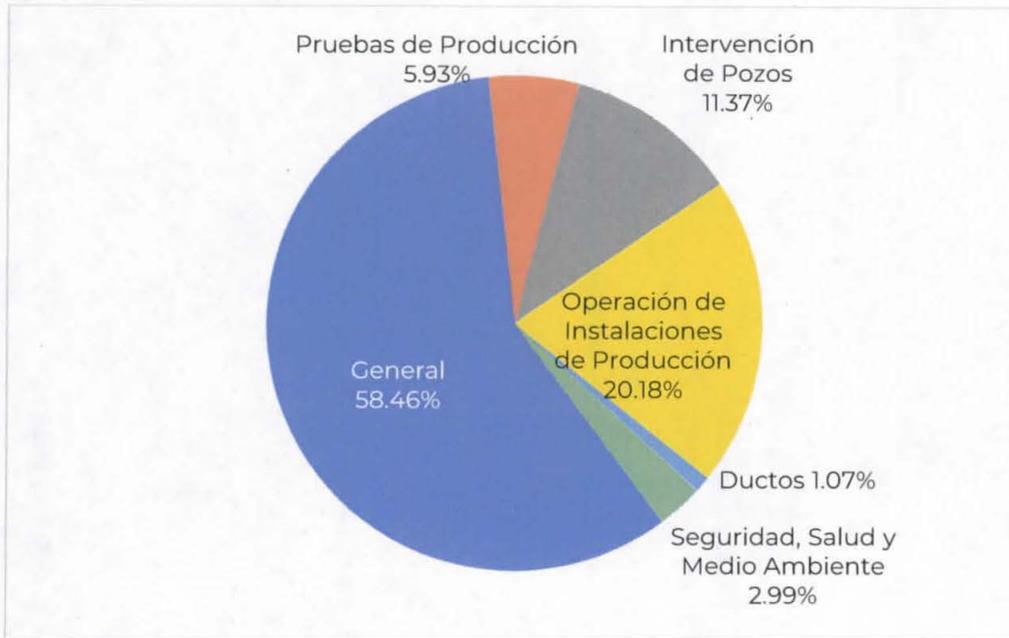


Figura 7. Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera  
Actividad Petrolera Producción

Actividad	Sub-Actividad	Total (Dólares)
Producción	General	\$2,734,635
	Pruebas de Producción	\$277,389
	Intervención de Pozos	\$531,721
	Operación de Instalaciones de Producción	\$943,988
	Ductos	\$50,000
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$140,057
<b>Total del Programa de Inversiones</b>		<b>\$4,677,790</b>

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 9. Distribución del Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera.

**b) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en el Programa.**

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

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'rc' and 'AH'.

## f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) y la Solicitud de prórroga del programa de transición de Contrato CNH-R02-L02-CS-01/2017, se realizó la revisión de la información presentada por el Contratista, en que se propone que, para la medición de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual se contempla continuar con la medición en los Puntos de medición provisionales aprobados en la Resolución CNH.E.65.013/17 y CNH.E.65.014/17 de fecha 7 de diciembre de 2017. Cumpliendo así con el acuerdo de medición que se tiene con PEP hasta que se instale y/o adecue nueva infraestructura, por lo que la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual se mantiene en los términos aprobados.

Esto, dado que el Contratista no tiene control de las instalaciones de medición y proceso de Hidrocarburos y se encuentra en proceso de revisión de alternativas viables para la propuesta de su Plan de Desarrollo. Derivado de la obligación de no afectar la producción, así como de contar con un mecanismo de medición, la Dirección General de Medición considera viable la propuesta de continuar la medición de los Hidrocarburos por medio de los Puntos de Medición provisionales aprobados en resoluciones arriba mencionadas, llevada a cabo hasta la aprobación de un Plan de Desarrollo de Extracción.

## Comercialización de la producción

Particularmente, se revisó lo concerniente a las actividades de Comercialización de Hidrocarburos (apartado 3.1.5 del Anexo III de los Lineamientos), en el programa se señala que la comercialización de hidrocarburos se mantendrá como se ha hecho hasta la fecha sin modificación a lo aprobado en el Plan Provisional existente.

## g) Aprovechamiento de gas

El Área Contractual es productora de aceite y gas asociado, el Contratista prevé cumplir con el 98% de la meta de aprovechamiento para la vigencia del Programa de Transición, como se muestra a continuación.

Concepto	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13
	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
Volumen de gas no aprovechado (MMPC)	0.003	0.003	0.003	0.003	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
Meta (%)	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

## VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la Modificación al Programa de Transición

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Programa, se tomará como criterio de evaluación el artículo 69 fracción I de los Lineamientos 2019.

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 31, fracciones VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la Ley de los 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 se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Programa, como se muestra en la Tabla 10.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
RMA	1		
RME	5		

Tabla 10. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 11.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (mmUSD)	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
General	2.73		
Pruebas de producción	0.28		
Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación	0.33		
Mantenimiento de las instalaciones de producción	0.63		
Ingeniería de producción	0.17		
Operación de las instalaciones de producción	0.36		
Mantenimiento de ductos	0.05		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.14		
<b>Total</b>	<b>4.67</b>		

Tabla 11. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas a la continuidad operativa del Área Contractual, así como al incremento de la producción, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas y condensado que se obtenga derivado de la ejecución de las actividades, como se muestra en la

iv) Tabla 12. La cual considera los meses de diciembre del 2019 a diciembre del 2020.

Hidrocarburo	Dic-19	Ene-20	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-20	Ago-20	Sep-20	Oct-20	Nov-20	Dic-20	Volumen por recuperar (Dic-19 a Dic-20) MB y MMPC
Producción de aceite programada (MBD)	0.39	0.39	0.42	0.42	0.41	0.41	0.40	0.40	0.39	0.39	0.38	0.38	0.37	<b>157</b>
Producción de aceite real (MBD)														
Porcentaje de desviación														
Producción de gas programada (MMPCD)	0.10	0.10	0.48	0.47	0.46	0.46	0.45	0.44	0.43	0.42	0.41	0.41	0.40	<b>153</b>
Producción de gas real (MMPCD)														
Porcentaje de desviación														

Tabla 12. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Cabe destacar que debido a que el Área Contractual es productora de gas húmedo, el Contratista plantea un aprovechamiento del gas producido del 100%, siendo el principal tipo de Hidrocarburo producido dentro del Área Contractual.

*[Handwritten signature in blue ink]*

## VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la Modificación del Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017, sin perjuicio de la obligación de Jaguar 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 Programa.

Mediante oficio 250.751/2019 de fecha 19 de noviembre de 2019, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Contratista respecto de la solicitud de aprobación de la Modificación al Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017 a fin de que determine lo conducente.

Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en la Cláusulas 14.3 del Contrato.

## VIII. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al Programa de Transición presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 39, fracciones II, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 19, 64, 69, fracción I, 70, 71 y 72 fracción I de los Lineamientos 2019 y el Anexo III de los mismos.

**a) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de aceite y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables**

La continuidad operativa permite que las actividades de Extracción se desarrollen de manera óptima durante la vigencia del Programa de Transición Propuesto.

Lo anterior se logra a través de 1 RMA y 5 RME, dichas actividades ayudarán a obtener una recuperación, del 13% de aceite y 27% de gas al final del Programa. Adicionalmente, el Programa presenta indicadores económicos positivos para el Estado y para el Operador.

**b) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país**

Las actividades planteadas por el Contratista consisten en 1 RMA y 5 RME que están encaminadas al mantenimiento de la producción y a la continuidad operativa, estas actividades se consideran técnicamente viables para la Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

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

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar son adecuadas para mantener la continuidad operativa, tales como las empleadas en las actividades de producción y en la medición, las cuales son adecuadas para maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

Por otro lado, se cumplió con el artículo 69 de los Lineamientos determinándose que las actividades incluidas dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece la vigencia del Contrato.

Derivado de lo anterior, la Comisión verificó que el Contratista cumpliera con el criterio de evaluación del artículo citado en el párrafo anterior referido al mantenimiento de la tendencia de producción.

### **Recomendaciones**

- Realizar la actualización del modelo estático y dinámico con el objetivo de evaluar alternativas para el desarrollo del campo, como puede ser la aplicación de procesos de recuperación adicional.
- Se recomienda revisar las condiciones operativas de los sistemas artificiales con el objetivo de optimizar la producción.
- Realizar el análisis técnico de los pozos cerrados con posibilidades, para evaluar oportunidades de su reincorporación a producción.
- Con el fin de proponer movimientos operativos o intervenciones a pozos, se sugiere el monitoreo de la presión y la producción de los pozos de manera constante.

Con base en lo anterior, se emite el presente Dictamen en relación con la Modificación al Programa de Transición, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir del 8 de diciembre del 2019.

*Handwritten signature and initials in blue ink, including the letters "RC".*

**ELABORÓ**

**ING. ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ**

Directora de Área  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**REVISÓ**

**ING. ROBERTO GERARDO CASTRO  
GALINDO**

Director General Adjunto  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**REVISÓ**

**MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ**

Director General  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**AUTORIZÓ**

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

Titular de la Unidad  
Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la Modificación al Programa de Transición del Contrato CNH-R02-L03-CS-01/2017.