

Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017

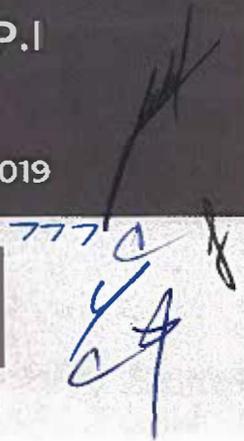
Dictamen Técnico de la Modificación al Programa de Transición

PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I de C.V.

Octubre 2019



Comisión Nacional de Hidrocarburos



CONTRATO CNH-R02-L02-A5.BG/2017.....	1
DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN ...	1
PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I DE C.V.....	1
I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA ASIGNADA.....	3
II. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA.....	4
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	7
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN	8
V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	9
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	9
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN.....	10
C) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PROGRAMA VIGENTE CONTRA EL DEL PROGRAMA PROPUESTO.....	11
D) ACTIVIDADES DEL PROGRAMA.....	12
E) ANÁLISIS ECONÓMICO	15
F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	17
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	18
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	20
VIII. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	21
A) <i>ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE CONDENSADO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....</i>	21
B) <i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....</i>	21
C) <i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES</i>	21

777

I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Contratista promovente de la Modificación al Programa de Transición¹ (en adelante, Programa) del Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/2017, es la empresa PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I. de C.V. (en adelante Contratista o Pantera). En la * Área reducida, la CNH inició el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual correspondiente al bloque 5B.

Tabla 1 se muestran los datos generales del Área contractual.

Concepto	DATOS DE LA ASIGNACIÓN
Nombre	PANTERA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.2, S.A.P.I de C.V.
Estado y municipio	Tamaulipas, Reynosa
Área de Contractual *	444.636 km ² (231.3791)*
Vigencia	30 años a partir de la fecha efectiva
Tipo de Contrato	Licencia
Yacimientos y/o Campos	Anona, Casta, Janambre, Organdí, Pame, Patriota y Yunque
Colindancias	Campo Reynosa, Campo Monterrey y Campo Lomitas

* Área reducida, la CNH inició el procedimiento de terminación anticipada por renuncia a una parte del Área Contractual correspondiente al bloque 5B.

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

(Fuente: Contratista)

¹Con 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-L02-A5.BG/2017 contempla recuperar un volumen de gas y condensado de 2.2 mmpc y 3.7 Mbbls respectivamente, lo que equivale a un factor de recuperación del gas del 15% (incremento del 2% durante la vigencia del Programa de Transición)².

El objetivo 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 de diciembre del 2019 a diciembre del 2020. Las actividades consideradas para el Programa son las siguientes:

1. Mantenimiento operativo a pozos activos.
2. 2 reparaciones mayores y 4 reparaciones menores.
3. Actualización de los modelos petrofísico y sedimentario, así como la recuantificación de reservas.
4. Mantenimiento de la infraestructura para el manejo y el transporte de la producción.
5. Programa de adquisición y toma de información a los pozos productores.
6. Estudio de optimización de redes de producción en superficie, así como la ingeniería de detalle y construcción de la infraestructura necesaria.

Por otro lado, se considera una inversión total de \$2.44 mmUSD y Gastos de Operación equivalentes a \$2.26 mmUSD, lo que equivale a un costo total del plan de \$4.70 mmUSD.

El Área Contractual está conformada por los Bloques 5A y 5B. El Bloque 5B, se encuentra aproximadamente a 33 km al SE de la ciudad de Reynosa-Tamaulipas y el Bloque 5A, está localizado en el estado de Tamaulipas, aproximadamente 15 km al SO del centro de la ciudad de Reynosa, ambos bloques geológicamente se ubican en la Cuenca de Burgos. Lo anterior se muestra en la Figura 1.

² Fuente del Contratista

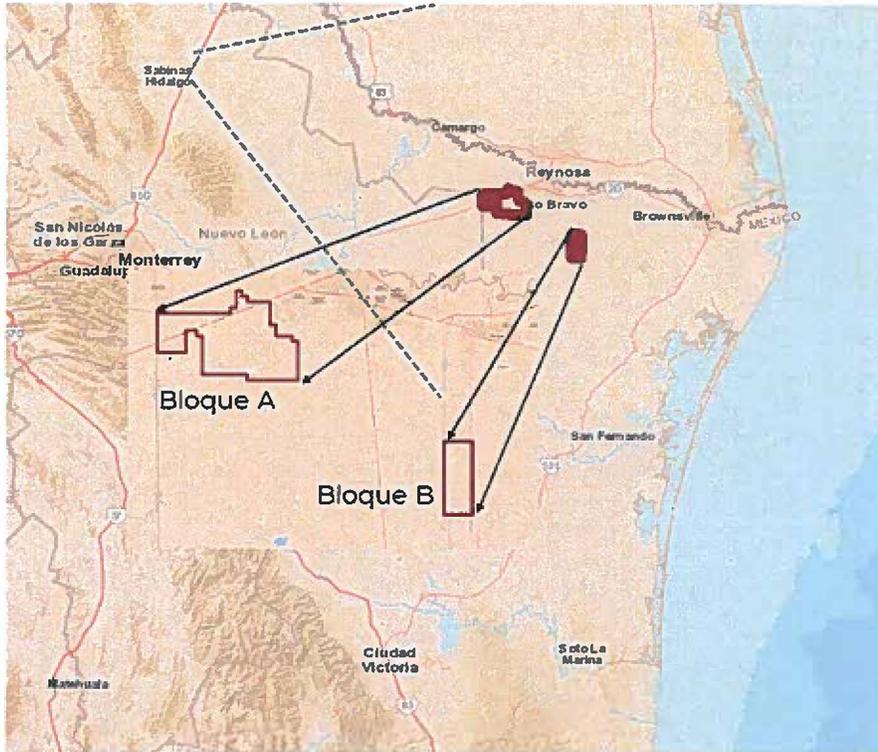


Figura 1. Ubicación Geográfica del Área Contractual 5.

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

En la Tabla 2 se muestran los vértices que delimitan el Bloque A y en la Tabla 3 se muestran los vértices del Bloque B. Cabe destacar que el Contratista solicitó a la CNH la renuncia de una parte del Bloque B y que mediante la resolución CNH.E.72.003/18 se instruyó el inicio del procedimiento de terminación anticipada. Con base en lo anterior, en la Tabla 4 se muestran las coordenadas del área reducida del bloque B.

Bloque	Vértice	Longitud	Latitud	Bloque	Vértice	Longitud	Latitud
5A	1	98° 27' 30"	26° 03' 00"	5A	14	98° 27' 00"	25° 55' 30"
5A	2	98° 27' 30"	26° 02' 30"	5A	15	98° 31' 00"	25° 55' 30"
5A	3	98° 27' 00"	26° 02' 30"	5A	16	98° 31' 00"	25° 59' 00"
5A	4	98° 27' 00"	26° 02' 00"	5A	17	98° 31' 30"	25° 59' 00"
5A	5	98° 25' 00"	26° 02' 00"	5A	18	98° 31' 30"	25° 59' 30"
5A	6	98° 25' 00"	26° 00' 00"	5A	19	98° 32' 30"	25° 59' 30"
5A	7	98° 24' 30"	26° 00' 00"	5A	20	98° 32' 30"	25° 57' 30"
5A	8	98° 24' 30"	25° 59' 00"	5A	21	98° 35' 00"	25° 57' 30"
5A	9	98° 23' 00"	25° 59' 00"	5A	22	98° 35' 00"	26° 01' 00"
5A	10	98° 23' 00"	25° 58' 30"	5A	23	98° 28' 30"	26° 01' 00"
5A	11	98° 22' 30"	25° 58' 30"	5A	24	98° 28' 30"	26° 01' 30"
5A	12	98° 22' 30"	25° 55' 00"	5A	25	98° 28' 00"	26° 01' 30"
5A	13	98° 27' 00"	25° 55' 00"	5A	26	98° 28' 00"	26° 03' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Bloque A.

(Fuente: CNH con información del contratista).

Bloque	Vértice	Longitud	Latitud
5B	1	98° 12' 00"	25° 42' 30"
5B	2	98° 12' 00"	25° 51' 00"
5B	3	98° 03' 00"	25° 51' 00"
5B	4	98° 03' 00"	25° 54' 00"
5B	5	98° 00' 30"	25° 54' 00"
5B	6	98° 00' 30"	25° 46' 00"
5B	7	98° 06' 00"	25° 46' 00"
5B	8	98° 06' 00"	25° 42' 30"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del Bloque B.
(Fuente: CNH con información del contratista).

Bloque	Vértice	Longitud	Latitud
5B	1	98° 09' 30"	25° 49' 30"
5B	2	98° 07' 00"	25° 49' 30"
5B	3	98° 07' 00"	25° 43' 00"
5B	4	98° 09' 30"	25° 43' 00"

Tabla 4. Coordenadas geográficas de los vértices del Bloque B del área reducida.
(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.61.001/18 y que se encontrará vigente hasta diciembre del 2019.

777

 6

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 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.7/3/43/2019 Programa de Transición CNH-R02-L02-A5.BG/2017, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.



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

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.

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 5 se encuentra en la Provincia de Burgos, localizada en el noreste de México y es productora de gas no asociado. Cuenta con siete campos productores que son: Anona, Casta, Janambre, Organdí, Pame, Patriota y Yunque. Lo cuales son productores de diferentes unidades estratigráficas dentro de las formaciones Oligoceno Vicksburg y Eoceno Jackson. La Tabla 5 muestra las características principales del Área contractual.

Contrato	CNH-R02-L02-A5.BG/2017
Área contractual	5
Formación	Oligoceno Vicksburg y Eoceno Jackson
Área km ²	444.636 (231.3791)**
Año de Descubrimiento	1952
Profundidad promedio (m)*	2250-4585
Tipo de Yacimiento	Gas húmedo
Pozos	
Pozos	8
Productores	8
Cerrados con posibilidades	0
Marco geológico	
Era	Cenozoico
Periodo	Paleógeno
Época	Oligoceno y Eoceno
Cuenca	Burgos
Play	Oligoceno Vicksburg y Eoceno Jackson
Litología	Areniscas
Propiedades petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua*	40-55
Porosidad promedio % (efectiva)*	9-19
Permeabilidad promedio (mD)*	0.01-0.16
Espesor neto promedio (m)*	2-20
Propiedades de los fluidos	

Densidad del gas	0.58 - 0.65
Viscosidad del gas a condiciones de yacimiento CP*	0.018 - 0.023
Factor de volumen del gas (Bg) (m ³ @cy/m ³ @cs)*	0.0007-0.0023
Factor de compresibilidad del gas (Z)*	0.94
Densidad relativa del gas*	0.56-0.63
Poder calorífico del gas (BTU/scf)*	935 - 1067
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	4.8
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura °C	100 - 170
Presión inicial (Kg/cm ²)*	218.8 - 630.9
Presión actual (Kg/cm ²)	Sin información disponible
Mecanismo de empuje principal	Expansión de la roca y fluidos

*Depende del campo en análisis

** Área reducida

Tabla 5. Características generales de la Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

Adicionalmente, en la Tabla 6 se muestra la composición de los fluidos de los campos mencionados.

Campo	Densidad	Poder Calorífico (BTU/PC)	C ₁ (%)	N ₂ (%)	CO ₂ (%)	C ₂ (%)	C ₃ (%)	iC ₄ (%)	nC ₄ (%)	iC ₅ (%)	nC ₅ (%)	C ₆₊ (%)
ANONA	0.61	1034	93.0	0.2	0.6	3.6	1.1	0.6	0.2	0.1	0.1	0.3
CASTA	0.65	1067	88.0	0.1	2.5	5.8	1.8	0.4	0.4	0.2	0.1	0.5
JANAMBRE	0.60	965	95.0	0.1	4.7	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ORGANDI	0.61	1047	93.0	0.1	0.5	4.0	1.2	0.5	0.3	0.2	0.1	0.2
PATRIOTA	0.62	1042	93.0	0.2	0.7	3.9	1.4	0.4	0.3	0.2	0.1	0.3
YUNQUE	0.60	992	95.0	0.1	1.5	2.5	0.6	0.2	0.1	0.1	0.0	0.3
PAME	0.60	969	95.0	0.5	4.7	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 6. Composición de los fluidos por Campo.
(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-L02-A5.BG/0217 entre la CNH y el Contratista, solicitando la implementación de un Programa Provisional por ser áreas que contemplaban una producción asociada. A raíz de la solicitud del Contratista, se prorrogó la extensión del Programa Provisional mediante el Acuerdo General CNH.E.35.003/18 de fecha 14 de junio de 2018.

Por escrito de fecha 6 de septiembre de 2019, el Contratista solicitó la Prórroga del Programa de Transición, con base en los artículos 71 y 72 de los Lineamientos.

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

En la Tabla 7 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 8 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 Reparaciones Mayores (RMA) ni Reparaciones Menores (RME) en el Área Contractual.

Fecha		nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19
Qg (mmpcd)	Programa*	1.59	5.23	8.09	9.78	10.7	12.9	13.2	13.6	12.9	12.3
	Real**	1.56	1.62	0.849	0.647	1.45	1.66	1.65	1.45	0.93	0.442
	Desviación (%)	-1.9	-69.0	-89.5	-93.4	-86.4	-87.1	-87.5	-89.3	-92.8	-96.4
RMA	Programa*	0	1	2	0	0	2	1	1	0	0
	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	Programa*	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gasto Total (mmUSD)	Programa	0.117	0.504	0.835	0.555	0.435	0.815	0.626	0.611	0.062	0.0622
	Real**	0.092	0.287	0.129	0.178	0.221	0.074	0.065	0.071	0.067	0.097
	Desviación (%)	-20.8	-43.0	-84.5	-67.9	-49.3	-90.8	-89.5	-88.2	-7.8	-56.1

*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.

Tabla 7. Comparativo entre las actividades e inversiones del Programa vigente y lo realizado hasta agosto 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	1	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	1	1	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Infraestructura*	2	3	3	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*Considera construcción y/o adecuación de infraestructura, tales como módulos de separación, instalación y/o adecuación de infraestructura en general, así como el reemplazo de líneas de descarga en pozos existentes.

Tabla 8. Propuesta actividades mensuales para la Modificación al Programa de Transición. (Fuente: Información ingresada por el Contratista)

La Tabla 9 muestra la comparativa entre la producción acumulada de gas pronosticada en el Programa vigente, la producción acumulada de gas real y la producción acumulada de gas del Programa propuesto. En la cual se puede observar que existe una disminución del 49.4% entre la Gp estimada para el Programa vigente y la Gp estimada en el Programa Propuesto.

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

Gas	Programa vigente Nov-18 a Dic-19	Programa propuesto Dic-19 a Dic-20	Gp [mmpcd] a ago-2019
Volumen por recuperar [mmpcd]	4.45	2.2	0.372

Tabla 9. Comparativa entre el pronóstico de Gp del Programa vigente, la Gp del Programa propuesto y la Gp real.

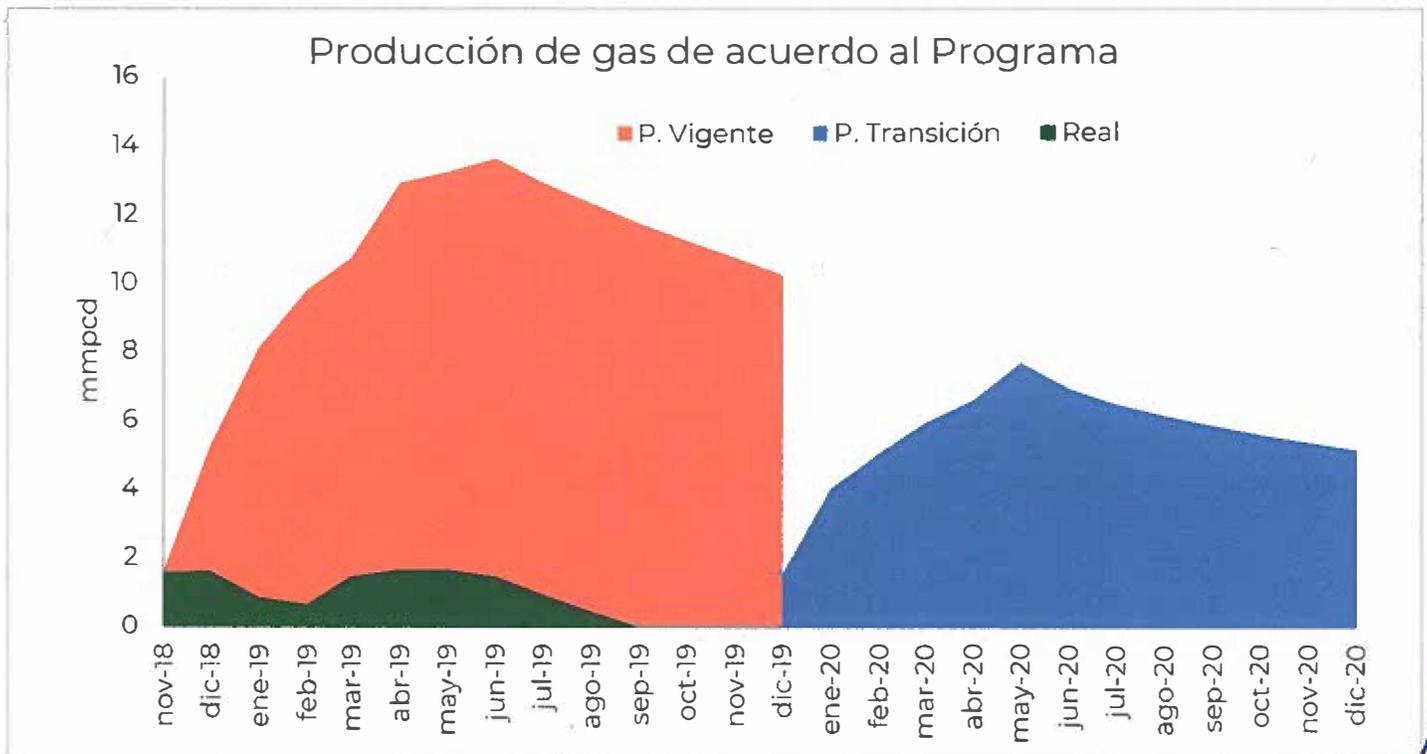


Figura 3. Comparativa entre el Pronóstico de producción de gas del Programa vigente, así como del Programa de Transición y la producción histórica real. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

d) Actividades del Programa

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

- 2 RMA (Janambre-1 y Patriota-1)

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signature]

- 4 RME (Orgnadí-1, Patriota-2, Yunque-1 y Pame-1)
- Toma de información
- Optimización de la producción y de instalaciones
- Operación y mantenimiento

Cabe destacar, que, de acuerdo con la información ingresada por el contratista, la ejecución de las reparaciones mayores y menores 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 Pame-1 y Yunque-1 que consideraban actividades de RMA en el Programa Vigente serán intercambiadas por RME
- Se proponen los pozos Orgnadí-1 y Pame-1 para operaciones de RME
- Se reprograman actividades de RMA y RME en los pozos Patriota-1, Janambre-1 y Patriota-2.
- Se difieren las actividades de RMA propuestas en los pozos Anona-1 y Casta-1.

La Tabla 10 resume las actividades del Programa, así como la inversión considerada.

Características	Programa de Transición
Metas Físicas (Número)	
Terminación de Pozos de Desarrollo	0
Reparaciones mayores	2
Reparaciones menores	4
Ductos	0
Producción	
Condensado (mbf)	3.7
Gas (mmmpc)	2.2
Desarrollo (mmUSD)	1.69
Infraestructura (mmUSD)	0.74
Inversiones (mmUSD)	2.44
Gastos de operación (mmUSD)	2.26

Tabla 10. Resumen de la Modificación al Programa de Transición.

(Fuente: Contratista)

Por otro lado, en la Figura 4 y Figura 5 se muestra el pronóstico de producción para los casos de gas y condensado respectivamente.

gas

[Handwritten signatures and initials]

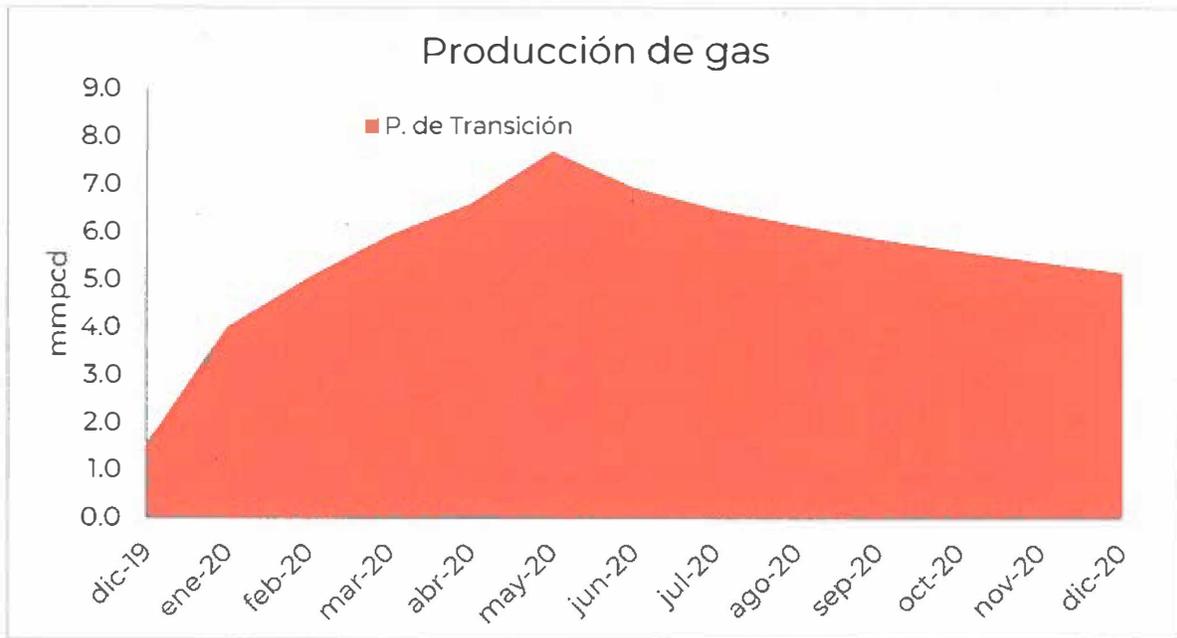


Figura 4. Pronóstico de producción de gas del programa propuesto.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

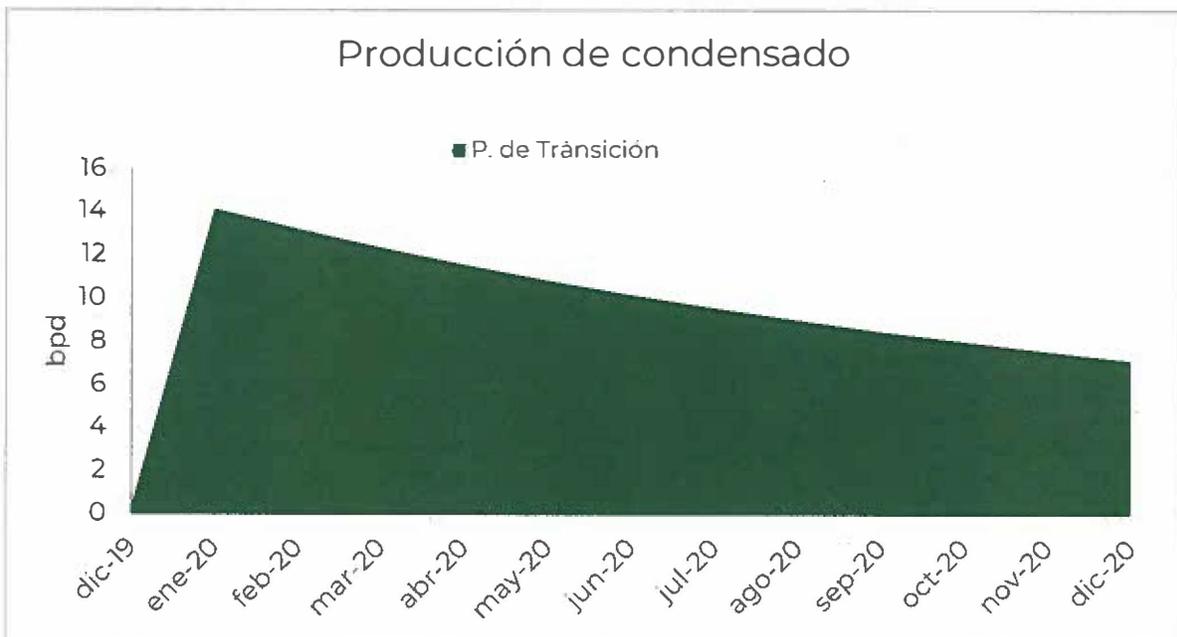


Figura 5. Pronóstico de producción del condensado.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

Adicionalmente, la Tabla II muestra el pronóstico de producción de gas y condensado

[Firma manuscrita]

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

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
Gas (mmpcd)	1.53	4.00	5.02	5.91	6.58	7.68	6.91	6.46	6.12	5.83	5.58	5.35	5.14
Condensado (bpd)	0.28	14.08	13.14	12.29	11.51	10.79	10.13	9.53	8.97	8.45	7.97	7.52	7.11

Tabla 11. Pronóstico de Producción del Gas y del Condensado
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

e) Análisis Económico

La opinión económica del 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 \$2,436,000 dólares (51.88% del total) y \$2,259,554 dólares (48.12% del total) de gastos de operación, lo que representa un costo total de \$4,695,554 dólares.

Con base en lo anterior, el Programa de Inversiones de la Solicitud del Programa presentada por el Contratista, desglosado por Sub Actividad Petrolera, correspondientes a la Actividad Petrolera de Producción se presenta en la Figura 6 así como en la Tabla 12, esto de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la adquisición 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 (SHCP), *Lineamientos de Costos de Hidrocarburos*, publicados en el DOF el 6 de marzo de 2015 y reformados el 6 de julio de 2015 y el 28 de noviembre de 2016) (*Lineamientos de Costos*).

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

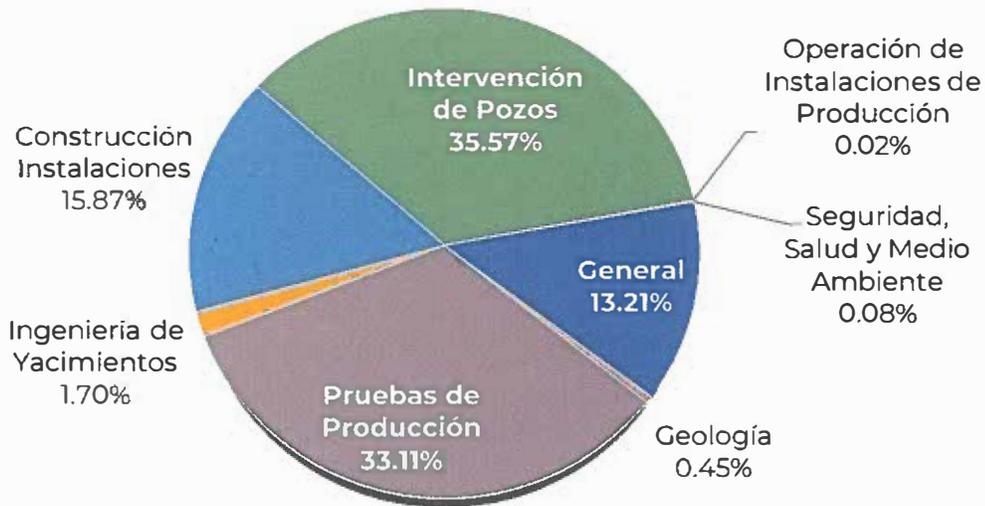


Figura 6. Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera
Actividad Petrolera Producción

Actividad	Sub-Actividad	Total (Dólares)
Producción	General	\$620,062
	Geología	\$21,000
	Pruebas de Producción**	\$1,554,527
	Ingeniería de Yacimientos	\$80,000
	Construcción Instalaciones	\$745,000
	Intervención de Pozos	\$1,670,000
	Operación de Instalaciones de Producción	\$1,000
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$3,964
Total del Programa de Inversiones		\$4,695,554

* Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

**Incluye la renta de un compresor por 126,464 USD, la renta de un lanzabarras por 1,312,783 USD y análisis nodal, registros de presión de fondo cerrado y fluyente, muestreos de fluidos y cromatografías a condiciones de superficie por 115,280 USD.

Tabla 12. Distribución del Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera.

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]

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.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De conformidad con LTMMH y la Solicitud de prórroga del programa de transición de Contrato CNH-R02-L02-A5.BG/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.65.008/17 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 programa), 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.

Salvo por las intenciones expresadas por el Operador Petrolero en su Programa de Trabajo las cuales exceden la vigencia del plan, éste se presenta conforme a lo señalado en los lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (lineamientos) en el artículo 3 fracción XXXV y cumple con lo establecido en el artículo 31 de los lineamientos.

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 13.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
RMA	2		
RME	4		

Tabla 13. 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 14.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (mmUSD)	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	1.69		
Infraestructura	0.74		
Total de inversiones	2.44		
Total de Gastos de operación	2.26		
Costo Total del Plan	4.70		

Tabla 14. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

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 Tabla 15. 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) mmpcd y mbl
Producción de gas programada (mmpcd)	1.53	4.00	5.02	5.91	6.58	7.68	6.91	6.46	6.12	5.83	5.58	5.35	5.14	2.2
Producción de gas real (mmpcd)														
Porcentaje de desviación														
Producción de condensado programada (bpd)	0.28	14.08	13.1	12.2	11.5	10.7	10.13	9.5	8.9	8.4	7.9	7.5	7.1	3.7
Producción de condensado real (mmpcd)														
Porcentaje de desviación														

Tabla 15. 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.

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-L02-A5.BG/2017, sin perjuicio de la obligación de Pantera 2.2 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.

Mediante oficio 250.643/2019 de fecha 09 de octubre 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-L02-A5.BG/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, Artículos 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 condensado 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 2 RMA y 4 RME, dichas actividades ayudarán a incrementar 2% el factor de recuperación, siendo del 15% 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 2 RMA y 4 RME que están encaminadas al mantenimiento de la producción, además de la construcción y adecuación de infraestructura, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de Extracción.

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 émbolo viajero, tubería capilar, sarta de velocidad, lanzadora de barras, bombeo neumático, compresor a boca de pozo, válvula motora, disparos de alta penetración y estimulación hidráulica, así como tecnologías empleadas en la medición, las cuales son adecuadas para permitir la continuidad operativa del Área Contractual y 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 petrofísico, sedimentario y dinámico con el objetivo de evaluar alternativas para el desarrollo del campo, las cuales podrán ser aplicadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción.
- Mantener una optimización constante de los pozos e instalaciones para el mantenimiento de la producción.
- Realizar la cuantificación de reservas con el fin de establecer la estrategia más apropiada para el Plan de Desarrollo para la Extracción, lo cual permitirá maximizar el Factor de Recuperación de hidrocarburos.
- Realizar el monitoreo constante de la presión de yacimiento, así como de la producción con el fin de obtener información suficiente que derive pronósticos de producción más precisos.

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 7 de diciembre del 2019.

ELABORÓ

MTRO. VICTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ

Director de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO

Subdirector de Área
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA

Director General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

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 R02-L02-A5.BG/2017.