

CONTRATO CNH-R02-L02-A1.BG/2017

DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN

IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE MÉXICO, S.A DE C.V.

NOVIEMBRE 2019



Comisión Nacional de Hidrocarburos

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "S. J. H.", located to the right of the CNH logo.

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.....	11
C)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PROGRAMA VIGENTE CONTRA EL DEL PROGRAMA PROPUESTO.....	11
D)	ACTIVIDADES DEL PROGRAMA.....	14
E)	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	16
F)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	18
VI.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	19
VII.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	21
VIII.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	22

S. [Handwritten signature]

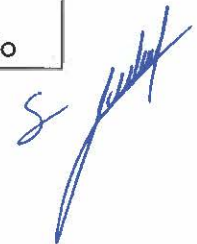
I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Contratista promovente de la Modificación al Programa de Transición¹ (en adelante, Programa) del Contrato CNH-R02-L02-A1.BG/2017, celebrado el 8 de diciembre de 2017, entre, por una parte, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) y por la otra parte la empresa IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ, EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE MÉXICO, S.A. DE C.V. (en adelante, Contratista u Operador), en consorcio con PJP4 DE MÉXICO, S.A. DE C.V., del Área Contractual 1.

Tabla 1 se muestran los datos generales del Área contractual.

Concepto	DATOS DEL ÁREA
Nombre	Área Contractual 1
Estado y municipio	Nuevo León (Río Bravo y China) y Reynosa (Tamaulipas)
Área de Contractual	360.337 km ²
Fecha Efectiva	8/12/2017
Vigencia	30 años a partir de la fecha efectiva
Tipo de Contrato	Licencia
Yacimientos y/o Campos	Yacimientos: Jackson y Yegua Campos: Chalupa-Leyenda y Bragado
Colindancias	Norte: Autopista Reynosa-Monterrey Sur: Campo Algodonero Este: Campo Cuitláhuac Oeste: Campo San Bernardo

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-A1.BG/2017 contempla recuperar un volumen de gas y condensado de 1.89 mmmpc y 21.47 mb respectivamente.

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 del 8 de diciembre del 2019 al 7 de diciembre del 2020. Las actividades consideradas para el Programa son las siguientes:

1. Mantener la condición de los pozos que se encuentran actualmente en operación dentro del Área Contractual.
2. Realizar toma de registros de presión y niveles de fluidos a los pozos existentes.
3. Continuar con los métodos de levantamiento artificial actualmente utilizados.
4. Dar mantenimiento a los ductos y su sistema de protección catódica.
5. Llevar a cabo el sistema de administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos.
6. Perforación de 4 pozos.
7. Ejecución de 2 Reparaciones Mayores (en adelante, RMA´s)

Por otro lado, se considera una inversión total de \$13.82 mmUSD y Gastos de Operación equivalentes a \$2.38 mmUSD, lo que equivale a un costo total del Programa de \$16.2 mmUSD.

El Área Contractual 1 se ubica en los estados de Tamaulipas y Nuevo León, en los municipios de General Bravo, China y Reynosa. Se encuentra a 57 km al suroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas y a 55 km al este de China, Nuevo León, geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos. Lo anterior se muestra en la Figura 1.

S
[Handwritten signature]



Figura 1. Ubicación Geográfica del Área Contractual 1.

(Fuente: Comisión)

En la Tabla 2 se muestran los vértices que delimitan el Polígono 1 (Externo) y en la Tabla 3 se muestran los vértices del Polígono 2 (Interno).

Vértice	Longitud	Latitud
1	98° 45' 00"	25° 44' 00"
2	98° 44' 00"	25° 44' 00"
3	98° 44' 00"	25° 42' 00"
4	98° 40' 30"	25° 42' 00"
5	98° 40' 30"	25° 42' 30"
6	98° 34' 30"	25° 42' 30"
7	98° 34' 30"	25° 46' 00"
8	98° 31' 30"	25° 46' 00"
9	98° 31' 30"	25° 34' 30"
10	98° 40' 00"	25° 34' 30"
11	98° 40' 00"	25° 37' 30"
12	98° 47' 00"	25° 37' 30"
13	98° 47' 00"	25° 47' 00"
14	98° 44' 00"	25° 47' 00"
15	98° 44' 00"	25° 45' 00"
16	98° 45' 00"	25° 45' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono 1 (Externo).

(Fuente: CNH con información del contratista).

8 *[Handwritten signature]*

Vértice	Longitud	Latitud
1	98° 34' 30"	25° 41' 30"
2	98° 34' 30"	25° 41' 00"
3	98° 34' 00"	25° 41' 00"
4	98° 34' 00"	25° 40' 30"
5	98° 34' 30"	25° 40' 30"
6	98° 34' 30"	25° 40' 00"
7	98° 33' 30"	25° 40' 00"
8	98° 33' 30"	25° 38' 30"
9	98° 35' 00"	25° 38' 30"
10	98° 35' 00"	25° 39' 00"
11	98° 36' 00"	25° 39' 00"
12	98° 36' 00"	25° 40' 30"
13	98° 37' 00"	25° 40' 30"
14	98° 37' 00"	25° 41' 30"
15	98° 36' 00"	25° 41' 30"
16	98° 36' 00"	25° 41' 00"
17	98° 35' 30"	25° 41' 00"
18	98° 35' 30"	25° 41' 30"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono 2 (Interno).
(Fuente: CNH con información del contratista).

Es importante mencionar que el Contratista cuenta con una Actualización al Programa Provisional, la cual se aprobó el 25 de octubre del 2018 mediante la Resolución CNH.14.001/18 y que se encontrará vigente a diciembre del presente año.

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.7/3/55/2019 Programa de Transición CNH-R02-L02-A1.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)

S

7

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 1 se encuentra en la Cuenca de Burgos, localizada en el noreste de México y es productora de gas no asociado. Cuenta con dos campos productores que son: Bragado y Chalupa-Leyenda. Lo cuales son productores de diferentes unidades estratigráficas dentro de las formaciones Eoceno Jackson y Eoceno Yegua. La Tabla 4 muestra las características principales del Área contractual.

Formación	Eoceno Jackson		Eoceno Yegua
Campo	Bragado	Chalupa-Leyenda	Chalupa-Leyenda
Área km ²	5.59	9.32	
Año de Descubrimiento	2011	2000	
Profundidad promedio (m)	1500	2250	3350
Tipo de Yacimiento	Gas húmedo		
Pozos			
Pozos	3 (verticales y direccionales)	7 (verticales y direccionales)	
Productores	2	3	
Cerrados con posibilidades	1	-	
Taponados	-	4	
Marco geológico			
Era	Cenozoico		
Cuenca	Burgos		
Periodo	Terciario		
Época	Eoceno		
Play	Eoceno Jackson Medio	Eoceno Jackson Inferior	Eoceno Yegua
Régimen Tectónico	Extensivo		
Litología	Areniscas		
Propiedades petrofísicas			
% Saturación inicial promedio de agua	58		61

% Saturación inicial promedio de gas	42		39
Porosidad promedio %	19	14	11
Permeabilidad promedio (mD)	1.8	0.38	0.06
Espesor bruto promedio (m)	128	112	159
Espesor neto promedio (m)	19	15	18
Relación neto/bruto	0.148	0.133	0.113
Propiedades de los fluidos			
Factor de volumen del gas (Bg) (m ³ @cy/m ³ @cs)	0.0057	0.0038	0.0039
Densidad relativa del gas	72	67	
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1248	1187	
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	4690.4		
Propiedades del Yacimiento			
Temperatura °C	82	82-130	146
Presión inicial (Kg/cm ²)	197.1	273.6	381.4
Presión actual (Kg/cm ²)	120	200	
Mecanismo de empuje principal	Expansión de la roca y fluidos		

Tabla 4 . Características generales de la Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

S 

Adicionalmente, en la Tabla 5 se muestra la composición de los fluidos de los campos mencionados.

Campo	Poder Calorífico (BTU/PC)	C ₁ (%)	N ₂ (%)	CO ₂ (%)	C ₂ (%)	C ₃ (%)	iC ₄ (%)	nC ₄ (%)	iC ₅ (%)	nC ₅ (%)	C ₆₊ (%)
BRAGADO	1,248	86.2	1.4	0.4	4.5	3.6	1.3	1.1	0.5	0.3	0.7
CHALUPA-LEYENDA	1,187	87.4	0.4	0.5	5.8	2.9	1.0	0.8	0.3	0.3	0.6

Tabla 5. 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-A1.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.

Aunado a lo anterior el 25 de octubre de 2018 se aprobó la Actualización al Programa al Programa Provisional mediante la Resolución CNH.14.001/18.

Por escrito de fecha 1 de noviembre de 2019, el Contratista solicitó la modificación 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 6 se presenta un comparativo de la actividad física del Programa Vigente y la actividad física real llevada a cabo por el Contratista hasta octubre del 2019, en la cual se puede observar que los resultados obtenidos se encuentran por debajo de lo programado.

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 Perforaciones en el Área Contractual.

El Programa de Provisional vigente contempla la perforación de 4 pozos y 3 RMA's; Además de un gasto de \$ 12.77 mmUSD. Para recuperar un volumen de 2.2 MMMpc de gas y 28.4 Mb de condensado.

Actividad		dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	Total
Perforaciones y Terminaciones	Programa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4
	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	Programa	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	12
	Real	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 6 Comparativo entre las actividades del Programa vigente y lo realizado hasta octubre del 2019. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Como podemos ver, en la tabla anterior, existe una diferencia en las actividades realizadas versus las programadas, esto se debió principalmente, en el caso de las perforaciones y terminaciones, a problemas con la obtención de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) y a problemas con los propietarios de las tierras donde se encontraban programadas las localizaciones.

	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	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
Perforaciones	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Infraestructura*	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

*Considera construcción de líneas de descarga.

Tabla 7. Propuesta actividades mensuales para la Modificación al Programa de Transición. (Fuente: Información ingresada por el Contratista)

La Tabla 8 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.

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 [MMMpc] a oct-2019
Volumen por recuperar [MMMpc]	2.2	1.89	0.4

Tabla 8. Comparativa entre el pronóstico de Gp del Programa vigente, la Gp del Programa propuesto y la Gp real.

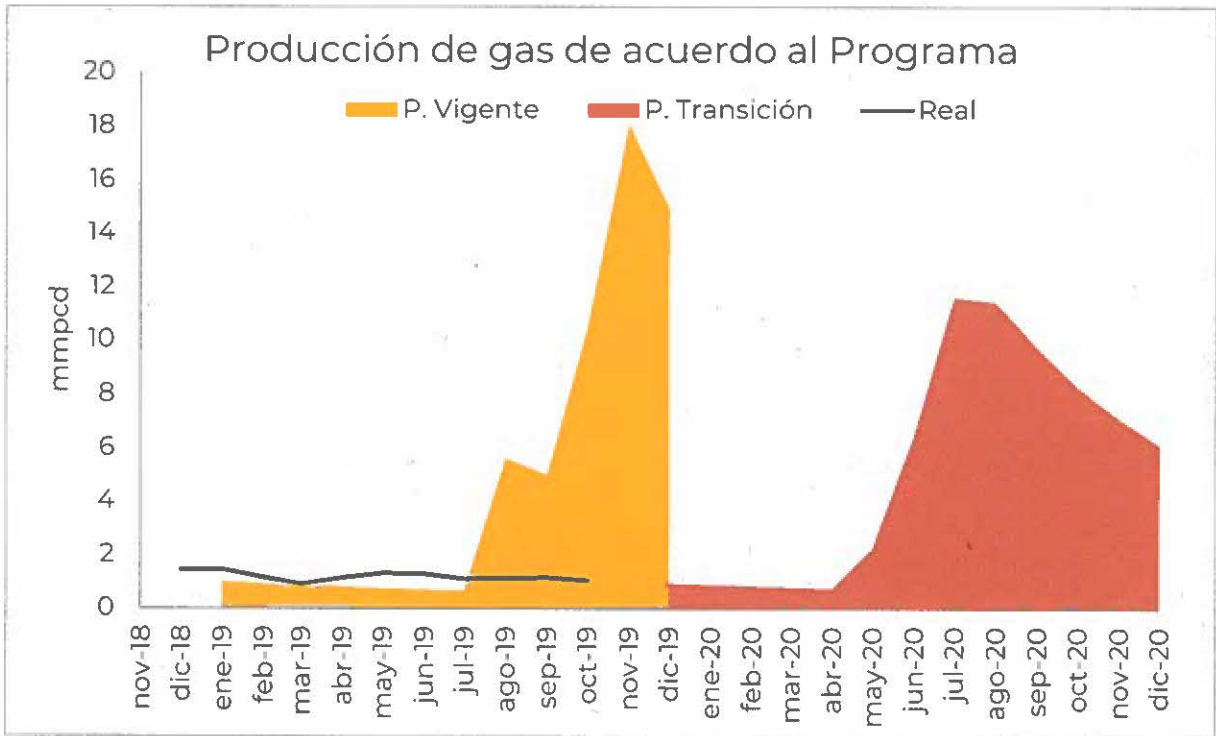


Figura 3. Comparativa entre el Pronóstico de producción de gas del Programa vigente, así como del Programa de Transición y la producción histórica real.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

La Tabla 9 muestra la comparativa entre la producción acumulada de condensado pronosticada en el Programa vigente, la producción acumulada de condensado real y la producción acumulada de condensado del Programa propuesto.

Condensado	Programa vigente Nov-18 a Dic-19	Programa propuesto Dic-19 a Dic-20	Cp [mmpcd] a oct-2019
Volumen por recuperar [Mb]	28.4	21.5	-

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

Adicionalmente, la Figura 4 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.

[Firma manuscrita]

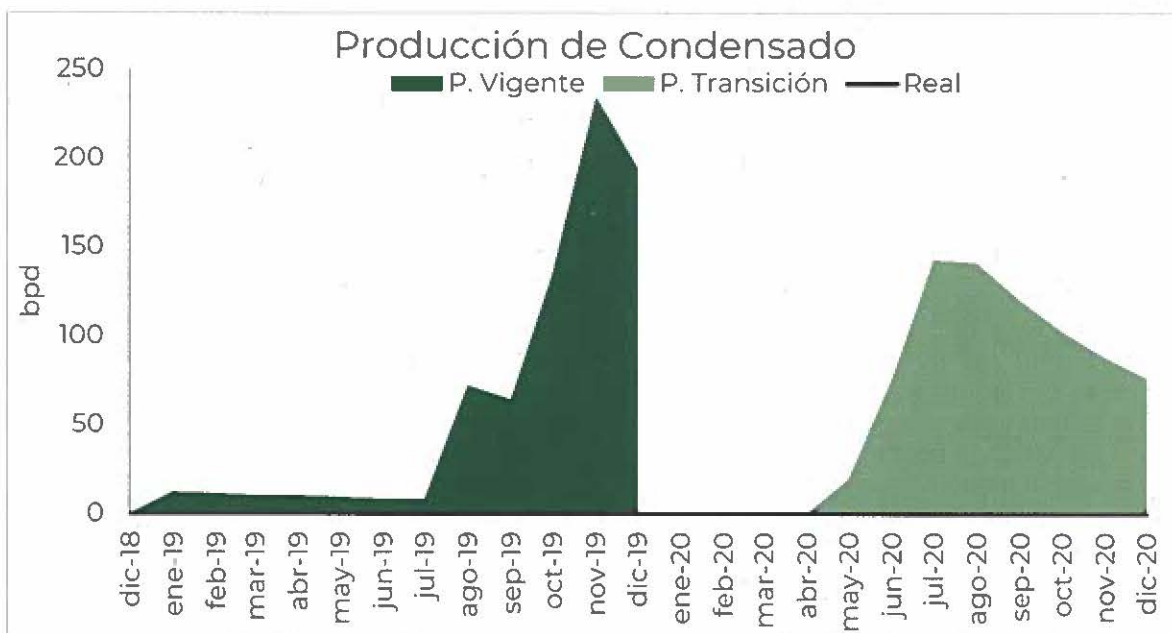


Figura 4. Comparativa entre el Pronóstico de producción de condensado del Programa vigente, así como del Programa de Transición y la producción histórica real.

(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 (Chalupa-7 y Chalupa-10)
- 4 Perforaciones (Chalupa-11, Chalupa-13, Chalupa-14 y Bragado-5)
- Toma de información
- Optimización de la producción y de instalaciones
- Operación y mantenimiento

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

Características	Programa de Transición
Metas Físicas (Número)	
Perforación de Pozos	4
Reparaciones mayores	2
Líneas de Descarga	4
Producción	
Condensado (Mb)	21.5
Gas (MMMpc)	1.89
Inversiones (mmUSD)	13.82
Gastos de operación (mmUSD)	2.38

Tabla 10. 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 gas y condensado respectivamente.

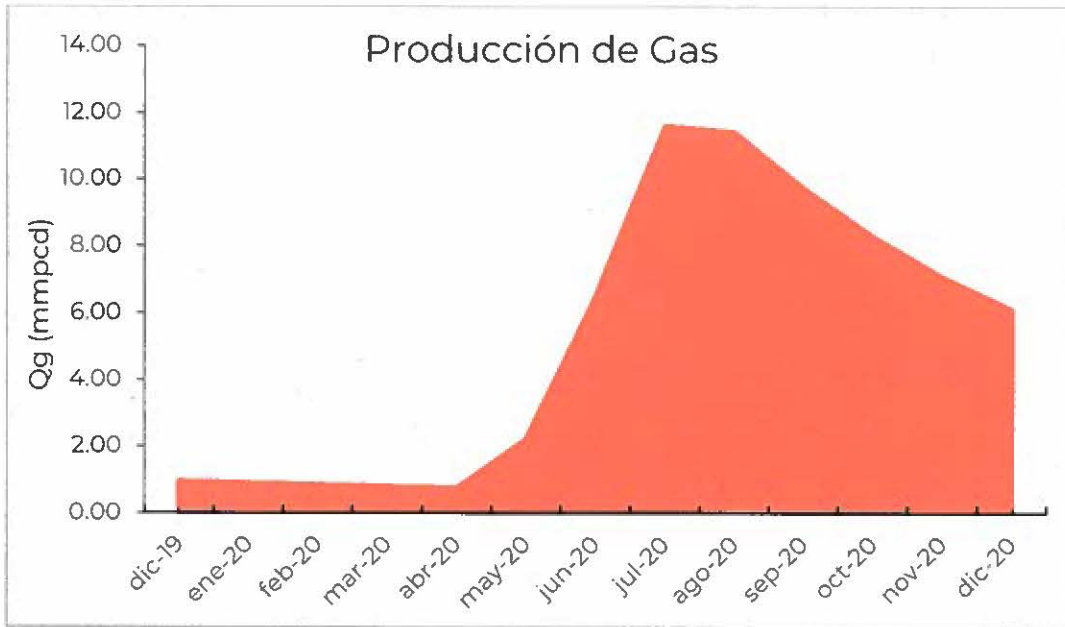


Figura 5. Pronóstico de producción de gas del programa propuesto.
(Fuente: CNH con información del Contratista)



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

[Firma manuscrita]

Adicionalmente, la Tabla 11 muestra el pronóstico de producción de gas y condensado.

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)	0.93	0.88	0.83	0.78	0.74	2.20	6.47	11.60	11.42	9.72	8.28	7.08	6.12
Condensado (bpd)	0	0	0	0	0	19.5	75.6	142.7	140.7	120	102.5	87.7	76

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 de Transición (en adelante, Programa) considera los siguientes conceptos:

- a) Descripción del Programa de Inversiones del Programa.
- 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 \$13,829,588 dólares (85.29%) y \$2,384,780 dólares (14.71%) de gastos de operación, lo que representa un costo total de \$16,214,368 dólares.

El Programa de Inversiones del Programa presentado por el Contratista, desglosado por Sub-Actividad Petrolera, correspondientes a las Actividades Petroleras de Desarrollo y Producción se presentan 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).

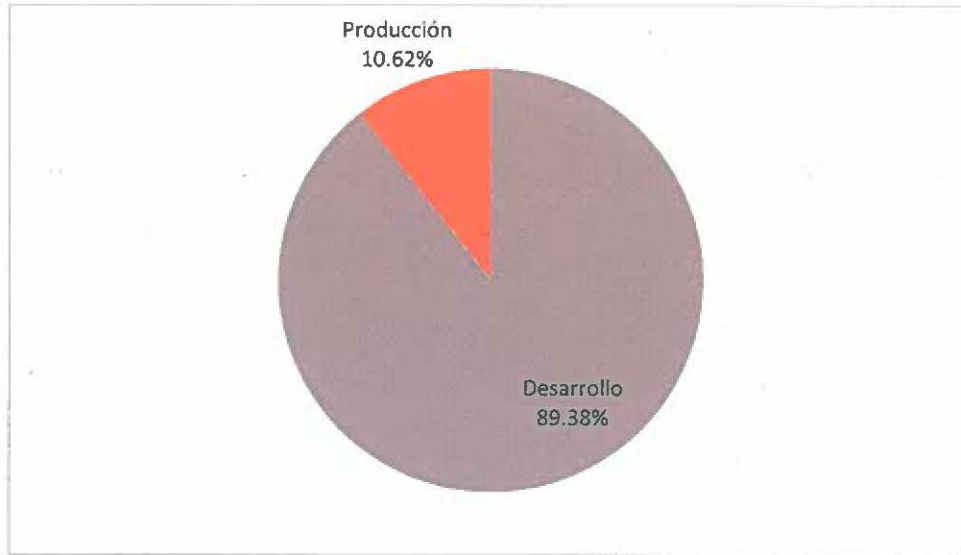


Figura 7. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Contratista)

Actividad	Sub-Actividad	Total (Dólares)
Desarrollo	General	565,742
	Perforación de Pozos ^a	12,591,092
	Ingeniería de yacimientos	60,000
	Construcción Instalaciones	1,238,496
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	37,000
Producción	General ^b	265,980
	Pruebas de Producción	45,548
	Operación de Instalaciones de Producción	1,025,650
	Ductos	34,000
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	350,860
Total del Programa de Inversiones		16,214,368

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

- Incluye 147,500 USD asociados a la Gestoría a Pozos y RMA propuestos por el Contratista, los cuales no se prevén dentro del catálogo de los Lineamientos de Costos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- Incluye 36,000 USD asociados a Asesoría de seguridad física propuestos por el Contratista, los cuales no se prevén dentro del catálogo de los Lineamientos de Costos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Tabla 12. Distribución del Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Contratista)

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 Contratista es consistente con las actividades propuestas, de conformidad con lo establecido en el numeral 8 del Capítulo I de los Lineamientos de Costos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

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 del contrato CNH-R02-L02-A1-BG/2017, se realizó la revisión de la información presentada por el Operador Petrolero Iberoamericana de Hidrocarburos CQ Exploración y Producción de México S.A. de C.V., en el cual propone que, para los hidrocarburos producidos en el Área Contractual 1 se contempla continuar con la medición en los Puntos de Medición provisionales aprobados mediante la resolución CNH.E.65.002/17. Cumpliendo así con el acuerdo de medición que se tiene con PEP hasta que se instale y/o adecue nueva infraestructura, 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 propuesta de su Plan de Desarrollo Derivado de la obligación de no afectar la producción, así como de contar con un mecanismo de medición, esta Dirección General considera viable la propuesta de continuar la medición de los hidrocarburos por medio de los Puntos de Medición provisionales aprobados en la resolución previamente mencionada, llevada a cabo hasta la aprobación de un Plan de Desarrollo de Extracción.

Comercialización de la Producción

En cuanto a la comercialización de los Hidrocarburos, se revisó lo concerniente a dichas actividades (apartado 3.1.5 del Programa), identificándose que, la comercialización de Hidrocarburos se mantendrá como se ha realizado de conformidad con lo aprobado en el Plan Provisional vigente.



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		
POZOS	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
Total de inversiones	13.82		
Total de Gastos de operación	2.38		
Costo Total del Plan	16.2		

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

5

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) MMMpc y Mb
Producción de gas programada (mmpcd)	0.93	0.88	0.83	0.78	0.74	2.20	6.47	11.60	11.42	9.72	8.28	7.08	6.12	1.89
Producción de gas real (mmpcd)														
Porcentaje de desviación														
Producción de condensado programada (bpd)	0	0	0	0	0	19.5	75.6	142.7	140.7	120	102.5	87.7	76	21.5
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)

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-A1.BG/2017, sin perjuicio de la obligación de Iberoamericana CQ 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 250.764/2019 de fecha 26 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-L02-A1.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 I y VI 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.

Siendo como único criterio de evaluación para la emisión del Dictamen Técnico del Programa de Transición la fracción I del Artículo 69 de los Lineamientos 2019:

a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;

A través de las actividades realizadas durante el Programa de Transición se tomará información del aforo de los pozos, análisis cromatográficos y pruebas de información, esto con la finalidad de recabar mayor información de los yacimientos.

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

Las actividades planteadas por el Contratista para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución de la modificación del Programa de Transición consisten en cuatro perforaciones y terminaciones y dos reparaciones mayores a pozos existentes, lo cual incrementarán la producción.

1. Que el Programa de Transición permita dar continuidad operativa en el Área Contractual, en tanto se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente.

Las actividades contempladas en la Modificación del Programa de Transición presentado por el Contratista contribuyen al, mantenimiento de la producción del área contractual además de incorporar volúmenes adicionales a través de las 4 perforaciones y terminaciones y 2 reparaciones mayores contempladas a realizarse durante la vigencia de este.

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 y la cuantificación de las reservas.
- Establecer un programa de toma de información en pozos e instalaciones.
- Mantener la optimización constante de los pozos e instalaciones para el mantenimiento de la producción.

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.

ELABORÓ



ING. SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES

Subdirector de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ



MTR. 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 R02-L02-A1.BG/2017.