

Contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017

Dictamen Técnico de la Modificación al Programa de Transición

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

Diciembre 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

A handwritten signature in blue ink, located to the right of the CNH logo.

CONTRATO CNH-R02-L03-BG-01/2017	1
DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN ...	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.....	14
C) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PROGRAMA VIGENTE CONTRA LAS REALIZADAS.....	14
D) ACTIVIDADES DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN.....	16
E) ANÁLISIS ECONÓMICO.....	19
F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	20
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	22
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	24
VIII. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	25

I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Contratista promovente de la Modificación al Programa de Transición (en adelante, Programa) del Contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017, es la empresa IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ, EXPLORACIÓN & PRODUCCIÓN DE MÉXICO, S.A. DE C.V. (en adelante Contratista o Iberoamericana). En la Tabla 1 se muestran los datos generales del Área Contractual.

Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres del Área Contractual BG-01.	
Estados y municipios	Estado: Nuevo León; Municipios: Dr. Coss y General Bravo. Estado: Tamaulipas; Municipio: Camargo
Área del contrato	99.252 km ²
Fecha de emisión/firma	08/diciembre/2017
Vigencia	30 años
Tipo de contrato	Modalidad de Licencia
Operadora	Iberoamericana de Hidrocarburos S.A. de C.V
Profundidad para extracción	Sin restricción
Profundidad para exploración	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Campos: Carlos, Picadillo, Carlota y Llano Blanco. Yacimientos: Eoceno Queen City (EQC), Eoceno Cook Mountain (ECM) y Eoceno Yegua (EY)
Colindancias	Norte: Campos Santa Rosalía y Santa Anita Sur: Campos Carretas y Fronterizo Este: Campo Cuervito y Santa Anita Oeste: Campos Viboritas y Mojarreñas

Tabla 1. Datos generales del Contrato.

(Fuente: Contratista)

II. Elementos generales del Programa

Alcance

La modificación al Programa de Transición del Contrato CNH-R02-L03-BG-01/2017 considera recuperar un volumen de gas de 2.3 mmmpc y de condensado de 26.55 mbls.

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).

Como parte de las obligaciones del Contratista durante la etapa de Transición y de Arranque (ETA) y de conformidad con la Cláusula 3.3 inciso (b), el Contratista ingresó a la CNH el 03 de septiembre de 2018, la documentación sobre la existencia y estado de integridad de pozos y materiales dentro del Área Contractual.

En dicha documentación, el Contratista declaró pozos y líneas de descarga existentes dentro del Área Contractual como útiles para las actividades petroleras. En este sentido el Inventario existentes en el Área Contractual descrito en el Programa de Transición tiene congruencia con la documentación de utilidad que realizó el Contratista durante la ETA.

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.

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.E.57.003/18 y que se encontrará vigente hasta el 7 de diciembre de 2019.

El Contratista propone una vigencia de hasta 12 meses, la cual se considera a partir del 08 de diciembre del 2019 a 07 de diciembre del 2020. Las actividades consideradas para el Programa son las siguientes:

1. Mantenimiento operativo a pozos activos.
2. 4 perforaciones de pozos.
3. 4 reparaciones mayores.
4. Realizar tomas de registros de presiones y niveles de fluidos a pozos existentes.
5. Continuar los métodos de levantamiento artificial (barras espumantes, inyección de químicos a boca de pozo, válvula motora e inducciones mecánicas).
6. Mantenimiento de ductos y su sistema de protección catódica.
7. Llevar a cabo el sistema de administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos

Por otro lado, se considera una inversión total de \$10.3 mmUSD y Gastos de Operación equivalentes a \$5 mmUSD, lo que equivale a un costo total del Programa de \$15.3 mmUSD.

El Área Contractual BG-01, se ubica los estados de Tamaulipas y Nuevo León, entre los municipios de Dr. Coss y General Bravo a 55 Km al suroeste de Reynosa. Cuenta con una superficie de 99.252 km², Figura 1.

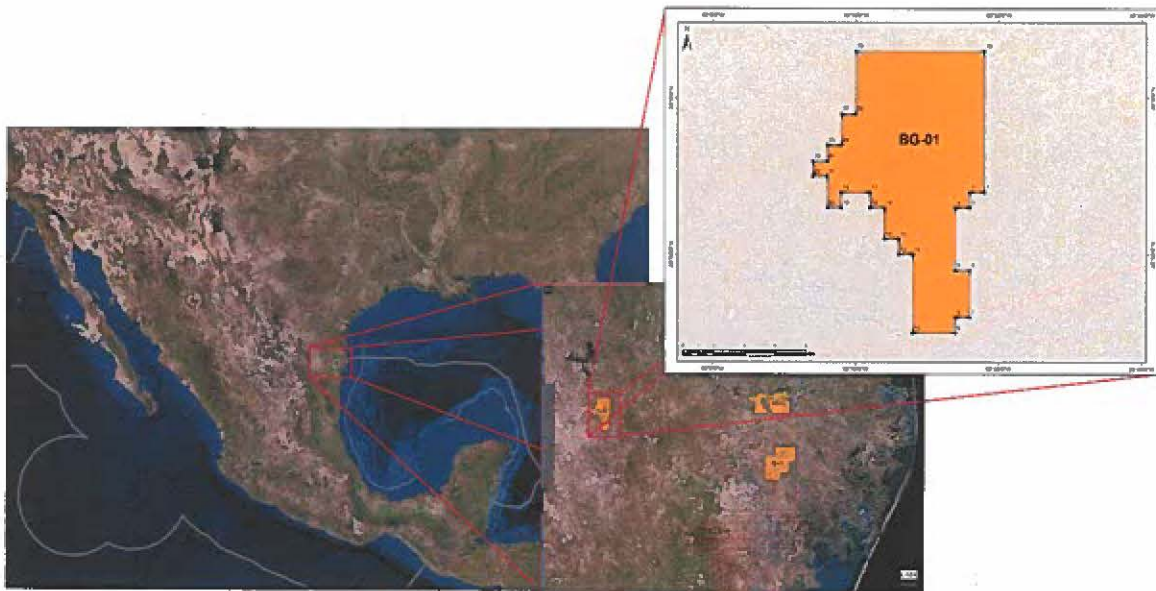


Figura 1. Ubicación Geográfica del Área Contractual BG-01.
 (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

En la Tabla 2 y la Figura 2 se muestran las coordenadas geográficas de los vértices que delimitan al polígono del Área Contractual.

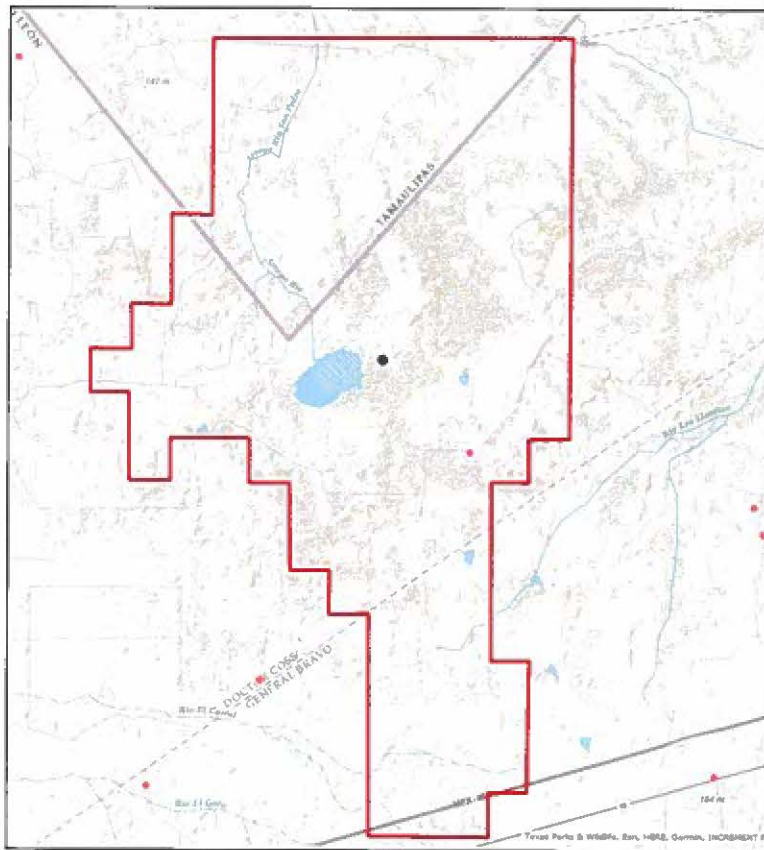


Figura 2. Polígono del Área Contractual BG-01.
 (Fuente: Contratista)

[Handwritten signature]

Área Contractual	Provincia Petrolera	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
BG-01	Burgos	1	98° 50' 30"	25° 57' 00"
		2	98° 51' 00"	25° 57' 00"
		3	98° 51' 00"	25° 56' 30"
		4	98° 51' 30"	25° 56' 30"
		5	98° 51' 30"	25° 54' 30"
		6	98° 51' 00"	25° 54' 30"
		7	98° 51' 00"	25° 53' 00"
		8	98° 51' 30"	25° 53' 00"
		9	98° 51' 30"	25° 52' 30"
		10	98° 53' 00"	25° 52' 30"
		11	98° 53' 00"	25° 55' 00"
		12	98° 53' 30"	25° 55' 00"
		13	98° 53' 30"	25° 55' 30"
		14	98° 54' 00"	25° 55' 30"
		15	98° 54' 00"	25° 56' 30"
		16	98° 54' 30"	25° 56' 30"
		17	98° 54' 30"	25° 57' 00"
		18	98° 55' 30"	25° 57' 00"
		19	98° 55' 30"	25° 56' 30"
		20	98° 56' 00"	25° 56' 30"
		21	98° 56' 00"	25° 57' 30"
		22	98° 56' 30"	25° 57' 30"
		23	98° 56' 30"	25° 58' 00"
		24	98° 56' 00"	25° 58' 00"
		25	98° 56' 00"	25° 58' 30"
		26	98° 55' 30"	25° 58' 30"
		27	98° 55' 30"	25° 59' 30"
		28	98° 55' 00"	25° 59' 30"
		29	98° 55' 00"	26° 01' 30"
		30	98° 50' 30"	26° 01' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Bloque A.
(Fuente: CNH con información del contratista).

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 cuatro direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, la Dirección General de Seguimiento de Contratos 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 3 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.7/3/53/2019 Programa de Transición CNH-R02-L03-BG-01/2017, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.



Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

IV. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista cumplieran con las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Programa de Transición propuesto permitan dar continuidad operativa en el Área Contractual y los Mecanismos de Medición en la Producción de Hidrocarburos en condiciones económicamente viables.

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.

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.
- 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

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos incluidos en los campos Carlos, Picadillo, Carlota y Llano Blanco, contenidos en el Área Contractual, se muestran las Tabla 3, Tabla 4, Tabla 5 y Tabla 6.

Características generales	Queen City-5	Queen City-4	Queen City-3	Queen City-2	Queen City-1	Cook Mountain	Yegua
Área (km ²)	4.48	19.45	19.45	19.45	19.45	19.45	19.45
Año de descubrimiento	1966	1966	1966	1966	1966	1966	1966
Fecha de inicio de explotación	2003	1970	2003	2004	2008	2008	2007
Profundidad promedio (m) (TVDSS)	2031	2010	1874	1808	1764	1286	900
Elevación o tirante de agua (m)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Pozos							
Número y tipo de pozos perforados	Total 34 pozos: 15 Verticales y 19 Direccionales						
Estado actual de pozos	22 pozos operando, 8 Cerrados, 4 Taponados, 4 Fuera del Área Contractual						
Tipo de sistemas artificiales de producción	Lanzador de barras, Motocompresor, Válvula Motora, Sarta de Velocidad						
Marco Geológico							
Era, periodo y época	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Medio	Cenozoico, Eoceno Superior
Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos
Play	Eoceno Queen City	Eoceno Queen City	Eoceno Queen City	Eoceno Queen City	Eoceno Queen City	Eoceno Cook Mountain	Eoceno Yegua
Régimen tectónico	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)
Ambiente de depósito	Deltaico Progradante	Deltaico Progradante	Deltaico Progradante	Deltaico Progradante	Deltaico Progradante	Marino-Nerítico	Planicie costera-abanico de delta
Litología almacén	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino
Propiedades petrofísicas							
Mineralogía	Cuarzo, Ortoclasas y Plagioclasas con cementante calcareo						
Saturaciones (%)	51	54	43	53	57	56	60
Porosidad y tipo (%)	15	12	14	13	14	19	20
Permeabilidad (mD)	0.904	0.097	1.320	0.236	0.258	1.77	3.77

Espesor neto y bruto promedio (m)*	14.24/139.26	10.73/88.53	13.81/150.70	11.29/64.46	5.18/44.08	13.56/459.56	635.12/1202.70
Relación neta/bruto (%)	10	12	9.1	17.5	11.7	2.90	52
Propiedades de los fluidos							
Tipo de hidrocarburos	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo
Densidad API	S/l	S/l	S/l	S/l	56	S/l	57
Viscosidad (cp)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Relación gas - aceite inicial y actual	S/l	30 PCN/BN - S/l	S/l	S/l	S/l	S/l	S/l
Bg inicial y actual (pc@cy/pc@cs)	0.0053 / S/l						
Calidad y contenido de azufre	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Presión de saturación o rocío	S/l	S/l	S/l	S/l	S/l	S/l	S/l
Factor de conversión del gas	4.6904 Mpc/bbl						
Poder calorífico del gas	1155 BTU/PIE3						
Propiedades del yacimiento							
Temperatura (°C)	65-110						
Presión inicial (kg/cm2)	60-290						
Presión actual (kg/cm2)	No especificado						
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión roca-fluido						
Extracción							
Métodos de recuperación secundaria	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Métodos de recuperación mejorada	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Gastos actuales	1.970 MMpcd de gas Octubre 2019						
Gastos máximos y fecha de observación	10.12 MMpcd de gas Ene-2009						
Corte de agua	59%						

Tabla 3. Características generales de los yacimientos asociados al Campo Carlos.
(Fuente: Contratista)

Características generales	Queen City-4	Queen City-3	Queen City-2	Queen City-1	Cook Mountain	Yegua
Área (km2)	24.41	31.27	31.27	31.27	31.27	31.27
Año de descubrimiento	1964	1964	1964	1964	1964	1964
Fecha de inicio de explotación						
Profundidad promedio (m) (TVDSS)	2010	1790	1720	1668	1040	770
Elevación o tirante de agua (m)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Pozos						
Número y tipo de pozos perforados	Total 43 pozos: 39 Verticales y 4 Direccionales					
Estado actual de pozos	19 pozos operando, 12 Cerrados, 7 Taponados, 8 Fuera del Área Contractual					
Tipo de sistemas artificiales de producción	Lanzador de barras, Motocompresor, Válvula Motor, Sarta de Velocidad					
Marco Geológico						
Era, periodo y época	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Inferior-Medio	Cenozoico, Eoceno Medio	Cenozoico, Eoceno Superior
Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos
Play	Eoceno Queen City	Eoceno Queen City	Eoceno Queen City	Eoceno Queen City	Eoceno Cook Mountain	Eoceno Yegua
Régimen tectónico	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)	Extensivo (Fallas Listricas)
Ambiente de depósito	Deltaico Progradante	Deltaico Progradante	Deltaico Progradante	Deltaico Progradante	Marino-Neritico	Planicie costera-abanico de delta
Litología almacén	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino	Areniscas de grano fino
Propiedades petrofísicas						
Mineralogía	Cuarzo, Ortoclasas y Plagioclasas con cementante calcareo					
Saturaciones (%)	54	46	54	54	70	53
Porosidad y tipo (%)	12	16	13	14	21	22
Permeabilidad (mD)	0.03	0.36	0.06	0.11	1.13	20.19
Espesor neto y bruto promedio (m)*	5.25/133	6.63/134	2.74/72	2.64/51	2.31/485	3/663
Relación neta/bruto (%)	4	5	3.8	5.1	0.47	0.45
Propiedades de los fluidos						
Tipo de hidrocarburos	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo
Densidad API						
Viscosidad (cp)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Relación gas - aceite inicial y actual	209 PCN/BN - S/l	S/l	S/l	S/l	S/l	S/l
Bg inicial y actual (pc@cy/pc@cs)	0.0053 - S/l					
Calidad y contenido de azufre	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Presión de saturación o rocío	S/l	S/l	S/l	S/l	S/l	S/l
Factor de conversión del gas	4.6904 Mpc/bbl					
Poder calorífico del gas	1105 BTU/PIE3					
Propiedades del yacimiento						
Temperatura (°C)	68-119					
Presión inicial (kg/cm2)	50-275					

Presión actual (kg/cm ²)	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado	No especificado
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión roca-fluido					
Extracción						
Métodos de recuperación secundaria	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Gastos actuales	1.152 MMpcd de gas Octubre 2019					
Gastos máximos y fecha de observación	14.02 MMpcd de gas Feb-2004					
Corte de agua	59%					

Tabla 4. Características generales de los yacimientos asociados al Campo Picadillo.

(Fuente: Contratista)

Características generales	Queen City-3
Área (km ²)	4.48
Año de descubrimiento	1968
Fecha de inicio de producción	1974
Profundidad promedio (m) (TVDSS)	1874
Elevación o tirante de agua (m)	No Aplica
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	1
Estado actual de pozos	1 Cerrado con Posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	S/I
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Eoceno Inferior Medio
Cuenca	Burgos
Play	Eoceno Queen City
Régimen tectónico	Extensivo (Fallas Listricas)
Ambiente de depósito	Deltaico Progradante
Litología almacén	Areniscas de grano fino
Propiedades petrofísicas	
Mineralogía	Cuarzo, Ortoclasas y Plagioclasas con
Saturaciones (%)	43
Porosidad y tipo (%)	14
Permeabilidad (mD)	1.32
Espesor neto y bruto promedio (m)*	13.81/150.7
Relación neta/bruto (%)	0.092
Propiedades de los fluidos	
Tipo de hidrocarburos	Gas húmedo
Densidad API	S/I
Viscosidad (cp)	N/A
Relación gas - aceite inicial y actual	S/I
Bg inicial y actual (pc@cy/pc@cs)	S/I
Calidad y contenido de azufre	N/A
Presión de saturación o rocío	S/I
Factor de conversión del gas	4.6904 Mpc/bbl
Poder calorífico del gas	1106 BTU/PIE3
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	101
Presión inicial (kg/cm ²)	290
Presión actual (kg/cm ²)	S/I
Mecanismos de empuje principal y	Expansión roca-fluido
Extracción	

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Métodos de recuperación secundaria	N/A
Métodos de recuperación mejorada	N/A
Gastos actuales	N/A
Gastos máximos y fecha de observación	
Corte de agua	

Tabla 5. Características generales de los yacimientos asociados al Campo Carlota.

(Fuente: Contratista)

Características generales	Wilcox
Área (km ²)	S/I
Año de descubrimiento	1966
Fecha de inicio de producción	1966
Profundidad promedio (m) (TVDSS)	2950
Elevación o tirante de agua (m)	No Aplica
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	4
Estado actual de pozos	3 Cerrado sin Posibilidades y 1 Taponado
Tipo de sistemas artificiales de producción	S/I
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Cenozoico, Eoceno Inferior
Cuenca	Burgos
Play	Wilcox
Régimen tectónico	Extensivo (Fallas Listricas)
Ambiente de depósito	Deltaico Progradante
Litología almacén	Areniscas de grano fino
Propiedades petrofísicas	
Mineralogía	Cuarzo, Ortoclasas y Plagioclasas con
Saturaciones (%)	S/I
Porosidad y tipo (%)	S/I
Permeabilidad (mD)	S/I
Espesor neto y bruto promedio (m)*	S/I
Relación neta/bruto (%)	S/I
Propiedades de los fluidos	
Tipo de hidrocarburos	Gas húmedo
Densidad API	S/I
Viscosidad (cp)	N/A
Relación gas – aceite inicial y actual	S/I
Bg inicial y actual (pc@cy/pc@cs)	S/I
Calidad y contenido de azufre	N/A
Presión de saturación o rocío	S/I
Factor de conversión del gas	S/I
Poder calorífico del gas	S/I
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	S/I
Presión inicial (kg/cm ²)	S/I
Presión actual (kg/cm ²)	S/I
Mecanismos de empuje principal y	Expansión roca:fluido
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	N/A
Métodos de recuperación mejorada	N/A
Gastos actuales	N/A
Gastos máximos y fecha de observación	
Corte de agua	

Tabla 6. Características generales de los yacimientos asociados al Campo Llano Blanco.

(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-BG-01/2017 entre la CNH y el Contratista, solicitando la implementación de un Programa Provisional por ser áreas que se encontraban en producción. A raíz de la solicitud del Contratista, se prorrogó la extensión del Programa Provisional mediante la Resolución CNH.E.57.003/18 el 25 de octubre del 2018.

Por escrito de fecha 1 de noviembre 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 las realizadas.

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 de diciembre de 2018 a octubre de 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 Perforaciones/Terminaciones ni Reparaciones Mayores propuestas en el Área Contractual.

El Programa Provisional vigente contemplaba la realización de 4 perforaciones y terminaciones (3 en el Campo Picadillo y 1 en el Campo Carlos), 12 Reparaciones Mayores (6 en el Campo Picadillo y 6 en el Campo Carlos); Además de un gasto total de \$17.78 mmUSD. Para recuperar un volumen es 3.234 miles de millones de pies cúbicos de gas y 37.41 miles de barriles de condensado del 8 de diciembre de 2018 al 7 de diciembre de 2019.

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

Tabla 7. Comparativa entre las actividades físicas del Programa Provisional vigente y del real.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Adicionalmente, Tabla 8 y la Figura 4 muestran el comparativo entre el pronóstico de producción de gas del Programa Vigente y la producción histórica real de gas. Donde podemos observar que con fecha de corte de octubre de 2019 (debido a la fecha de presentación de la Solicitud de Modificación del Programa de Transición), se ha producido aproximadamente 1.4 mmmpc de gas menos que lo programado, lo cual equivale aproximadamente a 59%.

Gasto de Gas mmpcd	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	Total a octubre de 2018 (mmmpc)
Qg Programa provisional	2.36	3.73	4.21	5.16	6.23	6.85	7.60	9.92	11.91	12.59	11.43	2.49
Qg real	2.74	2.68	2.70	3.04	3.31	3.27	3.40	3.33	3.36	3.14	3.12	1.02
Diferencia	0.38	1.05	1.51	2.12	2.92	3.58	4.20	6.59	8.55	9.45	8.31	-59%

Tabla 8 Comparativa entre el pronóstico de gas del Programa Provisional vigente y la producción real.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

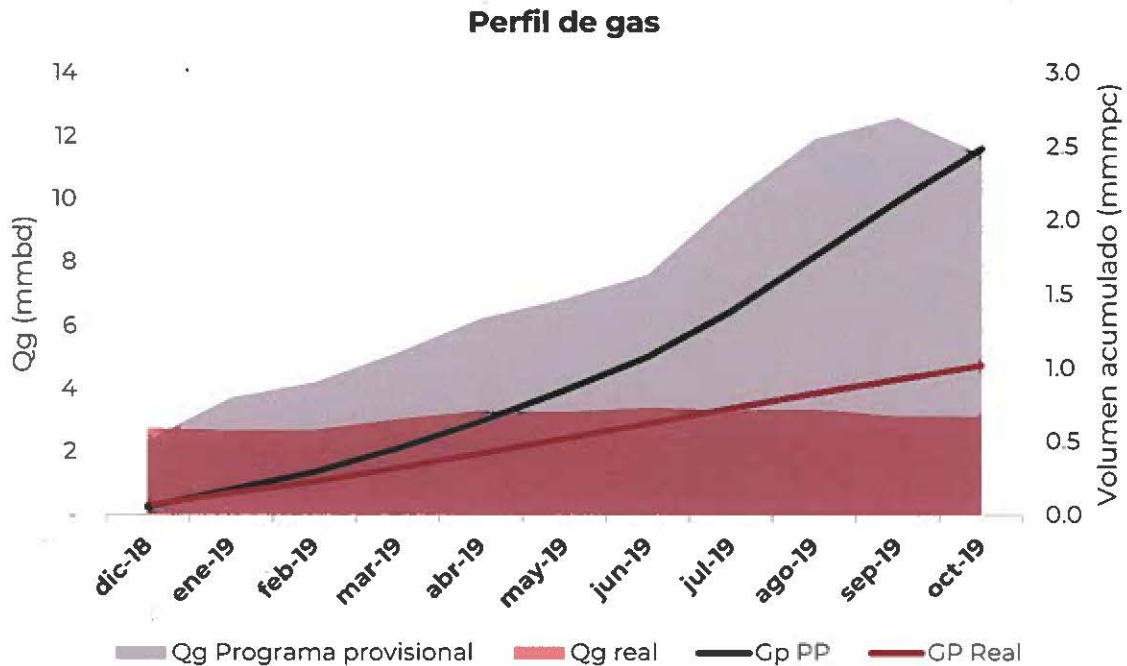


Figura 4. Comparativa entre el Pronóstico de producción de gas del Programa vigente y la producción histórica real.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

La Tabla 9 y Figura 5, muestran el comparativo entre el pronóstico de producción de condensado del Programa Vigente y la producción histórica real. Donde podemos observar que con fecha de corte de octubre de 2019 (debido a la fecha de presentación de la Solicitud de Modificación del Programa de Transición).

[Firma manuscrita]

Gasto de Condensado bd	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	Total a octubre de 2018 (mb)
Qo Programa provisional	14.7	32.6	41.74	54.546	68.63	77.63	88.3	118.57	144.56	153.2	138.69	37.41
Qo Real	10.15	8.3	13.48	24.45	45	30	25.79	29.62	24.14	33.77	34.29	8.43
Diferencia	-4.5	-24.3	-28.2	-30.1	-23.6	-47.6	-62.5	-88.9	-120.4	-119.4	-104.4	-77%

Tabla 9. Comparativa entre el pronóstico de condensado del Programa Provisional vigente y real

(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

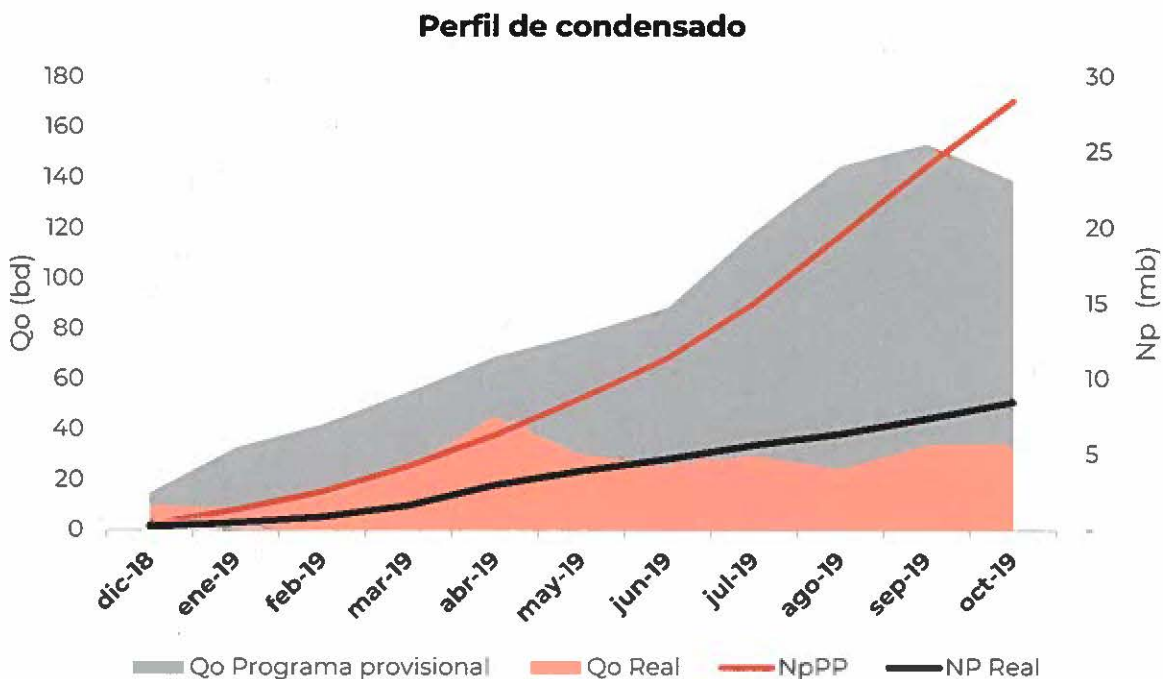


Figura 5. Comparativa entre el Pronóstico de producción de condensado del Programa vigente y la producción histórica real.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

d) Actividades de la Modificación al Programa de Transición

La Modificación al Programa de Transición contempla la realización de 4 perforaciones y terminaciones (Picadillo-502, Picadillo-504, Picadillo-510 y Picadillo-503), así como 4 RMA a pozos existentes (Carlos-117, Picadillo-105, Picadillo-108 y Picadillo-306), Tabla 10.

[Firma manuscrita]
16
4

Actividad	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	Total
Perforaciones y Terminaciones				2	2									4
RMA				2	2									4

Tabla 10. Propuesta actividades mensuales para la Modificación al Programa de Transición.

(Fuente: Información ingresada por el Contratista)

Además de contemplar toma de información, optimización de la producción y de instalaciones y operación y mantenimiento. La Tabla 11 resume las actividades del Programa, así como la inversión considerada.

Características	Programa de Transición
Metas Físicas (Número)	
Perforación y Terminación de Pozos de Desarrollo	4
Reparaciones mayores	4
Producción	
Condensado (mbl)	26.55
Gas (mmmpc)	2.3
Inversiones (mmUSD)	
	10.3
Gastos de operación (mmUSD)	
	5

Tabla 11. Resumen de la Modificación al Programa de Transición.
(Fuente: Contratista)

Las Tabla 12 y Tabla 13 muestran los perfiles de producción de gas y de condensado respectivamente, que contempla la modificación al Programa de Transición. Cabe señalar que dichos gastos para diciembre de 2019 inician el 08 de diciembre y para el mes de diciembre de 2020 concluyen el 7 de diciembre. Figura 6 y Figura 7.

Gasto de Gas mmpcd	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
	3.00	3.45	3.39	5.59	8.28	8.70	8.15	7.66	7.21	6.80	6.48	6.30	6.17

Tabla 12. Pronóstico de producción de gas de la Modificación al Programa de Transición.
(Fuente: Contratista)

Gasto de Condensado bd	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
	32	38	37	65	99	103	96	89	83	78	74	70	68

Tabla 13. Pronóstico de producción de condensado de la Modificación al Programa de Transición.
(Fuente: Contratista)

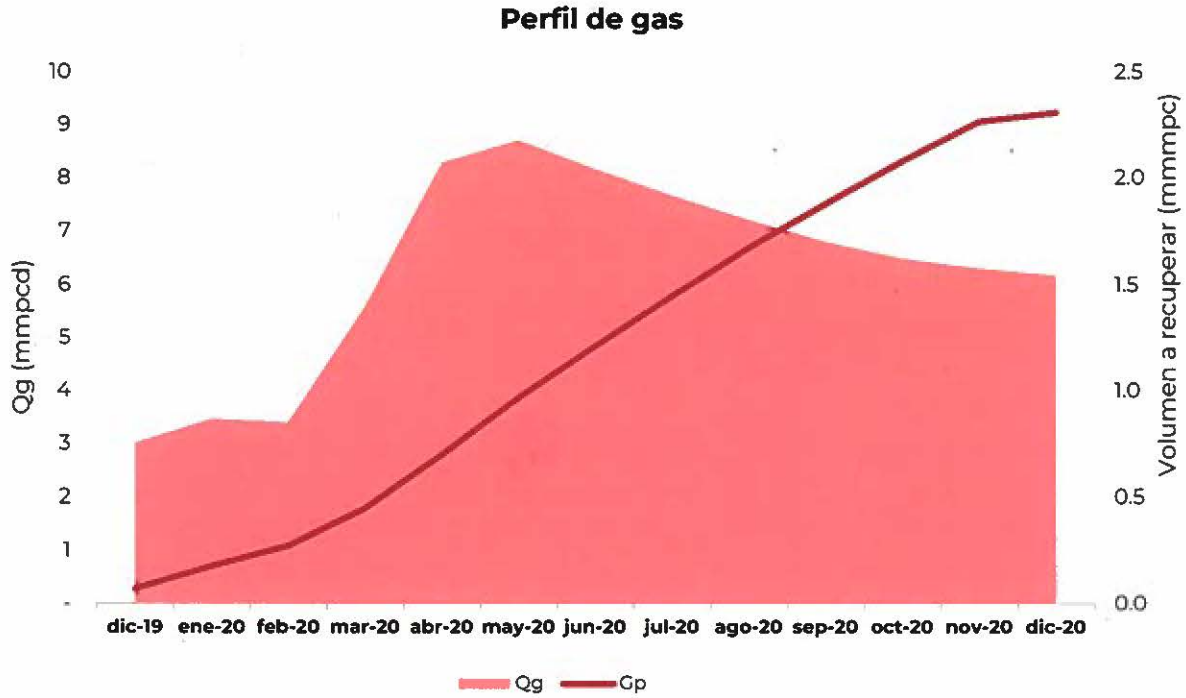


Figura 6. Pronóstico de producción de gas del programa propuesto.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

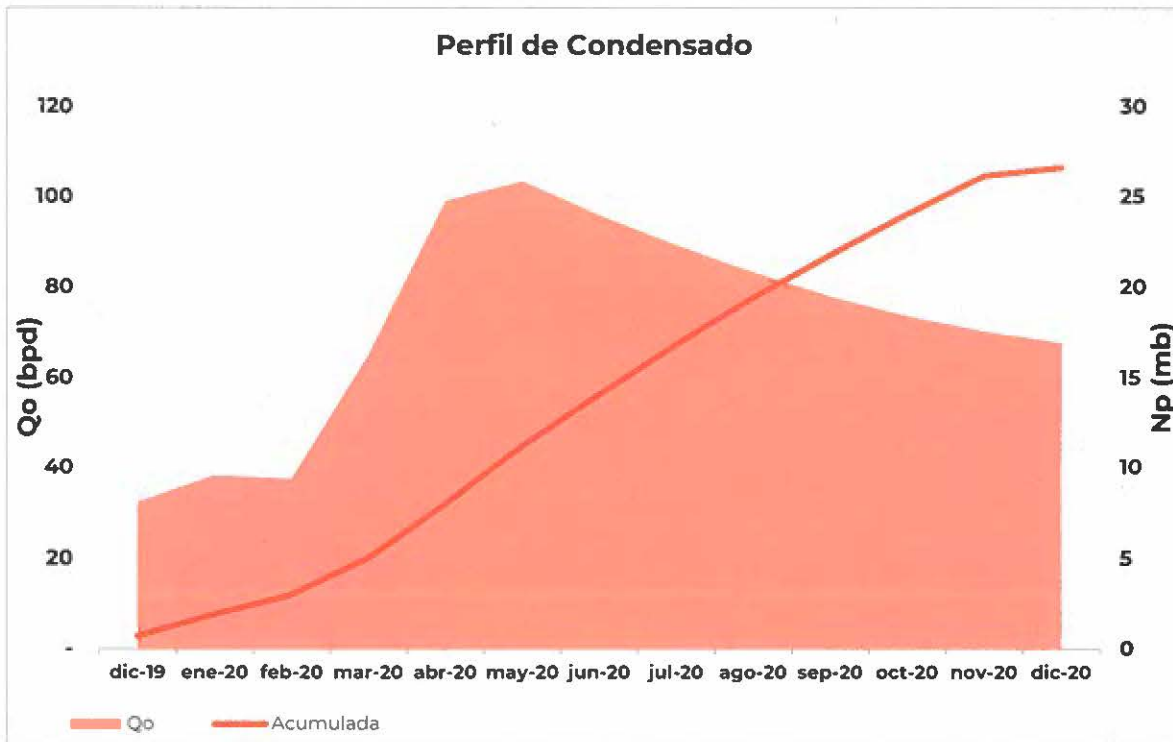


Figura 7. Pronóstico de producción del condensado.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

[Handwritten signatures and initials]

e) Análisis Económico

La opinión económica del Programa de Transición 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.

1. 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 \$10,326,460.48 dólares (67.09%) y \$5,065,102.71 dólares (32.91%) de gastos de operación, lo que representa un costo total de \$ 15,391,563 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).

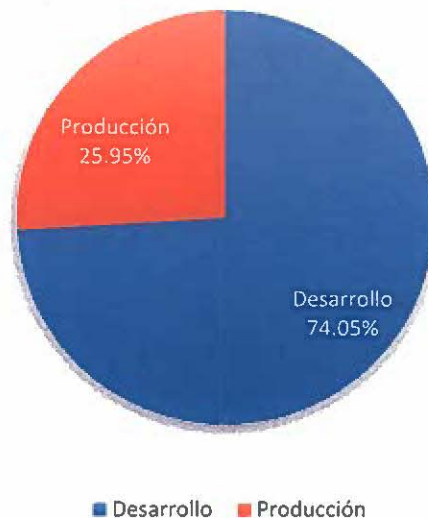


Figura 8. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

[Firma manuscrita]
[Firma manuscrita]
19

Actividad	Sub-Actividad	Total (Dólares)
Desarrollo	General	927,768
	Perforación de Pozos ^a	9,552,400
	Ingeniería de yacimientos	60,000
	Construcción Instalaciones	774,060
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	83,250
Producción	General ^b	499,531
	Pruebas de Producción	59,584
	Operación de Instalaciones de Producción	3,046,509
	Ductos	37,600
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	350,859
Total del Programa de Inversiones		15,391,563

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

- Incluye 150,000 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 14. Distribución del Programa de Inversiones por Sub Actividad Petrolera.
(Fuente: Contratista)

2. 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-L03-BG-01/2017, 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 BG-01 se contempla continuar con la medición en el Punto de Medición provisional aprobado mediante la resolución CNH.E.65.004/17 y mediante el Punto de

Medición Provisional (Condensado) mediante la resolución CNH.E.14.001/19. 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 las resoluciones previamente mencionadas, 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.

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en la modificación al Programa de Transición, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa:

Seguimiento del Programa: 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 15.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforaciones/Terminaciones	4		
RMA	4		

Tabla 15. 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 16.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (mmUSD)	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Costo Total del Programa	\$15.3		

Tabla 16. 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 17. La cual considera los meses de diciembre del 2019 a diciembre del 2020.

	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
Qg MPT	3.00	3.45	3.39	5.59	8.28	8.70	8.15	7.66	7.21	6.80	6.48	6.30	6.17
Qg Real													
Qo MPT	32.43	38.22	37.42	65.17	99.00	103.45	95.84	89.20	83.24	77.88	73.58	70.27	67.74
Qo Real													

Tabla 17. 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-L03-BG-01/2017, sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

Mediante oficio 250.762/2019 con fecha 25 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-BG-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, Artículos 19, 64, 69, fracción I, 70, 71 y 72 fracción I de los Lineamientos 2019 y el Anexo III de los mismos.

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

Con la toma de información contemplada en el Programa de Transición, se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

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 cuatro reparaciones mayores a pozos existentes, lo cual incrementarán la producción.

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.

a) **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 4 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.
- Mantener una optimización constante de los pozos e instalaciones para el mantenimiento de la producción.
- Establecer la estrategia más apropiada para el Plan de Desarrollo para la Extracción, lo cual permitirá maximizar el Factor de Recuperación de hidrocarburos.
- Evaluar la producción de condensados para que sea considerado en los pronósticos del futuro Plan de Desarrollo. Debido a que los gastos reales son mayores a los que se han propuesto.

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.

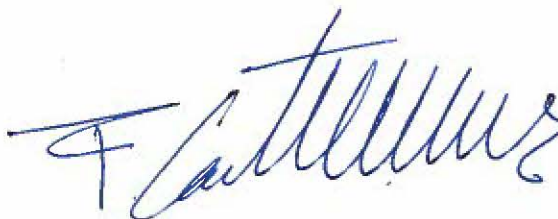


ELABORÓ



ING. PAULINA ANAID ARIAS NACAR
Subdirectora de Área
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 R02-L03-BG-01/2017.