



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de la Modificación al Programa de Transición.

**Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017
(Campo Miguel Hidalgo)**

JAGUAR EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN 2.3, S.A.P.I. DE C.V.

Mayo, 2023



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. INTRODUCCIÓN	3
II. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA CONTRACTUAL	4
III. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA	5
IV. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	6
V. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	7
VI. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN MODIFICADO	8
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DENTRO DEL ÁREA CONTRACTUAL REFERENTE AL CAMPO MIGUEL HIDALGO	8
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	9
C) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PROGRAMA VIGENTE CONTRA LAS REALIZADAS	10
D) ACTIVIDADES DEL PROGRAMA MODIFICADO	11
E) PROGRAMA DE INVERSIONES	14
F) MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	15
f.1) Manejo y Medición de los Hidrocarburos.....	15
f.2) El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.....	17
f.3) Comercialización de los Hidrocarburos.....	17
f.4) Obligaciones del Contratista:.....	19
f.5) Conclusión.....	20
G) APROVECHAMIENTO DE GAS	20
H) INVENTARIO DE ACTIVOS	21
VII. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	22
VIII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO	23
IX. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	24
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país:.....	24
b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:.....	24
c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:.....	24
d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:.....	24
X. RECOMENDACIONES	25

I. Introducción

El presente Dictamen se refiere a la modificación del Programa de Transición del Campo Miguel Hidalgo del Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017 (en adelante, Contrato) correspondiente al Área Contractual TM-01 (en adelante, Área Contractual), , solicitado a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) por Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Jaguar 2.3, Operador o Contratista), con fundamento en el artículo 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) y modificados el 31 de marzo y 20 de agosto de 2021, que a la letra indica:

Artículo 72. De la modificación del Programa de Transición. La solicitud de modificación deberá presentarse mediante el formato APT y su instructivo, adjuntando el documento que integra la modificación al Programa de Transición y acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto, en los siguientes supuestos:

- I. Cuando el Operador Petrolero requiera una ampliación de la vigencia del Programa de Transición, la cual se podrá conceder hasta por un año más, o en el caso de campos marinos podrá concederse hasta por dos años más, deberá realizar la presentación de la solicitud con cuando menos cuarenta días hábiles previos al término de la vigencia de dicho programa.

Al respecto, cabe precisar que el 22 de agosto de 2022, se aprobó el “Acuerdo CNH.E.64.004/2022 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta para efectos administrativos el artículo 72, fracción I, primer párrafo de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos” (en adelante, Acuerdo de Interpretación) por el que la Comisión interpreto la fracción I, del artículo 72 de los Lineamientos, en virtud de que no contenía un trato igualitario, a efecto de que todos los Operadores Petroleros pudieran solicitar una ampliación de la vigencia del Programa de Transición hasta por dos años, con independencia de si se trata de un Campo Marino o no.

En tal sentido, la Comisión estimó necesario interpretar para efectos administrativos la fracción I del artículo 72 de los Lineamientos en virtud de lo cual, los Operadores Petroleros podrán solicitar una ampliación de la vigencia del Programa de Transición hasta por dos años, con independencia de si es Campo Marino o no.

Es importante mencionar que el Contratista cuenta con un Programa de Transición vigente en el Área Contractual, el cual se aprobó el 21 de mayo de 2021, mediante la Resolución CNH.E.36.002/2021 y se modificó el 3 de mayo de 2022 mediante la Resolución CNH.E.36.002/2022, mismo que se encontrará vigente hasta el 04 de junio de 2023.

Cabe hacer mención que los rubros del Programa de Transición que no sufren modificación se mantienen en los términos aprobados por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.36.002/2022 de fecha 3 de mayo de 2022.

Derivado de lo anterior, por escrito recibido en la Comisión el 21 de marzo de 2023, el Contratista presentó la solicitud de modificación del Programa.

II. Identificación del Operador y del Área Contractual

Los datos del Área se muestran en la Tabla 1.

Contrato	CNH-R02-L03-TM-01/2017
Área Contractual	TM-01
Estado y municipio	Veracruz, Gutiérrez Zamora, Papantla y Tecolutla
Superficie	72.393 Km ²
Fecha Efectiva - Firma del Contrato	08 de diciembre de 2017
Vigencia	30 años, a partir de la Fecha Efectiva
Tipo de Contrato	Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Licencia.
Profundidad para extracción	Sin restricción.
Formación y/o Campos	Formación: El Abra Campos: Miguel Hidalgo , Vicente Guerrero y Gutiérrez Zamora

Tabla 1. Datos generales del Contrato.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

El Campo Miguel Hidalgo es productor de aceite y gas asociado en la Formación El Abra.

El Área Contractual TM-01 cuenta con una superficie de 72.393 Km², se encuentra localizada a 1.2 km al oeste de la ciudad de Tecolutla, en el Estado de Veracruz y abarca parte de los municipios de Gutiérrez Zamora, Papantla y Tecolutla, como se muestra en la Figura 1.

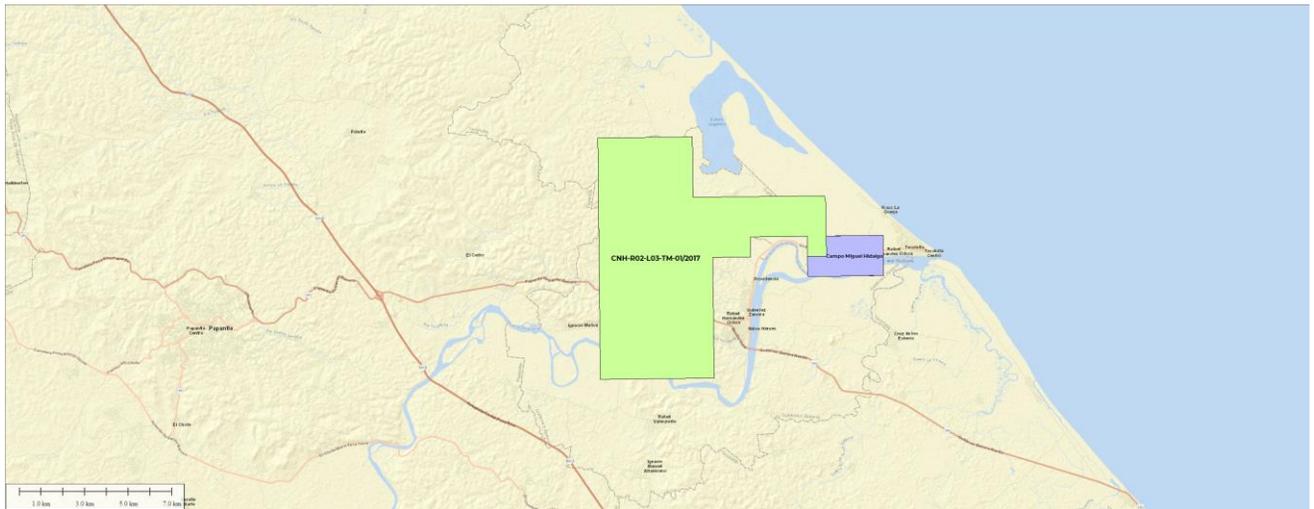


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYwzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjjO19NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBe3mpIDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVsvzPYwX6upVr5RfxjeS6qbYtty1MwOL51AZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

Los vértices que delimitan dicha Área Contractual están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2.

Polígono Área Contractual TM-01		
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97° 06' 30"	20° 31' 28.22"
2	97° 06' 30"	20° 30' 00"
3	97° 3' 2.14"	20° 30' 00"
4	97° 03' 00"	20° 29' 49.68"
5	97° 03' 00"	20° 29' 00"
6	97° 01' 30"	20° 29' 00"
7	97° 01' 30"	20° 28' 00"
8	97° 03' 30"	20° 28' 00"
9	97° 03' 30"	20° 29' 00"
10	97° 05' 00"	20° 29' 00"
11	97° 05' 00"	20° 28' 30"
12	97° 06' 00"	20° 28' 30"
13	97° 06' 00"	20° 25' 30"
14	97° 09' 00"	20° 25' 30"
15	97° 09' 00"	20° 31' 30"
16	97° 06' 30.49"	20° 31' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.

(Fuente: Contrato para la Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Licencia entre Comisión y Contratista).

III. Elementos generales del Programa

Alcance

El Programa de Transición modificado propuesto (en adelante, modificación al Programa, Programa modificado) tiene como finalidad actualizar las actividades preparatorias para la Extracción, mantener la continuidad operativa de los pozos Miguel Hidalgo-8 y Miguel Hidalgo-10 e incorporar a producción los pozos Miguel Hidalgo-18 y Miguel Hidalgo-30, así como tener mayor certidumbre en la posible implementación de un Plan de Desarrollo para la Extracción.

Asimismo, durante la vigencia del Programa propuesto y de acuerdo con las actividades consideradas, se estima alcanzar una producción máxima diaria de 142 barriles por día (en

adelante, BPD)¹ de aceite y 2.73 millones de pies cúbicos diarios (en adelante, MMPCD)² de gas para el mes de noviembre de 2023, incorporando una producción acumulada de 34.23 miles de barriles (en adelante, MB) y 588.96 millones de pies cúbicos (en adelante, MMPC) a partir del inicio de la vigencia del Programa en junio de 2023 y hasta el fin de la vigencia de este a principios de junio de 2024.

Las actividades consideradas para el Programa propuesto a partir de junio de 2023 son las siguientes:

- Producción de los pozos Miguel Hidalgo-8 y Miguel Hidalgo-10.
- Construcción de 3 líneas de descarga (en adelante, LDD) y sustitución de líneas de descarga existentes.
- Realizar 1 reparación menor.
- Realizar 1 reparación mayor.
- Un generador de autoconsumo.
- Instalar equipos para el tratamiento y compresión del gas en la macropera Miguel Hidalgo-400.
- Programa de estudios y toma de información, tales como análisis técnico-económico de oportunidades, aforos, análisis cromatográficos, muestreo de fluidos, análisis de presiones, entre otros.
- Motocompresores a boca de pozo durante la primera etapa de medición de hidrocarburos en los pozos Miguel Hidalgo-8 y Miguel Hidalgo-10.

El Programa modificado considera una inversión de 2.43 millones de dólares (en adelante, MMUSD) y un gasto de operación de 1.68 MMUSD, lo que equivale a un costo total del Programa propuesto de 4.11 MMUSD.

IV. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico del Programa modificado, involucró la participación de cuatro Direcciones Generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDEExt), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica y la Dirección General de Seguimiento de Contratos. 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 y Dictamen Técnico respecto del Programa modificado presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente *CNH:5S.7/1/5/2023 modificación del Programa de Transición del Campo Miguel Hidalgo, asociado al Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017*, de la DGDEExt de esta Comisión.

¹ Producción diaria de aceite, promedio mensual esperado durante el sexto mes del Programa de Transición.

² Producción diaria de gas, promedio mensual esperado durante el sexto mes del Programa de Transición.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYwzKaLqZPk/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zYvFVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjjOI9NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBe3mplDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVr5RfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==



Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.
(Fuente: Comisión)

V. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico

Se verificó que el Programa modificado propuesto por el Contratista sea congruente en la extensión de las actividades aprobadas en el Programa de Transición vigente y que permita realizar actividades de Producción Temprana, con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables 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, 65, 69 fracción II, 70, 71, 72 fracción I y último párrafo, así como el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.

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) publicados en el DOF 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, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa modificado 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, 65, 69, fracción II, 70, 71 y 72 fracción I y último párrafo de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Programa modificado dan cumplimiento a la normativa aplicable durante la vigencia propuesta de hasta un año adicional, la cual se encuentra dentro del límite del Contrato, ya que la vigencia es de 30 años a partir del 08 de diciembre del 2017, prevista en la Cláusula 3.1 del Contrato.

En consecuencia, la Solicitud cumple con los requisitos establecido en el artículo 72, primer párrafo de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Contratista presentó la Solicitud conforme el formato APT y su instructivo en el plazo establecido para tal efecto.
- b) Adjuntó el documento que integra la Modificación al Programa de Transición, de acuerdo con lo establecido en el Anexo III, apartado I.B. y
- c) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

VI. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de Transición modificado

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos dentro del Área Contractual referente al Campo Miguel Hidalgo

Las principales características geológicas, petrofísicas, de propiedades de los fluidos y del yacimiento del Campo Miguel Hidalgo se muestran en la Tabla 3.

Contrato	CNH-R02-L03-TM-01/2017
Campo	Miguel Hidalgo
Yacimiento	El Abra
Área (km²)	5.61
Año de descubrimiento	1954
Fecha de inicio de producción	1954
Profundidad promedio (md)	2,335
Tipo de yacimiento	Aceite y Gas Asociado
Pozos	
Productores	2
Cerrados con posibilidades	12
Cerrados sin posibilidades	-
Taponados	-
Marco geológico	
Era	Mesozoico
Periodo	Cretácico
Época	Medio
Cuenca	Tampico-Misantla
Play	Convencional

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYWzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjiOI9NR7eliU4NacpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBeJmplDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

Régimen tectónico	Margen Pasiva (Plataforma de Tuxpan)
Ambiente de depósito	Plataforma
Litología	Calizas Arrecifales
Propiedades petrofísicas	
Saturación inicial promedio de agua (%)	18
Saturación actual promedio de agua (%)	18
Saturación inicial promedio de gas (%)	15
Saturación actual promedio de gas (%)	15
Porosidad promedio (%)	13
Permeabilidad promedio (mD)	180
Espesor bruto promedio (m)	180
Espesor neto promedio (m)	50
Relación neto/bruto	0.36
Propiedades de los fluidos	
Densidad API	29
Factor de volumen de aceite inicial (Boi)	1.35
Relación de solubilidad inicial (Rsi)	>1.62
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	5.62
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	94.6
Presión inicial (kg/cm²)	3513
Presión actual (kg/cm²)	3500
Mecanismo de empuje principal	Empuje por acuífero y por casquete de gas
Mecanismo de empuje secundario	Expansión roca-fluidos

Tabla 3. Características generales del yacimiento Miguel Hidalgo dentro del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

b) Motivo y justificación de la modificación al Programa de Transición

El Programa de Transición vigente del Campo Miguel Hidalgo fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.36.002/2022 el 03 de mayo de 2022.

Por escrito con fecha del 21 de marzo del 2023 el Contratista ingresó la Solicitud de modificación al Programa de Transición Vigente, ya que ha reevaluado las actividades consideradas en el Programa aprobado y considera necesario continuar estudiando el comportamiento y potencial productivo de los pozos, por lo que solicitó la ampliación de la vigencia del Programa de Transición aprobado por un año para estar en condiciones de dar

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYWzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfkb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjiO19NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBe3mplDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upvR5RfxjeS6qbYtty1MwOL51AZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

cumplimiento a la ejecución de las actividades planteadas en el mismo. Lo anterior con base en los artículos 71 y 72 fracción I de los Lineamientos y el Acuerdo de Interpretación.

c) Comparativo de la actividad física del Programa vigente contra las realizadas

En la Tabla 4 se presenta un comparativo de la producción, actividad física y costos del Programa vigente contra lo real, llevado a cabo por el Contratista de junio de 2022 a febrero de 2023, de dicha tabla se puede observar que los resultados obtenidos a la fecha de presentación del Programa modificado propuesto se encuentran por debajo de lo programado.

Concepto	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	Total
Qo (Mb) Programa vig.	1.12	1.13	2.96	4.59	4.62	4.35	4.39	6.13	6.80	36.08
Qo (Mb) real	1.35	1.457	2.356	1.77	1.209	0.75	0.186	0.341	0.14	9.56
Qg (MMpc) Programa vig.	6.31	6.36	71.30	86.37	88.15	84.27	86.04	103.62	104.88	637.30
Qg (MMpc) real	8.55	10.76	11.10	8.94	7.19	0.66	1.09	3.01	3.11	54.40
RMA (número) Programa vig.	-	-	1	1	-	-	-	1	1	4
RMA (número) Real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
RME (número) Programa vig.	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1
RME (número) Real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
LDD (número) Programa vig.	-	-	1	4	-	-	-	1	1	7
LDD (número) Real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
B.S. (número) Programa vig.	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
B.S. (número) Real	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Inversión (MMusd) Programa vig.	0.02	0.00	0.19	0.48	0.00	0.00	0.48	0.19	0.64	1.98
Inversión (MMusd) Real	0.07	0.01	0.00	0.00	0.04	0.07	0.05	0.00	0.00	0.25
Gasto Op. (MMusd) Programa vig.	0.13	0.13	0.12	0.13	0.13	0.13	0.16	0.14	0.13	1.19
Gasto Op. (MMusd) Real	0.11	0.07	0.24	0.06	0.77	0.32	0.28	0.16	0.20	2.22

Tabla 4. Comparación de actividad física y costos contemplados en el Programa vigente vs lo ejecutado.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

El Contratista manifiesta que el atraso en la actividad física se debe principalmente al incremento en el corte de agua del pozo Miguel Hidalgo-8, lo cual ocasionó el cierre temporal de dicho pozo, como consecuencia se postergaron las diferentes actividades consideradas en el Programa vigente y, por consiguiente, una menor recuperación de hidrocarburos, mientras tanto el Contratista continúa evaluando el comportamiento de la producción de los pozos en el Campo Miguel Hidalgo.

d) Actividades del Programa modificado

De acuerdo con la información presentada en el Programa modificado, el Contratista contempla la ejecución de la de la actividad física, inversión, gastos de operación presentados en la Tabla 5 a partir de junio de 2023.

Actividad	Pozo	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	Jun-24*	Total
RMA (número)	MH-18	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
RME (número)	MH-30	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
LDD (número)	MH-8, MH-10, MH-18 y MH-30	-	-	-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	-	4
Equipos de Tratamiento y Compresión	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Inversión (MMUSD)	-	0.017	0.001	0.001	0.001	0.182	2.221	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	2.43
Gasto de Op. (MMUSD)	-	0.081	0.081	0.082	0.082	0.081	0.078	0.200	0.199	0.199	0.199	0.198	0.199	0.003	1.68

Tabla 5. Actividades físicas y costos contemplados en el Programa Modificado propuesto.

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

* La vigencia del Programa es el 4 de junio de 2024

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Programa propuesto, Tabla 6, Figura 3 y Figura 4.

	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24
Qo (BPD)	40.00	38.35	36.77	35.25	33.80	142.41	139.55	136.79	134.12	131.53	129.02	126.60
ΔNp (MB)	1.20	2.39	3.53	4.59	5.63	9.91	14.23	18.47	22.36	26.44	30.31	34.23
Qg (MMPCD)	0.15	0.15	0.14	0.13	0.13	2.73	2.70	2.68	2.66	2.64	2.62	2.61
ΔGp (MMPC)	4.54	9.05	13.40	17.45	21.48	103.23	187.06	270.24	347.48	429.43	508.17	588.96

Tabla 6. Pronósticos de producción estimados en el Programa propuesto.

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYWzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjjO19NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjJfPX0mJBBeJmpIDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

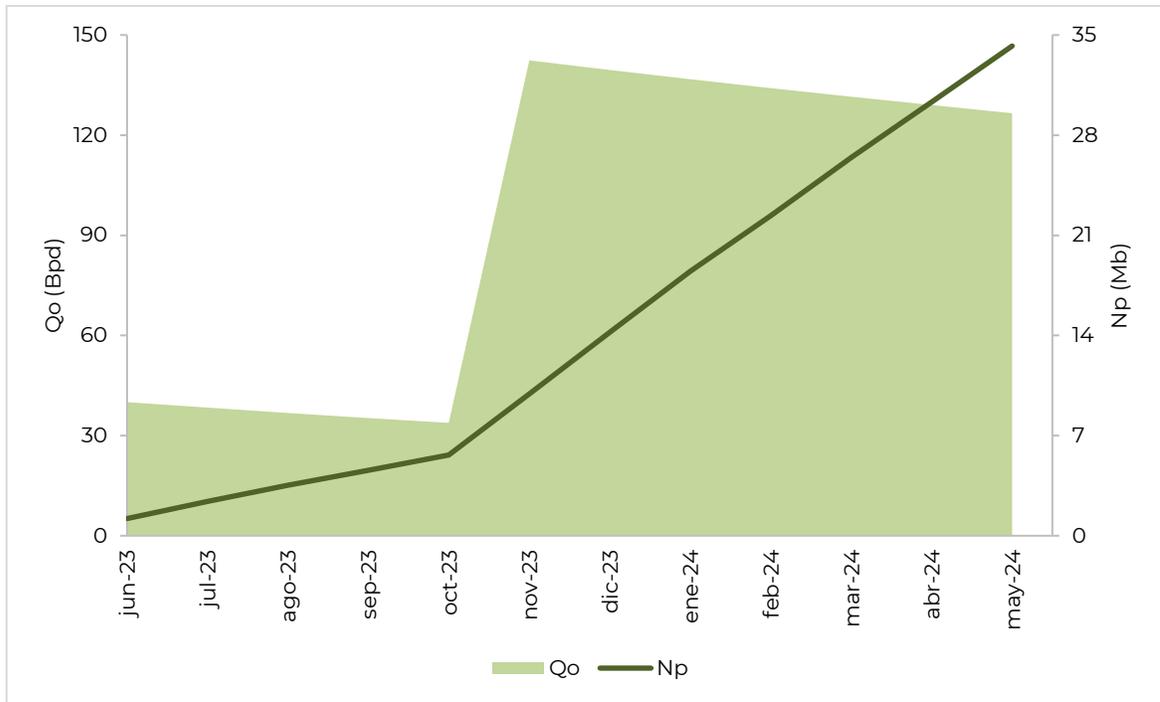


Figura 3. Pronóstico de producción de aceite del Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

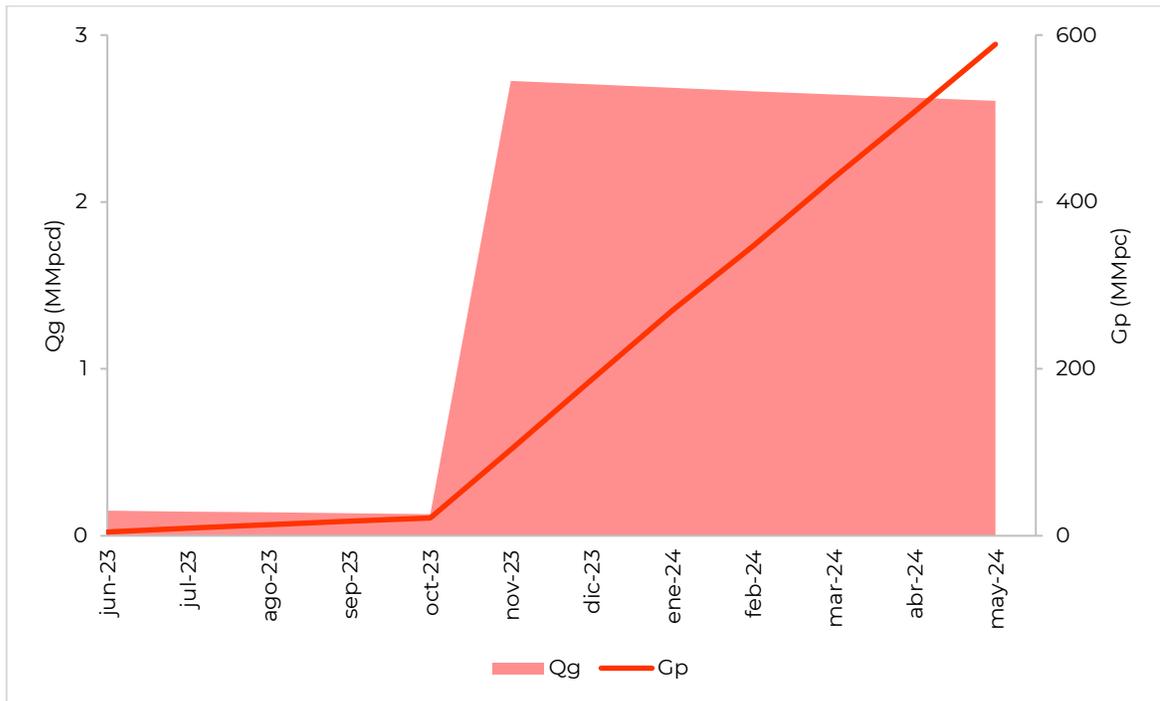


Figura 4. Pronóstico de producción de gas del Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYWzKaLqZPk/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjjOI9NR7elliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBBeJmplDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSlZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsRn0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

Perforación de Pozos

Durante la ejecución del Programa propuesto no se contempla la perforación de pozos, solo se manejará la producción base de los pozos Miguel Hidalgo-10 y Miguel Hidalgo-8, así como la entrada a producción de los pozos Miguel Hidalgo-18 y Miguel Hildago-30.

Ductos e infraestructura

Para el Programa propuesto se considera la construcción de la siguiente infraestructura.

- 3 LDD a construir que salen de los pozos Miguel Hidalgo-8, Miguel Hidalgo-18 y Miguel Hidalgo-30.
- Sustituir LDD que salen de los pozos Miguel Hidalgo-10 y Miguel Hidalgo-13.
- 1 estación de equipos de tratamiento y compresión de gas.

Dicha infraestructura se utilizará para transportar los fluidos hasta la macropera del pozo Miguel Hidalgo-400.

Toma de Información o estudios

Con la finalidad de obtener la información necesaria para el análisis y los estudios del comportamiento y potencial productivo de los pozos, así como maximizar el factor de recuperación del yacimiento, en la Tabla 7 se observa el cronograma de estudios y toma de información.

Actividad	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	Total
Aforos (número)	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	19
Análisis cromatográfico (número)	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	19
Análisis de presiones/Ecómetros (número)	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	19
Muestreo de fluidos (número)	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	19
Análisis Técnico-Económico de oportunidades (número)	-	-	2	1	-	1	-	1	2	2	-	-	9
Certificación de reservas	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1

Tabla 7. Estudios y toma de información a ejecutar durante la duración del Programa.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

e) Programa de Inversiones

En la tabla 8 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Programa de Transición presentado por el Contratista, desglosado por “Actividad” y “Sub-Actividad”, de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

El Programa de Inversiones de la solicitud de aprobación al Programa de Transición contempla la erogación de 4.11 millones de dólares de junio de 2023 a junio de 2024 que corresponden a la Actividad Petrolera de Producción, distribuidos en 1.68 millones de dólares de gasto de operación y 2.43 en inversión.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	Monto (USD)
Producción	Construcción Instalaciones	1,720,019.00
	General	387,145.37
	Ingeniería de Yacimientos	2,325.00
	Intervención de Pozos	680,746.00
	Operación de Instalaciones de Producción	1,164,436.00
	Pruebas de Producción	140,790.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	18,000.00
Total general		4,113,461.37

Tabla 8. Desglose del Costo Total del proyecto (USD)

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

Consistencia de la Información de la Solicitud de aprobación

Derivado del análisis de la información presentada por el Operador se identificó que el Programa de Inversiones presentado es consistente con las actividades físicas propuestas en el Programa de Transición modificado.

Conclusión del Programa de Inversiones

Se concluye que la información presentada es congruente con las metas físicas del Programa de Transición modificado, asimismo el Programa de Inversiones fue presentado de conformidad con los Lineamientos.

f) Medición de la producción de Hidrocarburos

f.1) Manejo y Medición de los Hidrocarburos

Para El manejo y medición de los hidrocarburos el Contratista contempla realizar mediante dos etapas (etapa 1 y etapa 2) la continuidad operativa del Campo, las cuales consisten en lo siguiente:

Etapa 1. El Contratista propone la continuidad operativa de los pozos Miguel Hidalgo-8 y Miguel Hidalgo-10, por lo que la medición de la producción continuará realizándose conforme a lo aprobado para la etapa 1 mediante las Resoluciones CNH.E.36.002/2021 y CNH.E.36.002/2022 de fecha 21 de mayo de 2021 y 3 de mayo de 2022 respectivamente, ver figura 5.

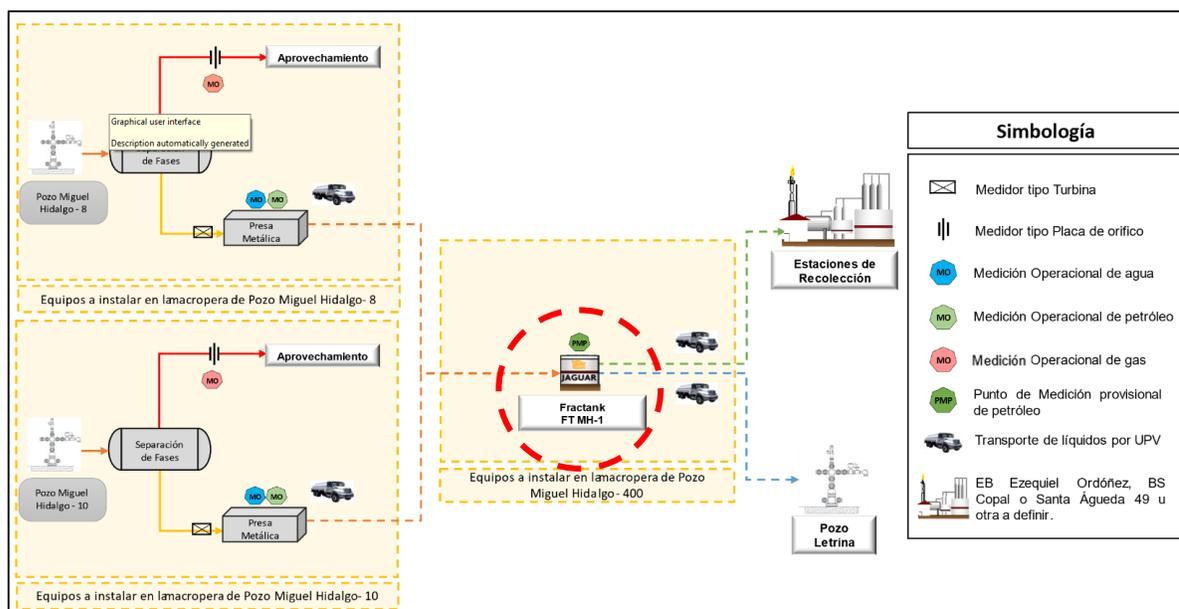


Figura 5. Manejo y medición de los hidrocarburos para la etapa 1 del Programa de Transición propuesto. (Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

Etapa 2. El Contratista manifestó que esta etapa iniciaría una vez que entren en operación las LDD de los Pozos Miguel Hidalgo 8 y 10 consideradas para el mes de octubre de 2023, así como las LDD de los Pozos Miguel Hidalgo-18 y 30 para el mes de noviembre, ver tabla 9.

Actividad	Pozo	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	Jun-24*	Total
LDD	MH-18	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
LDD	MH-10	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
LDD	MH-18	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1
LDD	MH-30	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	1

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9AG6PPYwzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGPnX09zYvFVMTrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjiO19NR7elliU4NacpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBBe3mplDm/pgS1CdvFckjij0xEQ9vNrvsvzPYwX6upVrSRfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1W5ngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

Tabla 9. Cronograma asociado con la Construcción de las Líneas de Descarga de los Pozos del Campo Miguel Hidalgo

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

* La vigencia del Programa es el 4 de junio de 2024

En la etapa 2, la producción se dirigirá desde los pozos hacia la macropera Miguel Hidalgo-400 por medio de las LDD, instalándose equipos para realizar la separación de las fases, mientras que el gas separado se cuantificará por medio de un Sistema de Medición del tipo Placa de Orificio identificado con el TAG PO MH-1, el cual fue aprobado como Punto de Medición provisional mediante la Resolución CNH.E.36.002/2021 de fecha 21 de mayo de 2021, previo a su comercialización y autoconsumo.

El Petróleo separado será enviado hacia el Punto de Medición provisional, el cual será el mismo que para la etapa 1 en el Fractank FT MH-1, finalmente dicho hidrocarburo se continuará enviando a las instalaciones de Pemex Exploración y Producción previamente mencionadas y el agua se dirigirá a pozos letrina por medio de autotanques, cabe señalar que el agua se cuantificó en el Fractank en conjunto con el petróleo, ver figura 3.

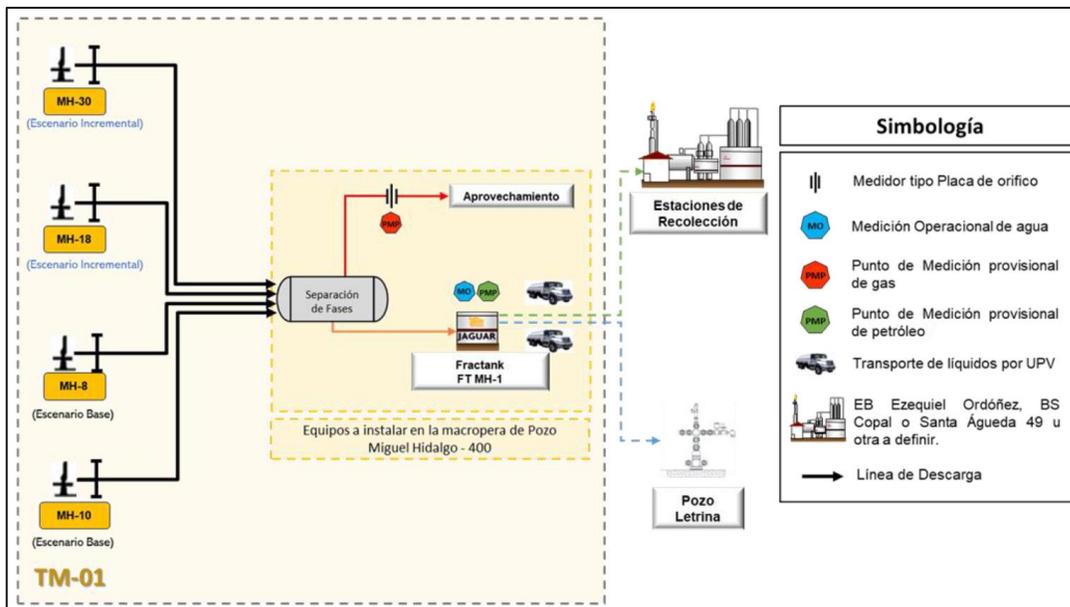


Figura 6. Manejo y medición de los hidrocarburos para la etapa 2 del Programa de Transición propuesto. (Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

Es importante señalar que el Contratista manifestó realizar aforos a cada uno de los pozos de forma trimestral, señalando que realizarán el arrendamiento de los instrumentos de medición los cuales podrán variar dependiendo de la disponibilidad.

Adicionalmente, el Contratista manifestó que ya no harán uso de los Puntos de Medición provisional para Condensado previamente aprobados mediante la Resolución CNH.E.36.002/2022 de fecha 3 de mayo de 2022.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYwzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGPnX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjjOI9NR7elliU4NacpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBe3mpIDm/pgS1CdvFckjij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

f.2) El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

El Operador contempla llevar a cabo en dos etapas la medición de hidrocarburos del Área Contractual CNH-R02-L03-TM-01/2017. En la primera etapa se considera la producción de los pozos Miguel Hidalgo-8 y Miguel Hidalgo-10, la cuantificación del gas se realizará mediante un medidor tipo Placa de Orificio instalado a la salida de los separadores a boca de pozo, mientras que el petróleo será transportado por Unidades de Presión y Vacío (UPV) a la macropera del pozo Miguel Hidalgo-400, donde se encuentra ubicado el Punto de Medición provisional.

El contratista tiene contemplado iniciar la segunda etapa de medición en noviembre de 2023, una vez que sea concluida la instalación de las LDD desde los pozos Miguel Hidalgo-8, 10, 18 y 30 hasta la macropera del pozo Miguel Hidalgo-400. La producción de los pozos del Campo Miguel Hidalgo se enviará a la macropera del pozo Miguel Hidalgo-400, una vez separados los fluidos, el gas será cuantificado a través del medidor tipo placa de orificio PO MH-1, mientras que el petróleo se recolectará y medirá a través del Punto de Medición provisional identificado como FT MH-01, finalmente el petróleo será transportado a través de UPV´s hacia los puntos de entrega y comercialización.

El Contratista manifestó que el uso del Punto de Medición provisional de condensado del pozo MH-30 aprobado previamente, dejará de ser considerado para su utilización bajo el esquema y las condiciones operativas actuales.

Para la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Contratista considera realizar muestreos mensuales de petróleo en el Punto de Medición provisional, es decir, en el fracktank instalado en la macropera del pozo MH-400. Para el caso del gas, las muestras mensuales serán tomadas a la salida del separador en las macroperas de los pozos MH-8 y MH-10 durante la Etapa 1, mientras que para la segunda Etapa la toma de muestras será realizada a la salida de la separación de fases en la macropera del pozo MH-400. Todas las muestras serán enviadas para ser analizadas en un laboratorio debidamente acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación.

f.3) Comercialización de los Hidrocarburos

En lo que respecta al petróleo proveniente del Campo Miguel Hidalgo la estrategia comercial para su comercialización se basará en realizar la recolección y medición de petróleo en los fractanks de la macropera Miguel Hidalgo-400, para su posterior transporte mediante UPV´s hacia alguna de las instalaciones siguientes:

- Estación de Bombeo Ezequiel Ordoñez
- Estación de Bombeo Santa Águeda-49
- Batería de Separación Copal.

En lo que respecta al gas producido en la segunda etapa de medición una vez recolectado y medido en la macropera Miguel Hidalgo-400 se comercializará mediante el uso de gasoductos virtuales de gas natural comprimido con algún tercero con el cual el Operador logre un acuerdo de compraventa.

En lo que respecta a la calidad esperada del petróleo a ser comercializado, se espera que se encuentre dentro de los parámetros siguientes:

Campo	Miguel Hidalgo
Gravedad API	28 - 36
Azufre %	1.3 – 1.8

Tabla 10. Calidad esperada del aceite.

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

Por otro lado, la calidad del gas a ser comercializado rondará dentro de los parámetros siguientes:

Componente	Miguel Hidalgo (%Mol)
Metano	80.693
Etano	3.903
Propano	4.105
n-Butano	1.257
i-Butano	0.930
n-Pentano	0.346
i-Pentano	0.401
C6+	0.363
CO ₂	3.505
H ₂ S	1.689
N ₂	2.589
O ₂	0.221
Total	100

Tabla 11. Calidad esperada del gas.

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

Respecto de la ubicación de los puntos de venta se señala que tanto para el petróleo como para el gas en el escenario incremental estos se ubicarán en la macropera del pozo Miguel Hidalgo-400, para posteriormente ser transportado mediante UPV a alguna de las estaciones consideradas (BS Ezequiel Ordoñez, EB Santa Águeda-49 o BS Copal).

Por otra parte, los mecanismos para el precio de venta del petróleo y gas se basan en un precio de referencia, el cual se multiplica por una constante de rendimiento y se restan unos costos logísticos y un margen comercial.

En cuanto a los costos logísticos del petróleo, se espera que estos rondan entre 1.50 y 2.0 [USD/Barril], mientras que para el gas se espera que el costo sea aproximadamente 30% del precio marcador de gas Henry Hub.

Por último, se señala que no se visualiza la construcción de instalaciones de comercialización adicionales a las utilizadas para el manejo y transporte de los hidrocarburos del punto de medición al destino final donde se entregarán al Comprador respectivo.

f.4) Obligaciones del Contratista:

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la modificación al Programa de Transición por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
2. El Contratista deberá reportar la producción de los volúmenes de hidrocarburos del Campo Miguel Hidalgo, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
3. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos líquidos y gas producidos en el Campo Miguel Hidalgo, deberá de presentarse de manera mensual y estar acompañado por los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción de cada pozo del Campo Miguel Hidalgo, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido, así mismo, en caso de que ocurran eventos o contingencias operativas, se deberá de reportar a la comisión en los formatos correspondientes.
4. La información de producción y balance de los Hidrocarburos del Campo Miguel Hidalgo deberá de presentarse de manera mensual en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
5. El Contratista deberá llevar a cabo un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
6. El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los diagnósticos, programas, procedimientos correspondientes a los Puntos de Medición provisional.
7. En caso de que el Contratista no logre realizar el autoconsumo de la totalidad del gas producido para la etapa 1 y plantee realizar modificaciones al manejo de dicho hidrocarburo, así como actividades de comercialización, deberán de someter a aprobación de la Comisión un Punto de Medición provisional para Gas cumpliendo con lo establecido en el artículo 42 BIS de los LTMMH.
8. De conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas, que en su caso requiera el Programa de Transición, en relación con el Punto de Medición provisional aprobado, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas

en los artículos 52 y 53 de los LTMMH. Por lo que para el caso de que el Contratista requiera o solicite la aprobación o modificación de un Punto de Medición provisional este deberá solicitarse a través de una solicitud de modificación del Programa de Transición o como una modificación del Punto de Medición provisional, cumpliendo con lo establecido en el Artículo 42 Bis. y/o artículo 42 Quater de los LTMMH.

f.5) Conclusión

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para los Hidrocarburos a producir en el Campo Miguel Hidalgo, contemplando la medición de los hidrocarburos mediante dos etapas, donde la etapa 1 contempla la continuidad de la medición de los Pozos Miguel Hidalgo 8 y 10 mediante el Sistema ubicado en la Macropera Miguel Hidalgo 400, donde el Fractank identificado mediante el TAG FT MH-1 será el Punto de Medición provisional para petróleo y para la etapa 2 una vez que se encuentren operando las LD de los Pozos, continuarán midiendo en el Punto de Medición provisional para Petróleo previamente descrito, así mismo entrará en operación el Punto de Medición provisional para Gas en el Sistema de Medición del tipo Placa de Orificio identificado mediante el TAG PO MH-1, los cuales fueron aprobados mediante la Resolución CNH.E.36.002/2021 de fecha 21 de mayo de 2021, con lo cual se da cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 42 Bis de los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, identifica que la propuesta cumple con la identificación, Ubicación, Responsable Oficial, Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, el Programa de Diagnósticos, así como a lo referido en el artículo 43, fracción IV de los LTMMH, concluyendo que la propuesta es técnicamente viable para la continuidad operativa de la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir durante la modificación al Programa de Transición de Campo Miguel Hidalgo.

g) Aprovechamiento de gas

El Programa propuesto contempla una meta de aprovechamiento de gas de 100% durante todo el año de su vigencia, lo anterior debido a que el Operador aprovechará el total del gas producido mediante autoconsumo durante los primeros 5 meses y a partir de noviembre de 2023 el Contratista contempla utilizar parte del gas producido como autoconsumo y la otra parte como transferencia mediante semi-remolques especialmente habilitados.

Lo anterior, en cumplimiento a lo indicado en el artículo 14, fracción II, inciso a) de las “Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos” (en adelante, Disposiciones Técnicas).

En la Tabla 12 se presenta la meta de aprovechamiento de gas mensual para la vigencia del Programa.

Programa de Gas (MMpcd)	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24
Producción de gas	0.15	0.15	0.14	0.13	0.13	2.73	2.70	2.68	2.66	2.64	2.62	2.61
Autoconsumo	0.15	0.15	0.14	0.13	0.13	0.28	0.27	0.27	0.26	0.26	0.25	0.25
Bombeo Neumático												
Conservación												
Transferencia	-	-	-	-	-	2.45	2.43	2.42	2.40	2.39	2.37	2.36
Gas Natural no aprovechado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% de Aprovechamiento	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabla 12. Programa de aprovechamiento de gas mensualizado.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

I. Autoconsumo

Se tiene considerado la instalación de motocompresores a boca de pozo del Campo Miguel Hidalgo durante la Etapa 1 de medición. Una vez iniciada la Etapa 2 de medición, es decir, en noviembre de 2023, el Contratista manifiesta que instalará un generador eléctrico, el cual aprovechará parte del gas producido. La energía generada por este equipo se utilizará para satisfacer las necesidades del Área Contractual, entre ellas, alimentar una bomba de inyección de agua congénita a instalar en el pozo Miguel Hidalgo 412. El máximo autoconsumo se tendrá en el mes de noviembre de 2023 con un volumen de 0.275 MMpcd.

IV. Transferencia

A partir de noviembre de 2023 se tiene considerado aprovechar una parte del gas producido a través de la transferencia, el transporte se hará mediante el uso de ductos virtuales.

Lo antes expuesto con fundamento en el artículo 5, fracciones I y IV, de las Disposiciones Técnicas.

h) Inventario de activos

Cabe señalar que lo expuesto en materia de pozos e infraestructura existente en el presente Dictamen Técnico no representa pronunciamiento alguno respecto de lo establecido en el "Anexo 9 Inventario de activos" del Contrato.

VII. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del 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 II de los Lineamientos.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31, fracción XII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME y 100, fracción I, inciso c. de los Lineamientos, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador 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	1		
RME	1		
LDD	4		
Estación de equipos de Tratamiento y Compresión de gas	1		

Tabla 13. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el 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.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción	Construcción Instalaciones	1,720,019.00		
	General	387,145.37		
	Ingeniería de Yacimientos	2,325.00		
	Intervención de Pozos	680,746.00		
	Operación de Instalaciones de Producción	1,164,436.00		
	Pruebas de Producción	140,790.00		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	18,000.00		
Total		4,113,461.37		

Tabla 14. Indicador de desempeño de las erogaciones ejercidas.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador)

iii) Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas a la ejecución de actividades de Producción Temprana para dar continuidad operativa al Campo, a través de reparaciones mayores y menores, la construcción de instalaciones y toma de información, con la finalidad de mejorar el entendimiento del Campo e incrementar el valor económico en el Área Contractual, como se muestra en la Tabla 15. La cual considera el periodo del junio de 2023 a mayo de 2024.

Hidrocarburo	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Ene-24	Feb-24	Mar-24	Abr-24	May-24	Volumen por recuperar (Mb y MMpc)
Producción de aceite programada (bd)	40.00	38.35	36.77	35.25	33.80	142.41	139.55	136.79	134.12	131.53	129.02	126.60	34.23
Producción de condensado real (bd)													
Porcentaje de desviación													
Producción de gas programada (MMpcd)	0.15	0.15	0.14	0.13	0.13	2.73	2.70	2.68	2.66	2.64	2.62	2.61	588.96
Producción de gas real (MMpcd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 15. Indicadores de desempeño de la producción de hidrocarburo líquido y gas en función del volumen de hidrocarburos obtenidos mensualmente.

(Fuente: Comisión con Información presentada por el Operador)

VIII. Sistema de Administración de Riesgo

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Programa, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Programa.

Mediante oficio 250.460/2023 de fecha 26 de abril de 2023, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Operador respecto de la solicitud de aprobación del Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos asociado al Contrato a fin de que determine lo conducente.

Cabe señalar que el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9AG6PYWzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGPnX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjiO19NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjJfPX0mJB3mplDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVsvzPYwX6upVr5RfxjeS6qbYtty1MwOL51AZZzSIzWg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

IX. Sentido del Dictamen Técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa propuesto presentado por el Operador de conformidad con los artículos 39, fracciones I, IV, VI y VII de la LORCME, 19, 65, 69, fracción II, 70, 71, 72, fracción I y último párrafo, así como el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.

Sobre el particular, del análisis técnico realizado, se advierte que el Programa propuesto cumple con lo siguiente:

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

Con la toma de información contemplada en el Programa modificado propuesto, se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país. Lo anterior se cumple a través de 1 RMA, 1 RME, los análisis de hidrocarburos, aforos mensuales, estudios de análisis Técnico-Económico de oportunidades, análisis de presiones, muestreo de fluidos y análisis cromatográficos.

b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:

Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a emplearse para la ejecución de actividades son adecuadas para obtener la información necesaria para dar continuidad operativa y prolongar el tiempo de vida productiva de los pozos, con el fin de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, y de esta manera encontrarse en posibilidades de poder plantear un Plan de Desarrollo para la Extracción.

c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:

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

d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:

El Programa propuesto contempla una meta de aprovechamiento de gas de 100% durante todo el año de su vigencia, lo anterior debido a que el Operador aprovechará el total del gas producido mediante autoconsumo durante los primeros 5 meses y a partir de noviembre de 2023 el Contratista contempla utilizar parte del gas producido como autoconsumo y la otra parte como transferencia mediante semi-remolques especialmente habilitados.

Lo anterior, en cumplimiento a lo indicado en los artículos 5, fracciones I y IV y 14, fracción II, inciso a) de las Disposiciones Técnicas.

X. Recomendaciones

- Actualizar los modelos estático y dinámico para la delimitación de los yacimientos con la información adquirida durante el periodo de Transición.
- 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 los Hidrocarburos.
- Utilizar métodos de seguimiento para el corte de agua y el diseño de tratamientos.
- Llevar a cabo un estricto seguimiento a las condiciones de operación del Pozo (presión en la cabeza del pozo, presión en la línea de descarga, Relación Gas-Aceite, corte de agua, temperatura en la línea de descarga, etc.),, con el objetivo de identificar oportunamente, actividades de optimización a través de intervenciones menores o cambios operativos.

Finalmente, no se omite señalar que de conformidad con el artículo 71, segundo párrafo de los Lineamientos es responsabilidad del Operador Petrolero solicitar la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo estipulado en la Cláusula 6.2 del Contrato, a fin de que cuente con el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, mismo que le permitirá dar continuidad a las Actividades Petroleras dentro del Área Contractual.

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, el Dictamen Técnico en sentido favorable respecto la solicitud de modificación al Programa de Transición para el Campo Miguel Hidalgo, correspondiente al Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017, el cual tendrá una vigencia de hasta un año adicional a partir de junio de 2023, concluyendo el 04 de junio de 2024 o hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYWzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjiO19NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBeJmplDm/pgS1CdvFCckij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

Elaboró

Mtra. Ilse Kareli Moreno Bravo
Subdirectora de Área

Revisó

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

Autorizó

Ing. Rafael Guerrero Altamirano
Titular de la unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37, 39 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 para el Campo Miguel Hidalgo asociado al Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017.

Mtra. Ilse Kareli Moreno Bravo
Subdirección De Seguridad De Operaciones

ELABORÓ

Firma de Ilse Kareli Moreno Bravo
Fecha de Sello Digital: 16/05/2023 01:48:58 p. m.

Sello Digital:

FTJ8j3R7dsY2XQI4FRLalJcvkJWCavjG0/uoWv0csuRrhMED2FbUN5UwwYiG1KOY3I4sfRddhI77HZpThyR2UyZ9/DMDVrWUrprAX/SFk2IgcGwTIC8GCI2cu4t49y5LVC34eoFPtPxNBjoPaj7KGvLuQPGmV4JpL+4hpURTERV3xBcOGIGWbNkBch+PK4F5rWcxfG2WSsfN0DVb+9TVx9KH3alAtxHhu6hXkMjOCKKYt9/Anut10RQ2ApNs9ws7oQ9F2VRwIqTxEMFpWnnYL3pbbTp7WdoWBM5AsvnsDq3XR4fnAoLSQh/g0Z06GXkXx2AqpkGwoGctGjwRdyg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5, fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez

26

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYwzKaLqZPkI/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekiWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtsDM35XOyq5AKsjOI9NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cJjPXP0mJBeJmpIDm/pgS1CdvFckKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxjeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1W5ngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0NPKr6uLnsW5r8sSIQ==

Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 16/05/2023 05:00:06 p. m.

Sello Digital:

RnAbSijYIqqVjWceBj57iTTx9A2P/Q4onLm0lkyD2J1YtPp+hRjv6wzppKSehsPCnrgdPXiWSx9RP6gjnszD5E7E/K07I4kDOrHw3TONuPLWdnalDobyoyqCPoNaEox2ZWm2dd3xqrthNdzoHvFYjwdNTUupn/rFWPhTIX3BbiVbO66JtkVSCiUTg4wkWQd6HghKz7PbGMLY3YZhhBaM1WUURI+nwRjw+vNElpgjrmNAYmYlJBsMA48ga06fkQzFZSUGMnLZHxwXIOk8B9vj5L53ZGLL76TCghnDh3p+IGWuUtXSLaQoeDjFThW0iSfGrb+GG7TuOxCyuSHEbsDEgsA==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Rafael Guerrero Altamirano

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYwzKaLqZPKl/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekIWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjjOI9NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBeJmplDm/pgSICdvFCkKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 18/05/2023 12:49:55 p. m.

Sello Digital:

Czc9lrS7n9A6GPYwzKaLqZPKl/4HCxD+zyTDAeyG13hslPZWYRhaO+/ldt3V2GI8mPekIWfKb+FquYbEZ2b4f2mSBhze56vpV7u4VOUS110F9VWGpNX09zZyVfVMtrrsi+RGWDTndIBQcxGb4MTUm6p8pWtSDM35XOyq5AKsjjOI9NR7eliU4NAcpHQhRyD15k1QzPTzZAx466cjjfPX0mJBeJmplDm/pgSICdvFCkKij0xEQ9vNrVvszPYwX6upVrSRfxeS6qbYtty1MwOL5IAZZzSIZwg/bPK1WSngclU2n7HofPpsL3DD0TprVwCsrN0Pkr6uLnsW5r8sSIQ==