



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A1/2015
Dictamen Técnico de la modificación al Plan
de Desarrollo para la Extracción de
Hidrocarburos

Diavaz Offshore S.A.P.I de C.V.

FEBRERO 2019

CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN	6
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	7
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL ÁREA CONTRACTUAL	7
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	9
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	9
E) CONSIDERACIONES PARA EL DESARROLLO DE LOS CAMPOS/YACIMIENTOS.....	10
F) ACTIVIDADES PROGRAMADAS CONFORME AL ÁREA A DESARROLLAR PARA LA EXTRACCIÓN.....	11
G) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	13
H) LA TECNOLOGÍA A UTILIZAR.....	14
I) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN	15
J) INVERSIONES PROGRAMADAS Y EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	18
K) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	26
L) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	38
M) APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.....	39
N) CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL.....	42
V. LOS INDICADORES DE SUPERVISIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LAS METAS PROGRAMADAS	46
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	49
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	49
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	50
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	50
B) ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	51
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	51
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS	51
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	51
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	51
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	52

I. Datos generales del Contratista

El Contratista promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Modificación) del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015 (Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, del Área Contractual 1 Barcodón (en adelante, Área Contractual), bajo la modalidad de Licencia, es la empresa Diavaz Offshore, S.A.P.I de C.V (en adelante, Diavaz o Contratista).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestran datos generales del Contrato.

Tabla 1. Datos generales del Contratista

Concepto	Descripción
Nombre	Barcodón
Estado y municipio	Altamira, Tamaulipas
Área del Contrato	10.995 km ²
Fecha de emisión / firma	10 de mayo 2016
Vigencia	25 años
Tipo de contrato	Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
Operador	Diavaz Offshore
Profundidad para extracción	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Campo Barcodón Agua Nueva, Tamaulipas Superior, Tamaulipas Inferior
Colindancias	Altamira, Tamaulipas-Constituciones, Ébano, Panuco, Cacalilao

En la Tabla 2, se muestran las coordenadas de los 10 vértices que delimitan el Área Contractual.

El Área Contractual Barcodón **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** abarca una superficie de 10.995 km², se localiza al norte de la ciudad de Altamira, aproximadamente a 20 km.

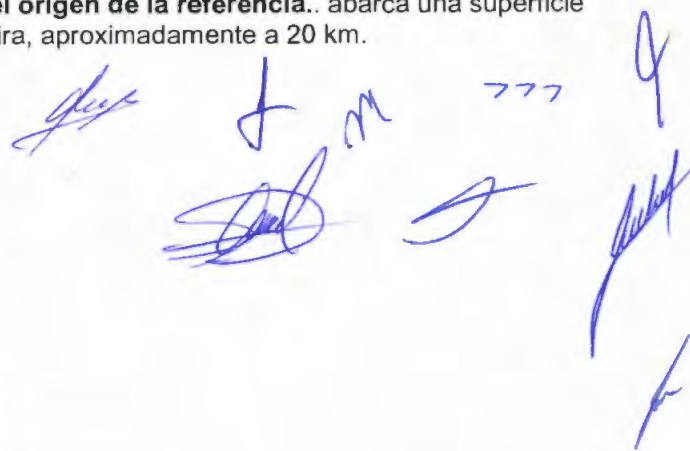


Tabla 2. Coordenados geográficos de los vértices del Área Contractual

Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
1	97° 57' 30"	22° 36' 00"
2	97° 57' 30"	22° 35' 30"
3	97° 57' 00"	22° 35' 30"
4	97° 57' 00"	22° 34' 00"
5	97° 57' 30"	22° 34' 00"
6	97° 57' 30"	22° 33' 00"
7	97° 58' 00"	22° 33' 00"
8	97° 58' 00"	22° 33' 30"
9	97° 58' 30"	22° 33' 30"
10	97° 58' 30"	22° 36' 00"

Fuente CNH.

Figura 1. Ubicación geográfica del Área Contractual Catedrol



Fuente CNH.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista, involucró la participación de cinco unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización, la Dirección General de Reservas y Recuperación Avanzada, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además de, 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 y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia Tecnológica.

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la Modificación presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.001/2017 Modificación al Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

Figura 2. Relación cronológica del proceso de evaluación de la Modificación



Fuente: CNH

III. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Contratista fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de producción propuesto que permitan maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento del Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

La Modificación fue presentada en cumplimiento a la Resolución CNH.E.54.001/16 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos emite los Criterios generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los contratos derivados de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 del 10 de octubre de 2016 (en adelante, Criterios) y consiste en ejecutar actividades no previstas en el Plan vigente, en virtud de que su vigencia se encontraba limitada a la conclusión del Periodo de Evaluación. Por tanto, los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones” (en adelante, Lineamientos) se tienen por cumplidos al presentarse el contenido integral de los requisitos establecidos en los Lineamientos y del Contrato.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 fracción II, de los “Lineamientos, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo.

Al respecto, se advierte que la Modificación cumple con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XI, XII y XIII y el Anexo 2 de los Lineamientos. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en las Cláusulas 5.3, 11.2, 11.3, 14.1, 17.1, 18.3, 18.5 y Anexo 9 de Contrato. Adicionalmente, el Plan de Desarrollo cumple con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' and a vertical line on the right side.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, del Área Contractual A1 Barcodón se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características generales del Contrato

Características generales	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Área (km ²)	6.26	5.94	6.93
Año de descubrimiento	1959	1959	2017
Fecha de inicio de explotación	1959	1959	2017
Profundidad promedio (m)	1350	1175	1080
Elevación o tirante de agua (m)	NA	NA	NA
Pozos	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Número y tipo de pozos perforados	61 Verticales		2 Pozos
Estado actual de pozos	1 Productor Operando - 13 Cerrado sin posibilidad 14 Taponados definitivos	8 Productores Operando 1 Cerrados con posibilidad 14 Cerrados sin posibilidad 10 Taponados temporales	2 Productores Operando
Tipo de sistemas artificiales de producción	NA	NA	NA
Marco Geológico	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Era	Mesozoico	Mesozoico	Mesozoico
Periodo	Cretácico	Cretácico	Cretácico
Época	Barremiano	Cenomaniano /Albiano	Turoniano
Cuenca	Tampico Misantla	Tampico Misantla	Tampico Misantla
Play	Cretácico Fracturas	Cretácico Fracturas	Cretácico
Régimen tectónico	Inversión Tectónica	Inversión Tectónica	Inversión Tectónica
Ambiente de depósito	Pelágico	Pelágico	Pelágico
Litología almacén	Calizas	Calizas	Calizas
Propiedades petrofísicas	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Mineralogía	Calcita	Calcita	Cuarzo-Calcita
Saturaciones	7.50%	10%	50%
	22%	35%	
	Saturación irreductible	Saturación irreductible	Saturación irreductible
Porosidad y tipo	Porosidad Primaria 2-30%	Porosidad Primaria 2-24%	Porosidad Primaria 2-21.8%
	0.1-4mD	0.1-2mD	0.87 mD
Permeabilidad (mD)	Promedio 0.55m	Promedio 0.24mD	Permeabilidad Absoluta
	Permeabilidad Absoluta	Permeabilidad Absoluta	
Espesor neto y bruto promedio (m)	Esp. Bruto 78.78 m	Esp. Bruto 108.46 m	Esp. Bruto 123.83 m
	Esp. Neto 36.99 m	Esp. Neto 51.70 m	Esp. Neto 28.24 m
	Relación N/G: 46.95%	Relación N/G: 47.66%	Relación N/G: 22.80%
Relación neto/bruto (relación porcentual del espesor neto respecto al espesor total).	46.95%	46.66%	22.80%
Propiedades de los fluidos	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro
Densidad API (a Condiciones de Yacimiento -CY y de superficie - CS)	32.7 a CY 19.0 a CS	33.6 a CY 19.1 a CS	- a CY 16.5 a CS

Características generales	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Viscosidad (cp) (a Condiciones de Yacimiento -CY y de superficie - CS)	17.82 cp a CY 460.08 cp a CS	10.13 cp a CY 374.4 cp a CS	-
Relación gas – aceite inicial y actual	45.4	57.1	-
Bo inicial y actual	1.1463 m ³ /m ³	1.1633 m ³ /m ³	-
Calidad y contenido de azufre	0.86 %mol	0.1 %mol	-
Presión de saturación o rocío	142 kg/cm ²	126.9 kg/cm ²	-
Factor de conversión del gas	-	1281.5 BTU / PC	-
Poder calorífico del gas	-	11403.32	-
Propiedades del yacimiento	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Temperatura (°C)	72°C	71°C	70°C
Presión inicial (kg/cm ²)	153 kg/cm ²	135 kg/cm ²	130 kg/cm ²
Presión actual (kg/cm ²)	143 kg/cm ²	133 kg/cm ²	130 kg/cm ²
Mecanismos de empuje principal / secundario	Empuje hidráulico / Expansión Roca Fluido	Empuje hidráulico / Expansión Roca Fluido	Expansión Roca Fluido / Gas en solución
Extracción	Tamaulipas Inferior	Tamaulipas Superior	Agua Nueva
Métodos de recuperación secundaria	NA	NA	NA
Métodos de recuperación mejorada	NA	NA	NA
Gastos actuales	34 bpd a 12/2015	93 bpd a 12/2017	0 bpd
Gastos máximos y fecha de observación	4566 bpd en 02/1961	2483 bpd en 10/1968	327 bpd en 2018
Corte de agua	53% Agua en 12/2017	71% Agua en 12/2017	0% en 2018

Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista

b) Motivo y justificación de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

El Plan de Desarrollo fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.12.002/17 del 07 de abril de 2017, dicho Plan estaba enfocado en la continuidad de operaciones existentes para el momento, atendiendo los Criterios y como resultado de las actividades contempladas en el Programa de Evaluación destacando la perforación del pozo Barcodón-21DES, con el cual se realizó un descubrimiento en la formación Agua Nueva, así como de diversos estudios técnicos realizados durante la ejecución del Programa de Evaluación se presenta la modificación al Plan de Desarrollo.

La Modificación al Plan de Desarrollo, incorpora la perforación de 17 pozos nuevos, 4 Reparaciones Mayores (en adelante, RMA) e infraestructura (inversiones), con un incremento de la producción asociada (con los gastos operativos correspondiente), a la vigencia del Contrato.

El Contratista presentó una estrategia planteada sustentada en lograr las mejores condiciones económicas con foco en la optimización de recursos, además de incorporar aplicaciones tecnológicas y mejores prácticas, todo enmarcado dentro de los estándares de seguridad operativa, salud ocupacional y preservación del medio ambiente, con estricto apego a los lineamientos y normativa aplicable.

La Modificación se enfoca a recuperar el volumen remanente a recuperar en petróleo y gas, alcanzado 10.35 MMB vs 0.15 MMB de aceite del Plan Aprobado y de 8792.61 MMPc vs 84.09 MMPc de gas del Plan Aprobado. Importante resaltar que el Volumen Original de acuerdo con estimaciones DOFF es mayor que el reportado por CNH en 2015, por ello el factor de recuperación es menor, considerando una mayor recuperación total de hidrocarburos.

c) Volumen original y Reservas de Hidrocarburos

A continuación, se presenta el cálculo estimado de volumen original, producción acumulada y reservas, realizados por el Contratista, para los yacimientos Agua Nueva, y Tamaulipas Superior, con base en los resultados de las actividades, llevadas a cabo durante el periodo de evaluación, así como la producción acumulada al 31 de diciembre de 2018, la información se muestra en la Tabla 4. En el caso del aceite las unidades son millones de barriles (MMb) y en el caso del gas miles de millones de pies cúbicos (MMMpc).

Tabla 4. Estimación de volumen original y reservas de aceite y gas del Área Contractual de aceite y gas al 31 de diciembre de 2018

Área Contractual	Categoría	Volumen original		Reservas remanentes			Producción acumulada al 31 de diciembre de 2018	
		Aceite	Gas natural	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas
		MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMbpce	MMb	MMMpc
Barcodón	1P	312.18	110.75	10.3	8.8	12.06	12.11	8.2
	2P	312.18	110.75	10.3	8.8	12.06		
	3P	312.18	110.75	10.3	8.8	12.06		

Fuente: Contratista

Derivado de los resultados obtenidos con las actividades del Plan de Evaluación, consistente en la perforación exitosa de un pozo y la adquisición y caracterización de datos geofísicos, geológicos y de producción, el Contratista realizó una nueva estimación del volumen original, teniendo como resultado un incremento en 146.7 MMb de aceite y 62.4 MMMpc de gas natural.

Con las nuevas estimaciones del volumen original y del volumen a recuperar, los factores de recuperación del Plan aprobado con respecto al Plan modificado considerando la reserva 3P, reducen de 9.4% a 7.19 % para el caso del aceite y de 20.5% a 15.36% para el caso del gas natural. Sin embargo, se recuperan 6.9 MMb de aceite y 7.1 MMMpc de gas natural adicionales, lo anterior porque hay un incremento en el volumen original.

d) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo

En la modificación al Plan de Desarrollo, se presenta el análisis de 3 alternativas para continuar con la extracción de hidrocarburos, a continuación, se presentan de manera resumida los resultados y la alternativa elegida, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación en condiciones técnicas y económicamente viables.

Todas las propuestas están enfocadas al desarrollo del yacimiento Agua Nueva como objetivo principal y el yacimiento Tamaulipas Superior como objetivo secundario. En la Figura 3, se muestra el comparativo de los pronósticos de producción de las 3 alternativas.

En la Tabla 5, se muestra un comparativo de las 3 alternativas.

Tabla 3. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Actividad física	4 RMA y 17 Perforaciones	4 RMA y 17 Perforaciones	4 RMA y 17 Perforaciones
Máximo Producción Aceite/gas	1.8 MBpd / 1258 Mpcd	3.4 MBpd / 2695 Mpcd	4.1 MBpd / 3325 Mpcd
Incorporación de reservas petróleo/gas	4.5 MM Bbl / 3.4 MMMpc	9.0 MM Bbl / 7.3 MMMpc	10.3 MM Bbl / 8.8 MMMpc

Gastos de Operación *	24.1 MM USD	27.7 MM USD	24.7 MM USD
Inversiones **	46.2 MM USD	52.6 MM USD	52.6 MM USD
Tecnología	Pozos verticales	Pozos horizontales	Pozos horizontales
VPN MM\$	110.83	258.91	301.03
VPI MM\$	36.79	42.43	41.46
VPN/VPI \$/\$	3.01	6.10	7.26
RBC \$/\$	4.21	7.37	8.94
TIR %	217.7%	703.0%	567.0%

Nota: Escenario Medio

* Incluye Gastos No Operativos

** Incluye Abandono

Fuente: Contratista

La Alternativa 1 considera el desarrollo con pozos verticales lo cual requiere ubicar coordenadas de los pozos en superficie para poder alcanzar los puntos de drenaje en el subsuelo; para ello se requieren la construcción de plataformas nuevas, líneas de descargas nuevas, caminos de accesos nuevos, lo cual encarece la Alternativa 1. La Alternativa 3 presenta como estrategia el desarrollo con pozos horizontales, donde el costo de perforación resulta más elevado, pero se aprovechan plataformas, caminos y líneas existentes y que permiten alcanzar los puntos de drenaje en el subsuelo con una trayectoria horizontal, permitiendo al Contratista optimizar los costos de la Alternativa 3 con respecto de la Alternativa 1, así como recuperar mayor volumen de Hidrocarburos.

e) Consideraciones para el desarrollo de los campos/yacimientos

El Escenario Modificado del Plan de Desarrollo del ACB se fundamenta principalmente en el desarrollo del yacimiento Agua Nueva AGNV, recientemente evaluado en el pozo descubridor Barcodón-21DES y actividades estratégicas para la definición del potencial remanente de TMLPS.

Para la Formación Agua Nueva AGNV se presenta una estrategia para la extracción de las reservas estimadas para este yacimiento mediante 17 pozos horizontales, y dos reparaciones mayores. Para la Formación Tamaulipas Superior TMLPS se plantea la reparación mayor estratégica de los pozos Barcodón-21 y Barcodón-111, que se encuentran en un bloque aislado de menor afectación de fallas altamente conductivas responsables de procesos de canalización de agua de formación y en posiciones altas estructuralmente.

Los resultados obtenidos durante el Periodo de Evaluación están siendo analizados por el Contratista, en busca de alternativas tecnológicas de control de agua en TMLPS y TMLPI mientras se desarrollan las reservas de AGNV.

Considerando los resultados del Plan de Evaluación con relación la prueba de potencial del yacimiento AGNV en el pozo Barcodón-21DES, toma de información de registros, análisis de los datos sísmicos 3DHD del estudio sismológico Barcodón3D y la evaluación de petrofísica avanzada para carbonatos naturalmente fracturados hecha para AGNV, así como los objetivos tradicionales TMLPS y TMLPI, el Contratista presenta estimaciones propias de volumen original, reservas remanentes, producción acumulada y factores de recuperación que sustentan la Modificación.

f) Actividades programadas conforme al área a desarrollar para la extracción

El Plan de Desarrollo Aprobado presenta la continuidad operativa de los pozos: Barcodón106, Barcodón-108, Barcodón-109, Barcodón-126, Barcodón-130, Barcodón-141, Barcodón-145, Barcodón-156, Barcodón-111, Barcodón-21DES y Barcodón-1DES, con producción mayor a su límite económico.

La estrategia del Contratista para explotar el campo consiste en perforar 17 pozos en la formación Agua Nueva, 2 RMA con objetivo Agua Nueva y 2 RMA con objetivo Tamaulipas Superior, de acuerdo con el calendario que se muestra en la Tabla 6. El Plan Vigente no incluye perforación de pozos o realización de reparaciones mayores, por lo que la Modificación representa un incremento de 17 pozos y 4 RMA's.

Tabla 6. Actividad física de la Modificación.

Actividad, sub-actividad o tarea	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perforación y terminación	1	11	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparación Mayor	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Actividad, sub-actividad o tarea	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17
Reparación Mayor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4

Fuente: CNH con la información del Contratista

Adicionalmente, en la Tabla 7 se presenta la infraestructura que será construida para manejar la producción del campo.

Tabla 7. Infraestructura propuesta en la Modificación

Tipo de Infraestructura	Descripción	Inicio de Operación
Nuevas líneas de descarga fluidos de producción dentro de peras y macroperas	Los nuevos pozos a ser perforados serán combinados en cabezales de recolección, los cuales tendrán el diámetro adecuado para permitir el flujo natural y esperado de los pozos. Cada línea de descarga por pozo será dotada con instrumentación de presión y temperatura análoga para un correcto monitoreo.	2019-2020
Nuevas troncales de recolección entre peras o macroperas y la batería	Líneas independientes o cabezales de recolección enterrados serán construidos desde el límite de la pera hasta la batería de separación.	2020
Líneas de gas para reinyección	Como sistema de levantamiento artificial, se contempla bombeo neumático. Esto implica la construcción de líneas de alta presión entre la batería y los pozos.	2020
Separadores de producción y de prueba	Recipientes dotados con la instrumentación adecuada para ejecutar la separación y medición del gas asociado a los pozos.	2020
Calentador de crudo	Líneas independientes o cabezales de recolección enterrados serán construidos desde el límite de la pera hasta la batería de separación.	2020
Líneas de gas para reinyección	Con el objetivo de incrementar la velocidad de definición de la interface crudo-agua y reducir la viscosidad, se plantea elevar la temperatura de la mezcla. Este equipo trabajará usando el gas producido.	2020
Tanques de almacenamiento existentes	3 tanques existentes: 2 X 1500 bls + 1 tanque de 1000 bls	Existente
Tanques de almacenamiento	1 Nuevo tanques de 5000 bls	2021
Bomba de despacho de mezcla agua-crudo	2 bombas de desplazamiento positivo X 4.000 bpd DOFF	2020

Sistema de compresión de baja presión	Aprovechamiento de gas: Nuevo sistema de compresión de baja (80-100 psig) como primera etapa que tenga la capacidad de alimentar el tren de compresión de bombeo neumático o transferir el gas húmedo a un tercero.	2020
Sistema de compresión de alta presión para bombeo neumático del gas	Aprovechamiento de gas: Sistema de compresión trabajando a gas para ser usado como bombeo neumático. (1200-1300 psig)	2020
Generador(es) eléctrico(s) a gas	Aprovechamiento de gas: Para suministrar las necesidades locales de energía eléctrica y alimentar los motores de las nuevas bombas.	2020
Unidad recuperadora de Vapores (URV)	Aprovechamiento de gas: Una vez instalados los tanques y corroborados los posibles flujos de venteo se contempla en presupuesto la instalación de una URV.	2021
Despojador de líquidos del gas a incineración. (KO Drum)	Recipiente requerido en los estándares internacionales API- 521 para recolectar los posibles baches de crudo antes que el gas llegue al Incinerador.	2020
Incinerador (Flare)	Equipo encargado de generar la combustión del gas en caso de contingencias.	2020
Tanque de agua para contra-incendios	Tanque de (3 kbls)	2020
Sistema contra incendios	Sistema de bombeo de agua/espuma y red de distribución en la batería.	2020
Sistema de Medición de líquidos	Sistema de Medición de líquidos a la salida de la Batería Barcodón	2020
Gasoducto	Como opción de transferencia se tiene la construcción de un gasoducto de 11 km.	2020

Los pozos propuestos por el Contratista son los que se muestran en la Tabla 8 y las RMA se muestran en la Tabla 9.

Tabla 8. Pozos propuestos en la Modificación

Loc.	Plataforma	Objetivo
B-2	BRC-108	AGNV
B-3	BRC-102	AGNV
B-27	LOC E	AGNV
B-4	BRC-108	AGNV
B-22	BRC-135	AGNV
B-5	BRC-132	AGNV
B-28	BRC-121	AGNV
B-13	BRC-111	AGNV
B-24	LOC B	AGNV
B-6	BRC-108	AGNV
B-23	BRC-146	AGNV
B-25	BRC-131	AGNV
B-26	LOC B	AGNV
B-7	BRC-102	AGNV
B-30	BRC-124	AGNV
B-9	BRC-109	AGNV
B-29	BRC-132	AGNV

Fuente: Contratista

Tabla 9. RMA's propuestas en la Modificación

Pozo	Objetivo principal de RMA
Brc-134	AGNV

Brc-108	AGNV
Brc-21	TMLPS
Brc-111	TMLPS

Fuente: Contratista

g) Pronóstico de producción de Hidrocarburos

La Modificación considera el desarrollo de la formación Agua Nueva, la cual no había sido explotada anteriormente, así como continuar con la producción de la formación Tamaulipas Superior.

Lo anterior, tendrá impacto en un incremento en la producción lo cual permitirá al Contratista incrementar la recuperación de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

En las Tablas 10 y 11 se observan los pronósticos de producción, así como en las Figuras 3 y 4 se observan los pronósticos de producción para la modificación del Plan de Desarrollo, de aceite y gas.

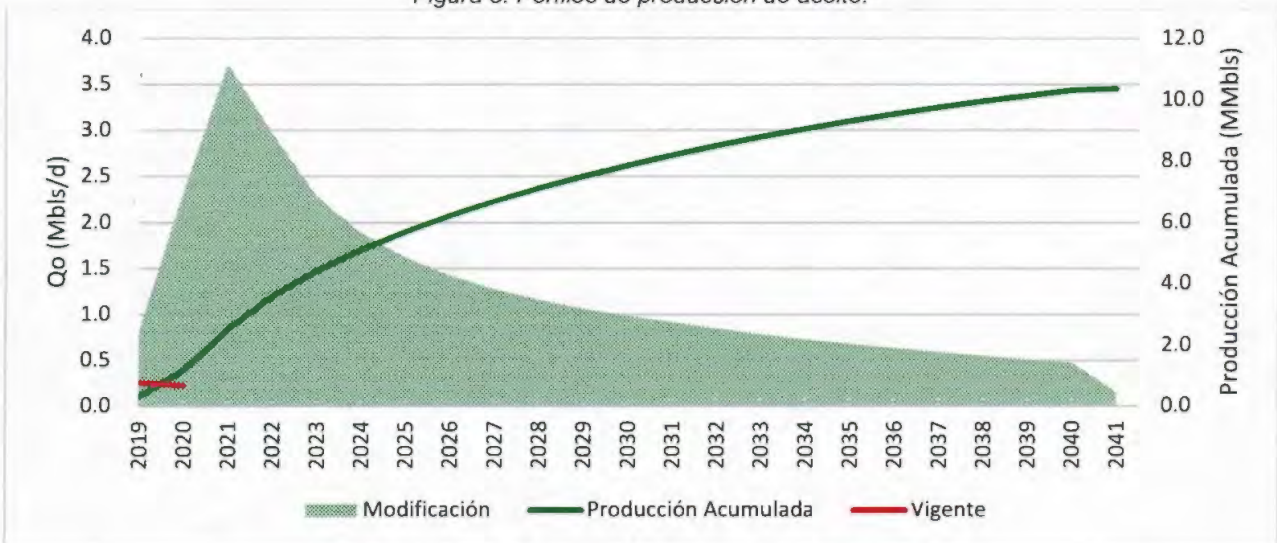
Tabla 10. Comparativo del pronóstico de producción de aceite del Plan Vigente vs la Modificación

MMbbls	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Vigente	0.76	0.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Modificación	0.81	2.31	3.72	2.96	2.28	1.89	1.62	1.42	1.27	1.16	1.06	0.98

MMbbls	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total MMbbls
Vigente	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.15
Modificación	0.91	0.85	0.78	0.73	0.68	0.63	0.59	0.55	0.51	0.48	0.15	10.35

Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista

Figura 3. Perfiles de producción de aceite.



Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista

	Plan Modificado 2019-2041	Np
Volumen a recuperar [MMb]	10.35	22.46

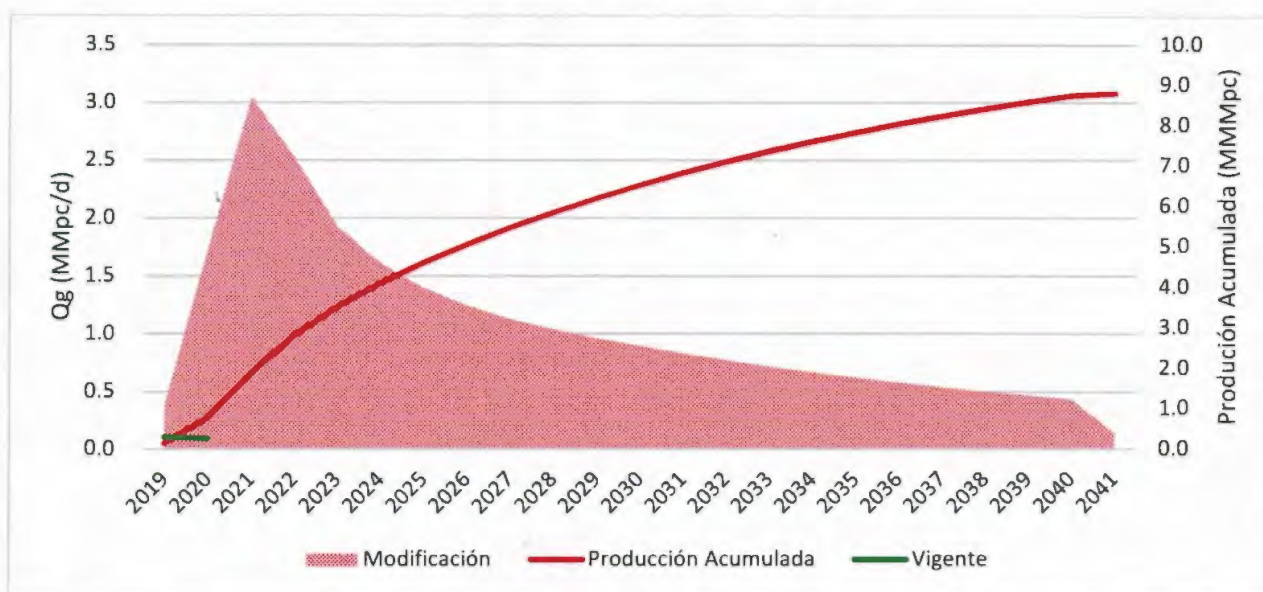
Tabla 11. Comparativo del pronóstico de producción de as del Plan Vigente vs la Modificación

MMbIs	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Vigente	0.76	0.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Modificación	0.81	2.31	3.72	2.96	2.28	1.89	1.62	1.42	1.27	1.16	1.06	0.98

MMbIs	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total MMMpc
Vigente	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.08
Modificación	0.91	0.85	0.78	0.73	0.68	0.63	0.59	0.55	0.51	0.48	0.15	8.79

Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista

Figura 4. Perfiles de producción de gas.



	Plan Modificado 2019-2041	Gp
Volumen a recuperar [MMMpc]	8.79	17.01

Fuente: CNH con la información presentada por el Contratista

h) La tecnología a utilizar

Las tecnologías visualizadas para el Escenario Modificado del Plan de Desarrollo del Área Contractual Barcodón se resumen a continuación, destacando que toda tecnología estará alineada con las mejores prácticas de seguridad y protección al medio ambiente.

- Inversión sísmica geo-estadística para reducción de incertidumbre en los modelos de subsuelo.
- Análisis geo mecánico
- Análisis sísmico azimuthal
- Caracterización de fracturamiento utilizando resultados de registros y geo mecánica.
- Uso de paneles solares para alimentar la instrumentación electrónica; lo cual optimiza el consumo energético e impulsa el uso de energías alternativas.
- Implementación de un sistema SCADA que permita monitorear las principales variables operativas de los pozos en producción del Área Contractual.
- Perforación Horizontal.

- Registros especiales en 5 pozos seleccionados: registros sínicos dipolares, resonancia magnética continua e imagen resistiva.
- Núcleos de pared en 1 pozo con la finalidad de realizar estudios de petrofísica básica (porosidad – permeabilidad), presiones capilares por inyección de mercurio, permeabilidades relativas, difracción de rayos X, además de ensayos geomecánica destructivos y pruebas de gravado que permitan evaluar la incorporación de fracturamiento ácido en la terminación.
- Trazadores radiactivos en fracturamiento hidráulico (Agua Nueva).
- Pruebas de presión producción y prueba de incremento en las terminaciones de pozos nuevos que contempla el plan de desarrollo.
- Sistema PowerDrive Orbit RSS: Mejora el rendimiento de la perforación, ofrece un posicionamiento preciso del pozo y permite la construcción de la trayectoria propuesta del pozo horizontal en menos tiempo.

i) Análisis técnico de la Modificación

Alternativa 1: 17 perforaciones de pozos con objetivo la Formación Agua Nueva AGNV a través de una arquitectura vertical, dos reparaciones mayores con objetivo AGNV y dos reparaciones mayores para TMLPS.

Alternativa 2: 17 perforaciones de pozos con objetivo la Formación Agua Nueva AGNV a través de una arquitectura horizontal, dos reparaciones mayores con objetivo AGNV y dos reparaciones mayores para TMLPS.

Alternativa 3: considera los tiempos para lograr acuerdos y obtención de permisos por parte de propietarios para la perforación de 171 pozos con objetivo en la Formación Agua Nueva AGNV a través de una arquitectura horizontal, dos reparaciones mayores con objetivo AGNV y dos reparaciones 3 mayores para TMLPS.

La perforación de pozos verticales considerados en la Alternativa 1 tiene restricciones en cuanto a la obtención a corto plazo de permisos para accesos a predios para construcción de plataformas, y el radio de drene limitado con la formación productora.

Por lo que el Contratista opta por la perforación de pozos horizontales en las Alternativas 2 y 3, la Alternativa 3. considera la calendarización de las actividades, en virtud de los riesgos identificados en cuanto a los trámites de permisos para la construcción-ampliación de peras en terrenos en los cuales existen dificultades para la firma de contratos de ocupación superficial.

En las figuras siguientes se muestra un comparativo entre el estado mecánico propuesto para la Alternativa 1 y la Alternativa 3, de las cuales se puede observar que los pozos horizontales maximizan el contacto con la formación productora, incrementando así la recuperación de hidrocarburos y contribuyendo a maximizar el factor de recuperación.

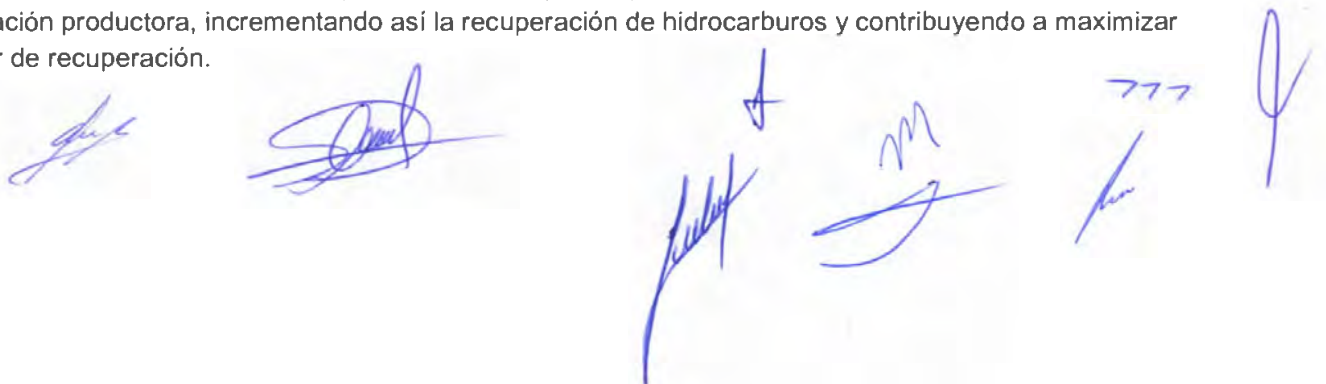
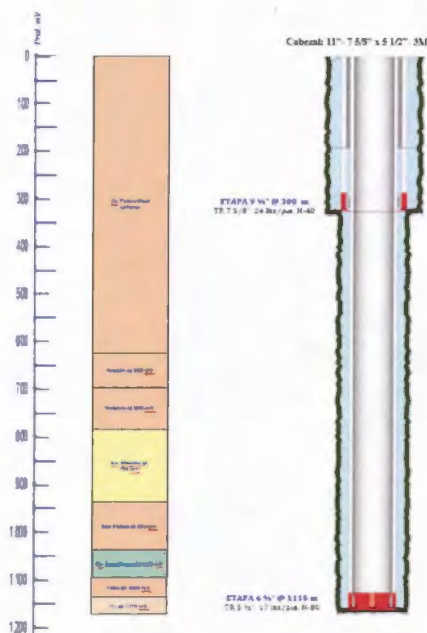
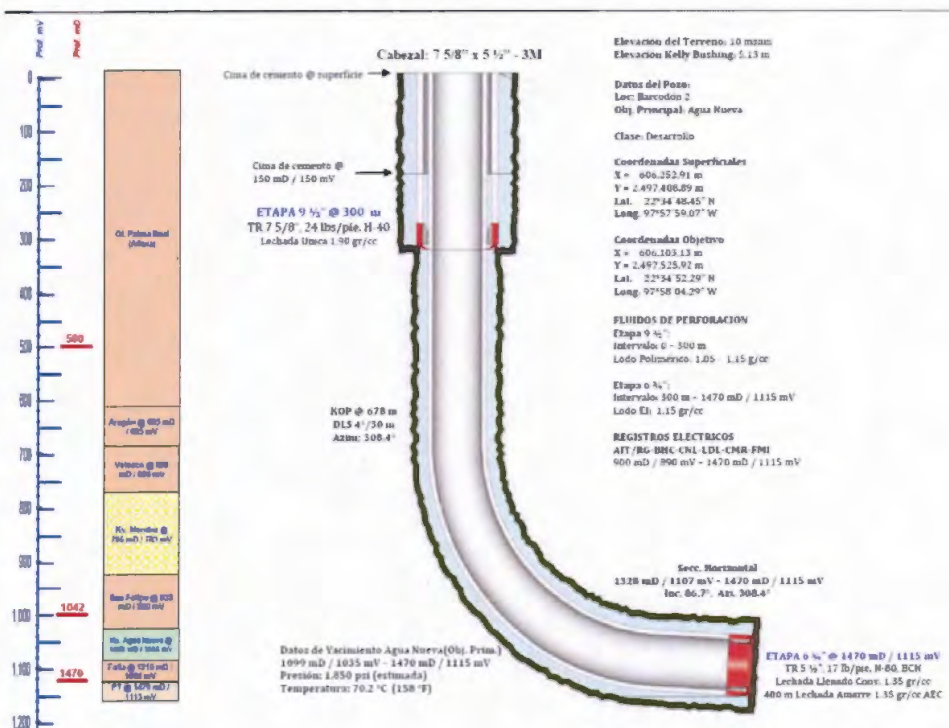


Figura 5 estado mecánico Alternativa 1.



Fuente: Contratista

Figura 6. Estado Mecánico propuesto de la Alternativa 3.



Considerando las 3 alternativas en la Figura siguiente se muestran los pronósticos de producción asociados a las 3 Alternativas analizadas, así como en la siguiente tabla se muestra la recuperación estimada para cada una de ellas.

Las características de los pozos propuestos en las Alternativas 2 y 3 se muestran en la siguiente Tabla

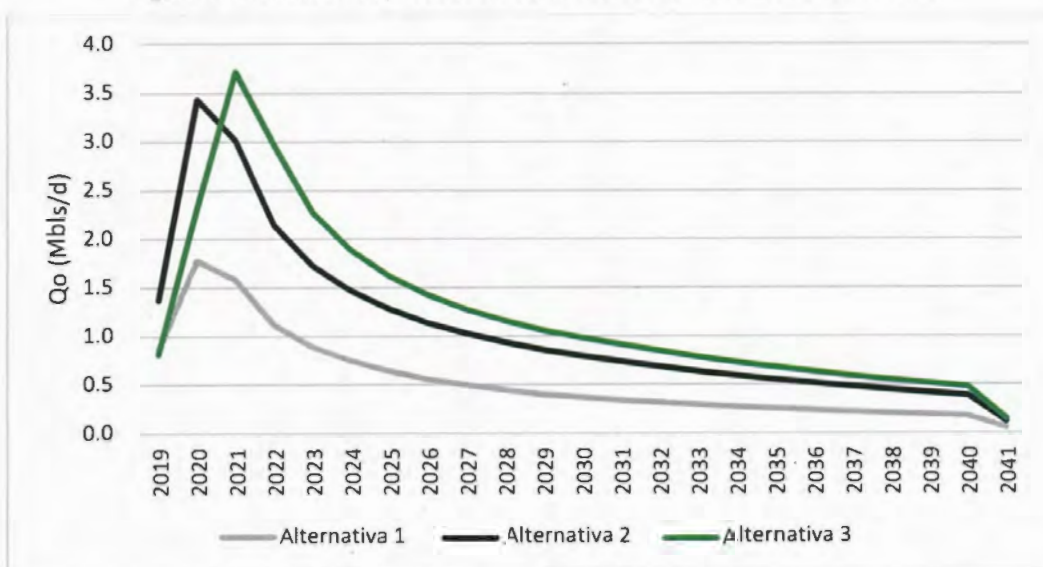
Handwritten signatures and initials in blue ink at the bottom of the page.

Tabla 12. Características del pozo tipo a perforar

Características	Pozo Tipo Horizontal AGNV
Objetivo general	Perforación
Formación	AGNV
Geometría	Horizontal
Profundidad	1450 – 1490 metros desarrollados
Diseño de tuberías	TR-7-5/8" a 300 m / TR 5-1/2" al fondo
Terminación	Fracturamiento hidráulico
Tecnologías	Perforación horizontal
Distancia entre pozos	220 - 240 metros
Costo	1.8 – 2.3 MMUSD
Tiempo de ejecución	18 días
Equipo	DTM-668
Recuperación final estimada	0.45 – 0.67 MM Barriles

Fuente: Contratista

Figura 7. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas analizadas



Fuente: CNH con datos del Contratista

Tabla 13, Recuperación estimada de Hidrocarburos de las alternativas analizadas

	Aceite MMbls	Gas MMMpc
Alternativa 1	4.54	3.44
Alternativa 2	9.03	7.34
Alternativa 3	10.35	8.79

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller ones, some with initials like 'M' and '777'.

j) Inversiones programadas y evaluación económica

La aprobación de la modificación al Plan considerará un análisis económico respecto de los siguientes conceptos:

A. Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente a la modificación al Plan, y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de 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 (en adelante, Lineamientos de Costos).

El Programa de Inversiones asociado al Plan estimado por el Contratista, el cual contiene las inversiones y los gastos operativos, es por un monto de 74.1 mmusd. Las siguientes figuras muestran el Programa de Inversiones desglosado, por Actividad petrolera; y a su vez cada una de ellas por Sub-actividad.

Figura 8.- Distribución de Programa de Inversiones total, por **Actividad petrolera**.

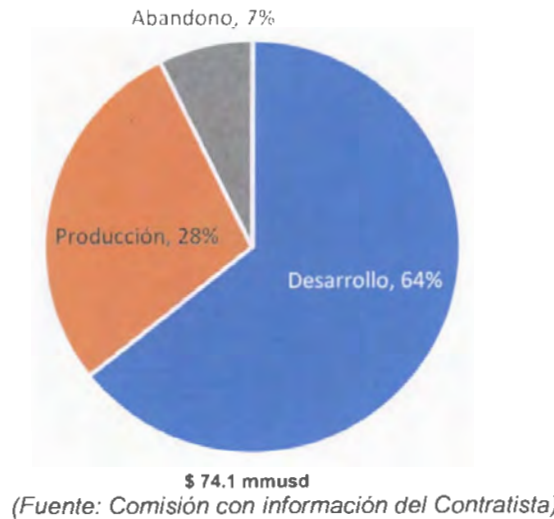
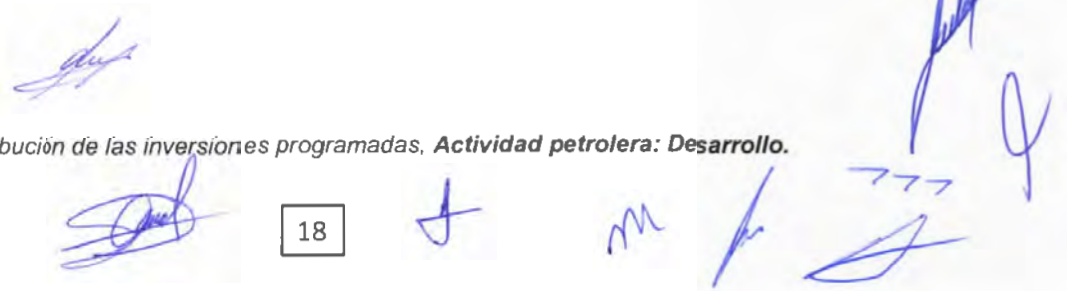
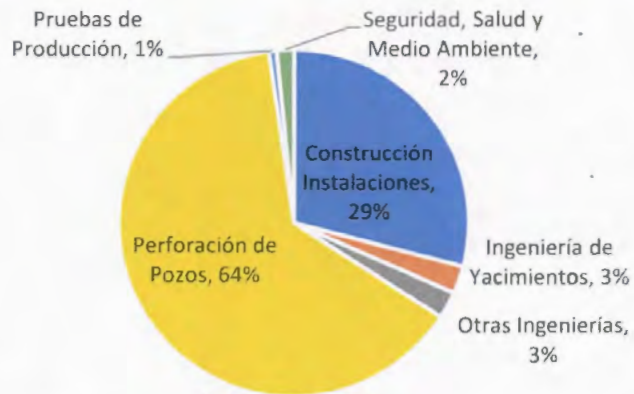


Figura 9.- Distribución de las inversiones programadas, **Actividad petrolera: Desarrollo**.

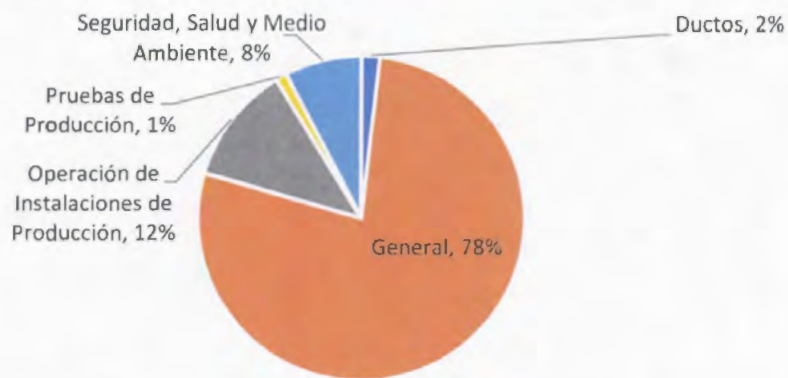




\$ 47.7 mmusd

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Figura 10.- Distribución de las inversiones programadas, **Actividad petrolera: Producción.**



\$ 21.1 mmusd

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Figura 11.- Distribución de las inversiones programadas, **Actividad petrolera: Abandono.**



\$ 5.4 mmusd

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Handwritten signatures in blue ink, including several illegible signatures and a large stylized signature on the right side.

Tabla 14 . Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Desarrollo	Construcción Instalaciones	13,828	5,507	5,176	2,996	150	0	0	0	0	0	0	0
	Ingeniería de Yacimientos	1,228	258	545	425	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	1,200	1,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perforación de Pozos	30,286	4,262	18,329	7,695	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pruebas de Producción	339	83	176	80	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	775	142	192	90	15	22	15	22	15	20	17	20
Producción	Ductos	377	34	25	9	25	9	25	0	34	0	25	9
	General	16,359	1,402	1,286	1,183	962	1,096	800	936	675	832	595	739
	Operación de Instalaciones de Producción	2,476	110	147	241	159	164	109	164	146	113	72	118
	Pruebas de Producción	228	19	13	18	0	20	0	20	0	20	0	19
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1,610	136	114	74	74	59	74	59	59	74	59	74
	Abandono*	5,412	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		74,118	13,153	26,004	12,811	1,385	1,369	1,024	1,201	929	1,059	768	979

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Desarrollo	Construcción Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ingeniería de Yacimientos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Otras Ingenierías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Perforación de Pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pruebas de Producción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	17	20	17	22	15	22	15	22	15	22	15	5
Producción	Ductos	25	0	9	35	0	44	0	35	0	35	0	0
	General	535	663	484	646	478	642	459	587	416	447	351	144
	Operación de Instalaciones de Producción	100	96	102	90	59	114	103	66	45	47	100	13
	Pruebas de Producción	0	21	0	20	0	20	0	20	0	20	0	0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	59	76	60	74	59	74	59	74	59	74	59	25
	Abandono*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		736	876	671	887	611	915	636	803	536	644	525	186

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature] 777

[Handwritten signature]

*Los montos anuales corresponderán a la aportación al Fideicomiso de Abandono y se determinarán de conformidad con la cláusula 17.4 del Contrato.

(Montos en miles de dólares de Estados Unidos)¹
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

B. Indicadores de Evaluación Económica

En este segundo apartado se analizan los indicadores económicos calculados por la Comisión, a partir de las premisas expuestas en la Tabla 8, y los flujos de costos y de producción estimados por el Contratista. El análisis se organiza como sigue:

- i. Descripción de la evaluación económica de la Comisión; e
- ii. impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables
 - a. Precios
 - b. Volumen de hidrocarburos, y
 - c. Costos.

i. Descripción de la evaluación económica de la Comisión

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 11.8 mmbpce². La DGEEE, considera los parámetros presentados en la Tabla 8 para determinar un denominado escenario base para la evaluación económica.

Tabla 15.- Premisas para la evaluación de indicadores económicos de la modificación al Plan.

Premisas	Valor	Comentarios
Precio del aceite [usd/b]	60	Se asume igual durante la vida del proyecto
Precio del gas [usd/mpc]	3	Se asume igual durante la vida del proyecto
Valor de la regalía adicional [%]	64.5	
Tasa de descuento [%]	10	Se asume igual durante la vida del proyecto
Equivalencia energética gas-petróleo crudo equivalente	5.99	
Tipo de cambio [mxn/usd]	20	Se asume igual durante la vida del proyecto

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Derivado de estas premisas determinadas, los resultados de la evaluación económica que se obtienen considerando las variables antes descritas, se describen en la siguiente tabla.

Tabla 16.- Indicadores económicos.

Resultados	Valor Antes de Impuestos	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado ³
VPN [mmusd]	306	30
VPI [mmusd]	46	46
VPN/VPI ⁴	6.7	0.7
TIR [%]	indeterminada	indeterminada

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

De la información presentada por el Contratista, bajo las premisas consideradas se determina que el proyecto tiene características que determinarían que es económicamente viable.

¹ Las sumas pueden no coincidir por el redondeo.

² Considerando los perfiles de producción presentados por el Contratista: 10.33 mmb de aceite y 8.79 mmpc de gas; utilizando la razón de gas-petróleo crudo equivalente mostrada en la Tabla 8. Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.

³ Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH, Impuesto Sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

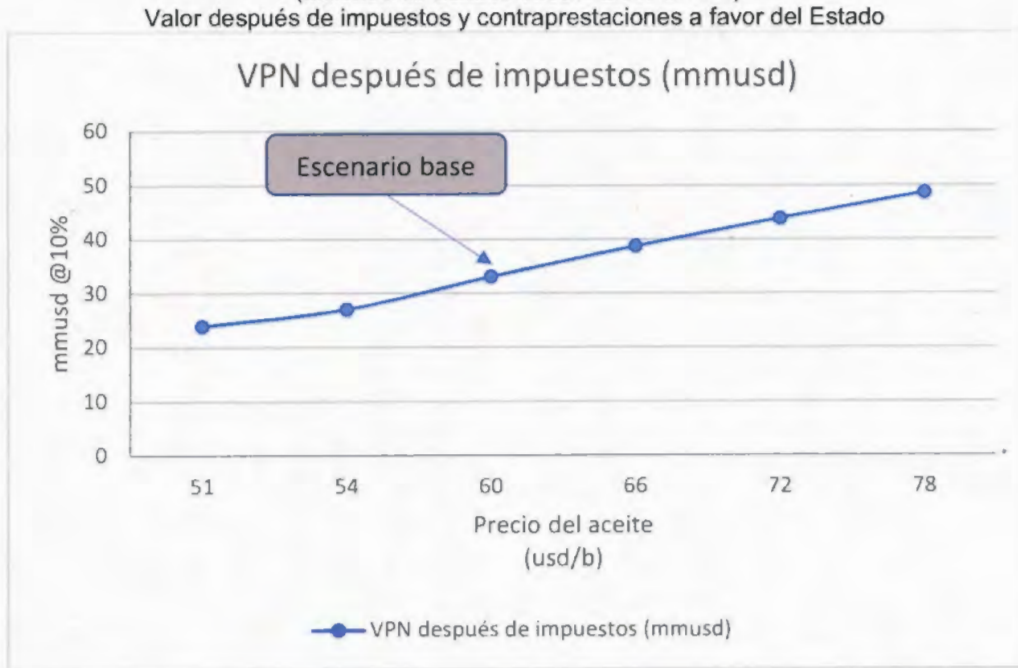
⁴ Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión

Utilizando las mismas premisas y flujos, a continuación, se discuten los factores de riesgo asociados a la viabilidad económica del proyecto.

ii. Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables
a. Precios

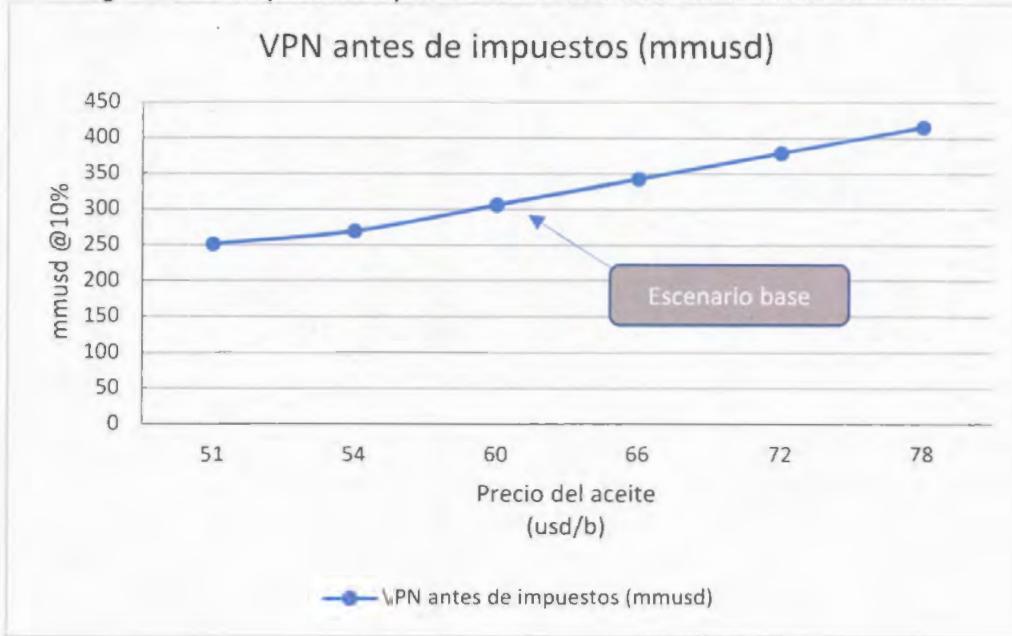
En la Figura 10 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista, antes y después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado en los términos arriba indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del aceite de acuerdo con el eje horizontal, que va de 51 a 78 usd/b; cabe mencionar que, para el análisis realizado, el precio del gas cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del aceite. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Para que el proyecto sea económicamente inviable después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado el precio del aceite debe mantenerse por debajo de 36.8 usd/b.

Figura 12. Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado (Fuente: Comisión con información del Contratista)
(Millones de dólares descontados a 10%)



[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Figura 13.- Valor presente esperado a favor del Contratista vs. Precio del aceite.



(Fuente: Comisión con información del Contratista)

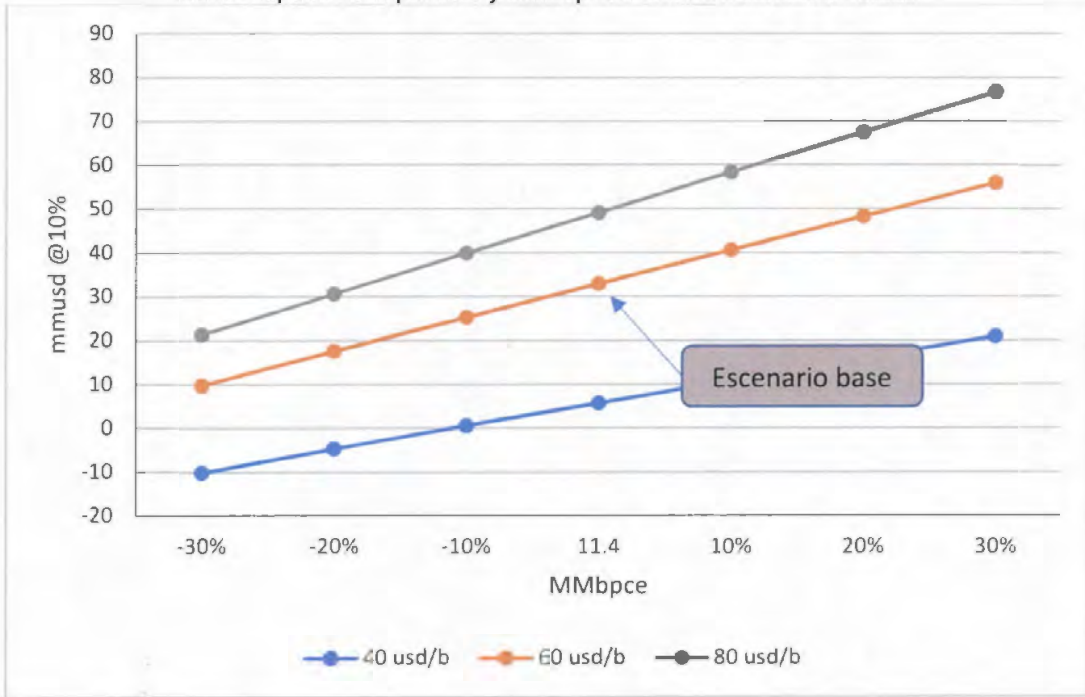
b. Volumen de Hidrocarburos

En la figura 12 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de producción, considerando la información actual. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de volumen descrito en el eje horizontal. La línea interior representa el escenario base con un precio a 60 usd/b y las dos líneas exteriores representan precios altos y bajos⁵, la inferior a 40 usd/b y la superior a 80 usd/b. En el panel superior se muestra el valor esperado descontado para el Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa que el volumen mínimo necesario en el escenario de 60 usd/b, para que el proyecto sea rentable en valor esperado es de 6.8 MMbpce. Para el caso que excluye el pago de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado, de 1.8 MMbpce.

⁵ El precio del gas cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del aceite.

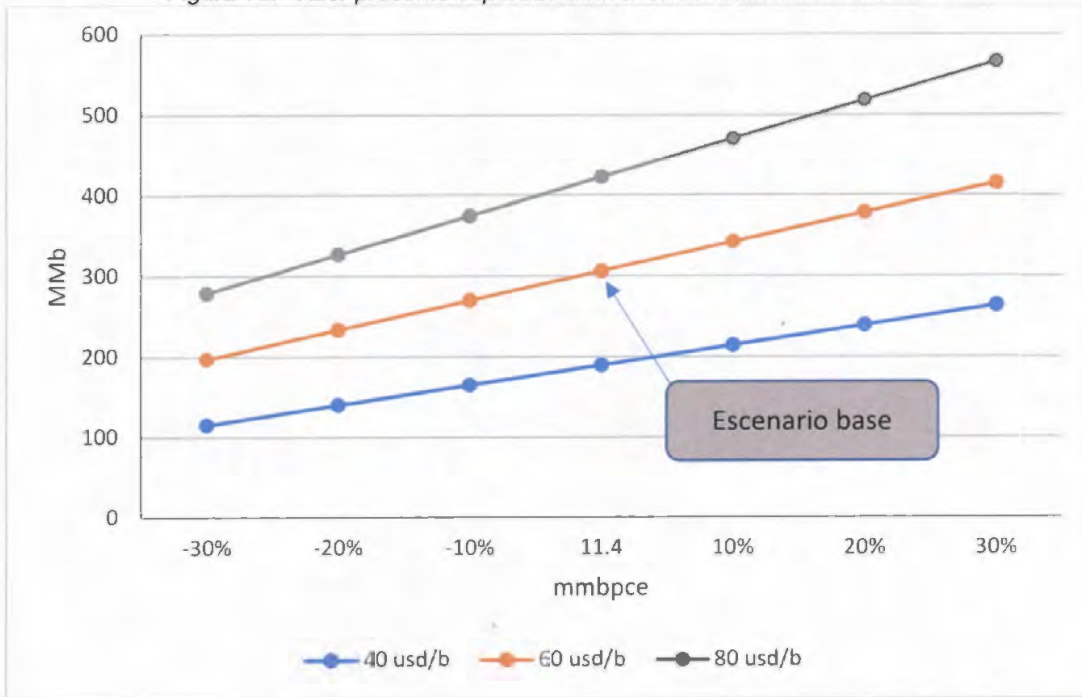
Figura 14. Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado
(Millones de dólares descontados a 10%)

Valor después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado



(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Figura 15.- Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen.



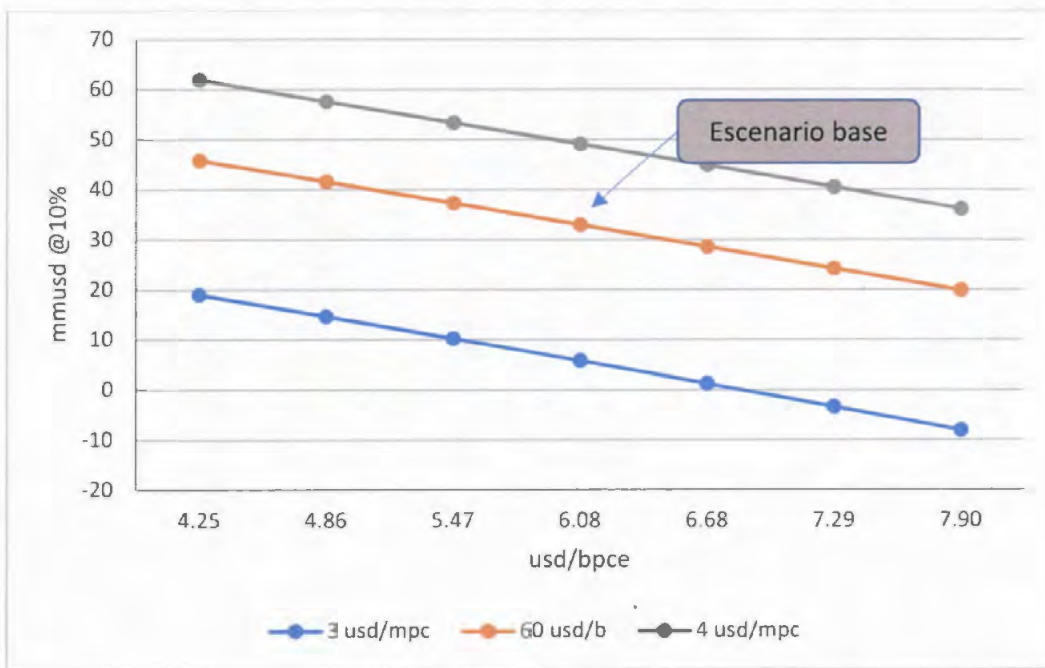
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left, a box containing the number '24', and several initials and scribbles on the right side of the page.

c. Costos

En la Figura 14 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de costos totales por barril. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de costos de acuerdo al eje horizontal. La línea continua superior representa las estimaciones asumiendo un precio de 80 usd/b. La línea continua inferior representa las estimaciones asumiendo un precio de 40 usd/b. La línea interior representa el escenario base de 60 usd/b. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de ellos.

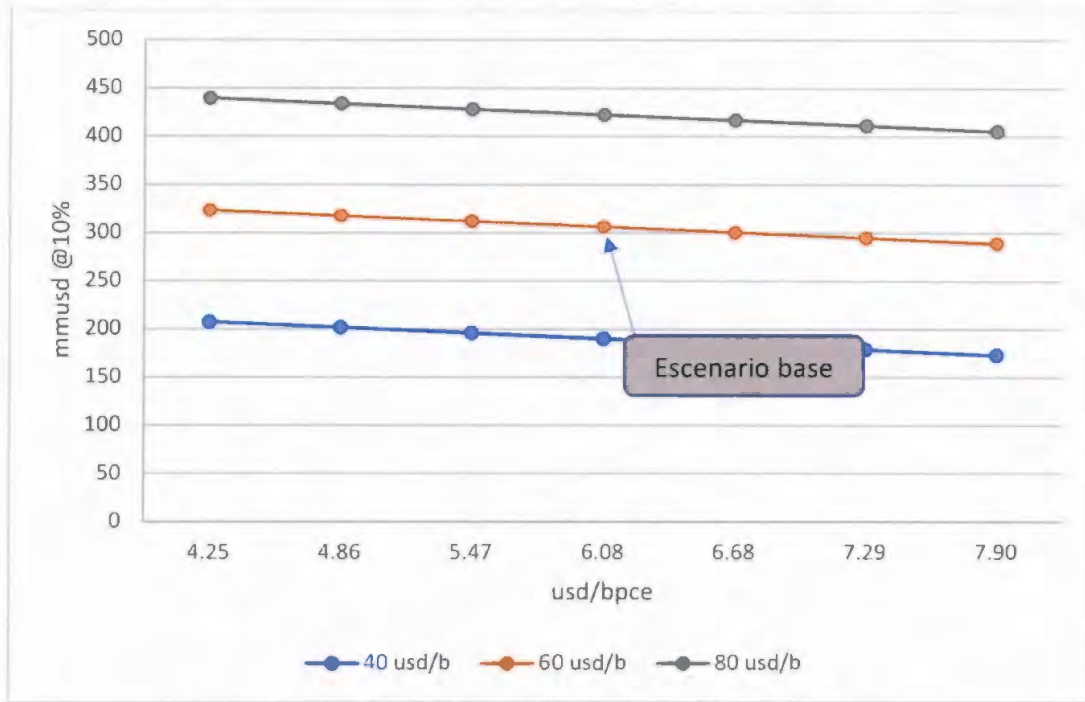
Figura 16. Valor después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado.



(Millones de dólares descontados a 10%)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Figura 17.- Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales.



Fuente: Comisión con información del Contratista)

Los resultados anteriores, muestran que de realizarse incrementos en los costos por hasta 73%, en el escenario base que considera los impuestos y contraprestaciones a favor del Estado, se mantendría la declaratoria de viabilidad económica del proyecto, considerando los indicadores y premisas expuestas en el presente apartado.

A partir de la información presentada en esta sección de Análisis económico, se concluye que los montos estimados permitirían realizar las actividades contempladas en la modificación al Plan de Desarrollo bajo condiciones económicamente viables, considerando las premisas expuestas.

k) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La medición de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual se realiza en los Puntos de Medición Provisionales aprobados mediante Resolución CNH.E.33.001/16 bajo el amparo del Transitorio Séptimo de los LTMMH y un acuerdo de medición entre PEP y Diavaz. Derivado de la solicitud de modificación al Plan del Área Contractual y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los LTMMH, la DGM realizó el análisis y revisión de la información presentada por el Contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Dentro de la Modificación el Contratista presentó información correspondiente a la implementación de los Mecanismos de Medición y la propuesta de los Puntos de Medición en cumplimiento con lo establecidos en los LTMMH y el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, identificando que la propuesta para la Medición de los hidrocarburos del Área Contractual contempla dos etapas, la etapa 1: Medición bajo el esquema actual (punto de medición provisional), con una duración aproximada de 24 meses y la etapa 2: Acceso a los Puntos de Medición bajo la estrategia de Acceso

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and initials 'm' and 'p' in the center.]

Compartido, la cual iniciará una vez que se implementen los Puntos de Medición propuestos por el Contratista.

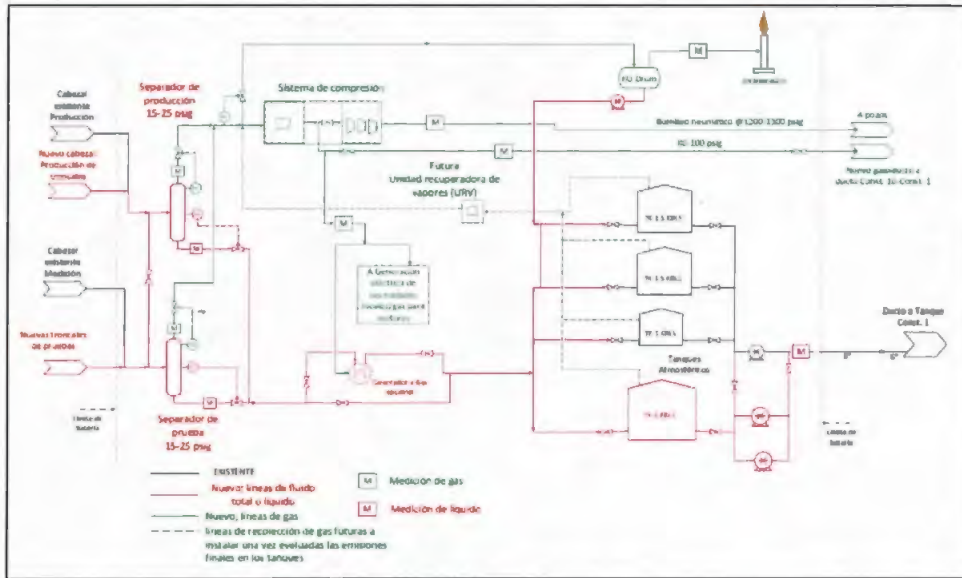
Etapa 1,

El Contratista seguirá bajo el esquema actual de medición durante un periodo aproximado de 24 meses, donde se considera que el volumen y calidad del petróleo correspondiente a esta Área Contractual se determina y asigna con base en lo establecido en el acuerdo de medición celebrado entre Pemex Exploración y Producción (PEP) y Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V. y de conformidad con lo señalado en la resolución CNH.E.33.001/16 emitida el día 3 de agosto de 2016. Así mismo durante este periodo el Contratista ejecutará entre otras las siguientes actividades;

- Mejora y construcción de infraestructura en la Batería de Separación Barcodón (B.S Barcodón) Construcción de gasoducto para la interconexión a la Batería de Separación Constituyentes I (B.S Constituyentes I)
- Elaboración de ingeniería y Construcción de los siguientes sistemas: Sistema de Medición de Gas de tipo transferencia ubicado en los límites del Área Contractual Barcodón y el Sistema de Medición de petróleo (medición fiscal) ubicado en la salida de la Central de Almacenamiento y Bombeo Tamaulipas (CAB Tamaulipas), para esto el Contratista manifiesta que celebrará acuerdos comerciales y operativos con Pemex Logística a fin de establecer los criterios y alcances para la entrega de los hidrocarburos.

En la siguiente Figura 16 se presenta la construcción y mejora de infraestructura propuesta por el Contratista en la B.S Barcodón.

Figura 18. Ampliación Infraestructura de la B.S Barcodón.



Fuente: Contratista

Etapa 2

Una vez concluidas las actividades correspondientes en la primera etapa, el Contratista contempla los siguientes puntos de medición (medición fiscal) dando inicio a la etapa 2 de medición:

[Handwritten signatures and scribbles in blue ink, including a large signature and several smaller ones.]

Tabla 17. Ubicación puntos de medición, etapa 2

Segunda etapa		
Campo	Ubicación de los Puntos de Medición	
	Gas	Petróleo
Barcodón	Entrada al centro de proceso de gas Arenque (CPG Arenque)	Salida del centro de almacenamiento y bombeo Tamaulipas (CAB Tamaulipas)

Los Puntos de Medición en esta etapa 2 se consideran de uso compartido, por esta razón y de conformidad con lo establecido en el artículo 20 de los LTMMH, el Contratista presentó los proyectos de acuerdos entre Operadores los cuales contemplan, entre otros, lo siguiente:

- I. El procedimiento para determinar los volúmenes y calidad que corresponden a cada Operador Petrolero.
- II. Los acuerdos sobre los elementos que inciden en el Balance de Hidrocarburos (banco de calidad) de cada Contrato o Asignación, hasta llegar al Punto de Medición.
- III. Las responsabilidades que asume cada Operador Petrolero y el tercero, en su caso, tales como costos, datos operativos, condición de Hidrocarburos, entre otros.
- IV. La identificación del responsable de la Gestión y Gerencia de los Mecanismos de Medición en el Punto de Medición compartido.

El Contratista deberá de presentar a esta Comisión los acuerdos celebrados con Pemex Logística.

Cabe señalar que el Punto de Medición correspondiente al Gas se encuentra dentro del anexo 3 de los LTMMH. Para el Punto de Medición de Petróleo el Contratista realizará la ingeniería y construcción de este.

El Contratista manifiesta que los Puntos de Medición propuestos cumplirán con los parámetros de calidad e incertidumbre establecidos en los Artículos 28 y 38 de los LTMMH respectivamente.

Para el manejo y cuantificación de los hidrocarburos correspondientes al Área Contractual, el Contratista contempla mediciones de tipo operacional, referencial y fiscal con base en lo siguiente:

Medición Gas

Etapa 1: De acuerdo con lo aprobado mediante la resolución CNH.E.33.001/16 emitida el día 3 de agosto de 2016, el Área Contractual no cuenta con infraestructura para la cuantificación del gas, por lo que no se establece puntos de medición, sin embargo, y para efectos operacionales del Área, el Contratista presenta los reportes diarios y mensuales de producción de gas. Así mismo y con la finalidad de contar con infraestructura y mediciones de tipo operacional, transferencia y fiscal para gas, el Contratista presentó diversas actividades para el comienzo de la etapa 2 de medición, la cual considera lo siguiente.

Etapa 2: La medición operacional será realizada en la B. S Barcodón alineando la producción de un pozo productor al cabezal de medición, separador bifásico de prueba, adicionalmente, se establece la medición en pozos productores, a nivel de boca del pozo bajo un programa de medición, el Contratista contempla la instalación y acondicionamiento de un equipo de separación así como la realización de ingeniería y construcción de un segundo separador, los cuales contarán con equipos de medición en la descarga del gas, otro equipo de medición operacional de inyección de gas y autoconsumo se contempla en las líneas de salida de gas, dichas actividades se señalan en los puntos 1, 2, 5, 6 y 7 del cronograma de la figura 18. Para la medición de transferencia se dispondrá de un equipo de medición ubicado en los límites del Área Contractual Barcodón, dicha actividad se presenta en el punto 4 del cronograma de la figura 18.

Para la medición fiscal, el Contratista propone el Punto de Medición ubicado en el Centro de Proceso de Gas Arenque (CPG Arenque), para lo cual celebrará acuerdos operacionales y medición con Pemex Logística a fin de establecer los criterios y alcances de la medición, así mismo llevará a cabo actividades para la instalación de infraestructura con la finalidad de transportar el gas hasta el CPG Arenque, las actividades se presentan en el cronograma de la figura 18 dentro del mismo cronograma se identifica que

este Sistema de Medición lo estarán construyendo en segundo trimestre del Año 3, cabe mencionar que la Comisión solicitará al Contratista el avance de las actividades presentadas en los diferentes cronogramas, dando seguimiento a cada una.

Medición de Petróleo

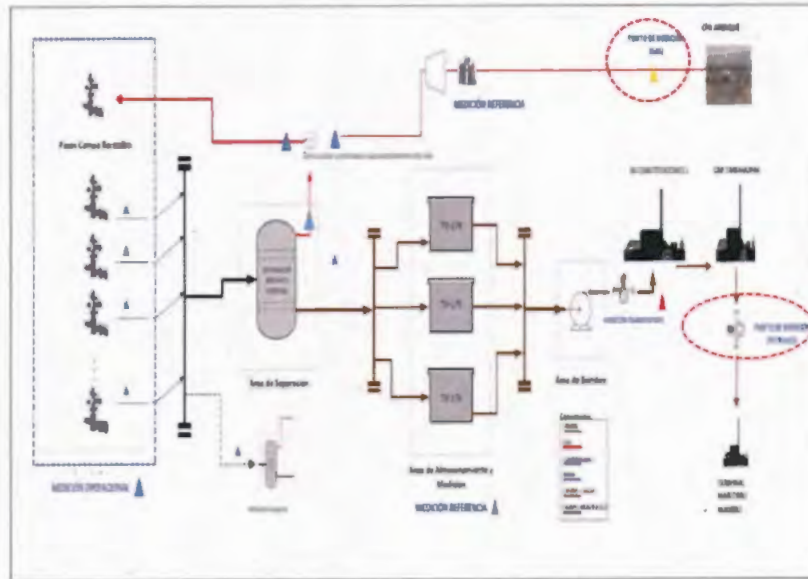
Etapa 1: Medición bajo el esquema actual aprobado mediante la resolución CNH.E.33.001/16 emitida el día 3 de agosto de 2016 por esta Comisión, misma que es viable hasta en tanto se implementen los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición. El Contratista presentó las actividades que lleven a la Construcción e implementación del Punto de Medición (medición fiscal) de petróleo, entre otras se establecen la mejora de infraestructura, elaboración de acuerdos operativos y comerciales con Pemex Logística, ingeniería y construcción. Las actividades se presentan en los cronogramas de la figura 3 y 4, esto con la finalidad de dar comienzo a una etapa 2 de medición, la cual considera lo siguiente:

Etapa 2: La medición operacional será realizada en la BS Barcodón alineando la producción de un pozo productor al cabezal de medición, separador bifásico de prueba y tanque de almacenamiento (TV-176), adicionalmente, se establece la medición en pozos productores, a nivel de boca del pozo bajo un programa de medición, el Contratista contempla la instalación y acondicionamiento de un equipo de separación ubicado en la BS Barcodón así como la realización de ingeniería y construcción de un segundo separador, los cuales contarán con equipos de medición en la descarga del petróleo, la medición de referencia se realizará en tanques de almacenamiento ubicados en la BS Barcodón, así mismo el Contratista considera la medición de tipo de transferencia que estará ubicado en la salida del área de bombeo en la BS Barcodón.

Punto de medición de petróleo (medición fiscal), propuesto por el Contratista estará ubicado en la salida de la Central de Almacenamiento y Bombeo Tamaulipas (CAB Tamaulipas).

En la siguiente figura se presentan las ubicaciones de los Puntos de Medición (medición fiscal) para gas y petróleo.

Figura 19. Diagrama de proceso y Puntos de Medición del Área Contractual 1 Barcodón.



Fuente: Comisión con información del Contratista.

Producción y Balance de hidrocarburos

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el Área Contractual Barcodón (aceite y gas) presentado por el Contratista, para la etapa 1 de medición, es robusta y consistente. El punto de medición provisional para el gas no aplica en la etapa 1 ya que no es comercializado.

Handwritten signatures and initials are present at the bottom of the page, including a large signature on the right and several smaller ones on the left and center. A box containing the number '29' is also visible.

La metodología de balance volumétrico de aceite y gas para la etapa 2 considera la medición de la producción individual de cada pozo con una periodicidad de 1 a 3 meses con uso de separador a boca de pozo. Posteriormente la corriente del campo Barcodón es enviada a la B.S Barcodón donde entra a un separador bifásico vertical para su separación. La corriente de gas a la salida del separador es medida para determinar la volumetría que se entregará bajo custodia a Pemex Logística y posteriormente, se realizará la medición de gas en el Punto de Medición ubicado a la entrada de CPG Arenque. La corriente de petróleo es enviada a los tanques de almacenamiento TV174, TV175 y TV176 en donde el proceso de medición de petróleo y agua se realizará diariamente para el control de producción aplicando el método de medición estática. Posteriormente, el petróleo es bombeado y medido para determinar la volumetría que se entregará bajo custodia a Pemex Logística a la entrada de la B.S. Constituciones I, después es enviado a CAB Tamaulipas y, por último, se realiza la medición de petróleo en el Punto de Medición ubicado en la salida de CAB Tamaulipas.

Es importante mencionar que el detalle de la metodología de balance de petróleo y gas estará incluido en el Acuerdo de Medición de Puntos de Medición Compartido entre el Contratista y Pemex Logística de acuerdo con lo establecido en el artículo 20 de los LTMMH. En este acuerdo se expresarán los elementos que inciden en el balance de hidrocarburos, así como los servicios de transporte, tratamiento y/o almacenamiento de Pemex Logística.

Figura 20. Cronograma de ejecución para Instrumentos de Medida de la etapa 2

Actividad	Plan de Desarrollo					
	dic-18	Año 1		Año 2		Año 3
		Semestre I	Semestre II	Semestre I	Semestre II	Semestre I
Acondicionamiento e instalación de Separador Bifásico en la BS Barcodón						
Ingeniería, Procura y Construcción de Sistema de medición de gas (salida de separador bifásico general)						
Sistema de Administración de Inventarios (Tanques existentes)						
Ingeniería, Procura y Construcción del Sistema de medición de líquidos (Transferencia)						
Ingeniería, procura y construcción de Segundo Separador						
Ingeniería, Procura y Construcción del sistema de medición Destrucción controlada para el gas						
Ingeniería, Procura y Construcción del Sistema de medición de gas (Transferencia)						
Ingeniería, procura y construcción del sistema de medición de gas operativo (Inyección de gas y autoconsumo)						
Ingeniería, procura y construcción de un tanque de almacenamiento en la BS Barcodón						
Sistema de Administración de Inventarios (Nuevo tanque)						
Ingeniería, Procura y Construcción del Sistema de Medición en el Punto de Medición propuesto						

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Construcción de gasoducto BS Bardocón - BS Constituciones 1						
Entrega de Censo de los sistemas de medición a la Comisión Nacional de Hidrocarburos						

Fuente: Contratista

Figura 21. Cronograma actividades para proyecto de Punto de Medición Compartido de la etapa 2.

Actividad	Preliminar Plan de Desarrollo	Plan de Desarrollo					
		Año 1		Año 2		Año 3	
		Semestre I	Semestre II	Semestre I	Semestre II	Semestre I	Semestre II
Firma de Acuerdo de Confidencialidad (NDA). Realizado en enero 2018 y con duración de 2 años.	Ejecutado						
Aprobación de la CRE para que PLOG establezca contratos de servicio con otros Operadores Petroleros diferentes a PEP.							
Revisión de aspectos contractuales, comerciales y técnicos establecidos en el Modelo de Contrato en relación a la aplicabilidad para el sistema de medición de CPG Arenque							
Análisis de la información técnica relacionada a los sistemas de medición. Visita de campo (Incluye gas y petróleo)							
Proyecto de Coinversión para el Sistema de Medición en la salida del CAB Tamaulipas. Presentación a CRE - Aprobación							
Ingeniería, Procura y Construcción Sistema de Medición en Punto de Medición para Petróleo (CAB Tamaulipas)							
Activación del Punto de Medición compartido para GAS (Una vez concluidas las obras para entregar gas a Tercero y Medición en CPG Arenque)							
Actualización de documentación - Informes de Avance CNH							

Fuente: Contratista

1. Criterios y Evaluación de la medición de los Hidrocarburos

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista: Dravaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.
 No. de Contrato o Asignación: CNH-R01-103-A/2015
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Barcodón
 Tipo de Plan a evaluar: Modificación al Plan de Desarrollo



Comisión Nacional de Hidrocarburos

No.	Artículo de los LTMNH/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozos hasta el P.M	LTMNH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	si	El Contratista proponen dos etapas para el manejo y medición de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual: la primera etapa establece una duración aproximadamente de 24 meses continuando con la medición existente, y la segunda con mejora e implementación de infraestructura y el uso de Puntos de Medición de uso compartido, información ubicada en el documento "Plan de Desarrollo 2016-2018" en la página 313-316.	La cuantificación de los hidrocarburos durante la primera etapa se llevará a cabo de acuerdo con lo aprobado por esta Comisión el día 03-agosto-2016 bajo la resolución CNH.E.33.001/16 y ratificado por medio de la resolución CNH.E.53.004/17 el día 18-octubre-2017.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMNH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	La ubicación de los Puntos de Medición (medición fiscal) en las etapas propuestas por el Contratista son las siguientes: Etapas: Punto de medición salida de la Batería Separación Barcodón para Petróleo. Etapas II: Punto de Medición para Petróleo será en la salida de la Central de Almacenamiento y Bombeo (CAB Tamaulipas). Punto de Medición de Gas: Entrada al Centro de Proceso de Gas Arenque.	El Punto de Medición de Gas propuesto para la segunda etapa, se encuentra establecido dentro del anexo 3 de los LTMNH, mientras que para el Punto de Medición de Petróleo el Contratista realizará la construcción de acuerdo con el cronograma de actividades presentado. Los cronogramas presentados en la Carpeta 04 Anexos al Plan de Desarrollo/Medición de Hidrocarburos
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMNH	Si	El Contratista presentó un documento oficial con su declaración de la política de medición a implementar, así mismo presentó el siguiente documento "Procedimiento Gestión de Medición 2-DEP-GT-011"	El Contratista deberá garantizar su implementación y difusión
4	42, fracción II	Procedimientos:				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	No	Debería a que actualmente el Área no cuenta con sistemas de medición a cargo del Contratista, no cuenta con procedimientos asociados a este artículo, sin embargo presenta un procedimiento para la confiabilidad de ingeniería, esto para el cumplimiento del requerimiento a partir de que cuente con los sistemas de medición a instalar para la etapa II, información ubicada en la carpeta 4, anexo de medición.	En el procedimiento de ingeniería de confiabilidad presentado, se plantean actividades para el aseguramiento del mantenimiento en general, donde se incluyen actividades para los sistemas de medición.
		• Confirmación metrológica		Si	El Contratista presentó el procedimiento de confirmación metrológica como anexo, el cual es congruente y se ubica en la carpeta 4 de los anexos	El Contratista presentó programa para su implementación
		• Elaboración de balance		Si	Presenta el siguiente documento "Procedimiento para la ejecución del balance de hidrocarburos" identificado con el código: 2-DEP-P&G-OP-008	Dentro de la Tabla A.4.6. Programa de construcción de instalaciones de producción que influyen en la medición, se menciona que en el primer trimestre del tercer año, se contará con el Balance considerando el esquema de PM propuesto y metodología de banco de calidad.
• Calibración de los instrumentos de medida	Si	Derivado a que actualmente el Área no cuenta con sistemas de medición a cargo del Contratista, no cuenta con el procedimiento correspondiente, el Contratista presentó un programa para la elaboración de los procedimientos.		El cronograma indica que este procedimiento estará disponible el primer trimestre del año 1 correspondiente a que sea aprobado el Plan de desarrollo.		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	si	El Contratista presentó diagramas isométricos y DTI's correspondientes a la Batería de Separación Barcodón, así como un esquema general donde se presenta el manejo y transporte de los hidrocarburos desde pozos hasta los Puntos de Medición.	El Contratista deberá de mantener actualizada y a disposición de la Comisión la información referente a diagramas de Instrumentos de Medida y de tuberías, flujogramas y planos, isométricos y cálculos así como los diagramas de flujo sobre la incorporación de los Mecanismos de Medición desde la extracción y elementos del proceso, tales como separación, mezcla, estabilización, entre otros.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMNH	Si	El Contratista presentó la ubicación de las mediciones operacionales, referenciales, transferencia y puntos de medición, resaltando que de estos últimos se presentan las coordenadas geográficas de los puntos propuestos, información ubicada en las páginas 10 y 11 "del anexo de medición ACB"	Presenta la descripción de los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición propuestos, los cuales se encontrarán fuera del Área Contractual.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMNH	si	Al no contar aun con los sistemas de medición para el Área Contractual, no se tiene los diagramas correspondientes, sin embargo se presenta el programa de actividades relacionado para su elaboración.	El Contratista deberá de mantener actualizada y a disposición de la Comisión la información referente a diagramas de Instrumentos de Medida y de tuberías, flujogramas y planos, isométricos y cálculos así como los diagramas de flujo sobre la incorporación de los Mecanismos de Medición desde la extracción y elementos del proceso, tales como separación, mezcla, estabilización, entre otros.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	si	Presentó un proyecto de acuerdo, de conformidad con lo establecido en el artículo 20 de los LTMNH.	Adicionalmente el Contratista esta realizando contrato con Penex TRI para cumplimiento de la calidad de los hidrocarburos producidos

No.	Artículo de los LTMHH/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Presento los programas relacionados para el cumplimiento de la implementación de los MM 4 mismos donde se incluye las actividades de ingeniería construcción de los Sistemas de Medición. El Contratista contempla la mejora y construcción de infraestructura dentro de la Bateria de Separación Barcodon, mismo que incluyen sistemas de medición operacionales, de referencia y transferencia.	La información se localiza en el archivo anexo 4
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHH y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte	Si	Presento valores de incertidumbre asociados a los Sistemas de programa para obtención para la estimación de las incertidumbres asociadas a las mediciones de los hidrocarburos identificadas en la implementación de los Mecanismos de Medición del Área Contractual conforme a lo establecido en los LTMHH	Dentro del documento "proyecto de acuerdo" en el apartado 13.1 medición de hidrocarburos, se manifiesta que los valores de incertidumbre en los puntos de medición comparados serán de 0.25 % para aceite y 1 % para gas mencionando que estas estimaciones están resguardadas y disponibles para la revisión de la Comisión. El Contratista deberá garantizar los valores de incertidumbre en los Sistemas de Medición de tipo Operacional, transferencia y Puntos de Medición, y deberá de remitir a esta Comisión la información de los valores y presupuestos de incertidumbre de conformidad con lo establecido en el artículo 10 fracción III numeral f, subíndice II
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMHH	No	El Contratista dentro del documento "Plan de Desarrollo Área Contractual Barcodon" en el capítulo V Evaluación Económica, presenta diversos análisis y tablas con presupuestos correspondientes al desarrollo del campo, dentro de estos escenarios se establece el rubro de infraestructura, sin embargo no se desglosan las actividades y costos referentes a la implementación de los Mecanismos de Medición	El Contratista deberá de presentar a esta Comisión el análisis de las inversiones y costos de operación estimados de las actividades relacionadas con la Medición de Hidrocarburos para la definición de los Mecanismos de Medición así como su impacto en la Incertidumbre de Medida en los Puntos de Medición, en la Medición de Transferencia Operacional y de Referencia
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10 artículo 42 fracción X artículo 50	Si	Presento el documento soporte y programa para la implementación de la Bitácora de registro	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los LTMHH
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Presenta dos programas correspondientes a auditorías y visitas técnicas que se realizarán para los diagnósticos de los sistemas de medición, información ubicada en la página 21 y 22 del anexo de medición	El Contratista deberá remitir a esta Comisión información soporte sobre los diagnósticos y Auditorías que se lleven a cabo conforme al cronograma presentado, incluyendo los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los diagnósticos, esto de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, inciso g de los LTMHH.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV del personal involucrado en la medición así como el programa correspondiente a capacitación	Si	Presenta evidencia de las competencias técnicas de dos personas relacionadas con las actividades de medición, información ubicada en los anexos de medición	adicionalmente el OP presenta un organigrama donde se identifica el personal relacionado con las actividades de medición
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Presenta propuesta de indicadores para el desempeño de toda la instrumentación incluyendo su mantenimiento, información que se encuentra ubicada en la página 27 del anexo de medición carpeta 4	El Contratista deberá de presentar los resultados obtenidos derivados del seguimiento de los indicadores de desempeño y en su caso la justificación de las desviaciones de conformidad con lo establecido en el artículo 10 numeral f de los LTMHH
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto	Si	Se identifica el Ing. Yacomo M. Lattarulo Martínez designado como responsable oficial de Diavaz	Adicionalmente presentan las competencias del responsable oficial, el cual cuenta con conocimientos acordes a los sistemas a instalar en conjunto con la del personal presentado. Asimismo Presento un documento que acredita que cuenta con las facultades de conformidad con el artículo 9 de los LTMHH, información ubicada en los anexos de medición
17	17	23	De las derivaciones	Si	El Contratista presenta cronogramas para la implementación y construcción del Punto de Medición de petróleo así como del Sistema de medición de tipo transferencia para gas, en dichos sistema no deberá de instalarse derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la Medición de los Hidrocarburos	El Contratista deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición de forma física o electrónica, incluyendo: a. Información de los Mecanismos de Medición tales como documentos de diseño especificaciones de los Instrumentos de Medida sistemas, funcionalidad, diagramas de instrumentos de Medida y de tuberías flujogramas y planos, isométricos y cálculos, b. Información sobre los Instrumentos de Medida utilizados para medir las diversas magnitudes como flujo volumen, masa, temperatura, presión, densidad, viscosidad, longitud, así como análisis químicos cromatográficos y corte de agua, entre otros
18	19 fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	No 33	El Contratista menciona en su propuesta para la implementación de los Mecanismos de Medición que cumplirá con lo establecido en el artículo 28 de los LTMHH	El Contratista deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.

No.	Artículo de los LTMMH/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
19	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	El Contratista presentó cronogramas para las actividades de implementación de los sistemas de medición, actividades que incluye la elaboración de la ingeniería.	El Contratista dentro de la ingeniería correspondiente a los Sistemas y Puntos de Medición deberá de incluir la instalación de computador de flujo que cuentes con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información sobre la configuración, cambios efectuados en la misma, alarmas, fallas y valores calculados.
20	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	El Contratista contempla la implementación de un sistema SCADA en su infraestructura para monitoreo	El Contratista deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición. En todo momento, el Operador Petrolero deberá garantizar a la Comisión el acceso a dichos sistemas, sin costo alguno para esta.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	-	El Contratista presentó cronogramas para la implementación de los sistemas de medición, el Contratista deberá de asegurar el cumplimiento del artículo 21 de los LTMMH	El Contratista deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	-	Dentro de los documentos presentados por el Contratista no se visualiza la medición del agua.	El Contratista deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	-	Dentro de los documentos presentados por el Contratista no se visualiza la medición del agua.	Para la medición del agua producida en el Área Contractual el Contratista se sujetará a lo dispuesto en el artículo 23 de los LTMMH. Así el Contratista deberá de reportar los valores de volumen y calidad del agua producida de conformidad con lo establecido en los LTMMH.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	-	El Contratista no manifiesta el uso de Sistema de Medición multifásica en sus Mecanismos de Medición	
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la	Si	El Contratista ejecutara pruebas de producción a los nuevos pozos.	Previo a la realización de las pruebas de producción, el Contratista deberá informar a esta Comisión el inicio de las mismas y presentar la información referida en el VI.9 anexo I guía de planes.

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual 1 campo Barcodón, la Dirección General de Medición manifiesta que, el Contratista presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, además que de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación de los Puntos de Medición por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

2. Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.829/2018 de fecha 17 de diciembre de 2018, a lo cual mediante el oficio 352-A-007 con fecha del 21 de enero de 2019, dicha SHCP manifestó que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos para el Área Contractual 1 campo Barcodón, siempre y cuando los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos por el Contratista Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual y de conformidad con los LTMMH. En relación con lo anterior y derivado que el Contratista prevé dos etapas en el Plan de Desarrollo, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

- De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
- De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.
- Por último, de conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Operador Petrolero cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

3. Obligaciones:

1. El Contratista deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. El Contratista deberá dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Contratista en el Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
4. Los volúmenes y calidades del Gas y Condensado a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
5. El Contratista deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los Sistemas de Medición y los Mecanismos de Medición.
6. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección, balance que deberá ser reportado en los formatos correspondientes del anexo I de los LTMMH.
7. El Contratista deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
8. El Contratista deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH, mismos que deberá remitir a esta Comisión.

9. Mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
10. El Contratista, deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
11. El Contratista deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
12. Previo a la implementación de la segunda etapa, el Contratista deberá entregar a esta Comisión la metodología de balance composicional para el gas, así como la metodología de balance volumétrico de aceite.

El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictamen.

Así mismo es necesario que el Contratista cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

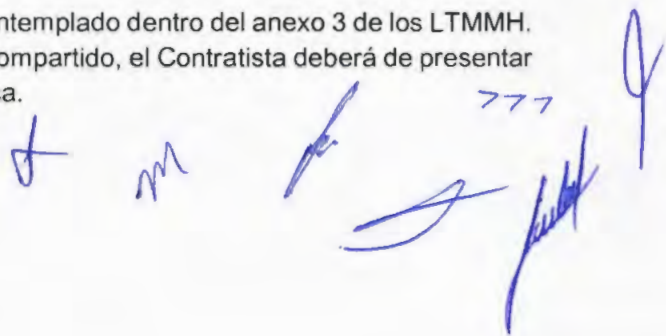
Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Contratista deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual 1 Campo Barcodón en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, la cual consiste en ejecutar en dos etapas la medición, en la etapa 1 el Contratista seguirá bajo el esquema actual de medición durante un periodo aproximado de 24 meses, donde se considera que el volumen y calidad del petróleo correspondiente a esta Área Contractual se determina y asigna con base en lo establecido en el acuerdo de medición celebrado entre Pemex Exploración y Producción (PEP) y Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V. y de conformidad con lo señalado en la resolución CNH.E.33.001/16 emitida el día 3 de agosto de 2016, así mismo, el Contratista durante este periodo ejecutará actividades para la implementación de los Puntos de Medición e inicio de la etapa 2 de medición, donde se consideran los siguientes puntos:

- Punto de Medición de Gas: Entrada al centro de proceso de gas Arenque (CPG Arenque).
- Punto de Medición de Petróleo: Salida del centro de almacenamiento y bombeo Tamaulipas (CAB Tamaulipas)

El Punto de Medición correspondiente al Gas se encuentra contemplado dentro del anexo 3 de los LTMMH. Los Puntos de Medición en esta etapa se consideran de uso compartido, el Contratista deberá de presentar a esta Comisión los acuerdos celebrados con Pemex Logística.



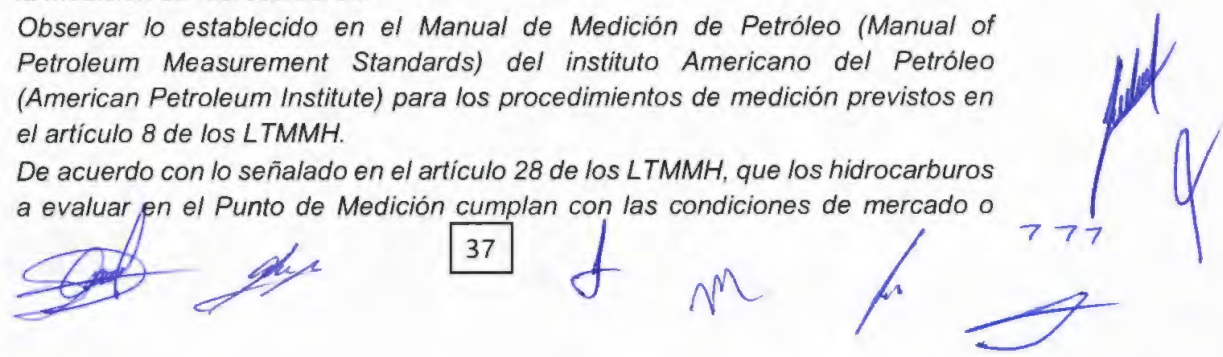
El Contratista manifiesta que los Puntos de Medición propuesto cumplirán con los parámetros de calidad e incertidumbre establecidos en los Artículos 28 y 38 de los LTMMH respectivamente.

Las actividades correspondientes se presentan en las figuras 2 y 3 de presente Dictamen. La Comisión dará seguimiento a las actividades presentadas por el Contratista, solicitando los avances correspondientes de las actividades, cabe señalar que la etapa 2 de medición podría iniciar antes del tiempo establecido por el Contratista, esto de acuerdo con los avances de los permisos, celebración de acuerdos operacionales y de medición y las actividades que lleve a cabo el Contratista.

Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Contratista, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, en términos del artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 20, 21, 22, 23, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.829/2018 de fecha 17 de diciembre de 2018, a lo cual mediante el oficio 352-A-007 recibido con fecha del 23 de enero de 2019, dicha SHCP manifestó que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos para el Área Contractual 1 campo Barcodón, siempre y cuando los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos por el Contratista Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual y de conformidad con los LTMMH. En relación con lo anterior y derivado que el Contratista prevé dos etapas en el Plan de Desarrollo, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:
 - De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
 - Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
 - De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o



comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.

- Por último, de conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH, toda vez que es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburos en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra identificadas en la Figura 21 del presente Dictamen.
 - b. Deberá de mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Contratista, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
 - d. Respecto de los Sistemas de Medición propuestos por el Contratista, y en cuanto a su instalación operación mantenimiento y calibración serán de conformidad con la cláusula 11.3 del Contrato.
 - e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campo 1 Barcodón en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Contratista deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.
 - f. El Contratista deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Contratista deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
 - g. La información del balance y producción de los hidrocarburos producidos deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

I) Comercialización de Hidrocarburos

Debido a que hoy en día no existen instalaciones para el manejo, transporte y acondicionamiento del gas en la Bateria de Separación Barcodón, el Contratista propone la construcción de nueva infraestructura,

entre la que figuran ductos de distribución de gas para bombeo neumático y un ducto para transportar el gas a la red del activo Constituciones propiedad de Pemex Exploración y Producción (PEP).

Por otro lado, el Contratista plantea diversas formas de aprovechar el gas producido, una de ellas, es utilizarlo para su autoconsumo mediante la compresión de este, para posteriormente utilizarlo en bombeo neumático, generación eléctrica y en otras necesidades locales de la batería.

Una vez realizadas las actividades mencionadas en el párrafo anterior, se prevé comercializar el gas producido remanente, o bien hacer uso y aprovechamiento de tecnologías a disposición de productores de gas que ofrezcan condiciones de complementariedad en proyectos similares en tamaño y volúmenes, como por ejemplo, licuefacción de gas natural en pequeña escala que pueda ser distribuido a través de autotanques o unidades móviles de corto alcance, esto dependería de las regulaciones y aprobaciones por parte de la Comisión Reguladora de Energía (en adelante, CRE) con las que el Contratista cuente en ese momento.

En lo que respecta a la comercialización del aceite producido dentro del área Contractual, el Contratista enfrenta diversas limitantes producto de las condiciones contractuales, regulatorias y de infraestructura existentes hoy en día, haciendo de PEP la única e inmediata opción para recibir, transportar y acondicionar el crudo en el corto y mediano plazo.

Sin embargo, el Contratista, sujeto a las leyes, regulaciones y aprobaciones por parte de la CRE correspondientes, plantea diversas estrategias de comercialización del aceite producido en el mediano y largo plazo, las cuales se señalan a continuación:

- a) Contratar los servicios de transporte y acondicionamiento de hidrocarburos de Pemex logística, desde el actual Punto de Medición provisional en la frontera del área contractual hasta un nuevo Punto de Medición aprobado por la CNH o bien, hasta el Punto de Venta que represente mejores condiciones comerciales.
- b) Modificar el contrato de compraventa que actualmente el Contratista mantiene con PEP, de manera que la entrega y transferencia de la propiedad del petróleo se dé efectivamente en un nuevo Punto de Medición aprobado por la CNH (e.g.: salida de la CAB Tamaulipas o Terminal Marítima Madero).
- c) Celebrar un contrato de compraventa con una compañía de trading que ofrezca condiciones de complementariedad para la comercialización del petróleo de Barcodón y permita obtener un mayor valor mediante acceso a mejores economías de transporte, almacenamiento, mezcla y distribución internacional (e.g.: refinerías de alta conversión y plantas de producción de asfalto).

m) Aprovechamiento de gas natural

El Contratista en cumplimiento al inciso (iv) de la Cláusula 5.3 del Contrato, y de acuerdo a lo establecido en los artículos 10 y 22 de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones) presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas asociado al Plan de Desarrollo, dentro del cual detalla las acciones e inversiones para contar con la infraestructura necesaria para alcanzar la meta de 98% de aprovechamiento de gas, así como mantenerla a través de la ejecución de inversiones enfocadas a acciones de mantenimiento preventivo y predictivo de los equipos que manejarán el gas producido en el Área Contractual. Dicha meta de 98% de aprovechamiento, se alcanzará dentro de los tres años posteriores al inicio de las actividades, en el mes de septiembre de 2020 y se mantendrá durante la vigencia del Plan de Desarrollo.

Durante el periodo de desarrollo en 2019 y parte de 2020 mientras se ejecutan procesos de compras y contratación, permisos ambientales y construcción de las alternativas de aprovechamiento definitivas, el Contratista desarrollará la infraestructura para aprovechar el gas, realizará la quema controlada del gas no se contempla conservación de gas, no se llevará a cabo venteo de gas, y la incineración se mantendrá en caso de contingencia por fallas de equipos, mantenimientos mayores.

Para lograr la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, MAG), y derivado del análisis técnico económico en términos de los artículos 5 y 11 de las Disposiciones el Contratista aprovechará el gas a través de una combinación entre autoconsumo, bombeo neumático, y transferencia a un tercero.

Con respecto al autoconsumo el Contratista pretende utilizar el gas natural asociado producido para uso propio en la Batería de separación como combustible para los equipos de compresión y para generación eléctrica que permita cumplir las necesidades de bombeo, alumbramiento, así como equipos de mantenimiento.

Con respecto al bombeo neumático, el Contratista utilizará el gas natural asociado producido, para su inyección por la sección anular de la tubería de producción como levantamiento artificial esta técnica tiene como objetivo principal ayudar a reducir la declinación de la producción de aceite.

Con respecto a la transferencia el Contratista transportará el gas producido hacia un punto de interconexión al ducto de recolección del gas de las estaciones de Pemex Constituciones entre las Baterías 10 y 1 Constituciones.

De acuerdo con las Disposiciones técnicas se contempla el sistema de incineración en caso de emergencia que permite regresar al aprovechamiento de gas una vez la contingencia en estos sistemas sea solventada.

En términos de las Disposiciones el Contratista plantea producir los pozos con una relación gas-aceite máxima de 869 pies cúbicos por barril de aceite a producir.

En la Tabla 18 se muestran las características del gas del Área Contractual.

Tabla 18. Características del gas del Área Contractual Barcodón

Muestreo	25-ene-18	20-jul-18	20-jul-18
Gas de pozo durante medición	Barcodón-21DES	Barcodón-1DES	Barcodón-21DES
Base de medida	% mol seco	% mol seco	% mol seco
Oxígeno	N.D	N.D	N.D
Nitrógeno	3.01	1.91	2.22
H2S	0.01	N.D	N.D
CO2	0.18	0.56	0.2
Metano	84.17	80.54	83.09
Etano	5.19	7.5	6.76
Propano	3.22	4.92	4.08
Isobutano	0.51	0.67	0.54
n-butano	1.32	1.81	1.42
Isopentano	0.5	0.55	0.43
Pentano	0.62	0.65	0.51
Hexanos+	1.27	0.91	0.74
Total	100	100	100
PM calculado	20.44	21.2	20.33
Poder cal (inf.) MJ/m ³	43.68	42.2	40.67
Poder cal (sup.) MJm ³	44.46	46.52	44.88
* N.D.: No detectado			

Fuente: Contratista

En la Tabla 19 se muestra Programa de Aprovechamiento de Gas de manera mensual para los años 2019 a 2021 y posteriormente, y en la Tabla 20 se observará el Programa de Aprovechamiento de Gas de forma anual a partir del año 2022 hasta la vigencia del Contrato.

El cálculo y reporte de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (MAG) y su seguimiento, se estima con base en la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \left(\frac{A + B + C + T}{G_P + G_A} \right) * 100$$

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

GP= Gas Natural Asociado Producido (volumen/año)

GA= Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año).

Tabla 19. Programa mensual de aprovechamiento de gas 2019-2021 (Fuente: CNH con datos del Contratista)

Programa de gas (MMPCD)	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19
Gas producido yacimiento	0.04	0.04	0.08	0.12	0.62	0.53	0.47	0.43	0.40	0.37	0.35	0.34
Autoconsumo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural no aprovechado	0.04	0.04	0.08	0.12	0.62	0.53	0.47	0.43	0.40	0.37	0.35	0.34
% Aprovechamiento	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Programa de gas (MMPCD)	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
Gas producido yacimiento	0.32	0.31	0.31	0.80	1.20	1.55	1.70	1.51	1.88	2.19	2.14	2.29
Autoconsumo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.24	0.24	0.25
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.63	1.90	1.87	1.99

Gas Natural no aprovechado	0.32	0.31	0.31	0.80	1.20	1.55	1.70	1.51	0.04	0.04	0.04	0.05
% Aprovechamiento	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	98.0	98.0	98.0	98.0
Programa de gas (MMPCD)	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
Gas producido yacimiento	2.43	2.55	2.83	2.92	3.02	3.11	3.21	3.30	3.06	2.87	3.07	3.06
Autoconsumo	0.27	0.28	0.31	0.32	0.33	0.34	0.35	0.36	0.34	0.32	0.34	0.34
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.50	0.70	1.00	1.20
Transferencia	2.11	2.22	2.47	2.54	2.63	2.71	2.79	2.87	2.65	2.48	2.66	2.64
Gas Natural no aprovechado	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.07	0.08	0.09
% Aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0

Tabla 20. Programa anual de Aprovechamiento de Gas 2022-2041

Programa de gas (MMPCD)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Gas producido yacimiento	2.53	1.93	1.60	1.39	1.24	1.12	1.03	0.89	0.83	0.77	0.71	0.89
Autoconsumo	0.28	0.21	0.18	0.15	0.14	0.12	0.11	0.10	0.09	0.08	0.08	0.10
Bombeo Neumático	1.31	1.38	1.34	1.32	1.22	1.03	0.82	0.75	0.75	0.70	0.62	0.75
Transferencia	2.17	1.65	1.37	1.18	1.05	0.96	0.88	0.76	0.71	0.65	0.61	0.76
Gas Natural no aprovechado	0.08	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03
% Aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0
Programa de gas (MMPCD)	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041				
Gas producido yacimiento	0.67	0.62	0.58	0.54	0.50	0.46	0.43	0.14				
Autoconsumo	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05	0.05	0.01				
Bombeo Neumático	0.57	0.53	0.49	0.47	0.41	0.41	0.38	0.36				
Transferencia	0.57	0.53	0.49	0.46	0.43	0.40	0.37	0.11				
Gas Natural no aprovechado	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01				
% Aprovechamiento	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0	98.0				

Fuente: CNH con datos del Contratista

En términos del artículo 4 fracciones II y IV y 5, de las Disposiciones Técnicas y de la Cláusula 14.1 del Contrato, el Contratista prevé utilizar como parte del programa de aprovechamiento el autoconsumo de hasta 0.3 millones de pies cúbicos diarios como combustible para los equipos de compresión para la generación de energía eléctrica propia.

En consecuencia, resulta procedente autorizar que el Operador utilice para autoconsumo los Hidrocarburos Producidos para las Actividades Petroleras hasta 0.3 millones de pies cúbicos diarios del gas producido dentro del Área Contractual como gas combustible para la generación de energía eléctrica propia. Lo anterior, con fundamento en la Cláusula 14.1 del Contrato.

Cabe mencionar que en términos de la Cláusula 14.1 del Contrato, el Operador no podrá quemar ni ventear Gas Natural, excepto por los límites autorizados por la Agencia o en la medida que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia, sujeto a los requerimientos ambientales previstos en la Normatividad Aplicable.

n) Cumplimiento Contractual

Con la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo, la Comisión analizó el cumplimiento Contractual por parte del Contratista respecto de las siguientes cláusulas 21:

Tabla 21. Cumplimiento Contractual de Catedral

Cláusula o Anexo del Contrato	Presento como parte del Plan de Desarrollo
5.3 Plan de Desarrollo	Sí
11.2 Procedimientos de Medición.	Sí
17.1 Requerimientos del Programa.	Sí
18.3 Contenido Nacional.	Sí
18.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica.	Sí
ANEXO 9, Contenido Mínimo del Plan de Desarrollo	Sí

Fuente: Comisión con información presentada por Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.

En cumplimiento a la cláusula 17.1, el Contratista estableció en el Plan de Desarrollo las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, restauración, remediación, desinstalación de maquinaria y equipo, entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, lo cual el Contratista manifiesta que lo realizará conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable.

En este sentido, el Contratista considera las actividades de Abandono de la infraestructura dentro del Área Contractual que se harán al finalizar la etapa del proyecto, lo cual, de acuerdo con la Cláusula 3.3 del Contrato, no exime al Contratista de realizar todas las actividades de Abandono correspondientes.

Los pozos que serán corresponden a los declarados de utilidad, así como los pozos perforados en el periodo de Evaluación y los pozos propuestos para perforarse en la presente Modificación. El programa general de abandono de pozos contempla 5 diferentes métodos:

- 1) Con unidad de Cementaciones
- 2) Con equipo de reparación mayor y unidad de cementaciones
- 3) Con unidad de registros eléctricos
- 4) Con unidad de cementaciones
- 5) Con personal de Diavaz Offshore

Las instalaciones que serán abandonadas corresponden a las declaradas de utilidad y construidas durante el Plan de Desarrollo. Las acciones previstas dentro del programa general de abandono de Materiales se describen a continuación:

- 1) Ductos:
 - a) Limpieza interna de los ductos para desalojar el hidrocarburo.
 - b) Efectuar cortes a nivel de superficie y sacar la tubería según aplique.
 - c) Retiro de todos los elementos y accesorios superficiales incluyendo trampas de herramientas instrumentadas.
 - d) Demolición de mochetas, bardas, portones, señalamientos a lo largo del derecho de vía y áreas de maniobras, retirando las losas de concreto.
 - e) Remoción de escombros.
 - f) Restaurar la superficie afectada y saneamiento general del área.
 - g) Recorrido con propietarios y notario para validar las condiciones en que se entrega el área.
 - h) Registro y documentación de las actividades realizadas.
 - i) Presentar informe a los entes Reguladores.

2) Batería de separación

Múltiples de producción:

- a) Limpieza interna de las tuberías y equipos para retirar el hidrocarburo.

43

- b) Corte de tubería y retiro de válvulas y accesorios.
- c) Demolición de mochetas y áreas de maniobras retirando las losas de concreto.
- d) Remoción de escombros.
- e) Restaurar la superficie afectada y saneamiento.
- f) Recorrido con propietarios y notario para validar las condiciones en que se entrega el área.
- g) Registro y documentación de las actividades realizadas.
- h) Presentar informe a los entes Reguladores.

Tuberías de proceso:

- a) Limpieza interna de las tuberías y equipos para retirar el hidrocarburo.
- b) Corte de tubería, retiro de válvulas y accesorios.
- c) Demolición de mochetas y áreas de maniobras retirando las losas de concreto.
- d) Remoción de escombros y transporte a los sitios de recolección autorizados.
- e) Restaurar la superficie afectada y saneamiento.
- f) Recorrido con propietarios y notario para validar las condiciones en que se entrega el área.
- g) Registro y documentación de las actividades realizadas.
- h) Presentar informe a los entes Reguladores.

Tanques, recipientes a presión, tuberías de proceso:

- a) Limpieza interna de los tanques, recipientes a presión y tuberías de proceso para retirar el hidrocarburo.
- b) Corte de láminas, tuberías, retiro de válvulas y accesorios.
- c) Desmontaje de los equipos y traslado de láminas, tuberías y recipientes a presión y traslado almacenes.
- d) Demolición dique de contención, mochetas, bardas, portones, veredas de tránsito y áreas de maniobras, retirando las losas de concreto.
- e) Remoción de escombros y transporte a los sitios de recolección autorizados.
- f) Restaurar la superficie afectada y saneamiento;
- g) Registro y documentación de las actividades realizadas.

Retiro de equipos (motores, bombas, depósitos de combustible, quemador, antena, postes de iluminación):

- a) Limpieza interna y externa de los equipos para retirar el hidrocarburo.
- b) Desmontaje de los equipos (motor, bombas, quemador, antena) y traslado a almacenes.
- c) Corte de láminas, tubería y, retiro de válvulas y accesorios.
- d) Demolición dique de contención, mochetas, bardas, portones y áreas de maniobras, retirando las losas de concreto;
- e) Remoción de escombros.
- f) Restaurar la superficie afectada y saneamiento.
- g) Recorrido con propietarios.
- h) Registro y documentación de las actividades realizadas.

En relación con las cláusulas 17.3 Fideicomiso de Abandono y 17.4 Fondeo del Fideicomiso de Abandono del Contrato, a continuación, se describe el procedimiento de cálculo del Fideicomiso de Abandono. Así mismo, el Contratista manifiesta que no considera un valor para el interés generado en el Fideicomiso en el Año de cálculo (IAt), debido a que a la fecha en que se presentó la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo, el Contratista desconoce las tasas de interés aplicables al Fideicomiso a constituir, sin embargo, se compromete a realizar la actualización de las aportaciones correspondientes al Fideicomiso.

Tabla 22. Distribución de aportaciones al fideicomiso de Abandono

44

Año	AAI (US\$)	PAEI (Mbpce)	RR (Mbpce)	CAE (US\$)	IAI (US\$)
2019	135,192	300	12,010	5,411,720	
2020	420,170	932	11,710	5,276,528	
2021	697,963	1,549	10,778	4,856,358	
2022	564,853	1,254	9,229	4,158,396	
2023	432,961	961	7,975	3,593,543	
2024	358,493	796	7,014	3,160,582	
2025	307,855	683	6,219	2,802,089	
2026	270,698	601	5,535	2,494,234	
2027	242,845	539	4,935	2,223,536	
2028	221,298	491	4,396	1,980,691	
2029	202,796	450	3,905	1,759,393	
2030	188,120	417	3,455	1,556,597	
2031	174,790	388	3,037	1,368,477	
2032	162,158	360	2,649	1,193,687	
2033	150,171	333	2,289	1,031,529	
2034	139,739	310	1,956	881,358	
2035	130,031	289	1,646	741,619	
2036	121,339	269	1,357	611,588	
2037	112,593	250	1,088	490,249	
2038	104,771	233	838	377,656	
2039	97,493	216	606	272,885	
2040	90,975	202	389	175,393	
2041	84,418	187	187	84,418	
Total	5,411,720	12,010			

Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista

V. Los indicadores de supervisión del cumplimiento de las metas programadas.

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 23 a Tabla 27 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Tabla 23. de desempeño en tiempo de reparación de pozos.

Características	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TRP = (TRP_{real} - TRP_{plan} / TRP_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo

Fuente: CNH

Tabla 24. Indicadores clave de desempeño en éxito de reparaciones

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = (\text{pozos reparación exitosos} / \text{total de pozos reparación}) * 100$	$DRMA = (RMA_{real} - RMA_{plan} / RMA_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Fuente: CNH

Tabla 25. Indicadores clave de desempeño en desviación de producción y desviación de gasto de operación.

Característica	Producción
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = (PA_{real} - PA_{plan} / PA_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual
Periodo de reporte a la comisión	Mensual

Fuente: CNH

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

Tabla 26. Indicadores Trimestrales

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Gasto de Operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{GO\ real - GO\ plan}{GO\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{DR\ real - DR\ plan}{DR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Factor de recuperación	Porcentaje de diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DFR = \left(\frac{FR\ real - FR\ plan}{FR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{CN\ real - CN\ plan}{CN\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral

Fuente: CNH

Tabla 27. Indicadores que reportar al terminar la actividad

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Presión por yacimiento	Caída de la presión por yacimiento	Magnitud de la caída de presión	$\Delta P = P_A \text{ la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Fuente: Comisión

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7 fracción II y III 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 que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 28.

Tabla 28. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	17		
Terminación	17		
RMA	4		

Fuente: Comisión.

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 29.

Tabla 29. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera

Sub-actividad		Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo				
I	Construcción Instalaciones	13.83		
II	Ingeniería de Yacimientos	1.23		
III	Otras Ingenierías	1.20		
IV	Perforación de Pozos	30.29		
V	Pruebas de Producción	0.34		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.78		
Producción				
VI	Ductos	0.38		
VII	General	16.36		
VIII	Operación de Instalaciones de Producción	2.48		
IX	Pruebas de Producción	0.23		
X	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.61		
Abandono				
		5.41		
Costos totales		74.12		

Fuente: Comisión.

- iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, 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 derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 30.

Tabla 30. Indicadores de desempeño de la producción de condensado y gas en función de la producción reportada

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de aceite programada (mbd)	0.8	2.3	3.7	3.0	2.3	1.9	1.6	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	0.9
Producción de condensado real (mbd)													
Porcentaje de desviación													
Producción de gas programada (mmpcd)	0.4	1.7	3.0	2.5	1.9	1.6	1.4	1.2	1.1	1.0	1.0	0.9	0.8
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Fluido	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Volumen acumulado (2019-2041)
Producción de aceite real (mbd)	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.1	10.35 MMb
Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (mmpcd)	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.1	8.79 MMMpc
Producción de gas real (mmpcd)											
Porcentaje de desviación											

Fuente: Contratista.

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A1/2015, 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.

En relación al Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1446/2018, de fecha 14 de diciembre de 2018, la Agencia señala que por oficio número ASEA/UGI/DGGEERC/0832/2017, del 28 de agosto de 2017, autorizó el Sistema de Administración de Riesgos del contratista del Plan de Desarrollo (ASEA-DIO17004C/AI0517), misma que contempla las actividades aprobadas en el "Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo del Área Contractual 1, de la Licitación CNH-R01-L03-A1/2015"

En adición a lo anterior el Contratista debe presentar en la Agencia el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025: "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", de conformidad con el Artículo 26 de las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican."

Por otra parte, el Contratista también deberá presentar El Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la Modificación al Plan de Desarrollo.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional, Capacitación y transferencia de tecnología.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del contrato CNH-R01-L03-A6/2015 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.

En relación a la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante UCN.430.2019.0104 recibido el 20 de febrero 2019 en esta Comisión, suscrito por la encargada de despacho de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético, informa que es probable que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Contrato para el periodo de tiempo 2019-2025, en consecuencia, emite opinión favorable respecto al programa referido y presentado por Diavaz Offshore.

Adicionalmente, mediante UCN.430.2019.006 recibido el 21 de enero 2019 en esta Comisión, suscrito de igual manera por la encargada de despacho de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético, emitió opinión favorable con relación al Programa de capacitación y transferencia de tecnología presentado para el Contrato CNH-R01-L03-A1/2015. No obstante, la Secretaría de Economía manifestó que el Contratista deberá informar a la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas en Inversión en el Sector Energético las actividades que llevará a cabo para la implementación de dicho programa, a fin de que éste corresponda a la modificación del Plan de Desarrollo de referencia".

Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en las Cláusulas 18.3 y 18.5 del Contrato.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y 39 fracciones I, II, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII y XIII, 25 y el Anexo 2 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 5.4 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI, 8, fracción II excepto inciso g) debido a que el yacimiento es de gas no asociado, 11, fracción I, II, III, IV, V, VII y VIII de los Lineamientos; y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 13.2 del Contrato.

2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo 2 de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.001/2017 DICTAMEN MODIFICACIÓN PLAN DE DESARROLLO CNH-R01-L03-A1/2015 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

3. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:

a) Cumple con la Cláusula, 5.3:

- i. Contempla la totalidad del Área Contractual;
- ii. Incluye la totalidad de la información requerida en al Anexo 9 del Contrato;
- iii. Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo Factor de Recuperación final de las Reservas de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria, Está diseñado de tal forma que permite la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión.
- iv. Contempla el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural.
- v. Cuenta con los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 11.1, 11.2 11.3 y 11.8 del Contrato y el artículo 20 de los LTMMH, en términos del análisis realizado en el apartado IV, inciso k) del presente Dictamen.

c) En atención a la Cláusula 17.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

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

El Plan establece la toma de información para asociado a la actividad física de la Modificación, lo que ayudará a caracterizar y conocer mejor los intervalos de interés petrolero, entre la información a

50

adquirir, se encuentran registros geofísicos, registro de presión y pruebas de presión producción, que permiten acelerar el conocimiento de los yacimientos Agua Nueva, Tamaulipas Superior e Inferior.

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

Con el cálculo modificado del volumen original y del volumen a recuperar, los factores de recuperación del Plan de Desarrollo para la Extracción vigente se reducen. Los factores de recuperación del Plan vigente con respecto a la Modificación, considerando la reserva 3P, reducen de 9.4% a 7.19 % para el caso del petróleo y de 20.5% a 15.36% para el caso del gas natural. Sin embargo, se recuperan 6.9 MMb de aceite y 7.1 MMMpc de gas natural adicionales, lo anterior porque hay un incremento en el volumen original.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos

Con la modificación se están reponiendo las reservas de la Nación a través de la incorporación del volumen del yacimiento Agua Nueva se pretende incorporar un volumen de 10.11 MMb de aceite y 8.70 MMMpc de gas, derivados del desarrollo del yacimiento Agua Nueva.

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

La adquisición de información podrá brindar datos para caracterizar mejor los intervalos de interés petrolero y las reparaciones mayores, se considera técnicamente viables para continuar con el Plan de extracción en el Área Contractual en beneficio del País, adicionalmente el Contratista se encuentra analizando tecnologías que permitan explotar en un futuro la formación Tamaulipas Inferior.

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

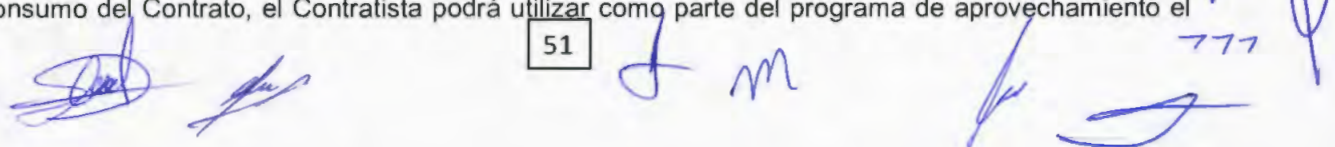
Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar como perforación de pozos horizontales son adecuadas para dar continuidad al desarrollo del Área Contractual y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables. Dado que se recuperarán 6.9 MMb de aceite y 7.1 MMMpc de gas natural adicionales, asociados a un factor de recuperación de 7.19% en el caso del petróleo y 15.36% en el caso del gas.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El Plan de Desarrollo considera el programa de aprovechamiento de gas conforme a las Disposiciones Técnicas, asimismo da cumplimiento a la meta de aprovechamiento de gas del 98%, la cual se alcanzará de acuerdo con lo programado en septiembre de 2020 y se mantiene durante el resto de la vigencia del Plan, a través del autoconsumo, bombeo neumático, y transferencia a un tercero, de esta manera se garantiza el aprovechamiento del gas producido en el Área Contractual.

Asimismo, en atención al artículo 13 de las Disposiciones de Aprovechamiento de Gas, se propone aprobar la máxima Relación Gas Aceite (RGA) esperada con base en la producción de sus pozos de 869 pc/bl, confirmando el seguimiento y cumplimiento de esta relación según el pronóstico de producción, incluyendo entre otras acciones, reparaciones mayores, así como el estrangulamiento y cierre de los pozos que sobrepasen esta máxima relación gas aceite (RGA), y de conformidad con los factores de recuperación de Hidrocarburos reportados, de conformidad con lo establecido en los artículos 25 y 27 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en la Extracción de Hidrocarburos.

En términos del artículo 4 fracción II y IV, de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos y de la Cláusula 14.1 Hidrocarburos de autoconsumo del Contrato, el Contratista podrá utilizar como parte del programa de aprovechamiento el



autoconsumo de hasta 0.3 millones de pies cúbicos diarios como gas combustible para la generación de energía eléctrica propia.

Dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar en términos de las Disposiciones de aprovechamiento de gas natural asociado, del artículo 39, fracción VII, de la LORCME, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos, así como de la Cláusula 14.1 del Contrato.

Lo anterior, toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en el artículo 11, 13, 14 fracción II, 19, 22 de las Disposiciones.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual 1 Campo Barcodón en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, la cual consiste en ejecutar en dos etapas la medición, en la etapa 1 el Contratista seguirá bajo el esquema actual de medición durante un periodo aproximado de 24 meses, donde se considera que el volumen y calidad del petróleo correspondiente a esta Área Contractual se determina y asigna con base en lo establecido en el acuerdo de medición celebrado entre Pemex Exploración y Producción (PEP) y Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V. y de conformidad con lo señalado en la resolución CNH.E.33.001/16 emitida el día 3 de agosto de 2016, así mismo, el Contratista durante este periodo ejecutará actividades para la implementación de los Puntos de Medición e inicio de la etapa 2 de medición, donde se consideran los siguientes puntos:

- Punto de Medición de Gas: Entrada al centro de proceso de gas Arenque (CPG Arenque).
- Punto de Medición de Petróleo: Salida del centro de almacenamiento y bombeo Tamaulipas (CAB Tamaulipas)

El Punto de Medición correspondiente al Gas se encuentra contemplado dentro del anexo 3 de los LTMMH. Los Puntos de Medición en esta etapa se consideran de uso compartido, el Contratista deberá de presentar a esta Comisión los acuerdos celebrados con Pemex Logística.

El Contratista manifiesta que los Puntos de Medición propuesto cumplirán con los parámetros de calidad e incertidumbre establecidos en los Artículos 28 y 38 de los LTMMH respectivamente.

Las actividades correspondientes se presentan en las figuras 2 y 3 de presente Dictamen. La Comisión dará seguimiento a las actividades presentadas por el Contratista, solicitando los avances correspondientes de las actividades, cabe señalar que la etapa 2 de medición podría iniciar antes del tiempo establecido por el Contratista, esto de acuerdo con los avances de los permisos, celebración de acuerdos operacionales y de medición y las actividades que lleve a cabo el Contratista.

Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Contratista, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- c) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, en términos del artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:

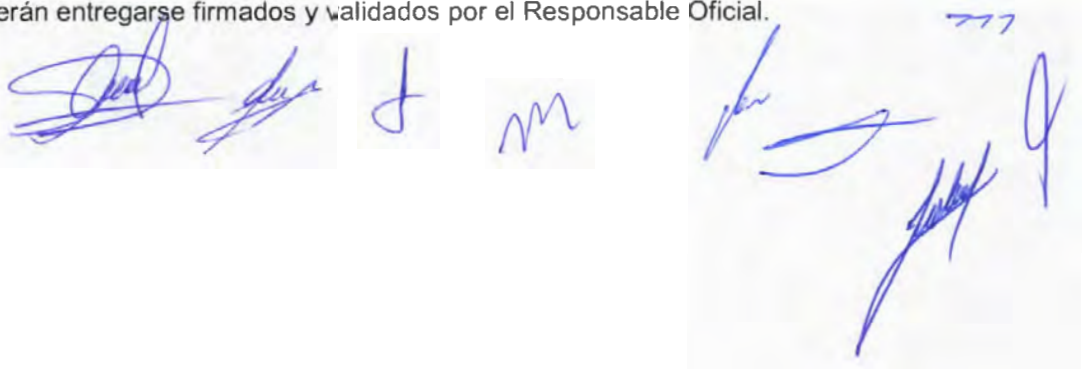
- v. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 20, 21, 22, 23, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- vi. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- vii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
- viii. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.829/2018 de fecha 17 de diciembre de 2018, a lo cual mediante el oficio 352-A-007 recibido con fecha del 23 de enero de 2019, dicha SHCP manifestó que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos para el Área Contractual 1 campo Barcodón, siempre y cuando los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos por el Contratista Diavaz Offshore S.A.P.I. de C.V., permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del Área Contractual y de conformidad con los LTMMH. En relación con lo anterior y derivado que el Contratista prevé dos etapas en el Plan de Desarrollo, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:
- De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
 - Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
 - De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.
 - Por último, de conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH, toda vez que es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburos en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- d) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición,

así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra identificadas en la Figura 21 del presente Dictamen.

- b. Deberá de mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Contratista, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- d. Respecto de los Sistemas de Medición propuestos por el Contratista, y en cuanto a su instalación operación mantenimiento y calibración serán de conformidad con la cláusula 11.3 del Contrato.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campo 1 Barcodón en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Contratista deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.
- f. El Contratista deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Contratista deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
- g. La información del balance y producción de los hidrocarburos producidos deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.



ELABORÓ

ING. JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ
Subdirector de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN
Directora de Área
Dirección General de Medición

ELABORÓ

ING. EDGAR HERNÁNDEZ RIVERA
Jefe de Departamento
Dirección General de Comercialización de Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta
Dirección General de Estadística y Evaluación
Económica

REVISÓ

MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO
Directora General de Estadística y Evaluación
Económica

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General de Medición

REVISÓ

MTRO. SAMUEL CAMACHO ROMERO
Director General Adjunto de Comercialización de
Producción

REVISÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ



MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular de la Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 19, 29, 31, 31BIS y 35 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 Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L03-A1/2016.

