

Asignación A-0067-M – Campo Castarrical

Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción

Agosto 2019



[Handwritten signature]

CNH *777*

Comisión Nacional de Hidrocarburos

[Handwritten initials]

CONTENIDO 2

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN 5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS 6

IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN 7

A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN 7

B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 9

C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS 9

D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 12

E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR 14

F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 15

G) COMPARATIVO DEL CAMPO CASTARRICAL A NIVEL INTERNACIONAL 18

H) EVALUACIÓN ECONÓMICA 21

D. MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 25

E. PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 40

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN 43

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 46

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 48

VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 49

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 49

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 49

C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS 49

D) LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MÁS ADECUADA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, EN FUNCIÓN DE LOS RESULTADOS PRODUCTIVOS Y ECONÓMICOS 50

E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 50

F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 51

IX. RECOMENDACIONES 54

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical (en adelante, Asignación), es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Asignatario o PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación el 5 de enero de 2017. Los datos se muestran en la Tabla 1.

Descripción	
Nombre	A-0067-M - Campo Castarrical
Estado y municipio	Comalcalco, Tabasco
Área de Asignación	37.3 Km ²
Fecha de emisión del título de Asignación modificado	13 agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	Mioceno Superior
Yacimientos y/o Campos	Concepción Superior - Arenas
Colindancias	A-0356-M-Campo Tupilco, AC - 0023 - Campo Tajón

Tabla 1. Datos Generales de la Asignación A-0067-M - Campo Castarrical.
(Fuente: Comisión con información de PEP)

La Asignación Castarrical se encuentra ubicada en el municipio de Comalcalco, en el estado de Tabasco a 17 km de la cabecera municipal y aproximadamente 4 km tierra adentro dentro de la plataforma continental del Golfo de México.



Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical.
(Fuente: Comisión)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°17'00"	18°25'00"
2	93°17'00"	18°24'30"
3	93°16'30"	18°24'30"
4	93°16'30"	18°22'30"
5	93°17'00"	18°22'30"
6	93°17'00"	18°22'00"
7	93°19'30"	18°22'00"
8	93°19'30"	18°22'30"
9	93°21'00"	18°22'30"
10	93°21'00"	18°24'30"
11	93°19'30"	18°24'30"
12	93°19'30"	18°25'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical.
(Fuente: Comisión con información de PEP, 2019)

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

777

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

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto por PEP, involucró la participación de cuatro direcciones administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDEExt), Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (en adelante, DGMCP), Dirección General de Reservas (en adelante, DGR) y Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPEE). Además, 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.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/13/2019 Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación de la DGDE de esta Comisión.

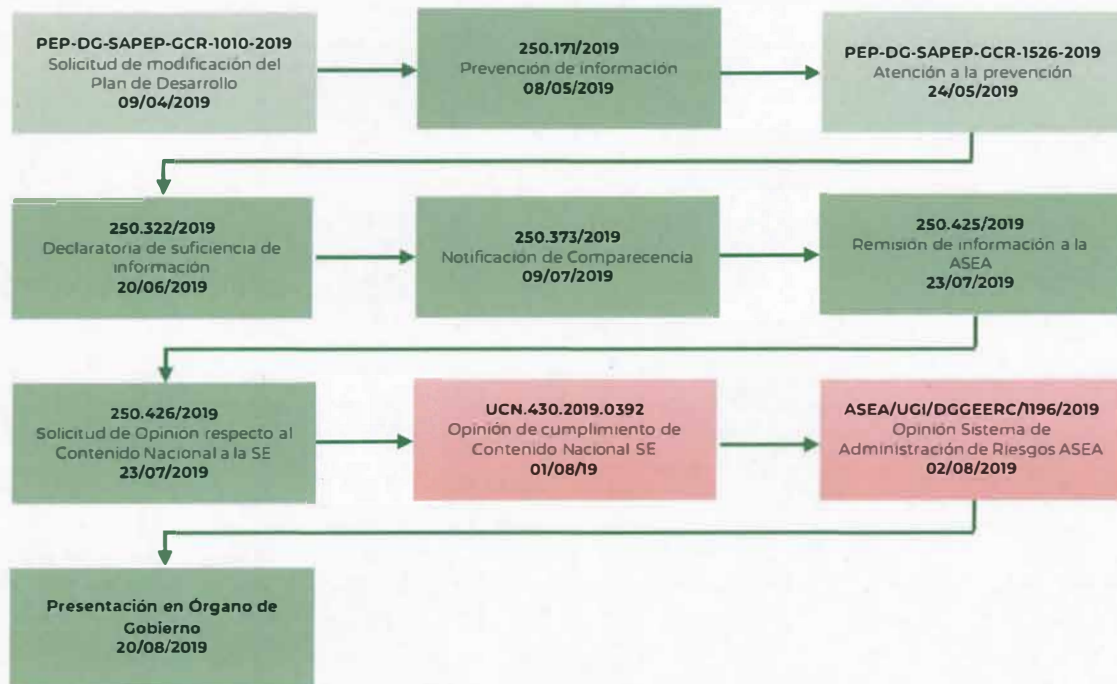


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP 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 Desarrollo para la Extracción propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 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), 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 las modificaciones propuestas por PEP al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8, fracción II, 40, fracción II, incisos a), b) y h) 41, y el Anexo II de los Lineamientos.

Cabe señalar que el 12 de abril de 2019, fueron publicados en el DOF los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. No obstante, el Tercero Transitorio de dicho ordenamiento indica que los trámites de aprobación y modificación de Planes iniciados ante la Comisión con anterioridad a su entrada en vigor se substanciarán conforme a los lineamientos vigentes al inicio del trámite respectivo.

Adicionalmente, a la modificación del Plan de Desarrollo se realizó el estudio de la propuesta de Plan de Desarrollo al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) así como respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas).

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b) y h), así como 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la modificación al Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo para la Extracción cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) Presentó un comparativo entre el Plan aprobado y el proyecto de Plan con las modificaciones propuestas;
- b) Contiene un análisis costo-beneficio de los efectos derivados de la modificación propuesta, en términos técnicos, económicos y operativos;
- c) Contiene el sustento documental de la modificación propuesta;
- d) Contiene las Mejores Prácticas de la Industria para la modificación propuesta; y
- e) Presentó las nuevas versiones de los Programas asociados al Plan, y
- f) los apartados que son sujetos de modificación, en términos del Anexo II de los Lineamientos.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos incluidos en la Asignación se muestran en la Tabla 3.

Características generales	Mioceno Superior
Área (km ²)	37.3
Año de descubrimiento	1967
Fecha de inicio de explotación	1967
Profundidad promedio (m)	2,800
Elevación o tirante de agua (m)	-
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	72
Productores	Total de productores
	2
Fluyentes*	-
SAP	2
Cerrados	28
-Con posibilidades de explotación	21
-Sin posibilidades de explotación	7
Taponados	42
Tipo de sistemas artificiales de producción	Bombeo Neumático
Marco Geológico	
Era, período y época	Cenozoico
Cuenca	Comalcalco
Play	Mioceno
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Complejo de barras y canales
Litología almacén	Areniscas
Propiedades petrofísicas	

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

Mineralogía (%)	Cuarzo, Esmeclita, Clorita
Saturación de agua (%)	44
Porosidad y tipo (%)	23.2, Intergranular
Permeabilidad (mD)	95.9, Absoluta
Espesor bruto promedio (m)	215.8
Espesor neto promedio (m)	64.2
Relación neto/bruto	0.30

Propiedades de los fluidos

Tipo de hidrocarburos	Aceite ligero
Densidad °API a condiciones de superficie	33
Viscosidad (cP) a condiciones de Pb y Ty	0.729
Viscosidad (cP) a condiciones de superficie	0.807
Relación gas - aceite inicial / actual (m ³ /m ³)	77.3/115
Bo inicial / actual (m ³ /m ³)	1.38/ 1.37
Calidad y contenido de azufre (%)	-
Presión de saturación (kg/cm ²)	122.4
Factor de conversión del gas (mpc/bl)	0.237
Poder calorífico del gas neto (BTU/pc)	1,281

Propiedades del yacimiento

Temperatura (°C)	94
Presión inicial (kg/cm ²)	336
Presión actual (kg/cm ²)	90
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión roca-fluido y gas en solución

Extracción

Métodos de recuperación secundaria	-
Métodos de recuperación mejorada	Pre selección de procesos que apliquen en el yacimiento
Gastos actuales (bpd)**	140
Gastos máximos (mbd) y fecha de observación	13.6 - octubre 1971
Corte de agua (%)	29.29

Datos referidos a diciembre de 2018.

*Inducción mecánica intermitente.

**Producción reportada a mayo de 2019

Tabla 3. Propiedades de los yacimientos que integran la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical.
(Fuente: PEP, datos presentados en la solicitud de modificación al Plan en marzo de 2019)

b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Título de Asignación, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 19 de febrero de 2016, se modificó, ajustando el área para realizar actividades de extracción de hidrocarburos y estableciendo dentro del Título de Asignación el Compromiso Mínimo de Trabajo para el área asignada.

Dicho lo anterior, con base en el artículo 40 fracción II incisos a), b) y h) de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo de la Asignación se modifica debido a:

- Existan modificaciones en el alcance del Plan, cuando el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de extracción.
- Por el avance de las operaciones se tuvo una actualización en los volúmenes originales y en la cuantificación de reservas.
- Exista variación del monto de inversión.

La modificación al Plan propuesto está enfocada al desarrollo del Bloque Sur de la Asignación, cuyo objetivo principal es la perforación de 5 pozos en esta zona; para continuar con la extracción en la zona productora, el Asignatario propone la perforación de 2 pozos; además se pretenden realizar 24 reparaciones mayores (RMA) y 280 reparaciones menores (incluyen limpiezas y estimulaciones), 37 taponamientos y el abandono de 7 instalaciones de superficie.

Por lo anterior se está planteando una propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción la cual considera una inversión de 199 millones de dólares (mmUSD), mismo que permitirá recuperar para el período 2019-2034 un volumen de 13.7 millones de barriles (mmb) de aceite y 9.5 miles de millones de pies cúbicos (mmpc) de gas asociado y, que representan 15.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce). Cabe destacar que estos volúmenes a recuperar son al límite Económico propuesto por el Asignatario el cual se establece que se alcanza en el año 2034.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Con respecto al volumen original de aceite de la Asignación, se puede apreciar en la Figura 3 que del 2015 a 2019 el volumen original se ha mantenido sin cambios.

777

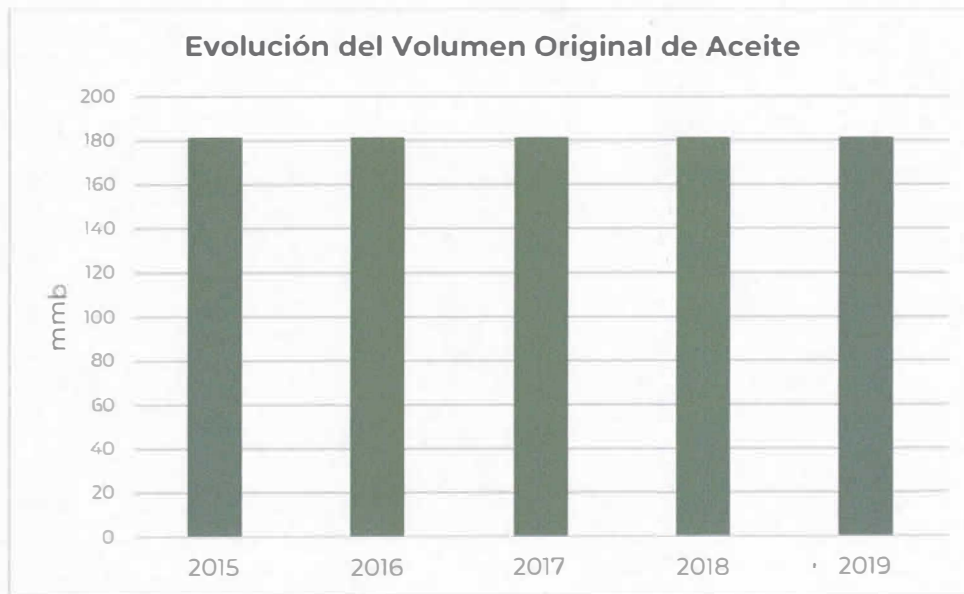


Figura 3. Evolución del volumen original de aceite de la Asignación en el periodo 2015-2019.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

De igual manera, el volumen original de gas de la Asignación mostrado en la Figura 4 se ha mantenido sin cambios de 2015 a 2019.



Figura 4. Evolución del volumen original de gas de la Asignación en el periodo 2015-2019.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

A continuación, en las Figuras 5 y 6, se puede observar la evolución de reservas de aceite y gas, respectivamente del campo Castarrical.



Figura 5. Evolución de las reservas de aceite de la Asignación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

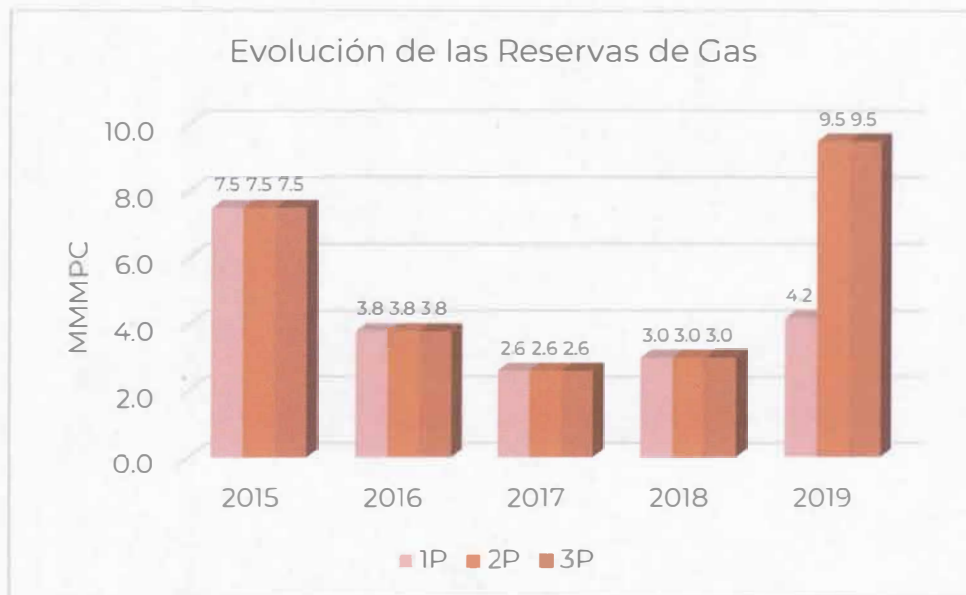


Figura 6. Evolución de las reservas de gas de la Asignación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Derivado del análisis realizado de la información de reservas de hidrocarburos, contenida en el Plan de Desarrollo para la Extracción, así como de aquella con la que cuenta la Comisión, las estimaciones de reservas de hidrocarburos han sufrido cambios en el periodo 2015 - 2019, debido principalmente a revisiones en el modelo del yacimiento.

Sin embargo, de acuerdo con lo documentado por el Operador Petrolero, derivado de los trabajos de análisis realizados por los grupos multidisciplinarios del Asignatario, a la información con la que cuenta, previo a la presentación de la Modificación del Plan, se logró realizar la actualización del modelo geológico del Campo Castarrical, de lo cual se identificaron 5 nuevas oportunidades para extraer hidrocarburos en áreas no drenadas en

4
 1
 8
 A

777
 A

la parte sur del campo, asociadas a la Unidad de Flujo A-20, en la formación Mioceno Superior.

Adicionalmente, identificaron 2 oportunidades para extraer hidrocarburos en la zona ya productora del Campo, las cuales estarán enfocadas en la reactivación de la producción del mismo.

Derivado de lo anterior, las estimaciones de Reservas de Hidrocarburos realizadas por el Operador Petrolero, certificadas al 1 de enero de 2019, muestran un incremento significativo respecto de lo consolidado por esta Comisión al 1 de enero de 2018. Dicho incremento representa aproximadamente el 56.3% en aceite y el 40% en gas para el caso 1P, y el 328% en aceite y 216% en gas para el caso 2P=3P. En términos de volúmenes, el incremento de Reservas de Hidrocarburos del 1 de enero de 2018 al 1 de enero de 2019 equivale a 1.8 millones de barriles de aceite y 10.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural para el caso 1P, y a 1.2 millones de barriles de aceite y 6.5 miles de millones de pies cúbicos de gas natural para el caso 2P y 3P.

d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Plan de Desarrollo vigente, contemplaba la perforación de 3 pozos de desarrollo y 9 reparaciones mayores (RMA), con una inversión de 62.5 mmUSD para el período de 2015 - 2036, y un volumen de producción de 3.45 mmb de aceite y 6.73 mmmpc.

La nueva propuesta del Plan de Desarrollo para la extracción considera 7 perforaciones, 24 reparaciones mayores (RMA), 280 reparaciones menores (RME) (incluye limpiezas y estimulaciones), la construcción de 2 ductos y actividades de abandono que contemplan: 37 taponamientos de pozos y actividades de abandono de 7 instalaciones, con la inversión de 199 mmUSD y un gasto de operación de 42.9 mmUSD, que permitirán recuperar para el período 2019 - 2034 un volumen de 13.7 mmb de aceite y 9.5 mmmpc de gas.

En la Tabla 4 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en el Plan vigente, la actividad física Real ejecutada por el Asignatario a 2018 y la actividad física propuesta por PEP a realizar en la presente solicitud de modificación al Plan de Desarrollo. El Plan propuesto refiere las Actividades petroleras relacionadas con la recuperación de las reservas en el horizonte de producción de la Asignación; es decir, que las Actividades de extracción están previstas al año 2034 (límite económico), siendo que las Actividades de abandono, culminarán en el año 2036.

Concepto	Unidades	Plan Aprobado	Real Ejecutado	Plan Aprobado por Ejecutar	Plan Propuesto
		2015-2036	2015-2018	2019-2034	2019-2034
Perforación y Terminación	Número	3	0	3	7
Reparación mayor		9	1	8	24
Reparación menor		-	-	-	280 ⁽¹⁾

Ductos		0	0	0	2
Taponamientos		0	0	0	37
Abandono de infraestructura		0	0	0	7
Reservas 1P	mmbpce	4.9 ⁽²⁾	3.6 ⁽³⁾	N/A	5.9 ⁽⁴⁾
Reservas 2P		4.9 ⁽²⁾	3.6 ⁽³⁾	N/A	15.8 ⁽⁴⁾
Reservas 3P		4.9 ⁽²⁾	3.6 ⁽³⁾	N/A	15.8 ⁽⁴⁾
Volumen de aceite a extraer	mmb	3.45	0.28	3.17	13.7
Volumen de gas a extraer	mmmpc	6.73	0.66	6.07	9.5
Inversión	mmUSD	62.5	4.5 ⁽⁵⁾	58	199
Gasto de Operación		11.8	2.4 ⁽⁵⁾	9.4	42.9

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. Incluye estimulaciones y limpiezas.

2. Las reservas del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1º de enero de 2014.

3. Las reservas reales corresponde a las reservas certificadas al 1º de enero de 2018.

4. Las reservas certificadas del Plan Propuesto corresponde a las reservas 2P certificadas al 1º de enero de 2019.

5. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en la información presentada.

Tabla 4. Comparativa de actividad física entre el Plan Aprobado y el Plan Propuesto de la Asignación.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

La comparación de avance para el periodo comprendido de 2015 a diciembre de 2018 para la actividad física e inversión y gastos de operación, entre lo real ejecutado por PEP y lo contemplado en el Plan vigente para la Asignación, se muestra en la Tabla 5.

Año	Qo (mbd)		Qg (mmpcd)		Perf. (número)		Term. (número)		RMA (número)		Inversión (mmUSD)		Gastos de Op. (mmUSD)	
	Plan	Real	Plan	Real ¹	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ²	Real ³	Plan ²	Real ³
2015	0.2	0.2	1.3	0.5	0	0	0	0	5	0	8.6	0.9	0.3	0.003
2016	0.8	0.2	1.9	0.4	3	0	3	0	3	0	14.5	2.0	12	0.1
2017	1.1	0.2	2.1	0.4	0	0	0	0	0	0	4.6	0.7	1.6	1.7
2018	0.9	0.2	1.9	0.5	0	0	0	0	1	1	3.1	0.9	1.4	0.6

¹Gas hidrocarburo (se restaron los componentes: H₂S, CO₂ y N₂ de las bases de producción proporcionada por la Dirección General de Medición)

²Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/usd). El factor de inflación utilizado para la actualización es de 1.21

³Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/usd). Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

2015 = 1.1598

2016 = 1.1244

2017 = 1.088

2018 = 1.039

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Tabla 5. Comparación de avance entre el Plan vigente vs. real ejecutado, en la A-0067-M-Campo Castarrical.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En las Figuras 7 y 8 se observan las gráficas comparativas de los perfiles de producción de aceite y gas del Plan de Desarrollo vigente, cifras reales a diciembre de 2018 y la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación.

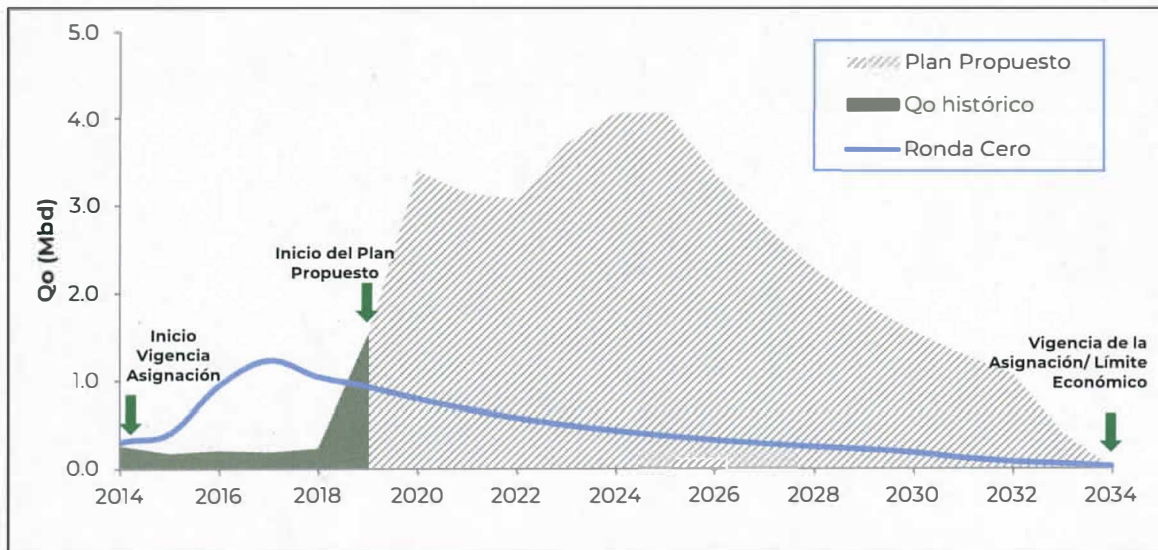


Figura 7. Perfiles de producción de aceite del Campo Castarrical.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

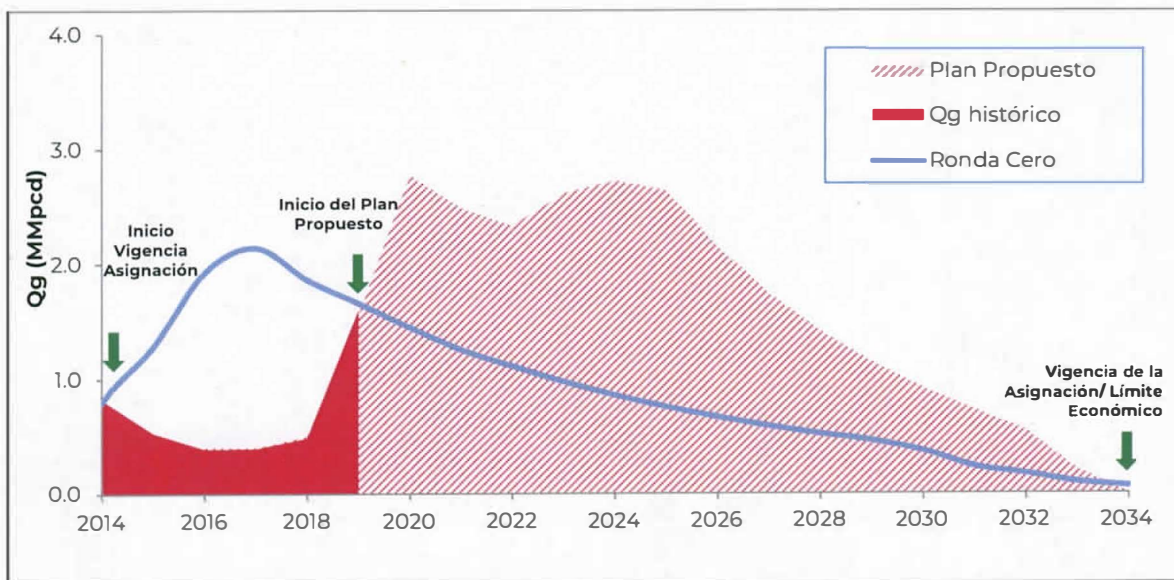


Figura 8. Perfiles de producción de gas asociado del Campo Castarrical.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En lo que se refiere a la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, se estima la recuperación de un volumen de 13.7 mmb de aceite y 9.5 mmmpc de gas hidrocarburo 15.8 mmbpc para el periodo comprendido 2019-2034 que establece como su límite económico.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

En la Asignación se tienen 72 pozos perforados, de los cuales 2 actualmente son productores con sistema artificial de producción (SAP) de Bombeo Neumático (BN), 1

fluyente con inducción mecánica intermitente, 42 pozos están taponados definitivamente, 7 pozos están cerrados sin posibilidades y 20 pozos están cerrados con posibilidades.

En la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación, se considera la perforación de 7 pozos, 3 de los cuales se tenían contemplados en el Plan Vigente, adicionalmente se tienen contemplados 4 pozos más que tienen como objetivo general explotar la formación Mioceno Superior.

f) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

Actualmente, la Asignación produce hidrocarburos del yacimiento Mioceno Superior – Concepción Superior.

- Alternativas de desarrollo evaluadas

Con el objetivo de proponer la mejor alternativa para la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo, el Asignatario planteó tres alternativas que se describen en la Tabla 6, las cuales están enfocadas a la recuperación de las reservas.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Actividades físicas (Perforación y Terminación)	7	9	3
Actividades físicas (RMA)	24	30	12
Ductos	2	2	2
Producción aceite (mmb)	13.7 ²	18.1	5
Producción gas (mmmpc)	9.5 ²	12.2	4.2
Gastos de Operación (mmUSD)	42.9	56.6	16
Inversiones (mmUSD)	199	232.4	132.2
Indicadores Económicos			
VPN AI (mmUSD)	444.6	603.7	134.1
VPN DI (mmUSD)	78.2	124.2	-11
VPI (mmUSD)	145.4	168.7	98.7
VPN/VPI AI (USD/USD)	3.1	3.6	1.4
VPN/VPI DI (USD/USD)	0.5	0.7	-0.1

1. Incluye estimulaciones y limpiezas.

2. Volumen por recuperar con la alternativa propuesta.

Tabla 6. Descripción de las alternativas presentadas por PEP.
(Fuente: Comisión con datos de PEP)

Alternativa 1

En dicha alternativa se tiene como objetivo, la perforación de 7 pozos de desarrollo, 24 RMA, la construcción de 2 ductos, además de continuar con el mantenimiento a la producción base.

Alternativa 2

Esta alternativa consiste en la perforación de nueve pozos de desarrollo, dos de ellos saliendo de la macropera del pozo "Arrastradero 2". Sin embargo, no es viable debido a problemas ambientales en la ubicación de la macropera.

Resulta conveniente mencionar que (adicionalmente al análisis documentado por el Asignatario), si bien la alternativa 2 plantea recuperar un volumen mayor tanto para aceite como para el gas, 4.4 mmb y 2.7 mmmpc respectivamente, más de recuperación respecto de la alternativa 1, lo cual se ve reflejado en los indicadores económicos documentados por el Asignatario; parte de la localización se encuentra ubicada en una zona restringida y la otra está sujeta a un estudio de factibilidad ambiental.

En donde de acuerdo a la CONDICIONANTE 3 inciso I, del oficio resolutivo S.G.P.A/DGIRA/DG/2129/07 se hace mención que para aquella infraestructura existente dentro del Sistema Ambiental Regional (SAR) y que se encuentre dentro de las zonas de restricciones establecidas por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA) de la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, solamente se podrá realizar acciones de mantenimiento y sustitución de infraestructura, sin que ello implique ampliaciones y/o modificaciones de las mismas.

Dicho lo anterior, el Asignatario aún no cuenta con los permisos para realizar las actividades dentro de dicha localización.

Alternativa 3

En esta alternativa se enfocan únicamente en el mantenimiento de la producción, perforando las tres localizaciones que se tenían contempladas en Ronda Cero, sin desarrollar el bloque sur.

Derivado de la evaluación a las alternativas señaladas en la Tabla 6, el Asignatario manifiesta que la Alternativa 1 es la que ofrece un balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión ya que ofrece el mayor VPN aún después de impuestos y la mejor relación de VPN/VPI.

Ahora bien, la Tabla 7 muestra la información que el Asignatario pretende adquirir acorde a las necesidades del proyecto de extracción.

Tipo de información	Descripción
Toma de registros geofísicos	Mediante toma de registros, se podrá determinar propiedades petrofísicas básicas, determinar litologías predominantes, saturaciones de fluidos y zonas prospectivas. Además, podrá determinar zonas con presencia de fluidos, físicas de roca, zonas de presión anormal, geomecánica, garganta del poro, permeabilidad con mayor certidumbre.
Toma de núcleos	Se podrá determinar petrofísica básica, propiedades eléctricas, descripción litológica, difracción de rayos x, presiones capilares,

	permeabilidades relativas, prueba de desplazamiento y ajustar el modelo petrofísico.
--	--

Tabla 7. Toma de información requerida para el desarrollo del campo Castarrical.
(Fuente: Comisión con datos de PEP)

Con la toma de información y los estudios contemplados del yacimiento el Asignatario pretende contar con los datos necesarios para maximizar la recuperación de las reservas y optimizar el plan de explotación.

- Actividades físicas y volúmenes de hidrocarburos a recuperar.

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación considera en el periodo 2019-2034, la realización de 7 perforaciones de pozos, 24 RMA, 280 RME (las cuales incluyen limpiezas y estimulaciones) y la construcción de 2 ductos. Se estima recuperar un volumen de 13.7 mmb de aceite y 9.5 mmmpc de gas que en petróleo crudo equivalente corresponde a 15.8 mmbpce, con una inversión de 199 mmUSD y un gasto de operación de 42.9 mmUSD para la Asignación.

En la Figura 9 se muestra la ubicación de los pozos productores y el área de interés bloque sur del Campo Castarrical.

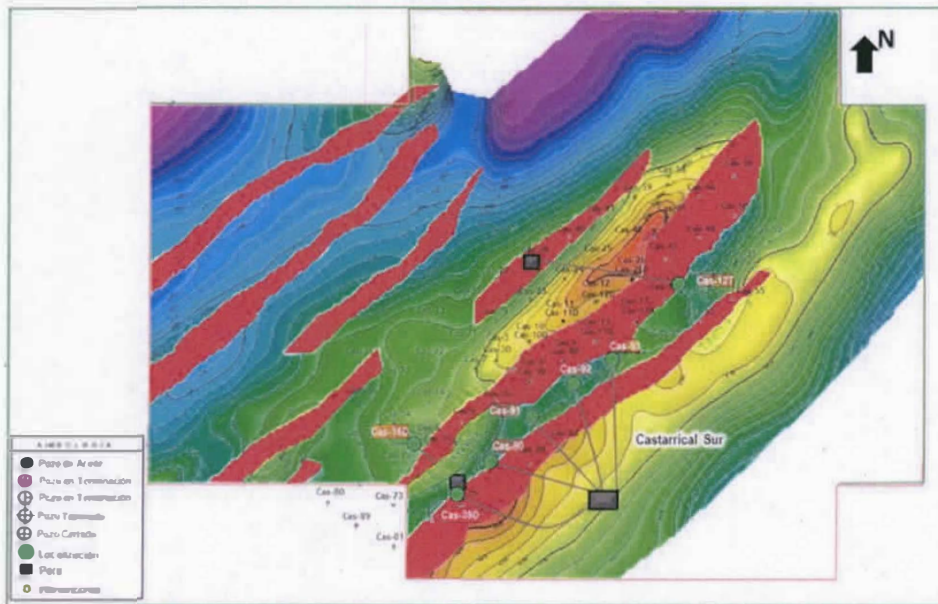


Figura 9. Mapa estructural con la ubicación de los pozos productores en el yacimiento Concepción Superior de la Asignación.
(Fuente: PEP)

- Esquema de explotación propuesto

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

Derivado del análisis realizado a la estrategia presentada en la propuesta de modificación al Plan, se observa que esta es consistente con los estudios y a la información obtenida actualmente por el Asignatario. En esta propuesta el Asignatario considera el desarrollo del campo para explotar el yacimiento del Mioceno Superior hasta agotar las reservas estimadas de aceite y gas hasta el límite económico.

Para lo anterior el Asignatario realizará la perforación de 7 pozos de desarrollo, 2 de los cuales se encuentran dentro del bloque que actualmente está produciendo, los 5 restantes desarrollarían el bloque sur, además se tienen contempladas 24 RMA y 280 RME las cuales pretenden el aseguramiento de flujo de los pozos, a través de limpiezas de aparejo de producción y estimulaciones; así como el monitoreo constante para la corrección de anomalías.

La tecnología contemplada resulta la adecuada para cumplir con el objetivo de esta modificación al Plan, aunado a las lecciones y conocimientos aprendidos del campo que el Asignatario ha adquirido.

Sin menos cabo de lo anterior, se visualiza el uso de tecnología y estudios para la optimización de la explotación del yacimiento y para poder maximizar el factor de recuperación con la posible inclusión de un método de recuperación adicional de hidrocarburos.

Derivado de la solicitud de la Comisión, con motivo de la publicación de los Lineamientos técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada, respecto al Tercero Transitorio, el Asignatario realizó la evaluación preliminar sobre la aplicación de procesos de recuperación en la Asignación, dicha evaluación arrojo como posibles métodos de recuperación, la combustión in-situ y el proceso Huff & Puff (CO₂), los cuales podrían incrementar el factor de recuperación esperado.

g) Comparativo del Campo Castarrical a nivel internacional

Con el objeto de determinar si el Asignatario propone una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción del campo Castarrical procurando la maximización del factor de recuperación, la Comisión realizó una comparación de los factores de recuperación con campos nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las del campo Castarrical. Cabe señalar que todos los campos seleccionados son terrestres (ver Tabla 9 y 10).

En la Tabla 8 se muestran las características y propiedades utilizados para la selección de los campos análogos:

Característica	Descripción
Tipo de hidrocarburo	Aceite
Densidad (°API)	32 - 34
Periodo geológico	Mioceno Superior
Litología	Areniscas
Ubicación	Terrestres

Tabla 8. Criterios de selección del análogo y características del Campo Castarrical.
(Fuente: Comisión)

Se utilizó la base técnica de datos disponible en la Comisión para comparar el desarrollo de campos internacionales y nacionales con el desarrollo propuesto para el campo Castarrical. La información técnica indica que los campos Zutica, Goturdepe y Tupilco, el primero ubicado en Croacia, el segundo en Turkmenistán y el último en México, presentan características similares al campo en estudio.

A continuación, en las Tablas 9 y 10, se presenta un resumen los campos utilizados en la comparación con sus respectivas características y propiedades.

Campo	Litología	Tipo de Fluido	Densidad [°API]	Mecanismos de Empuje
Zutica	Areniscas	Aceite ligero	33.8	Empuje por gas disuelto
Goturdepe	Areniscas	Aceite ligero	33	Acuífero débil y casquete de gas
Castarrical	Areniscas	Aceite ligero	33	Expansión roca - fluido y gas en solución
Tupilco	Areniscas	Aceite ligero	32	Expansión roca - fluido y gas en solución/empuje hidráulico

Tabla 9. Campos análogos y sus características.
(Fuente: Comisión con datos de base técnica y PEP)

Campo	Métodos de Recuperación Actuales	Factor de Recuperación Proyectado (%)	Tipos de Pozos
Castarrical	Recuperación primaria	31.7	Direccional
Zutica	Recuperación secundaria (inyección alterna de agua y gas)	34.9	Vertical y direccional
Goturdepe	Recuperación secundaria (inyección de agua)	45.2	Vertical y direccional

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]

Tupilco	Recuperación primaria	40.4	Vertical, direccional y horizontal
---------	-----------------------	------	------------------------------------

Tabla 10. Campos análogos y sus características.
(Fuente: Comisión con datos de base técnica y PEP)

Se observa que el factor de recuperación final estimado para el campo Castarrical, está por debajo del estimado en otros campos a nivel internacional y a nivel nacional. La Figura 10 presenta los factores de recuperación de estos campos a manera de referencia.

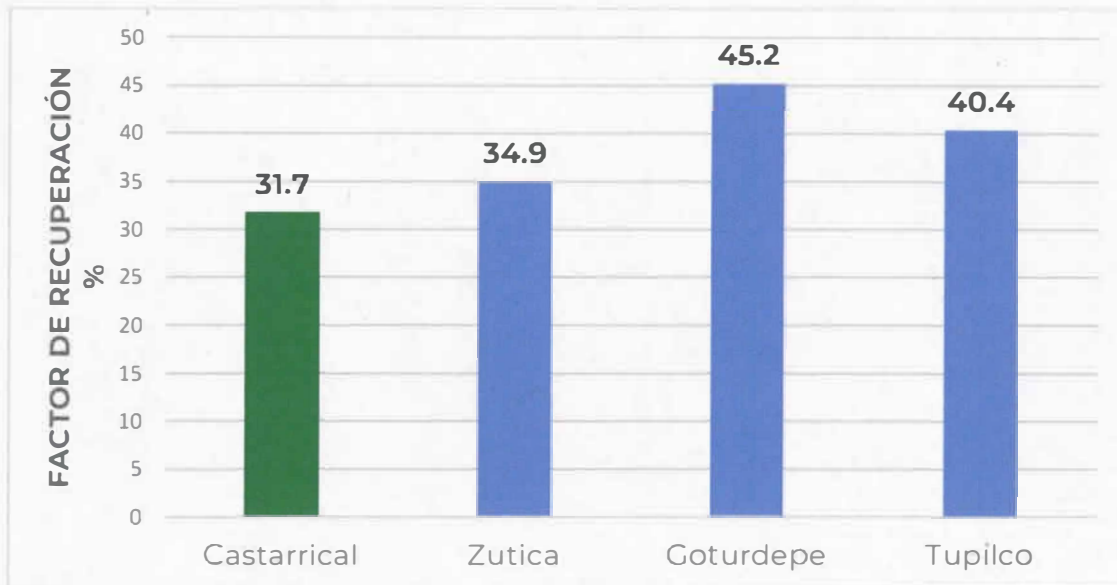


Figura 10. Comparativa de factores de recuperación proyectados.
(Fuente: base de datos técnica y PEP)

De la figura anterior es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo a ligero (32 – 34 °API), de areniscas, de campos terrestres, factores que impactan directamente en el factor de recuperación de hidrocarburos. Cabe destacar que en los campos Zutica y Goturdepe, se han implementado métodos de recuperación secundaria por inyección alternada de gas y agua e inyección de agua, con los cuales se han incrementado los factores de recuperación de aceite del campo.

Con base en los campos análogos como Zutica y Goturdepe, resulta necesario identificar los sistemas de recuperación adicional que permitan maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos en condiciones económicamente viables.

Se recomienda seguir analizando los métodos de combustión in-situ y el proceso Huff & Puff (CO₂), entregados en el informe preliminar de la evaluación del potencial de aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, buscando incrementar el factor de recuperación esperado.

h) Evaluación Económica¹

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical, considera los siguientes conceptos:

- a) Variación del monto de inversión vigente respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación.
- d) Evaluación económica del proyecto de solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.

a) Variación del monto de inversión vigente respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

El comparativo presentado en esta sección considera horizontes de tiempo a 2034, es decir la vigencia de la Asignación.

El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical considera para el periodo 2015-2034 una inversión total de 95.34 millones de dólares: 77.70 millones de ellos en inversión y los restantes 17.65 de gasto operativo.

Pemex erogó en el periodo 2015 a 2018 un total de 7.40 millones de dólares, 4.88 de inversiones y 2.52 de gasto operativo².

Aunado a lo anterior, se tiene que el Operador propone erogar un monto de 241.83 millones de dólares a 2034: 42.87 millones de dólares de gasto operativo y 198.96 millones de dólares de inversión³, éste último monto, considera la totalidad de la Actividad Petrolera de Abandono de todo el proyecto.

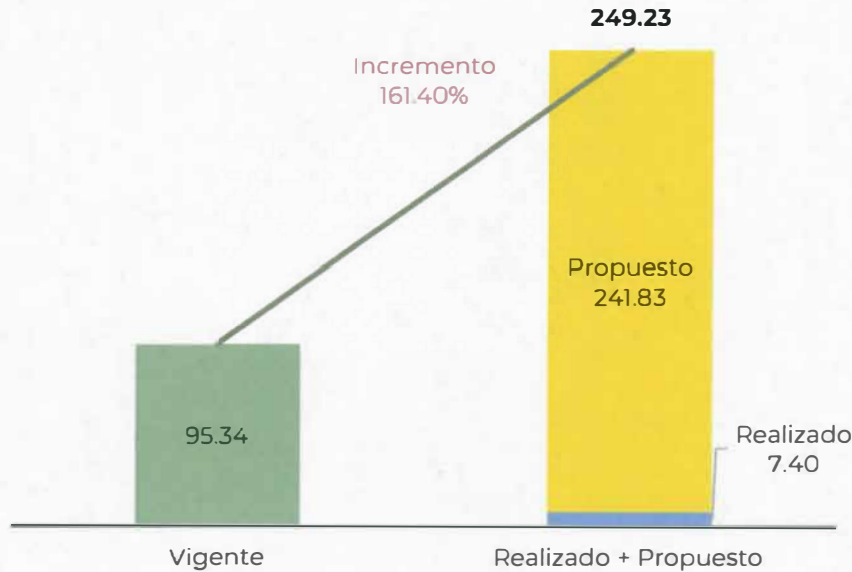
Lo anterior, como se muestra en la siguiente figura, significa un incremento del 161.40%, respecto de lo originalmente propuesto en el Plan vigente.

¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2019: los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

² De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

³ De esta cifra, 198.96 millones de dólares, 192.45 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y 6.51 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de noviembre de 2034. Se considera el total del monto de abandono (a noviembre de 2034), en virtud de la obligación que tiene el Operador de realizar tal actividad independientemente del periodo a considerar.

**Comparativo de Inversión y Gasto Operativo
Vigente vs. Modificación
(millones de dólares)**



*Figura 11. Comparativo de inversiones totales y gastos operativos del Plan vigente respecto a la Modificación al Plan (millones de dólares).
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)*

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, incisos a), b) h) 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.

b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

En esta sección se considera un horizonte de tiempo a 2034, es decir, la vigencia de la asignación.

En la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2019 con una inversión de 198.96 millones de dólares⁴ y 42.87 millones de dólares de gasto operativo, ambas hasta 2034.

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario, desglosado por Actividad y Sub-actividad Petroleras se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Hacienda).

⁴ Considera un monto por 6.51 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de noviembre de 2034. Se considera el total del monto de abandono (a noviembre 2034), en virtud de la obligación que tiene el Operador de realizar tal actividad independientemente del periodo a considerar.

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]

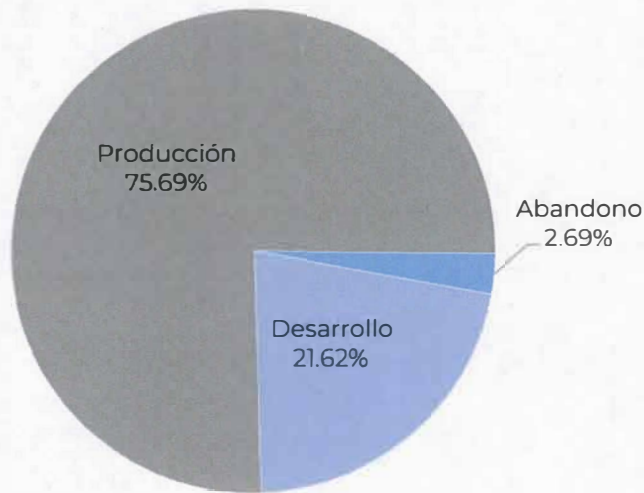


Figura. 12. Distribución del Programa de Inversiones y gasto por Actividad Petrolera \$ 241.83 millones de dólares.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General ^a	\$ 22.80
	Perforación de pozos	\$ 25.71
	Construcción Instalaciones	\$ 3.77
Producción	General ^b	\$ 34.07
	Pruebas de Producción	\$ 52.18
	Ingeniería de Yacimientos	\$ 0.45
	Otras Ingenierías	\$ 4.23
	Construcción Instalaciones	\$ 10.23
	Intervención de Pozos	\$ 56.05
	Operación de Instalaciones de Producción	\$ 16.28
	Ductos	\$ 0.46
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 9.08
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$ 6.51
Total Programa de Inversiones		\$ 241.83
Otros Egresos ^c		\$ 5.30
Gastos totales		\$ 247.13

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

a. Considera un monto por 0.69 MMUSD de inversión y 22.11 MMUSD de gasto operativo.

b. Considera un monto por 13.31 MMUSD de inversión y 20.76 MMUSD de gasto operativo.

c. Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de la Asignación Castarrical.

Tabla 11. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera. (millones de dólares)

c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación

Al respecto, se revisó y corroboró que la información económica fuera consistente con las actividades propuestas y estuviera presentada de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Hacienda.

d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de CNH, a partir de los perfiles de costos, producción y tipo de cambio propuestos por el Asignatario.

La evaluación económica se efectuó considerando las siguientes premisas:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	13.70	mmb
Producción de gas	9.45	mmmpc
Gas a venta ^a	8.77	mmmpc
Precio del aceite (Promedio)	62.81	USD/b
Precio del gas ^b	3.03	USD/mmBTU
Inversiones	198.96	mmUSD
Gasto operativo ^c	42.87	mmUSD
Otros egresos ^d	5.30	mmUSD
Otros ingresos ^e	5.81	mmUSD
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

- a. Gas producido (9.45 MMMPC) menos autoconsumo (0.47 MMMPC) y no aprovechado (0.21 MMMPC).
- b. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Castarrical) en junio de 2019 en dólares por millón de BTU.
- c. Considera un monto por 8.30 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- d. Monto que Pemex especifica se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de la Asignación Castarrical. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- e. Monto que Pemex especifica se refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otras Asignaciones en instalaciones de la Asignación Castarrical.

Tabla 12. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables y consideraciones descritas, con una tasa de descuento de 10%, se muestran a continuación:

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
<u>VPN (mmUSD)</u>	391.75	38.24
TIR	Indeterminada	35%
<u>VPI (mmUSD)</u>	133.79	
VPN/VPI	2.93	0.29

Tabla 13. Resultados de la evaluación económica.

A partir del análisis correspondiente a la evaluación económica, se observa que de las estimaciones propuestas deriva un proyecto rentable y económicamente viable, considerando lo establecido en los Títulos Tercero y Cuarto de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en cuanto al régimen fiscal aplicable; como sin considerarlo.

d. Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La Asignación A-0067-M-Campo Castarrical se encuentra ubicada en la parte Noroeste del Estado de Tabasco aproximadamente a 15 km al Noroeste de la Ciudad de Comalcalco y a 8 km al Oeste de la Ciudad de Paraíso, Tabasco. El campo se encuentra ubicado dentro de las rancherías de Ignacio Zaragoza, Ranchería Cocoital y el ejido Cocoital, pertenecientes al municipio de Comalcalco, Tabasco. Actualmente el campo cuenta con solo tres pozos operando y derivado de que se han visualizado zonas de interés en el campo para la explotación, se considerará la perforación y terminación de siete pozos de desarrollo y 24 RMA, con lo cual se pretende recuperar 13.7 MMb de petróleo y 9.5 MMMPC de gas, para lo cual se presenta un pico en el pronóstico de producción para los años 2019-2039 de aproximadamente 4 100 bbl por día de aceite y 2.7 MMPCD de Gas.

De acuerdo a lo anterior, no se planea desarrollar nueva infraestructura, sino aprovechar la existente, sin embargo, el operador manifiesta un cambio en la trayectoria para el manejo de los hidrocarburos de la asignación, donde actualmente la producción es enviada a través de la planta deshidratadora El Golpe y a partir del año 2021 será a través de la planta deshidratadora Cárdenas Norte para su acondicionamiento y proceso con la finalidad de dejarlos en condiciones de calidad de venta, resaltando que los Puntos de Medición propuestos seguirán siendo los mismos, lo cual es descrito más adelante.

Derivado de la solicitud de modificación Plan de Desarrollo de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical, y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

Actualmente la producción de los hidrocarburos del campo Castarrical se recibe en el cabezal de recolección de la Batería de Separación (BS) Castarrical, donde se realiza la separación de líquidos y gas, por lo que concierne al aceite este es enviado a la BS Tupilco mediante un oleoducto para posteriormente ser enviado a la planta deshidratadora el Golpe para su acondicionamiento antes de ser enviado al Punto de Medición de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) donde se mezcla con aceite proveniente de otras asignaciones y regiones marinas. Por otra parte, el gas separado es enviado a la Estación de Compresión (EC) Castarrical por medio de un gasoducto y se mezclara con gas de otras corrientes provenientes de El Golpe y Santuario antes de ser enviado a trampas sur de la TMDB, ver figura 13.

En cuanto a la condición futura (año 2021) para el manejo de los hidrocarburos, se identifica que esto es derivado de que el operador tiene como objetivo el compensar la declinación natural del campo Tupilco, minimizando los costos de producción y transporte en la transferencia del aceite, por lo que se conceptualizo llevar a cabo el manejo de la producción de los hidrocarburos de los campos Castarrical y tupilco hacia la BS Cárdenas

Norte, para lo cual se construirá un oleogasoducto de 10" Ø de la BS Tupilco I a la interconexión con el oleogasoducto de 12" Ø Pareto 1 – chinchorro 1, con lo cual ya no se enviará el aceite a la TMDB, sino directamente al Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas.

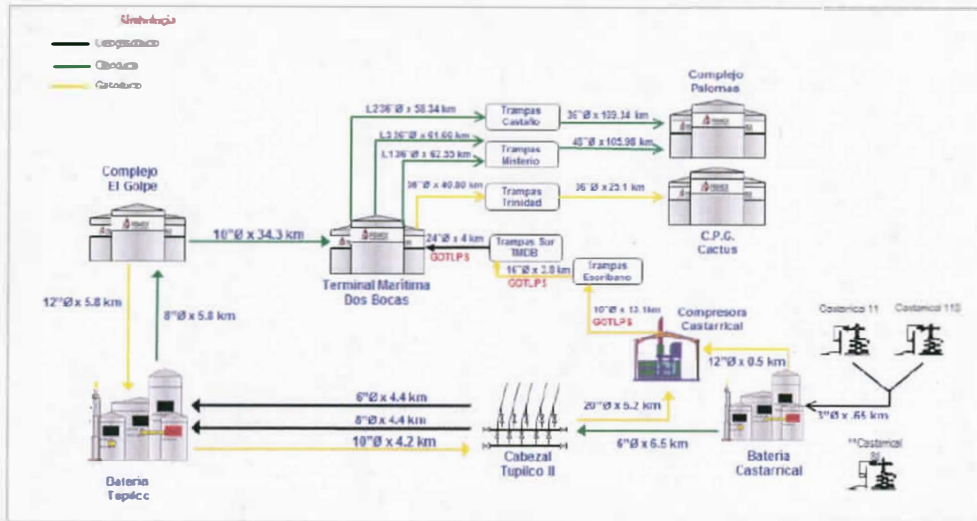


Figura 13. Diagrama actual de infraestructura para el manejo de los hidrocarburos de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical. (Fuente: PEP)

Cabe resaltar que la medición operacional de aceite y gas de los pozos del campo Castarrical, será mediante la medición multifásica a boca de pozo, derivado de que en esta asignación las instalaciones de recolección, separación y proceso se encuentra muy alejadas, teniendo la ventaja de instalar este tipo de medidor en línea para poder medir las fases líquidas y gas con una incertidumbre aceptable para la medición operacional.

Finalmente, y una vez acondicionada la fase líquida tanto para la etapa actual como la condición futura, serán enviados los hidrocarburos a los Puntos de Medición para su venta, exportación o bien para consumo nacional, de acuerdo a los diagramas presentados como propuesta para el manejo de los hidrocarburos desde el pozo hasta el Punto de Medición, ver figura 14 y 15.

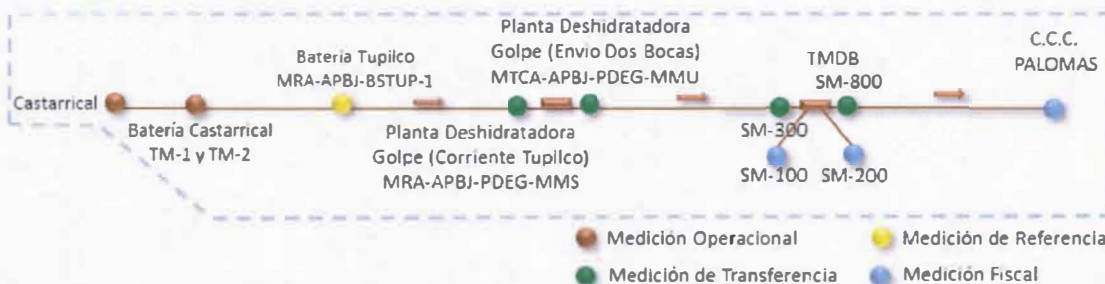


Figura 14. Manejo y Medición de aceite actual de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical. (Fuente: PEP)

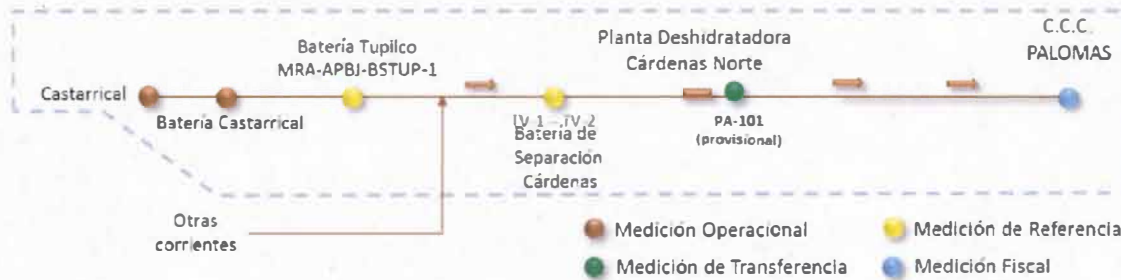


Figura 15. Manejo y Medición de aceite futura de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical. (Fuente: PEP)

En cuanto a la fase gaseosa en su manejo actual y una vez separada en la BS Castarrical es enviada a la EC Castarrical, la cual opera en baja presión donde se maneja el gas de Castarrical, Santuario-El Golpe y Tupilco, para distribuirse en una primera etapa en los separadores verticales de succión de los motocompresores, donde se realiza una segunda separación de las partículas inmersas en la corriente gaseosa. Posteriormente en el cabezal general de descarga, el flujo de gas es dividido para su envío a la red de bombeo neumático a los pozos de los campos de Tupilco y Castarrical como sistema artificial de explotación, y el gas excedente enviado a la TMDB, en la cual se cuenta con una Estación de Compresión para su posterior envío al Punto de Medición. En cuanto a la condición futura el gas al igual que el aceite se desviarán hacia la BS Cárdenas Norte a través de un oleogasoducto y la EC Cárdenas, observando que a pesar del cambio a realizar el Punto de Medición seguirá en los Centros de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex, ver figura 16 y 17.

Para el caso de los condensados recuperados de los procesos de separación y compresión son enviados al cabezal general de la BS Castarrical para su reintegración al aceite, observando que no existe un sistema de medición para su cuantificación por lo que son estimados y tratados como aceite, en cuanto a los condensados que se encuentran inmersos en la corriente de gas después del proceso de separación deberán ser estimados de manera teórica bajo el sustento del estándar API MPMS 14.5, para lo cual se utilizará como insumo los resultados de los análisis cromatográficos de los puntos ubicados en las Estaciones de Compresión Paredón y Castarrical donde manifiesta el operador que la corriente es más representativa del campo Castarrical, y el volumen de gas cuantificado en la medición en los mismos.



Figura 16. Manejo y Medición de Gas de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical. (Fuente: PEP)

[Firma manuscrita]

[Firmas manuscritas]

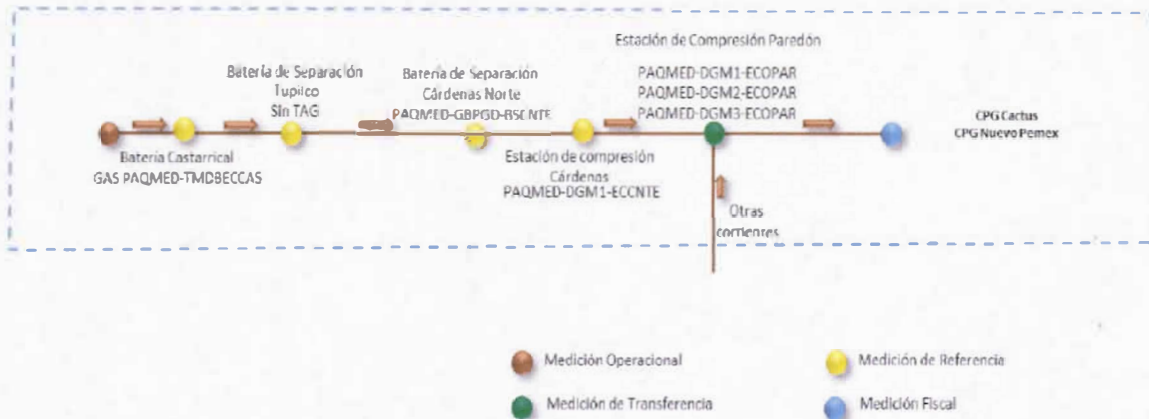


Figura 17. Manejo y Medición de Gas condición futura de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical (Fuente: PEP)

Por lo que en complemento de lo anterior PEP realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo y Gas de la Asignación:

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición de la Terminal Marítima de Bocas y del Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, donde son medidos a través de medidores del tipo turbina en la TMDB en los sistemas SM-100 y SM-200 y ultrasónico en el CCC Palomas instalados en varios paquetes de medición PA-100, PA-200 y PA-300 siendo estos últimos los que serán utilizados en la etapa actual y futura de medición, y serán asignados mediante la metodología de prorrateo (procedimientos de medición) presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición de los Centros de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio (paquete identificado como PM-11) y CPG Cactus medido mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en el Paquete PM-66, y su calidad determinada a través de cromatografía de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición de agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita, una vez separada y obtenida del proceso de deshidratación en las instalaciones de la Planta Deshidratadora El Golpe, donde será determinada en los tanques atmosféricos, para luego ser enviada a pozo letrina con lo que se determina el volumen, a través del drenado de los tanques y enviado por el drenaje aceitoso, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los Lineamientos

Técnicos en Materia de Medición, cabe resaltar que aun y cuando que agua mínima contenida en la corriente de petróleo esta se determina de manera dinámica mediante instrumentos de corte de agua y análisis en laboratorio. En cuanto a la condición futura, el agua congénita obtenida en la BS Cárdenas Norte será enviada a la CAB Cactus para su disposición o bien al pozo Paredón 11-A para su inyección mediante motobombas de trasiego ubicadas en la Batería de Separación.

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la A-0067-M-Campo Castarrical se llevó a cabo la siguiente evaluación:

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the initials 'S', '9', and '4']

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista:	Pemex Exploración y Producción
No. de Contrato o Asignación:	A 0057-M-Campo Castamir
Nombre de la Asignación o Área Contractual:	Campo Castamir
Tipo de Plan a evaluar:	Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTMH/Contrato/Gui	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó Si/No	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMH, Capítulo III y IV	delimitación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta y describe la propuesta para el manejo de los hidrocarburos de la asignación, la cual cuenta con tres pozos productores, lo cual semanejara a través de la batería de separación Castamir donde se recolectara la producción de los pozos, y serán separados para su envío a otras instalaciones para su acondicionamiento y posterior envío a los puntos de medición para su venta, información que puede ser encontrada en la página 23 y 207 de la infraestructura, además de el apartado de mecanismos de medición en la página 212	Cabe resaltar que se identifica que la medición se llevara en dos etapas con un cambio de trayectoria de la molécula para el año 2021, con la finalidad de minimizar los costos de producción y transporte y compensar la declinación del campo Tupico
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta de Puntos de Medición hidrocarburos líquidos los ubicados en la TMOB y CCC Palomas para una primera etapa y el CCC Palomas para la segunda etapa, en cuanto al Gas la propuesta de puntos de medición estarán en el CPG Nuevo Pemex y Cactus, en cuanto a los condensados solo son estimados y los recuperados son reinyectados a la corriente de aceite	Presenta la descripción e información relacionada con los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición, y adicionalmente lo relacionado con mediciones de transferencia, referencia y operacional, esto en el apartado de mecanismos de medición
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 8 de los LTMH	Si	Si	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma NMX-CC-10012-BNFC-2004.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la empresa, información ubicada en la página 212 del documento PDF.
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 metrologica, de mantenimiento	Si	Si	Presenta el procedimiento para mantenimiento a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos LTMH y con el cual se dará el mantenimiento adecuado y preventivo a los sistemas de medición lo cual puede influir directamente en los resultados de medición.	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos
		Confirmación metrologica		Si	Si	Presenta el procedimiento para confirmación metrologica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos de LTMH, proceso con el cual se asegurará que los instrumentos se mantienen para el uso preciso.	Presenta los programas de confirmación metrologica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos
		Elaboración de balance		Si	Si	Presenta el procedimiento para la elaboración del balance, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos de LTMH.	Ver apartado de producción y balance
Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		Presenta el procedimiento para calibración a los sistemas de medición e instrumentos que los conforman, el cual se encuentra ubicado en la carpeta 2 de anexos de LTMH, con lo cual recibirá la trazabilidad a través de patrones propios o de un tercero acreditado	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTS, isométricos), se incluya 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	Si	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso para aceite y gas, donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra ubicada en la página 277, 309, 333 y 351 del documento PDF.	Adicionalmente a los diagramas se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas, así como la descripción de la segunda etapa de medición derivado de la modificación en la trayectoria de la molécula de pasar a través de la planta deshidratadora el golpe para la primera etapa, a pasar por la planta deshidratadora Cardenas norte para la segunda

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and initials]

6	42. fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en la página 375 y anexos del PDE, carpeta 2 LTMH	estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMH y utilizando los formatos correspondientes
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 en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada se identifican los diagramas isométricos y DTI's correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada en el documento pdf, páginas 386 y anexos, carpeta 2 LTMH	adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición, y deberán ser actualizados a isométricos lo antes posible como actualización de los mismos.
8	42. fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores	Si	Si	De acuerdo a la Información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos, información ubicada en la página 393 del documento pdf.	
9	42. fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	El asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los requisitos para el cumplimiento de los LTMH. Información ubicada en la página 393, así como en la carpeta 2 de los anexos de LTMH	Entre los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación a
10	42. fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMH, 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	Si	Se presenta presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición, así como los programas relacionados para su actualización, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en los anexos, carpeta 2 de LTMH	Es importante resaltar que no todos los valores están dentro de lo establecido y no son actualizados, sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo para tener un mejor aseguramiento de la medición, y con lo cual se mantendrá la trazabilidad y mantenimiento a los sistemas de medición que influyen directamente en el resultado de medición, lo cual deberá ser verificado a través de la supervisión.
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 LTMH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2033, información ubicada en la página 416 y anexos, carpeta 2 de LTMH	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMH, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas
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	Si	De acuerdo a la información y programas presentados, se identifica que la bitácora de registro ya está implementada y que adicionalmente presenta un programa de actualización de la misma para la información de la asignación, información ubicada en los anexos, carpeta 2 de LTMH	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMH, resaltando que durante el año 2019 se mantendrá en actualización de los registros.
13	42. fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en la página 422 del plan de desarrollo y en los anexos, carpeta 2 de LTMH	Es importante mencionar que se manifiesta que durante el año 2019 los diagnósticos serán realizados por parte de personal de la empresa sin embargo será necesario que en los programas siguientes se efectúen también diagnósticos por personal externo acreditado con la finalidad de validar los resultados obtenidos
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's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación	Si	Si	Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes	Adicionalmente presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto, y el cual deberá darse cumplimiento con la finalidad de que el personal cuente con las capacidades técnicas adecuadas para atender la 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	Si	Presenta propuesta de tres indicadores de desempeño, información que se encuentra en los anexos de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMH	Se identifica que manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento, además si se está dando cobertura a los artículos manifestados por el operador como atención a los LTMH.
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	Si	Presenta la designación del Responsable Oficial	Se identifica al Administrador del activo integral de producción bloque AS02-03, como responsable oficial
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	
18	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	Si	El Operador Petrolero presenta la descripción de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, y manifiesta que actualmente se encuentran operando.	

94

S

777

S

19	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	Si	Si	De acuerdo a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición.	Se identifica de acuerdo a lo presentado y manifestado que para el aceite, gas y condensado los puntos propuestos cumplirán con la calidad, utilizando la infraestructura existente de pemex.
20	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	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos	
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	No	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, información ubicada en los anexos, carpeta 2 de LTMH, incertidumbre de medida	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, y aplicados en algunos casos a la brevedad para mantener en condiciones y dentro de los parámetros de incertidumbre.
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	Si	Si	Se identifican en los diagramas de instrumentación algunos patrones tipo tubería instalados en sitio para los puntos de medición de aceite, esto de acuerdo a los diagramas y descripciones presentadas.	Es importante que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y mantenimiento, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I y II del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición o cálculo para el balance del área	Si	Si	Para el agua congénita, se cuenta con una planta de tratamiento y envío a pozos tetra en la TMDB, la cual es medida de manera estática en tanques verticales	Presenta procedimiento de medición estática en tanques verticales
24	24	De la medición multifásica, fracciones I y II	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	Presenta propuesta de medición multifásica, se identifica que esta medición será del tipo operacional para los pozos, información ubicada en las páginas 306, 330 y 371 del documento PDF	La justificación presentada es que derivado de la lejanía de instalaciones, se facilita el uso de estos medidores, además de los costos asociados
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 ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos	No	No	No Presenta propuesta para pruebas de pozo de conformidad con el artículo 36 de los LTMH	

Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el campo Castarrical perteneciente a la asignación A-0067-M- Campo Castarrical presentada por Pemex Exploración y Producción (Asignatario) es consistente.

El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos. La medición de la producción individual de cada pozo ubicados en el campo Castarrical se realiza con medidor multifásico a boca de pozo (medición operacional) con una frecuencia trimestral. La producción del campo Castarrical es enviada a la Batería de Separación Castarrical en donde se realiza una primera etapa de separación. A continuación, la B.S. Castarrical envía su producción de líquidos a la Batería de Separación Tupilco, en donde se integra con la corriente de la asignación Tupilco, para después realizar otro proceso de separación y una medición referencial. Posteriormente, la corriente de hidrocarburos líquidos del campo Castarrical es enviada a la Planta Deshidratadora El Golpe (medición de transferencia) para acondicionar el crudo. Una vez que todo el aceite es estabilizado es enviado al Punto de Medición ubicado en la Terminal Marítima Dos Bocas y el Centro de Comercializador de Crudo Palomas. Por su parte, la corriente de gas separado en la B.S. Castarrical (medición

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

de referencia) es enviada a la estación de compresión Castarrical (medición de transferencia), para su entrega en la TMDB. Por último, la corriente de gas es dirigida para realizar la medición de gas en los Puntos de Medición ubicados en el Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex y Centro Procesador de Gas Cactus.

Con relación a la medición de condensados, el Asignatario expone que los condensados recuperados de los separadores de los equipos de compresión en la Estación de Compresión Castarrical no es significativo, por esta razón el volumen de condensados es incorporado a la corriente de crudo.

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes en la cual se incluye el campo Castarrical es recibida en el tanque de almacenamiento TD de la planta deshidratadora El Golpe, en donde diariamente a las 05:00 h se determinan los niveles de agua y aceite en dicho tanque. El agua residual del tanque de almacenamiento TD es enviada a los pozos inyectoras El Golpe 28D y 29. El agua que no es inyectada a estos pozos es enviada en el crudo hidratado hacia la Terminal Marítima Dos Bocas, donde la producción de líquidos es recibida en tanques de almacenamiento y se realiza la medición de niveles de líquidos utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica y medidores ultrasónicos no intrusivos. Posteriormente, el agua congénita proveniente de la deshidratación del crudo es enviada a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas para después ser inyectada a los pozos de captación DB-1, DB-2, DB-3, DB-4, DB-5 y DB-6. Por otra parte, el agua de lluvia colectada en toda la Terminal que pudiera tener aceite es enviada a la Planta de Tratamiento de Efluentes (Cárcamos A y B) y, por último, al Cárcamo Difusor Marino.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma semestral tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación es a boca de pozo en superficie. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

La modificación al plan de desarrollo contempla la construcción y operación en el año 2021 de un oleogasoducto de 10" Ø x 4.8 Km para interconectar con el oleogasoducto Pareto 1 – Chinchorro 1, para enviar la producción de hidrocarburos de la asignación Castarrical y Tupilco de la B.S. Tupilco (medición de referencia) hacia la Batería de Separación Cárdenas Norte para realizar un proceso de separación y una medición de referencia. Posteriormente, la corriente de hidrocarburos líquidos será enviada a la Planta Deshidratadora Cárdenas Norte (medición de transferencia) y, por último, al Punto de Medición ubicado en CCC Palomas. Por otra parte, para el segundo trimestre del 2021 se construirá y operará un gasoducto de 10" Ø x 4.8 Km para interconectar con la línea de BN de cabezal Pareto 1 a cabezal Bricol 1 con la finalidad de enviar la corriente de gas separado en la B.S. Cárdenas Norte a la E.C. Cárdenas Norte (medición de referencia) para su entrega a la E.C. Paredón (medición de transferencia) y, por último, a los Puntos de Medición ubicado en C.P.G. Cactus y C.P.G. Nuevo Pemex.

Con relación a la medición de condensados, el Asignatario utilizará como insumo los resultados de análisis cromatográficos, así como el volumen de gas cuantificado en la descarga de las estaciones de compresión Paredón y Castarrical (medición referencial) para realizar un estimado del condensable en ese punto, utilizando la norma API MPMS 14.5.

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes asignaciones es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Castarrical. Esta asignación de volúmenes de hidrocarburos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencial y transferencia considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo a su incertidumbre de medida asociada.

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 250.409/2019 de fecha 18 de julio de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-016 recibido en esta Comisión el día 23 de julio de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta."*; manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) 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.
- 2) 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 Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a 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 todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador 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 de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la **evaluación** de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Comercialización de la Producción

El Asignatario señala las capacidades y ubicación de los equipos e infraestructura existentes dentro de la Batería de Separación Castarrical (en adelante, BS Castarrical) y la Estación de Compresión Castarrical (en adelante, EC Castarrical), los cuales son utilizados para el manejo y procesamiento de los Hidrocarburos dentro de la Asignación A-0067-M Campo Castarrical, de igual forma, señala la capacidad y distribución de los diversos gasoductos y oleogasoductos utilizados para el envío de los hidrocarburos producidos en la Asignación hacia las instalaciones donde se llevará a cabo su disposición final.

Por otro lado, se visualizan dos etapas para el manejo de los hidrocarburos producidos en la Asignación, por lo que en la primera etapa la cual abarca hasta el año 2021 los Hidrocarburos producidos en la Asignación son recibidos en el cabezal de recolección de la BS Castarrical, donde se lleva a cabo una primera etapa de separación, para posteriormente enviar el Gas a la EC Castarrical, mientras que el Aceite es enviado al cabezal Tupilco II.

Una vez en Tupilco II, el Aceite es enviado a la Batería de Separación Tupilco (en adelante, BS Tupilco), donde es procesado para su envío a la Planta Deshidratadora el Golpe donde se acondicionará y estabilizará para ser enviado a la TMDB para su disposición final.

Por otra parte, el gas separado en la BS Castarrical es mezclado en la EC Castarrical con las corrientes procedentes de las Baterías Santuario, El Golpe y Tupilco, posteriormente el gas es enviado a los motocompresores por medio del cabezal general de succión de 20" Ø.

Una vez en el cabezal general de descarga, el flujo de gas se deriva a la red de bombeo neumático (R.B.N) que inyecta el gas a alta presión a los pozos de los campos Tupilco y Castarrical, funcionando como un sistema artificial de producción.

En el caso de que el proceso de compresión a alta presión genere un excedente en la producción, la EC Castarrical cuenta con una flexibilidad operativa para enviar dicho excedente de gas hacia la Terminal Marítima Dos Bocas.

Se considera importante señalar que los líquidos recuperados en la EC Castarrical son incorporados al cabezal de condensados, para su recirculación a la BS Castarrical.

Por otro, el agua recuperada en la Planta Deshidratadora El Golpe se envía a pozos inyectores destinados para tal efecto

En la segunda etapa del manejo de los Hidrocarburos de la Asignación, la cual entra en vigor a partir del año 2021, toda la mezcla de hidrocarburos que se produce en la Asignación A-0067-M-Castarrical se enviará al Cabezal Tupilco II donde posteriormente se transporta a Batería de Separación Tupilco, la producción de las Asignaciones Tupilco y Castarrical se transportará hacia el Cabezal Chinchorro 1, donde la mezcla de aceite se enviará a Batería de Separación Cárdenas Norte.

Para llevar a cabo el manejo de producción de los campos Castarrical y Tupilco hacia la Batería de Separación Cárdenas Norte, se construirá un Oleogasoducto 10" Ø x 4.8 km de Batería de Separación Tupilco I a la Interconexión con el Oleogasoducto de 12" Ø Pareto 1-Chinchorro 1, con la finalidad de eliminar los costos de tratamiento del crudo de las asignaciones Tupilco y Castarrical en la Planta Deshidratadora El Golpe y también los costos de transporte del crudo generado hacia la TMDB.

Así mismo se construirá un Gasoducto de 10" Ø x 4.8 km de la Batería de Separación Tupilco a la interconexión con la LBN de 8" Ø de Cabezal Pareto I a Cabezal Bricol 1 con la finalidad de manejar del gas del desarrollo de los campos Santuario y El Golpe y la compresión de dicho gas a 60 kg/cm2 para abastecer a la red de BN Pareto-Bricol.

En lo que respecta a la calidad del gas a comercializar, este será llevado a las condiciones estipuladas en la NOM-001-SECRE-2010, mientras que, la calidad esperada del Aceite a comercializar ronda los 33 API.

Por último, toda vez que se cuenta con la trazabilidad del manejo de la molécula desde los pozos productores hasta las instalaciones donde se llevará a cabo la disposición final de los hidrocarburos producidos dentro de la Asignación, se visualizan las capacidades y ubicación de los equipos e infraestructura a utilizar para el manejo de los mismos y se señala la calidad de los hidrocarburos a comercializar, el Asignatario da cumplimiento a lo establecido en las fracciones III.2.4.3 y III.2.4.4 del Anexo II 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, mismos que son objeto de esta evaluación.

Obligaciones de PEP:

1. PEP 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. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo,
3. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo PEP deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
4. PEP 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,
5. 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,
6. Actualizar y mantener actualizado en 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,

7. El Asignatario 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,
8. PEP 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,
9. El Asignatario deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH_DGM_VHP de los LTMMH. En el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, PEP reportará los condensados líquidos medidos en los Puntos de Medición, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de asignación.
10. El Asignatario 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, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
11. PEP 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 presente Dictamen.
12. Así mismo es necesario que PEP 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 de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición 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 y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
13. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, PEP 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, 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 PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los Sistemas de Medición propuestos para petróleo en la TMDBy el CCC Palomas, para gas los CPG Nuevo Pemex y Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo y evaluados de acuerdo a lo descrito anteriormente, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, 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 PEP, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, con base en el 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 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por PEP 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 PEP.
 - 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 250.409/2019 de fecha 18 de julio de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-016 de fecha 23 de julio de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical "...siempre

que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.”, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) 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.
- 2) 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 Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a 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 todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

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:

1. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
2. 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 definida en las 15 y 17 del presente dictamen.
3. Se determina que deberá dar 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.

4. 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 de PEP, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
5. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación Campo Castarrical en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

e. Programa de Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18.

El Asignatario presentó en la modificación al Plan de Desarrollo, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto a la meta de aprovechamiento de gas anual (MAG) contemplada y al tiempo en el cual se alcanzaría dicha meta, por lo tanto, se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión.

El objetivo del programa de Aprovechamiento de Gas planteado por el Asignatario es la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (Disposiciones Técnicas) y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa el no venteo de gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas en base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Considerando lo establecido en las Disposiciones Técnicas el cálculo de la meta de aprovechamiento anualizado se calcula con la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \left[\frac{A+B+C+T}{G_p+G_A} \right]$$

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)

Por lo que la meta de aprovechamiento de gas natural asociado (MAG) de la Asignación para el año 2019 es la siguiente:

$$MAG_{2019} = \left[\frac{0.078 + 0.647 + 0.000 + 1.444}{1.559 + 0.647} \right]$$

$$MAG_{2019} = \left[\frac{2.169}{2.206} \right] \times 100$$

$$MAG_{2019} = 98.3 \%$$

En la Tabla 14 y Figura 18 se muestran los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma anual para el resto de la vigencia perteneciente a la Asignación.

Pronóstico de Gas (m³/año)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producción de gas*	1.559	2.768	2.479	2.324	2.605	2.720	2.628	2.141	1.733	1.408	1.138	0.910	0.722	0.545	0.200
Gas Adicional	0.647	0.647	0.647	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.216	0.216
Autoconsumo	0.078	0.138	0.124	0.116	0.130	0.136	0.131	0.107	0.087	0.070	0.057	0.046	0.036	0.027	0.010
Bombeo Neumático	0.647	0.647	0.647	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.516	0.216	0.216
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	1.444	2.569	2.300	2.157	2.417	2.524	2.439	1.987	1.608	1.306	1.066	0.845	0.670	0.506	0.185
Gas Natural no Aprovechado	0.038	0.061	0.055	0.051	0.057	0.060	0.058	0.047	0.038	0.031	0.025	0.020	0.016	0.012	0.004
% de aprovechamiento	98.3	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.2	98.3	98.4	98.5	98.6	98.7	98.4	98.9

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

*Gas natural producido asociado.

Tabla 14. Porcentajes de aprovechamiento para el Plan.
(Fuente: PEP)

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

[Handwritten signature]

777

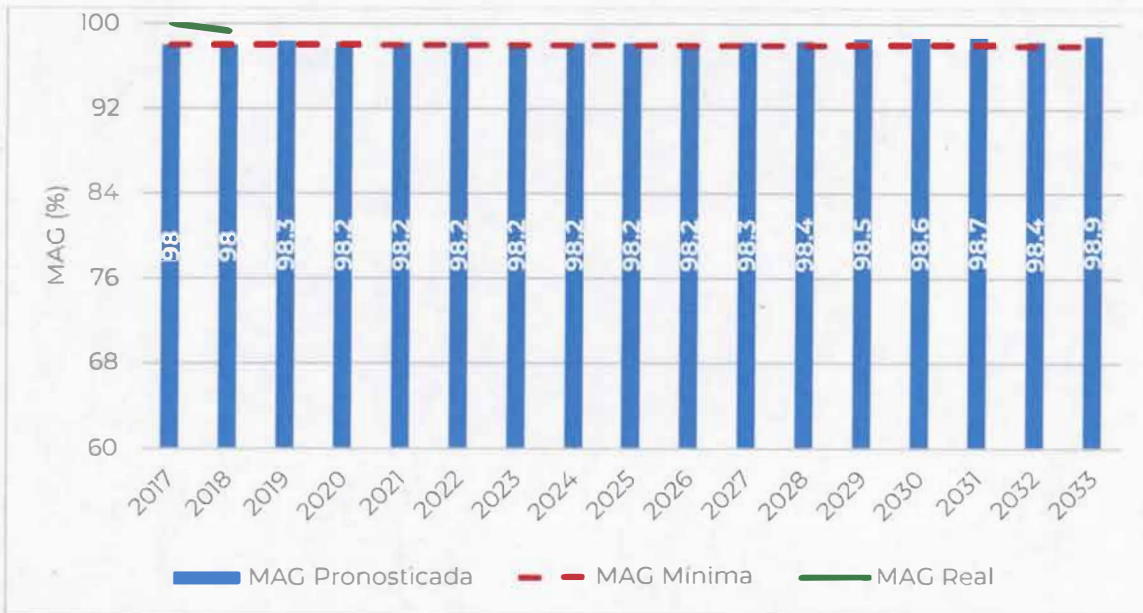


Figura 18. Porcentaje de cumplimiento de aprovechamiento de gas a la vigencia de la Asignación. (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Composición del Gas Natural Asociado a producir

En cuanto a la composición del gas, PEP presenta datos actualizados. La Tabla 15 muestra la composición del Gas Natural Asociado representativa de la Asignación.

		Batería Castarrical
Fecha de muestra		02/11/2018
Componente		Valor
Componentes (% mol)	Acido clorhídrico	-
	Acido sulfhídrico	-
	Aqua	-
	Aire	-
	Cloro	-
	Contenido de Condensados	+
	Decanos+	-
	Dióxido de Azufre	-
	Dióxido de Carbono	0.37
	Etano	11.27
	Etileno	-
	Helio	-
	Heptanos	-
	Hexanos+	0.56
	Hidrógeno	-
	i-Butano	1.12
	i-Pentano	0.69
	Metano	73.35
	Monóxido de Carbono	-
	n-Butano	2.74
Nitrógeno	0.80	
Nonanos	-	
n-Pentano	0.76	
Octanos	-	
Oxígeno	-	
Propano	8.34	
Total	100.000	
Propiedades	Peso específico (kg/m³)	-
	Peso Molecular (g/mol)	23.0805
	Poder Calorífico (BTU/FT³)	1,281

Tabla 15. Composición del Gas Natural Asociado en la Asignación. (Fuente: PEP)

V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, a continuación, en la Tabla 16 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 43 fracción III de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Característica	Producción	Gasto de operación
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	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} * 100$	$DGO = \frac{GOreal - GOplan}{GOplan} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral
Característica	Desarrollo de reservas	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DRreal - DRplan}{DRplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Trimestral	
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	
Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bpd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FRreal - FRplan}{FRplan} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual
Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación

Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Mensual

Tabla 16. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo para la Extracción.
(Fuente: Comisión)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en la modificación al 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, fracciones 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 Asignatario en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto que este último llève 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 17.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforaciones	7		
RMA	24		
RME	280		
Taponamientos	37		
Abandono	7		

Tabla 17. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.
(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 18.

Actividad	Sub-Actividad	Programa de erogaciones (mmUSD)	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General ^a	22.80		
	Perforación de Pozos	25.71		
	Construcción de instalaciones	3.77		
Producción	General ^b	34.07		
	Pruebas de Producción	52.18		
	Ingeniería de Yacimientos	0.45		
	Otras ingenierías	4.23		
	Construcción de Instalaciones	10.23		
	Intervención de Pozos	56.05		
	Operación de Instalaciones de Producción	16.28		
	Ductos	0.46		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	9.08		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	6.51		
Total Programa de Inversiones		241.83		
	Otros Egresos ^c	5.30		
Gastos Totales		247.13		

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

a. Considera un monto por 0.69 MMUSD de inversión y 22.11 MMUSD de gasto operativo.

b. Considera un monto por 13.31 MMUSD de inversión y 20.76 MMUSD de gasto operativo.

c. Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de la Asignación Castarrical.

Tabla 18. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión con datos de PEP)

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al desarrollo y optimización de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 19.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total (mmb/mmmpc)
Producción de aceite programada (mbd)*	1.53	3.40	3.14	3.07	3.71	4.06	4.06	3.35	2.75	2.27	1.88	1.55	1.28	1.07	0.40	13.7
Producción de aceite real (mbd)																
Porcentaje de desviación																
Producción de gas programada (mmpcd)*	1.56	2.77	2.48	2.32	2.60	2.72	2.63	2.14	1.73	1.41	1.14	0.91	0.72	0.54	0.20	9.5
Producción de gas real (mmpcd)																
Porcentaje de desviación																

* Pronóstico de producción, no incluye libranzas, cierres operativos, fallas de equipos y malas condiciones climatológicas.

Tabla 19. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

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 de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical, sin perjuicio de la obligación del Asignatario 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 con el Sistema de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA o Agencia) mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1196/2019 recibido el día 02 de agosto del 2019, con fundamento en lo establecido en el artículo 5, fracción XXIV de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4 fracciones IV y XV, 18 fracciones III, IV y XX, 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, informó, entre otras cosas lo siguiente:

- La Asignación A-0067-M-Campo Castarrical, se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 (AUTORIZACIÓN), del Sistema de Administración del REGULADO, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: Activo integral de Producción Bloque S03, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/AI0417-03.

Por lo anteriormente expuesto, esta AGENCIA hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la AUTORIZACIÓN, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas dentro de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

- Cumplir con lo establecido en el RESUELVE TERCERO del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, mismo que a la letra dice:

TERCERO. - Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN. la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue.

- Ajustarse a lo establecido en 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, publicadas el 13 de mayo de*

2016 en el Diario Oficial de la Federación (Lineamientos), mediante el trámite con Homoclave ASEA-00-025 denominado: "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", del Registro Federal de Trámites y Servicios de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparados en la AUTORIZACIÓN.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

777

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación sin perjuicio de la obligación del Asignatario 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 la información presentada por el Asignatario se observa el porcentaje de cumplimiento de Contenido Nacional mostrado en la siguiente tabla:

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Porcentaje de Contenido Nacional	30.30%	31.40%	32.60%	33.90%	35.20%	36.60%	38.00%

Tabla 20. Porcentaje de Contenido Nacional.
(Fuente: SE)

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2019.0392 recibido el 01 de agosto de 2019 en la Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, señaló que con base en la información presentada para el periodo 2019-2025, se considera plausible que se cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional, en consecuencia, tiene una opinión favorable con respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional que se utilizará para la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación.

777

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6, 7, 8, fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b) y h) y 41 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 Título de Asignación.

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

El Asignatario visualiza la toma de información mediante tecnologías y estudios especiales a realizar en la Asignación durante las intervenciones de pozos programadas, que permitirán la toma de registros, toma de núcleos, además se considera continuar con la actualización de los modelos estáticos y dinámicos para cada una de las arenas del campo, así como la posibilidad de generar corridas de simulación, lo que coadyuvará a conocer el potencial del yacimiento y adicionalmente para la posible implementación de sistemas de recuperación mejorada, acelerando de esta forma el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

De acuerdo con la estrategia de extracción y el desarrollo de las actividades físicas propuestas (periodo 2019-2034) en la modificación al Plan de Desarrollo por el Asignatario consistentes en 7 perforaciones, 24 RMA, 280 RME (limpiezas de aparejo y estimulaciones) para el desarrollo del campo, contribuyen a elevar el factor de recuperación de aceite de 25.9 % a 31.7 % y de 21.3 % a 24 % para el gas natural asociado, correspondiente a un volumen a recuperar para ese periodo de 13.7 mmb y 9.5 mmmpc, respectivamente.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo en el periodo 2019-2034 consisten en 7 perforaciones, 24 reparaciones mayores y 280 reparaciones menores, así como la toma de información y estudios. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción mediante la toma de información del yacimiento que permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación en beneficio del país.

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

La estrategia de explotación que presenta el Asignatario para el yacimiento de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical se basa en un plan de administración de yacimientos sustentado en mejores prácticas, aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas. La recuperación de hidrocarburos del campo Castarrical en el yacimiento MS, en la actualidad se sustenta con la recuperación primaria.

Para el proceso de diseño se analizaron diversas opciones tecnológicas para aplicarse durante el presente Plan de Desarrollo para la Extracción, identificando las áreas de especialidad, así como los beneficios esperados.

Dichas tecnologías como lo son: el modelado geocelular que permitirán optimizar las localizaciones en los bloques no explotados, pruebas de interferencia con las que se podrán identificar los elementos que afectan el comportamiento dinámico del yacimiento, pruebas de desplazamiento en núcleos con motivo de estudiar la factibilidad de la implementación de métodos de recuperación adicional, entre otros.

Una vez analizada la información remitida por PEP, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar por el Asignatario son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro de la Asignación, las cuales, contribuyen a maximizar el factor de recuperación, asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de modificación Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutará en condiciones económicamente viables.

e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la Solicitud, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18, a la fecha de aprobación la Asignación daba cumplimiento a la MAG.

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó en la solicitud de modificación al Plan diversa información relacionada con el PAGNA, la cual fue analizada por esta Comisión y se llegó a la conclusión que mantiene el cumplimiento del aprovechamiento del gas de 98 %.

Cabe hacer mención que la Solicitud considera actualizaciones respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, sin embargo, se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

Sin menos cabo a lo anterior, PEP deberá continuar con cumplimiento de cada una de las obligaciones establecidas en las Disposiciones para dar seguimiento al programa de aprovechamiento.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los Sistemas de Medición propuestos para petróleo en la TMDB y el CCC Palomas, para gas los CPG Nuevo Pemex y Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo y evaluados de acuerdo a lo descrito anteriormente, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, 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 PEP, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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

a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, con base en el 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 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.

ii. Se analizó la información proporcionada por PEP 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 PEP.

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 250.409/2019 de fecha 18 de julio de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-016 recibido en esta Comisión el día 23 de julio de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta;

permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) 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.
- 2) 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 Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a 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 todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

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:

1. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
2. 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 definida en las 15 y 17 del presente dictamen.
3. Se determina que deberá dar 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.
4. 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 de PEP, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.

5. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación Campo Castarrical en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical con una vigencia hasta el año 2034, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Lo anterior en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la presente Asignación, Incluyendo las relativas al Abandono, Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente, en términos de lo dispuesto en los Términos y Condiciones Cuarto y Vigésimo Cuarto del Título de Asignación, así como la normativa aplicable.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable.

777

IX. Recomendaciones

Derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

Realizar las actividades de abandono de conformidad con los términos y condiciones del Asignación, y las Mejores Prácticas de la Industria, esto incluye el retiro y desmantelamiento de materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de pozos, desmontaje y retiro de plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipos utilizados para la realización de las actividades. Además, buscar y evaluar alternativas que permitan disminuir los costos de las actividades de abandono (pozos, ductos y plataformas).

Evaluar escenarios que consideren la aplicación de procesos de recuperación mejorada de producción, así como la evaluación integral de campos vecinos que comparten características similares del sistema roca-fluido, mecanismos de producción de los yacimientos, y el uso infraestructura, con la finalidad de optimizar los procesos de producción y administración de yacimientos. Se recomienda atender lo dispuesto por los Lineamientos de Recuperación secundaria y mejorada.

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente CNH:5S.7/3/13/2019 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical.

ELABORÓ

ING. SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

ING. EDGAR HERNÁNDEZ RIVERA

Jefe de Departamento

Dirección General de Medición y
Comercialización de Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

ELABORÓ

ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA

Director General Adjunto

Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO
MERCADO**

Directora General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ
MORENO**

Directora General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

AUTORIZÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Titular de la Unidad
Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37, y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0067-M-Campo Castarrical.