



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción

Asignación A-0269-M-Campo Perdiz
Pemex Exploración y Producción

Marzo 2020



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

CONTENIDO

I.	Datos Generales del Asignatario	4
II.	Elementos generales del Plan de Desarrollo	5
III.	Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información Datos Generales del Asignatario	6
IV.	Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen	7
V.	Análisis y Evaluación de los elementos del Plan	9
	a) Características generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación	9
	b) Motivo y justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción	12
	c) Volumen original y reservas de hidrocarburos	13
	d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud del Plan de Desarrollo Modificado	16
	e) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo Modificado	22
	f) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción	26
	g) Mecanismo de Medición de la Producción de Hidrocarburos	27
	h) Evaluación Económica	43
	i) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural	49
VI.	Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan	54
VII.	Sistema de Administración de Riesgos	59
VIII.	Programa de cumplimiento de Contenido Nacional	61
IX.	Opinión a la modificación al Anexo 2 del Título de Asignación	62
X.	Resultado del dictamen técnico	63
	a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país	63
	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	64
	c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación	64



d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país 64

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables..... 64

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural..... 65

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos..... 65

h) Recomendaciones..... 68



I. Datos Generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz (en adelante, Asignación), es la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP, Operador o Asignatario), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 100, fracciones I, III y VII del Estatuto Orgánico de PEP respecto del cual cabe hacer mención que la liga electrónica de consulta oficial en el Diario Oficial de la Federación (DOF) fue publicada el 26 de julio de 2019.

La Asignación se localiza a 22 km al Noreste del municipio de Tierra Blanca, Veracruz y a 70 km al Sur de la ciudad de Veracruz. La ubicación de la Asignación se muestra en la Figura 1, en donde se distingue que se encuentra entre las poblaciones de Córdoba y Veracruz.

Los vértices del polígono que limita el área de la Asignación y que se encuentran descritos en el Título de la Asignación, se muestran en la Tabla 1. Adicionalmente, los datos generales de ésta, se presentan en la Tabla 2.



Figura 1. Ubicación de la Asignación (Fuente: CNH/PEP).

Tabla 1. Vértices del Área de la Asignación (Fuente: CNH/PEP).

Vértice	Longitud oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud Norte
1	96° 08' 00"	18° 33' 00"	12	96° 06' 00"	18° 29' 00"
2	96° 08' 00"	18° 32' 30"	13	96° 09' 00"	18° 29' 00"
3	96° 07' 00"	18° 32' 30"	14	96° 09' 00"	18° 29' 30"
4	96° 07' 00"	18° 31' 30"	15	96° 10' 00"	18° 29' 30"
5	96° 06' 30"	18° 31' 30"	16	96° 10' 00"	18° 30' 00"
6	96° 06' 30"	18° 31' 00"	17	96° 10' 30"	18° 30' 00"
7	96° 06' 00"	18° 31' 00"	18	96° 10' 30"	18° 30' 30"
8	96° 06' 00"	18° 30' 00"	19	96° 11' 00"	18° 30' 30"
9	96° 05' 30"	18° 30' 00"	20	96° 11' 00"	18° 31' 30"
10	96° 05' 30"	18° 29' 30"	21	96° 10' 00"	18° 31' 30"
11	96° 06' 00"	18° 29' 30"	22	96° 10' 00"	18° 33' 00"

Tabla 2. Datos generales de la Asignación (Fuente: CNH/PEP).

Asignatario	Pemex Exploración y Producción
Nombre de la Asignación	A-0269-M – Campo Perdiz
Ubicación	Tierra Blanca, Veracruz
Superficie	47.728 km ²
Fecha de emisión	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir de la fecha de emisión
Última modificación al título de la Asignación	25 de julio de 2016
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción (edad)	Plioceno Inferior Mioceno Medio Eoceno Superior-Medio-Inferior
Campos	Perdiz
Colindancias	Con las Asignaciones A-0021-M-Campo Aral, A-0193-M-Campo Lizamba y A-0129-M-Campo Espejo

II. Elementos generales del Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación contempla recuperar una reserva 3P de 3.33 millones de barriles (MMb) de aceite y 4.14 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas a la vigencia de la Asignación (2034), mediante la realización de 3 perforaciones (Perdiz 581, 525 y 19), 4 terminaciones (Perdiz 580, 581, 525 y 19), 9 reparaciones mayores, 118 reparaciones menores, la construcción de 2 ductos, 25 taponamientos y 9 actividades de abandono, obteniendo un factor de recuperación de 7.59% para el aceite y 4.60% para el gas.

Posterior a la vigencia de la Asignación y hasta el límite económico (2039), el Plan de Desarrollo considera realizar 4 taponamientos, 17 actividades de abandono y 5 reparaciones menores, que permitirán acumular en total

3.41 MMb y 4.22 MMMpc con un factor de recuperación final al límite económico de 7.64% para el aceite y 4.62% para el gas.

A la vigencia de la Asignación, el Asignatario plantea ejercer una inversión de 81.24 MMUSD y un gasto de operación de 11.82 MMUSD, y al límite económico 87.27 MMUSD de inversión y 12.10 MMUSD de gasto de operación.

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH) aprobó el Plan de Desarrollo para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0269-Campo Perdiz.

En este sentido, con fecha 25 de julio de 2016, la Secretaría, modificó previa opinión del Asignatario y de esta Comisión, el Título de Asignación, emitiendo el nuevo identificado como A-0269-M-Campo Perdiz, el cual se encuentra vigente.

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información Datos Generales del Asignatario

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

Además de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos; así como 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 al Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente

CNH:5S.7/3/69/2019 MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ASIGNACIÓN A-0269-M CAMPO PERDIZ de la DGDE de esta Comisión.

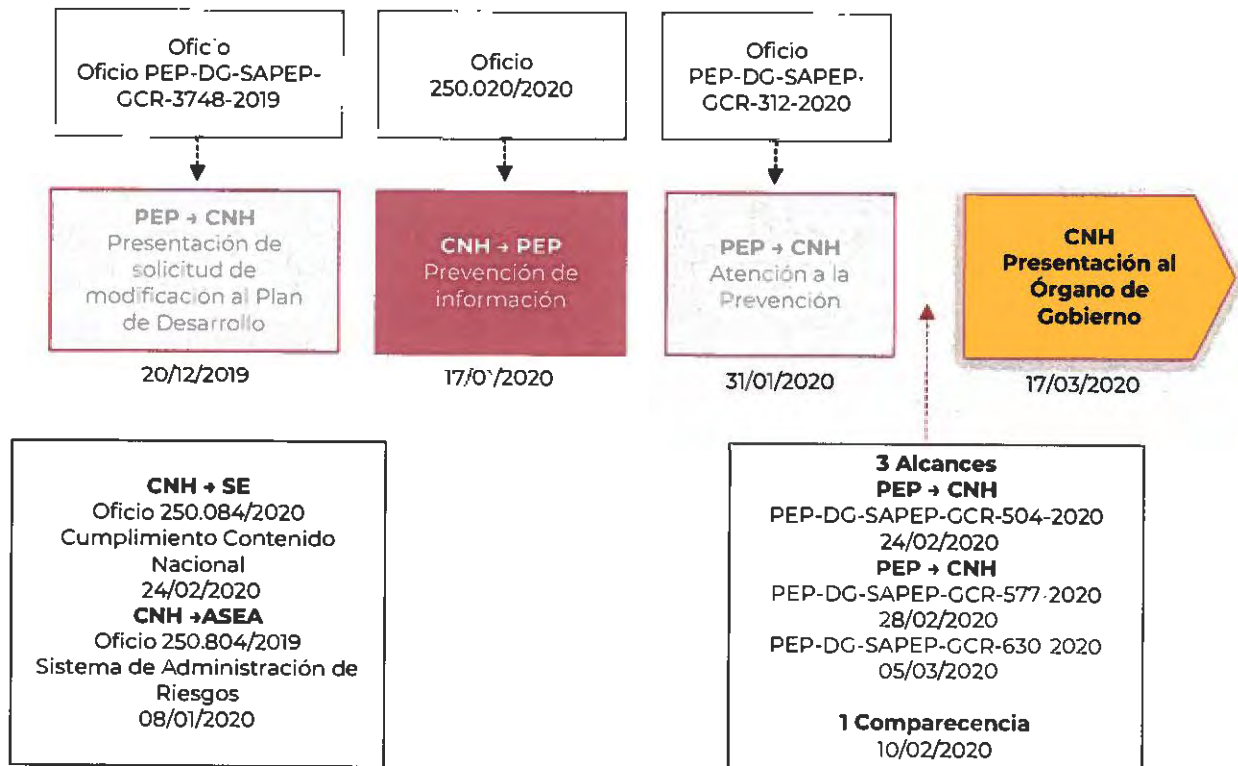


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: Comisión).

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen

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 la modificación del Plan 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 previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II y IV de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

[Handwritten signature]

Cabe señalar, que el presente dictamen se emite en atención a que PEP manifestó expresamente presentar el Plan de Desarrollo de conformidad a lo establecido en el artículo 62 de los Lineamientos.

Adicional a la modificación del Plan, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 11 de diciembre de 2017, así como con lo dispuesto en las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones para el aprovechamiento de gas) publicados en el DOF el 07 de enero de 2016.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la propuesta de 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 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II y IV de los Lineamientos.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la propuesta de modificación al Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación, ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

En consecuencia, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Asignatario presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan de que sufren modificación, y
- d) El Asignatario presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.



V. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

Los modelos estructurales de los yacimientos contemplan fallas inversas con orientación preferencial noroeste-sureste (NW-SE), a continuación, se muestran las configuraciones estructurales de yacimientos representativos de la Asignación.

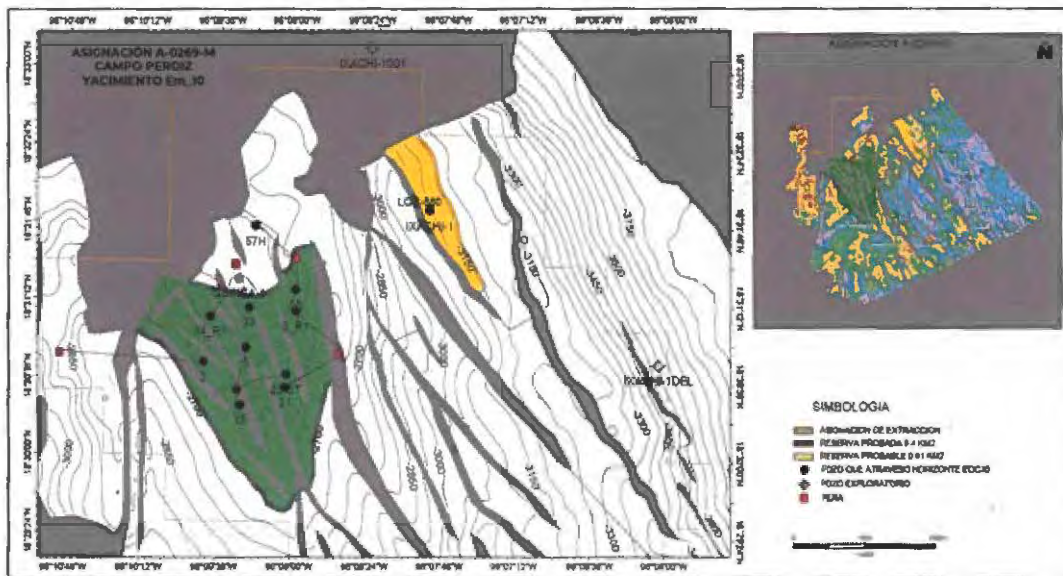


Figura 3. Mapa de configuración estructural Em_10 con las áreas en verde el polígono productor y en amarillo el polígono que se incorpora con la información proporcionada por el pozo Ixachi-1.

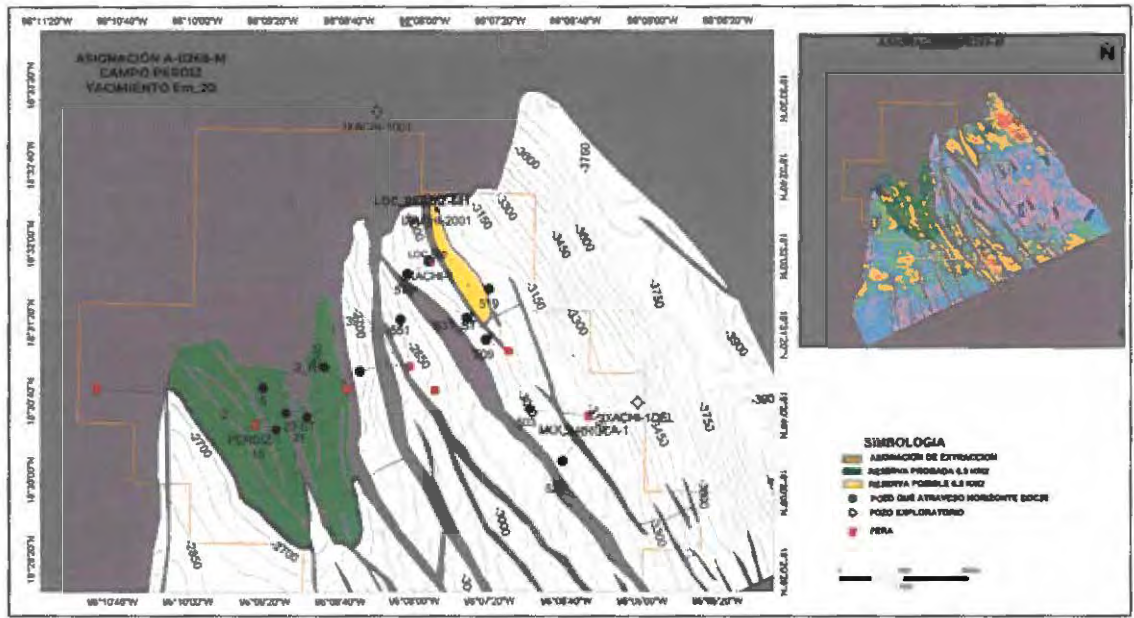


Figura 4. Mapa de configuración estructural Em_20 con las áreas en verde el polígono productor y en amarillo el polígono que se incorpora con la información proporcionada por el pozo Ixachi-2001.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Las características principales de los ocho yacimientos que integran la Asignación se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características generales de los yacimientos de la Asignación (Fuente: CNH/PEP)

Características generales	Em_3	Em_10	Em_20	Em_30	Em_50	Em_55	MM_10	MM_5
Área (km2)	3.01	5.40	5.90	6.06	8.30	0.13	0.80	0.83
Año de Descubrimiento	2007	2004	2001	2005	2006	2009	2008	2007
Fecha de inicio de explotación	2007	2005	2004	2007	2007	2014	2009	2009
Profundidad promedio (m)	2910	2620	2570	2870	2770	2770	2475	2390
Tipo de Yacimiento °API	Aceite negro	Aceite negro 21.7	Aceite negro 22.3	Aceite negro 21.3	Aceite negro 13.9	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Pozos								
Productores	2*	5*	0	3*	4*	1	1	0
Cerrados con posibilidades de explotación	0	0	3	0	0	0	0	0
Cerrados sin posibilidades de explotación	0	1	1	1	3	0	0	0
Taponados	0	0	0	0	0	0	0	1
Marco geológico								
Era y época	Cenozoico/ Eoceno medio	Cenozoico/ Eoceno medio	Cenozoico/ Eoceno medio	Cenozoico/ Eoceno medio	Cenozoico/ Eoceno medio	Cenozoico/ Eoceno medio	Cenozoico/ Mioceno medio	Cenozoico/ Mioceno medio
Cuenca	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz	Veracruz
Play	Eoceno medio	Eoceno medio	Eoceno medio	Eoceno medio	Eoceno medio	Eoceno medio	Mioceno medio	Mioceno medio
Régimen tectónico	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo	Inactivo
Ambiente de depósito	Abanico	Abanico	Abanico	Abanico	Abanico	Abanico	Abanico	Abanico
Litología	Brechas y areniscas calcáreas	Brechas y areniscas calcáreas	Brechas y areniscas calcáreas	Brechas y areniscas calcáreas	Brechas y areniscas calcáreas	Brechas y areniscas calcáreas	Brechas y areniscas calcáreas	Brechas y areniscas calcáreas
Propiedades petrofísicas								
Saturación inicial promedio de agua	46.7	37	46	53.8	41.1	32	44.5	44.5
Porosidad promedio (%)	11.75	12.3	13	11.4	16	11.3	11.7	11.7
Permeabilidad promedio (mD)	11	11	35	40	10	15	15	10
Espesor neto y bruto promedio (m)	12/10	21/30	10/10	27/18	11/45	16/S/D	6/5/D	6
Relación neto/bruto	10 / 20	25 / 60	15 / 45	25 / 60	20 / 50	S/D	S/D	S/D
Propiedades del Yacimiento								
Temperatura (°C)	92.43	86.8	88.2	90.5	90.7	89.36	84.73	90.5
Presión inicial (kg/cm2)	551.758	483.79	477.2	493.91	549.46	489.00	433.00	614.00
Presión actual (kg/cm2)	386.779	422.292	488.75	351.62	350.14	400.00	244.37	S/D
Mecanismo de empuje principal	Entrada de agua	Entrada de agua	Entrada de agua	Entrada de agua	Entrada de agua	Entrada de agua	Entrada de agua	Entrada de agua
Mecanismo de empuje secundario	Expansión roca fluidos	Expansión roca fluidos	Expansión roca fluidos	Expansión roca fluidos	Expansión roca fluidos	Expansión roca fluidos	Expansión roca fluidos	Expansión roca fluidos

* Perdiz 509 y Perdiz 519 son productores simultáneos en Em_30 y Em_50 y Perdiz 41 produce simultáneo en Em_3 y Em_10. Por lo que aparecen productores en ambos yacimientos, originando un total de 16 pozos productores en la Asignación, cuando en realidad son 13.

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

El Título de Asignación A-0269-Campo Perdiz, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (Pemex) el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 10 de febrero del 2016, Pemex manifestó estar de acuerdo en continuar con el proceso de modificación del Título de Asignación A-0269-Campo Perdiz iniciado por la Secretaría de Energía, derivado de lo anterior fue modificado el Anexo I en donde se modificaron los vértices de la Asignación y se incorporó el Anexo IV referente a la Obligación de cumplir con un porcentaje mínimo de Contenido Nacional dentro del Título de la Asignación.

Derivado de lo anterior, la presente Modificación del Plan se realiza en virtud de cumplir los supuestos II y IV del artículo 62, Capítulo II de los Lineamientos por existir:

- Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado (...)
- Exista una variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracciones II y IV de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.



c) Volumen original y reservas de hidrocarburos

Las reservas remanentes 3P al 01 de abril de 2020 (fecha de corte para el Plan Nuevo) son 3.41 MMbbls y 4.22 MMMpc, de los cuales 3.39 MMbbls de aceite y 4.22 MMMpc de gas corresponden al horizonte Eoceno medio y únicamente 0.02 MMbbls de aceite corresponden al horizonte Mioceno medio. A continuación, se presentan las cifras de reservas remanentes de la Asignación, las cuales se componen de 8 yacimientos:

Yacimiento	Tipo de Reserva
Em-3	Reservas probadas y probables
Em-10	Reservas probadas y probables
Em-20	Reservas probadas y probables
Em-30	Reservas probadas, probables y posibles
Em-50	Reservas probadas y probables
Em-55	Reservas probadas
MM-10	Reservas probadas
MM-5	No cuenta con reservas

En las Tablas 4 y 5, se muestran las cifras de reservas y el volumen original de Hidrocarburos propuesto en la solicitud de modificación y los valores de volumen original del Plan vigente versus la modificación del Plan propuesto.

Tabla 4. Reservas propuestas al 1 de abril de 2020 (Fuente: CNH/PEP).

Yacimiento	Categoría	Factor de recuperación %				Producción acumulada		Reservas al límite económico			
		Actual		Final esperado		Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Condensado (MMb)	PCE (MMb)
		Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)						
Em_3	1P	2.57	32.47	2.67	33.90	0.30	0.21	0.01	0.01	0.01	2.57
Em_3	2P	2.03	25.82	4.51	52.96	0.30	0.21	0.37	0.23	0.40	2.03
Em_3	3P	2.03	25.82	4.51	52.96	0.30	0.21	0.37	0.23	0.40	2.03
Em_10	1P	12.22	16.15	12.82	19.11	5.57	3.75	0.27	0.69	0.36	12.22
Em_10	2P	10.67	14.09	11.71	17.18	5.57	3.75	0.54	0.82	0.65	10.67
Em_10	3P	10.67	14.09	11.71	17.18	5.57	3.75	0.54	0.82	0.65	10.67
Em_20	1P	5.68	12.23	6.30	14.58	1.22	0.69	0.13	0.13	0.15	5.68
Em_20	2P	5.23	11.28	8.64	24.19	1.22	0.69	0.79	0.79	0.90	5.23
Em_20	3P	5.23	11.28	8.64	24.19	1.22	0.69	0.79	0.79	0.90	5.23
Em_30	1P	4.69	2.17	4.95	2.34	2.08	1.94	0.12	0.15	0.14	4.69
Em_30	2P	4.69	2.17	6.27	2.92	2.08	1.94	0.70	0.67	0.79	4.69
Em_30	3P	4.69	2.17	6.39	2.97	2.08	1.94	0.75	0.71	0.85	4.69
Em_50	1P	2.49	1.33	3.14	1.81	1.11	1.13	0.29	0.41	0.35	2.49
Em_50	2P	2.49	1.33	4.56	2.10	1.11	1.13	0.92	0.66	1.01	2.49
Em_50	3P	2.49	1.33	4.56	2.10	1.11	1.13	0.92	0.66	1.01	2.49
Em_55	1P	7.16	2.20	9.50	3.22	0.05	2.15	0.02	1.01	0.15	7.16
Em_55	2P	7.16	2.20	9.50	3.22	0.05	2.15	0.02	1.01	0.15	7.16
Em_55	3P	7.16	2.20	9.50	3.22	0.05	2.15	0.02	1.01	0.15	7.16
MM_10	1P	15.05	19.13	16.07	19.18	0.24	0.12	0.02	0.00	0.02	15.05
MM_10	2P	15.05	19.13	16.07	19.18	0.24	0.12	0.02	0.00	0.02	15.05
MM_10	3P	15.05	19.13	16.07	19.18	0.24	0.12	0.02	0.00	0.02	15.05
MM_5	1P	0.45	0.45	0.45	0.45	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45
MM_5	2P	0.45	0.45	0.45	0.45	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45
MM_5	3P	0.45	0.45	0.45	0.45	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.45

Tabla 5. Volumen original de Hidrocarburos (Fuente: CNH/PEP).

Año	Volumen original (Plan Vigente)		Año	Volumen original (Plan Propuesto)		Diferencia	
	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)		Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)
2014	171.70	313.40	2019	183.24	307.84	+11.54	-5.56

El Plan inicial de Ronda Cero consideraba un volumen original de 171.7 MMb de aceite y 313.4 MMMpc de gas, pero debido a la incorporación de la reserva probable asociada a las localizaciones Perdiz 580 y Perdiz 581 en el bloque II de la Asignación, para el nuevo Plan se incrementó el volumen original a 183.24 MMb de aceite y 307.84 MMMpc de gas, lo que representa una variación de +11.54 MMb de aceite y -5.56 MMMpc de gas.

En las Figuras 5 y 6 se pueden observar respectivamente, las reservas de aceite y gas del periodo 2016-2019 y la propuesta para el año 2020 de la Asignación.



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

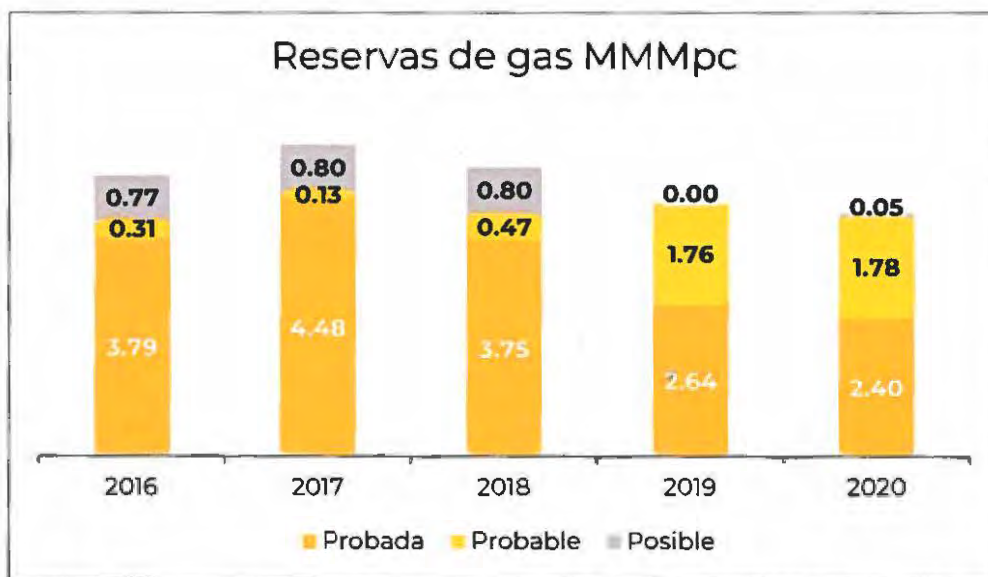


Figura 6. Evolución de las reservas de gas natural de la Asignación (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

[Handwritten signature]

Es importante mencionar que los volúmenes por recuperar propuestos en la presente modificación del Plan se encuentran asociados a la categoría 3P.

d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud del Plan de Desarrollo Modificado

En la Tabla 6 y 6A, se muestra la comparación entre lo programado en el Plan vigente y lo real ejecutado por el Asignatario en la Asignación en periodo comprendido entre el 01 de enero de 2015 y el 01 de enero de 2020. Es importante resaltar que el pozo Perdiz 580 iniciará a perforar en marzo del 2020 bajo el amparo del Plan Vigente y su terminación se considera como parte de la propuesta de modificación del nuevo plan.

Tabla 6. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación (Fuente: CNH).

Descripción	Unidades	Plan vigente 2015-2034	Real 2015 - Mar/20	Plan Nuevo (abr 2020 - 2034)
Perforación de pozos (No.)	Número	8	2 ^(a)	3
Terminaciones (No.)		8	1 ^(b)	4
RMA (No.)		8	6	9
RME (No.)			80	118
Ductos		1	0	2
Plataformas / Peras		0	0	0
Reserva 1P	MMbpce	3.7	1.73	1.73
Reserva 2P		5.3	0.76	4.09
Reserva 3P		8.7	0.00	4.09
Volumen de aceite a extraer	MMb	6.57	2.00	3.33
Volumen de gas a extraer	MMMpc	3.75	3.69	4.14
Inversión	MMUSD	108.1	44.0	77.7
Gasto de Operación		18.75	16.1	11.8

a. Pozo Perdiz 41 y 580

b. Pozo Perdiz 41

Tabla 7A. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación (Fuente: CNH).

Año	Qo (Mbd)		Qg (MMpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Oper. (MMUSD)	
	Plan	Real	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ¹	Real ²	Plan ¹	Real ²
2015	2.11	1.45	1.33	1.30	0	0	0	0	2	4	0	28	11.23	8.01	3.06	1.24
2016	1.71	1.17	1.06	2.38	0	0	0	0	0	1	0	13	10.28	4.81	2.48	0.93
2017	1.28	1.08	0.72	2.91	0	0	0	0	1	0	0	18	8.82	11.65	1.75	8.73
2018	1.51	1.08	0.82	2.12	0	0	0	0	3	0	0	15	7.87	5.70	2.04	2.22
2019	1.48	0.71	0.82	1.41	0	0**	0	0**	1	1	0	6	6.71	13.86	1.82	3.01

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*Se considera únicamente gas Hidrocarburo.

** Perdiz 41 y Perdiz 580 inicia perforación en diciembre de 2019 y marzo de 2020, y se consideran como metas físicas bajo el amparo del Plan Vigente (Ronda Cero).

¹Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (Factor para la actualización es 0.962318841). El T.C. utilizado es de 13.1998 pesos/usd.

²Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores:	Tipos de Cambio pesos/usd
2015 = 1.046	2015 = 15.854
2016 = 1.075	2016 = 18.657
2017 = 1.029	2017 = 18.929
2018 = 0.986	2018 = 19.238
2019 = 1.000	2019 = 19.261

Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

De acuerdo con el Compromiso Mínimo de Trabajo presentado en el Anexo 2 del Título de la Asignación, el Asignatario adquiere el compromiso de cumplir con las actividades físicas e inversiones ahí establecidas, en la Tabla 7 se muestra lo comprometido en la Asignación.

Tabla 8. Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en la Asignación. (Fuente: CNH).

Año	CMT.Perf.	CMT.Term.	CMT.RMA	CMT.Inv. (MMpesos@2014) ⁴	CMT.Inv. (MMpesos@2019) ⁵	CMT.Inv (MMUSD@2019) ⁶
2015	0	0	2	154	148.20	11.23
2016	0	0	0	141	135.69	10.28
2017	0	0	1	121	116.44	8.82
2018	0	0	3	108	103.93	7.87
2019	0	0	1	92	88.53	6.71
2020	0	0	1	79	76.02	5.76
2021	4	4	0	362	348.36	26.39
2022	4	3	0	330	317.57	24.06
2023	0	1	0	72	69.29	5.25
2024	0	0	0	58	55.81	4.23
2025	0	0	0	59	56.78	4.30
2026	0	0	0	58	55.81	4.23
Total	8	8	8	1,634	1,572.4	119.13

⁴A precios de 2014.

⁵Inversiones del CMT actualizados a pesos@2019, El factor de utilizado para la actualización es de 0.962318841.

⁶Tipo de cambio utilizado 13.1998 pesos/usd.

En la Tabla 8 se presenta lo real ejecutado por el Asignatario en la Asignación.

Tabla 9. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación. (Fuente: CNH).

Año	Real.Perf.	Real.Term.	Real.RMA	Real.Inv. (mmpesos)C/Año ⁷	Real.Inv. (mmpesos@2019) ⁸	Real.Inv (mmusd@2019) ⁹
2015**	0	0	4	121.4	127	8.01
2016	0	0	1	83.5	90	4.81
2017	0	0	0	214.2	221	11.65
2018	0	0	0	111.2	109.68	5.70
2019	0*	0*	1	267.0	266.97	13.86
Total	0	0	6	797.3	813.9	44.03

* Perdiz 41 y Perdiz 580 inicia perforación en diciembre de 2019 y marzo de 2020, y se consideran como metas físicas bajo el amparo del Plan Vigente (Ronda Cero).

**Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014 (sin actividad).

⁷Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a pesos@2015, pesos@2016, pesos@2017, pesos@2018 y pesos@2019, respectivamente.

⁸Inversiones real actualizada a pesos@2019. Los factores utilizados para la actualización son:

Factores: ⁹Tipos de cambio utilizados:

2015 = 1.046	2015 = 15.854
2016 = 1.075	2016 = 18.657
2017 = 1.029	2017 = 19.929
2018 = 0.986	2018 = 19.238
2019 = 1.000	2019 = 19.261

Tabla 10. Desviaciones entre el CMT y lo real ejecutado (2015 a 1 de enero de 2020) por el Asignatario.

Año	Perf. (Real-CMT)	Term. (Real-CMT)	RMA (Real-CMT)	Inv. (CMT-Real) (MMUSD@2019)
2015	0	0	+2	-3.2
2016	0	0	+1	-5.5
2017	0	0	-1	2.8
2018	0	0	-3	-2.2
2019	0*	0*	0	7.2
Total	0	0	-1	-0.87

* Perdiz 41 y Perdiz 580 inicia perforación en diciembre de 2019 y marzo de 2020, y se consideran como metas físicas bajo el amparo del Plan Vigente (Ronda Cero).

Derivado de las desviaciones presentadas en la Tabla 9, la Comisión, solicitó al Asignatario la justificación de éstas, que para lo cual expuso lo siguiente:

- En términos generales; debido al incremento en el porcentaje de agua del campo, manejo intermitente y cierre de pozos, se tuvo un decremento en la producción de aceite, obligando a adelantar actividad física (RMA), incrementando los costos para mitigar la declinación de Hidrocarburo. No obstante, se presentó incremento en la producción de gas debido a la entrada en operación del único pozo de gas en el campo.

Plan de Desarrollo modificado

Para cumplir con el objetivo del Plan, el Asignatario contempla la ejecución de las actividades físicas, así como la inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 10. Es importante hacer mención que el pozo Perdiz 41 inició su perforación en diciembre de 2019, mientras que el pozo Perdiz 580 empezará a perforarse el 21 de marzo de 2020, ambos bajo el amparo del Plan de Desarrollo Vigente.

Tabla 11. Actividades físicas y costos contemplados en la Modificación del Plan para la Asignación. (Fuente: CNH).

Actividad	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perforación (Número)	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación (Número)	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos (Número)	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones Mayores (Número)	3	2	0	0	0	1	1	2	0	0	0
Reparaciones Menores ¹⁰ (Número)	9	19	13	15	12	11	8	9	7	3	3
Taponamientos (Número)	0	1	6	1	3	1	2	0	1	4	5
Abandono ¹¹ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Inversión (MMUSD)	24.60	17.57	6.30	3.55	3.11	3.04	2.93	2.99	2.48	2.2	2.14
Gastos de Op. (MMUSD)	1.52	2.01	1.88	1.31	0.92	0.65	0.58	0.72	0.68	0.47	0.36
Otros egresos (MMUSD)	0.0012	0.0448	0.0591	0.0942	0.0631	0.0984	0.0481	0.0704	0.1523	0.0685	0.0704
Actividad	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	TOTAL	
Perforación (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	
Terminación (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	
Ductos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	
Reparaciones Mayores (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9	
Reparaciones Menores ¹⁰ (Número)	3	2	2	2	2	1	1	0	1	123	
Taponamientos (Número)	0	0	1	0	0	0	0	0	4	29	
Abandono ¹¹ (Número)	4	0	0	3	0	5	2	0	10	26	
Inversión (MMUSD)	1.71	1.64	1.87	1.62	1.55	1.57	1.34	1.41	3.73	87.27	
Gastos de Op. (MMUSD)	0.30	0.19	0.15	0.11	0.08	0.06	0.06	0.06	0.01	12.10	
Otros egresos ¹² (MMUSD)	0.0685	0.0685	0.1542	0.0685	0.0685	0.0704	0.0685	0.1523	0.0004	1.49	

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*Fecha de corte del Plan de Desarrollo Modificado 31 de marzo de 2020.

¹⁰Excluyendo las tomas de información.

¹¹El Abandono incluye: ductos e infraestructura.

¹²Por concepto de manejo de la producción y mantenimiento a las instalaciones fuera de la Asignación.

Sin perjuicio de lo anterior, el Asignatario deberá tomar en consideración que el límite económico de la Asignación se encuentra previsto hasta el año 2039, aunque la vigencia de ésta termina en el año 2034, por lo tanto, las actividades (a excepción del Abandono) que se realicen con posterioridad al plazo anteriormente señalado, quedarán sujetas a que PEP, cuente con derechos de Extracción que le permitan continuar con la

misma al amparo de una Asignación o Contrato, conforme al artículo 5 de la Ley de Hidrocarburos.

Esquema de explotación propuesto

El Título de Asignación vigente para el periodo 2015-2019 considera el Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT) de 0 perforaciones, 0 terminaciones y 7 reparaciones mayores, de las cuales se han ejecutado 1 perforación, 0 terminaciones y 6 reparaciones mayores.

La propuesta de modificación del Nuevo Plan contempla la recuperación de la totalidad de la reserva 3P de la Asignación y considera realizar 3 perforaciones, 4 terminaciones, 9 reparaciones mayores, 123 reparaciones menores, 29 taponamientos y la instalación de 2 ductos, considerando el Abandono de instalaciones de infraestructura para el año 2039.

En la figura 7, se comparan los perfiles de producción de aceite del Plan Vigente, real y lo contemplado en la solicitud de modificación del Nuevo Plan.

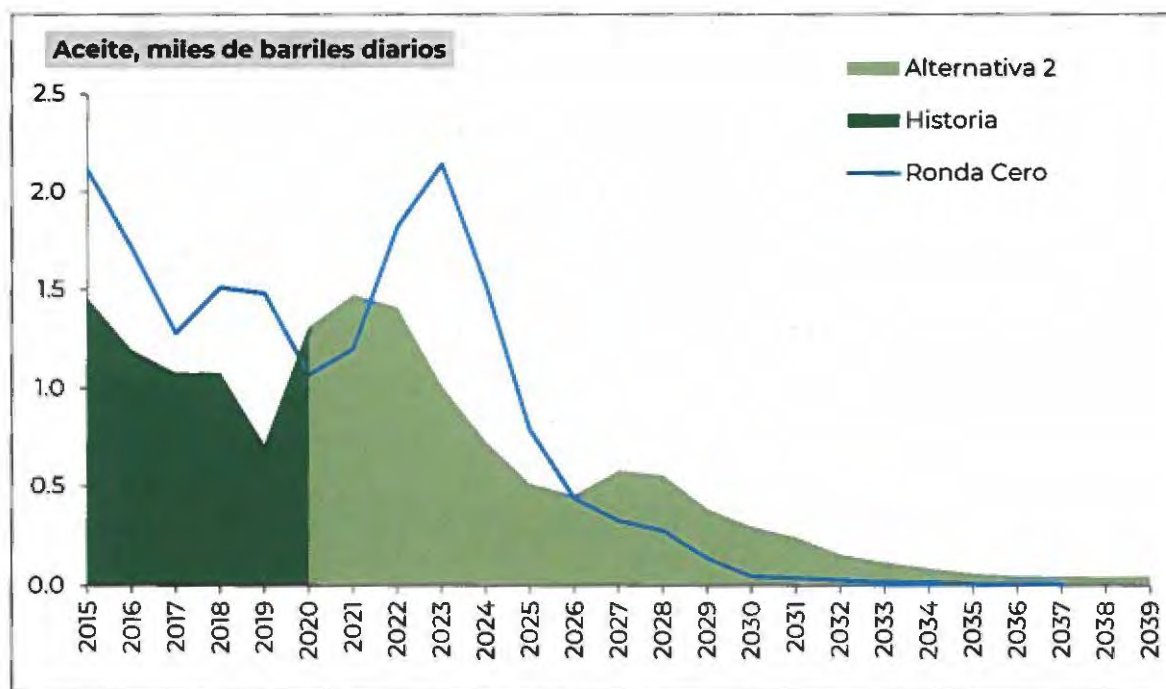


Figura 7. Producción histórica, comparativo con Plan vigente y pronóstico de producción del aceite de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, Asignación.

En la Figura 8, se comparan los perfiles de producción de gas real, del Plan Vigente y lo contemplado en la solicitud de modificación del Nuevo Plan.

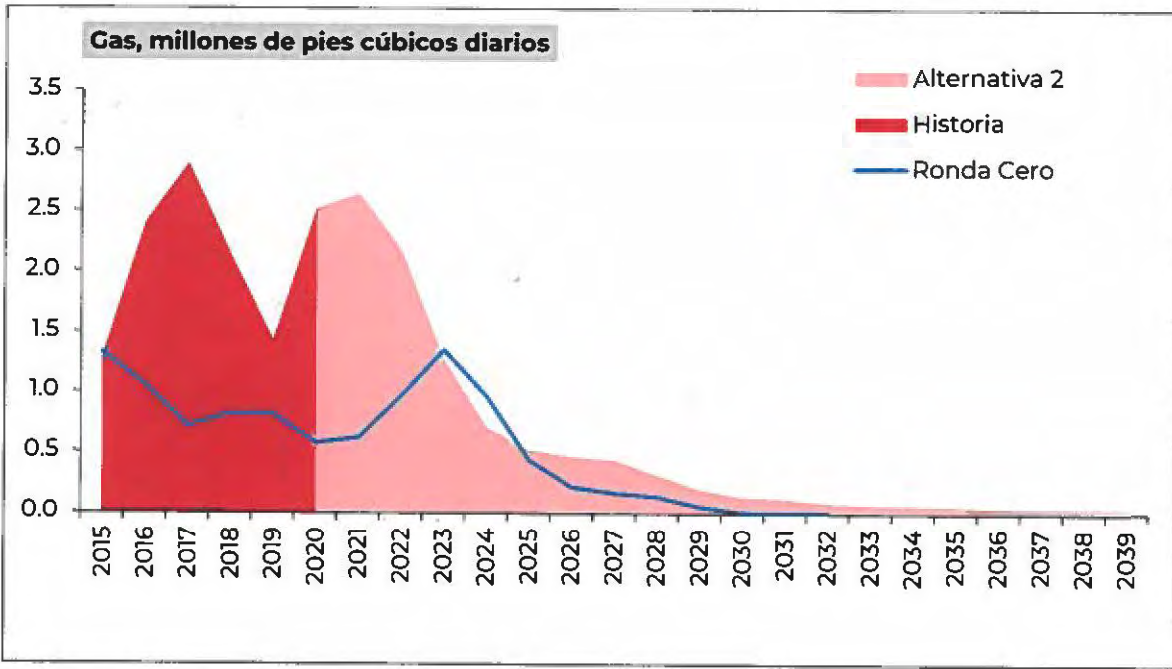


Figura 8. Producción histórica, comparativo con Plan vigente y pronóstico de producción del gas de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, Asignación.

Uno de los supuestos de modificación al Plan es el siguiente:

- Existe una variación del treinta por ciento o más del volumen de hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

Para el año 2019 el volumen pronosticado en el Plan vigente era de 0.54 MMb de aceite y 0.30 MMMpc de gas y el volumen real producido para ese mismo año fue de 0.26 MMb de aceite y 0.52 MMMpc de gas, lo que representa un 52% menos para el caso del aceite y un 74% más para el gas.

Tabla 12. Comparativo de producción programada y real para el año 2019 (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb
Plan vigente 2019	0.54	0.30	0.58
Plan real 2019	0.26	0.52	0.33
Diferencia de producción	52% menos	74% más	43% menos

[Firma manuscrita]

e) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo Modificado

Con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de Hidrocarburos y la rentabilidad del proyecto, optimizar costos operativos e inversión, así como para aprovechar la infraestructura actual, reducir riesgos e incertidumbre involucrados en la estrategia de desarrollo, se analizaron las posibles estrategias de explotación.

Los criterios que llevaron a cabo para la selección de la mejor alternativa de explotación son:

1. Escenario con mejores indicadores económicos;
2. Escenario de menor riesgo técnico;
3. Mayor recuperación de reservas de Hidrocarburos, y
4. Condiciones actuales de producción.

Siendo los indicadores económicos el criterio fundamental en la decisión de la alternativa de explotación.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas:

Alternativa 1

La alternativa considera la producción base; esto es, la reserva probada desarrollada produciendo de 13 pozos, la cual incluye al pozo Perdiz 41 y la reserva probada desarrollada no produciendo de los pozos cerrados que operan como intermitentes, así como la producción incremental asociada a **6 reparaciones mayores y 92 reparaciones menores**.

Alternativa 2 (seleccionada)

Considera la plataforma de producción de la alternativa 1, es decir, la reserva probada desarrollada produciendo de los 13 pozos y la reserva probada desarrollada no produciendo, así como la producción incremental asociada a **9 reparaciones mayores, 123 reparaciones menores** y a la **perforación de 3 pozos** de desarrollo (Perdiz 581, 525 y 19), los cuales incluyen estimulación hidráulica, también plantea la **terminación de 4 pozos** de desarrollo (Perdiz 580, 581, 525 y 19), el **taponamiento de 29 pozos** y la **construcción de 2 ductos**.

En las figuras 9 y 10, se muestran los perfiles de producción de aceite y gas respectivamente, para las diferentes alternativas propuestas en la modificación del Plan de la Asignación, para el horizonte 2020 a 2039.

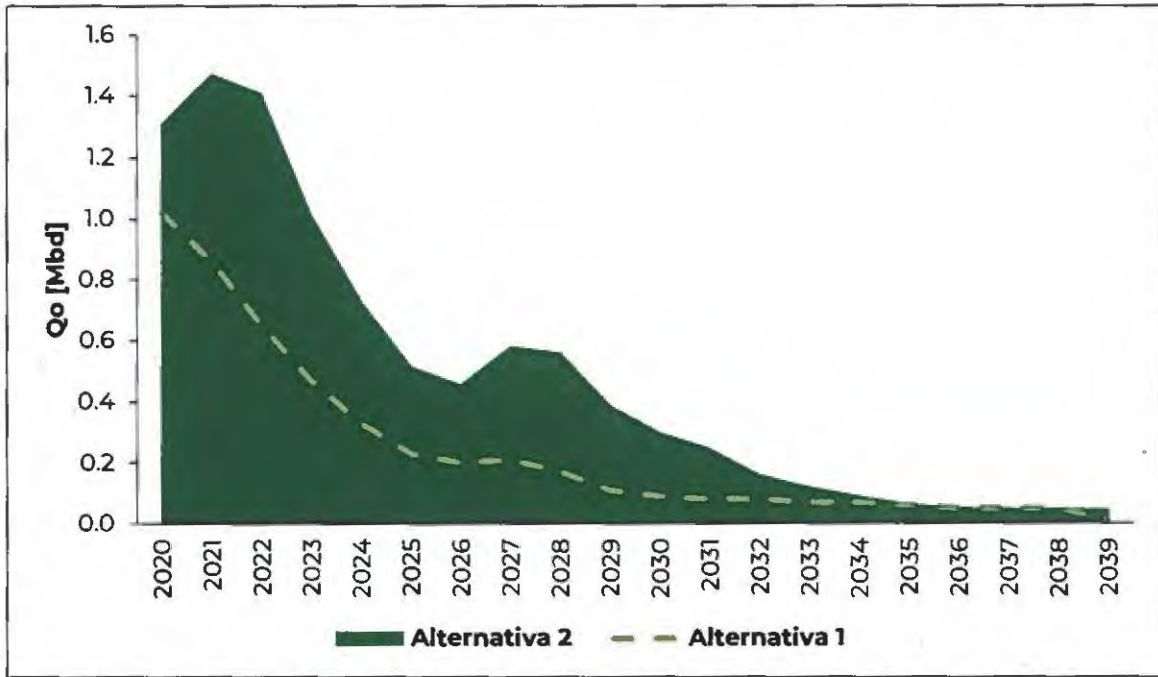


Figura 9. Perfil de producción de aceite de las alternativas propuestas en la Modificación del Plan para la Asignación (Fuente CNH/PEP).

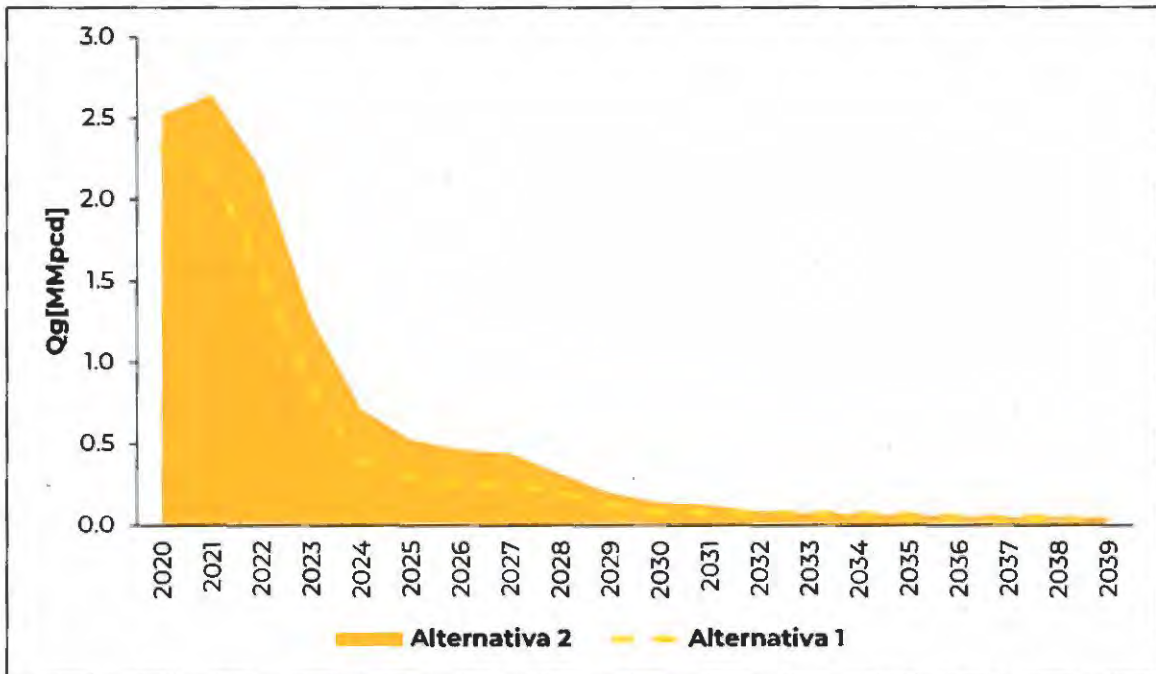


Figura 10. Perfil de producción de gas de las alternativas propuestas en la Modificación del Plan para la Asignación (Fuente: CNH/PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

La vigencia de la Asignación vence en el año 2034 y agota su vida productiva en el año 2039, esperando concluir las actividades de Abandono del campo en ese mismo año.

Sin menoscabo de lo anterior, la vigencia señalada en la presente Asignación podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta cinco años cada uno, cuando el Asignatario haya cumplido con los Términos y Condiciones de la presente Asignación y existan razones justificadas a juicio de la Secretaría de Energía para ampliar la vigencia, de acuerdo con lo establecido en el Título de la Asignación.

En las Tablas 12 y 13 se presentan los pronósticos de producción de las alternativas analizadas, por lo que la alternativa 2 resulta ser la alternativa elegida por el Asignatario.

Tabla 13. Gastos de producción de la alternativa seleccionada para el periodo 2020-2029 (Fuente CNH/PEP).

	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Alternativa 1 (Mbpd)	1.02	0.86	0.65	0.47	0.33	0.23	0.20	0.21	0.17	0.11
Alternativa 1 (MMpcd)	2.31	2.16	1.56	0.84	0.39	0.30	0.26	0.25	0.20	0.13
Alternativa 2 (Mbpd)	1.309	1.47	1.41	1.01	0.73	0.51	0.46	0.58	0.56	0.39
Alternativa 2 (MMpcd)	2.52	2.64	2.17	1.27	0.71	0.52	0.46	0.44	0.32	0.20

* El gasto promedio de aceite en la alternativa 1 para el año 2020 corresponde a 1.016 Mbd = (volumen real del periodo enero-marzo = 76.832 MB + volumen pronóstico abril-diciembre = 294.9 MB) / 366
 * El gasto promedio de gas en la alternativa 1 para el año 2020 corresponde a 2.311 MMpcd = (volumen real del periodo enero-marzo = 148 MMpc + volumen pronóstico abril-diciembre = 697.7 MMpc) / 366
 * El gasto promedio de aceite en la alternativa 2 para el año 2020 corresponde a 1.309 Mbd = (volumen real del periodo enero-marzo = 76.832 MB + volumen pronóstico abril-diciembre = 402.306 MB) / 366
 * El gasto promedio de gas en la alternativa 2 para el año 2020 corresponde a 2.519 MMpcd = (volumen real del periodo enero-marzo = 148 MMpc + volumen pronóstico abril-diciembre = 774 MMpc) / 366

Tabla 14. Gastos de producción de la alternativa seleccionada para el periodo 2030-2039 (Fuente CNH/PEP).

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Alternativa 1 (Mbpd)	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.01
Alternativa 1 (MMpcd)	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.01
Alternativa 2 (Mbpd)	0.30	0.25	0.16	0.12	0.09	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05
Alternativa 2 (MMpcd)	0.14	0.12	0.09	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.05

Tal y como se observa en la Tabla 14, con la alternativa 2 se obtienen los mejores indicadores económicos de los dos escenarios evaluados, a decir del Asignatario, con un VPN después de impuestos de 0.43 millones de

dólares y una relación VPN/VPI de 0.01 dólar/dólar después de impuestos. Por ello, el Asignatario opta por desarrollar la Alternativa 2.

Tabla 15. Características de las alternativas de desarrollo para la Asignación. (Fuente: Comisión con información presentada por PEP).

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (seleccionada)
Perforación de pozos	0	3
Terminación de pozos	0	4
Reparaciones mayores	6	9
Reparaciones menores	92	123
Ductos	0	2
Infraestructura	0	0
Taponamiento a pozos	25	29
Producción Aceite (MMb)	1.69	3.41
Producción Gas (MMMpc)	3.13	4.22
Gastos de operación (MMUSD)	6.35	12.10
Inversiones (MMUSD)	62.05	87.27
VPN AI (MMUSD)	39.02	83.80
VPN DI (MMUSD)	-6.69	0.43
VPI (MMUSD)	43.11	66.45
VPN/VPI AI	0.91	1.26
VPN/VPI DI	-0.16	0.01

La propuesta de modificación al Plan para el periodo 2020-2039 plantea una inversión de \$87.27 MMUSD y un gasto de operación de \$12.10 MMUSD. En la Tabla 15 se muestra el cronograma de actividades y metas físicas para dicho periodo.

Tabla 16. Actividad física de la modificación al Plan. (Fuente: Pemex).

Actividad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Perforación	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	3	2	0	0	0	1	1	2	0	0	0	0
RME	9	19	13	15	12	11	8	9	7	3	3	3
Taponamiento de pozos	0	1	6	1	3	1	2	0	1	4	5	0
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	4

Actividad	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Perforación	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Terminación	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	0	0	0	0	0	0	0	0	9
RME	2	2	2	2	1	1	0	1	123
Taponamiento de pozos	0	1	0	0	0	0	0	4	29
Abandono ¹	0	0	3	0	5	2	0	10	26

¹ De los cuales 24 corresponden al abandono de ductos y 2 a infraestructura.

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

Bajo la metodología del gasto inverso (Thomas Blasingame, Valentina Bondar, J.C Palacio), se graficó $(1/q_0)$ contra (Np/q_0) y $(1/qg)$ contra (Gp/qg) de la producción de la Asignación Perdiz, de las curvas obtenidas se observan inflexiones que representan cambios de estrategia en el desarrollo del yacimiento.

Este análisis sirve para calcular la recuperación final estimada que podría tener la Asignación, es importante mencionar que en este balance de materia no se toma en cuenta el límite económico del proyecto, ya que el cálculo se realiza a través de la pendiente de la ecuación de la curva en la gráfica.

Tabla 17. Recuperación final estimada de aceite cálculo CNH.

Asignación Perdiz	Cálculo CNH	PEMEX
Recuperación final estimada de aceite total (MMb)	14.28	13.99

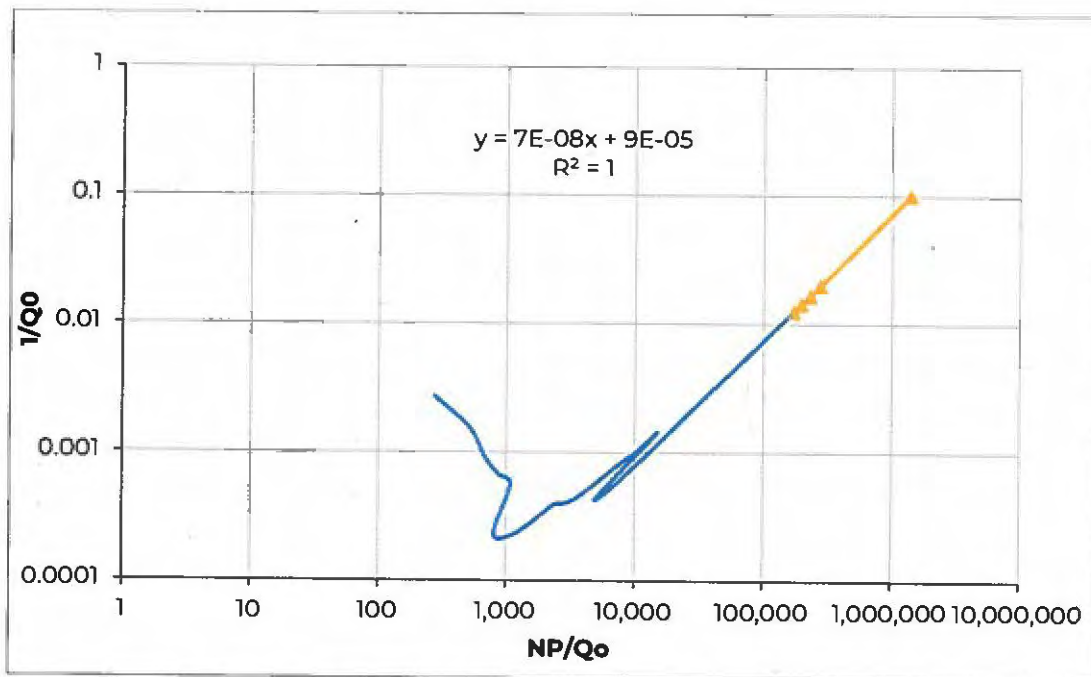


Figura 11. Análisis de gasto inverso para el aceite (Fuente: CNH).

[Firmas manuscritas]

Tabla 18. Recuperación final estimada de gas cálculo CNH

Asignación Perdiz	Cálculo CNH	PEMEX
Recuperación final estimada de gas total (MMMpc)	14.28	14.23

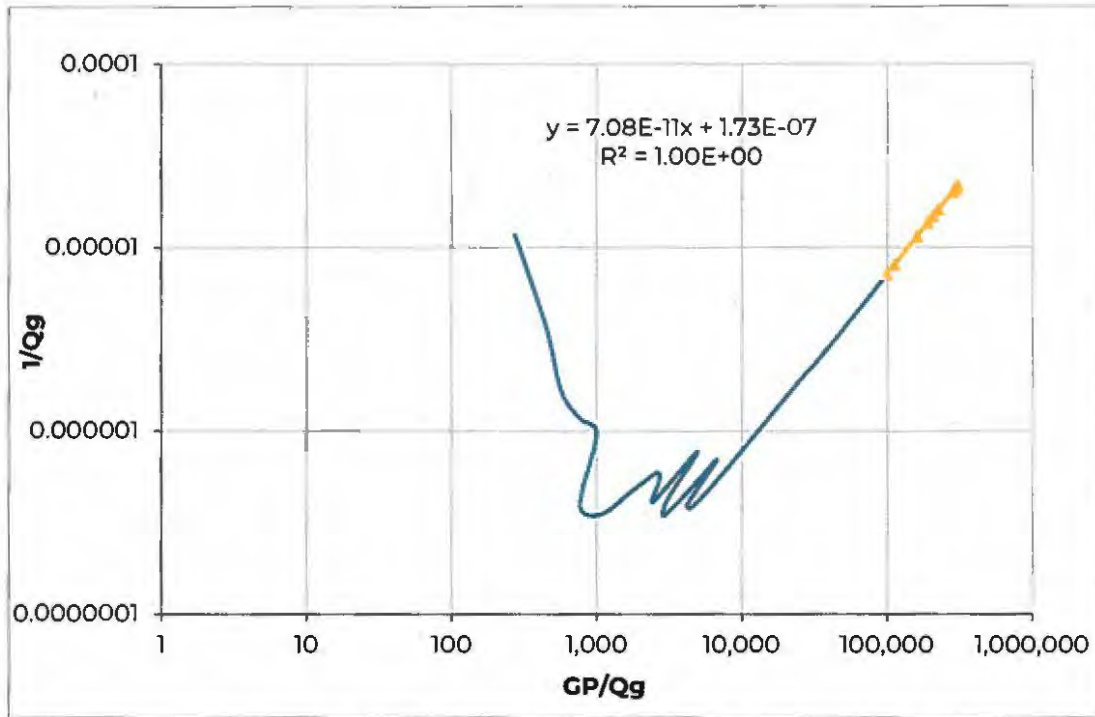


Figura 12. Análisis de gasto inverso para el gas (Fuente: CNH).

g) Mecanismo de Medición de la Producción de Hidrocarburos

La Asignación cuenta actualmente con 13 pozos productores los cuales fluyen a la batería de separación Perdiz para el manejo de la producción.

El campo planea recuperar un volumen 3P de aceite de 3.41 MMb y 4.22 MMMpc de gas hasta el límite económico, con un factor de recuperación final de 7.64% para el aceite y 4.62% para el gas.

La Asignación envía su producción de crudo con 24 °API hacia la Batería de Separación (BS) Perdiz (baja presión) donde se recibe una mezcla de Hidrocarburos a través del oleogasoducto de 10"Ø de la macropera Mocarroca 1 y de las bayonetas conectadas al cabezal general de producción de 16"Ø, este cabezal recibe la producción de Hidrocarburos procedentes de las macroperas: Perdiz 1, Perdiz 3, Guinea 1, Perdiz 35, Perdiz 39, Mocarroca 1, Perdiz 509 y Perdiz 579.

[Firma manuscrita]

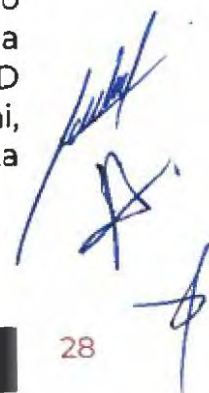
Adicionalmente, la producción del Campo Ixachi es manejada en la BS Perdiz (alta presión), la cual entra a separación bifásica, donde la fase de gas pasa por rectificadores para el retiro de líquidos aún presentes, posteriormente a filtros coalescentes para retiro de partículas sólidas y enviada a la Trampa de Envío de Diablos (TED) del ducto de 16" Ø x 17 km de la BS Perdiz a la Estación de Recolección de Gas (ERG) Papan, donde converge con la producción del campo Perdiz. Los líquidos separados pasan a través de un sistema de regulación para su envío a la BS Perdiz (baja presión) y ser acondicionados y comercializados con el aceite del campo Perdiz.

La mezcla de Hidrocarburos de la Asignación es enviada a la sección de separación en baja presión en la BS Perdiz, donde se integra el Hidrocarburo líquido de la Asignación Ixachi, dando como resultado una mezcla entre 37.3° a 38.3°API.

La mezcla aceite – condensado producto de la separación entra a un deshidratador electrostático para retiro de agua aún presente, posteriormente a la torre estabilizadora, el aceite estabilizado es enviado a almacenamiento, donde se interconecta al sistema de bombeo de aceite, la descarga es enviada a la TED del oleoducto de 12"Ø x 14 km de la BS Perdiz a la Estación de Medición y Control (EMC) Papan, donde se realiza la medición fiscal y su incorporación al oleoducto de 30"Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio o bien en su caso al oleoducto de 24"Ø Nuevo Teapa-Venta de Carpio de acuerdo a la filosofía de operación de la EPS Pemex Logística, donde se une a la corriente de crudo mezcla (Istmo-Maya) de la Región Sur y Marinas provenientes de Nuevo Teapa para su entrega a las Refinerías de Tula y Salamanca del Sistema Nacional de Refinación.

El agua obtenida del proceso de deshidratado es enviada a tanques de almacenamiento, que están interconectados con el Sistema de Inyección de Agua Congénita (SIAC), el cual tiene tres (3) líneas de inyección de agua congénita a los pozos receptores Perdiz 3 (fuera de operación), 523 y Guinea 1.

La fase de gas producto de la separación, entra a un rectificador de gas para retiro de líquidos aún presentes, posteriormente filtro coalescente para retiro de partículas sólidas ubicado previo a la succión del moto compresor (equipo de arrendamiento), el gas comprimido es enviado a la TED) del ducto de 16"Ø x 17 km de la BS Perdiz a la ERG Papan, en la TED en mención converge con la producción de gas húmedo del campo Ixachi, la corriente total de gas es enviada a la EMC Playuela, donde se deshidrata y acondiciona.



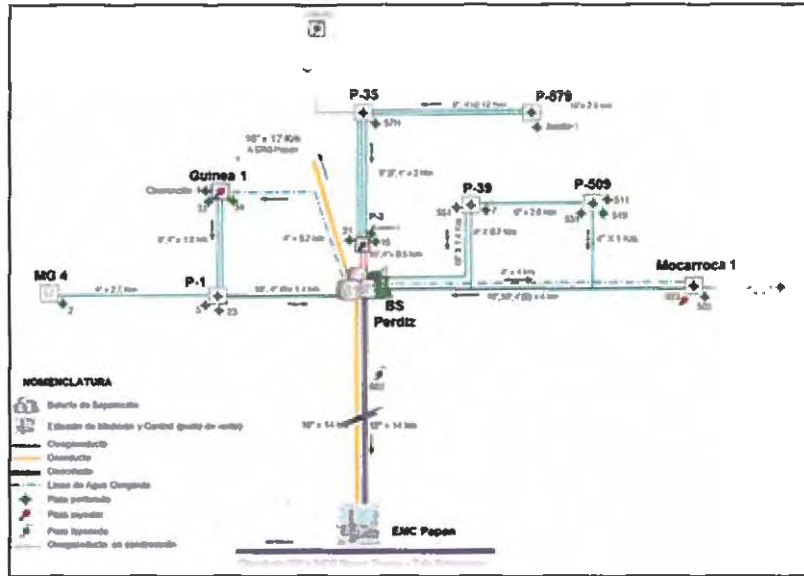


Figura 13. Infraestructura para el manejo y medición del Hidrocarburo aceite de la Asignación en EMC Papan.

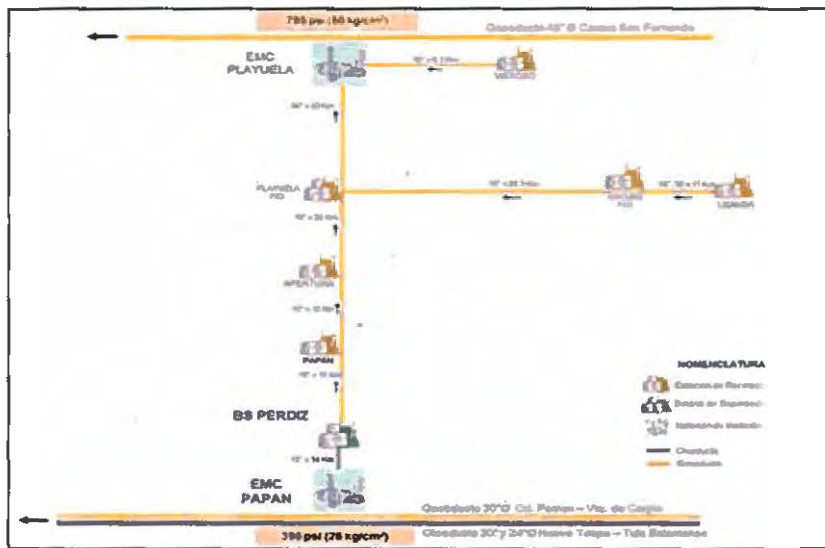


Figura 14. Infraestructura para el manejo y medición del hidrocarburo gas de la en EMC Playuela

Derivado de lo anterior y de la solicitud de Modificación al Plan de la Asignación y de conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los LTMMH, la Dirección General de Medición llevo 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:

La medición operacional de pozos del campo será bajo el esquema de la medición convencional que utilizará un separador de prueba.

La medición de los pozos será por un periodo mínimo de 6 y máximo de 24 horas bajo el escenario de prueba extendida y se realiza de la forma siguiente: la mezcla procedente del pozo se alinea al separador de prueba a través del cabezal de prueba de la macropera; una vez estabilizadas las condiciones operativas (presión, nivel), el gas que sale por la parte superior del equipo es cuantificado utilizando un elemento de medición tipo placa de orificio que envía la señal a un registrador de flujo con la finalidad de determinar el flujo volumétrico estándar de gas. Para el líquido que sale por la parte inferior del equipo se utiliza un elemento de medición tipo Coriolis que envía la señal de éste a un registrador de flujo con la finalidad de determinar el flujo volumétrico estándar de líquido.

Una vez medidos los líquidos y el gas se juntan en una sola corriente y se retorna la línea de descarga para ser enviados a la BS Perdiz, para efectuar el proceso de separación dentro de los separadores TL-01, TL-02, TL-03 y SP-103 donde se realiza la medición Referencial de las fases separadas utilizando los Sistemas de Medición tipo Coriolis para el líquido, el gas es medido con sistemas de Medición tipo Coriolis y un medidor tipo V-CONE.

El aceite fluye hasta la EMC Papan, donde es medido por el Punto de Medición PM-100 (SM-100, SM-200 Y SM-300) con instrumentos de medida tipo Ultrasónico.

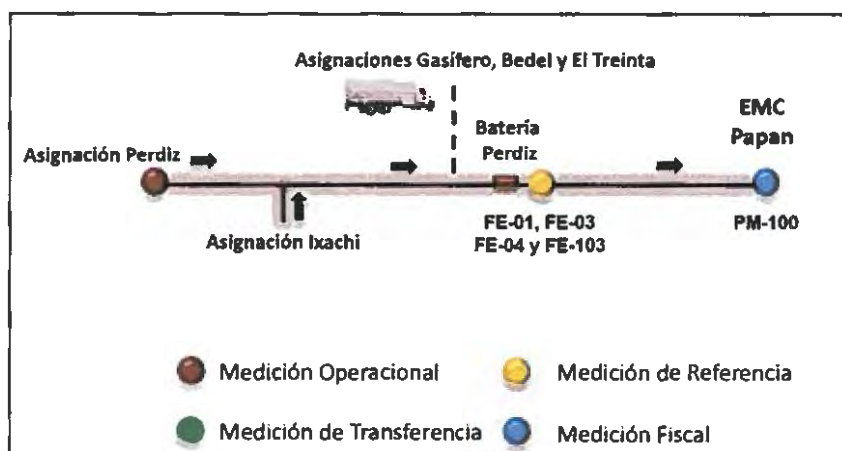


Figura 15. Manejo y Medición de aceite de la Asignación, fuente del Asignatario.

En la EMC Playuela el gas entra a separadores ciclónicos de alta eficiencia para retiro de líquidos producto de la condensación en el transporte, la descarga interconecta con filtros coalescentes para retiro de partículas

sólidas, posteriormente entra a la torre contactora (Trietilenglicol TEG) de las deshidratadoras para retiro de la humedad hasta un máximo de 7 lb/MMpc de H₂O, el gas deshidratado va a un sistema de regulación a la entrada de la Planta de Control de Punto de Rocío (PCPR) de arrendamiento la cual realiza el proceso con el efecto Joule Thomson, el gas es procesado para llevarlo a las especificaciones comerciales cumpliendo de acuerdo a la normatividad aplicable.

Dentro de la Estación de Medición y Control Injerto Playuela se encuentra instalado el Punto de Medición PM-4000, integrado por dos sistemas de medición tipo ultrasónico del principio de tiempo de tránsito con TAG's SM-4001 y SM-4002.

La determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos son datos que se obtienen del reporte proporcionado por el informe del laboratorio de calidad de Matapionche.

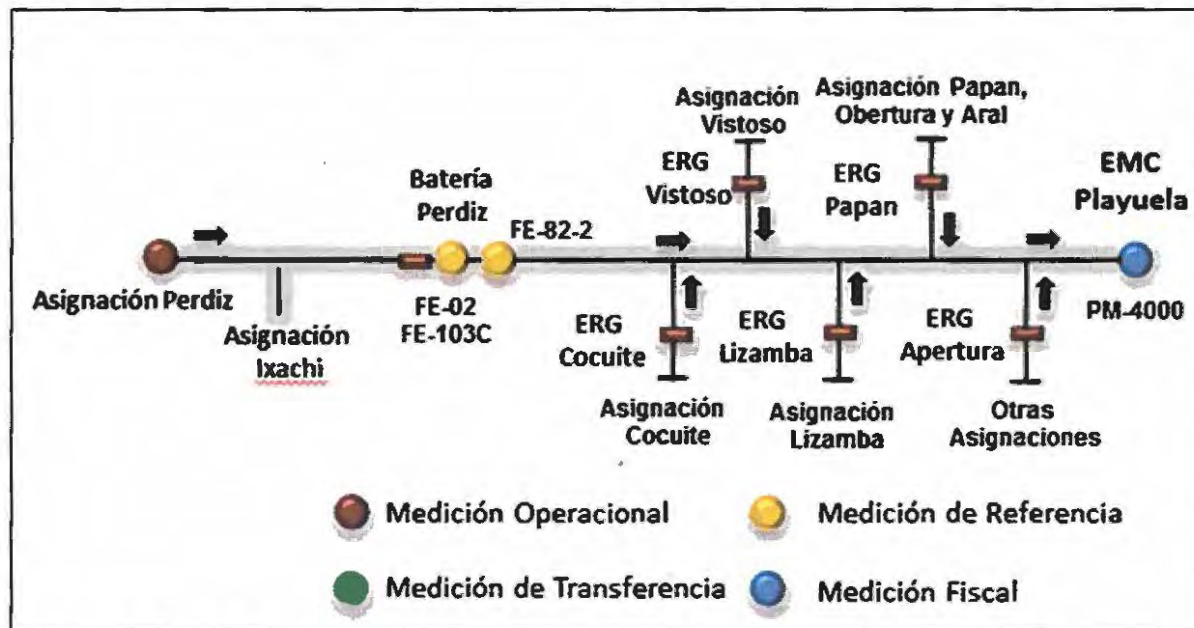


Figura 16. Manejo y Medición de Gas de la Asignación, fuente del Asignatario.

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo, el Asignatario manifiesta que, una vez acondicionado el petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición en la EMC Papan, donde son medidos a través de medidores del tipo Ultrasónicos a través de los paquetes de medición SM-100, SM-200 y SM-300.

[Handwritten signature and initials in blue ink]

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas, el Asignatario manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición ubicados en la Estación de Medición y Control Playuela, donde se medirá en el sistema PM-4000 con dos medidores tipo ultrasónico. (PM-4001 y PM-4002).

Medición de Condensado

Para esta Asignación no se proponen Puntos de Medición para el Hidrocarburo condensado, sin embargo se lleva a cabo la determinación del volumen del condensado teórico de la corriente de gas de la Asignación Perdiz, se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 (en tanto no exista normatividad que la sustituya), para lo cual se utilizará como insumo los resultados de los análisis de cromatografía de estos puntos de muestreo y el volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados a boca de pozo o baterías.

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del condensado, el Asignatario manifiesta que, derivado de la filosofía de operación presentada los condensados serán integrados en la corriente de producción de aceite de los campos, que se envía a la EMC Papan de manera integral, siendo necesario la aplicación del prorrateo para el cálculo de volúmenes de fluidos de cada uno de los pozos pertenecientes a la Asignación Perdiz. Los condensados generados en FA-400 C y en FA-400 B en la BS Perdiz cuentan con su respectiva infraestructura para la reincorporación al proceso de aceite para su manejo.

Medición de agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita obtenida en los procesos de deshidratación en la BS Perdiz, es enviada a un tanque de almacenamiento de agua congénita, para retirar el aceite que pueda contener antes de ser enviada a pozos de captación, en donde se realiza la medición del agua congénita por medio de cinta de nivel de agua, posteriormente se realiza su desalojo por medio de bombas a los pozos receptores de agua congénita Perdiz 523 y Guinea 1, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los LTMMH.

a. 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 Asignación se llevó a cabo la siguiente evaluación:

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Pemex Exploración y Producción</u> No. de Contrato o Asignación: <u>A-0269-M Campo Peretz</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Campo Peretz</u> Tipo de Plan o evaluar: <u>Modificación al Plan de Desarrollo</u>							
No.	Artículo de los LTTMMH/Contrato/Quota	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	LTTMMH, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario describe el manejo de los Hidrocarburos, desde los pozos de la Asignación A-0269-M Campo Peretz, utilizando medición convencional con separador de prueba (placa de orificio para Gas y medidor tipo Coriolis para líquido). Posteriormente llega a la Batena de Separación Peretz, donde se realiza la medición tipo Referencial, utilizando medidores tipo Ultrasonico y un tipo V-cone para ambos Hidrocarburos. Finalmente llega el Hidrocarburo Gas acondicionado a la Estación de Medición y Control Piyuelá donde se realiza la medición Fiscal utilizando medidores Ultrasonicos, el Hidrocarburo líquido llega a la Estación de Medición y Control Papan donde se realiza la medición Fiscal por medio de equipos ultrasonicos. La calidad de los hidrocarburos se mide mediante una muestra física por pozo inmediatamente en cada uno de los pozos de la asignación para este. Para el Gas se realiza la medición de manera mensual en cada uno de los pozos de la Asignación.	La medición del Hidrocarburo fase líquida y gaseosa de la Asignación A-0269-M Campo Peretz solo tendrá una condición del recuento los sistemas de medición donde actualmente se mide este hidrocarburo. La producción de condensado del campo hasta se integre a la cometa de producción de los pozos del campo Peretz y se mide en la BS de Peretz (alta presión) donde se mide de manera integral. Debido a esto no existe comercialización de condensado.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTTMMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de los Sistemas de Medición utilizados durante el recuento de la molecula del hidrocarburo de la Asignación Peretz desde los Pozos que utiliza medición tipo Operacional (a boca de pozo por medio de separador de prueba) llegando a la medición de Referencia en la Batena de Separación Peretz utilizando medidores ultrasónicos. La medición Fiscal se realiza en los Puntos de Medición propuestos para el Hidrocarburo Gas en ubicados en la EMC Piyuelá y para el Hidrocarburo líquido ubicado en la EMC Papan, ambos utilizando medidores tipo Ultrasonicos, el Hidrocarburo condensado producido de los campos de hasta es integrado al cabezal de carga de los pozos de producción del campo Peretz, por lo que no existe comercialización de condensados.	Dar seguimiento al tipo de medición operacional que se utilizara para esta Asignación.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTTMMH	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 ISO 10012, asegurando su confiabilidad metrológica a través de las mejores prácticas y estándares establecidos en su plan rector.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector de medición, con la finalidad de implementar y difundir el mismo en la organización.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para el mantenimiento a los Sistemas de Medición, el cual se encuentra ubicada en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta II- Procedimientos.	Del procedimiento presentado de mantenimiento, su objetivo establece las actividades, roles y responsabilidades del proceso de mantenimiento a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos líquidos y gaseosos en PEP para conservar la confiabilidad metrológica y operativa de estos.
		Confirmación metrológica		Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para la confirmación metrológica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta II- Procedimientos.	Del procedimiento presentado de confirmación metrológica, su objetivo establece el mecanismo para la confirmación metrológica de sistemas de medición de hidrocarburos correspondientes a PEP a fin de asegurar que las características metrológicas del equipo de medición cumplen con los requisitos metrológicos del proceso de medición.
		Elaboración de balance		Si	Si	El Asignatario presenta los procedimientos para la aplicación y elaboración de los balances del Hidrocarburo producido de la Asignación, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta II- Procedimientos.	Del procedimiento presentado para la elaboración de balance, su objetivo establece la secuencia de actividades que se deben de realizar en el proceso de balance de producción, para calcular e integrar en los sistemas establecidos los volúmenes de los hidrocarburos. Así mismo, dentro del soporte de producción y balance presentado en el Mecanismo de Medición, se especifican premisas de los balances utilizados para esta Asignación.
Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		El Asignatario presenta el procedimiento para la calibración a los sistemas de medición e instrumentos que los conforman, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta I- Procedimientos.	Del procedimiento presentado de calibración, su objetivo establece las actividades específicas, roles y responsabilidades que deberán aplicarse al proceso de calibración de los sistemas de medición de hidrocarburos en PEP para asegurar la trazabilidad metrológica a patrones nacionales y/o internacionales. Se deberá dar seguimiento a la calibración de los elementos primarios de medición en los Puntos Fiscales para ambos Hidrocarburos (Acesso Gas).		



5	42, fracción II	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DT's, monómetros), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacionales, referenciales y de transferencia existentes.	Si	Si	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman el Mecanismo de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.III Diagramas generales de infraestructura.	Adicionalmente a los diagramas se presenta la identificación y descripción de las características de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo las mediciones de referencia y operacionales.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH.	Si	Si	El Asignatario presenta la ubicación de los sistemas de medición incluyendo los Puntos de Medición propuestos, mediante coordenadas geográficas conforme al formato solicitado en el Plan de Desarrollo para la Estracción, así mismo se presenta su categoría o uso, según el diagrama donde se identifican los sistemas de medición, la información se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.IV Ubicación de los instrumentos de Medición.	Estas ubicaciones y posibles 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 (DT's, monómetros). Adicionalmente especificar si se cuenta con estaciones de referencia en sitio; bien las a utilizar en caso de no contar con ellas, de conformidad con el artículo 22 de los LTMH.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifican los esquemas correspondientes a los sistemas de medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación, en los cuales se observa la conformación de los sistemas considerados de los sistemas de medición, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.V Diagramas de los instrumentos de Medición.	Adicionalmente presenta algunos DT's, estos diagramas deberán mantenerse actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición.
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.	N/A	N/A	El Asignatario presenta la descripción para este Asignación no se dispone de un Punto de Medición compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los LTMH vigentes.	El Asignatario menciona que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición.	Si	Si	El Asignatario presenta los programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación de los Mecanismos de Medición presentados conforme a lo establecido en los LTMH, el cual están incluidos todos los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos para la cuantificación del hidrocarburo de esta Asignación información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.VII Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos.	Entre los programas o cronogramas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento y los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
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 esperada para los sistemas de medición que conforman 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	El asignatario presenta los presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición propuestos, de los sistemas de medición de referencia y transferencia, así como los programas para su actualización de los datos de incertidumbre asociada a los sistemas de medición que intervienen en la cuantificación del hidrocarburo de esta Asignación, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas de medición y cumplir con el sistema necesario para que sus elementos sean rastreables e identificados, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.VIII Incertidumbre de Medida.	Es importante resaltar que los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica la falta de trazabilidad metodológica en los Puntos de Medición, el Asignatario presenta El compromiso de mejora a corto plazo por parte del Asignatario para tener un mayor aseguramiento de la medición, esto a través de un programa de calibración y estimación de la incertidumbre el cual ha presentado como parte del Plan de Desarrollo.
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	Se presentará por el Asignatario las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2020 para los sistemas de medición de la Asignación, los cuales se describe que será un seguro para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición.	Estas inversiones presentadas por el Asignatario pretenden mantener dentro de los límites establecidos en los LTMH los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos presentados dentro del Mecanismo de Medición, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bázora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 18, artículo 42, fracción X, artículo 50.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario, se identifica que la báscora de registro ya se encuentra implementada y se muestra el proceso de actualización, el cual que está acorde con los requerimientos mínimos de información a conservar de acuerdo a lo establecido en los LTMH información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.X Programa de implementación de la Bázora de Registro.	Cabe resaltar que la información a conservar dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMH, resaltando que durante los años 2019 y 2020, se mantendrá en actualización de los registros además de estar con la implementación del sistema de gestión generacional de la medición, información que estará contenida en la báscora de registro como repositorio electrónico.
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 y Puntos de Medición propuestos que conforman el Mecanismo de Medición, información que se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.XI Programa de Diagnóstico.	Es sustancial que el Asignatario se comprometa a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición.
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 organograma y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	El Asignatario presenta las evidencias de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art 42.XII Competencias Técnicas.	Adicionalmente el Asignatario presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial de la Asignación propuesta.
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	El Asignatario presenta la propuesta de tres indicadores de desempeño, del cual exhibe los instructivos para la aplicación de los ítems técnicos de cada uno de los indicadores que presenta como propuesta información que se encuentra en los anexos de medición, los cuales cumplen con la información mínima a conservar de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de 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.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el pozo que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	El Asignatario presenta los datos generales y evidencia documental de la designación del Responsable Oficial, en el formato solicitado dentro del Plan de Desarrollo para la Estracción.	Se deberá dar seguimiento al programa de capacitación del personal relacionado con la medición.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instarse 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 Asignatario presenta el estado de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición propuestos de conformidad con lo establecido en el artículo 19, así mismo presenta el estado de los sistemas telemétricos de los sistemas de medición de transacciones	Adicionalmente se identifica que estos puntos son verificados a través del portal PEP-CHN, el cual sigue en actualización para mejora
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 26 de los presentes Lineamientos	Si	Si	El Asignatario presenta los procedimientos para la determinación de calidad y asignación del hidrocarburo. El Asignatario asegura su determinación en los Puntos de Medición propuestos	Se identifica que para el aceite y gas los Puntos de Medición propuestos cumplirán con la calidad utilizando la infraestructura existente de Pemex resaltando la que la producción solo llegara hasta el año 2009
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 telemetría remota (computador de flujo) los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, información ubicada en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta: VM - Incertidumbre de Medida	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Asignatario asegura la trazabilidad de los instrumentos y programas que deberán ser actualizados anualmente
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	El Asignatario presentó las características técnicas del probador bidireccional empleado en el Punto de Medición EMC Papan para los hidrocarburos líquidos	El Asignatario deberá de mantener la información actualizada, por lo que será importante que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y gerenciamiento, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados para la EMC Playwell
23	23	De la medición del agua	Complemento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área	Si	Si	El Asignatario presenta la determinación de valores de % agua y densidad, son provistos por los instrumentos instalados en los sistemas de medición y como una mejor práctica se realizan las actividades de trazabilidad del instrumento y otra a través de la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorios Ato mismo, para el agua congelada es procesada y manejada en la BS Peretz donde se procesa a través de separadores y recolectado en tanques de almacenamiento para después ser enviada a los pozos receptores de agua	Dentro del anexo del Mecanismo de Medición durante las mediciones efectuadas del hidrocarburo, se identifica conforme a la Normatividad la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No	El Asignatario presenta para la medición operacional la utilización de Separadores de Prueba a Boca de pozo Utilizando medidores multifásicos para aceite y parais de orificio para gas	El asignatario deberá mantener informado respecto a la utilización de los instrumentos de medida utilizados en la medición operacional
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 en ensamble asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario contempla contar con los separadores de prueba con sistemas de medición tipo operacional contemplados para la Asignación Peretz, mismos que deberán estar en condiciones óptimas para su uso, permitiendo efectuar medición operacional. La medición se realizará con separadores de prueba utilizando placa de orificio para Gas y medidor tipo consola para líquido	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozos de acuerdo con lo establecido en los LTI/MIH

Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el campo Perdiz perteneciente a la Asignación presentada por Pemex 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 considerando los procesos de acondicionamiento y tratamiento del Hidrocarburo.

La medición de la producción individual de cada uno de los doce pozos ubicados en el campo Perdiz se realiza con un separador de prueba

ubicado a boca de pozo (medición operacional) con una frecuencia mensual por pozo.

La producción gas-líquido de los pozos del campo Perdiz fluyen a través de ductos desde las macropipas del campo hasta la BS Perdiz (medición referencial), en donde la producción de Hidrocarburos pasa a separadores trifásicos en los cuales se mezcla con el condensado del campo Ixachi, para posteriormente realizar la separación en tres fases (gas, aceite y agua).

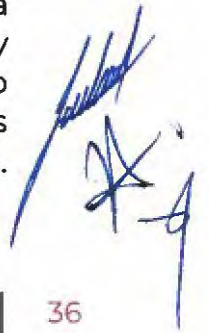
La fase gaseosa producto de la separación, después de su acondicionamiento en la BS Perdiz, es enviada a la TED del ducto BS Perdiz – ERG Papan, en donde converge con la producción del gas húmedo del campo Ixachi y, por último, se realiza la medición de gas en el Punto de Medición ubicado en la EMC Playuela. Por su parte, la mezcla aceite-condensado producto de la separación en la BS Perdiz, después de su acondicionamiento, es enviada a almacenamiento para su posterior bombeo a la TED del ducto BS Perdiz – EMC Papan. Finalmente, la corriente de petróleo es enviada al Punto de Medición ubicado en la EMC Papan.

Con relación a la medición de condensados, durante el acondicionamiento de gas en la BS Perdiz se obtienen líquidos conformados por condensados y agua, cabe señalar que los volúmenes de estos son marginales, por lo cual se disponen directamente al sistema de manejo de Hidrocarburos líquidos (recirculación) en la BS Perdiz.

El Asignatario determina el volumen de condensables bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición para gas ubicado en la EMC Playuela, respecto de los cuales se realiza el balance y distribución del volumen producido por el campo Perdiz conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en el Punto de Medición de gas.

Adicionalmente, el Asignatario utiliza como insumo los resultados de análisis cromatográficos, así como el volumen de gas cuantificado en el separador de prueba ubicado a boca de pozo (medición operacional) para realizar un estimado del condensable en este punto, utilizando la norma API MPMS 14.5.

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes obtenida de los separadores TL-01, TL-02, TL-03 y SP-103 de la B S Perdiz es enviada a los tanques de almacenamiento identificados como TV-04 y TV-10 donde se realiza la medición de niveles utilizando como instrumento de medición la cinta metálica.



Posteriormente, el agua congénita proveniente de la deshidratación del crudo se desaloja de los tanques de almacenamiento mediante el uso de bombas, identificadas como MB-58 y MB-59, a los pozos receptores de agua congénita Perdiz-523 y Guinea-1.

Respecto al reporte de balance de gas natural, el volumen de gas considerado para autoconsumo es utilizado para alimentar los motocompresores y el piloto del quemador de la BS Perdiz, el cual se cuantifica mediante estimación con un volumen de gas asignado de 0.165 MMpcd en promedio para el año 2020. Para el caso del Gas Natural No Aprovechado, resultado de la destrucción controlada por mantenimiento a los equipos de compresión de la Asignación, se cuantifica mediante estimación y se tiene asignado un volumen programado para el 2020 en promedio de 0.042 MMpcd.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel Asignación es de forma semanal para los Hidrocarburos líquidos y de forma mensual para los Hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel Asignación es en la bajante de cada pozo, utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de Hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

La modificación al Plan contempla para el manejo de la producción del campo Ixachi, realizar modificaciones a la BS Perdiz, las cuales deberán concluir y estar en operación para septiembre del 2021. El recorrido de la corriente de Hidrocarburos continuará como se realiza actualmente. Asimismo, entre el año 2020 y 2022 se perforarán y terminarán 3 pozos.

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 Perdiz. Esta asignación de volúmenes de Hidrocarburos se sustenta en las mediciones de tipo operacional y referencial considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada.

Comercialización de la Producción

La estrategia del Asignatario respecto al petróleo producido en el área de Asignación tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), por lo cual, el petróleo proveniente del campo Perdiz es entregado a las Refinerías de Tula y Salamanca del

Sistema Nacional de Refinación de acuerdo con el Contrato de Compraventa de Petróleo Crudo celebrado entre PEP y Pemex Transformación Industrial (en adelante, PTI). En lo que respecta al gas producido en el campo Perdiz, la estrategia comercial del Asignatario es venderlo a PTI por medio de contratos de compraventa ya sea para la carga de los centros de proceso o para su inyección a ductos como gas seco.

Por otra parte, en el Plan presentado se prevé que el límite económico de la Asignación se alcanzará en el año 2039 alcanzando su pico de producción en el año 2021, con una calidad cercana a los 20° API, no obstante, el petróleo producido será mezclado con el petróleo de otras Asignaciones para ser comercializado como crudo Istmo (32-33° API y un 1.8 S%) o Maya (21-22 API y un 3.4 S%).

En lo que respecta al gas, la calidad esperada a producir en la Asignación se visualiza en la tabla siguiente:

Tabla 19. Calidad esperada a producir de la Asignación.

		Pozo Perdiz-35
		Fecha de muestra 03/06/2013
Componentes en % de mol	Acido Clorhídrico	0.000
	Acido sulfhídrico	0.340
	Agua	0.000
	Aire	0.000
	Cloro	0.000
	Contenido de Condensados	0.000
	Decanos+	0.000
	Dióxido de Azufre	0.000
	Dióxido de Carbono	3.300
	Etano	1.280
	Etileno	0.000
	Helio	0.000
	Heptanos	0.000
	Hexanos	0.500
	Hidrógeno	0.000
	i-Butano	0.330
	i-Pentano	0.310
	Metano	92.610
	Monóxido de Carbono	0.000
	n-Butano	0.500
Nitrógeno	0.000	
Nonanos	0.000	
n-Pentano	0.130	
Octanos	0.000	
Oxígeno	0.000	
Propano	0.700	
Total		100.000
Propiedades	Peso Específico (kg/m3)	
	Peso Molecular (g/mol)	17.890
	Poder Calorífico (BTU/FT3)	1021.700
	Presión (Kg/cm2)	483.790
	Temperatura (°C)	86.800
Densidad (kg/m3)	0.618	

Sin embargo, es importante señalar que el gas producido en la Asignación será mezclado con el gas de otras Asignaciones en la EMC Playuela, por lo cual, será procesado para llevarlo a las especificaciones comerciales establecidas en la NOM-001-SECRE-2010.

Por lo que respecta a los precios del petróleo, este se obtiene tomando como base el precio de venta del crudo maya, al cual se le realizan ajustes por diferencial de calidad y se le restan los costos de transporte.

Por otra parte, para la determinación del precio del gas se consideran tres referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el gas natural de Reynosa, gas húmedo amargo y gas húmedo dulce, cuyos poderes caloríficos son de 1,000; 1,120 y 1,248 btu/mpc, respectivamente, para obtener el precio del gas producido en la Asignación se realiza una interpolación a los precios de estas RNG realizando un comparativo entre el Poder Calorífico del Gas producido en la Asignación y el Poder Calorífico de las RNG.

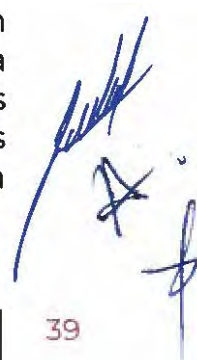
Por otro lado, la tarifa de transporte del aceite es igual a 0.006 usd / barril, mientras que el gas producido no tiene costos asociados al transporte, almacenamiento o logística.

En lo que respecta a las instalaciones de comercialización a ser utilizadas y a construir se señala que la Asignación utiliza infraestructura propia del Activo de Producción Veracruz de PEP como son la EMC Papán en donde se lleva a cabo la entrega a Pemex Logística para su transporte y posterior distribución a las Refinerías Tula y/o Salamanca de PTI, por otra parte, en la EMC Playuela se incorpora el gas producido en la Asignación al gasoducto Troncal de 48"Ø Cactus – San Fernando para su transferencia a PTI.

En virtud de lo anterior, se señala que el Asignatario da cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.2.5. de los Lineamientos.

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 250.047/2020 de fecha 05 de febrero de 2020, respectivamente a lo cual mediante oficio 352-A-I-002 con fecha del 10 de febrero de 2020, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0269-M Campo Perdiz, "...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 Comisión



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 Asignatario 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 de esta Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen;



2. Avisar a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción;
3. Avisar a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH
4. Avisar a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH;
5. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo 1 de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo, el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno;
6. El Asignatario 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 de los Mecanismos de Medición;
7. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el volumen de los Hidrocarburos producidos, así como los cuantificados en los Puntos de Medición, el balance y los reportes de producción conforme a los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial;
8. Mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional y de referencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;
9. 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;



10. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH;
11. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33;
12. 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;
13. Así mismo es necesario que el Asignatario cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia y de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición y Puntos de Medición para Aceite y Gas, de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia 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;
14. El Asignatario 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, y
15. El Asignatario deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnosticos "actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoria de los Sistemas de Gestión", sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnosticos Metrológicos.



Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan, 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.

h) Evaluación Económica¹

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de la Asignación se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La variación de los montos de inversión y gastos operativos del Plan vigente respecto a los presentados en la Solicitud de Modificación, y en los reportes mensuales del Asignatario;
- b. El desglose del Costo Total del proyecto (Programa de Inversiones y Otros Egresos), contenido en la Solicitud de Modificación;
- c. La consistencia de la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación, y
- d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al Plan.

a. Variación de los montos de inversión y gastos operativos

El Plan vigente para la Asignación, considera inversiones y gastos operativos del orden de 158.09 millones de dólares, correspondientes al período 2015 a 2034², de los cuales:

- 134.72 millones de dólares (85% del total) corresponden a inversiones, y
- 23.37 millones de dólares (15% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 5 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2019), el Operador reporta³ un monto erogado del orden de **60.11** millones de dólares, (**43.99** millones de dólares

¹ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de diciembre del 2019. En el caso de los montos erogados, estos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos de meses de diciembre de 2019.

² El año 2034 corresponde a la vigencia de la Asignación de Plan V gente

³ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

de inversiones y **16.12** millones de dólares de gasto operativo), lo que representa aproximadamente el 38% del monto previsto en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de 2020 a 2034, una inversión de **81.24** millones de dólares⁴, así como **11.82** millones de dólares de gastos operativos; para un monto total del orden de **93.07** millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 17, lo anterior representa un decremento cercano al 3%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo no actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

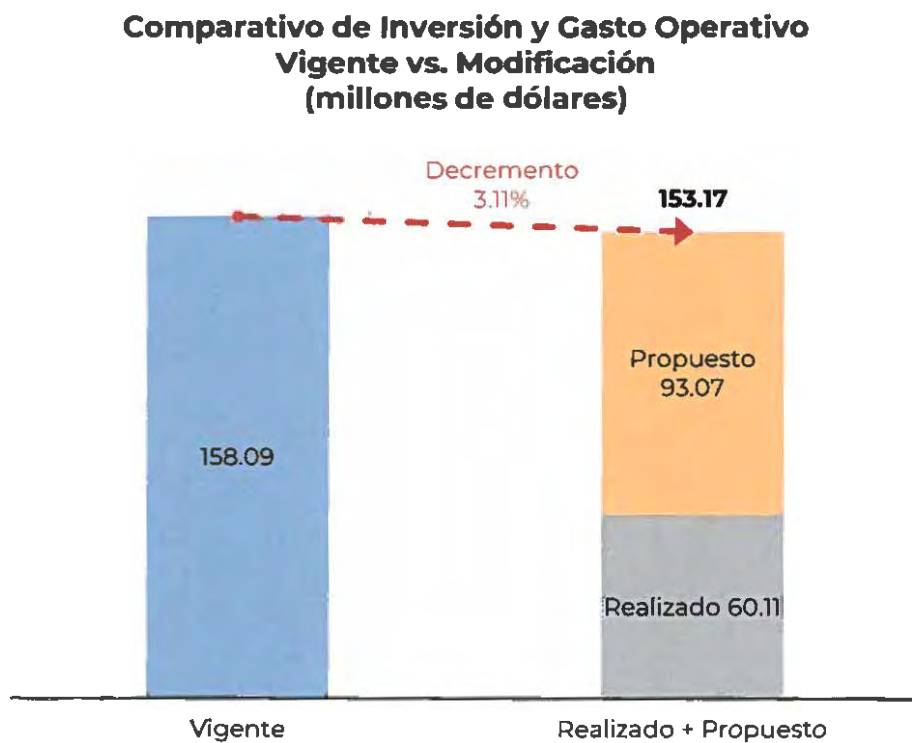


Figura 17. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por PEP).

⁴ De esta cifra, 81.24 millones de dólares, 75.60 millones corresponden a inversión en el periodo 2020-2034; y 5.65 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo a 2039.

b. Desglose del Programa de Inversiones

En la Tabla 19, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", 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" (los Lineamientos de Costos), publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 6 de marzo de 2015. Reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016.

Los 93.07 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (35.33%), Producción (58.61%) y Abandono (6.07%), Figura 18.

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 1.13 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al campo Perdiz.

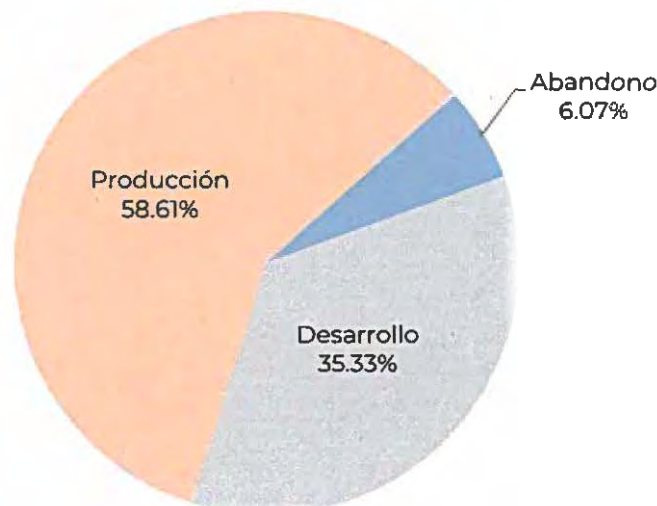


Figura 18. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador).

Tabla 20. Desglose del Costo Total del proyecto
(Fuente: Información presentada por el Operador).

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	\$4.73
	General ^{/a}	\$3.98
	Perforación de Pozos ^{/b}	\$24.17
Producción	Construcción Instalaciones	\$1.35
	Ductos	\$4.70
	General ^{/a}	\$12.75
	Ingeniería de Yacimientos	\$1.07
	Intervención de Pozos	\$14.11
	Operación de Instalaciones de Producción	\$19.34
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.23
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$3.82
	Otras Ingenierías	\$0.47
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.36
Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$93.07
Otros egresos ^{/c}		\$1.13
Costos totales		\$94.20

Notas:

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

- Incluye, entre otros, gastos administrativos, mano de obra, materiales y servicios generales.
- Incluye 15.78 MMUSD asociados a la perforación de los pozos propuestos en la modificación del Plan de Desarrollo y 8.39 MMUSD correspondientes a un saldo pendiente de la perforación y terminación del pozo Perdiz-41 (4.73 MMUSD) y de la perforación del pozo Perdiz-580 (3.66 MMUSD). Lo anterior, a decir del Asignatario, debido a las políticas de pago que maneja, que en algunos casos puede llegar a ser de hasta 180 días para cada contrato.
- Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Perdiz.

c. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de Modificación es consistente con las actividades físicas propuestas en el campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos.

d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo del campo Perdiz

d.1 Premisas de la evaluación económica

En la Tabla 20 se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Tabla 21. Premisas de la evaluación económica

(Fuente: Información presentada por el Operador)

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	3.33	millones de barriles
Producción de gas	4.14	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido ^a	3.48	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite ^b	55.24	dólares por barril
Precio del gas ^c	3.64	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones ^d	76.99	millones de dólares
Gasto operativo ^e	11.82	millones de dólares
Otros egresos ^f	1.13	millones de dólares
Otros ingresos ^g	5.50	millones de dólares
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

Notas:

- Gas producido menos volumen de autoconsumo y no aprovechada.
- Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Perdiz) en noviembre de 2019.
- Corresponde al valor de 81.24 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir 24.6%. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidas al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 2.84 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerada como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Otros Egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Otros Ingresos es el monto que el Operador refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otras Asignaciones en instalaciones del Campo Perdiz.

d.2 Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de 76.88 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 60.43 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 1.27, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 2.11.

Una vez incorporado el régimen fiscal para Asignaciones previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de derechos y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de 5.63 millones de dólares, lo que significa que el Estado capturará cerca del 92.68% de los flujos remanentes asociados con el campo Perdiz. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a 0.09, así como una RBC de 1.04.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN de 0.23 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 0.01, así como una RBC de 1.00.

En la Tabla 21, se muestran los resultados descritos:

Tabla 22. Resultados de la evaluación económica
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN ^c (MMUSD)	76.88	5.63	0.23
VPI (MMUSD)	60.43		
VPN/VPI (USD/USD)	1.27	0.09	0.01
RBC (USD/USD)	2.11	1.04	1.00

- Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).
- Considera Otros Egresos por 1.13 millones de dólares y Otros Ingresos por 5.50 millones de dólares.

d.3 Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan para el campo Perdiz permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Referente a la rentabilidad del proyecto, el Asignatario menciona que el desarrollo de la propuesta permitirá recuperar la reserva remanente y con

ello incrementar el factor de recuperación actual de aceite de 5.7% a un 7.64% final en reserva 3P, en condiciones económicamente viables.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Asignatario durante el periodo de 2020 a 2031.

i) Programa de Aprovechamiento de 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, en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción I de la Resolución citada, a la fecha de aprobación la Asignación daba cumplimiento al 98% de la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, MAG).

El Asignatario presentó en la modificación al Plan, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (PAGNA), el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto de dicha actualización, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión, por lo anterior, se presenta como referencia el contenido general del PAGNA aprobado por esta Comisión.

Referente a las acciones y proyectos requeridos para el cumplimiento de la meta de aprovechamiento del gas, no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada, debido a que, desde el inicio de la presente modificación, se contará con un aprovechamiento de gas de 98%.

En atención al artículo 39, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la meta de aprovechamiento de gas (MAG), iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2020 hasta el año 2039, es decir, toda la vida productiva restante del campo Perdiz, dentro de la Asignación, dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

Considerando lo establecido en las Disposiciones para el aprovechamiento de gas 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 de Gas
- t = Año de cálculo
- A = Autoconsumo (volumen/año)
- B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
- C = Conservación (volumen/año)
- T = Transferencia (volumen/año)
- G_p = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
- G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

Los promedios anuales del año 2020 sólo corresponden a los valores del periodo marzo-abril de 2020, esto se debe a que la fecha de corte del Plan es a partir del 1º de abril de 2020. Por lo que la meta de aprovechamiento de gas natural asociado (MAG) de la Asignación para el año 2020 es la siguiente:

$$MAG_{2019} = \left[\frac{0.124 + 0 + 0 + 1.955}{2.113 + 0} \right]$$

$$MAG_{2019} = \left[\frac{2.079}{2.113} \right]$$

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

Por lo tanto, desde el inicio de la presente modificación y hasta el límite económico del campo la MAG se alcanzará y mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento mayor al 98%. En las Tablas 22, 23 y Figura 19 se muestran los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma anual para el periodo comprendido entre los años 2020 y 2039 de la Asignación.

Tabla 23. Aprovechamiento de gas para los años 2020-2029.

Programa de Gas (MMpcd)	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción de gas	2.11	2.64	2.17	1.27	0.71	0.52	0.46	0.44	0.32	0.20
Autoconsumo	0.12	0.17	0.17	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.12
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	1.95	2.43	1.97	1.09	0.54	0.35	0.29	0.27	0.15	0.08
Gas Natural Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural no Aprovechado	0.03	0.04	0.04	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00
% de aprovechamiento	98.36	98.36	98.35	98.35	98.36	98.36	98.36	98.36	98.36	98.36

Tabla 24. Aprovechamiento de gas para los años 2030-2039

Programa de Gas (MMpcd)	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Producción de gas	0.14	0.12	0.09	0.07	0.07	0.06	0.05	0.05	0.05	0.01
Autoconsumo	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	0.11	0.10	0.07	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.03	0.01
Gas Natural Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural no Aprovechado	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
% de aprovechamiento	98.36	98.36	98.36	98.36	98.36	98.36	98.36	98.36	98.36	98.33

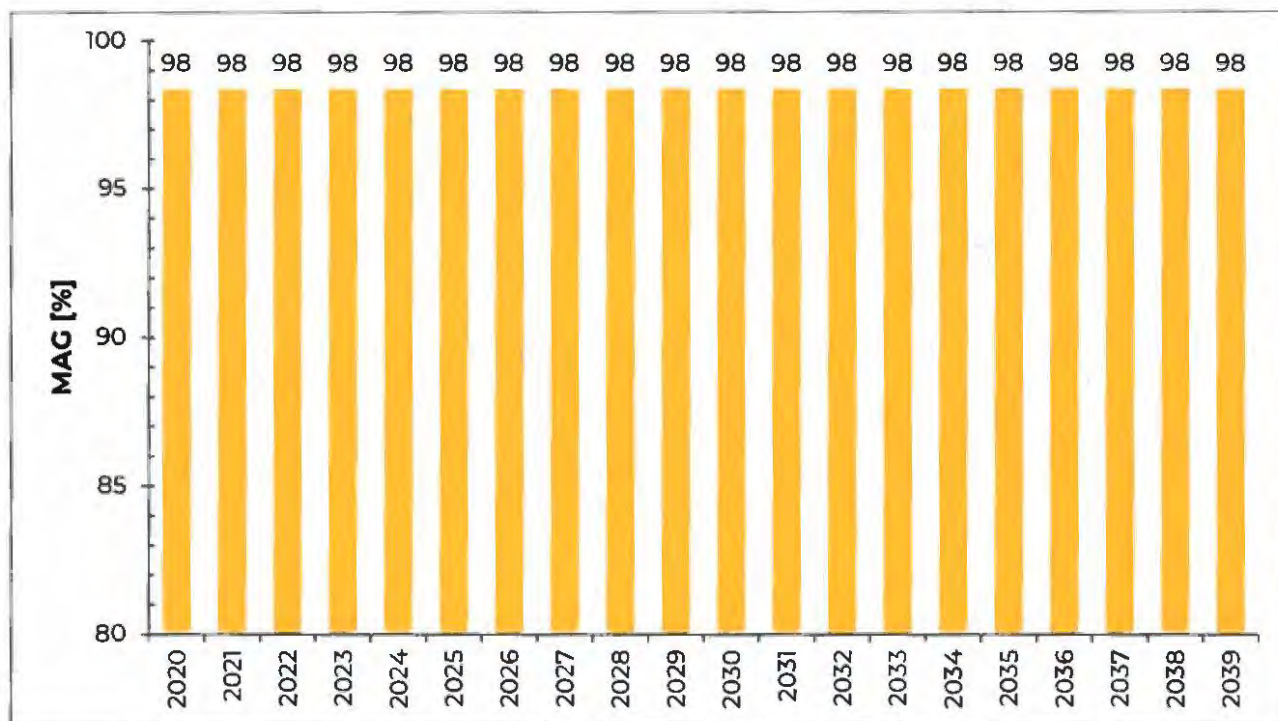


Figura 19. Meta de Aprovechamiento de Gas pronosticada 2020-2039 (Fuente: PEP).

Composición del Gas Natural Asociado a producir

En cuanto a la composición del gas, PEP presenta datos actualizados. La Tabla 24 muestra la composición del gas Natural Asociado representativa de la Asignación.

Tabla 25. Análisis de la composición del gas de la Asignación (Fuente: PEP).

		Pozo Perdiz-35
		Fecha de muestra
		03/06/2013
Componentes en % de mol	Ácido Clorhídrico	0.000
	Ácido sulfhídrico	0.340
	Agua	0.000
	Aire	0.000
	Cloro	0.000
	Contenido de Condensados	0.000
	Decanos+	0.000
	Dióxido de Azufre	0.000
	Dióxido de Carbono	3.300
	Etano	1.280
	Etileno	0.000
	Helio	0.000
	Heptanos	0.000
	Hexanos	0.500
	Hidrógeno	0.000
i-Butano	0.330	

	i-Pentano	0.310
	Metano	92.610
	Monóxido de Carbono	0.000
	n-Butano	0.500
	Nitrógeno	0.000
	Nonanos	0.000
	n-Pentano	0.130
	Octanos	0.000
	Oxígeno	0.000
	Propano	0.700
	Total	100.000
Propiedades	Peso Específico (kg/m ³)	
	Peso Molecular (g/mol)	77.890
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1021.700
	Presión (Kg/cm ²)	483.790
	Temperatura (°C)	86.800
	Densidad (kg/m ³)	0.618

Máxima relación Gas-Aceite a la cual los pozos pueden operar

Actualmente los pozos de la Asignación se encuentran produciendo bajo condiciones baja saturados, a la profundidad de los intervalos productores, esta condición se viene presentando desde el año 2004, por lo que la RGA máxima no se ha alcanzado.

El cálculo utilizado para la obtención de los valores de RGA mínimo y máximo está basado en los pronósticos de producción del campo, por lo que dichos datos corresponden al promedio mensual mínimo y máximo del campo.

A continuación, en la Tabla 25 se indica la mínima y máxima relación gas aceite esperada a la que podrán producir los pozos de la Asignación, cabe mencionar que en el Plan vigente la RGA máxima es de 533 m³/m³.

Tabla 26. RGA mínima y máxima a que podrán producir los pozos de la Asignación.

Asignación	RGA (m ³ /m ³)	
	Mínima	Máxima
A-0269-M Campo Perdiz	79.7241	457.4243

Si durante la supervisión de los pozos en los datos operativos se encuentran variaciones significativas y los resultados del análisis o simulación superan el valor máximo de RGA establecido, se procederá a realizar las siguientes acciones:

- Realizar aforo, para constatar la medición del pozo;
- Estrangular pozos para disminuir producción;
- Colocar estranguladores de fondo, y
- Cerrar pozos por ser mayor a la máxima RGA establecida.

Capacidad de Manejo de la Producción

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la Asignación y la capacidad instalada presente y futura de equipos para manejo de gas de esta, sí se cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha Asignación, como se muestra en la Figura 20.

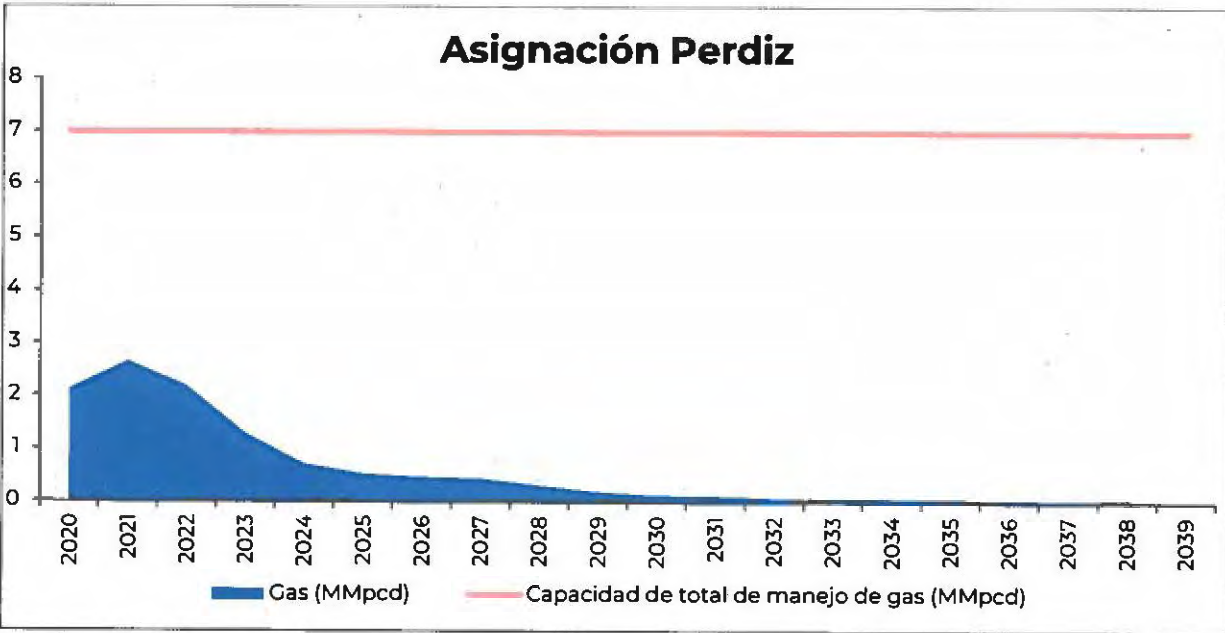


Figura 20. Capacidad de manejo de gas de la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz para el horizonte 2020-2039. (Fuente: PEP).

La BS Perdiz dispone de capacidad instalada suficiente para el manejo de gas producido de la Asignación; las acciones para mantener el aprovechamiento de gas en el 98%, durante el resto de la vigencia de la Asignación están orientadas a cumplir y optimizar los programas de mantenimiento de los equipos de compresión de gas, a fin de garantizar la disponibilidad de la infraestructura actual para el aprovechamiento de gas.

VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan, a continuación, en la Tabla 26 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), c), d), e), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos 2019, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

Tabla 27. Indicadores de desempeño (Fuente: Comisión).

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	porcentaje	porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real}}{TP_{plan}} * 100$	$DRMA = \frac{RM_{real}}{RM_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual	Mensual

Característica	Gasto de operación	Inversión
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año
Unidad de medida	Porcentaje de avance	Porcentaje de avance
Fórmula o descripción del indicador	$DGO = \frac{GO_{real}}{GO_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{I_{real}}{I_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Producción	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento real con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	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	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Cumplimiento de los Planes	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PA real) con respecto a la pronosticada (PA Plan) para 5 años	

Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Quinquenal	
Periodo de reporte a la Comisión	Quinquenal	
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	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CNreal - CNplan}{CNplan} * 100$	$DDR = \frac{DRreal - DRplan}{DRplan} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

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

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

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

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades programadas respecto de las ejercidas y erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 27.

Tabla 28. Actividades programadas respecto de las actividades a ejercer y erogaciones contempladas en la Modificación del Plan.

Actividad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Perforación	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	3	2	0	0	0	1	1	2	0	0	0	0	0
RME	9	19	13	15	12	11	8	9	7	3	3	3	2
Taponamiento de pozos	0	1	6	1	3	1	2	0	1	4	5	0	0
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	4	0

Actividad	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total	Ejercidas	% de desviación
Perforación	0	0	0	0	0	0	0	3		
Terminación	0	0	0	0	0	0	0	4		
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	2		
Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0		
RMA	0	0	0	0	0	0	0	9		
RME	2	2	2	1	1	0	1	123		
Taponamiento de pozos	1	0	0	0	0	0	4	29		
Abandono	0	3	0	5	2	0	10	26		

- 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 28.

Tabla 29. Desglose del Costo Total del proyecto
(Fuente: Información presentada por el Operador).

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)	Erogaciones ejercidas (millones dólares)	Indicador programa de erogaciones/ejercidas
Desarrollo	Construcción Instalaciones	\$4.73		
	General ^a	\$3.98		
	Perforación de Pozos ^b	\$24.17		
Producción	Construcción Instalaciones	\$1.35		
	Ductos	\$4.70		
	General ^a	\$12.75		
	Ingeniería de Yacimientos	\$1.07		
	Intervención de Pozos	\$14.11		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$19.34		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.23		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$3.82		
	Otras Ingenierías	\$0.47		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.36		
Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$93.07		
	Otros egresos ^c	\$1.13		
Costos totales		\$94.20		

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas a la producción de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada 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 29.

Tabla 30. Indicadores de desempeño de la producción de gas y aceite en función de los pronósticos de producción (Fuente: Comisión con información presentada por PEP).

Hidrocarburo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite programada (Mbd)	1.309	1.472	1.409	1.013	0.727	0.514	0.455	0.579	0.558	0.387	0.298	1.309
Producción de gas programada (MMpcd)	2.519	2.643	2.170	1.272	0.708	0.523	0.464	0.441	0.315	0.199	0.140	2.519
Producción de gas real (MMpcd)												
Producción de aceite real (Mb)												
Porcentaje de desviación (%)												

Hidrocarburo	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Volumen por recuperar de aceite MMb (2019-2040)	Volumen por recuperar de gas MMMpc (2019-2040)
Producción de aceite programada (Mbd)	0.246	0.158	0.119	0.089	0.062	0.050	0.048	0.047	0.046	3.41	
Producción de gas programada (MMpcd)	0.123	0.087	0.073	0.068	0.062	0.050	0.048	0.047	0.046		4.22
Producción de gas real (MMpcd)											
Producción de aceite real (Mb)											
Porcentaje de desviación (%)											

El Asignatario deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan modificado, en los términos que establecen el artículo 100 de los Lineamientos.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 62 de los Lineamientos, la Comisión podrá evaluar y decidir si con base en la información derivada del seguimiento al Plan se requerirá la modificación a dicho Plan.

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de la Asignación, sin perjuicio de la obligación de PEP 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 Plan.

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan correspondiente de la Asignación en comento mediante oficio 250.804/2019 del 08 de enero de 2020.

Al respecto, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0013/2020 recibido en la Comisión el 18 de febrero de 2020, la Agencia informó que la Asignación se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 del Sistema de Administración del Regulado e informó entre otras cosas lo siguiente:

“(…)

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 en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0269-M-Campo Perdiz, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. 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, para efectos de encontrarse amparadas por la presente autorización.

2. Ajustarse a lo establecido en 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); ingresando ante la AGENCIA el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración".

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 y ASEA/UGI/DGGEERC/1092/2018 de fecha 19 de septiembre de 2018, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción, Asignaciones para Áreas en Resguardo y al Contrato, amparados en la AUTORIZACIÓN."



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

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio 250.084/2020 del 24 de febrero de 2020, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, PEP estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de la Asignación, sin perjuicio de la obligación de PEP 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.



IX. Opinión a la modificación al Anexo 2 del Título de Asignación

El Término y Condición Quinto del Título de Asignación establece que las actividades de Extracción se llevarán a cabo en los términos que establezcan el Plan y el Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT) establecido en el Anexo 2 del Título.

De igual forma indica que, el Asignatario podrá solicitar autorización para retrasar o suspender los trabajos establecidos en el Plan, siempre y cuando se justifiquen las causas.

En ese sentido, el Anexo 2 indica que las actividades mínimas que debe realizar el Asignatario consisten en **8 perforaciones de pozos, 8 terminaciones y 8 reparaciones mayores**, tal y como se muestra en la Tabla 30.

Tabla 31. Actividades programadas en el CMT

Año	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Perf.	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0	8
Term.	0	0	0	0	0	0	4	3	1	0	0	0	8
RMA	2	0	1	3	1	1	0	0	0	0	0	0	8

Al respecto se señala que la modificación al Plan de Desarrollo aprobado por esta Comisión no es coincidente con las actividades establecidas en el CMT, debido a que el Operador ejecutará menos actividades que las programadas en el mismo.

Al respecto, la modificación de actividades es debido al incremento del corte de agua en el campo y a la variación del número de pozos a perforar respecto de aquellos contenidos en el Plan vigente conforme a los criterios contenidos en la fracción II del artículo 62 de los Lineamientos, por lo que ésta Comisión emite asesoría técnica, con fundamento en los artículos 38, fracción IV de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 10 fracción VII, 11, 21 fracciones XIV, XV y XVI, 24 fracciones I, III, XXVII y 35, fracción XIV del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Por lo antes expuesto, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, y 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, esta Comisión somete a consideración de la Secretaría de Energía el ajuste del CMT incluido en el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de que sea coincidente con las actividades propuestas

por PEP en la modificación del nuevo Plan, con base en los términos que establece el artículo 39 fracciones I, II, III, V y VII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, por lo que se consideran factibles los ajustes mencionados en la Tabla 31, la cual se alinea a las actividades proyectadas en la modificación del Plan en el horizonte 2020-2026, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos.

Tabla 32. Total de actividades de la modificación al Plan. (Fuente: Pemex)

Actividad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforación	0	0	0	0	0	3 ^a	2 ^a	0	0	0	0	0
Terminación	0	0	0	0	0	3 ^a	2 ^a	0	0	0	0	0
RMA	4	1	0	0	1	3	2	0	0	0	1	1

- a. Considera los pozos Perdiz 41, 580, 581
 b. Considera los pozos Perdiz 525 y 19.

X. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan modificado presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62, fracciones II y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país

La caracterización estática y dinámica que se ha realizado a los 8 yacimientos que comprenden la Asignación, así como los resultados del pozo perforado y la aplicación de tecnologías y sistemas artificiales de producción, durante la explotación de la formación Eoceno Medio, han aportado experiencia al Asignatario en el desarrollo del campo Perdiz, lo cual ayuda a mitigar la incertidumbre en el campo y campos vecinos.

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

El desarrollo de las actividades físicas propuestas en la modificación del Plan por el Asignatario consistentes en la realización de 3 perforaciones, 4 Terminaciones, 9 reparaciones mayores, 123 reparaciones menores, la instalación de 2 ductos, el taponamiento de 29 pozos y el Abandono de 26 instalaciones (24 ductos y 2 instalaciones); coadyuvarán a incrementar la producción para recuperar un volumen total de 3.41 MMb de aceite y 4.22 MMMpc de gas en el periodo de abril de 2020 a diciembre de 2039; lo anterior permitirá obtener un factor de recuperación total al límite económico de la Asignación de 7.64% para el aceite y 4.62% para el gas. Es importante mencionar que los factores de recuperación finales están por debajo del promedio, a lo que el asignatario argumenta que es debido al incremento de agua producida en el campo.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación

El campo Perdiz tiene cierta complejidad técnica, en el cual se han implementado sistemas artificiales de producción, tales como el Bombeo Mecánico (BM) y algunas tecnologías como tuberías capilares e inyección de espumantes. En este sentido, el Asignatario plantea la recuperación total de la reserva 3P a través de las actividades descritas en la modificación al Plan, así mismo, pretende realizar actividades de taponamiento de pozos y Abandono de infraestructura.

d) 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 están orientadas a la recuperación de la totalidad de las reservas remanentes. Por lo anterior, se determina que la solicitud de modificación del Plan promueve el desarrollo de las actividades de extracción y así, se considera viable continuar la producción de Hidrocarburos a través de las actividades de desarrollo, producción y Abandono planteadas por el Asignatario.

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



Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la consumación y abandono del campo propuesto en la presente modificación son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación, llegando a un factor final de 7.64% de aceite y 4.62% de gas, en condiciones económicamente viables.

f) 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 %.

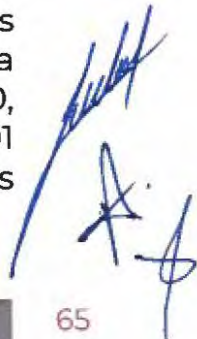
Cabe hacer mención que la solicitud considera actualizaciones respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, sin embargo, se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

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

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación en la solicitud de modificación y aprobación de su Plan, la información presentada por el Asignatario fue analizada y evaluada conforme a los términos que establezcan los LTMMH.

Por consiguiente el manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos de esta Asignación, se presenta desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los Sistemas de Medición propuestos para Petróleo ubicados en EMC Papan los sistemas SM-100, SM-200 y SM-300, así como para Gas en las instalaciones EMC Playuela los sistemas PM-4001 Y PM-4002, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos



de Medición en el Plan, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica y estática de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan, se concluye lo siguiente:

a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan, 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 6, 9, 19, 21, 22, 23, 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 el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.

iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.

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 250.047/2020 de fecha 05 de febrero de 2020, respectivamente a lo cual mediante oficio 352-A-I-002 con fecha del 10 de febrero de 2020, se respondió que: "no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0269-M Campo Perdiz, "...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 Comisión 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 LTMMH.
 - 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en 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:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 - b. 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 Referencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 3 y 4 del presente dictamen.



c. 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.

d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.

e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción 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.

h) Recomendaciones

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

En base a los resultados obtenidos de los nuevos pozos perforados y de la información adquirida con estos, se deberá realizar la actualización del cálculo del volumen original para cada uno de los yacimientos de la Asignación. Así mismo, se debe realizar un programa continuo de toma de información y nivel Eoceno medio ajustar el comportamiento del yacimiento.

Una vez concluida la perforación de los pozos propuestos en el Plan y ajustado y actualizados los modelos estático y dinámico del campo, el Asignatario deberá evaluar los yacimientos para identificar áreas de oportunidad que permitan incorporar áreas con potencial productor, a fin de incorporar reserva en la Asignación e incrementar los factores de recuperación de aceite y gas. Así mismo, deberán operar los pozos nuevos por debajo del gasto crítico calculado, para alargar la vida productiva de estos, y así incrementar su factor de recuperación final.

El Asignatario, debe realizar un estudio de factibilidad técnica-económica para diversificar los sistemas artificiales de producción en el campo. Actualmente, 10 son fluyentes y solo 3 pozos operan con Bombeo



Mecánico (BM). Sin embargo, con la perforación de nuevos pozos y debido a la alta producción de agua del campo, se visualiza que a mediano plazo el número de unidades de BM incrementará, reduciendo la rentabilidad de la Asignación.

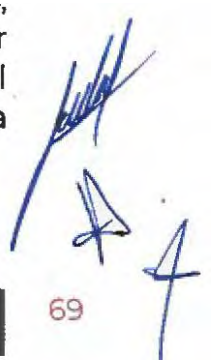
Se deberá optimizar gastos de inyección de químicos y/o espumantes a los pozos que operan con esta tecnología, lo anterior permitirá disminuir costos de operación, así como, la cantidad de gas y espumas dentro de la tubería de producción. También se debe monitorear constantemente el corte de agua por pozo para rediseñar el gasto óptimo de inyección y la concentración del químico o espumante inyectado, para mejorar las condiciones de transporte de líquidos en el sistema integral de producción.

Dado que el campo Perdiz inició su explotación en 2004 y actualmente produce casi el 80% de agua, se debe visualizar la implementación de un método de recuperación secundaria o mejorada que permita incrementar los factores de recuperación. Lo anterior, aunado a que las perforaciones de los nuevos pozos y la información adquirida permitirá caracterizar los yacimientos y visualizar tecnologías a implementar.

Presentar ante esta Comisión en tiempo y forma todos los datos adquiridos durante el desarrollo del campo (perforación, producción, monitoreo de parámetros del yacimiento, entre otros) con el fin de enriquecer y favorecer los procesos que se llevan a cabo en la misma.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan, asociado a la Asignación, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, 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 permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Por lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario debe contar con autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.



ELABORÓ



MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ



MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ



Ing. Julio César Trejo Martínez

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, 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-0269-M-Campo Perdiz.