



**ACUSE**

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

**Asignación A-0234-M-Campo Nejo**

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

**Pemex Exploración y Producción**

*Recibi  
original.*



Octubre 2018

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

777

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten mark]*



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Asignación A-0234-M-Campo Nejo

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

Pemex Exploración y Producción

Octubre 2018

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'G. Lopez'.

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink. On the left, there is a large signature. To its right are several smaller signatures and initials, including one that looks like 'F. Lopez' and another that looks like 'L. Lopez'. There are also some scribbles and a small 'X' mark.

## Contenido

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN LA EVALUACIÓN.....</b>	<b>6</b>
<b>IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN .....</b>	<b>7</b>
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.....	7
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	7
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	8
D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO .....	10
E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR .....	12
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....	14
G) COMPARATIVO DEL CAMPO NEJO A NIVEL INTERNACIONAL .....	17
H) EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	20
I) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....	23
J) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	35
K) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	36
<b>V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN.....</b>	<b>37</b>
<b>VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....</b>	<b>41</b>
<b>VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....</b>	<b>42</b>
<b>VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO .....</b>	<b>43</b>

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature, the number 777, and several other scribbles.]*



## I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0234-M-Campo Nejo, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el DOF el 5 de enero de 2017. Los datos se muestran en la tabla 1.

Operador petrolero	Pemex Exploración y Producción
Asignación	A-0234-M-Campo Nejo
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Nombre de la cuenca sedimentaria	Cuenca de Burgos
Superficie	127.02 km <sup>2</sup>
Yacimientos y/o campos	Anáhuac y Oligoceno Frio Marino/Campo Nejo

Tabla 1. Datos generales del Asignatario y la Asignación.  
(Fuente: CNH)

La Asignación en comento se localiza en la planicie costera del Golfo de México, en el municipio de San Fernando del Estado de Tamaulipas. La ubicación de la Asignación se muestra en la figura 1. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la tabla 2.



Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.  
(Fuente: CNH)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98°04'00''	24°45'00''
2	98°03'00''	24°45'00''
3	98°03'00''	24°46'30''
4	98°02'30''	24°46'30''
5	98°02'30''	24°47'00''
6	98°02'00''	24°47'00''
7	98°02'00''	24°53'30''
8	97°59'00''	24°53'30''
9	97°59'00''	24°50'00''
10	97°59'30''	24°50'00''
11	97°59'30''	24°49'30''
12	98°00'00''	24°49'30''
13	98°00'00''	24°47'30''
14	97°59'30''	24°47'30''
15	97°59'30''	24°46'00''
16	97°58'30''	24°46'00''
17	97°58'30''	24°42'00''
18	98°04'00''	24°42'00''

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.  
(Fuente: Título de Asignación A-0234-M-Campo Nejo)

*Handwritten signatures and marks in blue ink, including the word "Febrero" and the number "777".*

*Handwritten number "4" in blue ink.*



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

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización de Producción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0089/2018 DICTAMEN MODIFICACION PLAN DE DESARROLLO ASIGNACIÓN A-0234-M CAMPO NEJO de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

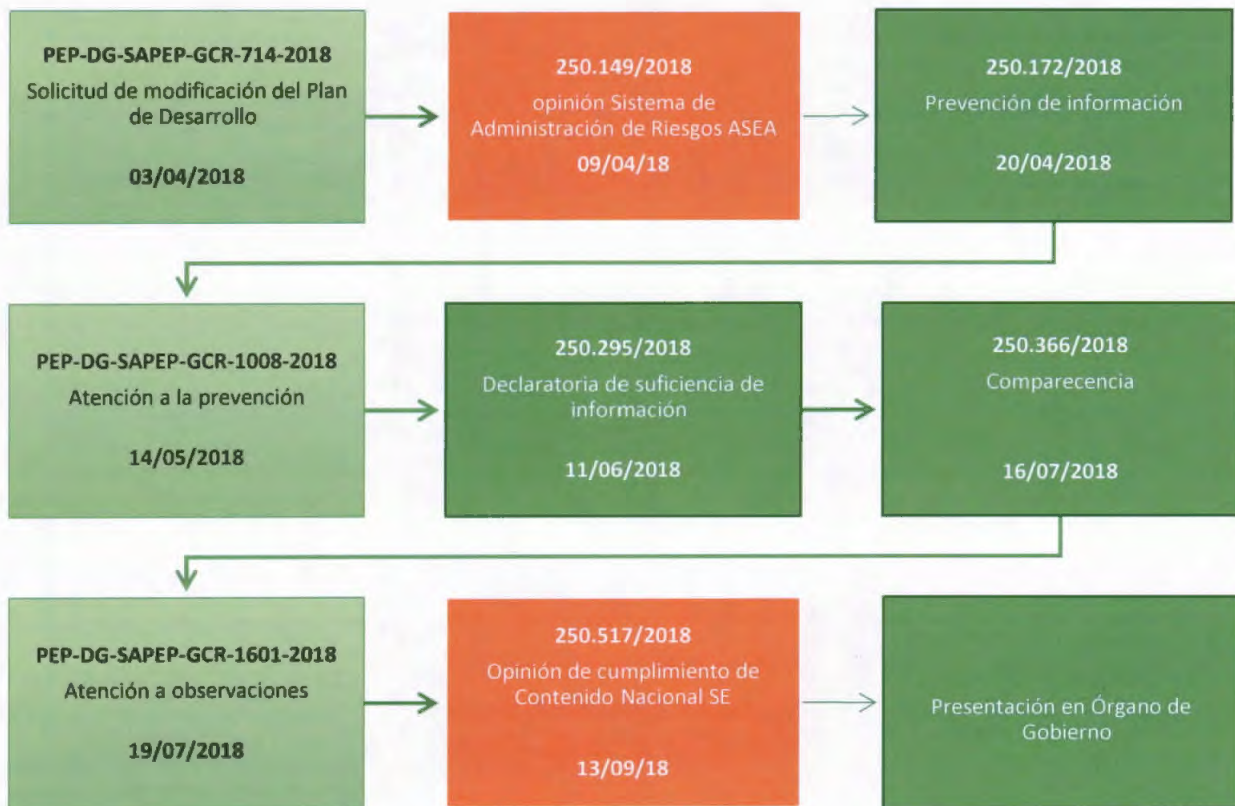


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.

### III. Criterios de evaluación utilizados en la evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearán a lo señalado en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo. Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por PEP al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), y h), 40, fracción II, incisos a), b) y h) 41, y el Anexo II de los Lineamientos.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6,7,8 fracción II,11,20, 40, fracción II, incisos a), b) y h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

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

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





## IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

Las principales características generales, geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos, así como el factor de recuperación del campo incluidos en la Asignación A-0234-M-Campo Nejo se muestran en la tabla 3.

Características Generales	Anáhuac	Frío Marino (OFM)
Área (km <sup>2</sup> )	8	9.2
Año de descubrimiento	2004	2002
Año de inicio de explotación	2011	2006
Profundidad promedio (mvbnm)	1,730	2,700
Porosidad (%) y tipo	19 / primaria	15 / primaria
Permeabilidad (mD)	6.7	0.1
Densidad condensados (°API) @ c.s.	40-50	53.4
Viscosidad (cP) @ c.y. / c.s.	0.196	0.196
Bg (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) inicial y actual	1.371/1.1	1.878/1.2
Presión de rocío (kg/cm <sup>2</sup> )	177.92	454.89
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	165-180	175-703
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	145	351.54
Factor de recuperación actual (%)	54.2*	

\*Cifra de FR para la reserva 3P de gas al 1 de enero de 2018 para el Campo Nejo.

Tabla 3. Características generales de la Asignación.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

En la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por Pemex Exploración y Producción, se señala que, derivado de los importantes cambios en las condiciones del mercado en el periodo del 2014 al 2016, del comportamiento de producción de hidrocarburos del campo que resultó en el incremento de la producción acumulada de gas y condensado obtenida al cierre del año 2017, respecto a lo que se tenía contemplado recuperar en el Plan Vigente y debido a los estudios detallados que se realizaron derivando en la obtención de mayores volúmenes técnicos cuantificados al 1° de enero del 2018, se planteó un cambio de estrategia en la explotación del campo con la finalidad de maximizar el valor económico adecuándose a las condiciones vigentes del mercado y presupuestales.

Dado el avance en las operaciones y el cambio en la cuantificación de las reservas se actualizan los supuestos de modificación previstos en el artículo 40, fracción II, incisos a), b) y h) de los Lineamientos, en el sentido de que:

- Adicionan actividades no previstas en el Plan de Desarrollo vigente, respecto al incremento en la perforación de pozos y el mayor número de reparaciones mayores (en adelante, RMA) a ejecutar, lo que representa un cambio en la estrategia de extracción, dicho cambio de estrategia obedece a la adecuación del Plan a las condiciones vigentes de mercado, presupuestales, comportamiento de declinación y la actividad física establecida en los volúmenes técnicos cuantificables de PEP al 01 de enero del 2018 para la Asignación. Por lo tanto, el objetivo de la modificación es la obtención de un mayor volumen de hidrocarburos alargando la vida de los yacimientos del campo.
- Se obtuvieron mayores volúmenes técnicos cuantificados al 1° de enero de 2018 con respecto a los cuantificados en el año 2014 y por ende mayor número de volumen de reservas, producto del estudio realizado en forma detallada de la información existente y de mayor actividad de RMA realizadas a las que se tenían consideradas en el Plan vigente.



- h) Existe una variación en el monto total de inversión de un incremento del 373.48 % respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta.

Por lo anterior se está planteando una propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción la cual considera un gasto de operación de 1,307.7 millones de dólares (mmUSD), el cual permitirá recuperar para el período 2018-2033 un volumen de 321.7 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas no asociado y 11.2 millones de barriles (mmb) de condensado, que en petróleo crudo equivalente representan 88.11 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

### c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Con respecto al volumen original gas de la Asignación, se puede apreciar en la figura 3 que del 2015 a 2018 se ha incrementado de 768.5 mmmpc a 993.6 mmmpc, lo cual es un incremento en 225 mmmpc de gas lo cual ha modificado las reservas que se tenían certificadas.

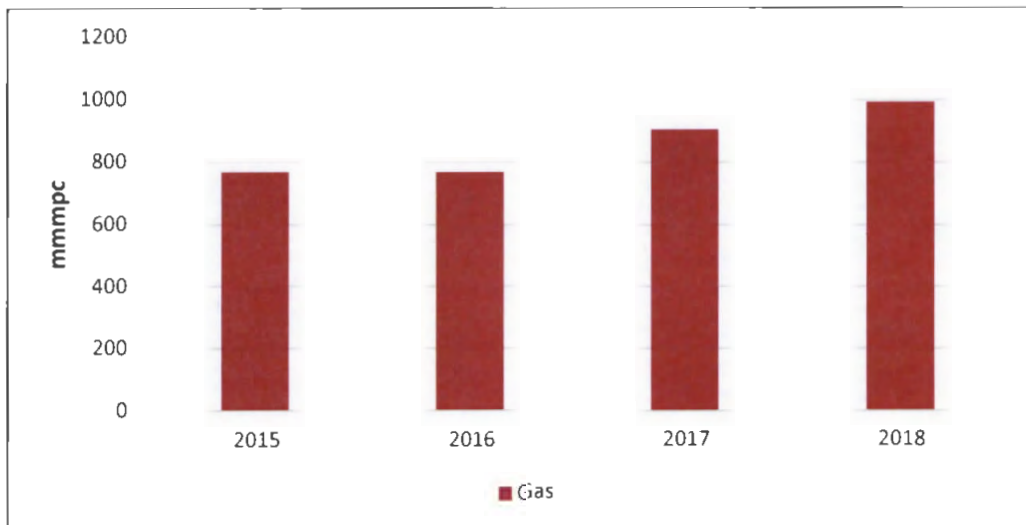


Figura 3. Evolución del volumen original de gas de la Asignación en el periodo 2015-2018.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

A continuación, en la figura 4, se puede observar la evolución de reservas de Gas Natural del campo Nejo. Para este campo, se identifica el incremento de las reservas probadas, probables y posibles a desarrollar en los últimos dos años respecto a lo que se tenía considerado para el Plan vigente.

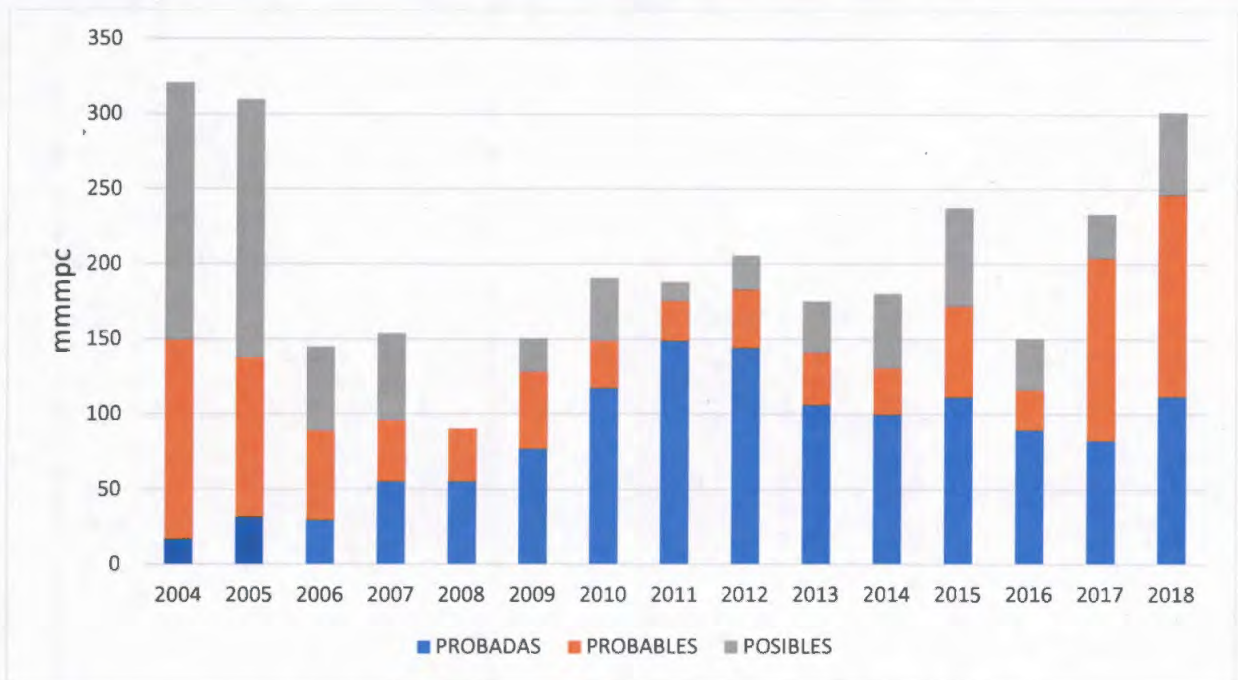


Figura 4. Evolución de las Reservas de Gas Natural del campo Nejo.  
(Fuente: CNH)

En relación con la evolución del volumen original y reservas de los condensados, no se tiene una referencia histórica, ya que, anteriormente se tenían certificados volúmenes de aceite para esta Asignación, y en las últimas certificaciones de reservas al 1° de enero del 2017 y 2018, ya se establecen dichos volúmenes como el hidrocarburo condensado.

Respecto a la modificación al Plan de desarrollo propuesto por el Asignatario, se observa que pretende recuperar un volumen de gas natural de 321.7 mmpc al año 2032, lo cual representa más del 100% de las Reservas 3P de gas natural certificadas al 1° de enero del 2018, lo anterior debido a que el volumen técnico de gas contemplado a obtener en la presente modificación, toma en cuenta mayor número de pozos a perforar (104) que los contemplados en la información entregada en el proceso de certificación de reservas(73) del presente año, resultando lo anterior en una recuperación mayor de volumen técnico respecto al volumen de reserva certificada.

Referente a al volumen de condesados de 11.2 mmb a recuperar propuestos por el Asignatario, se observa que dicho volumen es inferior al volumen de reserva de 17.2 mmb certificada al 1° de enero del 2018, lo anterior debido a que en dicha reserva se están sumando los licuables, los cuales son los productos resultantes de las plantas de proceso existentes en el campo, mismos que considera en el análisis de ingresos y rentabilidad del Plan de Desarrollo propuesto. Por lo tanto, dicho volumen total a recuperar debe verse reflejado en el próximo proceso de Certificación de Reservas.

Adicionalmente, cabe señalar que el volumen a recuperar de gas en la modificación al Plan propuesto representa un incremento significativo respecto al Plan Vigente, siendo este incremento de aproximadamente 373 mmpc de gas, considerando la producción real (2014-2017) y pronósticos incluidos en la modificación al Plan para el año 2033, lo que representa el 266 % de lo documentado a recuperar en el Plan Vigente.

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



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

En la tabla 4 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en Ronda Cero, la actividad física real realizada por el Asignatario a mayo del 2018 y la actividad física propuesta por PEP a realizar en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en Ronda Cero, se advierte que a la fecha PEP ha perforado 9 pozos de lo aprobado en Ronda Cero como programa de trabajo aunado a la ejecución de 28 RMA adicionales a las que tenía aprobadas sin que lo anterior implicara un cambio en la estrategia de explotación del campo, por otro lado, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo incluye la perforación de 104 pozos, 399 RMA, así como la construcción de 1 ducto, 1 estación, y la realización de 499 taponamientos como se señala en la tabla 4.

Actividad	Total			
	Plan Vigente 2015-2029	Ejecutada 2015-jul/18	Por Ejecutar 2018-2029	Plan Propuesto (Actividades adicionales) 2018-2033
Perforación	72	9	63	41
Terminación	83	21	62	42
Ductos	0	0	0	1
Plantas	0	0	0	1
Estaciones	0	0	0	1
RMA	40	73 <sup>(1)</sup>	0	399
Taponamientos	0	0	0	499
Vol. de gas a extraer (mmmpc)	140.2	214.9	0	321.7
Vol. de condensado a extraer (mmb)	11.6	7.2	4.4	11.2
Inversión (mmUSD)	368.37 <sup>(2)</sup>	147.4 <sup>(3)</sup>	106.7 <sup>(3)</sup>	0
Gasto de Operación (mmUSD)	106.6 <sup>(2)</sup>	703.1 <sup>(3)</sup>	0 <sup>(3)</sup>	1,307.7

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. 33 RMA ejecutadas adicionales a las aprobadas, se realizaron al amparo del Oficio 260.448/2017 del 21 de julio de 2017.
2. Inversión y gasto de operación erogada en mmUSD referidos a pesos@2014 con TC 12.9 \$/USD
3. Inversión y gasto de operación erogada y por erogar en mmUSD referidos a pesos@2018 con TC 18.7 \$/USD

Tabla 4. Comparativo de actividad física entre Planes.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Derivado del análisis de la información remitida por PEP, la modificación al Plan de Desarrollo consiste en la realización de 104 perforaciones y terminaciones, así como también la ejecución de 399 RMA. Se cuenta con toda la información que sustenta el desarrollo de esta, así como la conformación de un modelo estático y dinámico.

En las figuras 5 y 6 se observa que la producción acumulada de gas del campo asociada a la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo sería mayor a la producción acumulada referida en el Plan Vigente, y una disminución respecto al volumen de condensados esto por las razones anteriormente mencionadas que motivaron la modificación al mismo.



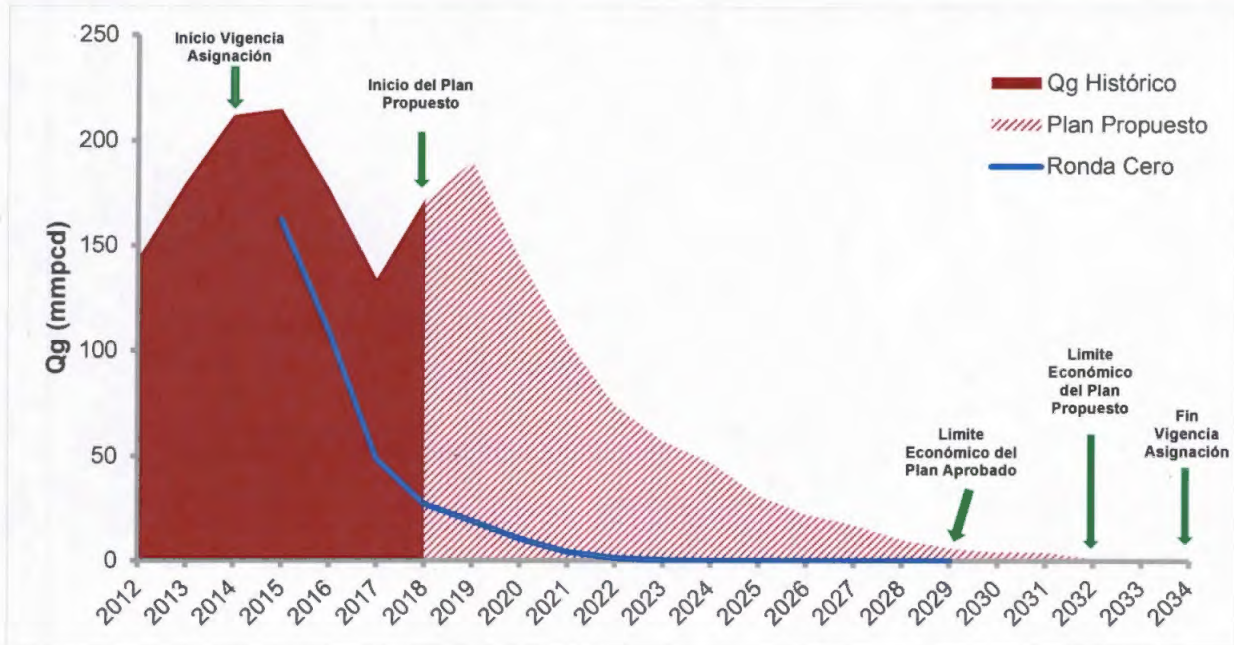


Figura 5. Perfiles de producción de gas del Campo Nejo.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

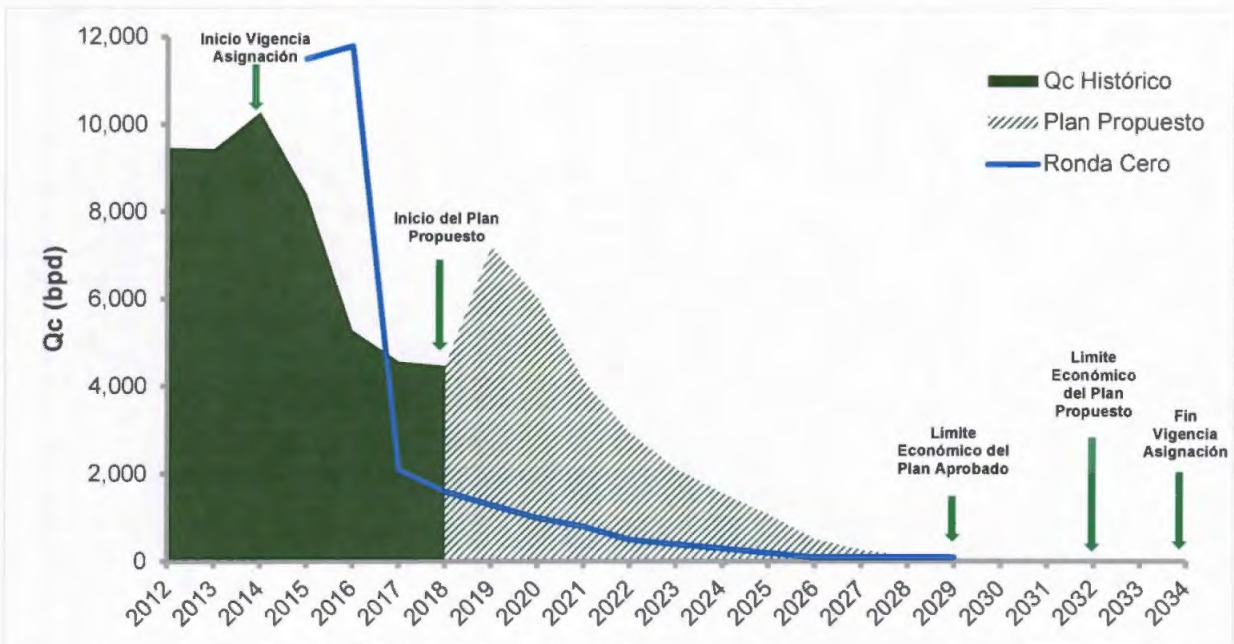


Figura 6. Perfiles de producción de condensado del Campo Nejo.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Respecto al horizonte 2015-2029, en el Plan vigente aprobado en Ronda Cero se estimaba una inversión estratégica de 368.37 millones de dólares y 106.6 millones de dólares de gastos de operación, para recuperar una reserva remanente 3P de 11.6 mmb de condensado y 140.2 mmpcd de gas en dicho periodo. Por lo que respecta al Plan Nuevo, en un horizonte 2018-2033 se estima una erogación de 1,307.7 millones de dólares de gastos de operación, para recuperar una reserva 3P de 321.7 mmpcd de gas y 11.2 mmb de condensado.

*[Handwritten signatures and notes in blue ink, including the word 'FEBRE' and some numbers.]*



En estas cifras puede destacarse el incremento en los gastos de operación y que la inversión planteada se considera como cero o nula, lo anterior, ya que, existe un contrato de Servicios Integrales para la Extracción actualizado mediante el Convenio N° 12 de fecha 22 de diciembre de 2016, cuyo objeto es "la ejecución de los Servicios de Desarrollo, Infraestructura, Abandono y Mantenimiento para la producción de Hidrocarburos de campos de gas no asociado, por parte de la contratista por cuenta y orden de PEP", por lo cual, bajo el modelo del contrato existente entre PEP e Iberoamericana de Hidrocarburos quien es el contratista, se consideran los pagos mensuales al contratista que se clasifican como gastos de operación, por lo tanto; el Asignatario no realiza directamente inversiones en la Asignación.

El gasto de operación ya incluye el pago total de los servicios ejecutados por el contratista, así como la tarifa de logística.

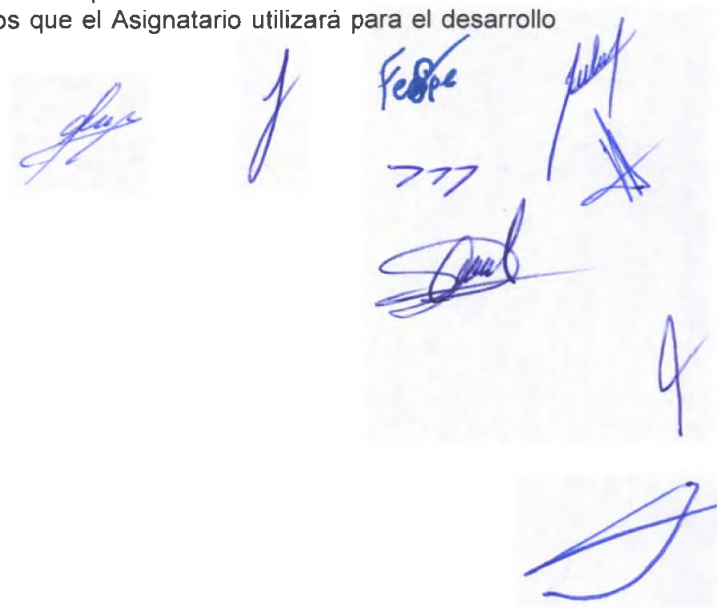
### **e) Pozos perforados y pozos a perforar**

En la Asignación A-0234-M Campo Nejo existen 412 pozos perforados y adicionalmente 2 pozos letrina, de los cuales operan 186 pozos productores de gas y condensado, que, a su vez, 172 cuentan con algún sistema artificial de producción. Del total de pozos perforados, 148 están cerrados con posibilidades, 61 cerrados sin posibilidades y 17 están taponados.

La Comisión aprobó a PEP la perforación de 72 pozos en el Plan de Desarrollo vigente asociado a Ronda Cero, sin embargo, cabe señalar que a la fecha PEP solo perforó 9 pozos. Ahora bien, el Asignatario solicita en la modificación propuesta, la perforación de 104 pozos, de los cuales, 41 pozos son adicionales a los 63 que le falta perforar de los contemplados en el Plan vigente.

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se identifica que los pozos tenían como objetivo seguir extrayendo la reserva remanente asociado a los yacimientos Anáhuac y Frío Marino, pero debido a los volúmenes obtenidos mediante las RMA realizadas, y la incorporación de más volumen de reserva, para poder explotar las reservas contenidas en estos yacimientos, se contempla la realización de 104 pozos y la ejecución de 399 RMA tanto a pozos ya perforados como a perforar, elevando consigo el factor de recuperación del campo.

Las trayectorias utilizadas en los diseños de los pozos correspondientes a los diferentes horizontes productores de la Asignación considerando los pozos tipos que el Asignatario utilizará para el desarrollo del campo son mostrados en la figura 7:



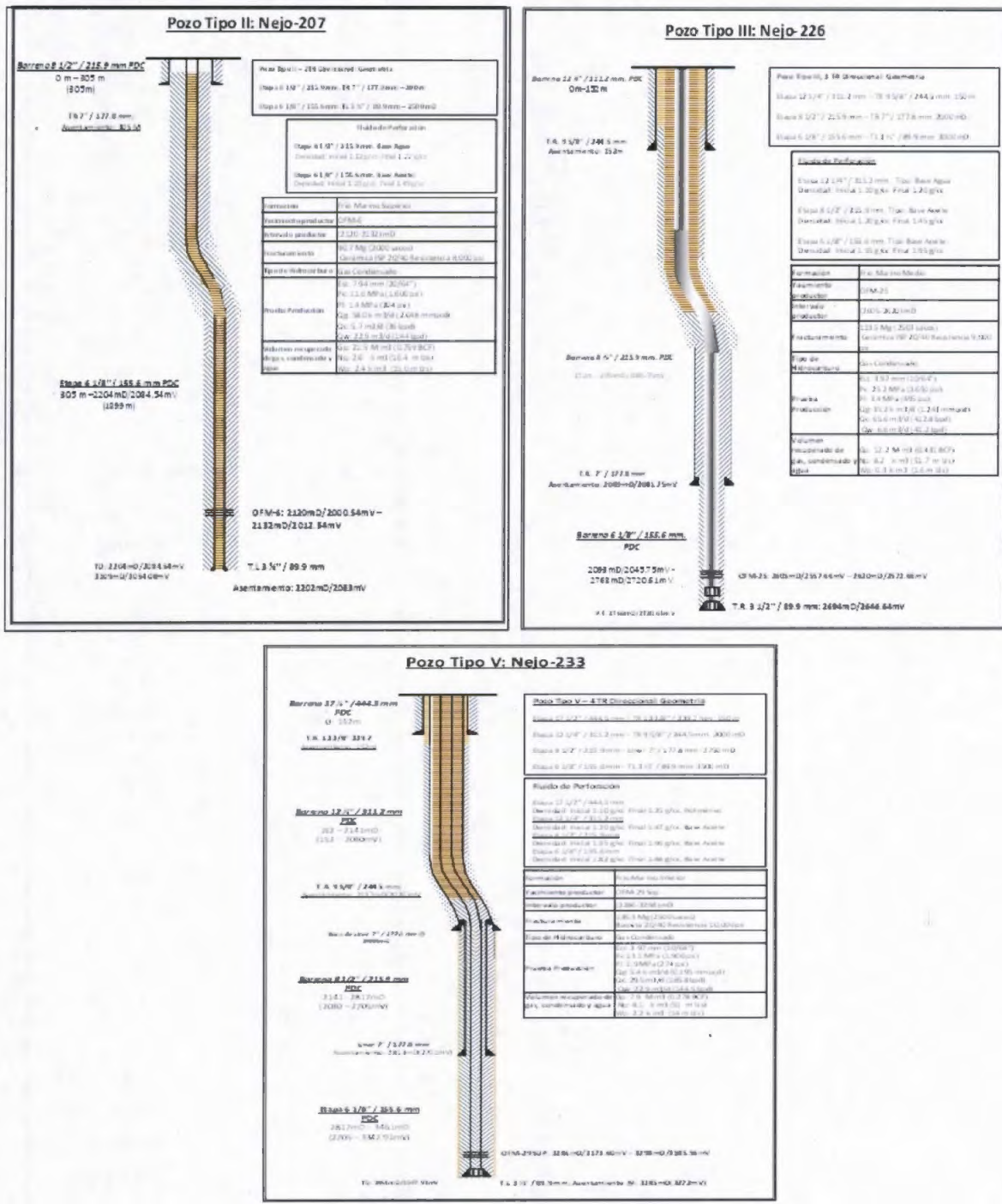


Figura 7. Pozos Tipo del Campo Nejo.  
(Fuente: PEP)

Las características de los pozos Tipo que utilizará el Asignatario en la perforación de los pozos se muestran en la tabla 5. Aunado a lo anterior, referente a la terminación de los pozos, la terminación debe ser adecuada mecánicamente ya que por lo general más de un 90% de los pozos del campo Nejo requieren fracturamiento hidráulico para poder fluir con un gasto económico.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signatures and marks]*



Características	Tipo II	Tipo III	Tipo V
Objetivo general	Anáhuac – OFM SUP	OFM MED	OFM INF
Formación	Anáhuac – OFM	OFM	OFM
Geometría	Direccional "S"	Direccional "S"	Direccional "S"
Profundidad	2500 m	3000 m	3500 m
Terminación	Tubing Less 3 ½"-88.9mm	Tubing Less 3 ½"-88.9mm	Tubing Less 3 ½"-88.9mm
Distancia entre pozos	400 m	400 m	400 m
Costo (mmUSD)	2.36	3.16	4.24
Tiempo de ejecución	9 días	17 días	26 días
Potencia de equipo para perforar	900 hp / 671.13 Kw 1500 hp / 1118.55 Kw		

Recuperación final estimada	Gas 27.1 mmmpc Condensado 1.2 mmb	Gas 157.3 mmmpc Condensado 5.0 mmb	Gas 100.0 mmmpc Condensado 7.2 mmb
-----------------------------	--------------------------------------	---------------------------------------	---------------------------------------

Tabla 5. Características de pozos Tipo a perforar en campo Nejo.  
(Fuente: CNH con datos de PEP)

## f) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

Dada la actividad y estudios que se han realizado con la información obtenida de los pozos perforados en los yacimientos del OFM y Anáhuac del campo Nejo, se han actualizado los modelos estático y dinámico con los cuales ya se tiene bien caracterizado el comportamiento y localización de los fluidos en el campo, reduciendo así la incertidumbre que se tiene para ejecutar las actividades con las cuales se obtendrá la producción de los hidrocarburos y así maximizar la recuperación de los mismos en la Asignación.

Otro factor clave que ayuda en la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos del campo, principalmente en la formación OFM que posee yacimientos con arenas de baja permeabilidad, es el fracturamiento hidráulico, ya que se requiere esta tecnología para poder crear canales altamente conductivos entre el yacimiento y los pozos.

Cabe señalar que las pruebas de presión de fondo cerrado y fluyente realizadas a 339 de los pozos en el campo le ha permitido conocer al Asignatario, presiones de fondo, estático y dinámico, daño de formación, presencia de barreras o fallas y han sido un elemento importante en la validación del modelo estático del campo. También el Asignatario establece, y se verificó dentro de la información recibida, que cuenta con registros de presión que han servido para detectar el grado de agotamiento de algunas unidades o yacimientos, lo cual ha permitido el desarrollo de nuevas áreas.

Aunado a lo anterior, el Asignatario ha visto una alta declinación en la producción de los pozos, por lo cual, mediante la implementación de algunos sistemas artificiales de producción, como los son: Compresión a boca de pozo, tubería capilar, bombeo neumático, lanza barras tanto manual como automático, le ha ayudado a disminuir esa declinación y aumentar la vida de los mismos. Esos sistemas artificiales o de optimización de la producción resultan ser una buena práctica para pozos productores de gas porque permiten el paso del gas a través de la columna de líquido que se forma en el fondo del pozo reduciendo su densidad y con esto se incrementa la producción del mismo, respecto a los pozos a los cuales se les implementará el sistema de bombeo neumático, le resultará de utilidad para obtener una mayor producción de condensado.

Sin menos cabo de lo anterior, analizando la información presentada, se tiene que, debido a el comportamiento de los yacimientos del campo Nejo, visualizado dentro de la envolvente de fase



representativa de las propiedades de los fluidos del campo, presentada en la información de la modificación al Plan, se puede tener el fenómeno de condensación retrógrada en la vida productiva de estos yacimientos, lo anterior derivado de la temperatura que actualmente se maneja en los mismos y a la caída de presión que se presentará con el paso del tiempo en la explotación de los fluidos, por lo cual debe tenerse cuidado en vigilar, si debido a este fenómeno, es necesario contemplar una alternativa de recuperación adicional para no dejar un volumen de condensado considerable dentro de los yacimientos sin recuperar.

Respecto al comportamiento de la presión en el campo Nejo, se observa que esta se ha ido disminuyendo de manera rápida y constante sobre todo en los yacimientos de la formación OFM, y esto debido a que el mecanismo de empuje o producción que es la expansión del sistema roca fluidos para estos yacimientos no le permite mantener una presión constante para lograr producir hidrocarburos por un mayor periodo de tiempo, sin embargo, como se menciona anteriormente, el uso de sistemas artificiales de producción en los pozos desde el inicio de la vida productiva en la Asignación ha permitido contrarrestar este problema. En la zona norte del campo se tiene identificado un acuífero activo, por lo cual, en esa zona la presión no ha disminuido de manera considerable.

Sin embargo, a pesar de la disminución de la presión en el campo Nejo, tiene yacimientos de una alta compartimentalización y baja calidad de roca en lo referente a la permeabilidad, lo que hace que después de 10 años de explotación existan unidades productivas con presiones originales.

Para elegir la estrategia de explotación para el campo Nejo, derivado del análisis técnico-económico realizado el Asignatario presentó las siguientes 3 alternativas de extracción para la modificación del Plan de Desarrollo en el periodo 2018-2033 mostradas en la siguiente tabla:

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
<b>Actividades físicas (Perforación)</b>	104	57	31
<b>Actividades físicas (RMA)</b>	399	328	8
<b>Construcción de Estación/Gasolinoducto</b>	1/1	1/1	0/0
<b>Producción de condensado (mmb)</b>	11.2	9.0	3.1
<b>Producción gas (mmmpc)</b>	321.7	259.9	118.1
<b>Gastos de Operación (mmUSD)</b>	1,307.7	1,009.5	440.9
<b>Tecnologías</b>	Perforación con equipos de alta generación Top drive, uso de fluidos de alta calidad. Perforación con motor de fondo, sistema de navegación rotatorio, MWD, LWD, registros triaxiales de alta resolución, fracturamiento hidráulico para yacimientos TIGH GAS (arenas muy apretadas), aplicación de sistemas artificiales como Barras espumantes, Tubería capilar, Bombeo Neumático, etc.	Perforación con equipos de alta generación Top drive, uso de fluidos de alta calidad. Perforación con motor de fondo, sistema de navegación rotatorio, MWD, LWD, registros triaxiales de alta resolución, fracturamiento hidráulico para yacimientos TIGH GAS (arenas muy apretadas), aplicación de sistemas artificiales como Barras espumantes, Tubería capilar, Bombeo Neumático, etc.	Perforación con equipos de alta generación Top drive, uso de fluidos de alta calidad. Perforación con motor de fondo, sistema de navegación rotatorio, MWD, LWD, registros triaxiales de alta resolución, fracturamiento hidráulico para yacimientos TIGH GAS (arenas muy apretadas), aplicación de sistemas artificiales como Barras espumantes, Tubería capilar, Bombeo Neumático, etc.
<b>Indicadores económicos</b>			
<b>VPN AI (mmUSD)</b>	637.1	575.6	253.3
<b>VPN DI (mmUSD)</b>	418.5	397	171

Tabla 6. Características de los escenarios planteados.  
(Fuente: CNH con datos de PEP)



De la tabla anterior, se observa que, aunque las tres alternativas además del incremento en la producción y que proponen el mantenimiento y optimización de la producción base, la alternativa seleccionada es la alternativa denominada "1" por el Asignatario, que ofrece el balance óptimo entre la promesa de valor y la eficiencia de inversión ya que es la que obtiene un mayor VPN después de impuestos con la obtención de un mayor volumen de gas y de condensados a recuperar (ver figura 8 y 9) y un gasto de operación de 1,307.7 mmUSD que incluye el pago total de los servicios a ejecutar por parte del contratista y la tarifa de logística.

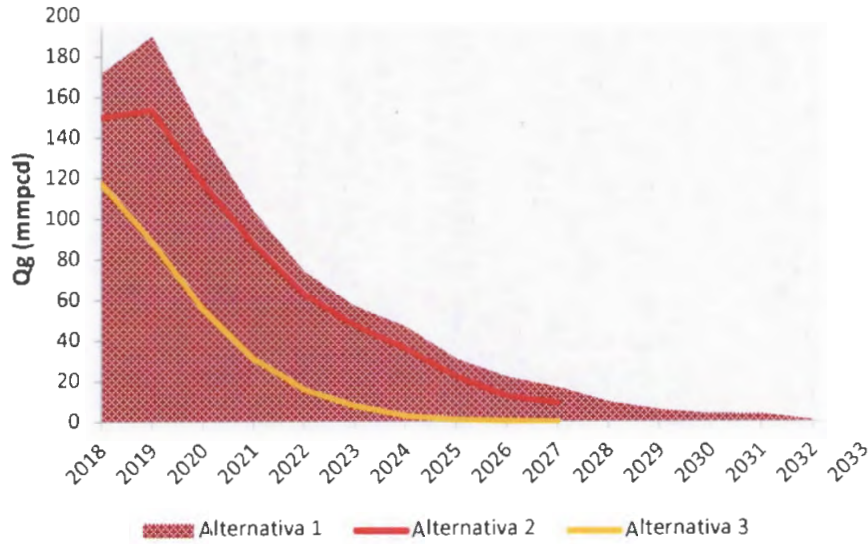


Figura 8. Pronósticos de gas de alternativas.  
(Fuente: CNH con datos de PEP)

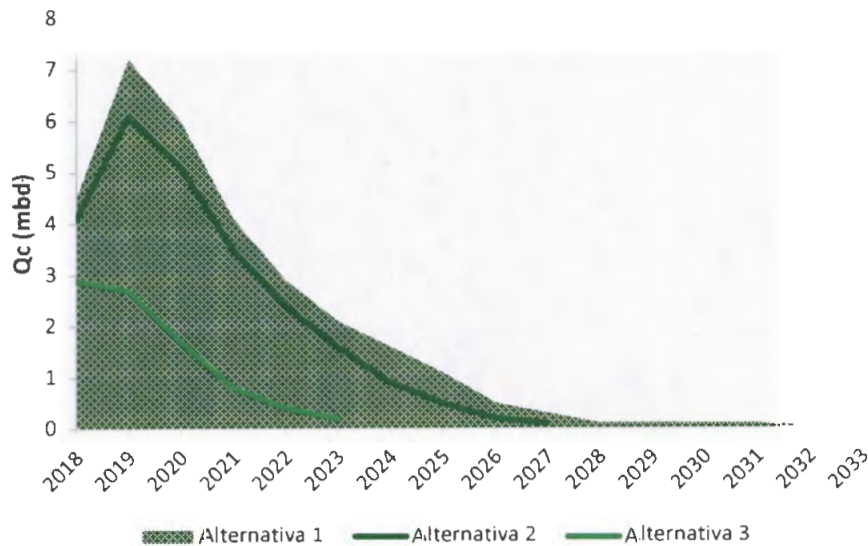


Figura 9. Pronósticos de condensado de alternativas.  
(Fuente: CNH con datos de PEP)

Cabe destacar que el Asignatario debe tener especial cuidado con los gastos de operación a erogar durante el periodo de la explotación del campo, debido a posibles fluctuaciones que se pudieran presentar en los

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fede', '777', and other illegible marks.]*

gastos con el avance de las operaciones, lo anterior para vigilar la maximización de la rentabilidad del proyecto.

### Actividades físicas de la alternativa seleccionada

#### Perforación y terminación de pozos

La modificación al Plan contempla la perforación de 104 nuevos pozos y el mismo número de líneas de recolección, el área norte de campo Nejo, será una de las de mayor desarrollo y concentración de estos nuevos pozos y es donde se requiere la incorporación de nueva infraestructura para el manejo de la producción, en el área de módulos Nejo-502 se instalarán 7 nuevos módulos de recolección para recibir la producción de los nuevos pozos, por lo tanto, se considera necesario convertir esta área de módulos en la Estación de Recolección Nejo-5, y un nuevo gasolinoducto para manejar los líquidos producidos.

#### Reparación Mayor

La modificación al Plan también contempla la realización de 399 RMA consistentes en el re disparo y terminación de horizontes superiores de pozos agotados en su arena o yacimiento original.

#### Toma de información

Como parte de la toma de información considerada en la propuesta para el plan de desarrollo está la correspondiente a los registros de pozos, los cuales se tomarán en los 104 pozos previstos a perforar. Los registros por tomar son: registro continuo de hidrocarburos (lectura de gas total, cromatógrafo de gas (GC), reporte de manifestación y descripción litológica), los registros geofísicos básicos de rayos gama, resistividad, densidad-neutrón. Con estos registros se hará la evaluación petrofísica de los pozos.

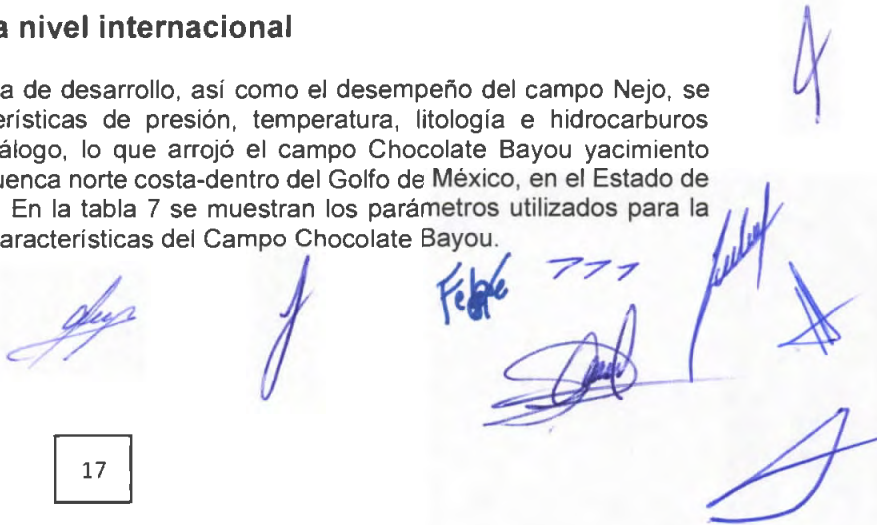
En cuanto a estudios de geología y geofísica se contempla la actualización de la caracterización estática, especialmente a nivel de algunos horizontes y en determinadas zonas del campo Nejo. Esta actualización se irá realizando conforme se vaya obteniendo la información de los pozos previstos a perforar.

En el plan de desarrollo, se estiman tomar 125 curvas de variación de presión (CVP's), a fin de tener una visión de las presiones en las diferentes arenas que se encuentran en bloques que no han sido desarrollados y en aquellos, en los cuales existen pozos produciendo, observar el comportamiento y poder definir la existencia de barreras de permeabilidad entre pozos.

Nota: el cronograma presentado por el Asignatario para las actividades físicas a realizar para el año 2018 incluido en el Primer Programa Asociado al Plan de Desarrollo Modificado presentado, podría verse afectado debido a que dicho cronograma fue presentado en la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Asignación A-0234-M Campo Nejo el 3 de abril del 2018 y por la fecha de aprobación a éste, podría no ser cumplido al finalizar el presente año. Debido a lo anterior, el Asignatario deberá presentar ante la Comisión la actualización del cronograma del Primer Programa Asociado al Plan de Desarrollo a más tardar en 10 días hábiles a la notificación de la resolución del presente dictamen en caso de aprobación.

### g) Comparativo del Campo Nejo a nivel internacional

Con el objeto de poder comparar el esquema de desarrollo, así como el desempeño del campo Nejo, se buscó un yacimiento que, por sus características de presión, temperatura, litología e hidrocarburos producidos, pudiera fungir como campo análogo, lo que arrojó el campo Chocolate Bayou yacimiento Andrau, el cual se encuentra ubicado en la cuenca norte costa-dentro del Golfo de México, en el Estado de Texas, USA que se ocupará para tal efecto. En la tabla 7 se muestran los parámetros utilizados para la selección del campo análogo, así como las características del Campo Chocolate Bayou.





Criterios utilizados	Campo Nejo	Campo Chocolate Bayou
Tipo de fluido	Productor de gas y condensado	Productor de gas y condensado
Tipo de ubicación	Costa adentro	Costa adentro
Litología	Areniscas	Areniscas
Presión inicial del yacimiento	160-700 kg/cm <sup>2</sup>	373 kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura inicial del yacimiento	70-150 °C	122 °C
Gasto máximo observado (gas/condensado)	240 mmpcd/12,000 bpd	120 mmpcd/2,100 bpd
Periodo productor	Mioceno y Oligoceno	Oligoceno
Ambiente de depósito	Marino de frente deltaico y pro-delta	Deltaico de influencia mixta

Tabla 7. Criterios de selección del análogo y características del Campo Chocolate Bayou.  
(Fuente: CNH con datos de base institucional DAKS)

La estrategia de desarrollo del campo Chocolate Bayou en el yacimiento Andrau, desde su descubrimiento en 1940, consistió en un esquema de explotación primaria, donde los pozos son productores a través de un sistema de producción de Bombeo Neumático, con lo cual se estimó una recuperación total de 541 mmpcd de gas y 11 mmb de condensado.

Para el año 2017 se ha extraído el 99 % de gas y 96 % de condensado del volumen total estimado que era posible extraer.

Una vez analizado el campo Chocolate Bayou como análogo del campo Nejo, se concluye que de acuerdo con la alta recuperación de gas y condensado de este campo que presenta características semejantes como la porosidad, ambiente de depósito, litología, mecanismo de empuje y recuperación final esperada, el desarrollo del campo llevado a cabo por PEP está en línea con las prácticas internacionales y es económicamente viable.

Respecto a otros campos vecinos del campo Nejo en la zona terrestre de la cuenca de Burgos, se hizo una comparativa que incluyera los factores de recuperación de gas finales esperados a la reserva 3P, identificando que el factor de recuperación final esperado de gas para el campo Nejo, es el mayor del esperado con respecto a los campos análogos analizados por el Asignatario para la misma cuenca sedimentaria como se puede apreciar en la figura 10.

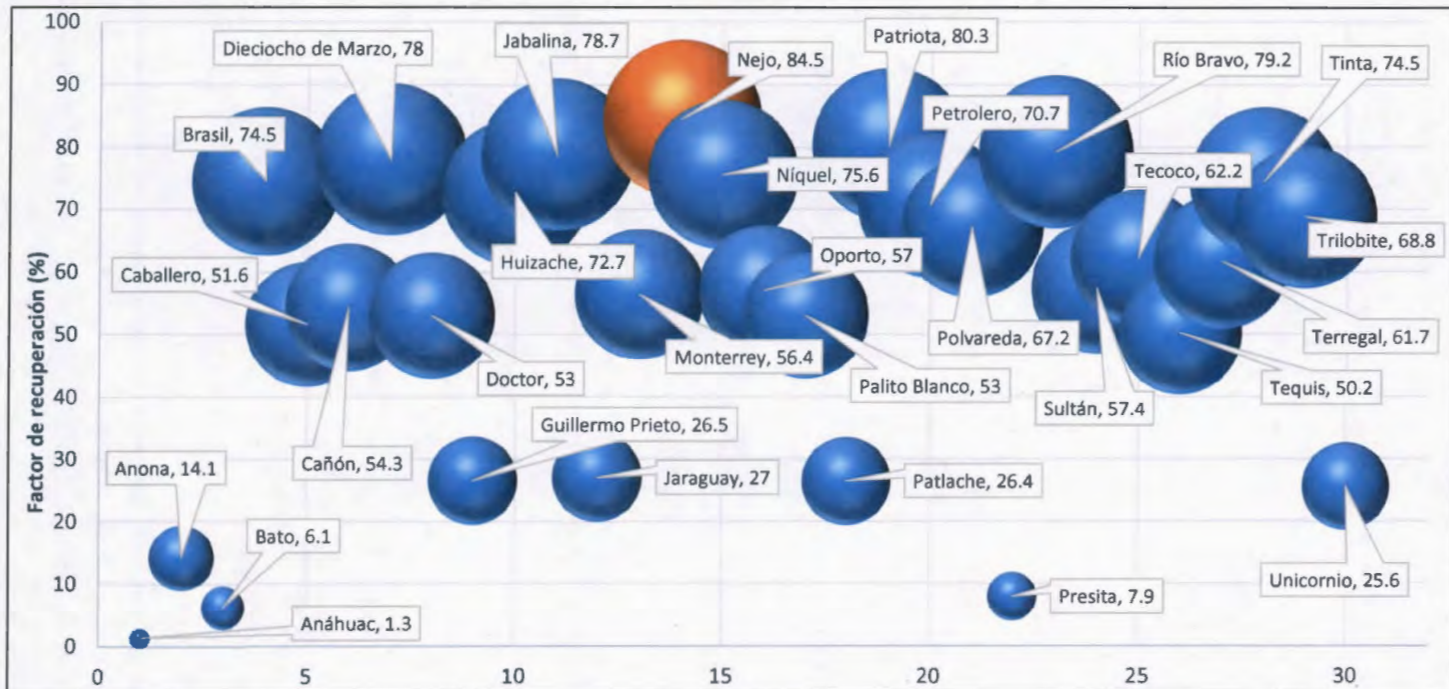
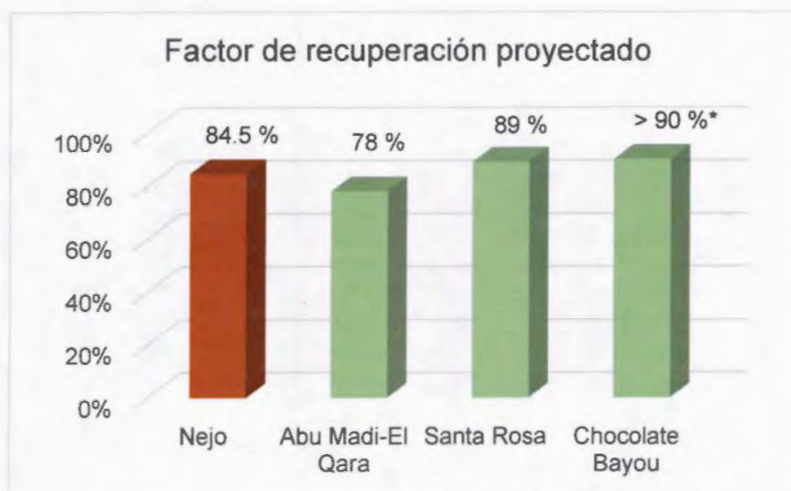


Figura 10. Factores de recuperación de gas de campos vecinos del campo Nejo.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

De la anterior figura es relevante señalar que todos los campos son productores de gas no asociado y algunos de gas y condensado, de rocas areniscas, costa-dentro, así como del mismo periodo geológico y formaciones similares, factores que impactan directamente en el factor de recuperación de hidrocarburos, con lo cual también se observa que si es alcanzable dicho factor de recuperación final esperado.

Así mismo, esta Comisión revisó la base de datos institucional DAKS para realizar un comparativo de factores de recuperación de gas y condensado a nivel internacional considerando que fueran campos ubicados en zonas terrestres, de la misma edad geológica (Terciario) y que la roca almacén fuera similar (Areniscas). De los resultados obtenidos, se deriva la siguiente figura:



\*No se tiene valor de volumen original de gas para este campo, por lo tanto, se infiere el factor de recuperación con los volúmenes estimados finales a recuperar.

Figura 11. Factores de recuperación proyectados.  
(Fuente: CNH con datos de base institucional DAKS)



Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para el campo Nejo, está acorde con otros campos similares a nivel nacional internacional como es el caso de los campos Abu Madi-El Qara en Egipto, Santa Rosa en Venezuela, Chocolate Bayou en Estados Unidos.

## h) Evaluación Económica

La opinión económica de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo, considera los siguientes conceptos:

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

### a) Variación del monto de inversión Ronda Cero respecto a la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

El comparativo presentado en esta sección considera horizontes de tiempo a 2029, puesto que éste fue el último año del periodo considerado en Ronda Cero.

El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo considera para el periodo 2015-2029 una inversión total de 459.02 millones<sup>1</sup>.

Pemex erogó en el periodo 2015 a 2017 un total de 879.24 millones de dólares, 186.89 de Inversiones y 692.34 de gasto operativo<sup>2</sup>.

Aunado a lo anterior, se tiene que el Asignatario propone erogar un monto de 1,294.10 millones de dólares a 2029 asociados a gasto operativo<sup>3</sup>.

Lo anterior, como se muestra en la siguiente figura, significa un incremento del 373.48%, respecto de lo originalmente propuesto en Ronda Cero<sup>4</sup>.

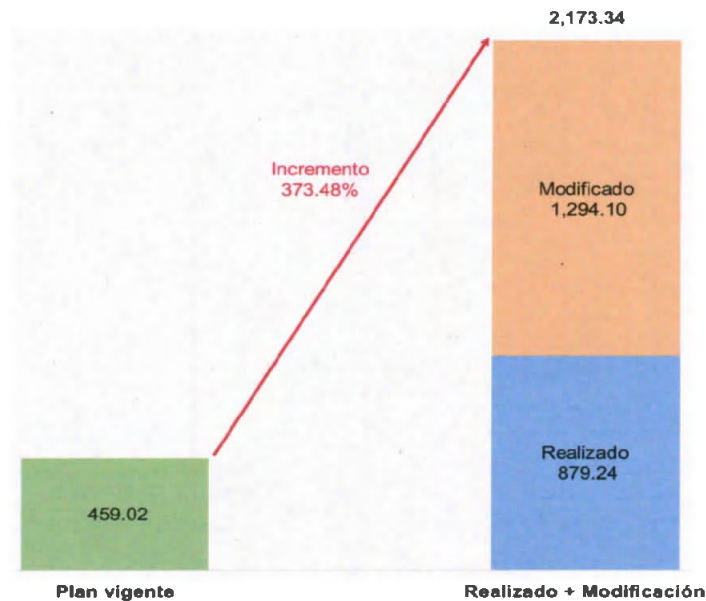
<sup>1</sup> Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018: los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

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

<sup>3</sup> Al respecto, como se mencionó anteriormente el Asignatario sólo contempla gastos operativos a erogar, sin realizar directamente inversiones en virtud de que tiene celebrado un contrato de Servicios Integrales para la extracción con Iberoamericana de Hidrocarburos, cuyos pagos mensuales son clasificados como gastos de operación. Asimismo, los costos de abandono se consideran dentro del pago a Iberoamericana.

<sup>4</sup> En virtud de que el total de inversión a erogar en Ronda Cero llega a 2029, el comparativo se realiza considerando inversiones y gasto operativo hasta tal año. Por lo que no se consideran 13.90 millones de dólares correspondientes a los años restantes presentados en la solicitud, es decir de 2030-2033.

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



*Figura 12. Comparativo de inversiones totales y gastos operativos Ronda Cero respecto a la Modificación al Plan (2015-2029). (millones de dólares)  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)*

Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

Asimismo, por lo que respecta al monto de inversión, el cual se registra como superior en un 373.48% respecto a los montos aprobados en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente, dicha variación podría haberse configurado durante el periodo 2015 a 2017, situación que actualizó finalmente el supuesto de modificación previsto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos.

Por lo antes expuesto, esta Comisión toma conocimiento de la ejecución de dichas actividades y da vista a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones de la Comisión a efecto de que determine lo conducente en el ámbito de sus atribuciones.

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

En esta sección se considera un horizonte de tiempo a 2033, puesto que este fue el último año considerado en la solicitud de modificación.

En la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2018 con una inversión de 1,307.7 millones de dólares asociados a gasto operativo, hasta 2033.

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

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signatures and notes]*



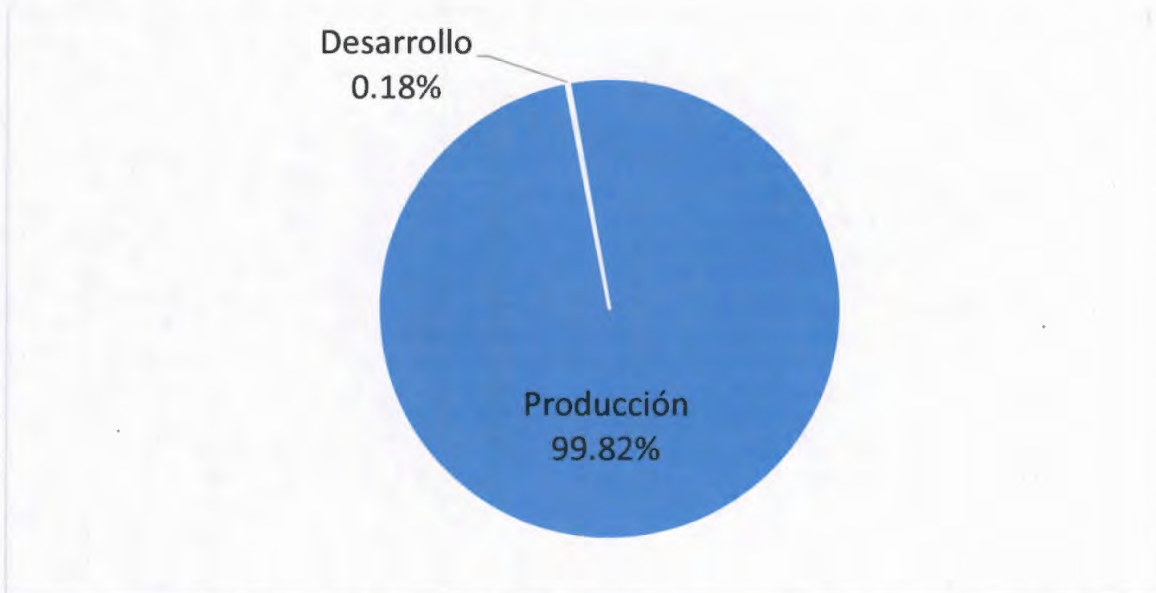


Figura 13. Distribución del Programa de gasto de operación por Actividad Petrolera \$ 1307.72 millones de dólares.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General	\$ 2.41
Producción	General	\$ 1,305.31

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo  
Tabla 8. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.  
(millones de dólares)

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

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

**d) Evaluación económica del proyecto de solicitud de modificación al Plan de Desarrollo**

PEP presentó la evaluación económica correspondiente al proyecto propuesto en su solicitud de modificación. Al considerar las premisas propuestas por PEP para la alternativa de desarrollo seleccionada (con un horizonte de tiempo de 2018 a 2032) de producción y costos, y al realizar la evaluación económica del proyecto, la Dirección General de Estadística y evaluación Económica, obtiene los siguientes resultados considerando un precio de 60 dólares por barril de condensado y 3.8983 dólares por mpc<sup>5</sup>:

<sup>5</sup> Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región III (donde se encuentra ubicado el Campo Nejo) para julio de 2018 en dólares por millón de BTU, por simplificación se considera la conversión de 1 pie cúbico por mil BTU.

Handwritten signatures and initials in blue ink are present at the bottom of the page, including a large 'g' on the right and several scribbles and initials at the bottom right.

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
VPN (mmUSD)	459.9	99.8
TIR	Indeterminada	Indeterminada
VPI (mmUSD)	N/A	
VPN/VPI	N/A	N/A

Tabla 9. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas e información de PEP  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

### i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente la Asignación A-0234-M-Campo Nejo, determina y asigna los volúmenes y calidad de los hidrocarburos basándose en la metodología de balance presentada con el Séptimo Transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH) donde son considerados como Puntos de Medición los del anexo 3 de los mismos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por Pemex Exploración y Producción (en adelante PEP), con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Es necesario comentar que para el análisis y evaluación de la información se realizó en dos etapas ya que PEP, declara que derivado de los objetivos de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo donde se identifica la perforación de 104 pozos y 399 reparaciones mayores, con lo cual el campo incrementará en los siguientes años su producción, y con esto la necesidad de adecuar y construir nueva infraestructura para el manejo de los hidrocarburos producidos, por lo que derivado de esto y para un mejor análisis y evaluación de la información se hará la distinción entre la etapa de medición actual y la futura.

#### Etapa de medición actual

Actualmente el campo Nejo tiene una producción de 100 mmpcd de Gas y 2,390 bpd de Condensado para lo cual se cuenta con cuatro Estaciones de Recolección ER Nejo 1, ER Nejo 2, ER Nejo 3 y ER Nejo 4, donde se realiza la separación de la mezcla de Gas-Líquido y se tienen tres plantas Nejo 1, Nejo 2 y Nejo 3 para acondicionamiento de gas por punto de rocío, ubicadas en las primeras tres Estaciones de Recolección, adicionalmente a lo anterior se identifica que se tiene un Centro de Manejo de Líquidos (CML Nejo) en el cual se reciben los hidrocarburos líquidos tanto por gasolinoducto como por recepción de autotanques, hidrocarburos que son provenientes de las ER y plantas de acondicionamiento para su posterior envío a la Central de Medición km 19.

#### Estación de Recolección Nejo 1

La Estación de Recolección Nejo 1, cuenta con dos separadores horizontales bifásicos con una capacidad de separación (TG-102 Y TG-101) de 50 y 75 mmpcd de gas y 2.5/1.5 mbd de aceite, un slug catcher



vertical (separador) para el sistema de media presión (TG-104) con una capacidad de 30 mmpcd, un slug catcher horizontal (separador) para el sistema de Baja Presión (T-102) con una capacidad de 50 mmpcd, cuatro tanques de almacenamiento (T-1, T-2, T-5 y T-6) de 1,000 bls , uno de 500 bls (TM-3) para medición de los pozos y un tanque deshidratador de 300 bls (T-4).

#### Estación de Recolección Nejo 2

La Estación de Recolección Nejo 2 cuenta con dos separadores horizontales bifásicos con una capacidad de separación (TG-100 Y TG-101) de 25 y 20 mmpcd de gas, 2.5/1.5 mbd de aceite, un slug catcher vertical para el sistema de media presión (TG-104) con una capacidad de 40 mmpcd y 7.5 mbd, un slug catcher horizontal (separador) para el sistema de Baja Presión (T-102) con una capacidad de 50 mmpcd y 8 mbd, dos tanques de almacenamiento (T-1, T-2) de 1,000 Bls y uno de 500 Bls (TM-3) para medición de los pozos.

#### Estación de Recolección Nejo 3

La Estación de Recolección Nejo 3 cuenta con cuatro separadores horizontales bifásicos con una capacidad de separación (TG-101, SHPB N3, TG-100 Y D-637) de 25, 25, 20 Y 30 mmpcd cada uno y 2.5/1.5 mbd de aceite, un slug catcher vertical (separador) para el sistema de media presión (TG-104) con una capacidad de 32 mmpcd y 7.5 mbd, un slug catcher horizontal (separador) para el sistema de Baja Presión (T-102) con una capacidad de 50 mmpcd y 8 mbd, dos tanques de almacenamiento (T-1, T-2) de 1,000 bls y uno de 500 bls (TM-3) para medición de los pozos.

#### Estación de Recolección Nejo 4

La Estación de Recolección Nejo 4 cuenta con tres separadores horizontales bifásicos con una capacidad de separación (TG-100, TG-101 Y TG-101) de 30 mmpcd de gas cada uno y 4.8 mbd, dos tanques de almacenamiento (T-1, T-2) de 1,000 bls y uno de 500 bls (TM-3) para medición de los pozos.

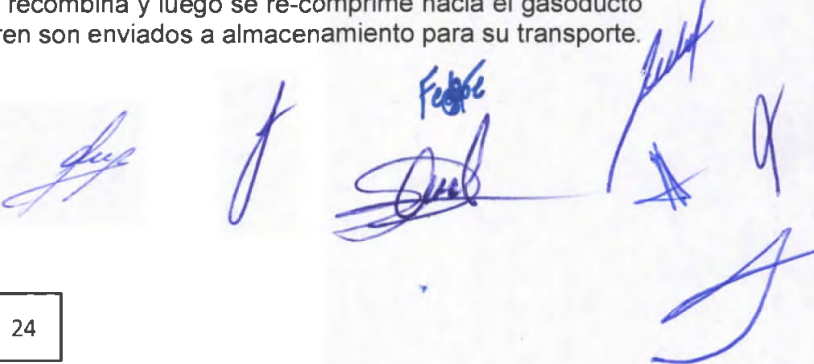
Una vez realizados los procesos de separación en las cuatro estaciones, la mezcla de líquidos (condensado + agua) es enviada hacia los tanques de almacenamiento de las estaciones para su posterior trasiego por una red de gasolinoductos hacia el CML Nejo, donde los hidrocarburos líquidos son separados del agua mediante un tanque deshidratador y medidos a través de un patín de medición con medidor de flujo del tipo Coriolis para su transportación en autotanque o envío por bombeo hacia la CM km 19.

Por otra parte, el gas separado es enviado a tres plantas de acondicionamiento de gas húmedo, ubicados junto a las ER Nejo 1, 2 y 3, en dichas plantas utilizan un sistema de acondicionamiento mediante Punto de Rocío, donde el gas de entrada se dirige a diversos trenes de deshidratación, procesamiento, fraccionamiento y re-compresión para su entrega al Punto de Venta mediante gasoducto. Derivado de este proceso se recuperan líquidos como lo son Gas LP y naftas, las cuales son enviadas a almacenamiento para luego ser vendidos y transportados. Cabe resaltar que en la ER Nejo 4 no se tiene planta para el acondicionamiento del gas, por lo cual el gas es enviado a las otras tres para su tratamiento.

#### Planta Nejo 1

La Planta de Punto de Rocío Nejo 1 está diseñada para procesar 90 mmpcd gas natural a condiciones específicas para su inyección al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), una vez dentro de la planta, el gas de entrada se divide y se desvía a dos trenes de acondicionamiento idénticos de proceso, Tren #1 y Tren #2. Cada tren de proceso está diseñado para manejar un volumen de 45 mmpcd de gas de entrada. El gas residual de cada tren se recombina y luego se re-comprime hacia el gasoducto de gas de venta. Los líquidos generados de cada tren son enviados a almacenamiento para su transporte.

777



Fede

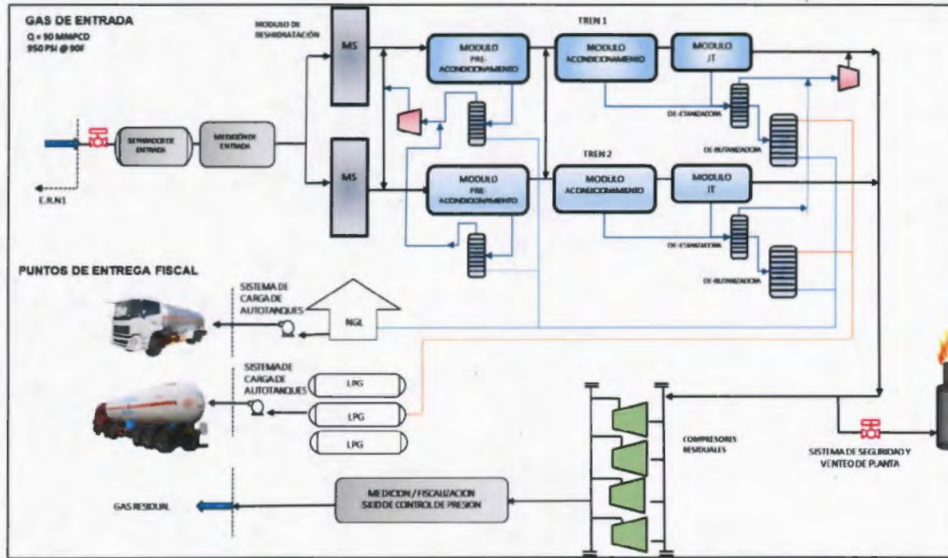


Figura 14. Diagrama de proceso del Centro de Acondicionamiento de Gas Húmedo Nejo 1 (Fuente: PEP)

## Planta Nejo 2

La Planta de Punto de Rocío Nejo 2 está diseñada para procesar 50 mmpcd gas natural a condiciones específicas para su inyección a CENAGAS, una vez dentro de la planta, el gas de entrada se divide y se desvía a dos trenes de acondicionamiento idénticos de proceso, Tren #1 y Tren #2. Cada tren de proceso está diseñado para manejar un volumen de 25 mmpcd de gas de entrada. El gas residual de cada tren se recombina y luego se re-comprime hacia el gasoducto de gas de venta. Los líquidos generados de cada tren son enviados a almacenamiento para luego ser transportados.

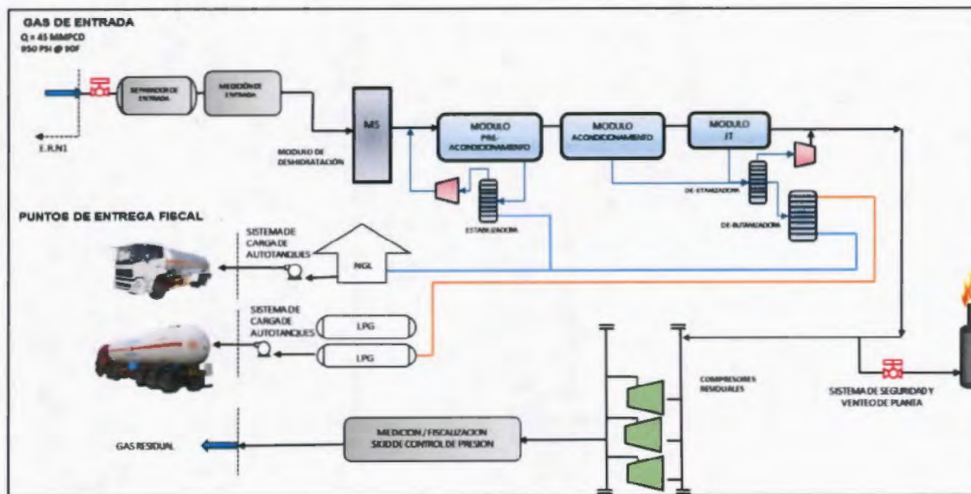


Figura 15. Diagrama de proceso del Centro de Acondicionamiento de Gas Húmedo Nejo 2 (Fuente: PEP)



### Planta Nejo 3

La Planta de Punto de Rocío Nejo 3 está diseñada para procesar 75 mmpcd gas natural a condiciones específicas para su posterior inyección a CENAGAS, una vez dentro de la planta, el gas de entrada se divide y se desvía a tres trenes de acondicionamiento idénticos de proceso, Tren #1, Tren #2 y Tren #3. Cada tren de proceso está diseñado para manejar un volumen de 25 mmpcd de gas de entrada. El gas residual de cada tren se recombina y luego se re-comprime hacia el gasoducto de gas de venta. Los líquidos generados de cada tren son enviados a almacenamiento para luego ser transportados.

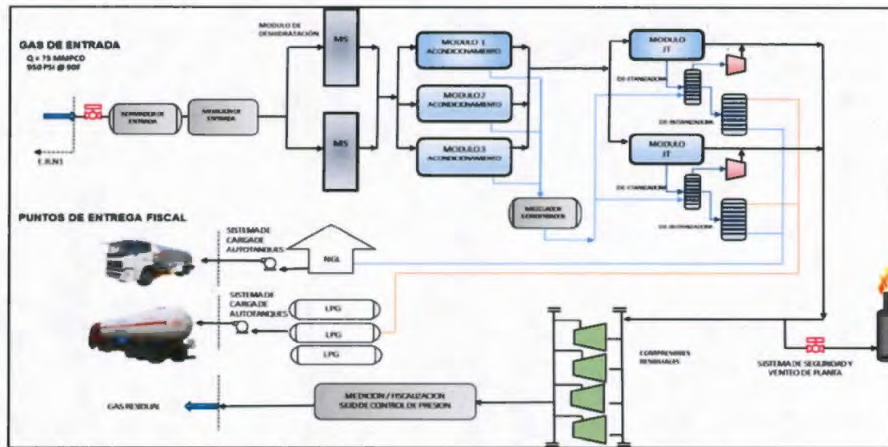


Figura 16. Diagrama de proceso del Centro de Acondicionamiento de Gas Húmedo Nejo 3 (Fuente: PEP)

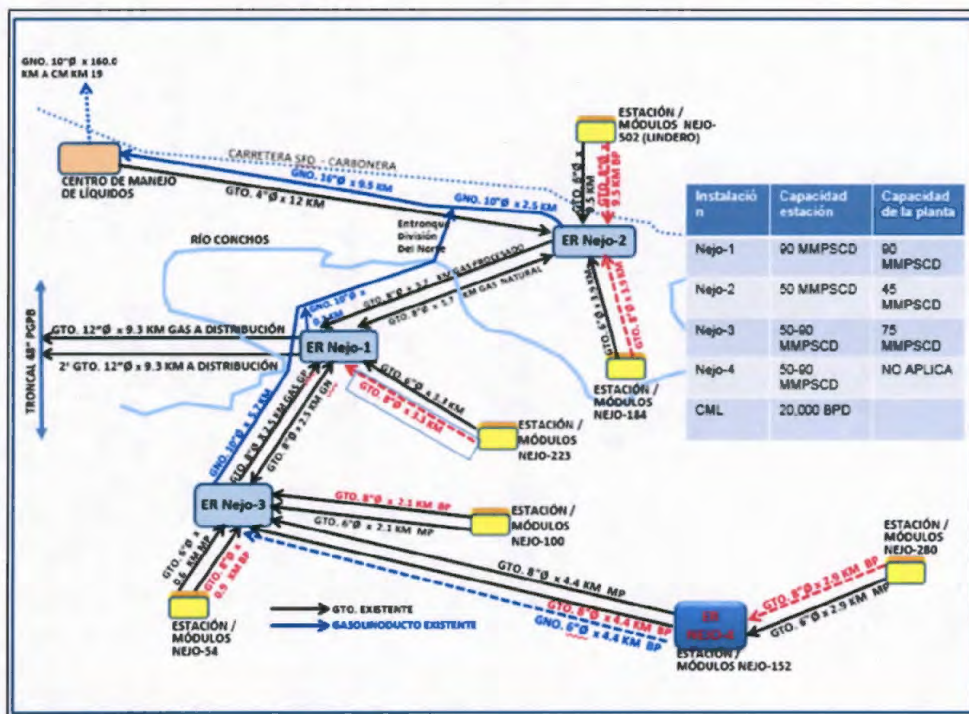


Figura 17. Esquema de manejo de los hidrocarburos Campo Nejo. (Fuente: PEP)



## CML Nejo

El Centro de Manejo de Líquidos Nejo, tiene la función de recibir los líquidos provenientes de las Estaciones de Recolección y plantas de acondicionamiento para realizar la separación de una fase gaseosa presente en la mezcla de líquidos, a través de un separador bifásico y posteriormente la separación trifásica de dos fases líquidas Condensado/Agua y una gaseosa a través de un Tanque Gun Barrel.

Posteriormente a la separación y acondicionamiento de los líquidos se realiza el envío a través de un sistema de Bombeo y Transportación, mediante el cual se realiza la entrega de condensado a PEMEX logística a través del Gasolinoducto de 10" Ø hacia la Central de Medición Km 19, y el agua separada se inyecta en el pozo letrina ubicado en la UIA Nejo-74.

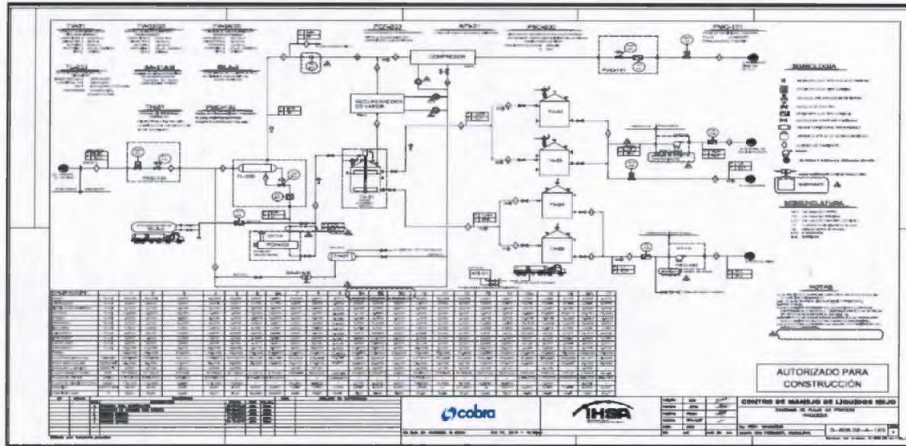


Figura 18. Diagrama del Centro de Manejo de Líquidos.  
(Fuente: PEP)

Derivado de lo anterior y durante esta etapa de desarrollo se contemplan los siguientes tipos de mediciones y Puntos de Medición para el manejo de los hidrocarburos del campo Nejo.

### Medición de Gas:

El Operador Petrolero propone para esta etapa los Puntos de Medición ubicados en el Centro de Acondicionamiento de Gas Húmedo (CAGH) Nejo 1, Nejo 2 y Nejo 3 los cuales son utilizados para la entrega del Gas en condiciones de calidad a CENAGAS, los Puntos de Medición anteriores en conjunto con la información presentada por el Operador Petrolero correspondiente a los Mecanismos de Medición se encuentra evaluada y a detalle en el Anexo 1 del presente dictamen.

*Fedre*  
*777*  
*[Firmas manuscritas]*



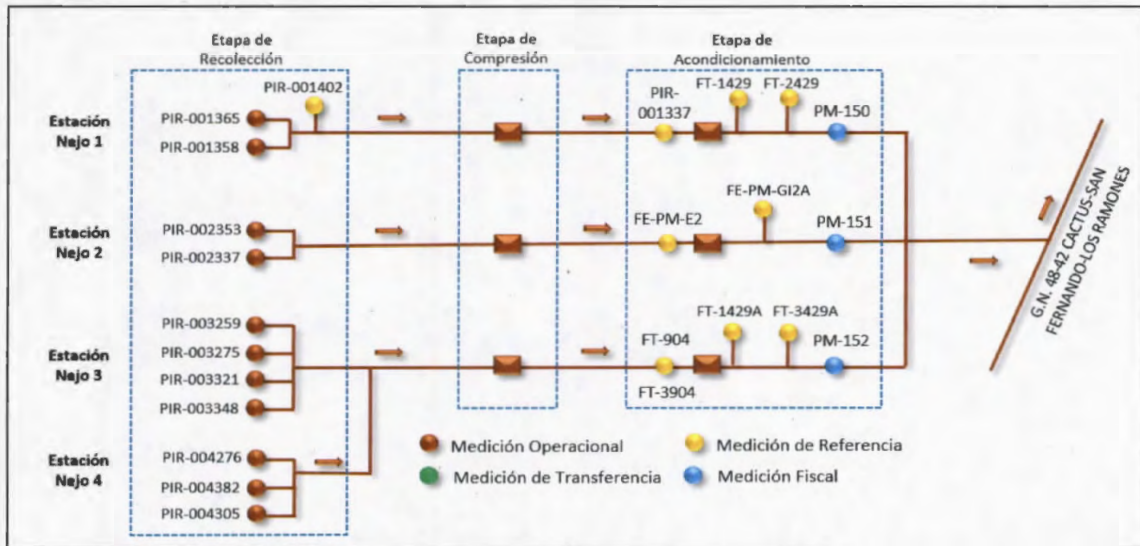


Figura 19. Sistemas de medición para gas campo Nejo.  
(Fuente: PEP)

Punto de Medición CAGH Nejo 1 (PM-150)

TAG del paquete	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
PM-150	Gas	Ultrasónico	FE-102	Daniel	10"	± 0.48 %

Tabla 10. Punto de medición en CAGH Nejo 1.  
(Fuente: PEP)

Punto de Medición CAGH Nejo 2 (PM-151)

TAG del paquete	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
PM-151	Gas	Ultrasónico	FE-151	Daniel	6"	± 0.72 %

Tabla 11. Punto de medición en CAGH Nejo 2.  
(Fuente: PEP)

Punto de Medición CAGH Nejo 3 (PM-152)

TAG del paquete	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
PM-152	Gas	Ultrasónico	FE-152	Daniel	6"	± 0.48 %

Tabla 12. Punto de medición en CAGH Nejo 3.  
(Fuente: PEP)

**Medición de Condensados:**

Igualmente el Operador Petrolero presenta la propuesta para la medición de los Condensados, identificando como Puntos de Medición el CML Nejo en el despacho de autotanques para exportación y la salida del CML Nejo envío a la CM km 19, aunado a lo anterior, presenta un programa de acondicionamiento y mejora de estos sistemas para su cumplimiento, lo cual se tendrá para la etapa futura de la medición, ver figura 20, por lo que para esta etapa solo se contará con el Punto de Medición establecido en la CM km 19. Los Puntos de Medición anteriores en conjunto con la información presentada por el Operador Petrolero correspondiente a los Mecanismos de Medición se encuentra evaluada y a detalle en el Anexo 1 del presente dictamen.

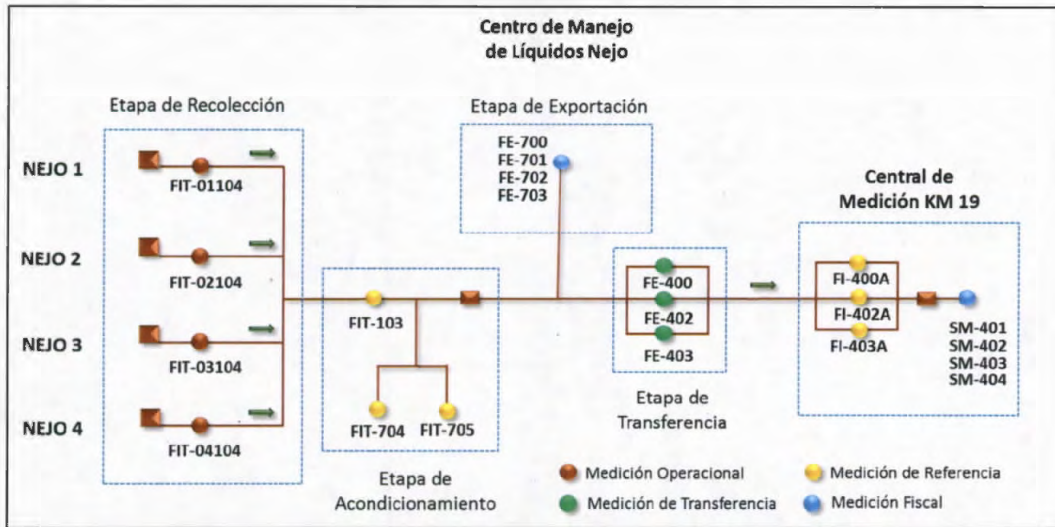


Figura 20. Sistemas de medición para condensados campo Nejo.  
(Fuente: PEP)

Medición fiscal después de la adecuación de los sistemas de medición:

Identificación	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
PE-Pipas	Condensado	Coriolis	FE-700	Endress + Hauser	3"	± 0.48 %
PE-Pipas	Condensado	Coriolis	FE-701	Endress + Hauser	3"	± 0.30 %
PE-Pipas	Condensado	Coriolis	FE-702	Endress + Hauser	3"	± 0.30 %
PE-Pipas	Condensado	Coriolis	FE-702	Endress + Hauser	3"	± 0.30 %

Tabla 13. Medición fiscal de condensado.  
(Fuente: PEP)

Medición de transferencia:

TAG del paquete	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
Envió de CML Nejo a CM km 19	Condensado	Coriolis	FE-400	Endress + Hauser	3"	Programada para estimación, esperada 0.3%
Envió de CML Nejo a CM km 19	Condensado	Coriolis	FE-402	Endress + Hauser	3"	Programada para estimación, esperada 0.3%
Envió de CML Nejo a CM km 19	Condensado	Coriolis	FE-403	Endress + Hauser	3"	Programada para estimación, esperada 0.3%

Tabla 14. Medición de transferencia de condensado.  
(Fuente: PEP)



Medición de Licuables (Gas LP y Nafta ligera)

Adicionalmente a los Puntos de Medición de Gas y Condensado propuestos por PEP, se identifica la producción de Gas LP y nafta ligera derivado de los procesos de acondicionamiento, y para lo cual el Operador cuenta con Puntos de Medición ubicados a la salida de los Centros de Acondicionamiento de Gas Húmedo, los cuales se describen a continuación:

CAGH Nejo 1

Identificación	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
Venta Gas LP	Gas LP	Coriolis	FE-911	Daniel	3"	± 0.3 %
Venta nafta ligera	Nafta ligera	Coriolis	FE-921			

Tabla 15. Medición de Gas LP y nafta ligera en CAGH Nejo 1.  
(Fuente: PEP)

CAGH Nejo 2

Identificación	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
Venta Gas LP	Gas LP	Coriolis	FE-1691	Daniel	3"	± 0.3 %
Venta nafta ligera	Nafta ligera	Coriolis	FE-2691			

Tabla 16. Medición de Gas LP y nafta ligera en CAGH Nejo 2.  
(Fuente: PEP)

CAGH Nejo 3

Identificación	Fluido	Medidor	TAG	Marca	Diámetro	Incertidumbre
Venta Gas LP	Gas LP	Coriolis	FE-1691	Daniel	3"	± 0.3 %
Venta nafta ligera	Nafta ligera	Coriolis	FE-2691			

Tabla 17. Medición de Gas LP y nafta ligera en CAGH Nejo 3.  
(Fuente: PEP)

Cabe resaltar que estos sistemas de medición antes mencionados y presentados por el Operador, solo son de manera informativa, ya que al tratarse de productos considerados como refinados u obtenidos después de un proceso de acondicionamiento del Gas, su regulación ya no es tema de competencia de esta Comisión, conforme a lo establecido en el artículo 81 de la Ley de Hidrocarburos, en el cual se establece lo correspondiente a la Comisión Reguladora de Energía, así como el artículo 41 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, donde además de las atribuciones establecidas en la Ley de Hidrocarburos, la Ley de la Industria Eléctrica y las demás leyes aplicables, la Comisión Reguladora de Energía debe regular y promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:

- I. Las de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos;
- II. El transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticos, y
- III. La generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad.



## Etapa de medición futura y acondicionamiento de infraestructura (2019)

Derivado de que uno de los objetivos de la modificación del Plan de Desarrollo es la perforación de 104 pozos y 399 reparaciones mayores y que estas actividades se concentrarán en el área norte del campo, PEP presenta la propuesta para incorporar y acondicionar infraestructura requeridas para el manejo y transporte del aumento de la producción para el año 2019, instalando 7 nuevos módulos de recolección para recibir la producción de los nuevos pozos en el área de los módulos Nejo-502, convirtiendo así esta área de módulos en la Estación de Recolección Nejo-5 ver ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia., dejando en las mismas condiciones del manejo de los hidrocarburos las otras Estaciones de Recolección.

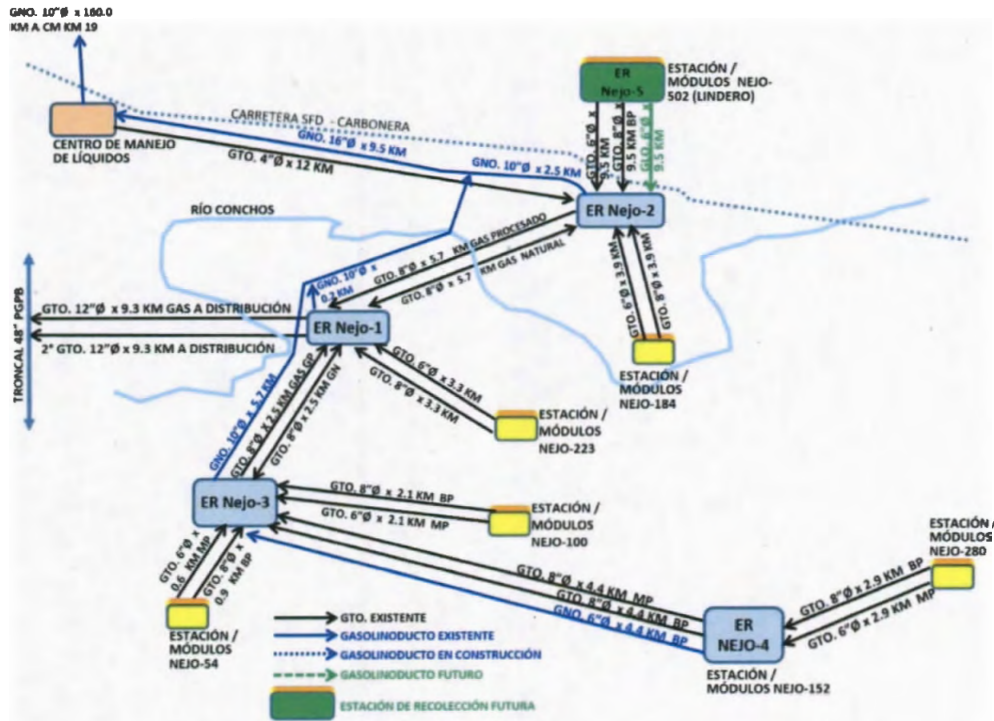


Figura 21. Esquema de recolección condición futura para el campo Nejo.  
(Fuente: PEP)

### Medición de Gas

#### Estación de Recolección Nejo-5

En esta nueva estación se instalará un patín de alivio y corte con válvulas SDV para protección del proceso, así como separadores bifásicos en tres niveles de presión baja, media y ultra baja presión, los cuales contarán con sistemas de medición en las salidas de los líquidos y gas de manera operacional, además de un sistema de generación de energía a base de gas natural (autoconsumo), un quemador elevado, y un área de compresión.

Después de la separación, la producción de líquidos se manejará por un nivel de sistema de bombeo que transporte los líquidos a través de un nuevo gasolinoducto de 6"Ø de 9.5 km hasta la ERG Nejo-2 en donde se incorporará a la red de gasolinoductos que tienen como destino el CML Nejo, por lo cual las mediciones de referencia y los Puntos de Medición para Gas y Condensado propuestos en la condición de medición actual serán los mismos, no habiendo ningún cambio de ubicación, ver figura 22.



En cuanto al Gas separado, este será enviado a compresión hasta entregarlo a la Planta de Acondicionamiento de Gas Nejo-2 a una presión de succión de la planta de 950 psi.

Además de las áreas dentro del bloque se considera la construcción de nuevos caminos y macro peras para la perforación de nuevos pozos, así mismo de las nuevas líneas de recolección necesarias junto con nueva infraestructura necesaria como lo son más módulos de recolección.

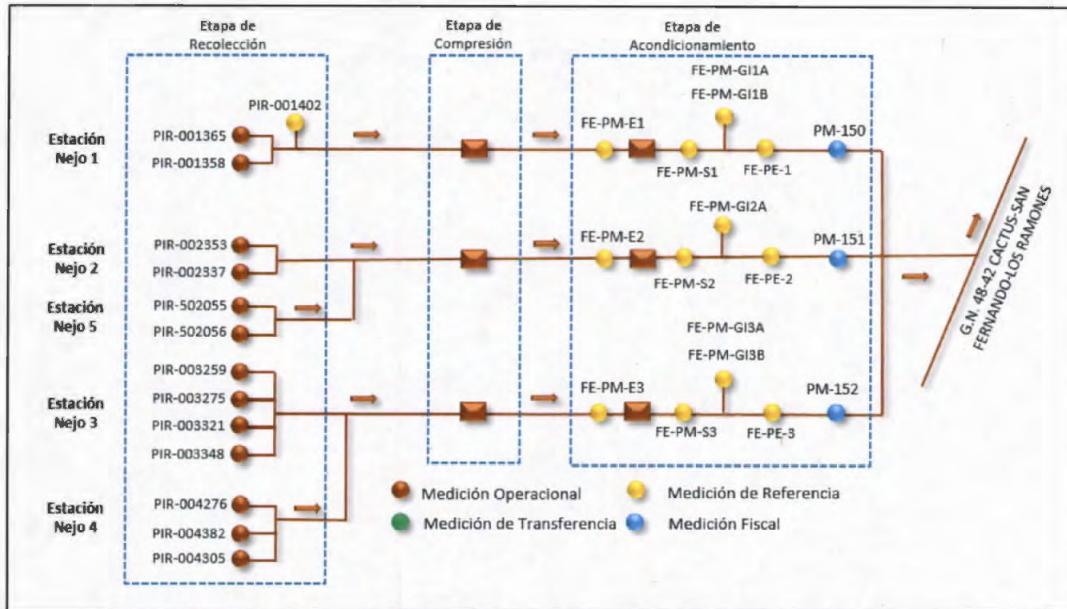


Figura 22. Sistemas de medición para gas condición futura campo Nejo.  
(Fuente: PEP)

El Operador Petrolero presenta el siguiente calendario para el cumplimiento de la nueva infraestructura requerida.

Infraestructura	Descripción	Uso	Inicio de operación
Estación de Recolección Nejo 5	Separador Bifásico, quemador elevado, área de compresión, patín de alivio.	Individual	2018
Gasolinoducto	6" Ø x 9.5 km	Individual	2018
Módulos de recolección	Módulos para manejar producción nueva	Individual	2018 y 2019

Tabla 18. Calendario para el cumplimiento de la nueva infraestructura requerida.  
(Fuente: PEP)

### Medición de Condensado

En cuanto a la medición de los condensados y con el objetivo de reforzar y disminuir la incertidumbre en los sistemas de medición se tiene contemplado un programa para la instalación y actualización de los equipos a partir de enero de 2019.







Cabe resaltar que el Operador Petrolero en todas estas mejoras contempla los sistemas telemétricos de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH presentando el siguiente programa de cumplimiento.



Programa de Trabajo para optimización de elementos secundarios y telemetría en Sistemas de Medición.  
Activo Integral de Producción Bloques Norte 01

Puntos de Medición de la asignación A-0234-M-NEJO	TAG	Tipo de Medidor	Etapas de medición	tipo de fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
NEJO 1	PM-150	Ultrasonico	Fiscal	Gas		JUL				JUL				JUL					JUL	
NEJO 2	PM-151	Ultrasonico	Fiscal	Gas		AGO				AGO				AGO					AGO	
NEJO 3	PM-152	Ultrasonico	Fiscal	Gas		AGO				AGO				AGO					AGO	
NEJO 1	FT-101A	Placa de Orificio	Referencia	Gas		JUL				JUL				JUL					JUL	
NEJO 1	PIR-001337	Placa de Orificio	Referencia	Gas		JUL				JUL				JUL					JUL	
NEJO 2	FE-PM-E2	Placa de Orificio	Referencia	Gas		JUL				JUL				JUL					JUL	
NEJO 3	FT-904	VERIS	Referencia	Gas		JUL				JUL				JUL					JUL	
NEJO 3	FT-3904	VERIS	Referencia	Gas		JUL				JUL				JUL					JUL	
NEJO 1	PIR-001402	Placa de Orificio	Referencia	Gas Combustible		NOV				NOV				NOV					NOV	
NEJO 1	FT-2429	Placa de Orificio	Referencia	Gas Combustible		NOV				NOV				NOV					NOV	
NEJO 1	FT-1429	Placa de Orificio	Referencia	Gas Combustible		NOV				NOV				NOV					NOV	
NEJO 2	FE-PM-GI2A	Placa de Orificio	Referencia	Gas Combustible		NOV				NOV				NOV					NOV	
NEJO 3	FT-1429A	Placa de Orificio	Referencia	Gas Combustible		NOV				NOV				NOV					NOV	
NEJO 3	FT-3429A	Placa de Orificio	Referencia	Gas Combustible		NOV				NOV				NOV					NOV	
NEJO 1	PIR-001365	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 1	PIR-001358	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 2	PIR-002353	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 2	PIR-002337	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 3	PIR-003259	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 3	PIR-003275	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 3	PIR-003321	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 3	PIR-003348	Placa de Orificio	Operacional	Gas		OCT				OCT				OCT					OCT	
NEJO 4	PIR-004276	Placa de Orificio	Operacional	Gas		DIC				DIC				DIC					DIC	
NEJO 4	PIR-004382	Placa de Orificio	Operacional	Gas		DIC				DIC				DIC					DIC	
NEJO 4	PIR-004305	Placa de Orificio	Operacional	Gas		DIC				DIC				DIC					DIC	
NEJO 1	FE-PM-E1	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 1	FE-PE-1	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 1	FE-PM-S1	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 1	FE-PM-GI1A	Coriolis	Referencia	Gas Combustible						JUN				JUN					JUN	
NEJO 1	FE-PM-GI1B	Coriolis	Referencia	Gas Combustible						JUN				JUN					JUN	
NEJO 2	FE-PE-2	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 2	FE-PM-S2	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 3	FE-PM-E3	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 3	FE-PE-3	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 3	FE-PM-S3	Coriolis	Referencia	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 3	FE-PM-GI3A	Coriolis	Referencia	Gas Combustible						JUN				JUN					JUN	
NEJO 3	FE-PM-GI3B	Coriolis	Referencia	Gas Combustible						JUN				JUN					JUN	
NEJO 5	PIR-502055	Placa de Orificio	Operacional	Gas						JUN				JUN					JUN	
NEJO 5	PIR-502056	Placa de Orificio	Operacional	Gas						JUN				JUN					JUN	

Figura 25. Programa de cumplimiento para la optimización de los sistemas de medición.  
(Fuente: PEP)

**Determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos**

Para la determinación de los volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos el Operador Petrolero presenta los procedimientos correspondientes los cuales están basados en la normatividad API 5.6 medidores tipo Coriolis, API 12.2.2 y 20.1 para hidrocarburos líquidos y AGA 3, API 14.3 para placas de orificio y AGA 9 para medidores del tipo ultrasónicos, para la medición de hidrocarburos gaseosos, los volúmenes serán determinados mediante los procedimientos presentados por el Operador llamado "Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos líquidos" y "Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos gaseosos" en los cuales se contempla la normatividad correspondiente para el muestreo y análisis de los hidrocarburos, las cuales cumplen con lo establecido en el anexo II de los LTMMH, como lo son ASTM 1945 cromatografía de gases y ASTM-1298 densidad API, ASTM D-4007 agua y sedimento, ASTM D-4006 agua en petróleo.

Adicionalmente a los procedimientos anteriores, el Operador Petrolero presentó los procedimientos para asignación de los volúmenes de gas y condensado a partir del balance de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición hacia los pozos del campo Nejo.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Cabe resaltar que, derivado del análisis a la información presentada para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede concluir que mediante estos procedimientos presentados se da cumplimiento a los requerimientos solicitados para la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos conforme a los LTMMH.

### Medición en las pruebas de pozo

En cuanto a la medición operacional de los pozos, se realizará con una frecuencia máxima de cada cuatro meses debido a la cantidad de pozos a evaluar, los cuales corresponden a yacimientos de gas y condensado, para lo cual se utilizará un separador bifásico y una presa metálica para la recuperación de los líquidos y el gas será medido mediante una placa de orificio a la salida del separador, ver figura 26.

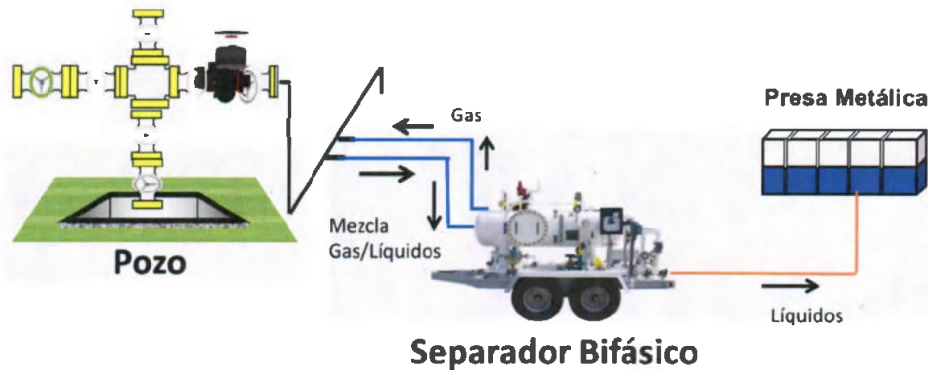


Figura 26. Esquema general para la medición operacional de pozos campo Nejo.  
(Fuente: PEP)

Estos volúmenes obtenidos de las mediciones de pozo deberán conformar parte de la elaboración del balance de la asignación de conformidad con lo establecido en el artículo 36 de los LTMMH.

### Solicitud de Opinión a la 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 250.335/2018 de fecha 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-111 con fecha del 05 de julio de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por Pemex Exploración Producción, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida y, 2) la incorporación de una metodología de bancos de calidad .

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

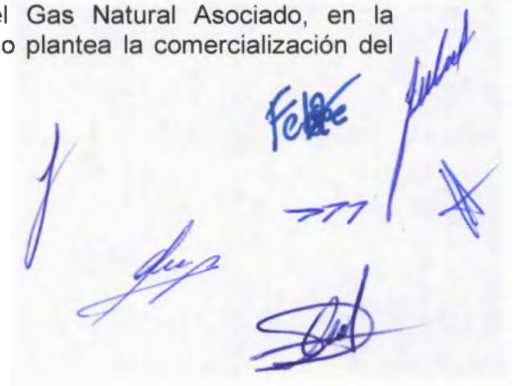
### j) Comercialización de Hidrocarburos

De la evaluación realizada a este rubro se observa que el Asignatario entregó la información requisitada mediante los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones, donde se observa además que, en cuanto a los esquemas de comercialización de hidrocarburos, estos no se ven alterados frente al Plan de Desarrollo original. Por lo tanto, se mantiene en términos de lo que fue aprobado en el Plan vigente.



### k) Programa de Aprovechamiento del Gas Natural

Dado que la Asignación A-0234-M Campo Nejo es productora de Gas Natural no Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Asignatario plantea la comercialización del 100% del gas producido.



Handwritten notes and signatures in blue ink. The word "FEBRE" is written in the upper right. Below it, there are several scribbles and lines, including a large "X" and a signature that appears to be "J".



A handwritten signature in blue ink, possibly "A", located on the right side of the page.



A handwritten signature in blue ink, possibly "J", located at the bottom right corner of the page.

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la tabla 19 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo a lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$\frac{TP - (TP_{real} - TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$	$\frac{TRP - (TRP_{real} - TRP_{plan})}{(TRP_{plan})} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo
Característica	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} * 100$	
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$	$DRMA = \frac{RM_{Areal} - RM_{Aplan}}{RM_{Aplan}} * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral



Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral
<b>Característica</b>	<b>Producción</b>	<b>Gasto de operación</b>
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PPplan}{PAplan} * 100$	$DGO = \frac{GOreal - GOplan}{GOplan} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral
<b>Característica</b>	<b>Desarrollo de reservas</b>	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DRreal - DRplan}{DRplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Trimestral	
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	
<b>Característica</b>	<b>Factor de recuperación</b>	<b>Productividad</b>
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
<b>Característica</b>	<b>Contenido Nacional</b>	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CNreal - CNplan}{CNplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Trimestral	
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	

Tabla 19. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo.

(Fuente: CNH con datos de PEP)

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

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 7 fracción II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario

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

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la tabla 20.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
<b>Perforación</b>	104		
<b>Terminación</b>	104		
<b>RMA</b>	399		
<b>Ductos</b>	1		
<b>Estaciones</b>	1		
<b>Taponamientos</b>	499		

Tabla 20. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.  
(Fuente: CNH)

- 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 21.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones / ejercidas
<b>Producción</b>			
i. General	1,305.31		
<b>Desarrollo</b>			
ii. General	2.41		

Tabla 21. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.  
(Fuente: Comisión)

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas y condensado que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la tabla 22.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Producción de gas programada (mmpcd)</b>	172	190	143	104	74	57	47	31	22
<b>Producción de gas real (mmpcd)</b>									
<b>Porcentaje de desviación</b>									
<b>Producción de condensado programada (mbd)</b>	4.46	7.20	6.03	4.11	2.94	2.12	1.55	1.07	0.50
<b>Producción de condensado real (mbd)</b>									
<b>Porcentaje de desviación</b>									



Fluido	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total 2018-2034 (mmmpc y mmb)
Producción de gas programada (mmpcd)	17	10	6	4	4	1	0	0	321.7
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de condensado programada (mbd)	0.26	0.12	0.06	0.06	0.07	0.01	0	0	11.2
Producción de condensado real (mbd)									
Porcentaje de desviación									

Tabla 22. Indicadores de desempeño de la producción de gas y condensado en función de la producción reportada.  
(Fuente: CNH)

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'X' and the name 'Fabio']*

*[Handwritten signature in blue ink]*

## VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo, 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.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0457/2018, con fundamento en lo establecido en el artículo 5 fracción XXIV de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4 fracción XV, 18 fracción III, IV y XX, 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, informa lo siguiente:

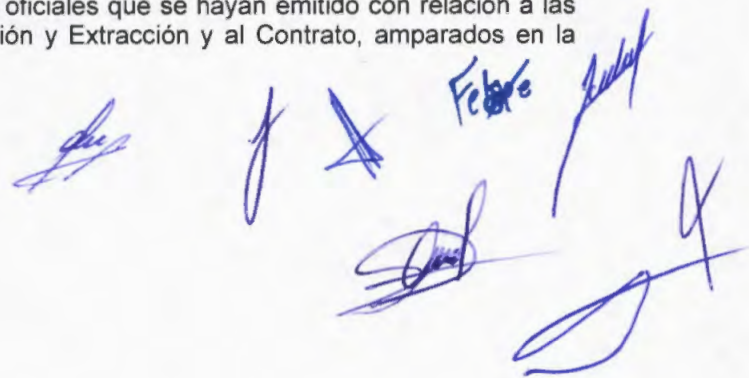
- La Asignación A-0234-M-Campo Nejo, se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/A10417, del Sistema de Administración del REGULADO, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: Activo integral de Producción Bloque N01, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/A10417-04.
- A la fecha el REGULADO no ha informado a la AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.

Por lo anteriormente expuesto, Comisión hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la autorización número ASEA-PEM16001C/A10417, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas dentro de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

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

*RESUELVE 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.*

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparados en la autorización número ASEA-PEM16001C/A10417.

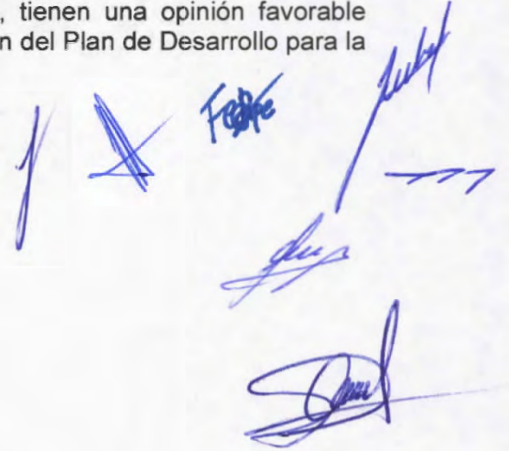




## VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo, 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.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2018.360 de fecha 18 de septiembre de 2018, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional, informa que es probable que se cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2018-2025, en consecuencia, tienen una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento que se utilizará para la modificación del Plan de Desarrollo para la Asignación A-0234-M Campo Nejo para el periodo de 2018-2025.

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right, a signature with 'Fede' written above it, and several other smaller signatures and initials scattered around.A large handwritten signature in blue ink on the right side of the page, with a smaller signature or initial below it.

## VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6,7,8 fracción II,11,20, 40, fracción II, incisos a), b), h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

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

En la realización de actividades de extracción dentro de la Asignación, particularmente durante la perforación de los 104 pozos propuestos para explotar los yacimientos del campo, se llevará a cabo la toma de información y estudios, lo cual permitirá mediante la actualización de los modelos estático y dinámico, desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos del campo Nejo, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

El desarrollo de las actividades físicas propuestas por el Asignatario que consisten en la perforación de 104 pozos y la ejecución de 399 reparaciones mayores, contribuyen a elevar el factor de recuperación de gas actual, lo que representa un factor de recuperación final de gas para el campo Nejo de 84.5 % equivalentes a recuperar 88.1 mmbpce.

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

Las actividades planteadas por el Asignatario para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en la perforación de 104 pozos, construcción de 1 ducto, construcción de una estación de recolección y la realización de 399 reparaciones mayores. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción.

### d) 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 por el Asignatario respecto a la ingeniería de yacimientos y producción, como son la perforación de pozos desviados y el uso del fracturamiento hidráulico en arenas muy compactas, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en los yacimientos del campo Nejo, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación, asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la modificación del Plan de Desarrollo se determinaron indicadores económicos positivos asociados al desarrollo del proyecto, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

### e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Dado que la Asignación A-0234-M Campo Nejo es productora de Gas Natural no Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Asignatario plantea la comercialización del 100% del gas producido.



**f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos**

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0234-M-Campo Nejo en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en ejecutar las actividades de planeación, conceptualización y ejecución de obras para la construcción e implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición propuestos durante los años 2018 y 2019, comprometiéndose a la fechas de entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados y contenidos en la evaluación de los Mecanismos de Medición del Anexo I del presente dictamen, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme al apartado de medición que antecede y el Anexos I de la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones.

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

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

- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 36, 38, 39, 40 y 42.
- ii. Se analizó la información proporcionada por PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.335/2018 de fecha 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-111 con fecha del 05 de julio de 2018, se respondió que, "esta Unidad Administrativa manifiesta que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos para el área de asignación correspondiente al Campo Nejo, siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario: i) determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos expedidos por esa Comisión, y ii) dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan", por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.
- v. En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:

- vi. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las figuras 19 y 20 del presente dictamen.
- vii. Se determina que PEP 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.
- viii. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que serán presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo I del presente Dictamen.
- ix. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación campo Nejo en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

ELABORÓ

**ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ**

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

**ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA**

Director General Adjunto

Dirección General de Medición

ELABORÓ

**ING. HÉCTOR EDUARDO JOFRE UGALDE**

Director de Área

Dirección General de Comercialización de Producción

ELABORÓ

**MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA**

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación  
Económica



REVISÓ

**ING. SAMUEL ROMERO CAMACHO**

Director General Adjunto

Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO**

Directora General

Dirección General de Medición

REVISÓ

**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO**

Directora General

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

AUTORIZÓ

**MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ**

Titular

Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0234-M-Campo Nejo.