

**Contacto CONAMER**

*JERL-GLS-AMMDE-AMB-B0002/1078*

**De:** Norma Externa PCL <norma.externapcl@pemex.com>  
**Enviado el:** lunes, 5 de abril de 2021 08:54 p. m.  
**Para:** Contacto CONAMER  
**CC:** Guerrero Altamirano Rafael; Moran Martinez Enrique; Mena Velazquez Leon Daniel; Martinez Corona Maria Del Pilar; Santos Hernandez Alba Cristina; Silva Hernandez Carlos Benjamin; Avendaño Verduzco Maria Paulina; Hernandez Leyva Alejandro Felipe; Jalomo Vicencio Erendira Mildred; Pelaez Gomez Nancy; Ramirez Huerta Norma  
**Asunto:** Registro comentarios Acuerdo por el que se modifican los lineamientos que regulan los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de Hidrocarburos  
**Datos adjuntos:** comentarios PEP Acdo modif lint planes 05042021[13].pdf

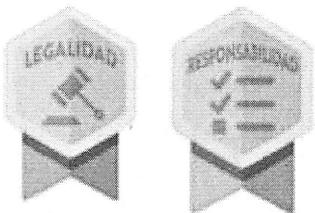


**A la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria:**

Con el presente, se remiten los comentarios elaborados por Petróleos Mexicanos, con relación al anteproyecto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) denominado *Acuerdo por el que se modifican los lineamientos que regulan los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de Hidrocarburos*, EXP. 66/0001/260321.

Lo anterior, con el propósito de que se tengan por presentados dichos comentarios y sean considerados al momento de emitir la versión que será publicada en el Diario Oficial de la Federación.

**Atentamente,**  
**Gerencia Jurídica de Cumplimiento Legal y Transparencia**



FORMATO PARA EMISIÓN DE COMENTARIOS:

### COMENTARIOS CONAMER

NOMBRE DE ANTEPROYECTO:	Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos		
NÚMERO DE EXPEDIENTE CONAMER:	66/0001/260321		
FECHA DE PUBLICACIÓN EN EL PORTAL:	26/03/2021		
ÁREA DE PEMEX RESPONSABLE DE COMENTARIOS (DIRECCIÓN, SUBDIRECCIÓN, GERENCIA):	Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de Exploración y Producción, Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción		

# DE ARTICULO O REFERENCIA DE PARTE A MODIFICAR	DICE	DEBE DECIR	JUSTIFICACIÓN/COMENTARIOS
<b>Comentarios generales</b>			
1. Pemex Exploración y Producción (PEP), mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-3271-2020 presentó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH) una propuesta de mejora regulatoria a los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (Propuesta), previo a la presentación por parte de esa CNH del anteproyecto denominado <i>Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos</i> (Anteproyecto), ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.			
En ese sentido, del análisis del Anteproyecto se advierte que la Comisión tomó en consideración diversas propuestas de PEP contenidas en la Propuesta; sin embargo, existen adecuaciones que consideramos que deben ser incluidas en el Anteproyecto, mismas que se identificarán a lo largo del presente documento.			
Lo anterior, con la finalidad de generar un esquema regulatorio que otorgue flexibilidad operativa a los operadores petroleros, entre ellos PEP, y con ello estén en posibilidad de dar cumplimiento a las actividades previstas en los planes y programas respectivos.			
Párrafo Quinto de los Considerandos	Que, con el fin de otorga certeza en las obligaciones relacionadas en las asignaciones de resguardo con extracción de hidrocarburos se vuelve necesario actualizar el marco normativo.	Que, con el fin de otorgar certeza en las obligaciones relacionadas en las asignaciones de resguardo con extracción de hidrocarburos se vuelve necesario actualizar el marco normativo.	Se propone una corrección de forma.

<p>Artículo 3, fracción XVI Bis</p>	<p>XVI Bis. Informe de Evaluación Inicial: Documento mediante el cual los Operadores Petroleros pueden acceder a un Programa de Transición para realizar actividades de Producción Temprana o bien preparatorias para la Extracción conforme a las actividades descritas en dicho documento y asociadas a las ejecutas en el Plan de Exploración;</p>	<p>XVI Bis. Informe de Evaluación Inicial: Documento mediante el cual los Operadores Petroleros pueden acceder a un Programa de Transición para realizar actividades de Producción Temprana o bien preparatorias para la Extracción conforme a las actividades descritas en dicho documento y asociadas a las <b>ejecutadas</b> en el Plan de Exploración.</p> <p><b>Los Operadores Petroleros que aún no cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, pero que ya hubieran enviado la notificación de descubrimiento y esta haya sido ratificada por parte de la Comisión, podrán incorporar Reservas asociadas a dicho Descubrimiento;</b></p>	<p>PEP realiza la propuesta marcada en rojo con la finalidad de desarrollar pozos en la reserva probada no desarrollada (RPND) y probable (2P). Incremento de las reservas del país, obteniéndose los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Congruencia con entidades externas (FMP, SEC, SENER).</li> <li>- Soporte respecto a las decisiones referentes a la asignación.</li> <li>- Correcto direccionamiento de la producción del campo.</li> </ul>
<p>Artículo 3, fracción XXXI, último párrafo</p>	<p>Tratándose de Yacimientos No Convencionales en Luitas es aquella que podrán llevar a cabo los Operadores Petroleros durante la ejecución del Plan de Exploración o durante el Programa Piloto y hasta la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción;</p>	<p>Tratándose de Yacimientos No Convencionales en Luitas es aquella que podrán llevar a cabo los Operadores Petroleros durante la ejecución del Plan de Exploración o durante el Programa Piloto y hasta la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción <b>o, en su caso, la determinación de su no comercialidad para su desarrollo;</b></p>	<p>De acuerdo a los resultados del Programa Piloto se determina o no la comercialidad de yacimientos no convencionales en luitas, por lo que no necesariamente se podría optar por un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE).</p>
<p>Artículo 12, primer párrafo</p>	<p>Artículo 12. Del pago de aprovechamientos. Los Operadores Petroleros deberán pagar los derechos y aprovechamientos que al efecto se establezcan, a fin de tramitar y resolver las solicitudes de aprobación y modificaciones de los Planes, Programas de Evaluación, Piloto, Transición, Trabajo y Presupuesto, por los servicios de administración y seguimiento técnico de las Asignaciones y Contratos. Asimismo, deberán pagar los derechos y aprovechamientos por cualquier otro concepto, en términos de los Lineamientos y conforme establezca la Normativa correspondiente.</p>		<p>Con la finalidad de dar claridad al pago de los derechos y aprovechamientos, sería importante que la Comisión indicara que sólo se deberán cubrir éstos cuando esa CNH deba proceder a la revisión, análisis y aprobación de un programa o plan que presenten los operadores petroleros.</p>
<p>Artículo 17, primer párrafo</p>	<p>Artículo 17. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta veinte días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se</p>	<p>Artículo 17. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta <b>quince veinte</b> días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud para revisar la</p>	<p>Se propone una reducción de los plazos referidos en este artículo, ya que el proceso de aprobación de un plan puede repercutir en el retraso en el inicio de operaciones con el consecuente impacto en la incorporación de reservas o producción de hidrocarburos.</p>

	<p>cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero para que, dentro de un plazo de veinte días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta diez días hábiles.</p>	<p>documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero para que, dentro de un plazo de <b>quince veinte</b> días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta diez días hábiles.</p>	<p>A fin de dar certeza jurídica al operador petrolero, se considera conveniente la eliminación de la aprobación referida en el inciso ii de la fracción VI del artículo 19, en atención a la duplicidad de costos económicos y de oportunidad que generaría tener una aprobación en este sentido.</p>
<p>Artículo 19, fracción VI, inciso ii, primer párrafo</p>	<p>ii. ...</p>		<p>Cabe señalar que la manera en la que se obtendría una aprobación o rechazo del plan es imprecisa, así como los costos para el trámite respectivo.</p>
<p>Artículo 19, fracción VI, inciso ii, segundo párrafo</p>	<p>El Operador Petrolero deberá presentar la versión actualizada del Plan que incluya las observaciones de la Comisión para su correspondiente análisis y deberá cumplir con los requisitos de los artículos 15, 39, 58, 61, 73 o 93 de los Lineamientos.</p>		<p>A fin de dar certeza jurídica al operador petrolero, se considera conveniente la eliminación de la aprobación referida en el inciso ii de la fracción VI del artículo 19, en atención a la duplicidad de costos económicos y de oportunidad que generaría tener una aprobación en este sentido.</p> <p>Cabe señalar que la manera en la que se obtendría una aprobación o rechazo del plan es imprecisa, así como los costos para el trámite respectivo.</p>
<p>Artículo 19, fracción VI, inciso ii, tercer párrafo</p>	<p>La Comisión resolverá dentro del plazo establecido en el artículo 16 de los Lineamientos.</p>		<p>A fin de dar certeza jurídica al operador petrolero, se considera conveniente la eliminación de la aprobación referida en el inciso ii de la fracción VI del artículo 19, en atención a la duplicidad de costos económicos y de oportunidad que generaría tener una aprobación en este sentido.</p>

<p>Artículo 19, fracción VI, inciso ii., último párrafo</p>	<p>...</p>		<p>Cabe señalar que la manera en la que se obtendría una aprobación o rechazo del plan es imprecisa, así como los costos para el trámite respectivo.</p> <p>A fin de dar certeza jurídica al operador petrolero, se considera conveniente la eliminación de la aprobación referida en el inciso ii de la fracción VI del artículo 19, en atención a la duplicidad de costos económicos y de oportunidad que generaría tener una aprobación en este sentido.</p> <p>Cabe señalar que la manera en la que se obtendría una aprobación o rechazo del plan es imprecisa, así como los costos para el trámite respectivo.</p>
<p>Artículo 27, primer párrafo</p>	<p>Artículo 27. De la presentación del Programa de Trabajo, Presupuesto y Programa Operativo Anual. El Operador Petrolero deberá cumplir con los términos y plazos establecidos en las Asignaciones; Asignaciones AR o Contratos que correspondan para la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto; o en su caso el Programa Operativo Anual.</p>	<p>Artículo 27. De la presentación del Programa de Trabajo, Presupuesto y Programa Operativo Anual. El Operador Petrolero deberá cumplir con los términos y plazos establecidos en las Asignaciones. <b>Contratos o Asignaciones AR que correspondan</b>, para la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto; o en su caso el Programa Operativo Anual.</p>	<p>Se sugiere un cambio de orden a efecto de precisar que para las asignaciones AR se presentará un Programa Operativo Anual.</p>
<p>Artículo 27, segundo párrafo, fracción III</p>	<p>III. Para el caso de las Asignaciones AR con Extracción temporal, conforme a su título, el Asignatario deberá entregar el Programa Operativo Anual cada mes de diciembre, contemplando un pronóstico de producción, las actividades y costos del siguiente año calendario, de conformidad con lo establecido en los Títulos de Asignación correspondientes.</p>		<p>Considerando que la definición de Asignación AR, contenida en el artículo 3, fracción IV Bis del Anteproyecto, es importante que la Comisión clarifique la manera en la que los operadores petroleros deberán llevar a cabo las actividades de resguardo del área de asignación, así como la definición de dicha actividad de resguardo, incluyendo la de pozos y materiales que se localizan en ella. Lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica sobre las acciones a realizar, considerando que dichas asignaciones mantendrán dicha condición hasta ser licitadas por el Estado Mexicano.</p>
<p>Artículo 41, fracción I</p>	<p>I. a VI. ...</p>	<p>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado <b>para cada tres años</b>, con</p>	<p>Como se señaló en la Propuesta, se propone que la modificación del Plan de Exploración (PE) se realice, tratándose del número de pozos a</p>

	<p>independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando;</p> <p>Asimismo, y dado que el número de pozos contenidos en el Plan para tres años refiere a aquellos autorizados en el Plan de Exploración, éstos comenzarán a contabilizarse al finalizar las actividades para la perforación del pozo.</p> <p>Para casos específicos, donde la actividad de perforación esté considerada para cierto año y esta tenga retrasos operativos ajenos a los Operadores Petroleros y se concluya el año siguiente calendario a su inicio de actividad, el pozo se contabilizará para el año donde inicio su perforación siempre y cuando los Operadores notifiquen dicha situación, conforme lo señalado en el artículo 16 de los Lineamientos de Perforación de Pozos (LPP). La contabilización anterior únicamente será para efectos de la generación del análisis de este artículo 41 de los Lineamientos.</p> <p>Por tanto, dado que esta fracción I determina la variación en el número de pozos, ésta se entiende como un incremento o decremento a dicho número, por lo que se advierte que dicho supuesto se leerá de la siguiente manera:</p> <table border="1" data-bbox="181 930 495 1476"> <thead> <tr> <th>Pozos contenidos en el Plan para 3 años</th> <th>Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Plan</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,1,2,3</td> <td>Hasta 1</td> </tr> <tr> <td>4,5,6</td> <td>Hasta 2</td> </tr> <tr> <td>7,8,9</td> <td>Hasta 3</td> </tr> <tr> <td>10,11,12</td> <td>Hasta 4</td> </tr> <tr> <td>A partir de 13</td> <td>Hasta 5</td> </tr> </tbody> </table>	Pozos contenidos en el Plan para 3 años	Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Plan	0,1,2,3	Hasta 1	4,5,6	Hasta 2	7,8,9	Hasta 3	10,11,12	Hasta 4	A partir de 13	Hasta 5	<p>perforar, se realice considerando un periodo de 3 años posteriores a la aprobación o modificación del PE.</p> <p>Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo CNH.E.05.001/2020 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos interpreta para efectos administrativos diversos artículos de los Lineamientos que regulan los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de julio de 2020 (Acuerdo de interpretación).</p>
Pozos contenidos en el Plan para 3 años	Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Plan													
0,1,2,3	Hasta 1													
4,5,6	Hasta 2													
7,8,9	Hasta 3													
10,11,12	Hasta 4													
A partir de 13	Hasta 5													

<p>Artículo 41, fracción III</p>		<p>III. Para Contratos que permitan la recuperación de costos, cuando exista un incremento o decremento del veinte por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Plan;</p> <p>Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:</p> <p>A efectos de determinar en términos reales el incremento o decremento de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, de tal manera que cuando el valor absoluto de esta variación sea igual o mayor al umbral preestablecido, la Comisión evaluará si se actualiza el supuesto de modificación utilizando la fórmula que se describe a continuación:</p>	<p>Como se señaló en la Propuesta, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación.</p>
--------------------------------------	--	--	---

		<p style="text-align: center;"><math display="block">\text{Ind. Plan Inv} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Inv. Planadas} + \sum_{j=1}^m \text{Planadas}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100</math></p> <p>Donde</p> <p><b>Ind. Plan Inv</b> = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.</p> <p><b>J</b> = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.</p> <p><b><math>\sum_{i=1}^n \text{Inv. Ejecutadas}</math></b> = Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada, evaluada desde el año de aprobación del plan (i=1) hasta el año anterior del cálculo del diferencial de inversión (j-1), la cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos.</p> <p><b><math>\sum_{j=1}^m \text{Inv. Planadas}</math></b> = Es la sumatoria de la inversión a vender, evaluada al año del cálculo del diferencial (j) hasta el año (j) contemplado en el Plan.</p> <p><b>Inv. Aprobada</b> = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.</p> <p>Todos los valores previamente descritos deberán expresarse en valores reales, para lo cual se utiliza un factor de actualización por inflación (FA), a través de la siguiente fórmula:</p> $FA = \left( \frac{\text{INPP}_j}{\text{INPP}_i} \right)$ <p>Donde</p> <p><b>INPP</b> = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.</p> <p><b>INPP<sub>j</sub></b> = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año i.</p> <p><b>Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".</b></p>	
--	--	--	--

		<p>La actualización por inflación requiere que las inversiones estén denominadas en dólares, por lo que las inversiones realizadas en pesos se deben convertir a dólares con el tipo de cambio del año de inversión (<math>T_i</math>). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (<math>T_j</math>).</p> $\text{Inv. Pesos}_j = \left( \frac{\text{Inv. Pesos}_i}{T_i} \right) (EA)(T_j)$ <p>Donde:</p> <p>Inv. Pesos<sub>i</sub> = Es la inversión en pesos del periodo i expresada en pesos del año actual</p> <p>Inv. Pesos<sub>j</sub> = Es la inversión en pesos del año j</p> <p><math>T_i</math> = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año i</p> <p><math>T_j</math> = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual</p> <p>EA = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables <math>T_i</math> del año correspondiente, se calcula el promedio simple del último año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicado por el Banco de México.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a especular respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calcula de la siguiente manera:</p> $\text{Var. Inv.} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Inv. Evidentes}_i + \sum_{j=1}^m \text{Inv. Reservadas}_j - \text{Inv. Aprobada}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ <p>Donde:</p> <p>Var. Inv.: Es la variación de la inversión a especular respecto de la inversión aprobada en el plan vigente</p>	
<p>Artículo 41, segundo párrafo</p>	<p>El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Exploración, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifiquen o las actividades susceptibles de acreditar el Programa Mínimo de Trabajo necesiten ser modificadas, para lo cual deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II de los Lineamientos.</p>		<p>PEP estima que la modificación planteada para este punto en el Anteproyecto resulta imprecisa en su aplicación, por lo que se estima necesario que esa Comisión precise la manera en la que los operadores petroleros deben determinar la necesidad de presentar una modificación al PE.</p>
<p>Artículo 45, segundo párrafo</p>	<p>Derogado</p>	<p>El Programa de Evaluación, también podrá integrarse como parte del Plan de Exploración cuando por el nivel de madurez de la etapa de Exploración en la que se encuentre el Área de Asignación o Contractual, la vigencia de los Contratos o Asignaciones inicie en evaluación de un Descubrimiento o de algún Campo o Yacimiento previamente descubierto sin producción; así como para anticipar actividades de evaluación en pozos exploratorios cuya geometría permita la realización de ventanas o ramificaciones a fin de evaluar la extensión del yacimiento y maximizar el potencial de los</p>	<p>PEP estima que en pozos costa afuera, los pozos exploratorios, en caso de resultar exitosos y ante la incertidumbre que se presente en la estructura del posible yacimiento, se debe permitir su evaluación, si el estado mecánico del pozo exploratorio lo permite, a fin de realizar ventanas o ramificaciones y evaluar la extensión del yacimiento; lo anterior, a efecto de hacer más eficiente dicha etapa disminuyendo costos por la perforación de pozos relativamente cercanos al pozo descubridor para delimitación.</p>

<p>Artículo 50, fracción I</p>	<p>I. a V. ...</p>	<p><b>descubrimientos.</b></p> <p>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Programa de Evaluación aprobado <b>cada dos años</b>, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando;</p> <p>Asimismo, y dado que el número de pozos contenidos en el Programa de Evaluación para 2 años refiere a aquellos autorizados en dicho Programa, éstos comenzarán a contabilizarse al finalizar las actividades para la perforación del pozo.</p> <p>Para casos específicos, donde la actividad de perforación esté considerada para cierto año y esta tenga retrasos operativos ajenos a los Operadores Petroleros y se concluya el año siguiente calendario a su inicio de actividad, el pozo se contabilizará para el año donde inicio su perforación siempre y cuando los Operadores notifiquen dicha situación, conforme lo señalado en el artículo 16 de los LPP. La contabilización anterior únicamente será para efectos de la generación del análisis de este artículo 50 de los Lineamientos.</p> <p>Por tanto, dado que esta fracción I determina la variación en el número de pozos, ésta se entiende como un incremento o decremento a dicho número, por lo que se advierte que dicho supuesto se leerá de la siguiente manera:</p> <table border="1" data-bbox="186 934 389 1470"> <tr> <td data-bbox="186 934 389 1218"> <p><b>Pozos contenidos en el Programa para 2 años</b></p> </td> <td data-bbox="186 1218 389 1470"> <p><b>Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Programa</b></p> </td> </tr> <tr> <td data-bbox="186 934 389 1218"> <p>0,1,2,3</p> </td> <td data-bbox="186 1218 389 1470"> <p>Hasta 1</p> </td> </tr> </table>	<p><b>Pozos contenidos en el Programa para 2 años</b></p>	<p><b>Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Programa</b></p>	<p>0,1,2,3</p>	<p>Hasta 1</p>	<p>Como se señaló en la Propuesta, se propone que la modificación del Programa de Evaluación se realice, tratándose del número de pozos a perforar, se realice considerando un periodo de 2 años posteriores a la aprobación o modificación del Programa.</p> <p>Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de Interpretación.</p>
<p><b>Pozos contenidos en el Programa para 2 años</b></p>	<p><b>Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Programa</b></p>						
<p>0,1,2,3</p>	<p>Hasta 1</p>						

<p>Artículo 50, fracción III</p>	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1458 932 1502 1220">4,5,6</td> <td data-bbox="1458 1220 1502 1486">Hasta 2</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1422 932 1458 1220">7,8,9</td> <td data-bbox="1422 1220 1458 1486">Hasta 3</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1386 932 1422 1220">10,11,12</td> <td data-bbox="1386 1220 1422 1486">Hasta 4</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1352 932 1386 1220">A partir de 13</td> <td data-bbox="1352 1220 1386 1486">Hasta 5</td> </tr> </table>	4,5,6	Hasta 2	7,8,9	Hasta 3	10,11,12	Hasta 4	A partir de 13	Hasta 5	
4,5,6	Hasta 2									
7,8,9	Hasta 3									
10,11,12	Hasta 4									
A partir de 13	Hasta 5									
	<p>III. Para Contratos que permitan la recuperación de costos, cuando exista un incremento o decremento del veinte por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Programa de Evaluación vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Programa de Evaluación;</p> <p>Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:</p> <p>A efectos de determinar en términos reales el incremento o decremento de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Programa vigente, de tal manera que cuando el valor absoluto de esta variación sea igual o mayor al umbral preestablecido, la Comisión evaluará si se actualiza el supuesto de modificación utilizando la fórmula que se describe a continuación:</p>	<p>Como se señaló en la Propuesta, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de Interpretación.</p>								

		<p> <math display="block">Mod. Plan Inv = \frac{Y_{t-1}^{Inv} + Y_t^{Inv} + Y_{t+1}^{Inv}}{Inv. Aprobada} \cdot 100</math> </p> <p> <b>Donde:</b>  <b>Mod. Plan Inv =</b> Es el porcentaje de variación en inversión a especular respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.  <b>I =</b> Es el año de cálculo del diferencial de inversión o año actual.  <b><math>Y_{t-1}^{Inv}</math> Ejercitadas =</b> Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada, evaluada desde el año de aprobación del plan (t-1) hasta el año anterior de cálculo del diferencial de inversión (t-1), la cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos.  <b><math>\sum_{i=1}^n Inv. Planadas =</math></b> Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (i) hasta el año final contemplado en el Plan.  <b>Inv. Aprobada =</b> Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.  <b>Todos los valores previamente descritos deberán expresarse en valores reales, para lo cual se utiliza un factor de actualizador por inflación (FA), a través de la siguiente fórmula:</b> <math display="block">FA = \left( \frac{INPP_t}{INPP_0} \right)</math> </p> <p> <b>Donde:</b>  <b>INPP<sub>t</sub> =</b> Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.  <b>INPP<sub>0</sub> =</b> Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año 0. </p> <p> <b>Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".</b> </p>	
--	--	--	--

		<p>La actualización por inflación requiere que las inversiones estén denominadas en dólares, por lo que las inversiones realizadas en pesos se deben convertir a dólares con el tipo de cambio del año de inversión (<math>TC_t</math>). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (<math>TC_t</math>)</p> $Inv. Pesos_t = \left( \frac{Inv. Pesos_t}{TC_t} \right) (FIA)(TC_t)$ <p>Donde:</p> <p><math>Inv. Pesos_t</math> = Es la inversión en pesos del periodo, expresada en pesos del año actual</p> <p><math>Inv. Pesos_t</math> = Es la inversión en pesos del año <math>t</math>.</p> <p><math>TC_t</math> = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año <math>t</math>.</p> <p><math>TC_t</math> = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual</p> <p><math>FIA</math> = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables <math>TC_t</math> del año correspondiente, se calcula el promedio simple del último año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicado por el Banco de México.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calcula de la siguiente manera:</p> $Var. Inv. = \frac{\sum_{t=1}^n Inv. Ejecutadas + \sum_{t=n+1}^n Inv. Aprobada}{Inv. Aprobada} - 100$ <p>Donde:</p> <p><math>Var. Inv.</math> = Es la variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente.</p>	<p>PEP estima que la modificación planteada para este punto en el Anteproyecto resulta imprecisa en su aplicación, por lo que se estima necesario que esa Comisión precise la manera en la que los operadores petroleros deben determinar la necesidad de presentar una modificación al Programa.</p> <p>PEP estima que la modificación planteada para este punto en el Anteproyecto resulta imprecisa en su aplicación, por lo que se estima necesario que esa Comisión precise la manera en la que los operadores petroleros deben determinar la necesidad de presentar una modificación al Programa.</p> <p>Asimismo, se sugiere una adecuación a la redacción para que sea opcional la presentación de una modificación del citado Programa.</p> <p>Dado que el informe de evaluación no pone a consideración de la Comisión la aprobación de</p>
<p>Artículo 50, penúltimo párrafo</p>	<p>El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Programa de Evaluación, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Programa aprobado se modifiquen o las actividades susceptibles a acreditar el Programa Mínimo de Trabajo necesiten ser modificadas.</p>		
<p>Artículo 50, último párrafo</p>	<p>Asimismo, el Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Programa de Evaluación, en los casos en los que requiera reflejar los cambios técnicos o económicos que presenta el Programa aprobado, lo cual estará a consideración de la Comisión y deberá solicitar la modificación.</p>	<p>Asimismo, el Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Programa de Evaluación, en los casos en los que requiera reflejar los cambios técnicos o económicos que presenta el Programa aprobado, lo cual estará a consideración de la Comisión <b>y deberá solicitar la modificación.</b></p>	
<p>Artículo 52, primer párrafo</p>	<p>Artículo 52. Del informe de evaluación. Una vez concluidas las actividades derivadas del Programa de</p>	<p>Artículo 52. Del informe de evaluación. Una vez concluidas las actividades derivadas del Programa</p>	

	<p>Evaluación o del Plan de Exploración, y dentro del plazo previsto en las Asignaciones y Contratos respectivos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión mediante formato IE y su instructivo, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos es cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto, el Informe de evaluación que permita a la Comisión constatar que se han alcanzado los objetivos para evaluar el Descubrimiento y determinar su dimensión, extensión, volumen original y potencial productivo.</p>	<p>de Evaluación o del Plan de Exploración, y dentro del plazo previsto en las Asignaciones y Contratos respectivos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión mediante formato IE y su instructivo, <del>acreditando el pago del</del> <del>aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos es cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto,</del> el informe de evaluación que permita a la Comisión constatar que se han alcanzado los objetivos para evaluar el Descubrimiento y determinar su dimensión, extensión, volumen original y potencial productivo.</p>	<p>actividades a ejecutar, sino más bien reportar los resultados de la evaluación, ya sea a través de un PE o Programa de Evaluación, mismos que se ubican en la etapa de exploración, los pagos de aprovechamientos por éstos ya debieran contemplar la valoración del informe de evaluación.</p> <p>Por tanto, se estima que esta aprobación de actividades genera costos adicionales para el operador petrolero.</p>
<p>Artículo 52 Bis, último párrafo</p>	<p>El Informe de Evaluación Inicial deberá contener la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo I, relativo al Informe de Evaluación Inicial, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos es cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto.</p>	<p>El Informe de Evaluación Inicial deberá contener la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo I, relativo al Informe de Evaluación Inicial, <del>acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos es cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto.</del></p>	<p>Dado que el informe de evaluación inicial no pone a consideración de la Comisión la aprobación de actividades a ejecutar, sino más bien reportar los resultados de la evaluación, ya sea a través de un PE o Programa de Evaluación, mismos que se ubican en la etapa de exploración, los pagos de aprovechamientos por éstos, ya debieran contemplar la valoración del informe de evaluación inicial.</p> <p>Por tanto, se estima que esta aprobación de actividades genera costos adicionales para el operador petrolero.</p>
<p>Artículo 55, último párrafo</p>	<p>La Comisión resolverá respecto del informe de evaluación en sentido favorable en caso de que se cumpla con los elementos anteriormente citados y tendrá por cumplido el Programa de Evaluación. En caso contrario, dejará a salvo los derechos del Operador Petrolero para que realice las actividades complementarias que permitan atender con lo previsto en este artículo, y en su caso, deberá presentar un Programa de Evaluación atendiendo los requisitos señalados por el artículo 45 y el Anexo I, apartado II de los Lineamientos, o bien, la modificación al Programa de Evaluación correspondiente. Lo anterior, siempre y cuando lo permitan los plazos establecidos en las Asignaciones y Contratos respectivos.</p>	<p>La Comisión resolverá respecto del informe de evaluación en sentido favorable en caso de que se cumpla con los elementos anteriormente citados y tendrá por cumplido el Programa de Evaluación. En caso contrario, dejará a salvo los derechos del Operador Petrolero para que realice las actividades complementarias que permitan atender con lo previsto en este artículo, y en su caso, <del>podrá optar por deberá</del> presentar un Programa de Evaluación, atendiendo los requisitos señalados por el artículo 45 y el Anexo I, apartado II de los Lineamientos, o bien, la modificación al Programa de Evaluación correspondiente. Lo anterior, siempre y cuando lo permitan los plazos</p>	<p>Debe ser opción del operador la reevaluación del descubrimiento a recomendación de la Comisión, pero en todo caso, con el nivel de certidumbre presentado en el informe de evaluación, el operador puede programar actividades en un Programa de Transición o PDE para reducir dicha incertidumbre.</p> <p>Por tanto, Se estima que dicha opción debe ser decisión del operador petrolero, a fin de tener la oportunidad de realizar la valoración de la situación técnica que corresponda.</p>

<p>Artículo 55 Bis, último párrafo</p>	<p>El Operador Petrolero que cuente con el pronunciamiento en sentido favorable del Informe de Evaluación Inicial por parte de la Comisión, no podrá incorporar Reservas asociadas al Descubrimiento a que se refiere el artículo 52 Bis de los Lineamientos, dentro del procedimiento que para tal efecto se establezca en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.</p>	<p>establecidos en las Asignaciones y Contratos respectivos.</p> <p>El Operador Petrolero que cuente con el pronunciamiento en sentido favorable del Informe de Evaluación Inicial por parte de la Comisión, no podrá incorporar Reservas asociadas al Descubrimiento a que se refiere el artículo 52 Bis de los Lineamientos, dentro del procedimiento que para tal efecto se establezca en los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.</p> <p>En opinión de PEP, al valorar el informe de evaluación inicial que sustente las dimensiones y extensión del yacimiento o campo, volumen original de hidrocarburos y el potencial productivo del mismo, no se contraponen a las premisas para cuantificar y certificación de reservas asociadas al descubrimiento.</p>
<p>Artículo 62, fracción XI</p>	<p>XI. Cuando el Área de Asignación o Contractual produzca 5,000 barriles o más de promedio diario anual de Petróleo se sujetará a lo siguiente:</p>	<p>Los Operadores Petroleros que aún no cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, pero que ya hubieran enviado la notificación de descubrimiento y esta haya sido ratificada por parte de la Comisión, podrán incorporar Reservas asociadas a dicho Descubrimiento.</p> <p>XI. Los supuestos de modificación aplicarán a asignaciones que tengan una producción promedio anual diaria igual o mayor de 15,000 BPCE, siempre y cuando exista una variación del <math>\pm 30\%</math> del volumen de aceite y/o gas producido en un periodo de 3 años.</p> <p>La actualización del resto de las asignaciones, solo cuando el operador requiera modificar las estrategias de explotación.</p> <p>Al respecto, PEP a través de la propuesta marcada en rojo, propone desarrollar pozos en la reserva probada no desarrollada (RPND) y probable (2P). El incremento de las Reservas del país, obteniéndose los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Congruencia con entidades externas (FMP, SEC, SENER).</li> <li>- Soporte respecto a las decisiones referentes a la asignación.</li> <li>- Correcto direccionamiento de la producción del campo</li> </ul> <p>Esta propuesta permite que el operador que cuenta con el 97% de la producción de México, reduzca sus cargas administrativas y financieras efectivamente.</p> <p>Esta propuesta equivale a tener en control por parte de CNH el 80% de la producción nacional (aproximadamente en 29 asignaciones de extracción), de esta manera el otro 20% de dicha producción nacional es la que está generando una alta e imposible actualización de PDE en un año (aproximadamente 257 asignaciones de extracción), y que su contribución nacional ya es la menor parte.</p>

			<p>La propuesta en Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (BPCE) permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país.</p> <p>Esta propuesta permite que el operador que cuenta con el 97% de la producción de México, reduzca sus cargas administrativas y financieras efectivamente.</p> <p>Esta propuesta equivale a tener en control por parte de CNH el 80% de la producción nacional (aproximadamente en 29 asignaciones de extracción), de esta manera el otro 20% de dicha producción nacional es la que está generando una alta e imposible actualización de PDE en un año (aproximadamente 257 asignaciones de extracción), y que su contribución nacional ya es la menor parte.</p>
<p>Artículo 62, fracción XI, inciso a)</p>	<p>a) Exista una variación del <math>\pm</math> treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.</p>	<p>a) <b>Derogado</b></p>	<p>Esta propuesta equivale a tener en control por parte de CNH el 80% de la producción nacional (aproximadamente en 29 asignaciones de extracción), de esta manera el otro 20% de dicha producción nacional es la que está generando una alta e imposible actualización de PDE en un año (aproximadamente 257 asignaciones de extracción), y que su contribución nacional ya es la menor parte.</p> <p>La propuesta en BPCE permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país.</p> <p>Esta propuesta permite que el operador que cuenta con el 97% de la producción de México, reduzca sus cargas administrativas y financieras efectivamente.</p>
<p>Artículo 62, fracción XII</p>	<p>XII. Cuando la Asignación o Contrato produzca menos de 5,000 barriles promedio diario anual de Petróleo, se sujetará a lo siguiente:</p>	<p>XII. <b>Derogado</b></p>	<p>Esta propuesta equivale a tener en control por parte de CNH el 80% de la producción nacional (aproximadamente en 29 asignaciones de extracción), de esta manera el otro 20% de dicha producción nacional es la que está generando una alta e imposible actualización de PDE en un año (aproximadamente 257 asignaciones de extracción), y que su contribución nacional ya es la menor parte.</p>

			<p>La propuesta en BPCE permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país.</p>
<p>Artículo 62, fracción XII, inciso a)</p>	<p>a) Exista una variación del <math>\pm</math> treinta por ciento o más del volumen a producir en tres años respecto del volumen pronosticado para el mismo trienio.</p>	<p>a) <b>Derogado</b></p>	<p>Esta propuesta permite que el operador que cuenta con el 97% de la producción de México, reduzca sus cargas administrativas y financieras efectivamente.</p> <p>Esta propuesta equivale a tener en control por parte de CNH el 80% de la producción nacional (aproximadamente en 29 asignaciones de extracción), de esta manera el otro 20% de dicha producción nacional es la que está generando una alta e imposible actualización de PDE en un año (aproximadamente 257 asignaciones de extracción), y que su contribución nacional ya es la menor parte.</p>
<p>Artículo 62, fracción XIII</p>	<p>XIII. Para las Áreas de Asignación o Contractual que contengan Campos que produzcan exclusivamente de Yacimientos de gas no asociado se sujetará a lo siguiente:</p>	<p>XIII. <b>Derogado</b></p>	<p>Esta propuesta permite que el operador que cuenta con el 97% de la producción de México, reduzca sus cargas administrativas y financieras efectivamente.</p> <p>Esta propuesta equivale a tener en control por parte de CNH el 80% de la producción nacional (aproximadamente en 29 asignaciones de extracción), de esta manera el otro 20% de dicha producción nacional es la que está generando una alta e imposible actualización de PDE en un año (aproximadamente 257 asignaciones de extracción), y que su contribución nacional ya es la menor parte.</p> <p>La propuesta en BPCE permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para</p>

<p>Artículo 62, fracción XIII, inciso a)</p>	<p>a) Exista una variación del <math>\pm</math> veinte por ciento o más del volumen a producir en dos años respecto del volumen pronosticado para el mismo bienio.</p>	<p>a) <b>Derogado</b></p>	<p>contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país. Esta propuesta permite que el operador que cuenta con el 97% de la producción de México, reduzca sus cargas administrativas y financieras efectivamente. Esta propuesta equivale a tener en control por parte de CNH el 80% de la producción nacional (aproximadamente en 29 asignaciones de extracción), de esta manera el otro 20% de dicha producción nacional es la que está generando una alta e imposible actualización de PDE en un año (aproximadamente 257 asignaciones de extracción), y que su contribución nacional ya es la menor parte. La propuesta en BPCE permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país.</p>
<p>Artículo 65, último párrafo</p>	<p>El Programa de Transición que se derive de un informe de evaluación permitirá al Operador Petrolero la toma de información, perforación de Pozos a no más de dos espaciamientos respecto de los existentes y aquellas actividades encaminadas en prolongar el tiempo de vida de los Pozos, con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el informe de evaluación.</p>	<p>El Programa de Transición que se derive de un informe de evaluación permitirá al Operador Petrolero la toma de información, perforación de Pozos <del>a no más de dos espaciamientos respecto de los existentes</del> y aquellas actividades encaminadas en prolongar el tiempo de vida de los Pozos, con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el informe de evaluación.</p>	<p>A fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos no es conveniente limitar el posicionamiento de los pozos que se programen en el Programa de Transición. La restricción propuesta, de no más de dos espaciamientos respecto de los existentes, es relativa y depende de la caracterización inicial del descubrimiento.</p>
<p>Artículo 65 Bis, segundo párrafo</p>	<p>El Programa de Transición que se derive de un Informe de Evaluación Inicial permitirá al Operador Petrolero la toma de información, perforación de Pozos a no más de dos espaciamientos respecto de los existentes y aquellas actividades encaminadas en prolongar el tiempo de vida de los Pozos, con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica</p>	<p>El Programa de Transición que se derive de un Informe de Evaluación Inicial permitirá al Operador Petrolero la toma de información, perforación de Pozos <del>a no más de dos espaciamientos respecto de los existentes</del> y aquellas actividades encaminadas en prolongar el tiempo de vida de los Pozos, con el objeto de maximizar la</p>	<p>A fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos no es conveniente limitar el posicionamiento de los pozos que se programen en el Programa de Transición. La restricción propuesta, de no más de dos espaciamientos respecto de los existentes, es relativa y depende de la caracterización inicial del descubrimiento.</p>

		Y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.	recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.	
Artículo 69, fracción III, inciso a)	a) Que esté diseñado procurando obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo de Campo de forma viable y que guarde congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, y procurando la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga;	a) Que esté diseñado procurando obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo de Campo de forma viable y que guarde congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, y procurando <b>administrar</b> la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga;	a) Que esté diseñado procurando obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo de Campo de forma viable y que guarde congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, y procurando <b>administrar</b> la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga;	Se sugiere la adición marcada en rojo para precisar cómo deberá evaluar la Comisión el programa de transición.
Artículo 69, fracción III, inciso b)	b) Que el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado procure el máximo aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, en términos de la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	b) Que el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado procure <b>un nivel aceptable de el máximo</b> aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, en términos de la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	b) Que el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado procure <b>un nivel aceptable de el máximo</b> aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, en términos de la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	En razón de que en el PDE se programa y autoriza un programa de aprovechamiento de gas natural asociado, en un Programa de Transición pudiera retrasar la ejecución de las actividades por la infraestructura, que en su caso, fuese necesario implementar para el aprovechamiento y conservación de los volúmenes de gas natural asociado.
Artículo 69, fracción III, inciso c)	c) Que presenten la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	c) Que presenten la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y determinación <b>de los parámetros</b> de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	c) Que presenten la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y determinación <b>de los parámetros</b> de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	Se sugiere la adición marcada en rojo para precisar cómo deberá evaluar la Comisión el programa de transición.
Artículo 69, fracción III, inciso d)	d) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, el aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, así como la cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia, y	d) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, el aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, así como la cuantificación del volumen o masa y determinación <b>de los parámetros</b> de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia, y	d) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, el aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, así como la cuantificación del volumen o masa y determinación <b>de los parámetros</b> de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia, y	Se sugiere la adición marcada en rojo para precisar cómo deberá evaluar la Comisión el programa de transición.
Artículo 101,	Artículo 101. Del pago del aprovechamiento por			Con la finalidad de dar claridad al pago del

<p>primer párrafo</p>	<p>concepto de los servicios de administración y seguimiento. Los Operadores Petroleros deberán pagar anualmente y acreditar, los derechos y aprovechamientos que al efecto se establezcan por los servicios de administración técnica por cada año o la parte proporcional que corresponda, adjuntando el comprobante de pago mediante el procedimiento de acreditación establecido en el artículo 12 de los Lineamientos, respecto de cada Plan, Programa de Evaluación, Programa Piloto y Programa de Transición aprobados, así como por la etapa de transición de arranque cuyos montos serán notificados por la Comisión a los Operadores Petroleros conforme a la Normativa aplicable o, en su caso, serán publicados en el Diario Oficial de la Federación.</p>		<p>aprovechamiento en cuestión, sería importante que la Comisión indicara que sólo se deberá cubrir éste cuando esa CNH haya aprobado un programa o plan.</p>
<p>Artículo Tercero Transitorio (propuesta)</p>		<p>Tercero.- La resolución CNH.E.09.002/19 del 14 de febrero de 2019, seguirá vigente en el año 2021 para efectos de los Programas Operativos Anuales, por lo que para efectos de los Programas correspondientes al año 2022, los operadores petroleros deberán cumplir con las disposiciones de este Acuerdo.</p>	<p>Se propone este artículo transitorio para dar certeza jurídica en cuanto a las disposiciones aplicables a los Programas Operativos Anuales.</p>
<p>Anexo I, apartado I, primer párrafo</p>	<p>Las inversiones y los gastos de operación incluidos como parte del Programa de Inversiones y Presupuesto deberán corresponder a las erogaciones para el desarrollo de las Actividades Petroleras dentro del Área de Asignación o Contractual correspondiente. En su caso, se podrán incluir pagos o ingresos por la compra de bienes, servicios o uso de infraestructura compartida, siempre que éstos se identifiquen claramente dentro del Programa de Inversiones y Presupuestos.</p>		<p>La Comisión dictamina en su resolución respectiva las actividades de un PE, como son pozos, estudios, adquisición sísmica, etc., no así infraestructura asociada, la cual no sería necesario desglosar en el Programa de Inversiones y Presupuesto.</p>
<p>Anexo I, apartado VII, numeral 2</p>	<p>2. LOS DATOS TÉCNICOS, MAPAS Y REPORTES RELATIVOS AL DESCUBRIMIENTO EVALUADO</p>	<p>2. LOS DATOS E INFORMES TÉCNICOS, MAPAS Y REPORTES RELATIVOS AL DESCUBRIMIENTO EVALUADO</p>	
<p>Anexo II, apartado I, numeral 2, segundo párrafo</p>	<p>Asimismo, colocar al menos una sección sismo-estratigráfica (en tiempo o profundidad) en dirección longitudinal y una transversal a la estructura o a la distribución del Yacimiento de acuerdo al modelo de depósito. Dichas secciones deberán contener al menos</p>	<p>Asimismo, colocar al menos una sección sismo-estratigráfica (en tiempo o profundidad) en dirección longitudinal y una transversal a la estructura o a la distribución del Yacimiento de acuerdo con el modelo de depósito. Dichas</p>	<p>Se sugiere una adecuación de forma.</p>

	<p>lo siguiente: los Pozos que corten las mismas o al menos proyectar los más cercanos, los registros geofísicos disponibles sobre la trayectoria de éstos, la proyección de la configuración a la entrada de las formaciones de interés e indicar los intervalos probados en los Pozos.</p>	<p>secciones deberán contener al menos lo siguiente: los Pozos que corten las mismas o al menos proyectar los más cercanos, los registros geofísicos disponibles sobre la trayectoria de éstos, la proyección de la configuración a la entrada de las formaciones de interés e indicar los intervalos probados en los Pozos.</p>	
<p>Anexo II, apartado I, numeral 4.2.4.1.2., primer párrafo</p>	<p>Presentar la descripción de los sistemas de medición de volumen y calidad a instalar y existentes (formato para el Reporte Anual de Censos de Medición, versión última CNH_DGM_Censos, disponible en el enlace <a href="http://www.cnh.gob.mx">www.cnh.gob.mx</a>) en el Punto de Medición, así como, la medición de volumen y calidad operacional, de referencia y de transferencia. La descripción deberá incluir el manejo y medición del agua a producir.</p>	<p>Presentar la descripción de los sistemas de medición de volumen y calidad a instalar y existentes (formato para el Reporte Anual de Censos de Medición, versión última CNH_DGM_Censos, disponible en el enlace <a href="http://www.cnh.gob.mx">www.cnh.gob.mx</a>) en el Punto de Medición, así como, la medición de volumen y <b>parámetros de la</b> calidad operacional, de referencia y de transferencia. La descripción deberá incluir el manejo y medición <b>o estimación</b> del agua a producir.</p>	<p>Generalmente el volumen de agua se determina a partir de muestreo y su análisis en laboratorio, por lo que se proponen cambios en este apartado.</p>
<p>Anexo II, apartado I, numeral 4.2.4.1.2., último párrafo</p>	<p>Para el caso de utilizar la medición multifásica, se deberá presentar la información de acuerdo a lo establecido en el artículo 24 de los LTMNH.</p>	<p>Para el caso de utilizar la medición multifásica, se deberá presentar la información de acuerdo <b>con a</b> lo establecido en el artículo 24 de los LTMNH.</p>	<p>Se propone una adecuación de forma.</p>

Enrique Morán Martínez  
Sub-enlace PEP

**NOTA IMPORTANTE:** EL PRESENTE DOCUMENTO DEBE REMITIRSE A LA GERENCIA JURÍDICA DE CUMPLIMIENTO LEGAL EN FORMATO Pdf CONTENIENDO LA VALIDACIÓN CORRESPONDIENTE DE LAS ÁREAS RESPONSABLES Y DATOS COMPLETOS (FIRMA DEL TITULAR DEL ÁREA QUE EMITE LOS COMENTARIOS), SOLICITANDO EN EL CORREO U OFICIO DE ENVÍO, EL SERVICIO O GESTIÓN QUE SE REQUIERA (REGISTRO EN PORTAL DE CONAMER, GESTIÓN CON OTRAS ÁREAS, SOLO CONOCIMIENTO, ETC...).