**Contacto CONAMER** JCRL-GLS-AMMDC-AMB-B00021122

| | |
|---|---|
| **De:** | Norma Externa PCL <norma.externapcl@pemex.com> |
| **Enviado el:** | sábado, 10 de abril de 2021 10:07 a. 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 adicionales al 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 Acuerdo Modific Lineamientos Planes 09042021 v1 0002.pdf |

Pemex Cumple
Programa de Ética, Anticorrupción y Cumplimiento

COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
CONTROL DE GESTIÓN
12 ABR 2021
RECIBIDO
RÚBRICA 9:00

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

Con el presente, se remiten **comentarios adicionales** a los enviados el 5 de abril de 2021, 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**

LEGALIDAD RESPONSABILIDAD

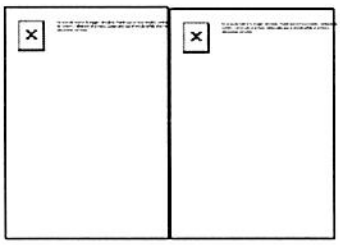
**From:** Norma Externa PCL
**Sent:** Monday, April 5, 2021 8:54 PM
**To:** contacto@conamer.gob.mx <contacto@conamer.gob.mx>
**Cc:** Guerrero Altamirano Rafael <rafael.guerrero@pemex.com>; Moran Martinez Enrique <enrique.moranm@pemex.com>; Mena Velazquez Leon Daniel <leon.daniel.mena@pemex.com>; Martinez Corona Maria Del Pilar <pilar.martinez@pemex.com>; Santos Hernandez Alba Cristina <alba.cristina.santos@pemex.com>; Silva Hernandez Carlos Benjamin <carlos.benjamin.silva@pemex.com>; Avendaño Verduzco Maria Paulina <maria.paulina.avendano@pemex.com>; Hernandez Leyva Alejandro Felipe <alejandro.felipe.hernandez@pemex.com>; Jalomo Vicencio Erendira Mildred <erendira.mildred.jalomo@pemex.com>; Pelaez Gomez Nancy <nancy.pelaez@pemex.com>; Ramirez Huerta Norma <norma.ramirez@pemex.com>
**Subject:** Registro comentarios Acuerdo por el que se modifican los lineamientos que regulan los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de Hidrocarburos

**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**



Pemex Cumple
Programa de Ética, Anticorrupción y Cumplimiento

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 ARTÍCULO O REFERENCIA DE PARTE A MODIFICAR. | DICE | DEBE DECIR | JUSTIFICACIÓN/COMENTARIOS |
|---|---|---|---|
| **Comentarios generales**<br><br>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 *Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos* (Anteproyecto), ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.<br><br>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 todavía deben ser incluidas en el Anteproyecto, mismas que se identificarán a lo largo del presente documento.<br><br>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.<br><br>2. Con la finalidad de dar certeza jurídica a los operadores petroleros en cuanto al periodo en el que se debe notificar el desechamiento de un trámite presentado ante la CNH, con motivo de la revisión documental que realice, el Anteproyecto considere que la notificación de dicha determinación se realice a más tardar dentro de los 5 días hábiles siguientes de su emisión. Tomando en cuenta el contenido del Anteproyecto. Para tal fin, PEP solicita que la redacción se base conforme a lo señalado en los artículos 68 y 89 de los | | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (Lineamientos de planes vigentes) reflejan dicha solicitud.<br><br>3. Por lo que hace al contenido del informe de evaluación inicial, es importante que los requisitos que deben cumplir los operadores petroleros para su presentación ante la Comisión sean similares a los del informe de evaluación. Lo anterior, con la finalidad de facilitar a los operadores las actividades para elaborar dichos informes en beneficio del Estado Mexicano. | | | |
| Artículo 4, cuarto párrafo | ... | La información que se presente en términos de los Lineamientos deberá constar en idioma español. La Comisión podrá permitir, por excepción, la presentación de documentos en idioma inglés, sólo ~~solo~~ cuando estos sean parte del soporte técnico descriptivo de los estándares, Mejores Prácticas de la Industria o Materiales a utilizar en la ejecución de los Planes. | Se propone una adecuación de forma. |
| Artículo 26, primer párrafo | Artículo 26. De la resolución de la modificación. La Comisión resolverá respecto de la modificación al Plan que presente el Operador Petrolero mediante un Dictamen Técnico por el que podrá, conforme a los términos y condiciones que establezca, aprobar o, en su caso, negar la modificación al Plan. | Artículo 26. De la resolución de la modificación. La Comisión resolverá respecto de la modificación al Plan que presente el Operador Petrolero mediante un Dictamen Técnico por el que podrá~~, conforme a los términos y condiciones que establezca~~, aprobar o, en su caso, negar la modificación al Plan. | PEP estima que la referencia a *"conforme a los términos y condiciones que establezca"*, resulta imprecisa en perjuicio de los operadores petroleros, por lo que se recomienda eliminar la misma. |
| Artículo 28, último párrafo | Asimismo, el Operador Petrolero deberá adjuntar la información relativa a las inversiones y gastos de operación, incluyendo la descripción para cada sub-tarea; lo anterior, conforme al formato PTP, PAA-EXP y PAA-EXT y sus instructivos, según corresponda. | Asimismo, el Operador Petrolero deberá adjuntar la información relativa a las inversiones y gastos de operación, incluyendo la descripción para cada sub-tarea; lo anterior, conforme al formato PTP~~, PAA-EXP~~ y PAA-EXT y sus instructivos, según corresponda. | No es factible en el caso de asignaciones de exploración desglosar el programa anual de inversiones a nivel de sub-tarea, además de que de acuerdo a lo indicado en el artículo 27, cuarto párrafo estos programas son únicamente, de carácter informativo y la Comisión tomará conocimiento del presupuesto presentado por el operador petrolero, por lo que no se justifica tener que desglosar las inversiones hasta el nivel de sub-tarea. |
| Artículo 46 | | Artículo 46. Del plazo para resolver el Programa de Evaluación. La Comisión resolverá respecto del Programa de Evaluación en un plazo no mayor a treinta ~~cuarenta~~ días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud en términos del artículo anterior de los Lineamientos. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable. | Con el fin de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone reducir el plazo para la resolución del programa de evaluación. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Artículo 47, primer párrafo | | Artículo 47. 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 diez ~~quince~~ días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación, para revisar la 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 diez ~~quince~~ 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 cinco ~~ocho~~ días hábiles. | Con el fin de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone reducir los plazos del trámite para la resolución del programa de evaluación. |
| Artículo 53 | | Artículo 53. Del plazo para resolver sobre el informe de evaluación. La Comisión resolverá respecto del Informe de evaluación en un plazo no mayor a veinte ~~treinta~~ días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de este, así como la documentación referida en el artículo anterior. Si la Comisión no se pronuncia dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable. | Con la finalidad de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone la reducción de los plazos para la resolución del informe. |
| Artículo 54, primer párrafo | Artículo 54. ... | Artículo 54. De la revisión documental de la información y de la prevención. Una vez que los Operadores Petroleros presenten el informe de evaluación, la Comisión contará con un plazo de cinco ~~diez~~ 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 cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de cinco ~~diez~~ 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 | Se propone la reducción de los plazos para la revisión de la información presentada con el objeto de agilizar el proceso y dar continuidad operativa a los descubrimientos. Adicional a lo anterior, es preferible que el tiempo de aprobación del informe sea menor al tiempo de aprobación del Programa de Transición, esto debido a que ambos se deben presentar al mismo tiempo y a que para la aprobación del Programa de Transición la Comisión debe de haber aprobado previamente el informe de evaluación correspondiente. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | por única ocasión una prórroga de hasta tres ~~cinco~~ días hábiles. | |
| Artículo 56, primer párrafo | Artículo 56. … | Durante el período de evaluación y hasta noventa días hábiles posteriores a la terminación de la evaluación o bien en conjunto con el informe de evaluación, el Operador Petrolero deberá informar a la Comisión si considera que el Descubrimiento es un Descubrimiento Comercial, mediante el formato DDC, y con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo I, en lo relativo a la declaración de Descubrimiento Comercial. | La propuesta de incluir el texto rojo tiene como objetivo establecer la posibilidad de realizar la entrega de la declaración de descubrimiento comercial junto con el informe de evaluación, ya que PEP siempre lo ha realizado de esta manera con el objetivo de continuar con la estrategia de desarrollo del descubrimiento. |
| Artículo 57, primer párrafo | | Artículo 57. De la toma de conocimiento de la Comisión. Una vez cumplidos los elementos a que refiere el artículo anterior, la Comisión tendrá por presentada la declaración de Descubrimiento Comercial por parte del Operador Petrolero, en un plazo no mayor a veinte días hábiles, y la Comisión contará con un plazo de hasta cinco 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 cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de cinco 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 tres días hábiles. | Se propone que este trámite cuente con plazos establecidos para evitar retrasos en la estrategia de desarrollo del campo. |
| Artículo 62, fracción II | I. a III. … | II. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado cada tres años:<br><br>Asimismo, y dado que el número de pozos contenidos en el Plan para 3 años refiere a aquellos autorizados en el Plan de Desarrollo para la Extracción, éstos comenzarán a contabilizarse al finalizar las actividades para la perforación del | Se propone que la modificación del PDE, de acuerdo con el supuesto de variación en el número de pozos a perforar, se realice en un periodo de tres años posteriores a la aprobación o modificación del PDE.<br><br>Por tanto, con la finalidad de ser consistente, se presenta una propuesta de modificación de la tabla de la variación del número de pozos a |

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>pozo.<br><br>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 62 de los Lineamientos.<br><br>Por tanto, dado que esta fracción II 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:<br><br>
<table>
<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>
<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>
</table>
</td>
<td>perforar.<br><br>Adicionalmente, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de interpretación.</td>
</tr>
<tr>
<td>Artículo 62, fracción III</td>
<td></td>
<td>III. Cuando exista un incremento o decremento del treinta ~~quince~~ por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el</td>
<td>Se propone ampliar el porcentaje que motivaría a un operador petrolero a modificar un PDE con base en la inversión comprometida.</td>
</tr>
</table>

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 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.<br><br>Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:<br><br>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:<br><br>$$Mod.Plan.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} Inv.Ejecutadas + \sum_{j}^{n} Inv.Planeadas}{Inv.Aprobada} * 100$$<br><br>Donde:<br><br>$Mod.Plan.Inv$ = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.<br><br>$j$ = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.<br><br>$\sum_{i=1}^{j-1} Inv.Ejecutadas$ = 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.<br><br>$\sum_{j}^{n} Inv.Planeadas$ = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (j) hasta el año final contemplado en el Plan.<br><br>$Inv.Aprobada$ = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.<br><br>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 formula:<br><br>$$FA = \left(\frac{INPP_j}{INPP_i}\right)$$<br><br>Donde:<br><br>$INPP_j$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.<br><br>$INPP_i$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año i.<br><br>Asimismo, el INPP se obtiene del *Bureau of Labor* | Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | *Statistics* de Estados Unidos, bajo la denominación "*PPI for All Comodities*".<br><br>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 ($TC_i$). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual ($TC_j$):<br><br>$$Inv.Pesos_j = \left(\frac{Inv.Pesos_i}{TC_i}\right)(FA)(TC_j)$$<br><br>Donde:<br><br>$Inv.Pesos_j$ = Es la inversión en pesos del periodo i expresada en pesos del año actual.<br><br>$Inv.Pesos_i$ = Es la inversión en pesos del año $i$.<br><br>$TC_i$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año $i$.<br><br>$TC_j$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año actual.<br><br>$FA$ = Es el factor de actualización por inflación.<br><br>Para la determinación de las variables $TC$ del año correspondiente, se calcula el promedio simple del ultimo año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicado por el Banco de México.<br><br>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calculará de la siguiente manera:<br><br>$$Var.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} \text{Inv Ejecutadas} + \sum_{j}^{n} \text{Inv Planeadas} - Inv.Aprobada}{Inv.Aprobada} * 100$$<br><br>Donde:<br><br>$Var.Inv$ = Es la variacion de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente. | |
| Artículo 62, fracción VIII | V. a X. ... | VIII. Si las proyecciones del Operador Petrolero indiquen que la meta de aprovechamiento de gas no será alcanzada o será alcanzada en un plazo mayor a dos años fuera del tiempo aprobado en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente, conforme a las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos; | Se propone ampliar el plazo en el que se necesita modificar el PDE cuando el operador petrolero no se encuentre en posibilidad de dar cumplimiento a las metas de aprovechamientos de gas natural asociado. |
| Artículo 62, fracción XI | 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: | | Se propone que en la determinación de la unidad a considerar sea en Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (BPCE), la cual permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país. |
| Artículo 62, fracción XII | XII. Cuando la Asignación o Contrato produzca menos de 5,000 barriles promedio diario anual de Petróleo, se sujetará a lo siguiente: | | Se propone que en la determinación de la unidad a considerar sea en BPCE, la cual permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país. |
| Artículo 62, fracción XIII | 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: | | Se propone que en la determinación de la unidad a considerar sea en BPCE, la cual permite integrar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos para contemplar los proyectos de mayor envergadura y de alto impacto económico para el país. |
| Artículo 62, fracciones XI a XIII | | Para tal efecto, la Comisión evaluará si se actualiza el supuesto de modificación conforme a las siguientes premisas:<br><br>**a)** La variación del volumen de Hidrocarburos de forma separada, es decir, por una parte los Hidrocarburos líquidos (aceite o condensados) y por otra el gas natural, y<br><br>**b)** En el cálculo de la variable *H.Real.Anual*, en caso de que no se cuente con los datos del volumen de hidrocarburos efectivamente producidos, correspondientes a los meses que comprenden el año calendario, se contabilizarán los volúmenes de hidrocarburos registrados en el Programa de Trabajo.<br><br>El cálculo se realizará en valores reales, considerando la variación del volumen de Hidrocarburos líquidos y gas natural a producir en el periodo respectivo respecto del volumen pronosticado para ese periodo, de tal manera que cuando el valor absoluto de esta variación sea igual o mayor al umbral preestablecido, se actualiza el supuesto de modificación.<br><br>Para ello, el porcentaje de cumplimiento del volumen pronosticado de hidrocarburos se calculará utilizando la fórmula que se describe a continuación: | Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Tercero del Acuerdo de interpretación. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | $$Mod.\,Plan.\,H_j = \left(\frac{(H.\,Real.\,Anual_j - H.\,Plan.\,Anual_j)}{H.\,Plan.\,Anual_j}\right) * 100$$<br>Donde:<br>$Mod.\,Plan.\,H_j$ = Es el porcentaje de variación del volumen de Hidrocarburos a producir en el año del cálculo del diferencial (j) respecto del volumen pronosticado para el mismo año.<br>$H.\,Real.\,Anual_j$ = Es la sumatoria de los volúmenes de hidrocarburos a producir en el año j, que se calcula como la suma de los hidrocarburos reportados más el volumen de hidrocarburos programados.<br>**Volumen de hidrocarburos reportados:** Es el volumen acumulado de hidrocarburos efectivamente producidos el cual se registra en los reportes mensuales de producción a que hace referencia el artículo 10, fracción II de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos evaluado desde enero del año j hasta el último mes con el cual se cuente con este reporte.<br>**Volumen de hidrocarburos programado:** Es la sumatoria del volumen de hidrocarburos a producir durante los meses del año j, el cual se registra en el Programa de Trabajo.<br>$H.\,Plan.\,Anual_j$ = Es el volumen total estimado de hidrocarburos por recuperar en el año j en el Plan aprobado. | |
| Artículo 62, penúltimo párrafo | El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en el caso de que requiera reflejar los cambios técnicos o económicos que presenta el Plan aprobado, lo cual estará a consideración de la Comisión y, deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II de los Lineamientos. | | Se sugiere especificar cómo se pondrá a consideración de la CNH la modificación que el operador considere, cuáles son los parámetros con base en los cuales deberá considerar la modificación, qué sucederá con el pago correspondiente en caso de que el operador presente una modificación y la CNH considere innecesaria dicha solicitud. |
| Artículo 65 Bis, tercer párrafo | 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 y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial. | ~~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 y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.~~ | Se sugiere eliminar este párrafo, tomando en cuenta que de la revisión del Anteproyecto, esto ya se señala en el párrafo anterior de este artículo. |
| Artículo 65 Bis, cuarto párrafo | Lo anterior, en entendido que deberá continuar con las actividades de evaluación conforme al Programa de Evaluación, mismo que deberá someter a aprobación de la Comisión, previo al inicio de las actividades de | Lo anterior, en el entendido que en caso de que las características del descubrimiento así lo requieran deberá continuar con las actividades de evaluación conforme al Programa de Evaluación | Se considera que la redacción actual no considera el supuesto de que se ingrese un informe de evaluación pero por las características del yacimiento así como por su cercanía a |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | Producción Temprana. | aprobado en el área restante, excluyendo el área correspondiente al Informe de Evaluación Inicial asociado al Programa de Transición presentado ante la Comisión~~, mismo que deberá someter a aprobación de la Comisión, previo al inicio de las actividades de Producción Temprana~~. | campos preexistentes y su relación con ellos no sea necesaria la integración de un Programa de Evaluación para entregar el informe de evaluación.<br><br>Asimismo, se propone modificar este párrafo a efecto de excluir la obligación de modificar el Programa de Evaluación, toda vez que éste continuará operando para el resto del área materia de evaluación, a excepción de la parte de la que se presente el informe de evaluación inicial y su respectivo Programa de Transición. |
| Artículo 66, primer párrafo | Artículo 66. Del plazo para la presentación del Programa de Transición. Las solicitudes de aprobación del Programa de Transición referidas en los artículos 63, 64, 65 y 65 Bis de los Lineamientos deberán presentarse conforme lo siguiente: | | Se solicita incorporar una alternativa en caso de que la Comisión no resuelva favorablemente respecto a los informes de evaluación y los informes de evaluación inicial, esto considerando que los tiempos de aprobación de los informes y de los Programas de Transición son los mismos y el operador debe presentarlos al mismo tiempo. |
| Artículo 67 | Artículo 67. Del plazo para resolver el Programa de Transición. La Comisión resolverá respecto del Programa de Transición en un plazo no mayor a treinta días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud en términos de los artículos 63, 64, 65 y 65 Bis de los Lineamientos. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable. | La Comisión resolverá respecto del Programa de Transición en un plazo no mayor a veinte ~~treinta~~ días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud en términos de los artículos 63, 64 y 65 de los Lineamientos. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable. | Se solicita reducir el plazo de resolución del Programa de Transición para contribuir a dar continuidad operativa a la estrategia de desarrollo del campo. |
| Artículo 68, primer párrafo | Artículo 68. … | Artículo 68. 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 cinco ~~diez~~ días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud de aprobación del Programa de Transición, para revisar la 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 cinco ~~diez~~ días hábiles posteriores a la notificación de la | Se solicita reducir el plazo para la emisión de la prevención al Programa de Transición y para la atención de esta por parte del operador petrolero, esto debido a que contribuye a dar continuidad operativa a la estrategia de desarrollo del campo. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 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 tres ~~cinco~~ días hábiles. | |
| Artículo 68, tercer párrafo | Transcurrido el plazo otorgado a los Operadores Petroleros para la atención de la prevención sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión desechará el trámite, dejando a salvo el derecho | Transcurrido el plazo otorgado a los Operadores Petroleros para la atención de la prevención sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión desechará el trámite, dejando a salvo el derecho de los Operadores Petroleros para presentar nuevamente el Programa de Transición que corresponda. El acto por el cual se deseche el Programa de Transición presentado deberá hacerse de conocimiento del interesado en un plazo máximo de cinco días hábiles. | Se solicita mantener este párrafo de acuerdo con lo propuesto en la Propuesta los Lineamientos de planes vigentes, toda vez que es necesario que se establezca un mecanismo mediante el cual se haga de conocimiento al operador petrolero el desechamiento del trámite en caso de que la Comisión no considere subsanada la prevención en su totalidad. |
| Artículo 70, último párrafo | Previo a la resolución del Programa de Transición, la Comisión deberá haber emitido el pronunciamiento en sentido favorable del informe de evaluación o del Informe de Evaluación Inicial, según corresponda. | | Debido a lo expuesto en este párrafo, se solicita a la Comisión reducir los tiempos de aprobación de los informes de evaluación o informes de evaluación inicial, ya que ambos tienen el mismo tiempo de aprobación y se presentan al mismo tiempo. |
| Artículo 76, primer párrafo, fracción I | I. a VI. ... | I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado para cada tres años, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando.<br><br>Asimismo, y dado que el número de pozos contenidos en el Plan para 3 años refiere a aquellos autorizados en el Plan de Desarrollo para la Exploración de Yacimientos No Convencionales, éstos comenzarán a contabilizarse al finalizar las actividades para la perforación del pozo.<br><br>Para casos específicos, donde la actividad de perforación esté considerada para cierto año y esta tenga retrasos operativos ajenos a los | Se propone que la modificación del Plan de Exploración (PE), de acuerdo con el supuesto de variación en el número de pozos a perforar, se realice en un periodo de tres años posteriores a la aprobación o modificación del PE.<br><br>Adicionalmente, se proponen incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de interpretación. |

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>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 76 de los Lineamientos.<br><br>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:<br><br>
<table>
<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>
<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>
</table>
</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Artículo 76, primer párrafo, fracción II</td>
<td></td>
<td>II. 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.</td>
<td>Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación.</td>
</tr>
</table>

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:<br><br>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:<br><br>$$Mod.Plan.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} \text{Inv. Ejecutadas} + \sum_{j}^{n} \text{Inv. Planeadas}}{Inv.Aprobada} * 100$$<br><br>Donde:<br><br>$Mod.Plan.Inv$ = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.<br><br>$j$ = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.<br><br>$\sum_{i=1}^{j-1} Inv.Ejecutadas$ = 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.<br><br>$\sum_{j}^{n} Inv.Planeadas$ = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (j) hasta el año final contemplado en el Plan.<br><br>$Inv.Aprobada$ = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.<br><br>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 formula:<br><br>$$FA = \left(\frac{INPP_j}{INPP_i}\right)$$<br><br>Donde:<br><br>$INPP_j$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.<br><br>$INPP_i$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año i.<br><br>Asimismo, el INPP se obtiene del *Bureau of Labor Statistics* de Estados Unidos, bajo la denominación "*PPI for All Comodities*". | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 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 ($TC_i$) Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual ($TC_j$):<br>$$Inv.Pesos_j = \left\{\frac{Inv.Pesos_i}{TC_i}\right\}(FA)(TC_j)$$<br>Donde:<br>$Inv.Pesos_j$ = Es la inversión en pesos del periodo i expresada en pesos del año actual.<br>$Inv.Pesos_i$ = Es la inversión en pesos del año i.<br>$TC_i$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año i.<br>$TC_j$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año actual.<br>$FA$ = Es el factor de actualización por inflación.<br>Para la determinación de las variables $TC$ del año correspondiente, se calcula el promedio simple del ultimo año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicado por el Banco de México.<br>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calculará de la siguiente manera:<br>$$Var.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} Inv.Ejecutadas + \sum_{j}^{n} Inv.Planeadas - Inv.Aprobado}{Inv.Aprobado} * 100$$<br>Donde:<br>$Var.Inv$ = Es la variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente. | |
| Artículo 76, segundo párrafo | El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifiquen o las actividades susceptibles a 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. | | Se sugiere especificar cómo se pondrá a consideración de la CNH la modificación que el operador considere, cuáles son los parámetros con base en los cuales deberá considerar la modificación, qué sucederá con el pago correspondiente en caso de que el operador presente una modificación y la CNH considere innecesaria dicha solicitud. |
| Artículo 85, primer párrafo, fracción I | I. a VI. ... | I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado para cada año, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando;<br><br>Asimismo, y dado que el número de pozos contenidos en el Programa para 1 año refiere a aquellos autorizados en el Programa, éstos comenzarán a contabilizarse al finalizar las actividades para la perforación del pozo. | Se propone que la modificación del Programa Piloto, de acuerdo con el supuesto de variación en el número de pozos a perforar, se realice en un periodo anual posterior a la aprobación o modificación del Programa.<br><br>Adicionalmente, se proponen incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de interpretación. |

<table>
<tr>
<td></td>
<td></td>
<td>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 85 de los Lineamientos.<br><br>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:<br><br>
<table>
<tr><th>Pozos contenidos en el Plan para 1 año</th><th>Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Plan</th></tr>
<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>
</table>
</td>
<td></td>
</tr>
<tr>
<td>Artículo 85, primer párrafo, fracción II</td>
<td></td>
<td>II. 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 Piloto vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de</td>
<td>Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación.</td>
</tr>
</table>

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Programa Piloto.<br><br>Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:<br><br>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:<br><br>$$Mod.Plan.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} \text{Inv. Ejecutadas} + \sum_{j}^{n} \text{Inv. Planeadas}}{Inv.Aprobada} * 100$$<br><br>Donde:<br><br>$Mod.Plan.Inv$ = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.<br><br>$j$ = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.<br><br>$\sum_{i=1}^{j-1} Inv.Ejecutadas$ = 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.<br><br>$\sum_{j}^{n} Inv.Planeadas$ = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (j) hasta el año final contemplado en el Plan.<br><br>$Inv.Aprobada$ = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.<br><br>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 formula:<br><br>$$FA = \left(\frac{INPP_j}{INPP_i}\right)$$<br><br>Donde:<br><br>$INPP_j$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.<br><br>$INPP_i$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año $i$.<br><br>Asimismo, el INPP se obtiene del *Bureau of Labor Statistics* de Estados Unidos, bajo la | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | denominación "*PPI for All Comodities*".<br><br>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 ($TC_i$). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual ($TC_j$).<br><br>$$Inv.Pesos_j = \left(\frac{Inv.Pesos_i}{TC_i}\right)(FA)(TC_j)$$<br><br>Donde:<br><br>$Inv.Pesos_j$ = Es la inversión en pesos del periodo i expresada en pesos del año actual.<br><br>$Inv.Pesos_i$ = Es la inversión en pesos del año i.<br><br>$TC_i$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año i.<br><br>$TC_j$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año actual.<br><br>$FA$ = Es el factor de actualización por inflación.<br><br>Para la determinación de las variables $TC$ del año correspondiente, se calcula el promedio simple del ultimo año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicado por el Banco de Mexico.<br><br>Teniendo en cuenta lo anterior, el indice de variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calculará de la siguiente manera.<br><br>$$Var.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} \text{Inv Ejecutadas} + \sum_{j}^{n} \text{Inv Planeadas} - Inv.Aprobada}{Inv.Aprobada} * 100$$<br><br>Donde:<br><br>$Var.Inv$ = Es la variacion de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente. | |
| Artículo 85, segundo párrafo | El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Programa Piloto, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifiquen o las actividades susceptibles a 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. | | Se sugiere especificar cómo se pondrá a consideración de la CNH la modificación que el operador considere, cuáles son los parámetros con base en los cuales deberá considerar la modificación, qué sucederá con el pago correspondiente en caso de que el operador presente una modificación y la CNH considere innecesaria dicha solicitud. |
| Artículo 89, tercer párrafo | Transcurrido el plazo otorgado al Operador Petrolero para la atención de la prevención sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión desechará el trámite, dejando a salvo el derecho del Operador Petrolero para presentar nuevamente el informe de evaluación que corresponda. | Transcurrido el plazo otorgado a los Operadores Petroleros para la atención de la prevención sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión desechará el trámite, dejando a salvo el derecho de los Operadores Petroleros para presentar nuevamente el Programa de Transición que corresponda. El acto por el cual se deseche el Programa Piloto presentado deberá hacerse de conocimiento del interesado en un plazo máximo | Se solicita mantener este párrafo de acuerdo con los Lineamientos de planes vigentes, toda vez que es necesario que se establezca un mecanismo mediante el cual se haga de conocimiento al operador petrolero el desechamiento del trámite en caso de que la Comisión no considere subsanada la prevención en su totalidad. |

<table>
<tr><td></td><td></td><td>de cinco días hábiles.</td><td></td></tr>
<tr><td>Artículo 97, primer párrafo, fracción I</td><td>I. a VIII. ...</td><td>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado cada tres años:<br><br>Asimismo, y dado que el número de pozos contenidos en el Plan para 3 años refiere a aquellos autorizados en el Plan de Desarrollo para la Extracción, éstos comenzarán a contabilizarse al finalizar las actividades para la perforación del pozo.<br><br>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. La contabilización anterior únicamente será para efectos de la generación del análisis de este artículo 97 de los Lineamientos.<br><br>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:<br><br><table><tr><td>Pozos contenidos en el Plan para 3 años</td><td>Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Plan</td></tr><tr><td>0, 1, 2, 3</td><td>Hasta 1</td></tr></table></td><td>Se presenta una nueva redacción para la fracción I para que sea consistente.<br><br>Se propone que la modificación del PDE, de acuerdo con el supuesto de variación en el número de pozos a perforar, se realice en un periodo de tres años posteriores a la aprobación o modificación del Programa.<br><br>Adicionalmente, se recomienda incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de interpretación.</td></tr>
</table>

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | <table><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></table> | |
| Artículo 97, primer párrafo, fracción II | | II. Cuando exista un incremento o decremento del treinta ~~quince~~ 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;<br><br>Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:<br><br>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: | Se propone ampliar el porcentaje que motivaría a un operador petrolero a modificar un PDE con base en la inversión comprometida. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | $$Mod.\ Plan.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} Inv.Ejecutadas + \sum_{j}^{n} Inv.Planeadas}{Inv.Aprobada} * 100$$<br>Donde:<br>$Mod.\ Plan.Inv$ = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.<br>$j$ = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.<br>$\sum_{i=1}^{j-1} Inv.Ejecutadas$ = 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.<br>$\sum_{j}^{n} Inv.Planeadas$ = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (j) hasta el año final contemplado en el Plan.<br>$Inv.Aprobada$ = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.<br>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 formula:<br>$$FA = \left(\frac{INPP_j}{INPP_i}\right)$$<br>Donde:<br>$INPP_j$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.<br>$INPP_i$ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año i.<br>Asimismo, el INPP se obtiene del *Bureau of Labor Statistics* de Estados Unidos, bajo la denominación "*PPI for All Comodities*". | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 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 ($TC_i$). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual ($TC_j$):<br>$$Inv.Pesos_j = \left(\frac{Inv.Pesos_i}{TC_i}\right)(FA)(TC_j)$$<br>Donde:<br>$Inv.Pesos_j$ = Es la inversión en pesos del periodo i expresada en pesos del año actual.<br>$Inv.Pesos_i$ = Es la inversión en pesos del año $i$.<br>$TC_i$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año $i$.<br>$TC_j$ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año actual.<br>$FA$ = Es el factor de actualización por inflación.<br>Para la determinación de las variables $TC$ del año correspondiente, se calcula el promedio simple del ultimo año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicado por el Banco de Mexico.<br>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calculará de la siguiente manera:<br>$$Var.Inv = \frac{\sum_{i=1}^{j-1} \text{Inv Ejecutadas} + \sum_{j}^{n} \text{Inv. Planeadas} - Inv.Aprobada}{Inv.Aprobada} * 100$$<br>Donde:<br>$Var.Inv$ = Es la variacion de la inversion a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente. | |
| Artículo 97, primer párrafo, fracción III | | III. Cuando la Asignación, Contrato de licencia o producción compartida, según sea el caso, produzcan más de 5,000 Barriles de Petróleo Crudo Equivalente (BPCE) promedio diario anual, se sujetará a lo siguiente:<br><br>a) Exista una variación del ± del treinta por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año en BPCE.<br><br>Asimismo, cuando la Asignación produzca menos de 5,000 BPCE promedio diario anual, se sujetará a lo siguiente:<br><br>c) Exista una variación del ± del veinte por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en 5 años, respecto del volumen pronosticado para el mismo periodo en BPCE. | Se solicita modificar el supuesto establecido en la fracción III, con la finalidad de permitir que los operadores petroleros tengan flexibilidad operativa y estén en posibilidad de incrementar su producción en forma razonable y sin que implique riesgos en la ejecución de las actividades autorizadas en un PDE.<br><br>Lo anterior, con la finalidad de que se puedan cumplir con las metas de producción en forma eficiente, en beneficio del país.<br><br>Por último, se propone especificar que el criterio de modificación se aplique en función de la producción que aporta, debido a la importancia que representa para los compromisos nacionales.<br><br>Adicionalmente, este supuesto estaría en concordancia con la modificación propuesta por la Comisión en el artículo 62 fracciones XI, XII y XIII de este anteproyecto. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | Para tal efecto, la Comisión evaluará si se actualiza el supuesto de modificación conforme a las siguientes premisas:<br><br>**a)** La variación del volumen de Hidrocarburos de forma separada, es decir, por una parte los Hidrocarburos líquidos (aceite o condensados) y por otra el gas natural, y<br><br>**b)** En el cálculo de la variable *H.Real.Anual*, en caso de que no se cuente con los datos del volumen de hidrocarburos efectivamente producidos, correspondientes a los meses que comprenden el año calendario, se contabilizarán los volúmenes de hidrocarburos registrados en el Programa de Trabajo.<br><br>El cálculo se realizará en valores reales, considerando la variación del volumen de Hidrocarburos líquidos y gas natural a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año, de tal manera que cuando el valor absoluto de esta variación sea igual o mayor al umbral preestablecido, se actualiza el supuesto de modificación.<br><br>Para ello, el porcentaje de cumplimiento del volumen pronosticado de hidrocarburos se calculará utilizando la fórmula que se describe a continuación: | Por último, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Tercero del Acuerdo de interpretación. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | $$Mod.Plan.H_j = \left(\frac{H.Real.Anual_j - H.Plan.Anual_j}{H.Plan.Anual_j}\right) * 100$$<br>Donde:<br>$Mod.Plan.H_j$ = Es el porcentaje de variación del volumen de Hidrocarburos a producir en el año del cálculo del diferencial (j) respecto del volumen pronosticado para el mismo año.<br>$H.Real.Anual_j$ = Es la sumatoria de los volúmenes de hidrocarburos a producir en el año j, que se calcula como la suma de los hidrocarburos reportados más el volumen de hidrocarburos programados.<br>**Volumen de hidrocarburos reportados:** Es el volumen acumulado de hidrocarburos efectivamente producidos, el cual se registra en los reportes mensuales de producción a que hace referencia el artículo 10, fracción II de los lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, evaluado desde enero del año j hasta el último mes con el cual se cuente con este reporte.<br>**Volumen de hidrocarburos programado:** Es la sumatoria del volumen de hidrocarburos a producir durante los meses del año j, el cual se registra en el Programa de Trabajo.<br>$H.Plan.Anual_j$ = Es el volumen total estimado de hidrocarburos por recuperar en el año j en el Plan aprobado. | |
| Artículo 97, primer párrafo, fracción VI | | VI. Las proyecciones del Operador Petrolero indiquen que la meta de aprovechamiento de gas no será alcanzada o será alcanzada en un plazo mayor a dos años fuera del tiempo aprobado en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente, conforme a las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos | Se recomienda ampliar el plazo en el que se necesita modificar el PDE cuando el operador petrolero no se encuentre en posibilidad de dar cumplimiento a las metas de aprovechamiento de gas natural asociado. |
| Artículo 97, segundo párrafo | El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, en el caso de que requiera reflejar los cambios técnicos o económicos que presenta el Plan, lo cual estará a consideración de la Comisión y deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II, así como, en su caso, del Anexo IV de los Lineamientos. | | Se sugiere especificar cómo se pondrá a consideración de la CNH la modificación que el operador considere, cuáles son los parámetros con base en los cuales deberá considerar la modificación, qué sucederá con el pago correspondiente en caso de que el operador presente una modificación y la CNH considere innecesaria dicha solicitud. |
| Artículo 101, último párrafo | Los Operadores Petroleros deberán cubrir el pago por concepto de los servicios referidos en el párrafo que antecede, durante los veinte días hábiles siguientes a la notificación de aprobación que realice esta Comisión de los citados Planes o Programas aprobados. Para los pagos que correspondan a los años subsecuentes, deberán hacer un pago anual, el cual deberá ser | | Con la finalidad de dar claridad a asignatarios y contratistas sobre el pago de derechos para el caso de asignaciones o contratos para los que se cuenta con un periodo adicional aprobado, pero no cuentan con la modificación de un plan que acredite la realización de actividades, por lo tanto la CNH deberá aclarar cuál es el procedimiento y |

<table>
<tr>
<td></td>
<td>efectuado dentro del primer trimestre del año calendario. En el caso de que dicho Plan o Programa concluya antes de terminar el año, independientemente del motivo de la conclusión, de igual forma se realizará el pago dentro del primer trimestre, pero en este caso se considerará la parte proporcional que corresponda. Lo anterior, con independencia de las modificaciones que puedan existir en los Planes o Programas aprobados.</td>
<td></td>
<td>los plazos para efectuar este pago y si es por asignación o por plan y programa aprobado.</td>
</tr>
<tr>
<td>Anexo I, Tabla I</td>
<td>
<table>
<tr><th>Trámite</th><th>Carpeta 1</th><th>Carpeta 2</th><th>Carpeta 3</th><th>Carpeta 4</th><th>Carpeta 5</th><th>Acreditación de Pago de aprovechamientos</th></tr>
<tr><td>Plan de Exploración</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td></tr>
<tr><td>Programa de Evaluación</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td></tr>
<tr><td>Informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Notificación de Descubrimiento</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Informe de evaluación</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td></td><td>✔</td></tr>
<tr><td>Informe de Evaluación Inicial</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td>✔</td><td></td><td>✔</td></tr>
<tr><td>Declaración de Descubrimiento Comercial</td><td>✔</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Programa de Trabajo y Presupuesto</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td>✔</td></tr>
</table>
</td>
<td></td>
<td>Con base en los comentarios mencionados en los artículos 52 y 52 Bis sobre el pago de derechos para informe de evaluación e informe de evaluación inicial, se sugiere adecuar la tabla para indicar que para dichos trámites no es necesario acreditar el pago.</td>
</tr>
<tr>
<td>Anexo I, apartado I, numeral 7, subnumeral 7.1., primer párrafo</td>
<td>…</td>
<td></td>
<td>Se solicita a esa Comisión establecer detallada y puntualmente los criterios que deberán cubrir los operadores petroleros para documentar el programa de inversiones y como serán evaluados, con el fin de evitar prevenciones y retrasos en la aprobación del PE.<br><br>Adicionalmente, la Comisión deberá considerar que en el caso de las asignaciones las inversiones programadas pueden sufrir cambios y actualizaciones, debido a cambios en la madurez de los proyectos, por lo que la Comisión deberá crear mecanismos para prevenciones al respecto en las solicitudes de autorización de perforación de pozos.<br><br>También se solicita no considerar la razonabilidad de costos para PE correspondientes a asignaciones, ya que las referencias empleadas por esa Comisión no</td>
</tr>
</table>

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | reflejan la realidad de PEP. |
| Anexo I, apartado I, numeral 7, subnumeral 7.1., segundo párrafo | ... | | Se solicita a esa Comisión establecer detallada y puntualmente los criterios que deberán cubrir los operadores petroleros para documentar el programa de inversiones y como serán evaluados, con el fin de evitar prevenciones y retrasos en la aprobación del PE.<br><br>Adicionalmente, la Comisión deberá considerar que en el caso de las asignaciones las inversiones programadas pueden sufrir cambios y actualizaciones, debido a cambios en la madurez de los proyectos, por lo que la Comisión deberá crear mecanismos para prevenciones al respecto en las solicitudes de autorización de perforación de pozos.<br><br>También se solicita no considerar la razonabilidad de costos para PE correspondientes a asignaciones, ya que las referencias empleadas por esa Comisión no reflejan la realidad de PEP. |
| Anexo II, apartado I, numeral 1, inciso I.1., primer párrafo | Mencionar el volumen total estimado por recuperar y el factor de recuperación de aceite y gas, en su caso, de gas, para la Asignación o Área Contractual, señalando la categoría de reservas correspondiente. | Mencionar el volumen total estimado por recuperar y el factor de recuperación de aceite y gas, en su caso, de gas, para la Asignación o Área Contractual, señalando la categoría de reservas correspondiente, ya sea las registradas vigentes al 1 de enero del año o bien las reservas propuestas por el operador. | Se propone la modificación marcada en rojo para aclarar a que reservas se refiere este apartado. |
| Anexo II, apartado I, numeral 2, primer párrafo | Presentar el (los) mapa(s) de las configuraciones estructurales representativas por Yacimiento, texturizando el poblado de propiedades (net pay, porosidad, saturación de agua, permeabilidad e índice de Hidrocarburos) y la litología por cada formación productora, en la que se muestre la infraestructura (ductos, líneas de descarga, instalaciones, Pozos) dentro de la Asignación o Área Contractual. | Presentar el (los) mapa(s) de las configuraciones estructurales representativas por Yacimiento con una breve descripción litológica incluyendo ~~texturizando~~ el poblado de propiedades (net pay, porosidad, saturación de agua, permeabilidad e índice de Hidrocarburos). Además, integrar un mapa en la que se muestre la infraestructura (ductos, líneas de descarga, instalaciones, Pozos) dentro de la Asignación o Área Contractual. | Se proponen las adecuaciones marcadas en rojo a efecto de dar mayor certeza sobre el requerimiento que se debe atender por el operador petrolero. |
| Anexo II, | Asimismo, colocar al menos una sección sismo- | Asimismo, colocar al menos una sección sismo- | Se proponen las adecuaciones marcadas en rojo |

| | | | |
|---|---|---|---|
| apartado I, numeral 2, segundo párrafo | 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 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. | 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 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~~. | a efecto de dar mayor certeza sobre el requerimiento que se debe atender por el operador petrolero. |
| Anexo II, apartado I, numeral 2, inciso 2.2. | 2.2. Geología (únicamente campos nuevos o con modificaciones en aspectos geológicos) | | PEP estima conveniente que se aclare si se elimina esta sección para las modificaciones de los PDE, con la finalidad de dar certeza jurídica a los operadores. |
| Anexo II, apartado I, numeral 2, inciso 2.2., fracción a), subfracción i. | i. El contexto geológico en el que se encuentra el Área de Asignación o Contractual; | | PEP estima conveniente que se aclaren cuáles son los criterios de modificación de aspectos geológicos, y se indiquen a que se refiere el contexto geológico mencionado en este apartado, con la finalidad de dar certeza jurídica a los operadores. |
| Anexo II, apartado I, numeral 2, inciso 2.2., subinciso 2.2.1. | Presentar una tabla con el resumen de los valores promedio de las principales propiedades petrofísicas (net pay, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, contactos o límites físicos e índice de Hidrocarburos) resultado de la evaluación petrofísica por Yacimiento, así mismo una breve descripción de la metodología de cálculo de las propiedades anteriormente mencionadas acordes a las características de cada Yacimiento. | ~~Presentar una tabla con el resumen de los valores promedio de las principales propiedades petrofísicas (net pay, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, contactos o límites físicos e índice de Hidrocarburos) resultado de la evaluación petrofísica por Yacimiento, así mismo una breve descripción de la metodología de cálculo de las propiedades anteriormente mencionadas acordes a las características de cada Yacimiento.~~<br><br>Mencionar brevemente la metodología de cálculo de las propiedades petrofísicas y Presentar una evaluación petrofísica representativa por cada yacimiento mostrando los límites físicos o contactos de fluidos originales y actuales. Incluir una Tabla resumen de las propiedades petrofísicas promedio por yacimiento. | Se propone los cambios con la finalidad de precisar la información en forma más clara. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Anexo II, apartado I, numeral 4, inciso 4.2., subinciso 4.2.2. | En caso de Campos nuevos o modificación describir la filosofía de operación del Área de Asignación o Contractual para el manejo de los fluidos a producir desde el Pozo hasta el Punto de Medición. Lo anterior, con base en la infraestructura y ductos planeados a construir durante la ejecución del Plan de Desarrollo para Extracción, mismos que serán presentados a través de los siguientes formatos: | | PEP estima conveniente que se aclaren si se va a incluir en formato Shape dentro de la carpeta 3, con la finalidad de dar certeza jurídica a los operadores. |
| Anexo II, apartado I, numeral 4, inciso 4.3., subinciso 4.3.2., e) | e) Explicar en el cuerpo del documento de forma breve, la información disponible de la producción y el comportamiento de la presión de cada Campo que se encuentre en el Área de Asignación o Contrato. | | PEP advierte que en el Anteproyecto se adiciona este requisito, pero la CNH no proporciona mayores elementos para desarrollar el tema y se presente en forma adecuada ante esa Comisión como parte de un PDE.<br><br>Por lo anterior, se estima conveniente que la Comisión precise este requisito y con ello de certeza jurídica a los operadores. |
| Anexo II, apartado I, numeral 4, inciso 4.5., subinciso 4.5.1, cuarto párrafo | Para la revisión y análisis de la información del Programa de Inversiones únicamente se considerarán como válidos los formatos establecidos por la Comisión, en correspondencia con el Plan de Desarrollo para la Extracción. | | De la revisión del formato generado por la Comisión, se advierte que éste no permite su modificación y sólo se podrán agregar filas, por lo que resulta conveniente revisar dicha situación. |
| Anexo II, apartado I, numeral 4, inciso 4.5., subinciso 4.5.2, cuarto párrafo | Para la revisión y análisis de la información del Presupuesto únicamente se considerarán como válidos los formatos establecidos por la Comisión, en correspondencia con el Programa de Trabajo. | | De la revisión del formato generado por la Comisión, se advierte que éste no permite su modificación y sólo se podrán agregar filas, por lo que resulta conveniente revisar dicha situación. |
| Anexo III, apartado I.C., numeral 1, subnumeral 1.2.2. | 1.2.2. Inversiones; | | Se solicita a la Comisión que establezca las unidades en las que se debe presentar la información de las Inversiones. |
| Anexo III, apartado I.C., numeral 1, | 1.2.3. Gastos de operación, y | | Se solicita a la Comisión que establezca las unidades en las que se debe presentar la información de los gastos de operación. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| subnumeral 1.2.3. | | | |
| Anexo III, apartado I.C., numeral 1, subnumeral 1.3. | Explicar las características de la ubicación del Área de Asignación o Contractual y presentar uno o varios mapas de referencia en donde se muestren: | Explicar las características de la ubicación del Área de Asignación o Contractual o del área correspondiente al Informe de Evaluación Inicial y del área en la que continuarán las actividades de Evaluación; y presentar uno o varios mapas de referencia en donde se muestren: | Incluir la ubicación y coordenadas de la porción del área correspondiente al Informe de Evaluación Inicial, con el objetivo de delimitar la porción sujeta a producción temprana y aquella porción en la que se continuarán las actividades de Evaluación. |
| Anexo III, apartado I.C., numeral 3, subnumeral 3.1.7. | a) Presentar, en su caso, el cronograma de todas las actividades consideradas para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y en su caso, compensación ambiental, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área de Asignación o Contractual, de conformidad con la Tabla III.64. Cronograma Abandono Preparatorio para la Extracción, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx; | a) Presentar, en su caso, el cronograma de todas las actividades consideradas para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y en su caso, compensación ambiental, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área de Asignación o Contractual o del área correspondiente al Informe de Evaluación Inicial, de conformidad con la Tabla III.64. Cronograma Abandono Preparatorio para la Extracción, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx | Se solicita a la Comisión acotar la información correspondiente al abandono solo para la porción del área referida en el informe de evaluación inicial. |
| Formato AP Solicitud de aprobación del Plan | | | De la revisión de la sección I Datos generales del Operador Petrolero, incisos XI y XII, relativos a la autorización expresa para ser notificado por medios de comunicación electrónica, se sugiere que estos incisos sean consistentes con las reglas que la Comisión ha establecido para la operación de su Oficialía de Partes Automatizada (OPA).<br><br>Lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica tanto al operador como a la Comisión en la aplicación de este mecanismo de notificación. |
| Formato MP Solicitud de modificación a los Planes | | | Se tienen las siguientes observaciones:<br><br>1.De la revisión de la sección I Datos generales del Operador Petrolero, incisos XI y XII, relativos a la autorización expresa para ser notificado por medios de comunicación electrónica, se sugiere que estos incisos sean consistentes con las reglas que la Comisión ha establecido para la |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | operación de su OPA.<br><br>Lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica tanto al operador como a la Comisión en la aplicación de este mecanismo de notificación.<br><br>2. Tratándose de la Sección 3. Supuesto de la modificación al Plan de Exploración correspondiente a Yacimientos convencionales, PEP solicita que el formato se actualice una vez que se consideren las adecuaciones planteadas por PEP para dicho fin.<br><br>Asimismo, por lo que hace a la nota contenida en dicha sección consistente en que *"En el caso de encontrarse en el supuesto de la fracción IV y siempre que dicha modificación suceda una vez concluida la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, el Operador Petrolero deberá entregar el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos a que hace referencia el artículo 104, apartado A de los Lineamientos, como parte de la modificación del Plan de Exploración, dentro del apartado "Resumen de antecedentes exploratorios" a que hace referencia el apartado 1 del Anexo I."*, se sugiere que esta aclaración se incorpore a la fracción IV del artículo 41, con la finalidad de dar certeza jurídica al operador sobre la aplicación de esta regla.<br><br>3. Tratándose de la Sección 4. Supuesto de la modificación al Plan de Exploración correspondiente a Yacimientos No Convencionales, PEP solicita que el formato se actualice una vez que se consideren las adecuaciones planteadas por PEP para dicho fin.<br><br>Asimismo, por lo que hace a la nota contenida en dicha sección consistente en que *"En el caso de* |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | *encontrarse en el supuesto de la fracción III, y siempre que dicha modificación suceda una vez concluida la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, deberá entregar el informe a que hace referencia el artículo 104, apartado B de los Lineamientos, como parte de la modificación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, dentro del apartado "Resumen de antecedentes exploratorios" a que hace referencia el apartado A del Anexo IV de los Lineamientos.*", se sugiere que esta aclaración se incorpore a la fracción III del artículo 76, con la finalidad de dar certeza jurídica al operador sobre la aplicación de esta regla.<br><br>4. Tratándose de la Sección 5. Supuesto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a Yacimientos convencionales, PEP solicita que el formato se actualice una vez que se consideren las adecuaciones planteadas por PEP para dicho fin.<br><br>5. Tratándose de la Sección 6. Supuesto de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a Yacimientos No Convencionales, PEP solicita que el formato se actualice una vez que se consideren las adecuaciones planteadas por PEP para dicho fin. |
| Formato PAA-EXP<br>Aviso del Programa de Trabajo y Presupuesto de Planes de Exploración de Asignaciones<br><br>Formato PAA-EXT | | | De la revisión de la Sección 1. Datos generales del Operador Petrolero, incisos III y IV, relativos a la autorización expresa para ser notificado por medios de comunicación electrónica, se sugiere que estos incisos sean consistentes con las reglas que la Comisión ha establecido para la operación de su OPA.<br><br>Lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica tanto al operador como a la Comisión en la aplicación de este mecanismo de notificación. |

| | | | |
|---|---|---|---|
| Aviso del Programa de Trabajo y Presupuesto de Planes de Desarrollo para la Extracción de Asignaciones<br><br>Formato APT Aprobación o modificación del Programa de Transición<br><br>Formato MPTP Modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto<br><br>Formato POA-AR Presentación del Programa Operativo Anual | | | |
| Formato PE Solicitud de aprobación o modificación del Programa de Evaluación | | | Se tienen las siguientes observaciones:<br><br>1. De la revisión de la Sección 1. Datos generales del Operador Petrolero, incisos III y IV, relativos a la autorización expresa para ser notificado por medios de comunicación electrónica, se sugiere que estos incisos sean consistentes con las reglas que la Comisión ha establecido para la operación de su OPA.<br><br>Lo anterior, con la finalidad de dar certeza |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | jurídica tanto al operador como a la Comisión en la aplicación de este mecanismo de notificación.<br><br>2. Tratándose de la Sección 4. Supuesto de la modificación del Programa de Evaluación, PEP solicita que el formato se actualice una vez que se consideren las adecuaciones planteadas por PEP para dicho fin. |
| Formato IE Aprobación del informe de evaluación | | | Se tienen las siguientes observaciones:<br><br>1. De la revisión de la Sección 1. Datos generales del Operador Petrolero, incisos III y IV, relativos a la autorización expresa para ser notificado por medios de comunicación electrónica, se sugiere que estos incisos sean consistentes con las reglas que la Comisión ha establecido para la operación de su OPA.<br><br>Lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica tanto al operador como a la Comisión en la aplicación de este mecanismo de notificación.<br><br>2. Por lo que hace a la Sección 3. Documentación anexa al informe de evaluación del Programa de Evaluación, Sección 4. Documentación anexa al informe de evaluación del Programa Piloto y Sección 5. Documentación anexa al Informe de Evaluación Inicial, es importante que se elimine la referencia al pago del aprovechamiento de conformidad con la propuesta de adecuaciones de PEP para dicho fin, con la finalidad de que tanto las disposiciones y el formato correspondiente sean congruentes entre sí. |
| Formato PP Solicitud de aprobación o modificación del Programa Piloto | | | Se tienen las siguientes observaciones:<br><br>1. De la revisión de la Sección 1. Datos generales del Operador Petrolero, incisos III y IV, relativos a la autorización expresa para ser notificado por medios de comunicación electrónica, se sugiere |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | que estos incisos sean consistentes con las reglas que la Comisión ha establecido para la operación de su OPA.<br><br>Lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica tanto al operador como a la Comisión en la aplicación de este mecanismo de notificación.<br><br>2. Tratándose de la Sección 4. Supuesto de la modificación del Programa Piloto, PEP solicita que el formato se actualice una vez que se consideren las adecuaciones planteadas por PEP para dicho fin. |

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...).