

Contacto CONAMER 615-CU - AMMOC-ALMB- B000212018

De: Norma Externa PCL <norma.externapcl@pemex.com>
Enviado el: miércoles, 14 de julio de 2021 05:28 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: Lineamientos de Planes_CONAMER.pdf

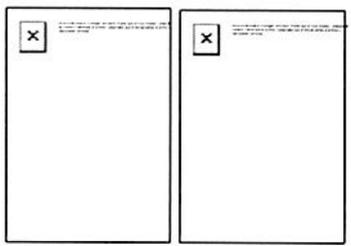


A la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria:

Con el presente, se remiten **comentarios a la respuesta a dictamen**, elaborada 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

Procesos de Eficacia y Calidad para una Gestión Eficiente

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; Respuesta a Dictamen 07/07/2021
ÁREA DE PEMEX RESPONSABLE DE COMENTARIOS (DIRECCIÓN, SUBDIRECCIÓN, SERENCIA):	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
---	------	------------	---------------------------

Observaciones generales

1) Por lo que hace al comentario contenido en las observaciones identificadas como B000211078, B000211110 y B000211114 (Comentarios 1), numeral 1de las observaciones generales de la identificada como B000211122 (Comentarios 2), así como en la observación identificada como B000211387 (Comentarios 3), de la revisión del documento denominado "Cuadro de atención a comentarios" (Justificaciones) y que forma parte a la respuesta dictamen de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH),se advierte que esa Comisión omitió dar respuesta al comentarios que a continuación se transcribe:

"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.

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."

En ese sentido, Pemex Exploración y Producción (PEP) estima necesario que la CNH dé una respuesta a dicho planteamiento, con la finalidad de atender la totalidad de las observaciones realizadas por PEP.

2) Asimismo, en los numerales 2 y 3 de los Comentarios 2 PEP refirió lo siguiente:

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) reflejen dicha solicitud.

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."

Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones señaló que "Referente a la notificación, los lineamientos vigentes establecen ese plazo de 5 días hábiles para notificar un desechamiento, / en la propuesta al artículo 68 del anteproyecto se eliminó, toda vez que la Ley Federal de Procedimiento Administrativo ya establece cual será el plazo máximo para realizar las notificaciones, por lo cual no se deja a los operadores sin certeza jurídica. Respecto al contenido del informe de evaluación inicial, se precisa que los requisitos son equiparables, dado el nivel de certidumbre esperado para cada uno de ellos, en donde la principal diferencia radica en la información que pueda ser confirmada o determinada como parte del informe de evaluación al que se refiere el artículo 52."

En ese sentido, PEP estima conveniente reiterar estas observaciones a efecto de generar esquemas que en nuestra opinión facilitarían la realización de actividades en beneficio de los operadores petroleros, y agilizarían el desarrollo de los proyectos petroleros, por lo que se reitera la observación de PEP.

3) En otro orden de ideas, la Comisión al referir distintas propuestas que no forman parte del Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (Anteproyecto), esa CNH determinó omitir el análisis de las referidas propuestas al no ser parte del Anteproyecto; sin embargo, PEP estima que dichas propuestas podrían ampliar el alcance y beneficios que esa Comisión pretende otorgar a los operadores petroleros.

<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 Temporal o bien preparatorias para la Extracción conforme a las actividades descritas en dicho documento y asociadas a las ejecutadas en el Plan de Exploración o Programa de Evaluación;</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 Temporal o bien preparatorias para la Extracción conforme a las actividades descritas en dicho documento y asociadas a las ejecutadas en el Plan de Exploración o Programa de Evaluación.</p>
<p></p>	<p>Los Operadores Petroleros que aún no cuentan 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, podrían incorporar Reservas asociadas a dicho Descubrimiento;</p>	<p>PEP, en los Comentarios 1 al Anteproyecto solicitó la adición del párrafo marcado en rojo, con la finalidad de desarrollar pozos en la reserva probada no desarrollada (RPNP) y probable (2P). Incremento de las reservas del país, obteniéndose los siguientes beneficios:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Congruencia con entidades externas (FMP, SEC, SENER). - Soporte respecto a las decisiones referentes a la asignación. - Correcto direccionamiento de la producción del campo.

		<p>Al respecto, la CNH señala en sus Justificaciones lo siguiente:</p> <p><i>"Sin embargo, no se acepta la propuesta de adición de un segundo párrafo para permitir la incorporación de reservas, no para aquellos operadores que únicamente cuentan con la notificación de descubrimiento por las siguientes consideraciones:</i></p> <p><i>La incorporación de reservas se regula de conformidad con los "Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación". En ese sentido, el artículo 5 establece el supuesto para poder incorporar reservas en aquellos casos en que los operadores aun no cuentan con un plan de desarrollo aprobado, siendo requisito sine qua non contar con el pronunciamiento en sentido favorable respecto del informe de evaluación por parte de la Comisión, lo cual se respeta en el último párrafo del artículo 55 bis del anteproyecto. Por lo cual, no es procedente la propuesta de PEMEX toda vez que, el anteproyecto no es el instrumento normativo idóneo para establecer una disposición que verse respecto a la incorporación de reservas; y que contradiga lo dispuesto en la norma que si las regula. Aunado a lo anterior, destaca que el nivel de certidumbre de un Descubrimiento no tiene suficiencia para categorizar reservas de hidrocarburos."</i></p> <p>En ese sentido, y con la finalidad de fortalecer la capacidad de los operadores petroleros para incorporar reservas, PEP estima conveniente que se realicen adecuaciones a los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y</p>
--	--	---

R. J.

<p>Artículo 3, fracción XXXI, último párrafo</p>	<p>Tratándose de Yacimientos No Convencionales en Lutitas 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>certificación de Reservas de la Nación (Lineamientos reservas), y generar un esquema para establecer el mecanismo que se considere esta posibilidad, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en los Comentarios 1 al Anteproyecto señaló para efectos del texto marcado en rojo, que de acuerdo a los resultados del Programa Piloto se determina o no la comercialidad de yacimientos no convencionales en lutitas, por lo que no necesariamente se podría optar por un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE).</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones señala que "No procedente la propuesta de incorporación, toda vez que si en el Plan de exploración o el Programa Piloto no se determina su comercialidad no se llevara el desarrollo."</p> <p>En ese sentido, es importante que esa Comisión considere esta posibilidad a efecto de facilitar el desarrollo de las actividades petroleras en yacimientos no convencionales, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 12, primer párrafo</p>	<p>Tratándose de Yacimientos No Convencionales en Lutitas 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>PEP realizó observaciones al Anteproyecto a través de los Comentarios 1 y Comentarios 3, en los siguientes términos:</p> <p>Comentarios 1</p> <p><i>"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."</i></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>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>

Al respecto, la CNH señaló en sus Justificaciones lo siguiente:

"No procedente, toda vez que de la lectura integral del Lineamiento y en específico de los artículos 15, 22, 28, 34, 41, 45, 50, 52, 52 bis, 62, fracciones I y II del 63, 64, 65, 65 Bis, 72, 76, 80, 85, 87, 97 y 101 permitirán completar el alcance normativo que se encuentra en el presente artículo.

Asimismo, tal y como se desprende de este artículo, en congruencia con lo dispuesto en los artículos 3 del Código Fiscal de la Federación; 29 de Ley de Organos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 28, fracción VI de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los aprovechamientos no solo surgen por la función de derecho público correspondiente a la revisión de los trámites contemplados en la regulación, sino también, por su función de derecho público correspondiente a la administración y supervisión de los Contratos o la supervisión y vigilancia de las actividades realizadas al amparo de los mismos."

En ese sentido, cabe destacar que los aprovechamientos sobre los que cuestiona PEP no siempre guardan relación con un trámite que requiera aprobación o, en su caso, un análisis de parte de la CNH, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

Comentarios 3

"Con la finalidad de dar claridad al pago de los derechos y aprovechamientos, sería importante que la Comisión indicara la

<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 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</p>	<p>proporcionalidad en el contenido de los planes o programas, para determinar los montos.</p> <p><i>Por ejemplo, los servicios de administración y seguimiento técnico anual de cada Plan o Programa o Etapa de transición de arranque, para asignaciones o contratos, actualmente cuesta \$689,940 y no tienen una proporcionalidad entre un plan de exploración y uno de desarrollo."</i></p> <p>Al respecto, la CNH señaló en sus Justificaciones lo siguiente:</p> <p>"No procedente, toda vez que los montos de los aprovechamientos no son materia que se deba regular dentro de los Lineamientos de Planes ni en ningún otro instrumento normativo que expide la Comisión ya que la aprobación de su determinación y monto corresponde a facultades de otras autoridades."</p> <p>En ese sentido, la CNH no refiere las razones por las que estima que los aprovechamientos son proporcionales o no, además de que si hay diferencias sustanciales en la manera de documentar un plan de exploración (PE) o un PDE o un programa conforme a los anexos, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 señaló lo siguiente: "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.", razón por la que se propusieron las modificaciones marcadas en rojo.</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 quince 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 cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero para que, dentro de un plazo de veinte quince días hábiles,</p>	

<p>solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta diez días hábiles.</p>	<p>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>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece que: "No procedente, toda vez que el plazo previsto en artículo 16 de los Lineamientos para resolver y emitir el dictamen técnico sobre un Plan no se modifica en el anteproyecto, continuando así en ochenta y cinco días naturales; cabe señalar que lo único que se pretende en este artículo es que la Comisión cuente con mayor tiempo, dentro del plazo de resolución, para revisar la información que presenten los operadores, recalando que esto no repercuta en el plazo de respuesta."</p> <p>En ese sentido, PEP considera conveniente la reducción de los plazos propuestos por la CNH ya que los retrasos en la realización de actividades petroleras presentan impactos económicos para los operadores y en la consecución de sus metas, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 señaló que "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>Al respecto, la Comisión establece en sus Justificaciones lo siguiente:</p>
<p>Artículo 19, fracción VI, inciso ii., primer párrafo</p>	<p>ii. ...</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>"No procedente, toda vez que la propuesta no obedece ni está relacionada con el objetivo del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones."</p> <p>En ese sentido, si bien la propuesta no es materia del Anteproyecto, PEP estima que este aspecto es relevante para efectos de la planeación de las actividades petroleras, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 señaló que "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>Al respecto, la Comisión establece en sus Justificaciones lo siguiente:</p> <p>"No procedente, toda vez que la propuesta no obedece ni está relacionada con el objetivo del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones."</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>En ese sentido, si bien la propuesta no es materia del Anteproyecto, PEP estima que este aspecto es relevante para efectos de la planeación de las actividades petroleras, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 señaló que "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>Al respecto, la Comisión establece en sus Justificaciones lo siguiente:</p> <p>"No procedente, toda vez que la propuesta no obedece ni está relacionada con el objetivo del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones."</p> <p>En ese sentido, si bien la propuesta no es materia del Anteproyecto, PEP estima que este aspecto es relevante para efectos de la planeación de las actividades petroleras, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 señaló que "A fin de dar certeza jurídica al operador petrolero, se considera conveniente la</p>
<p>Artículo 19, fracción VI, inciso ii.,</p>	<p>...</p>	

cuarto párrafo			<p>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>Al respecto, la Comisión establece en sus Justificaciones lo siguiente:</p> <p>"No procedente, toda vez que la propuesta no obedece ni está relacionada con el objetivo del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones."</p> <p>En ese sentido, si bien la propuesta no es materia del Anteproyecto, PEP estima que este aspecto es relevante para efectos de la planeación de las actividades petroleras, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
Artículo 24	<p>Artículo 24. 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 días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la presentación 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 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 por única ocasión una prórroga de hasta cinco días hábiles.</p>	<p>Artículo 24. 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 días hábiles contados a partir del día hábil siguiente a la presentación 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 Y solicitar segunda ronda por comparecencia, al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de diez días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente,</p>	<p>Se propone que para efectos de este artículo la documentación adicional que solicite la Comisión una vez que se haya realizado la prevención, se lleve a cabo a través de comparecencias, con la finalidad de transparentar dichas solicitudes de información.</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>subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta cinco días hábiles.</p>
<p>Artículo 41, fracción I</p>	<p>I. a VI. ...</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 comentó que "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>Al respecto, la CNH refirió en sus Justificaciones lo siguiente: "No procedente, toda vez que al establecer la definición de Asignaciones AR se limitan las actividades que se pueden realizar, aunado a que los propios Títulos de Asignación contemplan las actividades que realizarán al amparo de del mismo."</p> <p>Si bien se coincide que las asignaciones AR tienen características específicas, es importante que el Anteproyecto sea preciso en cuanto al contenido de los programas en cuestión, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 41, fracción I</p>	<p><u>Comentarios 1</u></p> <p>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado para cada tres años, con</p>	<p><u>Comentarios 1</u></p> <p>PEP, al momento de realizar esta propuesta, estableció lo siguiente: "Como se señaló en la Propuesta, se propone que la modificación del Plan de Exploración (PE) se realice,</p>

independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando;

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.

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.

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:

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

tratándose del número de pozos a perforar, se realice considerando un periodo de 3 años posteriores a la aprobación o modificación del PE.

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)."

Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece que: **"No procedente en primer lugar, toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Por otra parte, la propuesta no es acorde a la temporalidad y alcance de un Plan de Exploración.**

El periodo de 3 años es necesario para que la Comisión de seguimiento a lo aprobado en los planes.

Ahora bien, por lo que corresponde a lo propuesto en el segundo párrafo, destaca que las actividades son contabilizadas por la Comisión una vez que han sido concluidas. Aunado a que se contradice con lo propuesto en el tercer párrafo.

Cabe señalar que, el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, establece que los Planes de Exploración deberán observar las mejores

prácticas a nivel internacional. Adicionalmente, el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, indica que la Comisión ejercerá sus funciones procurando que se tenga como base en los proyectos la utilización de la tecnología más adecuada.

Con base en lo anterior, una práctica básica, y por lo tanto considerada como mejor práctica, es que para todo proyecto se tenga una adecuada planeación, en lo que respecta a la exploración una planeación basada en una estrategia que se entoque en la exploración de los plays (en cualquiera de sus categorías). Asimismo, cabe recordar que el objeto de la exploración es descubrir acumulaciones de hidrocarburos, que se materializa a través de la perforación de pozos exploratorios, por lo que dicha actividad es un elemento fundamental en la planeación. Por lo tanto, el número de pozos a perforar se considera clave para denotar una correcta planeación que derive en el mayor beneficio para el país. En consecuencia, permitir que un Operador pueda variar el número de pozos exploratorios a perforar, iría en contra de las mejores prácticas y los preceptos legales."

En ese sentido, PEP estima que si bien los argumentos considerados por la CNH en su justificación resultan razonables, la propuesta de PEP es el sentido de dar flexibilidad operativa en la ejecución de los PE, así como incorporar lo que esa Comisión emitió en su oportunidad el 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), por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

Comentarios 3

PEP estableció en sus observaciones lo siguiente: "La actividad exploratoria, está regida por el grado de conocimiento del subsuelo, mediante métodos indirectos (sísmica) y directos (pozos exploratorios), que se van obteniendo a través del tiempo. Lo cual conlleva a una actualización de la estrategia, que no necesariamente implica una modificación del Plan."

Al respecto, la Comisión establece en sus Justificaciones lo siguiente: "**No procedente** toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, aunado a que los pozos deben encontrarse aprobados en los planes de exploración a fin de que sean autorizados para su perforación, conforme al último párrafo del artículo 25 de los Lineamientos de Perforación de Pozos."

En ese sentido, y como se señaló anteriormente, la propuesta de PEP dar flexibilidad operativa en la ejecución de los PE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

PEP, en sus Comentarios 1 y 3 señaló como justificación de esta propuesta la siguiente: "Como se señaló en la Propuesta, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo

Comentarios 3
Derogar

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

Artículo 41,
fracción III

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;

Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:

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:

$$\text{Mod. Plan Inv} = \frac{I_{t-1} \text{ Inv. Ejecutadas} + I_{t-1} \text{ Inv. Planeadas}}{\text{Inv. Aprobada}} - 100$$

Donde:

Mod. Plan Inv = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.

I = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.

$\sum_{t=1}^{t-1}$ Inv. Ejecutadas = Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada, evaluada desde el año de aprobación del plan (t-1) hasta el año anterior del 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.

$\sum_{t=1}^{t-1}$ Inv. Planeadas = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (t) hasta el año final contemplado en el Plan.

Inv. Aprobada = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.

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:

$$FA = \left(\frac{INPP}{INPP_0} \right)$$

Donde:

INPP = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.

INPP₀ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año t.

Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".

del Acuerdo de Interpretación de la CNH. Acuerdo CNH.E.05.001/2020."

Al respecto, la Comisión establece en sus Justificaciones lo siguiente: "Por otra parte, lo propuesto como fracción III **no resulta procedente** toda vez que, la propuesta es incluir el contenido de un Acuerdo vigente y en el que se establece lo mismo que se propone."

En ese sentido, la intención de PEP es dar claridad en la aplicación de las disposiciones en consistencia con el Acuerdo de Interpretación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

	<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 (T_i). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (T_0).</p> $Inv\ Pesos_t = \left(\frac{Inv\ Pesos_0}{T_0} \right) (F+I)(T_i)$ <p>Donde:</p> <p>$Inv\ Pesos_t$ = Es la inversión en pesos del periodo t expresada en pesos del año actual</p> <p>$Inv\ Pesos_0$ = Es la inversión en pesos del año t.</p> <p>T_i = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año t.</p> <p>T_0 = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual.</p> <p>$F+I$ = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables T_i 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> $Var\ Inv = \frac{V^i Inv\ Ejecutada + V^0 Inv\ Reservada - Inv\ Aprobada}{Inv\ Aprobada} \cdot 100$ <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 (propuesta)</p>	<p>El Operador petrolero podrá cambiar la ubicación estructural de los pozos exploratorios a perforar, siempre y cuando sean los mismos objetivos geológicos documentados en el Plan, sin necesidad de modificar el mismo.</p>	<p>PEP, en los Comentarios 3 señaló lo siguiente: <i>"Se genera la propuesta de incluir en el Artículo el párrafo.</i></p> <p><i>Con base en la experiencia se fortalecen las localizaciones exploratorias con el conocimiento técnico derivado de los estudios, a fin de contar con flexibilidad operativa.</i></p> <p><i>Esta propuesta resulta relevante para la actividad exploratoria, ya que tiene como finalidad la identificación de prospectos que derivan en la incorporación de reservas."</i></p> <p>Al respecto, la CNH omitió dar una justificación en cuanto a dicha propuesta, por lo que se reitera la misma.</p>

Derogado

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 descubrimientos.

PEP, en los Comentarios 1 al Anteproyecto señaló lo siguiente: "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."

Al respecto, la CNH establece en sus Justificaciones lo siguiente: "**No procedente**, toda vez que al momento en que se conceptualizó el párrafo que se pretende derogar en el anteproyecto, se supuso que tramitar el Plan de Exploración con un Programa de Evaluación integrado, podría resultar beneficioso.

No obstante, la experiencia demostró que no fue utilizada la opción que daban los Lineamientos por la complejidad del caso, y en los dos casos que se tuvieron, fue necesario "separar" los trámites para hacerlos más eficiente

Ahora bien, para llevar a cabo las ramificaciones y ventanas que se señalan en la propuesta, el operador petrolero debe contar con un Programa de Evaluación en términos de los Lineamientos de Planes."

En ese sentido, PEP insiste en que se siga proporcionando al operador petrolero la posibilidad de presentar un PE en forma conjunta con un programa de evaluación, ante

Artículo 46	Artículo 46. La Comisión resolverá respecto del Programa de Evaluación en un plazo no mayor a 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.	la posibilidad de que en alguna instancia particular sea posible aplicar esta disposición, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.
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.	PEP en sus Comentarios 2 y 3 señaló que: "Con el fin de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone reducir el plazo para la resolución del programa de evaluación." Al respecto, la CNH en sus Justificaciones lo siguiente: " No procedente , toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Aunado que, el plazo para la resolución del Programa de Evaluación está establecido en función de las horas hombre que se requieren para su revisión y análisis." En ese sentido, PEP estima necesario que, independientemente de lo planteado en el Anteproyecto, es considerar propuestas adicionales que añadan valor al mismo y representen mejoras a la regulación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.
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,	PEP en sus Comentarios 2 y 3 señaló que: "Con el fin de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone reducir los plazos del trámite para la resolución del programa de evaluación." Al respecto, la CNH en sus Justificaciones lo siguiente: " No procedente , toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni

	<p>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 ese días hábiles.</p>	<p>como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Aunado que, el plazo para la revisar la información presentada por el operador al Programa de Evaluación está establecido en función de las horas hombre que se requieren para su revisión y análisis.</p> <p><i>Por otra parte, se señala que reducir el plazo para que la Comisión pueda prevenir no reduce el plazo de resolución ya que, de conformidad con el artículo 17-A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo la prevención se debe hacer dentro del primer tercio del plazo de respuesta."</i></p> <p>En ese sentido, PEP estima necesario que, independientemente de lo planteado en el Anteproyecto, es considerar propuestas adicionales que añadan valor al mismo y representen mejoras a la regulación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 50, fracción I</p> <p>I. a V. ...</p>	<p>Comentarios 1</p> <p>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Programa de Evaluación aprobado cada dos años, 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</p>	<p>Comentarios 1</p> <p>PEP estableció como justificación lo siguiente: "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><i>Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de interpretación."</i></p>

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 LLP. La contabilización anterior únicamente será para efectos de la generación del análisis de este artículo 50 de los Lineamientos.

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:

Pozos contenidos en el Programa para 2 años	Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Programa
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

Comentarios 3

Derogar

Comentarios 3

PEP estableció como justificación lo siguiente: *“En tanto el objetivo del programa de evaluación no se modifique, el operador podrá variar el número y ubicación de los pozos, lo cual se reportaría en el informe de evaluación.”*

Al respecto, la CNH establece en sus Justificaciones lo siguiente: **“No procedente, en primer lugar toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora**

<p>Artículo 50, 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 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>Adicionalmente, PEP incluyó el texto adicional para incluir lo establecido en el Acuerdo de interpretación.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 al Anteproyecto, señaló lo siguiente: "Como se señaló en la Propuesta, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación."</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Por lo que corresponde a lo propuesto como fracción III este no resulta procedente toda vez que, la propuesta es incluir el contenido de un Acuerdo vigente y en el que se establece lo mismo que se propone."</p>	<p>Regulatoria. Aunado que, la propuesta no es acorde a la temporalidad y alcance de un Plan de Exploración.</p> <p>Destaca que, en un periodo de 2 años, es necesario que la Comisión de seguimiento a lo aprobado en los programas y no al gusto del Operador.</p> <p>De igual forma, no se considera procedente, toda vez que, las actividades son contabilizadas por la Comisión una vez que han sido concluidas. Aunado a que lo señalado en el tercer párrafo se contradice con lo propuesto en el segundo párrafo."</p> <p>En ese sentido, PEP estima necesario que, independientemente de lo planteado en el Anteproyecto, es considerar propuestas adicionales que añadan valor al mismo y representen mejoras a la regulación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</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 style="text-align: center;"> $\text{Mod. Por. Inv.} = \frac{Y^t \text{ Inv. Ejecutada} - Y^{t-1} \text{ Inv. Ejecutada}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ </p> <p>Donde:</p> <p>Mod. Por. Inv. = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.</p> <p>t = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.</p> <p>Y^{t-1} Inv. Ejecutada = Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada evaluada desde el año de aprobación del plan ($t-1$) hasta el año anterior del cálculo del diferencial de inversión (t), la cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos.</p> <p>Y^t Inv. Ejecutada = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar evaluada al año del cálculo del diferencial (i) hasta el año final contemplado en el Plan.</p> <p>Inv. Aprobada = 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> $FA = \left(\frac{INPP_t}{INPP_0} \right)$ <p>Donde:</p> <p>INPP_t = 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>INPP₀ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año 0.</p> <p>Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".</p>	<p>En ese sentido, PEP estima necesario que, independientemente de lo planteado en el Anteproyecto, es considerar propuestas adicionales que añadan valor al mismo y representen mejoras a la regulación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>Adicionalmente, PEP incluyó el texto adicional para incluir lo establecido en el Acuerdo de Interpretación.</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 se incorporen o descarten actividades susceptibles a acreditar en el Programa Mínimo de Trabajo.</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 (T_i). Posteriormente se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (T_j).</p> $Inv. Pesos_j = \left(\frac{Inv. Pesos_i}{T_i} \right) (FAI(T_j))$ <p>Donde:</p> <p>$Inv. Pesos_j$ = Es la inversión en pesos del periodo expresada en pesos del año actual</p> <p>$Inv. Pesos_i$ = Es la inversión en pesos del año i.</p> <p>T_i = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año i.</p> <p>T_j = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual</p> <p>FAI = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables T_i 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> $T_n Inv. = \frac{Y^1 Inv. Ejecutadas + Y^2 Inv. Pautadas}{Inv. Aprobada} \cdot 100$ <p>Donde:</p> <p>$T_n Inv.$ = Es la variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 1, señaló que: "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>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Respecto del comentario de Pemex, se aclara que la incorporación de este párrafo tiene por objeto ampliar la potestad con la que cuenta el operador petrolero para solicitar la modificación del programa de evaluación derivado de casos en los que por 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. Al respecto, se considera que el</p>
---	---	--

		<p>párrafo es una flexibilidad ante las hipótesis señaladas en este artículo."</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la falta de claridad en cuanto a los supuestos que la Comisión considera que son adecuados, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 3, señaló que: "Se genera la propuesta de incluir en el Artículo el párrafo.</p> <p>De acuerdo al conocimiento de estudios de modelado estáticos y dinámicos, que se van obteniendo durante el período de evaluación.</p> <p>Esta propuesta resulta relevante para la actividad exploratoria, ya que tiene como finalidad la identificación de prospectos que deriven en la incorporación de reservas."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente; respecto al comentario de Pemex se señala que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.</p> <p>Aunado a lo anterior, que el Operador pueda cambiar la ubicación estructural de un pozo exploratorio, implica que la exploración no ha sido correctamente planificada. Sin embargo, cabe aclarar que la propia normatividad de la Comisión permite un cambio de coordenadas y profundidades de los pozos a perforar, siempre que se respete los objetivos del prospecto exploratorio que fue aprobado en el plan, y es una práctica que la Comisión ha implementado con diversos Operadores.</p>
<p>Artículo 50 (propuesta)</p>	<p>El Operador petrolero podrá reubicar la posición estructural de los pozos delimitadores a perforar, siempre y cuando se cumpla con el objetivo del Programa de delimitar areal y/o verticalmente el yacimiento descubierto, sin que esto implique la modificación del Programa de Evaluación.</p>	

<p>artículo 52, primer párrafo</p>	<p>Artículo 52. Del informe de evaluación. Una vez concluidas las actividades derivadas del Programa 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, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos esquinco 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>Artículo 52. Del informe de evaluación. Una vez concluidas las actividades derivadas del Programa 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, acreditando el pago del aprovechamiento de pago mediante el esquema de pagos electrónicos esquinco 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>Cabe señalar que, al ser la evaluación una etapa más avanzada de la exploración, la certidumbre de las operaciones aumenta significativamente, y resulta menos válido variar el número de pozos. "</p> <p>En ese sentido, PEP estima necesario contar con las facilidades propuestas en la realización de las actividades de evaluación, además de que esa Comisión podría realizar un análisis más detallado sobre la propuesta a pesar de que no forma parte del Anteproyecto, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 al Anteproyecto, señaló lo siguiente: "Dado que el informe de evaluación 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.</p> <p>Por tanto, se estima que esta aprobación de actividades genera costos adicionales para el operador petrolero. "</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, toda vez que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3o del Código Fiscal de la Federación los aprovechamientos se cobran por las funciones de derecho público que realiza el Estado y no solo por la aprobación de actividades, en este caso la Comisión en uso de sus funciones de derecho público analiza la información que se acompaña en el informe de</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 e5cinco 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, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco o la plataforma que se establezca para tal efecto.</p>	<p>evaluación para, posteriormente emitir un pronunciamiento.”</p> <p>En ese sentido, si bien se coincide con la Comisión que existe un análisis y un pronunciamiento de su parte, también es importante para PEP que el cobro de aprovechamientos sea razonable y proporcional con las actividades que realice la CNH en el ejercicio de sus funciones, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 al Anteproyecto, señaló lo siguiente “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>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: “No procedente, toda vez que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 3o del Código Fiscal de la Federación los aprovechamientos se cobran por las funciones de derecho público que realiza el Estado y no solo por la aprobación de actividades; en este caso la Comisión en uso de sus funciones de derecho público analiza la información que se acompaña en el Informe de Evaluación Inicial para, posteriormente emitir un pronunciamiento.”</p>
--	--	---	---

		<p>En ese sentido, si bien se coincide con la Comisión que existe un análisis y un pronunciamiento de su parte, también es importante para PEP que el cobro de aprovechamientos sea razonable y proporcional con las actividades que realice la CNH en el ejercicio de sus funciones, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 53</p> <p>La Comisión resolverá respecto del informe de evaluación en un plazo no mayor a 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.</p>	<p>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.</p>	<p>PEP en sus Comentarios 2 y 3, refirió como justificación lo siguiente, respectivamente:</p> <p><i>“Con la finalidad de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone la reducción de los plazos para la resolución del informe.”</i></p> <p><i>“Agilizar el proceso de la transferencia del descubrimiento a un Plan de Desarrollo.”</i></p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: “No procedente, toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones.”</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la CNH revise propuestas adicionales a las contenidas en el Anteproyecto, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 54, primer párrafo</p>	<p>Artículo 54. ...</p>	<p>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</p> <p>PEP en sus Comentarios 2, refirió como justificación lo siguiente: <i>“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</i></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 tenderá por cumplido los objetivos de la 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>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."</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la CNH revise propuestas adicionales a las contenidas en el Anteproyecto, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP en sus Comentarios 1 y 3, refirió como justificación lo siguiente: "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>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, en la medida que el caso aplicaría cuando la</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 tenderá por cumplido los objetivos de la 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, podrá optar por 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>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 por única ocasión una prórroga de hasta tres cinco días hábiles.</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>Comisión observa que existe un grado de certidumbre razonable conforme a los criterios de artículo 55 con relación a la evaluación de Descubrimiento y no a discreción del Operador.”</p> <p>En ese sentido, PEP estima que en algunos casos es importante llevar a cabo la reevaluación en comento y con ello contar con un mayor grado de certeza, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Comentarios 1</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>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>Comentarios 1</p> <p>PEP en sus comentarios al Anteproyecto señaló como justificación lo siguiente: “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>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"> - Congruencia con entidades externas (FMP, SEC, SENER). - Soporte respecto a las decisiones referentes a la asignación. - Correcto direccionamiento de la producción del campo”
<p>Comentarios 3</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</p>	

que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.

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 al informe de evaluación inicial.

Comentarios 3

PEP en sus comentarios al Anteproyecto señaló como justificación lo siguiente: "Reconocer los volúmenes y las reservas asociadas al informe de evaluación (a dos desplazamientos del pozo descubridor), lo cual permitirá sustentar el desarrollo inicial, el correcto direccionamiento de la producción asociada al campo y congruencia con entidades internas y externas (FMP, SEC, SENER)."

Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "**No procedente**, toda vez que la incorporación de reservas se regula de conformidad con los "Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación". En ese sentido, el artículo 5 establece el supuesto para poder incorporar reservas en aquellos casos en que los operadores aun no cuentan con un plan de desarrollo aprobado, siendo requisito sine qua non contar con el pronunciamiento en sentido favorable respecto del informe de evaluación por parte de la Comisión, lo cual se respeta en el último párrafo del artículo 55 bis del anteproyecto. Por lo cual, no es procedente la propuesta de PEMEX toda vez que, el anteproyecto no es el instrumento normativo idóneo para establecer una disposición que verse respecto a la incorporación de reservas; y que contradiga lo dispuesto en la norma que si las regula. Aunado a lo anterior, destaca que el nivel de certidumbre de un Descubrimiento no tiene suficiencia para categorizar reservas de hidrocarburos."

En ese sentido, PEP estima conveniente que se considere una adecuación a los

<p>Artículo 56, primer párrafo</p>	<p>Artículo 56. ...</p>	<p>Lineamientos que regulan el procedimiento, con la finalidad de revisar la posible inclusión de la propuesta de PEP, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP en los Comentarios 2, señaló como justificación lo siguiente: "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."</p>
<p>Artículo 57, primer párrafo</p>	<p>Artículo 57. De la toma de conocimiento de la Comisión. Una vez cumplidos los elementos a que refiere el artículo 56 de los Lineamientos, la Comisión tendrá por presentada la declaración de Descubrimiento Comercial por parte del Operador Petrolero.</p>	<p>Durante el periodo 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.</p> <p>PEP en los Comentarios 2, señaló como justificación lo siguiente: "Se propone que este trámite cuente con plazos establecidos para evitar retrasos en la estrategia de desarrollo del campo."</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones comentó lo siguiente: "No procedente, toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión revise la propuesta a pesar de que no esté contenida en el Anteproyecto, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 57, primer párrafo</p>	<p>Artículo 57. De la toma de conocimiento de la Comisión. Una vez cumplidos los elementos a que refiere el artículo 56 de los Lineamientos, 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</p>	<p>PEP en los Comentarios 2, señaló como justificación lo siguiente: "Se propone que este trámite cuente con plazos establecidos para evitar retrasos en la estrategia de desarrollo del campo."</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones comentó lo siguiente: "No procedente, toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio</p>

<p>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.</p>	<p>presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Sin embargo, este comentario será tomado en consideración en futuras ocasiones.</p> <p>No obstante, lo anterior se modifica el texto del artículo 57 de los Lineamientos para señalar que los elementos a que se refiere este artículo se encuentran en el artículo 56.</p> <p>...</p>	
<p>Artículo 62, fracción II</p> <p>I. a III. ...</p>	<p>II. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado cada tres años:</p> <p>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.</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 62 de los Lineamientos.</p>	<p>PEP, en los Comentarios 2 al Anteproyecto, se refirió lo siguiente: "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.</p> <p>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 perforar.</p> <p>Adicionalmente, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de Interpretación."</p> <p>Al respecto, la Comisión señaló en sus Justificaciones lo siguiente: "Respecto a la fracción II, no es procedente la propuesta planteada por el Particular, toda vez que la perforación de pozos es una actividad fundamental para el desarrollo o producción de las reservas, se requiere el seguimiento en la</p>

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:

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

Comentarios 2

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 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.

Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:

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:

ejecución de la perforación de los pozos contemplados en un Plan, la variación del número de pozos perforados con respecto a los considerados en un Plan hace que los objetivos o la estrategia de Extracción cambien, por lo que ya no puede decirse que es el mismo plan o proyecto contemplado. Por lo tanto, el seguimiento a esta actividad si debe realizarse cada año.”

En ese sentido, PEP coincide en la necesidad de dar seguimiento a los pozos bajo las consideraciones de la Comisión; sin embargo, también es importante dar flexibilidad a los operadores en la ejecución de actividades en materia de pozos, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

PEP, en los Comentarios 2 y 3 al Anteproyecto, refirió como justificación de la propuesta, respectivamente, lo siguiente:

Comentarios 2

Se propone ampliar el porcentaje que motivaría a un operador petrolero a modificar un PDE con base en la inversión comprometida.

Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación.

Comentarios 3

Se propone derogar, debido a que intervienen factores externos, tales como la paridad y precio del hidrocarburo, que repercuten en ajustes presupuestales de inversión hacia las asignaciones y la jerarquización de las

Artículo 62, fracción III

	<p> $\text{Mod. Plan Inv} = \frac{Y_{19}^{\text{Inv. Ejecutadas}} + Y_{20}^{\text{Inv. Planeadas}}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ </p> <p> Donde: Mod. Plan Inv = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente. I = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual. Y¹⁹ 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 (I-1) la cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos. Y²⁰ Inv. Planeadas = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (I) hasta el año final contemplado en el Plan. Inv. Aprobada = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado. Todos los valores presentados deberán expresarse en valores reales, para lo cual se utiliza un factor de actualización por inflación (FA), a través de la siguiente fórmula: $FA = \left(\frac{INPP_t}{INPP_0} \right)$ Donde: INPP_t = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual. INPP₀ = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año I. </p> <p> Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities". </p>	<p> mismas, para orientar el presupuesto a las de mayor rentabilidad, lo que origina el estar actualizando Planes de manera recurrente. </p> <p> Al respecto, la Comisión establece en sus Justificaciones lo siguiente: "Por lo que corresponde a lo propuesto como fracción III este no resulta procedente toda vez que, la variación propuesta de treinta por ciento para actualizar el supuesto de modificación del Plan, no se esgrime argumento alguno que justifique tal propuesta." </p> <p> En ese sentido, la Comisión no tomó en consideración la justificación propuesta por PEP en los Comentarios 3; asimismo, tampoco refieren los argumentos técnicos y/o económicos que bajo su criterio no harían viable su procedencia. Por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad. </p>
--	---	--

<p>Artículo 62, fracción VIII</p>	<p>VII. El Operador Petrolero contemple la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada o bien, considere la implementación de algún método diferente al que está aprobado en el Plan vigente;</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 (T_1). Posteriormente, se actualizarán y se volverán a convertir con base en el tipo de cambio actual (T_2).</p> $Inv_{Pesos} = \left(\frac{Inv_{Pesos}}{T_1} \right) [F + I(T_2)]$ <p>Donde:</p> <p>Inv_{Pesos} = Es la inversión en pesos del periodo, expresada en pesos del año actual</p> <p>$Inv_{Dolares}$ = Es la inversión en pesos del año t.</p> <p>T_1 = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año t.</p> <p>T_2 = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año actual</p> <p>$F+I$ = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables T_1 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 regular respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calcula de la siguiente manera:</p> $\frac{Var_{Inv} = \frac{VI_{Inv} - \frac{VI_{Inv} \cdot \text{Ejemplar} \cdot VI_{Inv} \cdot \text{Ejemplar}}{Inv_{Aprobada}}}{Inv_{Aprobada}} \cdot 100$ <p>Donde:</p> <p>Var_{Inv} = Es la variación de la inversión a regular respecto de la inversión aprobada en el plan vigente.</p> <p>Comentarios 3</p> <p>III. Derogar</p> <p>Derogar</p>
		<p>PEP, en sus Comentarios 3 al Anteproyecto, señaló lo siguiente: "Esta propuesta busca reducir cargas administrativas y financieras, considerando que las obligaciones de actualización en esta materia se encuentran contenidas en los lineamientos de recuperación secundaria y mejorada. Mientras exista un Plan de Desarrollo para la Extracción vigente (Plan), en el que se prevea la implementación de un método de recuperación secundaria y mejorada, los operadores petroleros, podrán continuar con los estudios, pruebas y muestreos, que soporten la correcta administración del yacimiento, incrementando el factor de recuperación final."</p> <p>La CNH en sus Justificaciones omitió el análisis de esta propuesta, por lo que se reitera</p>

<p>artículo 62, fracción VIII</p>	<p>V. a X. ...</p>	<p>Comentarios 2</p> <p>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;</p> <p>Comentarios 3</p> <p>Derogar</p>	<p>la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en los Comentarios 2 al Anteproyecto presentó como justificación de esta propuesta, la siguiente: "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."</p> <p>Al respecto, la CNH establece en sus Justificaciones lo siguiente: "No procedente la propuesta de cambio indicada por el Particular debido a que el plazo máximo permitido para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas aprobada está indicado en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración Y Extracción de Hidrocarburos y el texto vigente en los Lineamientos así lo refiere."</p> <p>En ese sentido, PEP estima necesario que la Comisión reconsidere esta propuesta, en atención a que el artículo 14 de las Disposiciones referidas establece que el plazo señalado podría ampliarse, al tratarse de un periodo preferente para dicho fin. Por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>Asimismo, tratándose de los Comentarios 3, PEP señaló lo siguiente: "Esta propuesta busca reducir cargas administrativas y financieras, considerando que las obligaciones de actualización en esta materia se encuentran contenidas en los lineamientos de aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.</p> <p>Mientras exista un Plan de Desarrollo para la Extracción vigente (Plan), en el que se tenga</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>a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.</p>	<p>establecida una meta de aprovechamiento de gas, los operadores petroleros, deberán tomar decisiones técnicas y económicas, manteniendo la prioridad de una correcta extracción de campos petroleros, que permita administrar la energía del yacimiento e incrementar el aprovechamiento de gas, cumpliendo su razón de ser."</p> <p>La CNH en sus Justificaciones omitió el análisis de esta propuesta, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</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>a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.</p>	<p>Tratándose de las justificaciones contenidas en los Comentarios 1 y 2, PEP manifestó lo siguiente, respectivamente:</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</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>a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.</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>

Comentarios 1

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 \pm 30% del volumen de aceite y/o gas producido en un periodo de 3 años.

La actualización del resto de las asignaciones, solo cuando el operador requiera modificar las estrategias de explotación.

a) Derogado

Comentarios 3

XI. Derogar

Comentario 2

"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."

Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones señaló lo siguiente: "**No procedente**, en primer lugar, en la medida que la modificación que se planteó en el anteproyecto obedece a lo que se consensó en diversas reuniones de trabajo con los operadores petroleros.

Ahora bien, de acuerdo con las estadísticas de datos de producción, se tiene conocimiento que son pocas las Asignaciones y Contratos que producen más de 5,000 barriles de petróleo, por lo cual, si se llegará a tomar en consideración la propuesta serían escasas las modificaciones de los Planes, repercutiendo en el seguimiento que la Comisión da a estos, ya que de esta manera los Operadores deben presentar la modificación y evaluar nuevas estrategias que justifiquen los incrementos o decrementos de producción.

Por otro lado, no considerar el petróleo crudo equivalente como supuesto de modificación, es por la necesidad de disgregar en aceite y gas para dar un óptimo seguimiento a las Asignaciones que aportan la mayor producción de hidrocarburos en el país."

En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión amplíe el número de barriles de petróleo crudo equivalente (BPCE) a efecto de dar flexibilidad operativa a los operadores petroleros en la ejecución de sus PDE, por lo

		<p>que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p><u>Tratándose de las justificaciones contenidas en los Comentarios 3, PEP manifestó lo siguiente: "Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente.</u></p> <p>Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 47 Asignaciones en un año, lo que representa una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar el resto de las asignaciones, que son 239 Asignaciones a documentar en un periodo de 2 a 3 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes."</p> <p>Al respecto, la CNH establece en sus Justificaciones lo siguiente: "No es procedente la propuesta de derogar la fracción XI del artículo 62 debido a que ya se está reduciendo la posible carga documental o administrativa que pudiese tener el Asignatario para tener que modificar los planes de Desarrollo de las Asignaciones que más produzcan en el país, aunado a que no necesariamente esas 47 Asignaciones de más de 5,000 bpd forzosamente caerán en el supuesto cada año.</p>
--	--	---

21

<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>Con los lineamientos vigentes la posible modificación de planes de desarrollo sería de 157 Asignaciones productoras de aceite, con lo cual la disminución de la carga documental y administrativa ya es considerable."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión realice adecuaciones a este supuesto de modificación a un PDE, a efecto de dar flexibilidad operativa a los operadores petroleros en la ejecución de sus PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
	<p>Comentarios 1 y 3 XII. Derogado</p>	<p>Tratándose de las justificaciones contenidas en los Comentarios 1, 2 y 3 PEP manifestó lo siguiente, respectivamente:</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 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>Comentario 2</p>

"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."

Comentarios 3

"Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente.

Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 47 Asignaciones en un año, lo que representa una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar el resto de las asignaciones, que son 239 Asignaciones a documentar en un periodo de 2 a 3 años.

Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.

Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes."

Tratándose de los Comentarios 1 y 3, la Comisión establece en sus Justificaciones: **"No procedente, considerando que la mayoría de las Asignaciones y de los Contratos producen menos de 5,000 barriles de petróleo, por lo cual, la propuesta del anteproyecto ya beneficia a los Operadores Petroleros dándoles la oportunidad de modificar cada tres años y no de forma anual su Plan de Desarrollo como en los Lineamientos vigentes.**

Cabe señalar que, con la propuesta contemplada en el anteproyecto se está reduciendo la posible carga documental o administrativa que pudiese tener el Asignatario para tener que modificar los planes de Desarrollo de las Asignaciones que produzcan menos de 5,000 bpd en el país; aunado a que, no necesariamente las 114 Asignaciones de menos de 5,000 bpd forzosamente caerán en el supuesto cada 3 años.

Con los lineamientos vigentes la posible modificación de planes de desarrollo sería de 157 Asignaciones productoras de aceite, con lo cual la disminución de la carga documental y administrativa ya es considerable."

Asimismo, tratándose los Comentarios 1 y 2, la Comisión establece en sus Justificaciones: **"No procedente, en primer lugar, en la medida que la modificación que se planteó en el anteproyecto obedece a lo que se consensó en diversas reuniones de trabajo con los operadores petroleros.**

Por otro lado, no considerar el petróleo crudo equivalente como supuesto de modificación, es por la necesidad de disgregar en aceite y gas para dar un óptimo seguimiento a las Asignaciones que aportan la mayor producción de hidrocarburos en el país."

En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión realice adecuaciones a este supuesto de modificación a un PDE, a efecto de dar flexibilidad operativa a los operadores petroleros en la ejecución de sus PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

Artículo 62, fracción XII, inciso a)

a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en tres años respecto del volumen pronosticado para el mismo trienio.
a)

Comentarios 1 y 3
a) Derogado

Tratándose de las justificaciones contenidas en los Comentarios 1 y 3 PEP manifestó lo siguiente, respectivamente:

Comentarios 1

"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 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."

Comentarios 3

"Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente.

Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 47 Asignaciones en un año, lo que representa una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar el resto de las asignaciones, que son 239 Asignaciones a documentar en un periodo de 2 a 3 años.

Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.

Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes."

Tratándose de los Comentarios 1 y 3, la Comisión establece en sus Justificaciones: **"No es procedente,** considerando que la mayoría de las Asignaciones y de los Contratos producen menos de 5,000 barriles de petróleo, por lo cual, la propuesta del anteproyecto ya beneficia a los Operadores Petroleros dándoles la oportunidad de modificar cada tres años y no de forma anual su Plan de Desarrollo como en los Lineamientos vigentes.

Cabe señalar que, con la propuesta contemplada en el anteproyecto se está reduciendo la posible carga documental o administrativa que pudiese tener el Asignatario para tener que modificar los planes de Desarrollo de las Asignaciones que produzcan menos de 5,000 bpd en el país, aunado a que, no necesariamente las 114 Asignaciones de menos de 5,000 bpd forzosamente caerán en el supuesto cada 3 años.

Con los lineamientos vigentes la posible modificación de planes de desarrollo sería de 157 Asignaciones productoras de aceite, con lo cual la disminución de la carga documental y administrativa ya es considerable.

Por otro lado, no considerar el petróleo crudo equivalente como supuesto de modificación,

<p>es por la necesidad de disgregar en aceite y gas para dar un óptimo seguimiento a las Asignaciones que aportan la mayor producción de hidrocarburos en el país."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión realice adecuaciones a este supuesto de modificación a un PDE, a efecto de dar flexibilidad operativa a los operadores petroleros en la ejecución de sus PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>		<p>Tratándose de las justificaciones contenidas en los Comentarios 1, 2 y 3 PEP manifestó lo siguiente, respectivamente:</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 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><u>Comentario 2</u></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><u>Comentarios 1 y 3</u></p> <p>XIII. Derogado</p>	<p>Tratándose de las justificaciones contenidas en los Comentarios 1, 2 y 3 PEP manifestó lo siguiente, respectivamente:</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 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><u>Comentario 2</u></p>

"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."

Comentarios 3

"Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente."

Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 47 Asignaciones en un año, lo que representa una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar el resto de las asignaciones, que son 239 Asignaciones a documentar en un periodo de 2 a 3 años.

Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.

Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes."

Tratándose de los Comentarios 1 y 3, la Comisión establece en sus Justificaciones: **"No procedente, la propuesta de derogar la fracción XIII del artículo 62 debido a que ya se está reduciendo la posible carga documental o administrativa que pudiese tener el Asignatario para tener que modificar los planes de Desarrollo de las Asignaciones que produzcan únicamente Gas natural No Asociado en el país, aunado a que, no necesariamente las 86**

		<p>Asignaciones de gas no asociado forzosamente caerán en el supuesto cada 2 años.</p> <p>Con los lineamientos vigentes la posible modificación de planes de desarrollo sería de 257 Asignaciones productoras de aceite y de gas no asociado cada año, con lo cual, la disminución de la carga documental y administrativa en la nueva propuesta ya es considerable.</p> <p>Cabe señalar que, debido al número de Campos de Gas y a que el comportamiento de estos Yacimientos es diferente a los de aceite y gas natural asociado, es importante dar un seguimiento bienal, además de que la propuesta ya beneficia a los operadores reduciendo la carga documental ya que con los Lineamientos vigentes la variación de la producción se media anualmente llevando a los Operadores a presentar la modificación del Plan."</p> <p>Asimismo, tratándose los Comentarios 1 y 2, la Comisión establece en sus Justificaciones: "Respecto a no considerar el petróleo crudo equivalente como supuesto de modificación, es por la necesidad de disgregar en aceite y gas para dar un óptimo seguimiento a las Asignaciones que aportan la mayor producción de hidrocarburos en el país.</p> <p>A su vez, para los yacimientos de gas no asociado, ya se contempla que la variación en su producción sea cada dos años, con lo cual se reduce la carga documental para la modificación de planes."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión realice adecuaciones a este</p>
--	--	--

<p>artículo 62, fracción XIII, inciso a)</p>	<p>a) Exista una variación del \pm veinte por ciento o más del volumen a producir en dos años respecto del volumen pronosticado para el mismo bienio.</p>	<p>supuesto de modificación a un PDE, a efecto de dar flexibilidad operativa a los operadores petroleros en la ejecución de sus PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>a) Derogado</p>	<p>Comentarios 1 y 3</p>	<p>Tratándose de las justificaciones contenidas en los Comentarios 1 y 3 PEP manifestó lo siguiente, respectivamente:</p> <p>Comentarios 1</p> <p><i>“Esta propuesta permite que el operador que cuenta con el 97% de la producción de México, reduzca sus cargas administrativas y financieras efectivamente.</i></p> <p><i>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.</i></p> <p><i>“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.”</i></p> <p>Comentarios 3</p> <p><i>“Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente.</i></p> <p><i>Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 47 Asignaciones en un año, lo que representa una carga administrativa de</i></p>

		<p>209,000 Horas Hombre, sin considerar el resto de las asignaciones, que son 239 Asignaciones a documentar en un periodo de 2 a 3 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes."</p> <p>Tratándose de los Comentarios 1 y 3, la Comisión establece en sus Justificaciones: "No procedente, la propuesta de derogar el inciso a) de la fracción XIII del artículo 62 debido a que ya se está reduciendo la posible carga documental o administrativa que pudiese tener el Asignatario para tener que modificar los planes de Desarrollo de las Asignaciones que produzcan únicamente Gas natural No Asociado en el país, aunado a que, no necesariamente las 86 Asignaciones de gas no asociado forzosamente caerán en el supuesto cada 2 años.</p> <p>Con los lineamientos vigentes la posible modificación de planes de desarrollo sería de 257 Asignaciones productoras de aceite y de gas no asociado cada año, con lo cual, la disminución de la carga documental y administrativa en la nueva propuesta ya es considerable."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión realice adecuaciones a este supuesto de modificación a un PDE, a efecto de dar flexibilidad operativa a los operadores</p>
--	--	--

<p>Artículo 62, fracciones XI, XII y XIII</p>	<p>Para tal efecto, la Comisión evaluará si se actualiza el supuesto de modificación conforme a las siguientes premisas:</p> <p>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</p> <p>b) En el cálculo de la variable <i>H/Real/Anual</i>, 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.</p> <p>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.</p> <p>Para ello, el porcentaje de cumplimiento del volumen pronosticado de hidrocarburos se calculará utilizando la fórmula que se describe a continuación:</p>	<p>petroleros en la ejecución de sus PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló lo siguiente: "Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Tercero del Acuerdo de Interpretación."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece que: "Las fracciones XI, XII y XIII de los supuestos de modificación por producción del artículo 62, ya discretizan por tipo de hidrocarburo, por lo cual no es procedente la propuesta de la variación de hidrocarburos en forma separada."</p> <p>Respecto a la fórmula para definir dichas variaciones en la producción de hidrocarburos real vs la pronosticada, se seguirá respetando para la aplicación de estos lineamientos.</p> <p>A su vez, para los yacimientos de gas no asociado, ya se contempla que la variación en su producción sea cada dos años, con lo cual se reduce la carga documental para la modificación de planes"</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión realice adecuaciones a este supuesto de modificación a un PDE, a efecto de dar flexibilidad operativa a los operadores petroleros en la ejecución de sus PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
---	--	--

<p>Artículo 62, penúltimo párrafo</p>	<p>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.</p>	<p>Donde</p> $\text{Mod. Plan } A_2 = \left(\frac{\text{H. Real } A_{\text{Anual}} - \text{H. Plan } A_{\text{Anual}}}{\text{H. Plan } A_{\text{Anual}}} \right) \cdot 100$ <p>Mod. Plan A_1 = Es el porcentaje de cambio de volumen hidrocarburos a producir en el año de cambio de oferta al respecto de volumen programado para el mismo año.</p> <p>Mod. Plan A_2 = Es la sumatoria de los volúmenes de hidrocarburos a producir en el año, que se calcula como a suma de los hidrocarburos equivalentes más el volumen de hidrocarburos programados.</p> <p>Volumen de hidrocarburos reportados: Es el volumen acumulado de hidrocarburos eléctricamente producidos, el cual se registra en los reportes mensuales de producción a que hace referencia el artículo 10 de la Ley de los Resúmenes Semestrales en materia de medición de hidrocarburos, señalado desde enero del año J hasta el último mes con el cual se cuenta con este reporte.</p> <p>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.</p> <p>H. Plan Anual J = Es el volumen total estimado de hidrocarburos por recuperar en el año J en el Plan aprobado.</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 2, refirió lo siguiente: <i>“Se sugiere especificar cómo se pondrá a consideración de la CNH la modificación que el operador considere, cuales 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.”</i></p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece que: <i>“Respecto al comentario del Particular es importa señalar que, el procedimiento está descrito en los Lineamientos.</i></p> <p><i>Se entienden como propuestas a cargo del operador petrolero, presentadas cuando se da algún un cambio técnico o económico que no esté comprendidos en las hipótesis del presente artículo.”</i></p> <p>En ese sentido, PEP insiste en que el texto contenido en el Anteproyecto es impreciso, por lo que deja abierta la posibilidad de modificar</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 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>un PDE bajo supuestos adicionales a los tipificados en el artículo 62, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 al Anteproyecto estableció como justificación la siguiente: "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>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones señaló lo siguiente: "No es procedente el cambio propuesto, ya que se hace énfasis en que los programas de Transición derivados de un informe de Evaluación van enfocados a la continuidad operativa y toma de información para la documentación de un Plan de Desarrollo, por lo cual, debe limitarse la actividad de perforación ya que no se tiene una estrategia de extracción final definida en esta etapa."</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de dar flexibilidad operativa a los operadores en la realización de las actividades derivadas del programa de transición, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus comentarios 1 al Anteproyecto, señaló lo siguiente: "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</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 y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.</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 y</p>	<p>PEP, en sus comentarios 1 al Anteproyecto, señaló lo siguiente: "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</p>

<p>Artículo 66, primer párrafo</p>	<p>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:</p>	<p>económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.</p>	<p>existentes, es relativa y depende de la caracterización inicial del descubrimiento.”</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones señaló lo siguiente: “No procedente el cambio propuesto, ya que se hace énfasis en que los programas de Transición derivados de un informe de Evaluación Inicial van enfocados a la continuidad operativa y toma de información para la documentación de un Plan de Desarrollo en lo que se continua con la evaluación a la par de un Programa de Evaluación, por lo cual, debe limitarse la actividad de perforación, ya que no se tiene una estrategia de extracción final definida en esta etapa.”</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de dar flexibilidad operativa a los operadores en la realización de las actividades derivadas del programa de transición, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló 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.”</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones consideró lo siguiente: “Respecto a la sugerencia del particular se señala que lo propuesto se previó en el último párrafo del artículo 55 de los Lineamientos y 55 Bis del anteproyecto. Aunado a lo anterior, se señala que si bien, el Programa de Transición y el informe de evaluación, o en su caso, el Informe</p>
------------------------------------	---	---	---

		<p>de Evaluación Inicial se presentar a la par: el último párrafo del artículo 70 del anteproyecto establece que 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.”</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de contar con la alternativa solicitada, ya que como lo refiere la CNH en sus Justificaciones un programa de transición sólo podría autorizarse sólo si los informes de evaluación tienen un pronunciamiento favorable de la Comisión, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló lo siguiente: “Se solicita reducir el plazo de resolución del Programa de Transición para contribuir a dar continuidad operativa a la estrategia de desarrollo del campo.”</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: “No procedente, toda vez que el plazo para la resolución del Programa de Transición está establecido en función de las horas hombre que se requieran para su revisión y análisis, aunado a que va a la par con el tiempo propuesto para resolver los informes de evaluación.”</p> <p>En ese sentido, PEP coincide con lo planteado por la Comisión; sin embargo, es importante mencionar que la propuesta tiene como finalidad contribuir a la continuidad operativa en beneficio de los operadores petroleros, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>

<p>Artículo 68, primer párrafo</p>	<p>Artículo 68. ...</p>	<p>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 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.</p>	<p>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.</p>	<p>PEP, en los Comentarios 2 al Anteproyecto, presentó como justificación de esta propuesta lo siguiente: "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."</p>
<p>Artículo 68, tercer párrafo</p>	<p>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.</p>	<p>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 desechó el Programa de Transición presentado deberá hacerse de conocimiento del interesado en un plazo máximo de cinco días hábiles.</p>	<p>PEP, en los Comentarios 2 al Anteproyecto, presentó como justificación de esta propuesta lo siguiente: "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."</p>	
<p>Artículo 68, tercer párrafo</p>	<p>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.</p>	<p>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 desechó el Programa de Transición presentado deberá hacerse de conocimiento del interesado en un plazo máximo de cinco días hábiles.</p>	<p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones, establece lo siguiente: "No procedente, toda vez que la Ley Federal de Procedimiento</p>	

<p>Artículo 69, fracción III, inciso b)</p>	<p>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;</p>	<p>Administrativo ya establece cual será el plazo máximo para realizar las notificaciones.”</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la propuesta que se analiza, con la finalidad de facilitar a los operadores la realización de acciones para dar continuidad operativa, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: “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.”</p>
<p>Artículo 69, fracción III, inciso c)</p>	<p>b) Que el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado procure un nivel aceptable de el máximo aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, en términos de la Normativa emitida por la Comisión en la materia;</p>	<p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: “No procedente, toda vez que las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas establecen que, si la Meta de Aprovechamiento de Gas del 98% no puede alcanzarse, debe justificarse tal hecho.”</p> <p>En ese sentido, PEP destaca que el porcentaje conforme a las Disposiciones aplicables, si bien es deseable que se alcance en el periodo de 3 años, dicho plazo podría extenderse en caso de ser necesario, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 69, fracción III, inciso c)</p>	<p>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;</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: “Se sugiere la adición marcada en rojo para precisar cómo deberá evaluar la Comisión el programa de transición.”</p>

<p>Artículo 70, último párrafo</p>	<p>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.</p>	<p>de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia:</p>
		<p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Respecto a la inclusión de las palabras "de los parámetros", es impropcedente la inclusión de esas palabras debido a que la regulación en materia de medición en su artículo 42 Bis, fracción III solicita la determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de hidrocarburo, por lo cual se dejó de manera general"</p> <p>En ese sentido, y si bien para el caso en concreto son aplicables las disposiciones en materia de medición de hidrocarburos, también es importante considerar que se trata de una etapa previa al desarrollo de un campo, la cual presenta características particulares, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "El tiempo considerado para resolver sobre el Informe de Evaluación e Informe de Evaluación Inicial se considera el mismo, ya que ambos implican la misma profundidad de análisis, no obstante, el alcance que pueda tener uno u otro.</p> <p>Asimismo, se considera que condicionar la aprobación del Programa de Transición a la respuesta favorable del Informe de Evaluación o Informe de Evaluación Inicial, otorga orden</p>

<p>Artículo 76, primer párrafo, fracción I</p>	<p>I. a VI.</p>	<p>en la cadena de valor exploratorio de acuerdo a las mejores prácticas de la industria.”</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de realizar mejoras en los tiempos de aprobación de los diversos trámites que se presenten ante la Comisión, en beneficio de los operadores petroleros, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: “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.</p> <p>Adicionalmente, se proponen incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de Interpretación.”</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: “No precedente, toda vez que sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Aunado a lo anterior, no es acorde a la temporalidad, alcance de un Plan de Exploración.</p> <p>Toda vez que, en un periodo de 2 años, es necesario que la Comisión de seguimiento a lo aprobado en los programas y no al gusto del Operador.</p> <p>Respecto al segundo párrafo, las actividades son contabilizadas por la Comisión una vez que han sido concluidas.</p>
<p>Artículo 76, primer párrafo, fracción I</p>	<p>I. a VI.</p>	<p>1. 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.</p> <p>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.</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 LLP. La contabilización anterior únicamente será para efectos de la generación del análisis de este artículo 76 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>

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

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.

Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:

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:

Finalmente, el tercer párrafo se contradice con el segundo."

En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de realizar adecuaciones a los supuestos de modificación de un PE, sin que ello implique acotar las atribuciones de supervisión de la CNH en cuanto a la ejecución de dichos planes, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

Por último, cabe destacar que la propuesta de PEP pretende que se integren al Anteproyecto las disposiciones del Acuerdo de Interpretación que publicó esa Comisión en relación con los PE y PDE.

PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de Interpretación."

Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Por lo que corresponde a lo propuesto como fracción III este **no resulta procedente** toda vez que, la propuesta es incluir el contenido de un Acuerdo vigente y en el que se establece lo mismo que se propone."

En ese sentido, PEP pretende con la propuesta que se integren al Anteproyecto las disposiciones del Acuerdo de Interpretación que publicó esa Comisión en relación con los PE y PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

Artículo 76,
primer
párrafo,
fracción II

	<p style="text-align: center;"> $\text{Mod. Plan Inv} = \frac{Y^t \text{ Inv. Reales} - Y^{t-1} \text{ Inv. Reales}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ </p> <p>Donde:</p> <p>Mod. Plan Inv = Es el porcentaje de variación en inversión a evaluar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.</p> <p>I = Es el año del cálculo de diferencia de inversión o año actual.</p> <p>Y^{t-1} Inv. Reales = Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada evaluada desde el año de aprobación del plan (t-1) hasta el año anterior del cálculo de diferencia de inversión (t-1), la cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos.</p> <p>Y^t Inv. Reales = Es la sumatoria de la inversión a evaluar evaluada al año del cálculo de diferencia (t) hasta el año final contemplado en el Plan.</p> <p>Inv. Aprobada = 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> $FA = \left(\frac{INPP_t}{INPP_0} \right)$ <p>Donde:</p> <p>INPP = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo de diferencia o año actual.</p> <p>INPP_t = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año t.</p> <p>Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".</p>	
--	---	--

<p>Artículo 76, segundo párrafo</p>	<p>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 se incorporen o descarten actividades susceptibles a acreditar en el Programa Mínimo de Trabajo.</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, la propuesta de redacción es innecesaria pues, la posibilidad de solicitar la modificación ya es expresa, agregar la propuesta resultaría redundante."</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en que la Comisión aclare todavía más cómo se aplicaría este supuesto para la modificación de un PE, a efecto de dar certeza jurídica a los</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 (T₁). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (T₂).</p> $Inv\ Pesos_t = \left(\frac{Inv\ Pesos_0}{T_1} \right) (F2A)(T_2)$ <p>Donde:</p> <p>Inv Pesos_t = Es la inversión en pesos del periodo t expresada en pesos del año actual</p> <p>Inv Pesos₀ = Es la inversión en pesos del año t.</p> <p>T₁ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año t.</p> <p>T₂ = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual</p> <p>F2A = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables F_t del año correspondiente, se calcula el promedio simple del último año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones pagado 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> $Var\ Inv = \frac{V^t Inv\ Especulada_t - V^0 Inv\ Planada_0}{Inv\ Aprobada} - 100$ <p>Donde:</p> <p>Var Inv = Es la variación de la inversión a especular respecto de la inversión aprobada en el plan vigente</p>	

Artículo 85,
primer
párrafo,
fracción I

I. a VI. ...

1. 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;

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.

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 L.P.P. La contabilización anterior únicamente será para efectos de la generación del análisis de este artículo 85 de los Lineamientos.

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:

Pozos contenidos en el Plan para 1 año	Número de pozos que se pueden adicionar o restar sin modificar el Plan
0, 1, 2, 3	Hasta 1
4, 5, 6	Hasta 2

operadores en cuanto a su aplicación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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.

Adicionalmente, se proponen incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de Interpretación."

Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "**No precedente**, toda vez que sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Aunado a lo anterior, no es acorde a la temporalidad, alcance de un Plan de Exploración.

Toda vez que, en un periodo de 2 años, es necesario que la Comisión de seguimiento a lo aprobado en los programas y no al gusto del Operador.

Respecto al segundo párrafo, las actividades son contabilizadas por la Comisión una vez que han sido concluidas.

Finalmente, el tercer párrafo se contradice con el segundo."

En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de realizar adecuaciones a los supuestos de modificación de un PE, sin que ello implique acotar las atribuciones de supervisión de la

	<table border="1"> <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>	7, 8, 9	Hasta 3	10, 11, 12	Hasta 4	A partir de 13	Hasta 5	<p>CNH en cuanto a la ejecución de dichos planes, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>Por último, cabe destacar que la propuesta de PEP pretende que se integren al Anteproyecto las disposiciones del Acuerdo de interpretación que publicó esa Comisión en relación con los PE y PDE.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "Se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Por lo que corresponde a lo propuesto como fracción III este no resulta procedente toda vez que, la propuesta es incluir el contenido de un Acuerdo vigente y en el que se establece lo mismo que se propone."</p> <p>En ese sentido, PEP pretende con la propuesta que se integren al Anteproyecto las disposiciones del Acuerdo de interpretación que publicó esa Comisión en relación con los PE y PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
7, 8, 9	Hasta 3							
10, 11, 12	Hasta 4							
A partir de 13	Hasta 5							
<p>Artículo 85, primer párrafo, fracción II</p>	<p>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 precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Programa Piloto.</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 style="text-align: center;"> $\text{Mód. Plan Inv} = \frac{Y^1_{\text{Inv. Ejecutadas}} + Y^2_{\text{Inv. Planeadas}}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ </p> <p>Donde:</p> <p>Mód. Plan Inv = Es el porcentaje de variación en inversión a especular respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.</p> <p>f = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.</p> <p>$Y^1_{\text{Inv. Ejecutadas}}$ = Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada evaluada desde el año de aprobación del plan (t=1) hasta el año anterior del 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.</p> <p>$Y^2_{\text{Inv. Planeadas}}$ = Es la sumatoria de la inversión a especular, evaluada al año del cálculo del diferencial (t) hasta el año final contemplado en el Plan.</p> <p>Inv. Aprobada = 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 (F_{IA}) a través de la siguiente fórmula:</p> $F_{IA} = \left(\frac{INPP_t}{INPP_f} \right)$ <p>Donde:</p> <p>INPP_t = 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>INPP_f = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año f.</p> <p>Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".</p>	
--	--	--

[Handwritten signature]

<p>Artículo 85, segundo párrafo</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 (T_i). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (T_A).</p> $Inv\ Pesos_t = \left(\frac{Inv\ Pesos_t}{T_i} \right) \left(T_A(T_i) \right)$ <p>Donde:</p> <p>$Inv\ Pesos_t$ = Es la inversión en pesos del periodo expresada en pesos del año actual</p> <p>$Inv\ Pesos_t$ = Es la inversión en pesos del año t.</p> <p>T_i = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año t.</p> <p>T_A = Es el tipo de cambio de pesos por dólar, en el año actual</p> <p>F_A = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables T, del año correspondiente, se calcula el promedio simple del último año del tipo de cambio diario para seleccionar obligaciones publicado por el Banco de México.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a epicalar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calcula de la siguiente manera:</p> $Var\ Inv = \frac{V^t Inv\ Epicalar(t) - V^0 Inv\ Epicalar\ Inv\ Aprobada}{Inv\ Aprobada} \cdot 100$ <p>Donde:</p> <p>$Var\ Inv$ = Es la variación de la inversión a epicalar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, la propuesta de redacción es innecesaria pues, la posibilidad de solicitar la modificación ya es expresa, agregar la propuesta resultaría redundante."</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en que la Comisión aclare todavía más cómo se aplicaría este supuesto para la modificación de un programa piloto, a efecto de dar certeza</p>
<p>El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Programa Piloto, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Programa aprobado se modifiquen o se incorporen o descarten actividades susceptibles a acreditar en el Programa Mínimo de Trabajo.</p>		

<p>Artículo 85, tercer párrafo</p>	<p>Adicionalmente, la Comisión podrá requerir información técnica adicional que soporte los resultados presentados por el Operador Petrolero en este informe.</p>	<p>jurídica a los operadores en cuanto a su aplicación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad. PEP considera necesario acotar esta facultad de la Comisión, a efecto de dar certeza jurídica a los operadores petroleros y determinar su alcance en forma adecuada.</p>
<p>Artículo 87, tercer párrafo</p>	<p>Adicionalmente, la Comisión podrá requerir información técnica adicional que soporte los resultados presentados por el Operador Petrolero en este informe.</p>	<p>Lo anterior, con la finalidad de permitir a los operadores que tengan la continuidad operativa en la realización de sus actividades. PEP considera necesario acotar esta facultad de la Comisión, a efecto de dar certeza jurídica a los operadores petroleros y determinar su alcance en forma adecuada.</p>
<p>Artículo 89, tercer párrafo</p>	<p>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.</p>	<p>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 desechó el Programa Piloto presentado deberá hacerse de conocimiento del interesado en un plazo máximo de cinco días hábiles. Lo anterior, con la finalidad de permitir a los operadores que tengan la continuidad operativa en la realización de sus actividades. PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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." Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, toda vez que la Ley Federal de Procedimiento Administrativo ya establece cual será el plazo máximo para realizar las notificaciones." Improcedente: Toda vez que la propuesta no es compatible con los procedimientos establecidos por la Comisión."</p>

		<p>En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de dar a los operadores petroleros la oportunidad de adoptar las medidas necesarias en caso de que proceda el desechamiento del trámite, con la finalidad de mantener la continuidad operativa de sus actividades, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Artículo 97, fracción I</p>	<p>I. a VIII. ...</p> <p>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado cada tres años:</p> <p>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.</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. La contabilización anterior únicamente será para efectos de la generación del análisis de este artículo 97 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>	<p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "Se presenta una nueva redacción para la fracción I para que sea consistente.</p> <p>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.</p> <p>Adicionalmente, se recomienda incluir lo establecido en el acuerdo Primero del Acuerdo de Interpretación."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, Toda vez que la sección referida no forma parte del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria. Aunado que se considera que en un periodo de 3 años, es necesario que la Comisión de seguimiento a lo aprobado en los programas y no al gusto del Operador.</p> <p>Cabe señalar que, las actividades son contabilizadas por la Comisión una vez que han sido concluidas.</p> <p>Finalmente, se advierte una contracción entre el tercer párrafo se y el segundo."</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

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;

Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:

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:

En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de realizar adecuaciones a los supuestos de modificación de un PE, sin que ello implique acotar las atribuciones de supervisión de la CNH en cuanto a la ejecución de dichos planes, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

Por último, cabe destacar que la propuesta de PEP pretende que se integren al Anteproyecto las disposiciones del Acuerdo de interpretación que publicó esa Comisión en relación con los PE y PDE.

PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "Se propone ampliar el porcentaje que motivaría a un operador petrolero a modificar un PDE con base en la inversión comprometida."

Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Por lo que corresponde a lo propuesto como fracción III este **no resulta procedente** toda vez que no se esgrime argumento alguno que justifique la variación propuesta de treinta por ciento para actualizar el supuesto de modificación del Plan."

En ese sentido, PEP insiste en la conveniencia de la propuesta, tomando en cuenta que con la ampliación del porcentaje los operadores podrían realizar un mayor número de actividades, las cuales estarían condicionadas a que el operador no se ubique en alguna otra causal de modificación, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.

Artículo 97,
primer
párrafo,
fracción II

	<p style="text-align: center;"> $\text{Mod. Plan Inv} = \frac{Y^t \text{ Inv. Reales} - Y^{t-1} \text{ Inv. Reales}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ </p> <p>Donde:</p> <p>Mod. Plan Inv = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.</p> <p>t = Es el año del cálculo de diferencia de inversión o año actual.</p> <p>Y^{t-1} Inv. Reales = Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada, evaluada desde el año de aprobación del plan (t=1) hasta el año anterior del cálculo de diferencia de inversión (t-1), la cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos.</p> <p>Y^t Inv. Reales = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo de diferencial (i) hasta el año final contemplado en el Plan.</p> <p>Inv. Aprobada = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.</p> <p>Todos los valores presentados deberán expresarse en valores reales, para lo cual se utiliza un factor de actualización por inflación (FA), a través de la siguiente fórmula:</p> $FA = \frac{(INPP_t)}{(INPP_j)}$ <p>Donde:</p> <p>INPP = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo de diferencia o año actual.</p> <p>INPP_t = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año t.</p> <p>Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".</p>	
--	---	--

<p>Artículo 97, primer párrafo, fracción III</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 (T_1). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (T_2).</p> $\text{Inv. P. Pesos} = \left(\frac{\text{Inv. P. Pesos}}{T_1} \right) (F) A (T_2)$ <p>Donde:</p> <p>Inv. P. Pesos = Es la inversión en pesos del periodo representada en pesos del año actual</p> <p>Inv. P. Dols = Es la inversión en pesos del año i.</p> <p>T_1 = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año i.</p> <p>T_2 = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual.</p> <p>FA = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables F 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> $\text{Var. Inv.} = \frac{\text{Inv. P. Pesos} - \text{Inv. P. Dols}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ <p>Donde:</p> <p>Var. Inv. = Es la variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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.</p> <p>Lo anterior, con la finalidad de que se puedan cumplir con las metas de producción en forma eficiente, en beneficio del país.</p> <p>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.</p> <p>Adicionalmente, este supuesto estaría en concordancia con la modificación propuesta</p>
	<p>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:</p> <p>a) Exista una variación del \pm del treinta por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año en BPCE.</p> <p>Asimismo, cuando la Asignación produzca menos de 5,000 BPCE promedio diario anual, se sujetará a lo siguiente:</p> <p>c) Exista una variación del \pm del veinte por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en 5 años, respecto del volumen pronosticado para el mismo periodo en BPCE.</p>	

	<p>Para tal efecto, la Comisión evaluará si se actualiza el supuesto de modificación conforme a las siguientes premisas:</p> <p>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</p> <p>b) En el cálculo de la variable <i>H:Real/Anual</i>, 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.</p> <p>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.</p> <p>Para ello, el porcentaje de cumplimiento del volumen pronosticado de hidrocarburos se calculará utilizando la fórmula que se describe a continuación:</p>	<p>por la Comisión en el artículo 62 fracciones XI, XII y XIII de este anteproyecto.</p> <p>Por último, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Tercero del Acuerdo de interpretación."</p> <p>Al respecto, cabe mencionar que la Comisión en sus Justificaciones omitió el análisis de esta propuesta de PEP, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
--	--	--

	<p style="text-align: center;">$\text{Mod. Plan } H_1 = \left(\frac{H_1 \text{ Real, Anual} - H_1 \text{ Plan, Anual}}{H_1 \text{ Plan, Anual}} \right) \cdot 100$</p> <p>Donde</p> <p>Mod. Plan H₁ = Es el porcentaje de variación de volumen de hidrocarburos a producir en el año de estudio del desarrollo y el respectivo volumen programado para el mismo año.</p> <p>H₁ Real, Anual = Es la suma total de los volúmenes de hidrocarburos a producir en el año, que se valdrá como a suma de los hidrocarburos reportados más el volumen de hidrocarburos programados.</p> <p>Volumen de hidrocarburos reportados: Es el volumen acumulado de hidrocarburos sistemáticamente producidos, el cual se registra en los registros mensuales de producción a que haya pertenencia el periodo de tiempo. (De los tratamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos evaluado desde enero del año hasta el último mes con el cual se cuente con este reporte).</p> <p>Volumen de hidrocarburos programado: Es la suma total del volumen de hidrocarburos a producir durante los meses de 2021, el cual se registra en el Programa de Trabajo.</p> <p>H₁ Plan, Anual = Es el volumen total estimado de hidrocarburos por recuperar en el año, en el Plan aprobado.</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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."</p>
<p>Artículo 97, primer párrafo, fracción VI</p>	<p>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</p>	<p>Al respecto, cabe mencionar que la Comisión en sus Justificaciones omitió el análisis de esta propuesta de PEP, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, señaló como justificación la siguiente: "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 considerarse la modificación, qué sucederá con el pago correspondiente en caso de que el operador presente una modificación y la CNH considere innecesaria dicha solicitud."</p>
<p>Artículo 97, segundo párrafo</p>	<p>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.</p>	

Artículo 101, primer párrafo	Artículo 101. Del pago del aprovechamiento por 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>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece que "El comentario es improcedente, ya que el procedimiento está descrito en los Lineamientos.</p> <p><i>Son propuestas que el Operador presenta cuando contempla un cambio técnico o económico y que no estén comprendidos en las demás fracciones del artículo 97 de los Lineamientos."</i></p> <p>En ese sentido, PEP advierte que a pesar de la justificación presentada por la CNH, este párrafo continúa siendo ambiguo para efectos de que un operador determine la necesidad de solicitar la modificación de un PDE, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3, presentó como comentario el siguiente:</p> <p><i>"Con la finalidad de dar claridad al pago del aprovechamiento en cuestión, sería importante que la Comisión indicara que sólo se deberá cubrir éste cuando esa CNH haya aprobado un programa o plan."</i></p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece que "Respecto a los comentarios de PEMEX es importante señalar que, tal y como se desprende del artículo 12, en congruencia con los dispuesto en los artículos 3o del Código Fiscal de la Federación; 29 de Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 28, fracción VI de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, los aprovechamientos no solo surgen por la función de derecho público correspondiente a la revisión de los trámites contemplados en la regulación, sino también, por su función de derecho público correspondiente a la administración y supervisión de los Contratos</p>
------------------------------	--	--	--

<p>Artículo 101, último párrafo</p>	<p>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 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.</p>	<p>o la supervisión y vigilancia de las actividades realizadas al amparo de los mismos.</p> <p>Finalmente, es importante recalcar que el pago de los aprovechamientos no se da por la aprobación sino por el análisis de la información."</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la aclaración solicitada, tomando en consideración que el pago correspondería a un plan o programa aprobado y respecto del cual la Comisión realizará acciones de supervisión y seguimiento con motivo del aprovechamiento cubierto, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 presentó como comentario el siguiente. "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 los plazos para efectuar este pago y si es por asignación o por plan y programa aprobado."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece que: "Respecto del comentario del Particular es importante señalar que el contenido del mismo no se relaciona con el contenido del anteproyecto sometido a consulta pública, sin embargo, de la lectura integral del Lineamiento y en específico de los artículos 15, 22, 28, 34, 41, 45, 50, 52, 52 bis, 62, fracciones I y II del 63, 64, 65, 65 Bis, 72, 76, 80, 85, 87, 97 y 101 permitirán completar el alcance normativo que se encuentra en el presente artículo."</p>
-------------------------------------	---	--

<p>Artículo Tercero Transitorio</p>	<p>Tercero. Tercero. Para la presentación del Programas de Evaluación; Programas de Transición; informes de evaluación; o sus modificaciones, el Operador Petrolero podrá optar por el cumplimiento conforme a las disposiciones establecidas en el presente Acuerdo o con las disposiciones de los Lineamientos publicados en el Diario Oficial de la Federación el 12 de abril de 2019, para lo cual contará con treinta días hábiles contados a partir de la entrada en vigor del presente.</p>	<p>En ese sentido, PEP advierte que la respuesta de la CNH no guarda relación con lo cuestionado, y que consiste en un supuesto de pago de aprovechamientos cuando para la realización de actividades de exploración se tiene un periodo adicional y no se cuenta con un PE aprobado, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p>
<p>Anexo I, apartado V</p>	<p>Tercero. Tercero. Para la presentación del Programas de Evaluación; Programas de Transición; informes de evaluación; o sus modificaciones, el Operador Petrolero podrá optar por el cumplimiento conforme a las disposiciones establecidas en el presente Acuerdo o con las disposiciones de los Lineamientos publicados en el Diario Oficial de la Federación el 12 de abril de 2019, para lo cual contará con treinta días hábiles contados a partir de la entrada en vigor del presente.</p> <p>Para efectos de lo anterior, el Operador Petrolero deberá notificar a la Comisión su determinación al momento de presentar dichos programas o informes en cuestión.</p> <p>Derogar</p>	<p>Con la finalidad de dar certeza a los operadores sobre la aplicación de este artículo transitorio, es importante que la Comisión considere la posibilidad de que al momento de presentar un trámite se le avise a esa CNH la regulación que le resultará aplicable, es decir, las disposiciones del Anteproyecto o, en su caso, los lineamientos vigentes.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 3 al Anteproyecto señaló como justificación a esta propuesta la siguiente: "Debido a que desde que se emitieron los lineamientos vigentes hasta la fecha del presente, este trámite no se encuentra disponible para selección y pago del aprovechamiento respectivo en la página oficial: https://55cinco.cnh.gob.mx/Tramites/Tramites.</p>
<p>Anexo I, apartado V</p>	<p>Asimismo, se deberá acreditar el pago de aprovechamientos que aplique a cada trámite, sin que sea incorporado a alguna de las carpetas.</p>	<p>Además de que genera costos adicionales al operador toda vez que mediante este documento se informa de la ejecución de las actividades de un plan de exploración o</p>

<p>Anexo I, Tabla I</p>	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1193 168 1291 388">Trámite</th> <th data-bbox="1193 388 1291 472">Carpeta 1</th> <th data-bbox="1193 472 1291 556">Carpeta 2</th> <th data-bbox="1193 556 1291 640">Carpeta 3</th> <th data-bbox="1193 640 1291 724">Carpeta 4</th> <th data-bbox="1193 724 1291 808">Carpeta 5</th> <th data-bbox="1193 808 1291 913">Acreditación de Pago de aprovechamientos</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1112 168 1193 388">Plan de Exploración Programa de Evaluación</td> <td data-bbox="1112 388 1193 472">✓</td> <td data-bbox="1112 472 1193 556">✓</td> <td data-bbox="1112 556 1193 640">✓</td> <td data-bbox="1112 640 1193 724">✓</td> <td data-bbox="1112 724 1193 808">✓</td> <td data-bbox="1112 808 1193 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1031 168 1112 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="1031 388 1112 472">✓</td> <td data-bbox="1031 472 1112 556">✓</td> <td data-bbox="1031 556 1112 640">✓</td> <td data-bbox="1031 640 1112 724">✓</td> <td data-bbox="1031 724 1112 808"></td> <td data-bbox="1031 808 1112 913"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="950 168 1031 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="950 388 1031 472">✓</td> <td data-bbox="950 472 1031 556">✓</td> <td data-bbox="950 556 1031 640">✓</td> <td data-bbox="950 640 1031 724">✓</td> <td data-bbox="950 724 1031 808"></td> <td data-bbox="950 808 1031 913"></td> </tr> <tr> <td data-bbox="868 168 950 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="868 388 950 472">✓</td> <td data-bbox="868 472 950 556">✓</td> <td data-bbox="868 556 950 640">✓</td> <td data-bbox="868 640 950 724">✓</td> <td data-bbox="868 724 950 808"></td> <td data-bbox="868 808 950 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="787 168 868 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="787 388 868 472">✓</td> <td data-bbox="787 472 868 556">✓</td> <td data-bbox="787 556 868 640">✓</td> <td data-bbox="787 640 868 724">✓</td> <td data-bbox="787 724 868 808"></td> <td data-bbox="787 808 868 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="706 168 787 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="706 388 787 472">✓</td> <td data-bbox="706 472 787 556">✓</td> <td data-bbox="706 556 787 640">✓</td> <td data-bbox="706 640 787 724">✓</td> <td data-bbox="706 724 787 808"></td> <td data-bbox="706 808 787 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="625 168 706 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="625 388 706 472">✓</td> <td data-bbox="625 472 706 556">✓</td> <td data-bbox="625 556 706 640">✓</td> <td data-bbox="625 640 706 724">✓</td> <td data-bbox="625 724 706 808"></td> <td data-bbox="625 808 706 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="544 168 625 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="544 388 625 472">✓</td> <td data-bbox="544 472 625 556">✓</td> <td data-bbox="544 556 625 640">✓</td> <td data-bbox="544 640 625 724">✓</td> <td data-bbox="544 724 625 808"></td> <td data-bbox="544 808 625 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="462 168 544 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="462 388 544 472">✓</td> <td data-bbox="462 472 544 556">✓</td> <td data-bbox="462 556 544 640">✓</td> <td data-bbox="462 640 544 724">✓</td> <td data-bbox="462 724 544 808"></td> <td data-bbox="462 808 544 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="381 168 462 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="381 388 462 472">✓</td> <td data-bbox="381 472 462 556">✓</td> <td data-bbox="381 556 462 640">✓</td> <td data-bbox="381 640 462 724">✓</td> <td data-bbox="381 724 462 808"></td> <td data-bbox="381 808 462 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="300 168 381 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="300 388 381 472">✓</td> <td data-bbox="300 472 381 556">✓</td> <td data-bbox="300 556 381 640">✓</td> <td data-bbox="300 640 381 724">✓</td> <td data-bbox="300 724 381 808"></td> <td data-bbox="300 808 381 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="219 168 300 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="219 388 300 472">✓</td> <td data-bbox="219 472 300 556">✓</td> <td data-bbox="219 556 300 640">✓</td> <td data-bbox="219 640 300 724">✓</td> <td data-bbox="219 724 300 808"></td> <td data-bbox="219 808 300 913">✓</td> </tr> <tr> <td data-bbox="138 168 219 388">de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos</td> <td data-bbox="138 388 219 472">✓</td> <td data-bbox="138 472 219 556">✓</td> <td data-bbox="138 556 219 640">✓</td> <td data-bbox="138 640 219 724">✓</td> <td data-bbox="138 724 219 808"></td> <td data-bbox="138 808 219 913">✓</td> </tr> </tbody> </table>	Trámite	Carpeta 1	Carpeta 2	Carpeta 3	Carpeta 4	Carpeta 5	Acreditación de Pago de aprovechamientos	Plan de Exploración Programa de Evaluación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓			de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓			de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓	<p>programa de evaluación, se solicita a esa Comisión no contemplar este requisito."</p> <p>Al respecto, la CNH omitió en sus Justificaciones el análisis de esta propuesta, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, comentó que: "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."</p> <p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, toda vez que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 30 del Código Fiscal de la Federación los aprovechamientos se cobran por las funciones de derecho público que realiza el Estado y no solo por la aprobación de actividades, en este caso la Comisión en uso de sus funciones de derecho público analiza la información que se acompaña en el informe de evaluación o en el Informe de Evaluación inicial para, posteriormente emitir un pronunciamiento."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente que la Comisión al considerar los costos de los aprovechamientos, éstos resultan proporcionales con el nivel de complejidad, documentación a revisar, entre otros factores, a efecto de que el monto a pagar sea razonable para los operadores, por lo que se reitera la observación de PEP presentada en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 1 y 3 presentó como comentario el siguiente: "La Comisión</p>
Trámite	Carpeta 1	Carpeta 2	Carpeta 3	Carpeta 4	Carpeta 5	Acreditación de Pago de aprovechamientos																																																																																														
Plan de Exploración Programa de Evaluación	✓	✓	✓	✓	✓	✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓																																																																																																
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓																																																																																																
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
de Evaluación del Potencial del Hidrocarburos	✓	✓	✓	✓		✓																																																																																														
<p>Anexo I, Apartado I,</p>	<p>Las inversiones y los gastos de operación incluidos como parte del Programa de Inversiones y Presupuesto deberán corresponder a las</p>																																																																																																			

<p>primer párrafo</p> <p>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 fuera del Área de Asignación o Contractual, siempre que éstos se identifiquen claramente dentro del Programa de Inversiones y Presupuestos, sin que éstos últimos sean sujetos a aprobación.</p>		<p>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>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Procedente. Se toma en consideración el comentario y se modifica el texto con el propósito de ser más claro, quedando de la siguiente forma:</p> <p>...</p> <p>"</p> <p>En ese sentido, si bien la Comisión tiene como precedente la observación de PEP; sería importante reevaluar que algunos conceptos no podrían definirse en forma adecuada dentro de un PE, considerando que se tratan de actividades de exploración, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, comentó que: "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.</p> <p>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.</p>
<p>Anexo I, apartado I, numeral 7, subnumeral 7.1., primer párrafo</p> <p>7.1. ...</p>		

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.”

Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: “Respecto al comentario del Particular se señala que la sección referida no forma del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.

No obstante, se aclara que las pestañas Instructivo y General de los archivos de Programa de Inversiones y Presupuestos, establecen los criterios para su llenado.

La Comisión es y ha sido sensible respecto a los cambios y actualizaciones de los Planes, sin importar la naturaleza del Operador Petrolero y el proyecto; al respecto los Operadores tienen la posibilidad de modificar los Planes y Programas, dentro del marco normativo vigente.

Asimismo, se recalca que los Operadores siempre han podido manifestar y demostrar dentro de sus solicitudes de aprobación y/o modificación de Planes y Programas, las particularidades de los proyectos y situaciones que enfrentan.”

En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de que tener claridad en los criterios referidos, además de que esa Comisión podría revisar la propuesta a efecto de determinar si es viable o no, por lo que se reitera la observación emitida por PEP en su oportunidad.

...

PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto, comentó que: "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 preventiones y retrasos en la aprobación del PE.

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 preventiones al respecto en las solicitudes de autorización de perforación de pozos.

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."

Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Respecto al comentario del Particular se señala que la sección referida no forma del anteproyecto puesto a disposición pública ni como parte del análisis de impacto regulatorio presentado ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.

No obstante, se aclara que las pestañas Instructivo y General de los archivos de Programa de Inversiones y Presupuestos, establecen los criterios para su llenado.

La Comisión es y ha sido sensible respecto a los cambios y actualizaciones de los Planes, sin importar la naturaleza del Operador

<p>Anexo I, apartado V, numeral 4</p>	<p>Este estudio deberá contener un análisis económico basado en pronósticos anuales, de los perfiles de la producción por Pozo, las inversiones requeridas, los ingresos y los costos de operación. Para el caso de los perfiles de producción, estos consideraran el pronóstico de gasto máximo de producción de eficiencia de producción. Lo anterior de conformidad con la Tabla 1.10. Recursos asociados al descubrimiento, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.</p>	<p>Petrolero y el proyecto; al respecto los Operadores tienen la posibilidad de modificar los Planes y Programas, dentro del marco normativo vigente.</p> <p>Asimismo, se recalca que los Operadores siempre han podido manifestar y demostrar dentro de sus solicitudes de aprobación y/o modificación de Planes y Programas, las particularidades de los proyectos y situaciones que enfrentan."</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la necesidad de que tener claridad en los criterios referidos, además de que esa Comisión podría revisar la propuesta a efecto de determinar si es viable o no, por lo que se reitera la observación emitida por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 3, presentó la siguiente justificación para la propuesta: "La tabla 1.10 es un requisito adicional a lo anteriormente establecido para los Informes de Evaluación y no se identifica sustento para su presentación ya que el estudio de viabilidad de desarrollo es un escenario para valorar la comercialidad del descubrimiento, que puede o no ser considerado más adelante en el Plan de Desarrollo, por tanto no se estima necesario ampliar este requerimiento."</p> <p>Al respecto, la CNH omitió el análisis de esta propuesta, por lo que se reitera la misma.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 3 propuso como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Debido a que desde que se emitieron los lineamientos vigentes hasta la fecha del presente, este trámite no se encuentra disponible para selección y pago del aprovechamiento respectivo en la página oficial: https://e5cinco.cnh.gob.mx/Tramites/Tramites</p>
<p>Anexo I, apartado VII, párrafo décimo</p>	<p>Asimismo, se deberá acreditar el pago del aprovechamiento respectivo.</p>	<p>Derogar</p>

<p>Anexo I, apartado VII, numeral 2</p>	<p>2. LOS DATOS TÉCNICOS, MAPAS Y REPORTE RELATIVOS AL DESCUBRIMIENTO EVALUADO</p>	<p>Además de que genera costos adicionales al operador toda vez que mediante este documento se informa de la ejecución de las actividades de un plan de exploración o programa de evaluación, se solicita a esa Comisión no contemplar este requisito.</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones omite analizar esta propuesta, por lo que se reitera la misma.</p> <p>La CNH en sus Justificaciones señala que: "No precedente: Los datos solicitados son específicos para el trámite en cuestión. Mientras que los informes técnicos pueden ser muy detallados y diversos."</p>
<p>Anexo I, apartado VII, numeral 2, inciso 2.7</p>	<p>2. LOS DATOS E INFORMES TÉCNICOS, MAPAS Y REPORTE RELATIVOS AL DESCUBRIMIENTO EVALUADO</p>	<p>Al respecto, PEP insiste en la consideración de esta propuesta, con la finalidad de simplificar la presentación del trámite, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 3 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Con el fin de optimizar la recuperación de los hidrocarburos y de continuar con el programa de evaluación y/o programa de transición, se debe plantear como opcional para el operador la presentación de la información de la prueba dinámica de producción, ya que se han presentado casos en los que mediante los resultados de un mini dst, manifestaciones durante la perforación aunado a los registros geofísicos obtenidos, se ha sustentado el descubrimiento, adicionalmente, la información que se obtenga durante el programa de evaluación corroborará y complementará los datos obtenidos inicialmente."</p>
<p>Anexo I, apartado VII, numeral 2, inciso 2.7</p>	<p>2.7. Al menos una prueba dinámica de producción con flujo a superficie, se incluirá una descripción del pre-acondicionamiento y limpieza del Pozo para la prueba, indicando:</p>	<p>En caso de que el operador petrolero haya realizado Al menos una prueba dinámica de producción, se incluirá una descripción del pre-acondicionamiento y limpieza del Pozo para la prueba, indicando:</p>

Anexo I, apartado VII, numeral 2, inciso 2.7 (propuesta)		En caso de que no se considere realizar esta actividad, el Operador Petrolero deberá justificar técnicamente la razón.	Al respecto, la CNH en sus Justificaciones omite analizar esta propuesta, razón por la que se reitera. PEP, en sus Comentarios 3 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Como antecedente, los lineamientos actualmente vigentes, específicamente en el Anexo I, apartado V, requisito 2.7, el operador puede justificar técnicamente la razón de no haber realizado la prueba dinámica de producción por lo que se solicita a la Comisión contemplarlo para el informe de evaluación inicial."
Anexo I, apartado VII, numeral 4	4. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LLEVAR EL DESCUBRIMIENTO A UN PROGRAMA DE TRANSICIÓN	Derogar	PEP, en sus Comentarios 3 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Requisito adicional a lo anteriormente establecido para los Informes de Evaluación y no se encuentra sustentada su presentación toda vez que la conveniencia de realizar actividades de producción temprana se indicará en el programa de transición correspondiente."
Anexo I, apartado VII, numeral 4	Incluir los beneficios de la Producción Temprana, así como demostrar que los volúmenes descubiertos, que tienen mayor certidumbre, sean puestos en Producción Temprana en condiciones económicamente viables.	Derogar	Al respecto, la CNH en sus Justificaciones omite analizar esta propuesta, razón por la que se reitera. PEP, en sus Comentarios 3 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Requisito adicional a lo anteriormente establecido para los Informes de Evaluación y no se encuentra sustentada su presentación toda vez que la conveniencia de realizar actividades de producción temprana se indicará en el programa de transición correspondiente."

Anexo I, apartado VII, numeral 5	5. ESTUDIO DE SUSTENTO PARA ESTABLECER LOS GASTOS CRÍTICOS Y/O MÁXIMOS.	Derogar	Al respecto, la CNH en sus Justificaciones omite analizar esta propuesta, razón por la que se reitera. PEP, en sus Comentarios 3 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Requisito no sustentado para un Informe de Evaluación Inicial, ya que los gastos críticos y/o máximos se evalúan en un Plan de Desarrollo, o en su defecto en el Programa de Transición, por lo que no se estima necesario este requerimiento."
Anexo I, apartado VII, numeral 5	Este estudio deberá contener un análisis de gastos variables en el que se sustente cuál es el gasto óptimo para la producción en cada uno de los Pozos, así como el gasto máximo para cada Pozo, con la finalidad de evitar conificaciones de agua, la disminución excesiva de la energía del Yacimiento o poner en riesgo la maximización de la recuperación de Hidrocarburos en el largo plazo.	Derogar	PEP, en sus Comentarios 3 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Requisito no sustentado para un Informe de Evaluación Inicial, ya que los gastos críticos y/o máximos se evalúan en un Plan de Desarrollo, o en su defecto en el Programa de Transición, por lo que no se estima necesario este requerimiento."
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.	Al respecto, la CNH en sus Justificaciones omite analizar esta propuesta, razón por la que se reitera. PEP, en sus Comentarios 2 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: "Se propone la modificación marcada en rojo para aclarar a que reservas se refiere este apartado." Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, ya que en el apartado de reservas ya se define que tipo de reservas y a que tiempo son las que deben definirse, así como está la redacción son las que el operador cuantifica para la extracción."

<p>Anexo II, apartado 1, numeral 2, primer párrafo</p>	<p>Presentar el (los) mapa(s) de las configuraciones estructurales representativas por Yacimiento con una breve descripción litológica incluyendo el poblado de propiedades (<i>net pay</i>, 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.</p>	<p>En ese sentido, es importante revisar la posibilidad de tener flexibilidad en cuanto a las reservas con base en las cuales se presentaría un PDE, por lo que se reitera la observación emitida por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: <i>"Se proponen las adecuaciones marcadas en rojo a efecto de dar mayor certeza sobre el requerimiento que se debe atender por el operador petrolero."</i></p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Parcialmente Procedente: Se toma en consideración el cambio propuesto, para quedar como se señala a continuación:</p> <p>..."</p> <p>En ese sentido, PEP insiste en que la Comisión se pronuncie sobre el resto de la propuesta, por lo que se reitera la misma parcialmente.</p>
<p>Anexo II, apartado 1, numeral 2, segundo párrafo</p>	<p>Asimismo, colocar al menos una sección sísmo-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 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 entrada de las formaciones de interés e indicar los intervalos probados en los Pozos.</p>	<p>PEP, en sus Comentarios 2 estableció como argumento para esta propuesta lo siguiente: <i>"Se proponen las adecuaciones marcadas en rojo a efecto de dar mayor certeza sobre el requerimiento que se debe atender por el operador petrolero."</i></p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "No procedente, toda vez que la propuesta tiene por objeto eliminar el detalle de la información solicitada, lo cual puede implicar imprecisiones al momento de su presentación."</p> <p>En ese sentido, la CNH no es precisa en su razonamiento y bajo el cual la propuesta de PEP, en caso de proceder, generaría</p>

<p>Anexo II, apartado I, numeral 2, inciso 2.2.</p>	<p>2.2. Geología (únicamente campos nuevos o con modificaciones en aspectos geológicos)</p>		<p>imprecisiones, por lo que se reitera la observación emitida por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 estableció como comentario lo siguiente: "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."</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Respecto del comentario, se señala que, el encabezado señala que en MPD en las cuales este apartado no se modifique no debe incluirse."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente reiterar la observación a efecto de que la CNH defina este aspecto.</p>
<p>Anexo II, apartado I, numeral 2, inciso 2.2., fracción a), subfracción i.</p>	<p>i. El contexto geológico en el que se encuentra el Área de Asignación o Contractual;</p>		<p>PEP, en sus Comentarios 2 estableció como comentario lo siguiente: "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."</p> <p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Los cambios propuestos derivan de nueva información obtenida, sin embargo, respecto a la geología regional es muy difícil que cambie, derivado de estudios nuevos."</p> <p>En ese sentido, PEP estima conveniente reiterar la observación a efecto de que la CNH indique los criterios que PEP considera necesarios para dar certeza jurídica a los operadores.</p>

Anexo II, apartado I, numeral 3	Describir al menos 2 alternativas analizadas incluyendo de manera enunciativa mas no limitativa, la estrategia de desarrollo, el perfil de producción, las inversiones y la rentabilidad, para cada alternativa. Además, describir las metodologías empleadas para la identificación de las alternativas y para la selección de una de ellas.		PEP sugiere no documentar alternativas de desarrollo para los campos maduros o sin reservas, ya que solo tienen mantenimiento a la producción base.
Anexo II, apartado I, numeral 4	4 ...		PEP propone que se omita la descripción de este apartado ya que la descripción de la alternativa ganadora se presenta en los capítulos 1.2 Alcance y 3. Descripción de Alternativas.
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, en sus Comentarios 2 mencionó lo siguiente: "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." Al respecto, la CNH señalo en sus Justificaciones que: "Se hace énfasis que en cada uno de los siguiente numerales se solicitan los "shapes" en la carpeta 3 Información Geográfica." En ese sentido, sería conveniente que la CNH hiciera referencia a la clarificación realizada para efectos de certeza jurídica de los operadores.
Anexo II, apartado I, numeral 4.2.4.1.2., primer párrafo	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 www.cnh.gob.mx) 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.	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 www.cnh.gob.mx) en el Punto de Medición, así como, la medición de volumen y parámetros de la calidad operacional, de referencia y de transferencia. La descripción deberá incluir el manejo y medición o estimación del agua a producir.	PEP, en sus Comentarios 1 y 3, señaló como justificación de esta propuesta la siguiente: "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." Al respecto, la CNH en sus Justificaciones establece lo siguiente: "Parcialmente procedente, toda vez que los Lineamientos de Medición en su artículo 23 solicitan la descripción del manejo y medición del agua producida o a producir, no del agua contenida en una muestra, sin embargo, se ajusta la redacción para cambiar el título de este

Anexo II, apartado I, numeral 4.2.6.	4.2.6. Aprovechamiento de gas. En caso de campos nuevos o modificación:		<p>apartado del Anexo II de los Lineamientos. Para quedar como sigue:</p> <p>"4.2.4.1.2. Descripción de la propuesta de los Mecanismos y Puntos de Medición"</p> <p><i>Lo anterior para no crear confusión con los Operadores y ser concordante con la evaluación de los mecanismos de medición."</i></p> <p>En ese sentido, PEP insiste en la propuesta en comento, a efecto de que se determine si es viable o no, por lo que se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad.</p> <p>Se plantea la reducción del contenido para presentar la información necesaria que de sustento al PDE, por lo que se propone incluir nota aclaratoria que la documentación soporte que da cumplimiento a lo establecido en las Disposiciones Técnicas en Aprovechamiento de Gas se llevará a cabo en un proceso independiente por medio de un documento por activo.</p> <p>Asimismo, se propone incorporar a las tablas de lineamientos el Responsable Oficial del aprovechamiento como apoyo a documentación del plan ya que se propone ingresar el anexo de aprovechamiento de gas en un proceso independiente.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 mencionó lo siguiente: "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.</p> <p><i>Por lo anterior, se estima conveniente que la Comisión precise este requisito y con ello de certeza jurídica a los operadores."</i></p>
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.		

<p>Anexo II, apartado I, numeral 4.4., inciso b)</p>	<p>b) Presentar el Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada en cumplimiento a los Lineamientos de Recuperación Secundaria y Mejorada.</p>	<p>Al respecto, la Comisión en sus Justificaciones refiere que: <i>"Es importante señalar que el requisito solicitado es la explicación o etapas de la vida productiva del campo o campos en la Asignación o Contrato, para lo cual sirve de apoyo un gráfico en el cual se debe agregar el comportamiento de la Presión-producción, cabe destacar que si es un campo nuevo, no le es aplicable este requisito."</i></p> <p>En ese sentido, y derivado de la aclaración que la CNH hizo en sus Justificaciones, PEP estima conveniente que la información en cuestión se incluya en el Anteproyecto para fines de transparencia y certeza jurídica de los operadores.</p>
<p>Anexo II, apartado I.C., numeral 1, subnumeral 1.3.</p>	<p>Explicar las características de la ubicación del Área de Asignación o Contractual y presentar uno o varios mapas de referencia en donde se muestren:</p>	<p>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:</p> <p>Se propone omitir presentar el análisis de factibilidad técnica para la aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada ya que se presenta mediante formatos y documentos anexos en la normatividad vigente, la propuesta únicamente se limita a mencionar en el apartado de descripción de alternativas la aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada para agilizar su documentación.</p> <p>Por lo que la propuesta consiste en mencionar únicamente de manera enunciativa las tecnologías que serán utilizadas.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto señaló como justificación para esta propuesta lo siguiente: <i>"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."</i></p>

<p>Anexo III, apartado I.C., numeral 3, subnumeral 3.1.7.</p>	<p>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;</p>	<p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones comentó lo siguiente: "No procedente, ya que el objeto del Programa de Transición no está dirigido a la reducción del Área Contractual o Asignación."</p> <p>En ese sentido, PEP aclara que el comentario no era en el sentido de una reducción del área de asignación o contractual; sin embargo, al momento de iniciar la etapa de evaluación se determina una parte de dicha área para dicho fin, por lo que se reitera la propuesta emitida por PEP en su oportunidad.</p> <p>PEP, en sus Comentarios 2 al Anteproyecto señaló como justificación para esta propuesta lo siguiente: "Se solicita a la Comisión acotar la información correspondiente al abandono solo para la porción del área referida en el informe de evaluación inicial."</p>
<p>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</p>	<p>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</p>	<p>Al respecto, la CNH en sus Justificaciones comentó lo siguiente: "No procedente, ya que el objeto del Programa de Transición no está dirigido a la reducción del Área Contractual o Asignación."</p> <p>En ese sentido, PEP aclara que el comentario no era en el sentido de una reducción del área de asignación o contractual; sin embargo, al momento de iniciar la etapa de evaluación se determina una parte de dicha área para dicho fin, por lo que se reitera la propuesta emitida por PEP en su oportunidad.</p>

Rafael Guerrero Altamirano

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...).