

**De:** Enrique Moran Martinez <enriquemorán15@gmail.com>  
**Enviado el:** jueves, 7 de marzo de 2019 06:45 p. m.  
**Para:** Contacto CONAMER  
**Asunto:** Comentarios anteproyecto lineamientos planes (respuesta a dictamen)  
**Datos adjuntos:** tabla compliance lineamientos planes 280219 vf.docx

Buenas tardes. En relación con el anteproyecto denominado "Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos", adjunto al presente encontrarán las observaciones realizadas por la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de Exploración y Producción en relación con dicho anteproyecto, relacionadas con la respuesta a dictamen enviada a la CONAMER por la CNH.

Saludos,

Enrique Morán



**FORMATO PARA EMISIÓN DE COMENTARIOS:**

**COMENTARIOS CONAMER**

NOMBRE DE ANTEPROYECTO:	Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos
NÚMERO DE EXPEDIENTE COFEMER:	66/0012/041218
FECHA DE PUBLICACIÓN EN EL PORTAL:	04/12/2018 <b>(respuesta a dictamen)</b>
ÁREA DE PEMEX RESPONSABLE DE COMENTARIOS (DIRECCIÓN, SUBDIRECCIÓN, GERENCIA):	Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de Exploración y Producción

# DE ARTÍCULO O REFERENCIA DE PARTE A MODIFICAR.	DICE	DEBE DECIR	<u>JUSTIFICACIÓN/COMENTARIOS</u>
<b><u>A. Comentarios generales</u></b>			
<p>Derivado de la revisión de la matriz de respuesta a los comentarios que se recibieron para el anteproyecto de Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (anteproyecto) durante el proceso de consulta pública (Matriz), presentada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH) como parte de la respuesta al dictamen preliminar, Pemex Exploración y Producción (PEP) considera necesario reiterar las siguientes observaciones:</p> <p>1. Si bien PEP reconoce el esfuerzo que realiza la Comisión con la propuesta de reducción de plazos en la sustanciación del procedimiento administrativo de aprobación de planes de exploración y extracción, sus modificaciones y sus programas, también advierte que la referida propuesta no es suficiente considerando que de acuerdo con cálculos que realizó con datos de esa CNH y Banco de México, cada día durante 2017, por ingresos exclusivamente de petróleo, se recibieron 1,709 millones de pesos, por lo que cada día que se disminuya en los plazos para dar inicio a la ejecución de dichas actividades, podría representar un día de mayores ingresos tanto para Pemex como para la hacienda pública.</p> <p>Al respecto, la CNH hace referencia a que el anteproyecto presenta una reducción de plazos de los actualmente previstos en leyes o reglamentos, con lo que se mejora el costo de oportunidad de los operadores petroleros, cabe destacar que dicha Comisión también prevé en el anteproyecto la posibilidad de emitir recomendaciones al plan presentado por los operadores, a efecto de que éstos lo adecuen a las mismas y se presente de nueva</p>			

cuenta a la CNH, y sin que la regulación establezca plazos menores en forma específica que den certeza jurídica al operador respecto del plazo aplicable en dichos casos.

Por lo anterior, PEP estima necesario reiterar la observación en cuestión.

2. Asimismo, es necesario que la Comisión verifique si efectivamente el proyecto que propone cumple con los beneficios y mejoras que plantea, ya que el anteproyecto lejos de simplificar, pretende regularizar la serie de obligaciones y requerimientos que esa Comisión ha realizado que no se encuentran previstos en los Lineamientos vigentes o en los términos y condiciones de los títulos de asignación, ya que el subsanar lagunas normativas no es a través de la creación de más tramites o bien de hacer más compleja su presentación. Por lo tanto, PEP reitera que el presente anteproyecto no cumple con los principios que debe contener toda política regulatoria establecidos en la recientemente expedida Ley General de Mejora Regulatoria (LGMR), **como se justifica en la sección de comentarios al análisis costo beneficio que se incluye en el presente documento**, en el artículo 7 a saber:

- I. Mayores beneficios que costos y el máximo beneficio social;
- II. Seguridad jurídica que propicie la certidumbre de derechos y obligaciones;
- III. Focalización a objetivos claros, concretos y bien definidos;
- IV. Coherencia y armonización de las disposiciones que integran el marco regulatorio nacional;
- V. Simplificación, mejora y no duplicidad en la emisión de Regulaciones, Trámites y Servicios;
- VI. Accesibilidad tecnológica;
- VII. Proporcionalidad, prevención razonable y gestión de riesgos;
- VIII. Transparencia, responsabilidad y rendición de cuentas;
- IX. Fomento a la competitividad y el empleo;
- X. Promoción de la libre competencia y competencia económica, así como del funcionamiento eficiente de los mercados, y
- XI. Reconocimiento de asimetrías en el cumplimiento regulatorio.
- XII. Ponderar los valores jurídicos tutelados a que se refiere este precepto y explicitar los criterios de decisión que subyacen a la política de mejora regulatoria atendiendo a los objetivos establecidos en esta Ley.

**3. PEP reitera que el anteproyecto pretende regularizar situaciones y trámites no previstos expresamente en los Lineamientos vigentes, y que en el desarrollo de las aprobaciones de los diferentes planes de exploración y extracción se fueron adecuando por la Comisión, por lo que el anteproyecto no resulta suficiente para subsanar o convalidar trámites o requisitos que en su momento no estaban previstos en los Lineamientos vigentes.**

Al respecto, la Comisión señala que los trámites nuevos o adicionales se justifican en el análisis de impacto regulatorio (AIR); sin embargo, la observación de PEP tiene como finalidad señalar que el anteproyecto subsanaría o convalidaría trámites o requisitos no previstos en los Lineamientos vigentes y que la CNH estableció en forma adicional a las disposiciones aplicables.

4. A pesar de que se hace referencia en el anteproyecto que los lineamientos propuestos están vinculados con el resto de la regulación emitida por la Comisión, de su análisis es posible concluir que **no se identifican los procedimientos administrativos que permitan una coordinación e**

**integración de las regulaciones mencionadas, por lo que PEP reitera la solicitud a la CNH para realizar dicha identificación a efecto de otorgar la certeza jurídica necesaria a los operadores petroleros en la aplicación de la regulación emitida por esa Comisión.**

Lo anterior, en atención a que la Comisión da respuesta a dicha solicitud señalando que dichas precisiones se realizan en la AIR; sin embargo, de la revisión de la misma PEP no advierte que se haya realizado la identificación en cuestión.

5. PEP reitera con base en la revisión y mapeo de procesos del anteproyecto, **es indispensable que la CNH realice un ejercicio de mapeo integral del anteproyecto de obligaciones y cargas regulatorias y contractuales, que inciden de manera directa en la continuidad operativa para la ejecución de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción autorizados, así como también de sus programas relacionados,** buscando eliminar la mayor cantidad de duplicidades.

Al respecto, se destaca que **existen diversos requisitos, trámites y cargas administrativas que ponen en riesgo de la continuidad operativa de dichos planes y programas, para asignatarios y contratistas (por ejemplo Declaratorias de comercialidad; Programas de trabajo y su seguimiento; Indicadores de Gestión), así como el impacto de las demás regulaciones del sector (por ejemplo las emitidas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos). Al respecto es de señalarse que el anteproyecto no se alinea con la visión de la nueva administración de aumentar la producción, por lo que se recomienda revisar el mismo en forma integral.**

Al respecto, se destaca que la CNH únicamente responde que el anteproyecto se emite de conformidad con las disposiciones correspondientes de la Ley de Hidrocarburos (LH), sin determinar la viabilidad de dar continuidad operativa o no a los operadores petroleros.

6. PEP reitera su observación en el sentido de que el anteproyecto no contribuye a la claridad y transparencia en el cobro de aprovechamientos que hace esa Comisión por los servicios que presta. En ese sentido, la CNH señala que con la modificación del artículo 12 del anteproyecto se atiende la observación realizada por PEP; sin embargo, de la lectura de la disposición se advierte que únicamente se eliminó del texto la referencia a los derechos y aprovechamientos por concepto de “la Supervisión de su cumplimiento”, y se mantiene que la CNH podrá cobrar otros derechos y aprovechamientos previstos en el anteproyecto, por lo que todavía no se cuenta con la certeza jurídica necesaria para la CNH y los operadores en este aspecto.

7. Asimismo, se reitera la sugerencia a través de la cual se solicitó que el anteproyecto considere las definiciones de otras regulaciones de la CNH y de otros reguladores, a efecto de otorgar certeza jurídica a los operadores petroleros en cuanto al alcance de los diversos conceptos previstos en la normatividad que se emita.

Lo anterior, en atención a que en la atención dada a diversas definiciones previstas en el artículo 3 del anteproyecto, la CNH no realiza las adecuaciones correspondientes y es necesario que se atienda esta observación para fines de consistencia con las definiciones de otras regulaciones de la CNH y de otros reguladores.

8. Asimismo, el anteproyecto está incorporando diversas categorías de programas asociados a los planes; sin embargo, no resulta claro el procedimiento a seguir para su modificación ni la forma en la que dichos programas se irán complementando dentro de la aprobación y modificación de los planes aprobados por la CNH, por lo que se reitera esta observación por parte de PEP.

Adicionalmente a las observaciones que se reiteran, se refiere lo siguiente:

- PEP considera necesario que para fines de certeza jurídica de los operadores **la CNH precise en el anteproyecto si, en adición a los planes de desarrollo para la extracción (PDE) previstos en sus artículos 61 y 96, así como el plan de transición señalado en el artículo 63 del anteproyecto, todos ellos derivados de un proceso de migración, el operador deberá solicitar la aprobación de un PDE en cumplimiento a las obligaciones que se establecen en los contratos para la exploración y extracción (CEE) en materia de planes.** Lo anterior, considerando que el anteproyecto omite dicha precisión y de no atender el comentario de PEP, éste en su carácter de contratista bajo el CEE, tendría incertidumbre jurídica para determinar si debe o no presentar un PDE adicional una vez suscrito el contrato en cuestión, tomando en consideración que se trata de un requisito establecido como una de sus obligaciones en términos del artículo 47 de la LH.
- **Es necesario que el anteproyecto considere la necesidad de la continuidad operativa de los operadores petroleros, para lo cual la CNH debe cuidar que los trámites y sus plazos, así como las aprobaciones que emitan, privilegien dicha continuidad y se establezcan disposiciones y requisitos que los operadores puedan cumplir en forma ágil y eficaz.**
- Se advierte una diferencia de plazos entre el AIR y el anteproyecto respecto del programa de evaluación, el programa piloto y el programa de trabajo y presupuesto, por lo que se solicita a la CNH se revise dicha situación y se realicen las adecuaciones respectivas.

#### **B. Comentarios al análisis costo beneficio**

Derivado del análisis a los archivos de costos y beneficios proporcionados por la CNH en la AIR, se tienen los siguientes comentarios:

1. Las conclusiones de PEP consisten en:

- **El cálculo del costo de oportunidad presenta errores técnicos, es decir, la conversión de millones de pesos a pesos es incorrecta, lo cual derivada en una subestimación muy importante en dicha variable. Asimismo, no contempla el efecto inflacionario hasta diciembre 2018.**
- **Existe una subestimación, de entre el 35-45%, en los tiempos de realización (carga administrativa) de los trámites propuestos. De igual forma, no contempla el efecto inflacionario de 2018.**
- **Faltan la estimación de los costos referentes a los montos de los derechos o aprovechamientos,** mismos que deberán ser adicionados para el cálculo del costo de cumplimiento en materia regulatoria.
- **El costo de oportunidad debe medirse en rangos,** es decir, plazo mínimo y plazo máximo de respuesta.

- Es necesario que la comparación de costos de cumplimiento tenga la misma frecuencia entre un trámite vigente y el propuesto, es decir, que la comparación sea a nivel unitario, cuando sea el caso.
- Los beneficios contemplados contemplan incrementos de producción, cuando únicamente **los posibles beneficios del anteproyecto en comento serán aquellos derivados por la reducción de plazos y de requisitos solicitados** a los agentes económicos regulados. Por lo anterior, **se vuelve a reiterar que correlación no es causalidad, por lo que el omitir dicha relación se están sobre estimando los beneficios potenciales del anteproyecto.**
- **La periodicidad establecida para el cálculo de los beneficios y los costos no es la misma.** Al respecto, PEP detecta que los siguientes trámites cuya vigencia es anual, no fueron contabilizados para el periodo calculado en los beneficios:
  - Solicitud de Aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Contratos con recuperación de costos.
  - Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Contratos sin recuperación de costos.
  - Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Asignación de Exploración.
  - Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Asignación de Extracción.
  - Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Segundo Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Asignación de Extracción.
  - Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos Convencionales.
  - Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos No Convencionales
  - Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos Convencionales
  - Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos No Convencionales
  - Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos Convencionales
  - Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos No Convencionales

2. Aunado a lo anterior, **PEP solicita a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) lo siguiente:**

- **Evalué los anteproyectos de acuerdo a la metodología que la misma CONAMER ha publicado y solicitado para la emisión de cualquier anteproyecto regulatorio.**
- **Solicite la corrección de los errores técnicos que presenta el cálculo de costo de oportunidad**, ya que éstos derivan en una subestimación sustancial de dicha variable.
- **Que los costos derivados de la regulación tengan como base diciembre 2018, o al menos presenten bases monetarias iguales**, ya que el costo de oportunidad presenta base monetaria de 2014, mientras los costos derivados de la carga administrativa tienen base 2017.
- **Analice la subestimación de los tiempos de realización y carga administrativa** (personal y horas hombre) misma que se muestra en la tabla 3 que a continuación se presenta.

- Revise si se está dando cumplimiento al artículo 78 de la LGMR.

3. En la **sección de costos**, PEP señala que **el archivo correspondiente a la Metodología de Cálculo Costo presenta diversas omisiones que derivan en una subestimación representativa en términos económicos de los costos.**

Al respecto, se destaca que **los censos económicos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía muestra datos monetarios en términos de millones de pesos, y a pesos corrientes.**

Aunado a lo anterior, es importante señalar que **la metodología a seguir para calcular la carga regulatoria en la que incurren los agentes económicos es la que rige el Modelo de Costeo Estándar (MCE)**, el cual es aplicado dentro de los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos y solicitado por la CONAMER.

En ese sentido, es importante señalar que **el MCE identifica y mide la carga administrativa** de la regulación que se genera, es decir, únicamente mide los costos de las actividades que se tienen que realizar para dar cumplimiento a la regulación emitida.

**Adicionalmente, la CONAMER contempla para el cálculo de la regulación a cumplir la variable denominada costo de oportunidad.** Asimismo, diversos trámites además de derivar en los conceptos anteriormente descritos, incluyen pagos de derechos los cuales deben ser considerados al momento de calcular el costo total de cada trámite a cumplir.

Lo anterior, se puede ver mediante el siguiente diagrama:



Elaboración propia con información de la CONAMER

4. Tratándose del **costo de oportunidad**, se observa que la CNH para la elaboración del cálculo correspondiente al pilar del costo de oportunidad del MCE, utilizó la información correspondiente a los censos del año 2014<sup>1</sup>.

Tabla 1.

Concepto	Dato Censos Económicos 2014 (millones de pesos)	Transformación CNH a pesos	Transformación PEP
Formación Bruta de Capital <sup>2</sup>	\$174,484.545	\$174,484,545,000	\$174,484,545,000
Costos <sup>3 4</sup>	\$140,420.044	<b>\$140,420,044</b>	\$140,420,044,000
Salario Socio	Los censos no proporcionan dicha variable	\$1,841	Cálculo realizado por PEP

Elaboración propia con datos del INEGI y la CNH

Así pues, siguiendo la metodología para estimar el costo de oportunidad, se debe utilizar la fórmula:

$$CO = \left[ \frac{(K_i + C_i + W) * r}{M} \right] * T_i$$

Dónde:

$K_i$  Formación bruta de capital del sub sector económico

$C_i$  Costos fijos del subsector económico

$W_i$  Ingreso promedio de los socios

$r$  Tasa diaria de rendimiento anualizado de los CETES a 28 días.

$M$  Unidades económicas por sub sector económico

<sup>1</sup> Cifras a precios corrientes de 2014.

<sup>2</sup> Es el valor de los activos fijos comprados por la unidad económica (hayan sido nacionales o importados, nuevos o usados), menos el valor de las ventas de activos fijos realizadas. Incluye: como parte de las compras de activos fijos, el valor de las renovaciones, mejoras y reformas mayores realizadas a los activos fijos que prolongaron su vida útil en más de un año o aumentaron su productividad, y los activos fijos producidos por la unidad económica para uso propio

<sup>3</sup> Los Censos Económicos no cuentan con una variable con el nombre de costos. En cambio, cuentan con la variable denominado K000A Total de gastos por consumo de bienes y servicios, que es la que se utiliza para aplicar el MCE.

<sup>4</sup> Es el valor de todos los bienes y servicios consumidos por la unidad económica para realizar sus operaciones del periodo de referencia, independientemente del periodo en que hayan sido comprados o adquiridos, considerando el valor de los bienes y servicios que recibió de otros establecimientos de la misma empresa (con o sin costo) para su uso en las actividades de producción u operación de la unidad económica. Incluye: el valor de los bienes y servicios que recibió en transferencia para su consumo o transformación y fueron efectivamente consumidos, en sus actividades productivas o relacionadas con las mismas. Excluye: los gastos fiscales, financieros, donaciones y los gastos de las empresas o razones sociales controladas por esta empresa

$T_l$  Plazo de respuesta del trámite

**De lo anterior se observa que para el cálculo del costo de oportunidad la CNH presenta un error técnico al momento de transformar una cifra de millones de pesos a pesos. Dicho error corresponde al dato referente a costos fijos del subsector, y la CNH fue omisa al describir y justificar el cálculo correspondiente al ingreso promedio de los socios.**

Por consiguiente, es necesario que dicha Comisión corrija y aclare dichas omisiones, y que **realice el cálculo correcto para la variable “ingreso promedio” la cual la CNH fijó en \$1,841 pesos anuales. Ello, resulta inconsistente con las unidades utilizadas para calcular ingresos, ya que implicaría que el ingreso anual promedio del subsector es de poco más de \$5 pesos diarios, es decir, ni siquiera el monto de un salario mínimo o de la Unidad de Medida y Actualización.**

En este sentido, se requiere que esa Comisión calcule la variable en comento tomando los ingresos reportados por los Censos Económicos 2014 y obtener el promedio, ya sea por trabajador o por unidad económica, y lo aplique a la fórmula.

**Aunado a lo anterior, se reitera, a dicha Comisión, el comentario referente a sumar bases monetarias iguales. Ello, en virtud de que el cálculo correspondiente a la carga administrativa presenta como año base el 2017, mientras que el respectivo a costo de oportunidad presenta base monetaria 2014.** Por consiguiente, es necesario que la CNH presente sus costos con base monetaria a diciembre 2018, ya que es el último año fiscal del que se tiene información, por lo que es necesario deflactar a poner los cálculos monetarios a precios constantes de diciembre 2018<sup>5</sup>.

**Por tanto, de no enmendar dicho error técnico, la CNH estaría subestimando los costos de cumplimiento regulatorio del anteproyecto en comento, por lo que también se le solicita a la CONAMER observe lo anteriormente expuesto, ya que está dentro de su mandato de ley el analizar que toda regulación derive en mayores beneficios sociales que costos de cumplimiento.**

**Adicionalmente, se señala que el costo de oportunidad estimado, además de presentar errores técnicos en su cálculo, únicamente contempla los plazos de resolución, omitiendo los plazos de prevención, lo que lleva a que los montos expresados se encuentren subestimados también por dicho concepto.**

Todo lo anterior, debido a que el proceso de aprobación de los planes presentados durante el periodo 2017-2018 realizó en plazos mayores a los indicados a los de resolución:

Tabla 2

Plan	Prevención	Declaratoria de suficiencia	Resolución	Total de días para resolución (naturales)
1	✓	✓	✓	206
2	✓	✓	✓	56

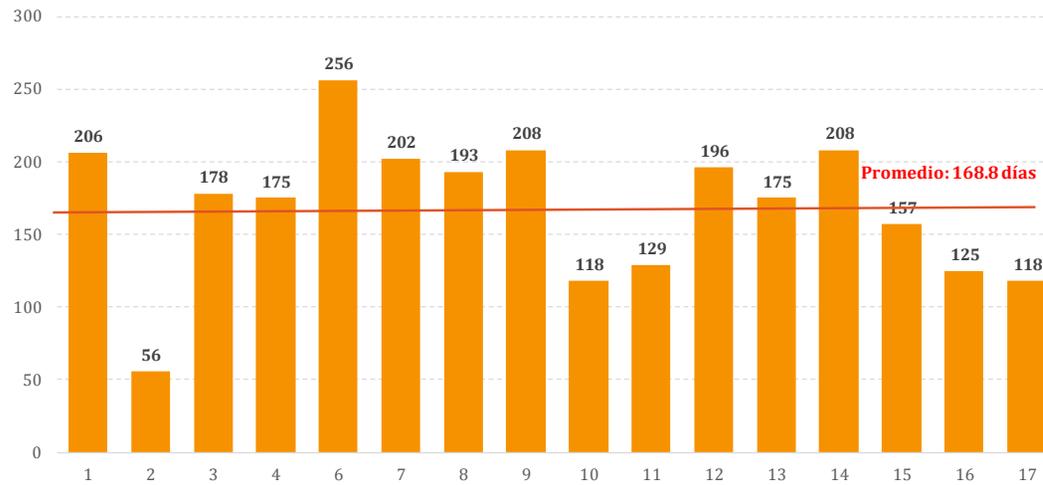
<sup>5</sup> La inflación correspondiente al periodo enero 2014 a diciembre 2018 fue de 21.9%

3	✓	✓	✓	178
4	✓	✓	✓	175
6	✓	✓	✓	256
7	✓	✓	✓	202
8	✓	✓	✓	193
9	✓	✓	✓	208
10	✓	✓	✓	118
11	✓	✓	✓	129
12	✓	✓	✓	196
13	✓	✓	✓	175
14	✓	✓	✓	208
15	✓	✗	✓	157
16	✓	✓	✓	125
17	✓	✓	✓	118

Fuente: Elaboración propia

De manera gráfica se observa lo siguiente:

Gráfica 1  
Total de días para resolución  
(naturales)



Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se señala que **el cálculo correspondiente a la tasa efectiva diaria de los Cetes a 28 días debe ser la correspondiente a la tasa promedio diaria del año 2018, por lo que también dicho concepto debe actualizarse.**

5. Respecto del concepto de “carga administrativa”, se observa una subestimación del tiempo para la realización de las actividades que derivan en el cálculo de la carga administrativa.

Ello, en virtud de que el plazo de resolución por parte de la CNH dista mucho del tiempo de realización por parte de los agentes económicos regulados para cumplir con cada uno de los trámites del anteproyecto en comento:

Tabla 3

Nombre	Plazo de resolución		Horas laborales	Horas de realización	Relación Resolución / Realización
	Días hábiles	Días Naturales			
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración	59	85	472	102	4.63
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	59	85	472	81	5.83
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	59	85	472	114	4.14
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	59	85	472	81	5.83
Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración	35	50	280	17	16.47
Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	35	50	280	17	16.47
Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	35	50	280	17	16.47
Solicitud de Modificación al Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	59	85	472	17	27.76

Solicitud de Aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a Contratos con recuperación de costos	59	85	472	2	236.00
Solicitud de Aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Contratos con recuperación de costos	14	20	112	2	56.00
Solicitud de Modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a un Contrato con recuperación de costos	15	21	120	17	7.06
Notificación de Descubrimiento: Yacimientos Convencionales	20	28	160	37.5	4.27
Notificación de Descubrimiento: Yacimientos No Convencionales	20	28	160	38	4.21
Solicitud de aprobación del Programa de Evaluación	60	86	480	59.5	8.07
Solicitud de aprobación del Programa de Evaluación para actividades de revaluación de Campos previamente descubiertos	60	86	480	59.5	8.07
Solicitud de modificación del Programa de Evaluación	60	86	480	17	28.24
Solicitud de prórroga para presentar el Programa de Evaluación	15	21	120	7	17.14
Solicitud de aprobación del Programa Piloto	60	86	480	59.5	8.07
Solicitud de modificación del Programa Piloto	35	50	280	17	16.47
Solicitud de prórroga para presentar el Programa Piloto	10	14	80	7	11.43
Aprobación del Informe de Evaluación: Programa de Evaluación	30	43	240	13.5	17.78
Aprobación del Informe de Evaluación: Programa Piloto	30	43	240	23	10.43

Aviso de Incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos Convencionales	20	28	160	7	22.86
Aviso de Incremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos No Convencionales	20	28	160	7	22.86
Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos Convencionales	30	43	240	61	3.93
Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos No Convencionales	30	43	240	61	3.93
Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos Convencionales	30	43	240	61	3.93
Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos No Convencionales	30	43	240	61	3.93
Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos Convencionales	30	43	240	61	3.93
Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos No Convencionales	30	43	240	61	3.93

Elaboración propia con datos de la CNH

En este sentido, **por un lado, se observa una subestimación en los tiempos de realización de al menos el 35%, mientras por el otro los plazos de resolución son muy extensos.**

Para ello, se puede observar por ejemplo que **para la *Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración* se estima un tiempo de elaboración del trámite de 102 horas, mientras que su tiempo de resolución (contando únicamente el plazo de resolución) es de 472 horas, dando una relación de 4.63, es decir, de acuerdo a la CNH lo que al agente económico regulado le toma una hora realizar a ésta le toma 4.6 horas revisar.**

**Por lo expresado con anterioridad, se reitera el comentario respecto a los amplios plazos de resolución, y las subestimaciones importantes en los tiempos de realización. Asimismo, se indica que es importante que este tipo de análisis sea tomando en cuenta por la CONAMER durante su análisis, ya que el Dictamen Preliminar omitió este tipo de relaciones y señalamientos.**

**6. La CNH contempla como beneficio un incremento importante en la extracción y producción de hidrocarburos derivado de la emisión de este anteproyecto en comento.**

Tal como se ha mencionado con anterioridad, dicha cuantificación presenta diversos errores técnicos en su cálculo:

- **Correlación no es causalidad: afirmar que con la emisión de estos nuevos lineamientos la producción de hidrocarburos aumentará sería como afirmar que los decrementos en ésta se deben a los lineamientos actuales. Los lineamientos no tienen impactos en materia de las propiedades y estados actuales de los yacimientos.**
- El periodo de análisis, en el archivo Excel correspondiente a beneficios, **deja fijos los valores tanto del barril de petróleo como del dólar. Ambas variables las determina el mercado, por lo que hacer una proyección financiera fijándolas resulta en un error técnico**, que para este caso deriva en una sobrestimación de los beneficios.

Derivado de lo anterior, **nuevamente se señala que los beneficios posibles del presente anteproyecto únicamente derivarían de una reducción en costos de cumplimiento regulatorio**, por lo que la CNH debe realizar un análisis comparativo de los costos actuales respecto de los costos de cumplimiento propuestos.

7. Tal como lo establece el proceso de mejora regulatoria, PEP propone los siguientes plazos de resolución (medido en días hábiles) para los siguientes trámites, considerando los plazos en los que la CNH considera que puede dar atención a los diversos trámites:

Tabla 4

Nombre del trámite	Plazo de resolución
	Días hábiles
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración	40
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	40
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	40
Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	40
Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración	24
Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	24
Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	24

Solicitud de Modificación al Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	40
Solicitud de Aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a Contratos con recuperación de costos	40
Solicitud de Aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Contratos con recuperación de costos	10
Solicitud de Modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a un Contrato con recuperación de costos	10
Notificación de Descubrimiento: Yacimientos Convencionales	15
Notificación de Descubrimiento: Yacimientos No Convencionales	15
Solicitud de aprobación del Programa de Evaluación	40
Solicitud de aprobación del Programa de Evaluación para actividades de revaluación de Campos previamente descubiertos	40
Solicitud de modificación del Programa de Evaluación	40
Solicitud de prórroga para presentar el Programa de Evaluación	10
Solicitud de aprobación del Programa Piloto	40
Solicitud de modificación del Programa Piloto	25
Solicitud de prórroga para presentar el Programa Piloto	8
Aprobación del Informe de Evaluación: Programa de Evaluación	20
Aprobación del Informe de Evaluación: Programa Piloto	20
Aviso de Incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos Convencionales	15
Aviso de Incremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos No Convencionales	15
Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos Convencionales	20
Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos No Convencionales	20

	Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos Convencionales	20	
	Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos No Convencionales	20	
	Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos Convencionales	20	
	Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos No Convencionales	20	
Elaboración propia			
Considerando Octavo	Que, en cumplimiento las recomendaciones de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, se revisaron los plazos y requisitos a lo largo de todo el proceso de aprobación y modificación de los planes de exploración y desarrollo para la extracción, así como sus programas asociados, a efecto de hacer más expeditas la presentación y aprobación de los planes.	Que, en cumplimiento a las recomendaciones de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, se revisaron los plazos y requisitos a lo largo de todo el proceso de aprobación y modificación de los planes de exploración y desarrollo para la extracción, así como sus programas asociados, a efecto de hacer más expeditas la presentación y aprobación de los planes.	Se reitera la propuesta de redacción.

<p>Considerando décimosegundo</p>	<p>Que, de la revisión de los Lineamientos se advirtió la oportunidad de prever los supuestos de respecto de los descubrimientos, campos o yacimientos previamente descubiertos, de manera que el Lineamiento dispone los rubros de para realizar actividades de revaluación que permitan establecer que un campo o yacimiento previamente descubierto, sin producción a la fecha de su presentación, es comercial, dentro de programa de evaluación o bien en el programa de transición.</p>	<p>Que, de la revisión de los Lineamientos se advirtió la oportunidad de prever los supuestos <del>de</del> respecto de los descubrimientos, campos o yacimientos previamente descubiertos, de manera que el Lineamiento dispone los rubros <del>de</del> para realizar actividades de revaluación que permitan establecer que un campo o yacimiento previamente descubierto, sin producción a la fecha de su presentación, es comercial, dentro de programa de evaluación o bien en el programa de transición.</p>	<p>Se reitera la propuesta de redacción, la cual conforme a lo referido por la CNH en la Matriz fue aceptada.</p>
<p>Artículo 2, tercer párrafo</p>	<p>La Comisión podrá resolver consultas específicas, o bien, emitir acuerdos de interpretación y criterios generales para armonizar los presentes Lineamientos con los términos y condiciones de las Asignaciones y los Contratos y con la demás Normativa aplicable.</p>		<p>En atención a que la observación realizada por PEP en su oportunidad fue aceptada por la CNH como se señala en la Matriz, se reitera la necesidad de adecuar la redacción del párrafo</p>

		<p>para indicar que los acuerdos de interpretación y criterios generales que emita la Comisión se publicaran en el Diario Oficial de la Federación (DOF), en términos del artículo 22, fracción III de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME).</p> <p>Lo anterior sin perjuicio de contar con el mecanismo de publicidad de las sesiones del órgano de gobierno de la Comisión.</p>
<p>Artículo 3, fracción I</p>	<p><b>I. Abandono:</b> Todas las actividades de retiro y desmantelamiento de los Materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de Pozos, el desmontaje y retiro de todas las plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo suministrado o utilizado en la realización de las Actividades Petroleras, así como la restauración ambiental del área afectada en la realización de estas Actividades Petroleras, de conformidad con los términos y condiciones de una Asignación o de un Contrato, las Mejores Prácticas de la Industria, la Normativa y el sistema de administración</p>	<p>Se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad, consistente en lo siguiente:</p> <p>“Se observan diferencias entre la definición propuesta y la establecida en los contratos otorgados en la Ronda 3. Es necesario que esa Comisión establezca una definición que no se contraponga o que tenga un alcance distinto en los contratos, ya que generará inconsistencias regulatorias que conllevará a la realización de consultas e implica incertidumbre jurídica para el contratista. Se identifican en color amarillo las diferencias.</p> <p><i>“Abandono” significa todas las actividades de retiro y desmantelamiento de los Materiales, incluyendo sin limitación, el taponamiento</i></p>

			<p><i>definitivo y cierre técnico de Pozos, el desmontaje y retiro de todas las plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo suministrado o utilizado por el Contratista en la realización de las Actividades Petroleras, así como la restauración de los Daños Ambientales en el Área Contractual afectada por el Contratista en la realización de las Actividades Petroleras, de conformidad con los términos de este Contrato, las Mejores Prácticas de la Industria, la Normatividad Aplicable y el Sistema de Administración.”</i></p> <p>Al respecto, la CNH señala que los conceptos se especifican para la aplicación de la regulación respectiva, en este caso el anteproyecto; sin embargo, con la finalidad de que los operadores puedan realizar actividades en forma consistente en forma normativa, se insiste en la necesidad de utilizar definiciones que estandaricen, en lo posible, los conceptos que deben considerarse en la realización de las actividades de exploración y extracción.</p>
<p>Artículo 3, fracción III</p>	<p><b>III. Área de Desarrollo o Extracción:</b> Significa, con relación a cualquier Descubrimiento Comercial, la superficie y proyección vertical dentro del Área de Asignación o Contractual que cubre la totalidad de las estructuras del subsuelo o cierres estratigráficos que definen el Yacimiento o el intervalo de interés del Campo donde se</p>		<p>Se reiteran las observaciones realizadas por PEP en su oportunidad, consistente en lo siguiente:</p>

	<p>llevó a cabo el Descubrimiento, ello sin perjuicio de la Normativa aplicable en materia de Unificación.</p>	<p>“El concepto de Área de Desarrollo para la Extracción, no definido en la LH, tiene impacto en materia de las autorizaciones administrativas que emite la CNH en términos del anteproyecto, así como en la ejecución de los títulos de asignación y de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE).</p> <p>Por ello, con motivo de su incorporación al anteproyecto, la CNH debe cuidar que ésta resulte precisa y clara para los operadores petroleros, y no impacte la ejecución que se lleva actualmente de las actividades que se realizan en términos de los títulos de asignación y CEE.</p> <p>Asimismo, es necesario que se establezca en forma más precisa la manera en que se considerarán estas áreas tratándose de la unificación de yacimientos, materia regulada por la Secretaría de Energía.</p> <p>Por último, la CNH debe considerar la experiencia internacional en países tales como Noruega, Canadá y Estados Unidos, al menos, para contar con un concepto más sólido técnica y normativamente.”</p> <p>Al respecto, la CNH en su respuesta contenida en la Matriz</p>
--	--	--

			únicamente refiere que a través del artículo Segundo Transitorio se va a dejar sin efectos el Acuerdo referido, sin dar respuesta puntual y detallada a las demás observaciones o, en su caso, precisa.
Artículo 3, fracción III, último párrafo	Para el caso de los Yacimientos No Convencionales, significa aquella superficie cuya proyección vertical contiene todos los Pozos e instalaciones asociadas al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por un Operador Petrolero, relativa a una o múltiples Áreas de Interés dentro de un Área de Asignación o Contractual;		Se reitera la recomendación realizada consistente en modificar esta definición, a partir de revisar la experiencia internacional, para lo cual el caso de Canadá es significativo en materia de pozos aledaños y los problemas de delimitación y compartición de yacimientos.  Al respecto, la CNH señala en la Matriz que se trata de una definición para efectos del anteproyecto, sin atender en forma precisa la observación realizada.
Artículo 3, fracción IV	<b>IV. Área de Interés:</b> Área objetivo dentro de un Área Contractual o Área de Asignación, que cuenta con las mejores propiedades de la materia orgánica, de roca y mecánicas en una formación de lutitas o <b>vetas de carbón</b> en la que se puede inferir que se tendría un potencial de producción comercial. Área más productiva del Yacimiento, también conocido como <i>Sweet Spot</i> ;	<b>IV. Área de Interés:</b> Área objetivo dentro de un Área Contractual o Área de Asignación, que cuenta con las mejores propiedades de la materia orgánica, de roca y mecánicas en una formación <del>de lutitas o vetas de carbón</del> en la que se puede inferir que se tendría un potencial de producción	Se reitera la propuesta de redacción, en atención a que la definición del anteproyecto no considera otro tipo de formaciones que no sean de lutitas, dejando fuera arenas arcillosas, calizas arcillosas etc, las cuales también pueden constituir Sweet Spots, y <b>también dejaría de considerar a los yacimientos convencionales.</b>  Asimismo, el caso de Canadá es significativo, en materia de pozos aledaños y los problemas de delimitación y compartición de

		<p>comercial. Área más productiva del Yacimiento, también conocido como <i>Sweet Spot</i>;</p>	<p>yacimientos y de ubicación de pozos aledaños, por lo que se reitera la recomendación de revisar esta experiencia con el objeto de que pueda modificarse y adecuarse esta definición.</p> <p>Al respecto, la CNH en la Matriz se limita a establecer que se trata de una definición para efectos del anteproyecto y que se relaciona exclusivamente con los yacimientos no convencionales. Sin embargo, el concepto debe aplicar también a yacimientos convencionales.</p> <p>En su caso, se sugiere establecer una definición relativa al área de interés para yacimientos convencionales si la CNH así lo estima conveniente.</p>
<p>Artículo 3, fracción V</p>	<p><b>V. Campo:</b> Área consistente en uno o varios Yacimientos, agrupados o relacionados conforme a determinados aspectos geológicos estructurales y condiciones estratigráficas;</p>		<p>Se reitera la observación realizada por PEP en el sentido de que a LH sólo estable a nivel administrativo títulos de asignación y CEE, y en las cuales únicamente se podrán realizar actividades de exploración y de extracción por los operadores petroleros, por lo que se sugiere verificar si es necesario incluir la definición en el anteproyecto.</p> <p>En caso de mantener esta definición, se genera la posibilidad de que los planes consideren esta figura la cual no es consistente con el régimen de la LH que</p>

			únicamente refiere a asignaciones y CEE.
Artículo 3, fracción VI, primer párrafo	<b>VI. Caracterización y Delimitación:</b> Actividades de Exploración que tienen como objetivo que el Operador Petrolero determine los límites, características y capacidad de producción de algún Descubrimiento, o de algún Campo o Yacimiento previamente descubierto, así como señalar si estos son un Descubrimiento Comercial. Para Yacimientos No Convencionales, por su naturaleza de Yacimientos sin límites relacionados a una estructura geológica, el objetivo de estas actividades se enfoca en determinar las características y capacidad de producción de un Descubrimiento de algún Campo o Yacimiento previamente descubierto.		Se reitera la observación consistente en la conveniencia de que el anteproyecto contenga criterios técnicos que den claridad y transparencia a los operadores petroleros, respecto de la forma en la que la CNH evaluará la caracterización y delimitación de yacimientos no convencionales, tomando en consideración la experiencia internacional y las mejores prácticas de la industria.  Para lo anterior, en caso de que la CNH no desee establecer los criterios técnicos respectivos, es posible que únicamente refiera las disposiciones del anteproyecto a las que deberá remitirse el operador.
Artículo 3, fracción XI	<b>XI. Descubrimiento:</b> La acumulación o conjunto de acumulaciones de Hidrocarburos en el subsuelo que, mediante actividades de perforación, se haya demostrado que contienen volúmenes de Hidrocarburos. En el caso de Yacimientos No Convencionales, se debe demostrar <b>mediante pruebas o análogos</b> que los Hidrocarburos pueden <b>o podrían</b> fluir a superficie;		Para fines de certeza jurídica, PEP considera necesario que as CNH defina en forma más precisa a los “análogos”.
Artículo 3, fracción XII	<b>XII. Descubrimiento Comercial:.</b> El Descubrimiento que puede ser desarrollado y producido bajo una base comercial después de considerar todos los factores técnicos y económicos, incluyendo, sin limitación, la información operacional y financiera, cualquier programa de prueba que se juzgue necesario llevar a cabo, las Reservas recuperables, los niveles de producción y los requerimientos de transporte de los Hidrocarburos. El término Descubrimiento Comercial aplicará también para el caso de Campos o Yacimientos previamente descubiertos.		Se reitera la observación consistente en que en opinión de PEP esta definición parece establecer, de manera enunciativa, mas no limitativa, los elementos que evaluará la CNH para definir si se trata o no de un descubrimiento comercial, por lo que para certeza jurídica del operador, se considera que los elementos que revisará la CNH

			<p>estén previstos únicamente dentro del procedimiento y criterios de evaluación correspondientes en el presente anteproyecto.</p> <p>Al respecto, la CNH menciona en la Matriz que se trata únicamente de una definición, que no regula aspectos específicos a considerar por la Comisión; sin embargo, PEP estima necesario que el anteproyecto genere condiciones de certeza jurídica para los operadores y para la CNH en la determinación de un descubrimiento comercial.</p>
<p>Artículo 3, fracción XX</p>	<p><b>XX. Mejores Prácticas de la Industria:</b> Normas, métodos, estándares, prácticas operativas y procedimientos publicados en materia de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como del Abandono, los cuales, en el ejercicio de un criterio razonable y a la luz de los hechos conocidos al momento de tomar una decisión, se considera que obtendrían los resultados planeados e incrementarían los beneficios económicos en la Exploración y la Extracción de Hidrocarburos;</p>		<p>Se reitera la observación realizada por PEP en su oportunidad, consistente en que PEP estima necesario adecuar la redacción de esta fracción para indicar la participación de los operadores petroleros, ya que las mejores prácticas de la industria las generan los operadores petroleros, quienes, en el desarrollo de sus actividades y la búsqueda de mayores y mejores escenarios de eficiencia y productividad, innovan en los procesos, estándares y umbrales dentro de los cuales pueden operar.</p> <p>Si bien se coincide que la definición no hace referencia a los agentes de la industria que generan y establecen estas</p>

			<p>mejores prácticas, es conveniente incluir el concepto solicitado por PEP.</p>
<p>Artículo 3, fracción XXIV</p>	<p><b>XXIV. Plan de Desarrollo para la Extracción:</b> Documento en el cual el Operador Petrolero describe de manera secuencial las actividades relacionadas con la Extracción, en razón de una Asignación o Contrato del que es titular. Lo anterior en términos de la fracción XV del artículo 4 y el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, de los Lineamientos y con la información y el nivel de detalle del Anexo II o IV, según corresponda, así como de la Normativa emitida por la Comisión</p>		<p>Se reiteran algunas de las observaciones realizadas en su oportunidad por PEP, consistentes en que la CNH no establece en el anteproyecto un conjunto de criterios de evaluación y los procedimientos administrativos respectivos que permiten al operador petrolero integrar e incorporar los elementos conforme a los cuales, podría realizarse una evaluación de resultados esperados, respecto de los programados en forma ágil y que le permita avanzar en forma ágil a través de las diferentes etapas de la cadena de valor. Lo anterior, como efecto de la separación de etapas regulatorias con impacto en la documentación a generar y a analizar por la CNH.</p> <p>Adicionalmente, la delegación normativa contenida en el último párrafo, genera incertidumbre jurídica para los operadores petroleros, ya que no se precisa la regulación que éstos deben aplicar.</p> <p>Al respecto, la CNH en la Matriz no se pronuncia respecto de la viabilidad o no de establecer un procedimiento ágil, que permita a los operadores pasar de exploración a extracción, por lo que es preciso considerar dicha</p>

			<p>posibilidad para efectos de continuidad operativa en la realización de dichas actividades.</p> <p>Asimismo, es preciso que la Comisión señale que normatividad adicional debería considerarse en la elaboración de los planes que no sea el anteproyecto, para fines de certeza jurídica de los operadores petroleros.</p>
<p>Artículo 3, fracción XXV</p>	<p><b>XXV. Plan de Exploración:</b> Documento en el cual el Operador Petrolero, describe de manera secuencial o simultánea las actividades a realizar encaminadas a la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, Incorporación de Reservas, así como la Caracterización y Delimitación, según resulte aplicable, dentro del Área de Asignación o Contractual de la que es titular. Lo anterior en términos del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y de los Lineamientos, con la información y el nivel de detalle del Anexo I o IV, según corresponda, así como de la Normativa emitida por la Comisión;</p>		<p>Se reiteran algunas de las observaciones realizadas en su oportunidad por PEP, consistentes en que la CNH no establece en el anteproyecto un conjunto de criterios de evaluación y los procedimientos administrativos respectivos que permiten al operador petrolero integrar e incorporar los elementos conforme a los cuales, podría realizarse una evaluación de resultados esperados, respecto de los programados en forma ágil y que le permita avanzar en forma ágil a través de las diferentes etapas de la cadena de valor. Lo anterior, como efecto de la separación de etapas regulatorias con impacto en la documentación a generar y a analizar por la CNH.</p> <p>Adicionalmente, la delegación normativa contenida en el último párrafo, genera incertidumbre jurídica para los operadores petroleros, ya que no se precisa la regulación que éstos deben aplicar.</p>

			<p>Al respecto, la CNH en la Matriz no se pronuncia respecto de la viabilidad o no de establecer un procedimiento ágil, que permita a los operadores pasar de exploración a extracción, por lo que es preciso considerar dicha posibilidad para efectos de continuidad operativa en la realización de dichas actividades.</p> <p>Asimismo, es preciso que la Comisión señale que normatividad adicional debería considerarse en la elaboración de los planes que no sea el anteproyecto, para fines de certeza jurídica de los operadores petroleros.</p>
<p>Artículo 3, fracción XXXI, primer párrafo</p>	<p><b>XXXI. Producción Temprana:</b> Es la producción de Hidrocarburos que, <b>de manera excepcional, y dentro del Programa de Transición</b>, pueden realizar los Operadores Petroleros, <b>hasta la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.</b></p>		<p>Si bien la CNH, al emitir su respuesta en la Matriz en la que indica que existe la necesidad de distinguir entre yacimientos convencionales y no convencionales en atención a su naturaleza, PEP considera que dicha observación es imprecisa y que no establece los parámetros por los que respecto de los primeros la producción sólo se permita en forma excepcional y como parte del programa de transición.</p> <p>Por lo anterior se reitera la observación emitida en su oportunidad por PEP en ese sentido.</p>

<p>Artículo 3, fracción XXXI, último párrafo</p>	<p>Tratándose de Yacimientos No Convencionales de Lutitas <b>es aquella que</b> pueden llevar a cabo los Operadores Petroleros durante la ejecución del Plan de Exploración <b>o</b> durante el Programa Piloto <b>y hasta la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción;</b></p>	<p>Tratándose de Yacimientos No Convencionales <del>de Lutitas</del> <b>es aquella que</b> pueden llevar a cabo los Operadores Petroleros durante la ejecución del Plan de Exploración <b>o</b> durante el Programa Piloto <b>y hasta la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción;</b></p>	<p>Se propone la eliminación de la referencia a lutitas, a efecto de que el beneficio propuesto también sea aplicable a los yacimientos no convencionales en vetas de carbón, lo cual es consistente con a definición de yacimiento no convencional.</p>
<p>Artículo 3, fracción XLII</p>	<p><b>XLII. Yacimiento No Convencional:</b> Se refiere conjunta o indistintamente a Yacimiento No Convencional de Lutitas y Yacimiento No Convencional en Vetas de Carbón;</p>		<p>Se reitera la observación realizada por PEP consistente en que acotar la definición a yacimientos de lutitas o en vetas de carbón es restrictivo ya que no considera a las calizas arcillosas, areniscas arcillosas o areniscas limosas, las cuales debido a su fragilidad son más importantes en la producción de este tipo de yacimientos, y no se justifica que en el anteproyecto sólo sean aplicables a yacimientos señalados en esta fracción.</p>
<p>Artículo 11, fracción III</p>	<p><b>III.</b> Programa de Trabajo y Presupuesto, cuando así se prevea en los Contratos respectivos, y</p>	<p><b>III.</b> Programa de Trabajo y Presupuesto, <del>cuando así se prevea en los</del> <b>Contratos respectivos,</b> y</p>	<p>Se reitera la propuesta de PEP en el sentido de modificar esta fracción, tomando en consideración las definiciones de presupuesto y programa de trabajo que se prevén en el artículo 3 del anteproyecto..</p>

	<b>IV. Programa de Transición.</b>		
Artículo 11, segundo párrafo	Lo anterior, sin perjuicio de obtener la autorización de la Comisión o de las autoridades competentes de los siguientes programas:	Lo anterior, sin perjuicio de obtener la autorización de la Comisión o de las autoridades competentes <b>de conformidad con los plazos establecidos en la normatividad aplicable para cada uno de los siguientes Programas.</b>	Se reitera la observación consistente en la necesidad de que se aclare en qué momento se obtienen las autorizaciones de los programas a los que se refiere este párrafo, al ser demasiado confuso, en los términos redactados, se entendería que de acuerdo con la normatividad aplicable a la materia, sin embargo dicha situación genera duda.  Aunado a lo anterior, los programas referidos en este párrafo se regulan en disposiciones distintas al anteproyecto.
Artículo 12	<b>Artículo 12. Del pago de aprovechamientos.</b> 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 y de Transición, 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		La CNH señala en la Matriz que con la modificación del artículo 12 del anteproyecto se atiende la observación realizada por PEP; sin embargo, de la lectura de la disposición se advierte que únicamente se eliminó del texto la referencia a los derechos y aprovechamientos por concepto de “la Supervisión de su cumplimiento”, y se mantiene la relativa a que la CNH podrá cobrar otros derechos y aprovechamientos previstos en el anteproyecto, por lo que todavía no se cuenta con la certeza jurídica necesaria para la CNH y los operadores en este aspecto.

			<p>Por tanto, se reiteran las observaciones emitidas por PEP respecto de este artículo anteriormente.</p>
<p>Artículo 17, primer párrafo</p>	<p><b>Artículo 17. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir <b>del día siguiente</b> 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 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 <b>ocho</b> días hábiles.</p>	<p><b>Artículo 17. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir <b>del día siguiente</b> a la recepción de la solicitud para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes <b>o que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la Comisión, se considere que no se cumplan con los requisitos aplicables,</b> prevenir por única ocasión al Operador Petrolero para que, dentro de un plazo de <b>quince</b></p>	<p>Se reitera la propuesta de PEP consistente en que para facilitar la gestión de los procedimientos de aprobación de planes, sería conveniente que la CNH realice una revisión inicial de los mismos con base en los criterios de evaluación respectivos, y al momento de emitir la prevención la misma contenga los resultados de esa revisión inicial, a efecto de agilizar la resolución de las solicitudes de aprobación de los planes.</p> <p>Al efecto, la propuesta tiene como finalidad mejorar el proceso de revisión de la Comisión, para que ésta cuente con mayores elementos y se agilice la emisión del dictamen técnico.</p>

		días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane, aclare o manifieste lo que a su derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta <b>ocho días hábiles.</b>	
Artículo 17, último párrafo	<b>Si derivado de la prevención se hubieren efectuado cambios al documento originalmente presentado y sus archivos de sustento, el Operador Petrolero deberá presentar la versión actualizada del Plan que incluya dichos cambios para su correspondiente análisis.</b>		Para fines de certeza jurídica de los operadores petroleros, es preciso que la CNH señale el plazo o momento en el que deben hacer entrega de la versión actualizada los operadores, así como precisar aspectos específicos que deban considerar los operadores para dar cumplimiento a este punto.
Artículo 19, segundo párrafo, fracción V	<b>V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación, incluyendo los programas de aprovechamiento de Gas Natural Asociado, económicamente viables y los Mecanismos de Medición, y</b>	<b>V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación, así como el resultado del análisis, incluyendo los programas de aprovechamiento de Gas Natural Asociado, económicamente</b>	Se propone que el dictamen técnico también incluya dentro de su contenido la motivación respecto de la forma en la que la CNH aplicó los criterios de evaluación del plan, a efecto de conocer la manera en la que la Comisión evalúa los planes.

		<p>viables y los Mecanismos de Medición, y</p>	
<p>Artículo 19, segundo párrafo, fracción VI, inciso ii, primer párrafo</p>	<p>ii. De así considerarlo, requerir adecuaciones, cuando la Comisión determine que los elementos contenidos en el Plan presentado son insuficientes para alcanzar los objetivos que se persiguen con el mismo y cumplir con los criterios previstos en la Ley <b>de Hidrocarburos</b> y los Lineamientos, lo cual comunicará por escrito al Operador Petrolero otorgándole un plazo de cuarenta y cinco días naturales contados a partir de que se le notifique la resolución, para que presente un Plan con las adecuaciones solicitadas por la Comisión, o en su caso manifieste lo que a su derecho convenga en relación con las mismas.</p>	<p>ii. De así considerarlo, requerir adecuaciones, cuando la Comisión determine que los elementos contenidos en el Plan presentado son insuficientes para alcanzar los objetivos que se persiguen con el mismo y cumplir con los criterios previstos en la Ley <b>de Hidrocarburos</b> y los Lineamientos, lo cual comunicará por escrito al Operador Petrolero otorgándole un plazo de cuarenta y cinco días naturales contados a partir de que se le notifique la resolución, para que presente un Plan <b>en el que subsane las omisiones en las que hubiese incurrido con las adecuaciones solicitadas por la</b></p>	<p>Se reitera la observación realizada por PEP, consistente en que considerando que la CNH ya revisó una primera vez el plan respectivo, se propone que para facilitar la gestión de los planes en los que se recibieron observaciones en términos de este inciso, se establezca un plazo menor al aplicable a los planes presentados por primera vez, el cual debe estar previamente definido por la CNH, así como un procedimiento simplificado para su aprobación o rechazo por la Comisión.</p> <p>Por tanto, se propone la redacción marcada en rojo a efecto de aclarar las acciones que realizará el operador petrolero para atender las observaciones de la Comisión.</p> <p>Asimismo, un factor a considerar en caso de implementar este mecanismo como parte del dictamen técnico consiste en la utilización de recursos del operador para atender las observaciones de la Comisión, cuando si el plan presentado ha sido rechazado por la CNH el operador podrá iniciar de nueva cuenta el trámite para poder</p>

		<b>Comisión</b> , o en su caso manifieste lo que a su derecho convenga en relación con las mismas.	contar con la aprobación a la brevedad posible.
Artículo 19, segundo párrafo, fracción VI, inciso ii, tercer párrafo	<b>La Comisión resolverá dentro del plazo establecido en el artículo 16 de los Lineamientos, el cual podrá reducirse hasta la mitad considerando el grado de análisis necesario.</b>		PEP considera que la CNH debe establecer un plazo específico para resolver la presentación de un plan bajo este inciso, a fin de dar certeza jurídica a los operadores petroleros.
Artículo 19, segundo párrafo, fracción VI, inciso ii, último párrafo	La Comisión podrá requerir adecuaciones al Plan propuesto hasta por dos ocasiones;		Se reitera la observación emitida por PEP en el sentido de que debe establecerse un procedimiento simplificado para la gestión de los planes que se encuentren en el supuesto del inciso ii, situación que no se advierte de la revisión de este párrafo.
Artículo 20, fracción II	<b>II.</b> Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociados a los Planes correspondientes, cuando así lo prevean los Contratos y Asignaciones;		De conformidad con la respuesta otorgada por CNH en la Matriz, PEP considera necesario que en esta fracción en forma expresa se establezca que si el título de la asignación no contempla este programa y presupuesto, los operadores no deberán presentarlo.  En ese sentido, el hecho de que en términos del artículo 27 del anteproyecto la presentación de estos documentos sea indicativa no subana que en algunos casos el asignatario no tenga la obligación de su presentación.

<p>Artículo 24, primer párrafo</p>	<p><b>Artículo 24. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta diez días hábiles contados a partir <b>del día siguiente a</b> 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><b>Artículo 24. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta diez días hábiles contados a partir <b>del día siguiente a</b> la presentación de la solicitud, para revisar la documentación presentada en caso de que existan faltantes, o <b>que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la comisión, se considere que no se cumplen <del>no se</del> cumplan</b> 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, aclare o manifieste lo que a</p>	<p>Se reitera la propuesta de PEP consistente en que para facilitar la gestión de los procedimientos de aprobación de modificación de planes, sería conveniente que la CNH realice una revisión inicial de los mismos con base en los criterios de evaluación respectivos, y al momento de emitir la prevención la misma contenga los resultados de esa revisión inicial, a efecto de agilizar la resolución de las solicitudes de aprobación de modificación de los planes.</p> <p>Al efecto, la propuesta tiene como finalidad mejorar el proceso de revisión de la Comisión, para que ésta cuente con mayores elementos y se agilice la emisión del dictamen técnico.</p>
--	--	---	--

		derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta cinco días hábiles.	
	En caso de prevención la Comisión suspenderá el plazo a que se refiere el artículo anterior de estos Lineamientos y se reanudarán a partir del día hábil siguiente a aquel en el que el Operador Petrolero haya subsanado la prevención correspondiente.		
	Transcurrido el plazo otorgado a los Operadores Petroleros para la atención de la prevención sin que se reciba respuesta 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 la modificación al Plan que corresponda.		
Artículo 24, último párrafo	<b>Si derivado de la prevención se hubieren efectuado cambios al documento originalmente presentado y sus archivos de sustento, el Operador Petrolero deberá presentar la versión actualizada de la propuesta de modificación del Plan que incluya dichos cambios para su correspondiente análisis.</b>		Para fines de certeza jurídica de los operadores petroleros, es preciso que la CNH señale el plazo o momento en el que deben hacer entrega de la versión actualizada los operadores, así como precisar aspectos específicos que deban considerar los operadores para dar cumplimiento a este punto.
Artículo 27, segundo párrafo, fracción II	<b>II.</b> A partir del segundo Programa de Trabajo y Presupuesto, los Operadores Petroleros deberán entregarlos a más tardar el primer día hábil de octubre del año calendario, contemplando las actividades y los costos del siguiente año calendario.	<b>II.</b> A partir del segundo Programa de Trabajo y Presupuesto, los Operadores Petroleros deberán entregarlos a más tardar el primer día	Se reitera la propuesta de modificación para la fecha de presentación al mes de diciembre, a efecto de homologar con procesos de planeación de PEP, sin que deba distinguirse si éste tiene el carácter de contratista o asignatario.

		<p>hábil de <del>octubre</del> <b>diciembre</b> del año calendario, contemplando las actividades y los costos del siguiente año calendario.</p>	<p>De lo contrario, PEP presentaría información a la CNH que podría sufrir variaciones con base en los procesos de planeación de PEP, con el impacto respectivo en la presentación de trámites adicionales, tiempos de respuesta y costos económicos y de oportunidad derivados de dichos trámites y por la imposibilidad de realizar actividades durante las gestiones ante la CNH, respectivamente.</p>
<p>Artículo 42, primer párrafo</p>	<p><b>Artículo 42. De la notificación de un Descubrimiento.</b> Si derivado de las actividades de Exploración, el Operador Petrolero lleva a cabo un Descubrimiento, deberá notificar a la Comisión, previo a hacerlo del conocimiento de cualquier tercero, dentro de los treinta días hábiles siguientes a que se confirme el mismo.</p>	<p><b>Artículo 42. De la notificación de un Descubrimiento.</b> Si derivado de las actividades de Exploración, el Operador Petrolero lleva a cabo un Descubrimiento, deberá notificar a la Comisión, previo a hacerlo del conocimiento de cualquier tercero, dentro de los treinta días hábiles siguientes a que se confirme el mismo, <del>de conformidad con lo establecido en las Asignaciones o Contratos,</del> <b>así como la demás</b></p>	<p>Se reitera la observación realizada por PEP consistente en sugerir que la Comisión adecue la regulación contenida en el anteproyecto con los instrumentos que se señalan a continuación, tomando en consideración que tanto las asignaciones y CEE, así como el artículo 36, segundo párrafo de los Lineamientos de Perforación de Pozos (Lineamientos de pozos), establecen disposiciones en materia de descubrimientos y de su notificación a la CNH,</p>

		normatividad aplicable que emite la Comisión.	
Artículo 45, último párrafo	Cuando el Operador Petrolero prevea llevar a cabo actividades de Producción Temprana, deberá solicitar la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 de los Lineamientos.		Se considera que si ya existe producción en las asignaciones o CEE, derivado del periodo de evaluación, se reitera la solicitud de PEP para permitir al operador mantener operando los pozos a fin de no dañar los yacimientos y generar costos adicionales para los operadores que taponan pozos en la etapa de exploración, sin perjuicio de que el operador considere conveniente realizar actividades de producción temprana.
Artículo 47, primer párrafo	<b>Artículo 47. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Dentro del plazo establecido en el artículo anterior la Comisión tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir <b>del día siguiente a</b> la recepción de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación, para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de 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 <b>ocho</b> días hábiles.	<b>Artículo 47. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Dentro del plazo establecido en el artículo anterior la Comisión tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir <b>del día siguiente a</b> la recepción de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación, para revisar la documentación	Se reitera la propuesta de PEP consistente en que para facilitar la gestión de los procedimientos de aprobación del programa de evaluación, sería conveniente que la CNH realice una revisión inicial de los mismos con base en los criterios de evaluación respectivos, y al momento de emitir la prevención la misma contenga los resultados de esa revisión inicial, a efecto de agilizar la resolución de las solicitudes de aprobación de los programas.  Al efecto, la propuesta tiene como finalidad mejorar el proceso de revisión de la Comisión, para que ésta cuente con mayores elementos y se agilice la emisión de la resolución respectiva.

		<p>presentada y, en caso de que existan faltantes o <b>que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la Comisión, se considere que no se cumplen <del>no se</del> cumplan</b> con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de 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 <b>ocho</b> días hábiles.</p>	
<p>Artículo 51, cuarto párrafo</p>	<p>La Comisión podrá requerir información <b>o documentación</b> adicional para pronunciarse al respecto, <b>en cuyo caso suspenderá los plazos a que se refiere el párrafo anterior y se reanudarán a</b></p>		<p>Para fines de certeza jurídica, se considera necesario que la CNH adecúe la redacción de este párrafo para que se regule como</p>

	<b>partir del día hábil siguiente a aquel en el que el Operador Petrolero haya subsanado el requerimiento antes referido.</b>		una prevención y se señalen aspectos tales como los efectos de no subsanar la prevención.
Artículo 52, segundo párrafo	Cuando los Operadores Petroleros pretendan llevar cabo actividades de Producción Temprana, deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 de los presentes Lineamientos e incluir en el informe de evaluación lo siguiente:		Se considera que si ya existe producción en las asignaciones o CEE, derivado del periodo de evaluación, se reitera la solicitud de PEP para permitir al operador mantener operando los pozos a fin de no dañar los yacimientos y generar costos adicionales para los operadores que taponan pozos en la etapa de exploración, sin perjuicio de que el operador considere conveniente realizar actividades de producción temprana.
Artículo 54, primer párrafo	<b>Artículo 54. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Una vez que los Operadores Petroleros presenten el informe de evaluación, la Comisión contará con un plazo de hasta diez días hábiles <b>contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud</b> 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	<b>Artículo 54. De la revisión documental de la información y de la prevención.</b> Una vez que los Operadores Petroleros presenten el informe de evaluación, la Comisión contará con un plazo de hasta diez días hábiles <b>contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud</b> para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan	Se reitera la propuesta de PEP consistente en que para facilitar la gestión de los procedimientos de aprobación del informe de evaluación, sería conveniente que la CNH realice una revisión inicial de los mismos con base en los criterios de evaluación respectivos, y al momento de emitir la prevención la misma contenga los resultados de esa revisión inicial, a efecto de agilizar la resolución de las solicitudes de aprobación del informe.  Al efecto, la propuesta tiene como finalidad mejorar el proceso de revisión de la Comisión, para que ésta cuente con mayores elementos y se agilice la emisión de la resolución respectiva.

		<p>faltantes o <b>que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la Comisión, se considere que no se cumplen <del>no</del> se cumplan</b> 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 104, primer párrafo</p>	<p><b>Artículo 104. Del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos Si derivado de las actividades de Exploración el Operador Petrolero identifica áreas donde pudieran existir acumulaciones naturales de Hidrocarburos deberá presentar a la Comisión el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, mediante el formato EPH y su instructivo, dentro de los quince días hábiles siguientes a que se haya interpretado la información obtenida como resultado de la ejecución de las actividades consideradas en dicha etapa. Dicho informe deberá incluir el escenario operativo a ejecutar, el Prospecto o</b></p>		<p>Para fines de certeza jurídica, PEP considera necesario que el artículo defina en forma expresa que debe entenderse por interpretación de la información obtenida, a efecto de que los operadores petroleros puedan dar cumplimiento a la obligación de presentar el informe.</p>

	<p><b>Prospectos Exploratorios a perforar durante la etapa de Incorporación de Reservas, atendiendo a lo siguiente;</b></p>		<p>Asimismo, debe precisarse si la CNH emitirá o no una resolución con motivo de la presentación del informe o, si en su caso, se trata de un aviso respecto del cual no recae resolución, ya que de la revisión de los incisos A) y B) de este artículo se advierte la existencia de un procedimiento que tendría que concluir con una resolución.</p>
<p>Artículo Tercero Transitorio, último párrafo</p>	<p>Salvo que los interesados opten por la aplicación de los plazos en el presente Acuerdo, para la resolución de su solicitud, <b>siempre que no</b> se cuente con la declaración de suficiencia documental y lo haga del conocimiento de la Comisión, dentro los sesenta días naturales siguientes a su entrada en vigor.</p>		<p>Para aplicar esta disposición, PEP estima necesario que la CNH establezca en forma detallada y precisa el mecanismo que se utilizará para que un plan o programa presentado conforme a los Lineamientos vigentes, ya que la solicitud que se prevé sólo tendría como efectos que la Comisión tuviera conocimiento de la determinación del operador.</p> <p>Asimismo, es necesario que la CNH determine plazos para que el operador ajuste el contenido de sus planes y programas al contenido del anteproyecto.</p> <p>Lo anterior, para fines de certeza jurídica para los operadores y la Comisión, así como facilitar la gestión de estos trámites.</p>
<p>Artículo Cuarto Transitorio</p>	<p><b>CUARTO.</b> En los casos en los que en una Asignación o Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos se haga referencia a un Plan de Evaluación, este se entenderá como Programa de Evaluación y a partir de la entrada en vigor de este ordenamiento se sujetará al procedimiento establecido en los presentes Lineamientos.</p>		<p>Se reitera la observación realizada por PEP en el sentido de que por certeza jurídica del operador es necesario que esa Comisión se coordine con la SENER para estos efectos ya que</p>

			<p>la emisión de los títulos de asignación así como el establecimiento de sus términos y condiciones es facultad de dicha secretaría por lo que cualquier alcance distinto a los términos y condiciones de las mismas así como a los conceptos que utilizan o establecen, debe ser determinado por dicha dependencia y no por la CNH.</p> <p>Si bien la referencia de términos que propone la CNH tiene como finalidad que los operadores apliquen los términos en cuestión respecto del anteproyecto, PEP considera necesario que la SENER realice acciones en el ámbito de su competencia para facilitar a los operadores la aplicación de las disposiciones del anteproyecto.</p>
<p>Artículo Quinto Transitorio</p>	<p><b>QUINTO.</b> En los casos en los que en una Asignación o Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos se haga referencia a un Programa Provisional, este se entenderá como Programa de Transición y a partir de la entrada en vigor de este ordenamiento se sujetará al procedimiento establecido en los Lineamientos.</p>		<p>Se reitera la observación realizada por PEP en el sentido de que por certeza jurídica del operador es necesario que esa Comisión se coordine con la SENER para estos efectos ya que la emisión de los títulos de asignación así como el establecimiento de sus términos y condiciones es facultad de dicha secretaría por lo que cualquier alcance distinto a los términos y condiciones de las mismas así como a los conceptos que utilizan o establecen, debe ser</p>

			<p>determinado por dicha dependencia y no por la CNH.</p> <p>Si bien la referencia de términos que propone la CNH tiene como finalidad que los operadores apliquen los términos en cuestión respecto del anteproyecto, PEP considera necesario que la SENER realice acciones en el ámbito de su competencia para facilitar a los operadores la aplicación de las disposiciones del anteproyecto.</p>
Artículo Noveno	<p><b>NOVENO.</b> Para el caso de aquellos Planes y Programas que hubieren sido aprobados con anterioridad a la entrada en vigor de este Acuerdo, podrán llevar a cabo actividades que se consideren de Producción Temprana deberán obtener la autorización correspondiente en términos de estos Lineamientos.</p>		<p>Es necesario que la CNH determine el esquema que permita a los operadores aplicar esta posibilidad de producción temprana, con base en los planes y programas que existen actualmente.</p>
Anexo II	<p style="text-align: center;"><b>ANEXO II</b></p> <p><b>Elaboración y Presentación de los Planes de Desarrollo para la Extracción</b></p>		<p>Por último, se reitera la observación al anexo II del anteproyecto que se realizaron con anterioridad, consistente en la solicitud de que dicho anexo sea redactado de una manera clara con el fin de que los Operadores Petroleros presenten la información necesaria como la requiere la CNH para la elaboración del Dictamen técnico y evitar prevenciones y comentarios de faltantes de información.</p> <p>Lo anterior, en atención a que de la revisión del anexo en cuestión no se advierte la atención dada a las observaciones.</p>

Anexo II, fracción I, numeral 1, subnumeral I, inciso 1.2.5.	<b>1.2.5. Principales tecnologías</b>		Se sugiere que la CNH refleje el comentario contenido en la Matriz para este inciso en el anexo II, a efecto de dar claridad y certeza jurídica a los operadores.
Anexo II, fracción I, numeral 3	<b>3. DESCRIPCIÓN DE ALTERNATIVAS ANALIZADAS</b>		Se sugiere que la CNH refleje el comentario contenido en la Matriz para este inciso en el anexo II, a efecto de dar claridad y certeza jurídica a los operadores.
Anexo II, fracción I, numeral 4	<b>4. PLAN DE DESARROLLO</b>		Se sugiere que la CNH refleje el comentario contenido en la Matriz para este inciso en el anexo II, a efecto de dar claridad y certeza jurídica a los operadores.
Anexo II, fracción I, numeral 4, subnumeral 4.1.	<b>4.1. Determinación del Área de Extracción</b>		Se sugiere que la CNH refleje el comentario contenido en la Matriz para este inciso en el anexo II, a efecto de dar claridad y certeza jurídica a los operadores.
Anexo II, fracción I, numeral 4, subnumeral 4.2.	<b>4.2. Actividades del Plan de Desarrollo para la Extracción</b>		Se sugiere que la CNH refleje el comentario contenido en la Matriz para este inciso en el anexo II, a efecto de dar claridad y certeza jurídica a los operadores.
Anexo II, fracción I, numeral 4.2.3.	<b>4.2.3. Estudios y toma de información</b>		Se sugiere que la CNH refleje el comentario contenido en la Matriz para este inciso en el anexo II, a efecto de dar claridad y certeza jurídica a los operadores.

---

María del Pilar Martínez Corona

**NOTA IMPORTANTE:** EL PRESENTE DOCUMENTO DEBE REMIRSE A LA GERENCIA JURÍDICA DE CUMPLIMIENTO LEGAL EN FORMATO *WORD*, Y EN FORMATO *PDF* CONTENIENDO LA VALIDACIÓN CORRESPONDIENTE DE LAS ÁREAS RESPONSABLES Y DATOS COMPLETOS, 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...).