

Contacto CONAMER

RICAMIR - JRL - B000190107

De: Norma Externa PCL <norma.externapcl@pemex.com>
Enviado el: lunes, 14 de enero de 2019 07:50 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Roman Chavez Enrique; Silva Hernandez Carlos Benjamin; Avendaño Verduzco Maria Paulina; Quezada Cano Miguel Aurelio; Maldonado Gonzalez Susana Del Carmen; Martinez Corona Maria Del Pilar
Asunto: Comentarios EPS PEP ANTEPROYECTO CNH Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos
Datos adjuntos: Anexo comentarios PEP Lineamientos Planes Exp. 66-0012-041218.pdf; EXP 66-0012-041218 Comentarios PEP Lineamientos planes 02.pdf; EXP 66-0012-041218 Comentarios PEP Lineamientos planes 03.pdf; EXP 66-0012-041218 Comentarios PEP Lineamientos planes 04.pdf; Exp. 66-0012-041218 Comentarios PEP Lineamientos planes 01.pdf



COMPLIANCE

Empresa competitiva, confiable y honesta

Con relación al Expediente Regulatorio identificado con número **66/0012/041218** registrado en CONAMER por la CNH el pasado 4 de diciembre de 2018, denominado ***"Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos"***, el cual al día de hoy 14 de enero de 2019 se encuentra con estatus pendiente de emisión de Dictamen, tal como se acredita en la pantalla anexa líneas abajo, hacemos llegar los comentarios realizados a dicho anteproyecto por parte de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio de la empresa productiva del Estado subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), con el propósito de que sean registrados en el portal electrónico de esa Comisión y sean valorados y considerados por parte de la dependencia emisora y de la propia Comisión, al momento de emitirse el dictamen y respuesta al Dictamen correspondiente, así como la versión final de dicho anteproyecto.

**** Cabe señalar que los comentarios que se remiten, constan de 86 páginas (distribuidas en 4 archivos electrónicos en pdf) y un anexo de 15 páginas (1 archivo pdf).**



INFORMACIÓN GENERAL DEL EXPEDIENTE

		Emite tus comentarios: 
Nº Expediente	66/0012/041218	
Título del anteproyecto	Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos	
Dependencia:	CNH- Comisión Nacional de Hidrocarburos	
Fecha de apertura:	04/12/2018	
Fecha de publicación en el portal:	04/12/2018	
Fecha de publicación en el D.O.F.:	No se ha establecido aún	

DOCUMENTOS QUE CONFORMAN EL EXPEDIENTE

Tipo de documento	Fecha de emisión	* Remitente	Referencia
MIR de alto impacto con Análisis de impacto en la competencia	04/12/2018	Abelardo García Badilla	CNH/46568
Aceptar Acuerdo de Calidad Regulatoria	17/12/2018	Responsable Interino de la CGMIR	COFEME/18/4743
Comentario	09/01/2019	Andrea Mendoza	8000190049
Comentario	11/01/2019	José Antonio Hernández Altamirano	8000190078

ORDEN INICIAL

Manual

Atentamente,
Gerencia Jurídica de Cumplimiento Legal





COMPLIANCE

Empresa competitiva, confiable y honesta

FNoviembre2018ORMATO 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
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>
<u>A. Comentarios generales</u>			
1. Esta Empresa Productiva del Estado, subsidiaria de Petróleos Mexicanos (PEP) reconoce el esfuerzo que realiza la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH o 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, sin embargo estima 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. 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 de Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (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, el presente anteproyecto no cumple con los principios que debe contener toda política regulatoria establecidos en la recientemente expedida Ley General de Mejora Regulatoria, 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 concurrencia 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. 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.

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 se solicita a la CNH 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.**

5. Se sugiere una revisión integral de la experiencia internacional en materia de planes, atendiendo a lo dispuesto por los artículos 43, fracción I, penúltimo párrafo y 44, fracción I de la Ley de Hidrocarburos (LH), por lo que se considera indispensable que se sustenten las definiciones y procedimientos propuestos en el anteproyecto comparados -a manera de Mejor Práctica Internacional-, respecto de distintos países; tales como Noruega, Canadá y Estados Unidos, al menos. *(Se adjunta análisis realizado para pronta referencia)*

En ese sentido, se destaca la experiencia de Noruega y su esfuerzo por trabajar de forma coordinada con los operadores petroleros, para la elaboración, revisión y aprobación de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción.

Respecto de los yacimientos no convencionales, es importante revisar la experiencia de Canadá y del Estado de Texas, de los Estados Unidos de América.

6. 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.

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.

9. El anteproyecto no contribuye a la claridad y transparencia en el cobro de aprovechamientos que hace esa Comisión por los servicios que presta. Ver comentario a detalle a artículo 12.

10. Se sugiere 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.

11. Por último, se tienen observaciones para el anexo II del anteproyecto:

a) A lo largo del Anexo II se hace referencia a las tablas disponibles en la página www.cnh.gob.mx pero no se presentan en el anteproyecto para someterlo a opinión y comentarios de los operadores, por lo que para fines de certeza jurídica las tablas deben presentarse junto con el anteproyecto.

b) Asimismo, se solicita 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.

B. Comentarios al análisis costo beneficio

PEP observa lo siguiente:

- **El cálculo del costo de oportunidad presenta errores técnicos.**
- Existe una **subestimación en los tiempos de realización** de los trámites propuestos.
- **Faltan 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. Si bien estos no se tendrán hasta que sean autorizados por la SHCP, con base en los actuales esa Comisión debería de hacer una identificación de los mismos y considerarlos en la identificación de costos a los cuales habría que sumarles los relativos a los tramites nuevos.
- **El costo de oportunidad debe medirse en rangos**, es decir, plazo mínimo y plazo máximo de respuesta.
- Para dar cabal cumplimiento a lo estipulado en el artículo 78 de la LGMR **es necesario que la información y cálculos correspondientes sean homogéneos**, es decir, que tengan el mismo nivel de desagregación tanto la regulación vigente como la propuesta.

- 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 estimados por la CNH se basan en un campo poco representativo, se omite señalar la correlación entre la emisión del anteproyecto con la producción. Lo anterior, sin omitir que correlación no es causalidad.**
- **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 y 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
- Es necesario que los plazos de resolución sean menores. Al respecto, PEP propone los siguientes:

Tabla 4 Plazos de resolución propuestos

Número	Nombre	Días Hábiles
1	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración	40
2	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	40
3	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	40
4	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	40
5	Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración	25
6	Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	25

7	Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	25	
8	Solicitud de Modificación al Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	40	
9	Solicitud de Aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a Contratos con recuperación de costos	40	
10	Solicitud de Aprobación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Contratos con recuperación de costos	10	
11	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Contratos sin recuperación de costos	NA	
12	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Contratos sin recuperación de costos	NA	
13	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a Asignación de Exploración	NA	
14	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Asignación de Exploración	NA	
15	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Asignación de Extracción	NA	
16	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Segundo Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Asignación de Extracción	NA	
17	Solicitud de Modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a un Contrato con recuperación de costos	10	

18	Aviso de Modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a un Contrato sin recuperación de costos	NA	
19	Entrega del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos: Yacimientos Convencionales	NA	
20	Entrega del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales: Yacimientos No Convencionales	NA	
21	Notificación de Descubrimiento: Yacimientos Convencionales	14	
22	Notificación de Descubrimiento: Yacimientos No Convencionales	14	
23	Solicitud de aprobación del Programa de Evaluación	42	
24	Solicitud de probación del Programa de Evaluación para actividades de revaluación de Campos previamente descubiertos	42	
25	Solicitud de modificación del Programa de Evaluación	42	
26	Solicitud de prórroga para presentar el Programa de Evaluación	10	
27	Solicitud de aprobación del Programa Piloto	42	
28	Solicitud de modificación del Programa Piloto	25	
29	Solicitud de prórroga para presentar el Programa Piloto	7	
30	Aprobación del Informe de Evaluación: Programa de Evaluación	21	
31	Aprobación del Informe de Evaluación: Programa Piloto	28	
32	Declaración de Descubrimiento Comercial: Yacimientos Convencionales	NA	
33	Declaración de Descubrimiento Comercial: Yacimientos No Convencionales	NA	
34	Aviso de Incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos Convencionales	14	

35	Aviso de Incremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos No Convencionales	14
36	Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos Convencionales	21
37	Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos No Convencionales	21
38	Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos Convencionales	21
39	Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos No Convencionales	21
40	Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos Convencionales	21
41	Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos No Convencionales	21
42	Reporte Seguimiento: Asignaciones de Exploraciones	NA
43	Reporte Seguimiento: Contratos	NA
44	Reporte de Seguimiento: Contratos (formato SPS)	NA
45	Reporte de Seguimiento: Contratos (formato SPS)	NA
46	Aviso Producción Temprana	NA
47	Aviso de incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Programa de Evaluación	NA
48	Aviso de incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Prueba Piloto	NA

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNH

Lo anterior con base en las siguientes consideraciones y como resultado del análisis a los archivos de costos y beneficios proporcionados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos se observa lo siguiente:

1. El archivo correspondiente a la Metodología de Cálculo Costo presenta diversas omisiones que derivan en una subestimación representativa en términos económicos de los costos.

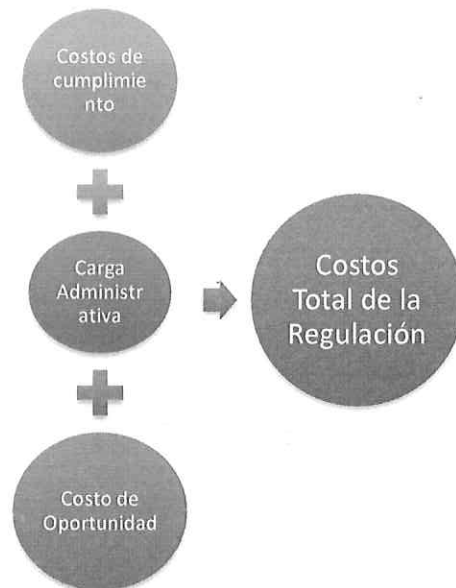
Se destaca que los censos económicos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) muestra datos monetarios en términos de millones de pesos, y a pesos corrientes.

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 (OCDE). 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 Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) contempla para el cálculo de la regulación a cumplir la variable denominada costo de oportunidad.

Así pues, se puede establecer que los dos grandes pilares del MCE son:

Figura 1



Elaboración propia con información de CONAMER

2. **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.

Tabla 1.

Concepto	Dato Censos Económicos 2014 (millones de pesos)	Dato CNH	Transformación PEP
Formación Bruta de Capital ¹	\$174,484.545	\$174,484,545,000	\$174,484,545,000
Costos ^{2 3}	\$140,420.044	\$140,420,044	\$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

T_i Plazo de respuesta del trámite

Bajo este tenor, se puede observar que para el cálculo del costo de oportunidad la CNH realizó de forma incorrecta la transformación de millones de pesos a pesos el dato correspondiente a costos fijos del subsector, así como también omitió describir y justificar el cálculo correspondiente al ingreso promedio de los socios.

¹ 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

² 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 se utiliza para aplicar el MCE.

³ 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

Por consiguiente, es necesario que dicha Comisión corrija 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 aberrante ya que implicaría que el ingreso 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 (UMA).**

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, es necesario que el costo de oportunidad sea calculado mediante un rango mínimo y uno máximo, ya que la CNH únicamente consideró el número de días señalados dentro del plazo de resolución, omitiendo calcular el correspondiente cuando existan los plazos de prevención y de respuesta.

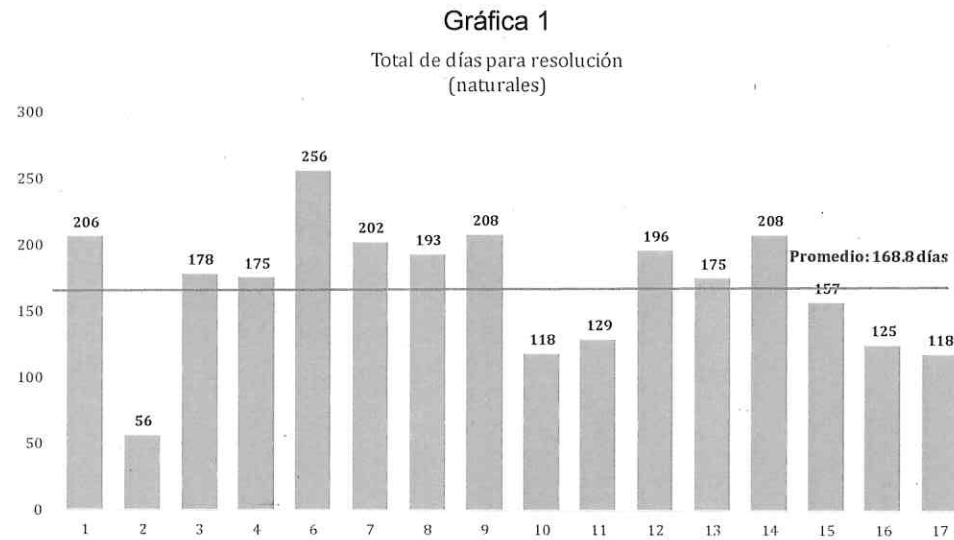
3. Por lo expresado con anterioridad, se indica que de los planes aprobados durante el periodo 2017-2018, el proceso de aprobación se realizó en plazos mayores a los indicados a los de resolución:

Tabla 2

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



Fuente: Elaboración propia

4. Carga administrativa. Respecto al 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	Días Hábiles	Días Naturales	Horas laborales	Tiempo de realización (horas)	Relación Tiempo de Resolución / Tiempo de Realización
1	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración	59	85	472	102	4.63
2	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	59	85	472	81	5.83
3	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	59	85	472	114	4.14
4	Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	59	85	472	81	5.83
5	Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración	35	50	280	17	16.47
6	Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción	35	50	280	17	16.47
7	Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales	35	50	280	17	16.47
8	Solicitud de Modificación al Plan: Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales	59	85	472	17	27.76
9	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
10	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

11	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto; Primer Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Contratos sin recuperación de costos	NA	NA	NA	2	NA
12	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Contratos sin recuperación de costos	NA	NA	NA	2	NA
13	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a Asignación de Exploración	NA	NA	NA	2	NA
14	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto anual, asociado a Asignación de Exploración	NA	NA	NA	2	NA
15	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Primer Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Asignación de Extracción	NA	NA	NA	2	NA
16	Entrega del Programa de Trabajo y Presupuesto: Segundo Programa de Trabajo y Presupuesto, asociado a Asignación de Extracción	NA	NA	NA	2	NA
17	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
18	Aviso de Modificación del Programa de Trabajo y Presupuesto: Programa de Trabajo y Presupuesto asociado a un Contrato sin recuperación de costos	NA	NA	NA	7	NA
19	Entrega del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos: Yacimientos Convencionales	NA	NA	NA	6.5	NA
20	Entrega del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales: Yacimientos No Convencionales	NA	NA	NA	6.5	NA
21	Notificación de Descubrimiento: Yacimientos Convencionales	20	28	160	37.5	4.27

22	Notificación de Descubrimiento: Yacimientos No Convencionales	20	28	160	38	4.21
23	Solicitud de aprobación del Programa de Evaluación	60	86	480	59.5	8.07
24	Solicitud de probación del Programa de Evaluación para actividades de revaluación de Campos previamente descubiertos	60	86	480	59.5	8.07
25	Solicitud de modificación del Programa de Evaluación	60	86	480	17	28.24
26	Solicitud de prórroga para presentar el Programa de Evaluación	15	21	120	7	17.14
27	Solicitud de aprobación del Programa Piloto	60	86	480	59.5	8.07
28	Solicitud de modificación del Programa Piloto	35	50	280	17	16.47
29	Solicitud de prórroga para presentar el Programa Piloto	10	14	80	7	11.43
30	Aprobación del Informe de Evaluación: Programa de Evaluación	30	43	240	13.5	17.78
31	Aprobación del Informe de Evaluación: Programa Piloto	40	43	320	23	13.91
32	Declaración de Descubrimiento Comercial: Yacimientos Convencionales	NA	NA	NA	15.5	NA
33	Declaración de Descubrimiento Comercial: Yacimientos No Convencionales	NA	NA	NA	15.5	NA
34	Aviso de Incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos Convencionales	20	28	160	7	22.86
35	Aviso de Incremento en el Programa de Inversiones: Yacimientos No Convencionales	20	28	160	7	22.86
36	Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos Convencionales	30	43	240	61	3.93
37	Aprobación del Programa de Transición: Migración Yacimientos No Convencionales	30	43	240	61	3.93

38	Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos Convencionales	30	43	240	61	3.93
39	Aprobación del Programa de Transición: Áreas a resguardo del Estado en Producción de Yacimientos No Convencionales	30	43	240	61	3.93
40	Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos Convencionales	30	43	240	61	3.93
41	Aprobación del Programa de Transición: Producción Temprana Yacimientos No Convencionales	30	43	240	61	3.93
42	Reporte Seguimiento: Asignaciones de Exploraciones	NA	NA	0	21	NA
43	Reporte Seguimiento: Contratos	NA	NA	0	9	NA
44	Reporte de Seguimiento: Contratos (formato SPS)	NA	NA	0	5	NA
45	Reporte de Seguimiento: Contratos (formato SPS)	NA	NA	0	21	NA
46	Aviso Producción Temprana	NA	NA	0	7	NA
47	Aviso de incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Programa de Evaluación	NA	NA	0	7	NA
48	Aviso de incremento o decremento en el Programa de Inversiones: Prueba Piloto	NA	NA	NA	7	NA

Fuente: Elaboración propia con información de la CNH

Así pues, por ejemplo, para *la Solicitud de Aprobación del Plan: Plan de Exploración* (trámite número 1 en la tabla) dicha Comisión indica que únicamente se requieren 102 horas laborales para su realización, mientras que a dicha Comisión le toma 85 días naturales (aproximadamente 59 días hábiles) para su resolución, es decir, 472 horas laborales, dando como resultado una relación tiempo de resolución / tiempo de realización de 4.63.

Caso similar se observa con el trámite *Solicitud de Modificación del Plan: Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales* (número 7 en la tabla), donde la CNH señala que el cumplimiento le toma únicamente 17 horas al agente económico, pero a ésta le toma aproximadamente 24 días hábiles, es decir, 192 horas para resolver, **derivando en una relación de 11.29 entre el tiempo de resolución / tiempo de realización.**

Lo anterior, sin considerar las horas laborales de los plazos de prevención, lo cual haría que la relación fuera aún mayor.

5. **Costo total de la regulación.** Se observa que los datos referentes a la carga administrativa están expresados a pesos de 2017, mientras que los datos para calcular el costo de oportunidad están en precios corrientes de 2014. Por lo que, para poder sumar dichos conceptos éstos deben estar en la misma base monetaria, es decir, a precios constantes de 2017, de lo contrario dicho cálculo es incorrecto.

6. **De los Beneficios.** Los beneficios calculados por la CNH se basan en un incremento y/o mejora en la producción de petróleo. Para ello, la CNH pone como ejemplo el campo Tsimin, donde indica que ha tenido decrementos en la producción, pero que con los lineamientos propuestos tendría una mejora en producción del rango del 14.6% a tasa anual.

Al respecto, es importante señalar que una tasa de crecimiento sostenida a lo largo de un periodo importante es poco probable, lo que conllevaría que los beneficios esperados estén sobrestimados.

Adicionalmente, para los cálculos de los beneficios contemplan un tipo de cambio fijo a 20.39 pesos por dólar, así como un precio del barril a 60.64 dólares. Ambas variables las fija el mercado, por lo que hacer una proyección financiera dejando a éstas de forma fija resulta en un error técnico, derivando en una sobrestimación de los beneficios.

Así pues, la CNH no expone cómo con el anteproyecto en comento la actividad petrolera en el día a día tendrá mejoras significativas en la producción. Asimismo, no se considera pertinente extrapolar un campo tan poco representativo (23 mil barriles a diarios) a todo el espectro de la industria petrolera.

7. **Del cumplimiento al artículo 78 de la Ley General de Mejora Regulatoria.** Se observa que dicha Comisión contempla que, con la derogación de la regulación vigente y la aplicación del anteproyecto en comento, se obtendrá un diferencial positivo por la cantidad de 616.6 millones de pesos.

No obstante, es importante señalar que en el análisis de la regulación vigente respecto de la que se propone dista mucho de ser comparable. En primer lugar, debido a que el análisis de la primera contiene un nivel de desagregación y estimación de tiempos de realización importante, mientras que la segunda únicamente se enuncia de manera general. Asimismo, como ya se mencionó con anterioridad, se observa que los tiempos de realización para la regulación propuesta se encuentran subestimados, de otra manera no se entenderían los amplios plazos de resolución que estipula dicha Comisión.

8. Por último, se observa que la regulación propuesta incluye la realización de los siguientes programas:

- Programa de Transición.
- Programa de Evaluación.
- Programa de Inversiones.
- Programa de Trabajo y Presupuesto.
- Programa Piloto.
- Programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional.
- Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada.

- Programas de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado y los mecanismos de medición.

A su vez, se observa en el portal de esa Comisión la actualización de las tarifas (Pago Electrónico de Derechos, Productos y Aprovechamientos [DPA's]) las cuales quedaron de la siguiente forma:

Tabla 4

Concepto	Monto
Por la administración y seguimiento técnico anual de un contrato o asignación para la exploración y extracción de hidrocarburos. (Cuota por unidad)	\$647,760
Por la evaluación y resolución de planes de desarrollo, provisionales, de evaluación de extracción o sus modificaciones. (Cuota por unidad)	\$291,380
Por la evaluación y resolución del plan de exploración o del plan de evaluación. (Cuota por unidad)	\$302,110

Fuente: Elaboración propia con información de la CNH

Bajo este tenor, la CNH tendrá que ser clara y transparente en los costos totales de la regulación del anteproyecto en comento, mismos que deberán tener la misma base monetaria, sea el año 2017 o 2018, según sea la elección de dicha Comisión.

Considerando Séptimo	Que, de la revisión los Lineamientos y analizado la importancia de su alcance, así como de la experiencia en tres años de funcionamiento, se determinó la emisión de unos nuevos Lineamientos que permitan la presentación y evaluación de los planes de exploración y de desarrollo para extracción de manera eficiente y en congruencia con las obligaciones establecidas en las asignaciones y contratos.	Que, de la revisión de los Lineamientos y analizado la importancia de su alcance, así como de la experiencia en tres años de funcionamiento, se determinó la emisión de unos nuevos Lineamientos que permitan la presentación y evaluación de los planes de exploración y de desarrollo para extracción de manera eficiente y en congruencia con las obligaciones establecidas en las asignaciones y contratos.	
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	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	

	para la extracción, así como sus programas asociados, a efecto de hacer más expeditas la presentación y aprobación de los planes.	más expeditas la presentación y aprobación de los planes	
Considerando décimosegundo	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.	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.	
Considerando décimocuarto	Que, en virtud de lo expuesto y con base en el mandato legal conferido a este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética para la emisión de la regulación a la que quedarán sujetas las actividades de cuantificación de Reservas de la Nación y su certificación por parte de Terceros Independientes, el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió el Acuerdo CNH.XXXXX, mediante el cual aprobó los siguientes:		Es necesario que la CNH adecúe el texto de este considerado para referir que la Comisión como órgano regulador coordinado en materia energética n materia de planes de exploración y de desarrollo para la extracción.
Artículo 2, último párrafo	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.		Se propone que para facilitar la publicidad y conocimiento del público en general de los diversos acuerdos de interpretación y criterios generales que emita la Comisión, éstos se publiquen en el Diario Oficial de la

			Federación. Lo anterior, tomando como antecedente que la CRE ha publicado en dicho medio criterios de interpretación sobre la regulación que emite.
Artículo 3, fracción I	I. Abandono: 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;		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. <i>"Abandono" significa todas las actividades de retiro y desmantelamiento de los Materiales, incluyendo sin limitación, el taponamiento 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,</i>

			<i>de conformidad con los términos de este Contrato, las Mejores Prácticas de la Industria, la Normatividad Aplicable y el Sistema de Administración."</i>
Artículo 3, fracción III	III. Área de Desarrollo o Extracción: 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 llevó a cabo el Descubrimiento, ello sin perjuicio de la Normativa aplicable en materia de Unificación.		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). 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. No se omite mencionar que el <i>Acuerdo CNH.E.35.002/18 por el que la Comisión Nacional de Hidrocarburos expide los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación</i>, publicado en el

			Diario Oficial de la Federación el 20 de septiembre de 2018, establece una definición diversa a la que se propone, por lo que se considera necesario que la CNH revise la consistencia entre ambas definiciones, a efecto de proporcionar certeza jurídica a los operadores petroleros en la aplicación de la normatividad aplicable. 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. 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.
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 recomienda modificar esta definición, a partir de revisar la experiencia internacional. El caso de Canadá es significativo en materia de pozos aledaños y los problemas de delimitación y compartición de yacimientos.

Artículo 3, fracción IV	IV. Área de Interés: 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 en la que se puede inferir que se tendría un potencial de producción comercial. Área más productiva del Yacimiento, también conocido como Sweet Spot;	IV. Área de Interés: 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 en la que se puede inferir que se tendría un potencial de producción comercial. Área más productiva del Yacimiento, también conocido como Sweet Spot;	Se proponer la siguiente 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 también dejaría de considerar a los yacimientos convencionales. Asimismo, el caso de Canadá es significativo, en materia de pozos aledaños y los problemas de delimitación y compartición de yacimientos y de ubicación de pozos aledaños. Se recomienda revisar esta experiencia con el objeto de que pueda modificarse y adecuarse esta definición.
Artículo 3, fracción V	V. Campo: Área consistente en uno o varios Yacimientos, agrupados o relacionados conforme a determinados aspectos geológicos estructurales y condiciones estratigráficas;		La LH sólo estable a nivel administrativo a 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.
Artículo 3, fracción VI, primer párrafo	VI. Caracterización y Delimitación: Actividades de Exploración que tienen como objetivo que el Operador Petrolero determine los límites, características y capacidad de producción de algún Descubrimiento,		Resulta conveniente que el anteproyecto contenga criterios técnicos que den claridad y transparencia a los operadores petroleros, respecto de la forma en la que

	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 o de algún Campo o Yacimiento previamente descubierto.		la CNH evaluará la caracterización y delimitación de yacimientos no convencionales, tomando en consideración la experiencia internacional y las mejores prácticas de la industria.
Artículo 3, fracción XI	XI. Descubrimiento: 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 que los Hidrocarburos pueden fluir a superficie;		Se considera necesario que la CNH identifique la práctica internacional bajo la cual se recomienda que para los yacimientos no convencionales se debe demostrar que los hidrocarburos pueden fluir a superficie. Lo anterior, ya que en opinión de PEP el elemento antes señalado debiera ser parte de las diversas soluciones técnicas determinadas y elegidas por cada operador petrolero, y no constituir un elemento necesario para considerar que se está ante un descubrimiento.
Artículo 3, fracción XII	XII. Descubrimiento Comercial: El Descubrimiento que puede ser desarrollado y producido bajo una base comercial después de considerar todos los factores técnicos y económicos, incluyendo, sin		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

	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.		descubrimiento comercial, por lo que para certeza jurídica del operador, se considera que los elementos que revisará la CNH estén previstos únicamente dentro del procedimiento y criterios de evaluación correspondientes en el presente anteproyecto.
Artículo 3, fracción XX	XX. Mejores Prácticas de la Industria: 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;		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.
Artículo 3, fracción XXIV	XXIV. Plan de Desarrollo para la Extracción: 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 presentes Lineamientos y con la información y el nivel de detalle del Anexo II o IV, según corresponda, así		Si bien se advierte la intención de la CNH de establecer un procedimiento apegado a las etapas y cadena de valor, lo cierto es que el anteproyecto no refleja la posibilidad de realizar una evaluación integral y continua de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción. Lo anterior, debido a que al haber separado regulatoriamente la información

	como la Normativa emitida por la Comisión;	a entregar por parte del operador petrolero, de acuerdo con evaluaciones momentáneas y al momento en el que se realizan dichas actividades, se pierde la oportunidad de contar con una evaluación general y prospectiva de los resultados conforme a los cuales, se realizaría una evaluación de las actividades en curso. Es decir, al dividir en distintos momentos la evaluación de actividades y procesos específicos de un plan de exploración y de desarrollo para la extracción, conforme a distintos momentos o hitos dentro de la cadena de valor, la CNH clausura la posibilidad de que pueda evaluarse la actividad o actividades realizadas, respecto de aquellas proyectadas o esperadas, en el transcurso del tiempo de estos tipos de planes. Lo anterior obedece a 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. 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.
Artículo 3, fracción XXV	XXV. Plan de Exploración: 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 presentes Lineamientos, con la información y el nivel de detalle del Anexo I o IV, según corresponda, así como la Normativa emitida por la Comisión;		Si bien se advierte la intención de la CNH de establecer un procedimiento apegado a las etapas y cadena de valor, lo cierto es que el anteproyecto no refleja la posibilidad de realizar una evaluación integral y continua de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción. Lo anterior, debido a que al haber separado regulatoriamente la información a entregar por parte del operador petrolero, de acuerdo con evaluaciones momentáneas y al momento en el que se realizan dichas actividades, se pierde la oportunidad de contar con una evaluación general y prospectiva de los resultados conforme a los cuales, se realizaría una evaluación de las actividades en curso.

			Es decir, al dividir en distintos momentos la evaluación de actividades y procesos específicos de un plan de exploración y de desarrollo para la extracción, conforme a distintos momentos o hitos dentro de la cadena de valor, la CNH clausura la posibilidad de que pueda evaluarse la actividad o actividades realizadas, respecto de aquellas proyectadas o esperadas, en el transcurso del tiempo de estos tipos de planes. Lo anterior obedece a 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. 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.
Artículo 3, fracción XXX	XXX. Presupuesto: Documento en el que se detallan los costos anuales estimados por un Operador Petrolero en concordancia con las actividades establecidas en un Programa de Trabajo; tratándose de Asignaciones, este se entiende como las inversiones programadas;	XXX. Presupuesto: Documento en el que se detallan los costos anuales estimados por un Operador Petrolero en concordancia con las actividades establecidas en un Plan, Programa de Evaluación, Programa Piloto, Programa de Transición o Programa de Trabajo Anual; tratándose de Asignaciones, este se entiende como las inversiones programadas;	Se sugiere hacer la precisión identificada en rojo, atendiendo a que se trata de una definición similar a la prevista en la fracción XXXIII de este artículo (Programa de Inversiones).
Artículo 3, fracción XXXI, primer párrafo	XXXI. Producción Temprana: Es la producción de Hidrocarburos que, de manera excepcional, y dentro del Programa de Transición , pueden realizar los Operadores Petroleros, hasta la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.	XXXI. Producción Temprana: Es la producción de Hidrocarburos que pueden realizar los Operadores Petroleros en Yacimientos No Convencionales de Lutip durante la ejecución del Plan de Exploración, así como durante el Programa Piloto;	En atención a que las actividades que se realicen para la producción temprana pueden generar información derivada de las mismas, se considera necesario que la misma no se utilice como un criterio rector de la evaluación de los resultados, tanto de los planes de exploración, así como de las proyecciones sobre las cuales se realizarán las evaluaciones de los planes de desarrollo para la extracción. Lo anterior, considerando que se trata de una facilidad otorgada a los operadores petroleros para que puedan tener continuidad operativa y flujos de efectivo previo a la etapa de extracción. Asimismo, se advierte que se hace una diferenciación entre yacimientos convencionales y no convencionales, consistente en que respecto de los primeros la producción sólo se permita en forma excepcional y

			como parte del programa de transición, por lo que es necesario que la CNH clarifique dicho trato diferenciado a través de la justificación de la acción regulatoria en el AIR.
Artículo 3, fracción XXXI, último párrafo	Tratándose de Yacimientos No Convencionales de Lutitas es aquella que pueden 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;		Se advierte que se hace una diferenciación entre yacimientos convencionales y no convencionales, consistente en que respecto de los primeros la producción sólo se permita en forma excepcional y como parte del programa de transición, por lo que es necesario que la CNH justifique en el AIR el establecer estas definiciones diferentes
Artículo 3, fracción XXXII	XXXII. Programa de Evaluación: Documento en el cual el Operador Petrolero describe de manera secuencial las actividades de Caracterización y Delimitación a realizar, o bien, las actividades de revaluación que permitan establecer que un Campo o Yacimiento previamente descubierto, sin producción a la fecha de su presentación, es comercial. Lo anterior, con independencia de la denominación que se le pueda atribuir en una Asignación o en un Contrato. En el caso de Planes relativos a Yacimientos No Convencionales, corresponde al Programa Piloto;		No existe fundamento en la LH para establecer una autorización administrativa para estos programas, por lo que la CNH debe procurar la continuidad operativa de los planes en ejecución, que pudiera verse impactada por la autorización de estos programas. No obstante lo anterior, si bien está contemplada en algunos modelos de CEE el concepto y la presentación de un programa de evaluación a la CNH, debe destacarse que el mismo no está claramente definido en los títulos de asignación. Por tanto, a fin de

			que PEP pueda dar cumplimiento a dicha obligación se considera necesario que la CNH establezca un artículo transitorio adicional para otorgar plazos adicionales a PEP para atender dicho requerimiento. Por último se estima necesario que la CNH justifique en el AIR, porque el programa para la realización de las actividades de caracterización y delimitación del yacimiento se denomina diferente para los yacimientos convencionales y no convencionales
Artículo 3, fracción XXXIII	XXXIII. Programa de Inversiones: Documento en el que se detallan los costos programados por un Operador Petrolero en concordancia con las actividades establecidas en un Plan, Programa de Evaluación, Programa Piloto o Programa de Transición, según resulte aplicable. Lo anterior, con independencia de la denominación que se le atribuya en una Asignación o en un Contrato;		No existe fundamento en la LH para establecer una autorización administrativa para estos programas, por lo que la CNH debe procurar la continuidad operativa de los planes en ejecución, que pudiera verse impactada por la autorización de estos programas. No obstante lo anterior, si bien está contemplada en algunos modelos de CEE el concepto y la presentación de un programa de inversiones a la CNH, debe destacarse que el mismo no está claramente definido en los títulos de asignación. Por tanto, a fin de que PEP pueda dar

			cumplimiento a dicha obligación se considera necesario que la CNH establezca un artículo transitorio adicional para otorgar plazos adicionales a PEP para atender dicho requerimiento.
Artículo 3, fracción XXXIV	XXXIV. Programa de Trabajo: Documento en el cual los Operadores Petroleros desglosan las actividades que realizarán a lo largo de un año calendario o en el plazo que se estipule en una Asignación o Contrato, de conformidad con los Planes aprobados. Lo anterior, con independencia de la denominación que se le pueda atribuir en una Asignación o en un Contrato;		No existe fundamento en la LH para establecer una autorización administrativa para estos programas, por lo que la CNH debe procurar la continuidad operativa de los planes en ejecución, que pudiera verse impactada por la autorización de estos programas. No obstante lo anterior, si bien está contemplada en algunos modelos de CEE el concepto y la presentación de un programa de trabajo a la CNH, debe destacarse que el mismo no está claramente definido en los títulos de asignación. Por tanto, a fin de que PEP pueda dar cumplimiento a dicha obligación se considera necesario que la CNH establezca un artículo transitorio adicional para otorgar plazos adicionales a PEP para atender dicho requerimiento.
Artículo 3, fracción XXXVI	XXXVI. Programa Piloto: Documento en el cual el Operador Petrolero describe las actividades de		No está identificado, dentro de los procedimientos administrativos actualmente

	Caracterización y Delimitación en un Yacimiento No Convencional;		previstos en qué momento el operador petrolero podrá realizar actividades en un pozo piloto o un "Programa Piloto", por lo que es preciso que la CNH proporcione en las disposiciones transitorias del anteproyecto plazos adecuados para cumplir con la obligación que se genera a través de los Lineamientos de Planes.
Artículo 3, fracción XLII	XLII. Yacimiento No Convencional: Se refiere conjunta o indistintamente a Yacimiento No Convencional de Lutitas y Yacimiento No Convencional en Vetas de Carbón;	XLII. Yacimiento No Convencional: Se refiere a yacimientos en los que la roca generadora y la roca almacén son la misma o se encuentran muy cercanas y por lo tanto el sistema petrolero no tiene los mismos conceptos del sistema petrolero que en un Yacimiento convencional conjunta o indistintamente a Yacimiento No Convencional de Lutitas y Yacimiento No Convencional en Vetas de Carbón;	Se propone adecuar la definición considerando que acotar la definición a yacimientos de lutitas 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 de lutitas y en vetas de carbón.
Artículo 11, fracción I	I. Programa de Evaluación;		No existe fundamento en la LH para establecer una autorización administrativa para estos programas, por lo que la CNH debe procurar la continuidad operativa de los planes en ejecución, que pudiera verse impactada por la autorización de estos programas. No obstante lo anterior, si bien está contemplada en algunos modelos de CEE el concepto y

			la presentación de un programa de evaluación a la CNH, debe destacarse que el mismo no está claramente definido en los títulos de asignación. Por tanto, a fin de que PEP pueda dar cumplimiento a dicha obligación se considera necesario que la CNH establezca un artículo transitorio adicional para otorgar plazos adicionales a PEP para atender dicho requerimiento.
Artículo 11, fracción II	II. Programa Piloto;		No está identificado, dentro de los procedimientos administrativos actualmente previstos en qué momento el operador petrolero podrá realizar actividades en un pozo piloto o un "Programa Piloto", por lo que es preciso que la CNH proporcione en las disposiciones transitorias del anteproyecto plazos adecuados para cumplir con la obligación que se genera a través de los Lineamientos de Planes.
Artículo 11, fracción III	III. Programa de Trabajo y Presupuesto, cuando así se prevea en los Contratos respectivos, y	III. Programa de Trabajo y Presupuesto, cuando así se prevea en los Contratos respectivos	Se propone modificar esta fracción, tomando en consideración las definiciones de presupuesto y programa de trabajo
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 de conformidad con los plazos establecidos en la normatividad aplicable para cada uno de los siguientes Programas.	Es necesario 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 queda la duda.
Artículo 12	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 y de Transición, por los servicios de administración y seguimiento técnico de las Asignaciones y Contratos, así como los relativos a la Supervisión de su cumplimiento. Asimismo, deberán pagar los derechos y aprovechamientos por cualquier otro concepto, en términos de los presentes Lineamientos y conforme establezca la Normativa correspondiente.	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 y de Transición, por los servicios de administración y seguimiento técnico de las Asignaciones y Contratos, así como los relativos a la Supervisión de su cumplimiento. Asimismo, deberán pagar los derechos y aprovechamientos por cualquier otro concepto, en términos de los presentes Lineamientos y conforme establezca la Normativa correspondiente.	Resulta de suma importancia tanto para esa Comisión como para los operadores que este artículo quede perfectamente redactado, ya que el mismo en los términos que se encuentra redactado en la actualidad tiene diversas lecturas y por lo tanto interpretaciones, lo cual genera mucha confusión. En ese sentido, es de señalarse que esta propuesta no subsana o da claridad al operador sobre los conceptos de los aprovechamientos que esa Comisión cobra; por lo que sigue dejando en estado de indefensión e incertidumbre jurídica a los operadores ante sus cobros, ello en virtud de lo siguiente: • De conformidad con la normatividad vigente esa Comisión cobra por los siguientes conceptos: (i) Por cada Plan, Plan provisional y sus Programas asociados, los derechos y aprovechamientos que

			al efecto se establezcan por los servicios de administración y seguimiento técnico anual, durante los <u>quince días hábiles siguientes a la aprobación de los citados planes.</u> (ii) los pagos anuales subsecuentes por los servicios de administración y seguimiento técnico anual de un Contrato o Asignación para la Exploración, a partir de la fecha de la aprobación de cada uno de los planes antes citados. (iii) Por Concepto del aprovechamiento de administración y seguimiento técnico anual de un Contrato o Asignación respecto de los planes aprobados en ronda cero, dentro del primer trimestre de cada ejercicio fiscal. • De conformidad con lo autorizado por SHCP y de acuerdo con lo publicado en su página la CNH cobra los siguientes conceptos
--	--	--	---

			Pago Electrónico de Derechos, y Aprovechamientos (DPA's). Por favor, seleccione el tipo de pago que desea realizar Tipo de pago (en pesos) Administración técnica de contratos Por administración, pago, mantenimiento de derechos, explotación, explotación de contratos Cuota por mes \$477,000 Por administración, en el momento de pago de los derechos de explotación Cuota por mes \$27,000 Por administración, en el momento de pago de los derechos de explotación Cuota por mes \$27,000 • Como se observa, <u>en estricto sentido lo aprobado por SHCP, publicado en la página de la CNH no es coincidente en su totalidad con el artículo 42 Bis de los Lineamiento de planes.</u> • Lo anterior, se pretende subsanar con la propuesta de redacción de este artículo, ya que de conformidad con el mismo, esa Comisión cobraría por
--	--	--	---

			estos conceptos de aprovechamientos: 1) Por el trámite y resolución de: (i) los planes y sus modificaciones, (ii) los Programas de Evaluación, (iii) los Programas Piloto y (iv) los Programas de Transición, 2) Por los servicios de administración y seguimiento técnico de <u>las Asignaciones y Contratos</u>, y 3) Por la Supervisión del cumplimiento. • Sin embargo, al quedar redactado el concepto de pago de aprovechamientos por los servicios de administración y seguimiento técnico de las Asignaciones y Contratos, en los mismos términos que los Lineamientos vigentes, [...los Operadores Petroleros deberán pagar los derechos y aprovechamientos... por los servicios de administración y seguimiento técnico de las Asignaciones y Contratos..] se seguiría dejando a PEP en incertidumbre jurídica respecto de los cobros
--	--	--	--

			por concepto de administración y seguimiento técnico de cada plan y programa que esa Comisión está requiriendo en la actualidad a PEP, que no se desprenden con claridad de la normatividad vigente y que tampoco este artículo subsana. <u>Por lo que por ningún motivo esa Comisión podría cobrar por un concepto que no se encuentre autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y expresamente determinado en alguna disposición de carácter de carácter general, como es el cobro por por concepto de administración y seguimiento técnico de cada plan y programa</u> Por otra parte, se propone incluir en este artículo un párrafo en el que se indique que la Comisión publicará la actualización de los montos de los aprovechamientos al día siguiente de obtener la respectiva autorización de la Secretaría de Hacienda y
--	--	--	---

			Crédito Público, a efecto de permitir que dichos operadores puedan planear debidamente la realización de sus actividades de exploración y extracción, a través de los trámites previstos en el anteproyecto.
Artículo 14, último párrafo	Lo anterior, sin detrimento de que la Comisión pueda requerir a los Operadores Petroleros documentos e información adicional para constatar la veracidad de esta, como parte de sus facultades de seguimiento y Supervisión.	Lo anterior, sin detrimento de que la Comisión pueda requerir a los Operadores Petroleros documentos e información adicional para constatar la veracidad de esta, como parte de sus facultades de seguimiento y Supervisión, en el ámbito de su competencia.	PEP considera que por certeza y seguridad jurídica de los operadores petroleros, la CNH debe limitarse a solicitar únicamente la información que expresamente establece en el anteproyecto y, en su caso, en sus anexos, a efecto de evitar que esa Comisión actúe en forma discrecional en las actuaciones que realice ante los operadores.
Artículo 16	Artículo 16. Del plazo para la emisión del Dictamen Técnico. La Comisión resolverá respecto del Plan en un plazo no mayor a ochenta y cinco días naturales, contados a partir de la recepción de la solicitud de aprobación del Plan. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Artículo 16. Del plazo para la emisión del Dictamen Técnico. La Comisión resolverá respecto del Plan en un plazo no mayor a cincuenta ochenta y cinco días naturales, contados a partir de la recepción de la solicitud de aprobación del Plan. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Se sugiere un plazo menor del propuesto en el anteproyecto a efecto de agilizar la realización de las actividades previstas en ellas por parte de los operadores petroleros.
Artículo 17, primer párrafo	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 días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se	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 días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la Comisión, se considere que no se cumplen con los requisitos	Se considera 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

	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, aclare o manifieste lo que a su derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta siete días hábiles .	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, aclare o manifieste lo que a su derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta siete días hábiles .	contenga los resultados de esa revisión inicial, a efecto de agilizar la resolución de las solicitudes de aprobación de los planes.
Artículo 19, fracción III	III. Relación cronológica del proceso de revisión;	III. Relación cronológica del proceso de revisión y descripción de la aplicación de los criterios de evaluación en relación con lo revisado por la Comisión;	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.
Artículo 19, fracción VI	VI. Sentido del Dictamen Técnico, el cual podrá manifestarse en cualquiera de los siguientes sentidos:	VI. Sentido del Dictamen Técnico, el cual podrá emitirse con cualquiera de los siguientes alcances:	Propuesta para mejor redacción por palabra repetida
Artículo 19, fracción VI, inciso ii, primer párrafo	ii. De así considerarlo, requerir adecuaciones al Plan propuesto, 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 y los presentes Lineamientos, lo cual comunicará por escrito al Operador Petrolero otorgándole un plazo de 45 días naturales contados a partir de que se le notifique la resolución, para que presente un Plan con las	De así considerarlo, requerir adecuaciones al Plan propuesto, 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 y los presentes Lineamientos, lo cual comunicará por escrito al Operador Petrolero otorgándole un plazo de 45 días naturales contados a partir de que se le notifique la resolución, para que presente un Plan en el que subsane las omisiones en las que hubiese incurrido con las adecuaciones solicitadas por la Comisión , o en su caso manifieste lo que a su derecho convenga en relación con las mismas.	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, así como un procedimiento simplificado para su aprobación o rechazo por la Comisión.

	adecuaciones solicitadas por la Comisión, o en su caso manifieste lo que a su derecho convenga en relación con las mismas.		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. 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 contar con la aprobación a la brevedad posible.
Artículo 19, fracción VI, inciso ii, último párrafo	La Comisión podrá requerir adecuaciones al Plan propuesto hasta por dos ocasiones;		El procedimiento que se prevé establece que se trata de un trámite nuevo, y si consideramos 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, así como un procedimiento simplificado para su aprobación o rechazo por la Comisión.

Artículo 19, fracción VI, inciso iii	iii. No aprobar el Plan presentado cuando habiendo agotado el trámite citado en la fracción anterior, no se cumplan con los criterios establecidos en los artículos 40, 61, 76 o 98 de los presentes Lineamientos, o		Para facilitar la gestión de la CNH, se sugiere unificar en un solo inciso los diversos iii y iv de esta fracción, atendiendo a que en ambos casos la Comisión no aprueba el plan al operador, por lo que éste deberá presentarlo de nueva cuenta a la CNH para su aprobación.
Artículo 19, fracción VI, inciso iv	iv. No aprobar el Plan presentado.	iv. No aprobar el Plan presentado, en cuyo caso la Comisión detallará los elementos del plan presentado que a su consideración fueron insuficientes.	Para facilitar la gestión de la CNH, se sugiere unificar en un solo inciso los diversos iii y iv de esta fracción, atendiendo a que en ambos casos la Comisión no aprueba el plan al operador, por lo que éste deberá presentarlo de nueva cuenta a la CNH para su aprobación. Asimismo, se sugiere la redacción propuesta para que en caso de no aprobar el plan, la Comisión deberá indicar las razones o elementos que no fueron suficientes en opinión de la CNH. Lo anterior, a efecto de facilitar la presentación de un nuevo plan por parte del operador.
Artículo 20, fracción II	II. Primer Programa de Trabajo y Presupuesto asociados a los Planes correspondientes, cuando así lo prevean los Contratos y Asignaciones;		La Comisión debe revisar la aplicabilidad de este tipo de programas en materia de asignaciones, tomando en consideración que los títulos de asignación no prevén en forma expresa la presentación

			de un programa de trabajo y presupuesto.
Artículo 22	Artículo 22. De los requisitos para solicitar la modificación del Plan. La solicitud de modificación del Plan deberá presentarse, mediante el formato MP y su instructivo, adjuntando el pago de aprovechamiento respectivo, así como el documento que integra la modificación al Plan, con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo respectivo.	Artículo 22. De los requisitos para solicitar la modificación del Plan. La solicitud de modificación del Plan deberá presentarse, mediante el formato MP y su instructivo, adjuntando el pago de aprovechamiento respectivo, así como el documento que integra los apartados del Plan que sufran modificación, una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado la modificación al Plan, con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo respectivo.	Se sugiere incluir la redacción contenida en el anexo II en su sección II, que clarifica cómo debe presentar la información el operador petrolero, por lo que se sugiere la siguiente redacción:
Artículo 23	Artículo 23. Del plazo para resolver la solicitud de modificación. La Comisión resolverá respecto de la modificación al Plan en un plazo no mayor a treinta y cinco días hábiles , contados a partir de la recepción de la solicitud de modificación del Plan. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Artículo 23. Del plazo para resolver la solicitud de modificación. La Comisión resolverá respecto de la modificación al Plan en un plazo no mayor a veinticinco treinta y cinco días hábiles , contados a partir de la recepción de la solicitud de modificación del Plan. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Se sugiere un plazo menor del propuesto en el anteproyecto a efecto de agilizar la realización de las actividades previstas en ellas por parte de los operadores petroleros.
Artículo 24, primer párrafo	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 de 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	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 de la presentación de la solicitud, para revisar la documentación presentada en caso de que existan faltantes, o que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la comisión, se considere que no se cumplen 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, aclare o manifieste lo	Se considera 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

	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.	que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta cinco días hábiles.	solicitudes de aprobación de los planes.
Artículo 26, último párrafo	Una vez aprobada la modificación del Plan, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión el documento integral del mismo, señalando específicamente la sección que se actualizó y sobre la cual la Comisión se manifestó al respecto.		Se sugiere que para certeza jurídica de los operadores petroleros la CNH establezca un plazo para entregar este documento integrado.
Artículo 27, primer párrafo	Artículo 27. De la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto. El Operador Petrolero deberá cumplir con los términos y plazos establecidos en las Asignaciones o Contratos que correspondan para la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto.		Se considera necesario que la CNH determine el impacto de la modificación de un plan al programa de trabajo y presupuesto, considerando lo establecido en el artículo 33 del anteproyecto.
Artículo 27, segundo párrafo, fracción II	II. 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.	II. A partir del segundo Programa de Trabajo y Presupuesto, los Operadores Petroleros deberán entregarlos a más tardar el primer día hábil de diciembre octubre del año calendario, contemplando las actividades y los costos del siguiente año calendario.	Se propone la modificación marcada en la fecha de presentación al mes de diciembre, a efecto de homologar con procesos de planeación de PEP. 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.
Artículo 29	Artículo 29. Del plazo para resolver el Programa de Trabajo y Presupuesto. La Comisión resolverá respecto del Programa de Trabajo y Presupuesto en un plazo no mayor a veinte días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud de aprobación. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Artículo 29. Del plazo para resolver el Programa de Trabajo y Presupuesto. La Comisión resolverá respecto del Programa de Trabajo y Presupuesto en un plazo no mayor a quince veinte días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud de aprobación. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Se sugiere revisar la posibilidad de reducir el plazo de resolución del trámite, considerando el volumen de información que pudiera presentarse por los operadores ante la CNH para su revisión.
Artículo 33, fracción II	II. Para el caso del Programa de Trabajo y Presupuesto relacionado a Contratos sin recuperación de costos o Asignaciones, el Operador Petrolero solo dará aviso a la Comisión a través de escrito libre en el que se describa las actividades que se modifican en el Programa de Trabajo y Presupuesto originalmente presentado.		En caso de que en la modificación del programa relacionado a asignaciones presente un impacto en la recuperación de costos, PEP considera necesario que se determine si el operador debe presentar de todas formas el aviso respectivo.
Artículo 36, primer párrafo	Artículo 36. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión contará con un plazo de hasta cinco días hábiles contados a partir de la presentación de la solicitud, para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no	Artículo 36. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión contará con un plazo de hasta cinco días hábiles contados a partir de 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 cinco días hábiles, posteriores a la notificación de la	Tomando en consideración lo establecido en el artículo 3 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, se propone que la prórroga que se pueda otorgar a los operadores sea de tres días hábiles y no de dos como lo establece el anteproyecto.

	se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de cinco días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta dos días hábiles.	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.	
Artículo 40, primer párrafo	Artículo 40. De los criterios para evaluar el Plan de Exploración. Para la emisión del Dictamen Técnico a que se refiere la fracción I del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, la Comisión evaluará, al menos, la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria a nivel internacional durante el proceso de Exploración, según corresponda al nivel de madurez de la etapa de Exploración en la que se encuentre el Área de Asignación o Contractual, conforme a lo siguiente:		No se identificaron mejores prácticas regulatorias adoptadas en este tema, como lo establece el artículo 44, fracción I de la LH. Al respecto, existen diversas experiencias exitosas, como la de Noruega, que hubieran permitido garantizar darle una completa secuencia de encadenamiento entre cada etapa de los proyectos, bajo la propia lógica de ir consolidando los proyectos, conforme a la cadena de valor. Asimismo, el anteproyecto no refleja la posibilidad de realizar una evaluación integral y continua de los planes de exploración. Al haberla fragmentado en distintos momentos la evaluación de actividades y procesos específicos dentro de la cadena de valor, impide que pueda realizarse una visión proyectada o esperada, en el

			transcurso del tiempo, de estos tipos de planes.
Artículo 40, primer párrafo, fracción III	III. Caracterización y Delimitación. La Comisión evaluará que el Plan de Exploración contemple la realización de actividades encaminadas a la evaluación de un Descubrimiento o bien a la revaluación que permita establecer que un Campo o Yacimiento previamente descubierto sin producción, es comercial para determinar su dimensión, extensión, volumen original de Hidrocarburos y potencial productivo.	III. Caracterización y Delimitación. La Comisión evaluará que el Plan de Exploración contemple la realización de actividades encaminadas a la evaluación de un Descubrimiento o bien, en su caso, que se realiza una a la revaluación que permita establecer que un Campo o Yacimiento previamente descubierto sin producción, es comercial para determinar su dimensión, extensión, volumen original de Hidrocarburos y potencial productivo.	Se sugiere aclarar que el operador podrá presentar en su plan de exploración información sobre evaluación de un descubrimiento o la revaluación de un descubrimiento anterior sin producción considerada como comercial.
Artículo 42, primer párrafo	Artículo 42. Del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos. El Operador Petrolero deberá presentar a la Comisión mediante el formato EPH y su instructivo el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, dentro de los quince días hábiles siguientes a los que se haya interpretado la información obtenida como resultado de la ejecución de las actividades consideradas en dicha etapa, el cual deberá incluir el escenario operativo a ejecutar; así como el Prospecto o Prospectos Exploratorios a perforar durante la etapa de Incorporación de Reservas. La información correspondiente a esta etapa del proceso de Exploración con la información y el nivel de detalle del Anexo I, relativo al informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.	Artículo 42. Del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos. El Operador Petrolero deberá presentar a la Comisión mediante el formato EPH y su instructivo el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, dentro de los quince días hábiles siguientes a los que se haya interpretado la información obtenida como resultado de la ejecución de las actividades consideradas en dicha etapa, el cual deberá incluir el escenario operativo a ejecutar; así como el Prospecto o Prospectos Exploratorios a perforar durante la etapa de Incorporación de Reservas. La información correspondiente a esta etapa del proceso de Exploración con la información y el nivel de detalle del Anexo I, relativo al informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un

			área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 42, último párrafo	Cuando el Operador Petrolero solicite la modificación del Plan de Exploración en términos de los supuestos previstos en el artículo 41 fracción IV de los Lineamientos, y siempre que dicha modificación suceda una vez concluida la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, deberá entregar el informe a que hace referencia este artículo, como parte de la modificación del Plan de Exploración, dentro del apartado "Resumen de antecedentes exploratorios" a que hace referencia el apartado 1 del Anexo I.	Cuando el Operador Petrolero solicite la modificación del Plan de Exploración en términos de los supuestos previstos en el artículo 41 fracción IV de los Lineamientos, y siempre que dicha modificación suceda una vez concluida la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, deberá entregar el informe a que hace referencia este artículo, como parte de la modificación del Plan de Exploración, dentro del apartado "Resumen de antecedentes exploratorios" a que hace referencia el apartado 1 del Anexo I.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 43, primer párrafo	Artículo 43. De la revisión documental de la información y de la prevención. Una vez recibido el informe conforme al artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir de la presentación del informe, para revisar la documentación presentada y, en caso de que	Artículo 43. De la revisión documental de la información y de la prevención. Una vez recibido el informe conforme al artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir de la presentación del informe, para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, la Comisión prevendrá por única ocasión al Operador Petrolero, para que,	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada

	existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, la Comisión prevendrá por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de quince días hábiles, posteriores a la notificación correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta siete días hábiles.	dentro de un plazo de quince días hábiles, posteriores a la notificación correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta siete días hábiles.	asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 43, segundo párrafo	La Comisión podrá requerir información técnica que soporte los resultados presentados por los Operadores Petroleros en este informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, así como la veracidad de esta.	La Comisión podrá requerir información técnica que soporte los resultados presentados por los Operadores Petroleros en este informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, así como la veracidad de esta.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de

			evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 43, último párrafo	Transcurrido el plazo otorgado al Operador Petrolero para la atención del requerimiento sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión tendrá por no presentado el informe, dejando a salvo el derecho del Operador Petrolero para presentar nuevamente el mismo. En caso contrario, una vez cumplidos los elementos a que refiere el artículo 42 de los Lineamientos, la Comisión tendrá por presentado el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos correspondiente.	Transcurrido el plazo otorgado al Operador Petrolero para la atención del requerimiento sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión tendrá por no presentado el informe, dejando a salvo el derecho del Operador Petrolero para presentar nuevamente el mismo. En caso contrario, una vez cumplidos los elementos a que refiere el artículo 42 de los Lineamientos, la Comisión tendrá por presentado el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos correspondiente.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 44, primer párrafo	Artículo 44. De la notificación de un Descubrimiento. Si derivado de las actividades de Exploración, el Operador Petrolero lleva a cabo un Descubrimiento, deberá notificar a la Comisión, previo	Artículo 44. De la notificación de un Descubrimiento. 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	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

	a hacerlo del conocimiento de cualquier tercero, dentro de los treinta días hábiles siguientes a que se confirme el mismo.	que se confirme el mismo, de conformidad con lo establecido en las Asignaciones o Contratos, así como la demás normatividad aplicable que emite la Comisión.	pozos), establecen disposiciones en materia de descubrimientos y de su notificación a la CNH, se sugiere que la Comisión adecue la regulación contenida en el anteproyecto con los instrumentos antes señalados y, en su caso, simplifique su presentación.
Artículo 45	Artículo 45. Del plazo para que la Comisión emita la ratificación del Descubrimiento. Una vez recibida la notificación, así como la documentación referida en el artículo anterior la Comisión resolverá en un plazo no mayor a veinte días hábiles. Si la Comisión no resuelve dentro del plazo establecido, la ratificación se entenderá en sentido favorable.	Artículo 45. Del plazo para que la Comisión emita la ratificación del Descubrimiento. Una vez recibida la notificación, así como la documentación referida en la Asignación o contrato y en la demás normatividad aplicable que emite la Comisión , la Comisión resolverá en un plazo no mayor a quince veinte días hábiles. Si la Comisión no resuelve dentro del plazo establecido, la ratificación se entenderá en sentido favorable.	Se sugiere la redacción propuesta a efecto de aclarar que el operador debe atender las disposiciones de las asignaciones, CEE y normatividad aplicable de la CNH, así como proponer una reducción de plazos para que el proceso de transición de exploración a producción sea más rápido y eficaz.
Artículo 46, primer párrafo	Artículo 46. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior la Comisión contará con un plazo de hasta diez días hábiles 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 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	Artículo 46. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior la Comisión contará con un plazo de hasta cinco diez días hábiles 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 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.	Se sugiere la redacción propuesta a efecto de proponer una reducción de plazos para que el proceso de transición de exploración a producción sea más rápido y eficaz.

	por única ocasión una prórroga de hasta cinco días hábiles.		
Artículo 47, primer párrafo	Artículo 47. Del Programa de Evaluación. Dentro del plazo previsto en las Asignaciones y Contratos respectivos, una vez realizada la notificación de Descubrimiento y en su caso, ratificada, según corresponda, los Operadores Petroleros deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Evaluación. Lo anterior, mediante el formato PE y su instructivo, acompañado del Programa de Evaluación con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo I, así como el respectivo comprobante de pago de aprovechamientos.	Artículo 47. Del Programa de Evaluación. Dentro del plazo previsto en las Asignaciones y Contratos respectivos, una vez notificada la ratificación de descubrimiento por la Comisión , los Operadores Petroleros deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Evaluación. Lo anterior, mediante el formato PE y su instructivo, acompañado del Programa de Evaluación con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo I, así como el respectivo comprobante de pago de aprovechamientos.	Se propone la incorporación del texto marcado para aclarar el momento a partir del cual el operador petrolero podrá presentar el programa de evaluación de la CNH.
Artículo 47, segundo párrafo	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.	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.	Se sugiere eliminar la referencia que los yacimientos previamente descubiertos sean sin producción, a efecto de no restringir al operador petrolero el tipo de yacimiento previamente descubierto que podrá ser objeto del plan de exploración.
Artículo 47, tercer párrafo	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, los Operadores Petroleros deberán presentar el Programa de Evaluación dentro de los ochenta días hábiles, contados a partir de la notificación o ratificación de un Descubrimiento, o en los casos de revaluación de Campos	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, los Operadores Petroleros deberán presentar el Programa de Evaluación dentro de los sesenta ochenta días hábiles, contados a partir de la ratificación del Descubrimiento, o en los casos de revaluación de Campos previamente descubiertos sin producción, posteriores a la Fecha Efectiva del contrato según corresponda	Se sugiere la redacción propuesta a efecto de proponer una reducción de plazos para que el proceso de transición de exploración a producción sea más rápido y eficaz.

	previamente descubiertos sin producción, posteriores a la Fecha Efectiva del contrato según corresponda.		
Artículo 47, último párrafo	Cuando, como resultado de Programa de Evaluación, el Operador Petrolero prevea llevar a cabo actividades de Producción Temprana, deberá solicitar la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 67 de los Lineamientos.	Cuando, como resultado de Programa de Evaluación, exista producción en el área de evaluación y el Operador Petrolero considere mantener la producción, deberá remitir a la Comisión la solicitud para mantener el o los pozos en producción, hasta que el Operador Petrolero presente el Programa de Transición y se prevea llevar a cabo actividades de Producción Temprana.	Se considera que si ya existe producción en las asignaciones o CEE, derivado del periodo de evaluación, debe permitirse 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 48	Artículo 48. Del plazo para resolver el Programa de Evaluación. La Comisión resolverá respecto del Programa de Evaluación en un plazo no mayor a sesenta días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud en términos del artículo anterior de estos Lineamientos. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Artículo 48. Del plazo para resolver el Programa de Evaluación. La Comisión resolverá respecto del Programa de Evaluación en un plazo no mayor a treinta sesenta días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud en términos del artículo anterior de estos Lineamientos. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Se sugiere reducir el plazo de resolución del programa de evaluación, a efecto de permitir a los operadores agilizar la realización de las actividades previstas para la evaluación y, en su momento, poder realizar actividades relacionadas con la extracción.
Artículo 49, primer párrafo	Artículo 49. 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 días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación, para revisar la	Artículo 49. 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 de la recepción de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación, para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la Comisión, se	Se sugiere la redacción propuesta a efecto de proponer una reducción de plazos para que el proceso de transición de exploración a producción sea más rápido y eficaz.

	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 siete días hábiles.	considere que no se cumplen no se cumplan con los requisitos aplicables , prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de diez quince días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta cinco siete días hábiles.	Asimismo, se considera 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 respectivas.
Artículo 52, fracción III	III. Para Contratos que permitan la recuperación de costos, cuando exista un incremento o decremento del veinte por ciento del monto total del Programa de Inversiones, 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.		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se solicita que la CNH indique la práctica internacional considerada.
Artículo 54, 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 67 de los presentes Lineamientos e incluir en el informe de evaluación lo siguiente:	Cuando exista producción en el área de evaluación y el Operador Petrolero considere mantener la producción, deberá remitir a la Comisión la solicitud para mantener el o los pozos en producción, hasta que el Operador Petrolero presente el Programa de Transición y se prevea llevar a cabo actividades de Producción Temprana, para lo cual incluirán 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 67 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, debe permitirse 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, último párrafo	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, el Operador Petrolero deberá presentar el informe de evaluación dentro de los ochenta días hábiles, contados a partir de la terminación del período de evaluación.	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, el Operador Petrolero deberá presentar el informe de evaluación dentro de los sesenta y ocho días naturales, contados a partir de la terminación del período de evaluación.	Se sugiere la redacción propuesta a efecto de proponer una reducción de plazos para que el proceso de transición de exploración a producción sea más rápido y eficaz.
Artículo 56, primer párrafo	Artículo 56. 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 hasta diez días hábiles 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.	Artículo 56. 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 hasta diez días hábiles para revisar la documentación presentada y en caso de que existan faltantes o que a partir de la aplicación de los criterios de evaluación realizada por la Comisión, se considere que no se cumplen 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.	se considera 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 los informes respectivos.
Artículo 64, fracción II	II. Exista una variación del número de Pozos perforados con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado, conforme los criterios contenidos en la siguiente tabla:		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se considera necesario que la CNH indique dicha información.
Artículo 64, fracción III	III. Exista una variación del número de reparaciones mayores ejecutadas con respecto de aquellas		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de

	contenidas en el Plan aprobado, conforme los criterios contenidos en la siguiente tabla:		este elemento normativo, por lo que se considera necesario que la CNH indique dicha información.
Artículo 64, fracción IV	IV. Exista una variación del treinta por ciento o más respecto de la inversión ejecutada con la inversión aprobada en el Plan vigente, para el mismo año;		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se considera necesario que la CNH indique dicha información.
Artículo 64, fracción V	V. 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;		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se considera necesario que la CNH indique dicha información.
Artículo 75, fracción III	III. Caracterización en un Yacimiento No Convencional, cuando exista un Descubrimiento en el Área de Asignación o Contractual, que deba ser evaluado o revaluado para confirmar sus dimensiones, extensión, volumen original, así como el potencial productivo en condiciones económicamente viables, para determinar si el Descubrimiento evaluado puede ser un Descubrimiento Comercial.		Es necesario tomar en cuenta que una de las características de un yacimiento no convencional es que dichos yacimientos son de grandes dimensiones, por lo que puede abarcar varias áreas de asignación y/o contractuales, por lo que la confirmación de sus dimensiones se considera una tarea en la que se involucrarían varios operadores petroleros que pudiera no ser del interés de alguno de ellos, por lo que las actividades para la caracterización podrían verse obstaculizadas. Asimismo, PEP considera necesario tomar en cuenta

			que no se consideraría como unificación de yacimientos partiendo de la definición establecida de unificación. Por lo anterior, PEP solicita que la Comisión no establezca como objetivo de la caracterización la confirmación de las dimensiones de un yacimiento no convencional, y se definan otros objetivos que se adecuen a las características técnicas de ese tipo de yacimientos.
Artículo 75, segundo párrafo	El Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales deberá presentarse mediante formato AP, su instructivo y conforme a la información y al nivel de detalle del Anexo IV y al menos un escenario operativo en consistencia con lo previsto en presente artículo. En caso de considerar distintos escenarios, estos podrán contener actividades adicionales a los compromisos establecidos en el Contrato o Asignación correspondiente, las cuales podrán realizarse o no, de acuerdo con la información que se obtenga de la ejecución del Plan. Asimismo, el Operador Petrolero deberá considerar en el Plan las actividades que permitan dar cumplimiento con el Programa o Compromiso Mínimo de Trabajo y, en su caso, el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo.	El Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales deberá presentarse mediante formato AP, su instructivo y conforme a la información y al nivel de detalle del Anexo IV y al menos un escenario operativo en consistencia con lo previsto en el presente artículo. En caso de considerar distintos escenarios, estos podrán contener actividades adicionales a los compromisos establecidos en el Contrato o Asignación correspondiente, las cuales podrán realizarse o no, de acuerdo con la información que se obtenga de la ejecución del Plan. Asimismo, el Operador Petrolero deberá considerar en el Plan las actividades que permitan dar cumplimiento con el Programa o Compromiso Mínimo de Trabajo y, en su caso, el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo.	

Artículo 77, primer párrafo	Artículo 77. De la producción durante la ejecución del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales. Los Operadores Petroleros podrán realizar la actividad de Producción Temprana durante la ejecución del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, si esta fue considerada en la presentación del mismo, debiendo informar a la Comisión tal determinación, mediante escrito libre.		En atención a que las actividades que se realicen para la producción temprana pueden generar información derivada de las mismas, se considera necesario que la misma no se utilice como un criterio rector de la evaluación de los resultados, tanto de los planes de exploración, así como de las proyecciones sobre las cuales se realizarán las evaluaciones de los planes de desarrollo para la extracción. Lo anterior, considerando que se trata de una facilidad otorgada a los operadores petroleros para que puedan tener continuidad operativa y flujos de efectivo previo a la etapa de extracción.
Artículo 79, primer párrafo	Artículo 79. Del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales. El Operador Petrolero deberá presentar a la Comisión mediante el formato EPH y su instructivo, el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, dentro de los quince días hábiles siguientes a los que se haya interpretado la información obtenida como resultado de la ejecución de las actividades consideradas en dicha etapa, el cual deberá incluir el escenario operativo a ejecutar; así como el Prospecto o Prospectos Exploratorios a perforar durante la etapa de	Artículo 79. Del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos de Yacimientos No Convencionales. El Operador Petrolero deberá presentar a la Comisión mediante el formato EPH y su instructivo, el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, dentro de los quince días hábiles siguientes a los que se haya interpretado la información obtenida como resultado de la ejecución de las actividades consideradas en dicha etapa, el cual deberá incluir el escenario operativo a ejecutar; así como el Prospecto o Prospectos Exploratorios a perforar durante la etapa de Incorporación de Reservas. La información correspondiente a esta etapa del proceso de Exploración deberá considerar la información y el nivel de detalle del Anexo IV, relativo al informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria.

	Incorporación de Reservas. La información correspondiente a esta etapa del proceso de Exploración deberá considerar la información y el nivel de detalle del Anexo IV, relativo al informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.		Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 79, último párrafo	Cuando el Operador Petrolero solicite la modificación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales en términos de los supuestos previstos en el artículo 78 fracción III de los Lineamientos, y siempre que dicha modificación suceda una vez concluida la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, deberá entregar el informe a que hace referencia este artículo, como parte de la modificación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, dentro del apartado "Resumen de antecedentes exploratorios" a que hace referencia el apartado A del Anexo IV de los presentes Lineamientos.	Cuando el Operador Petrolero solicite la modificación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales en términos de los supuestos previstos en el artículo 78 fracción III de los Lineamientos, y siempre que dicha modificación suceda una vez concluida la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, deberá entregar el informe a que hace referencia este artículo, como parte de la modificación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, dentro del apartado "Resumen de antecedentes exploratorios" a que hace referencia el apartado A del Anexo IV de los presentes Lineamientos.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 80, primer párrafo	Artículo 80. De la revisión documental de la información y de la prevención. Una vez recibido el	Artículo 80. — De la revisión documental de la información y de la prevención. Una vez recibido el informe conforme al artículo anterior, la Comisión	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del

	informe conforme al artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir de la presentación del informe, para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, la Comisión prevendrá por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de quince días hábiles, posteriores a la notificación correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta siete días hábiles.	tendrá un plazo de hasta quince días hábiles contados a partir de la presentación del informe, para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, la Comisión prevendrá por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de quince días hábiles, posteriores a la notificación correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta siete días hábiles.	anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 80, segundo párrafo	La Comisión podrá requerir información técnica adicional que soporte los resultados presentados por los Operadores Petroleros en este informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, así como la veracidad de esta.	La Comisión podrá requerir información técnica adicional que soporte los resultados presentados por los Operadores Petroleros en este informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, así como la veracidad de esta.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional

			el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.
Artículo 80, último párrafo	Transcurrido el plazo otorgado al Operador Petrolero para la atención del requerimiento sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión tendrá por no presentado el informe, dejando a salvo el derecho del Operador Petrolero para presentar nuevamente el mismo. En caso contrario, una vez cumplidos los elementos a que refiere el artículo anterior, la Comisión tendrá por presentado el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos correspondiente.	Transcurrido el plazo otorgado al Operador Petrolero para la atención del requerimiento sin que se reciba respuesta por su parte o recibida sin que haya quedado subsanada en su totalidad, la Comisión tendrá por no presentado el informe, dejando a salvo el derecho del Operador Petrolero para presentar nuevamente el mismo. En caso contrario, una vez cumplidos los elementos a que refiere el artículo anterior, la Comisión tendrá por presentado el informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos correspondiente.	Se recomienda eliminar el informe de evaluación del potencial de hidrocarburos del anteproyecto, tomando en consideración que la elaboración de un informe con el objetivo de informar a la Comisión el estado de avance de la exploración para cada asignación y contrato, adicional al informe mensual que se entrega a esa CNH, si bien no restringe la continuidad de las operaciones constituye un trámite administrativo adicional el cual resulta ser repetitivo en forma innecesaria. Adicionalmente a lo anterior, es necesario tomar en cuenta que el límite entre el periodo de evaluación del potencial de hidrocarburos y el periodo de incorporación de reservas en un área de asignación o contractual puede no estar definido claramente.

Artículo 84, primer párrafo	Artículo 84. Del Programa Piloto. Dentro del plazo previsto en las Asignaciones y Contratos respectivos, una vez realizada la notificación de Descubrimiento o en su caso ratificada, según corresponda, los Operadores Petroleros deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa Piloto. Lo anterior, mediante el formato PP y su instructivo, acompañado del Programa Piloto con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo IV, así como el respectivo comprobante de pago de aprovechamientos. El Plan de Desarrollo para la Extracción podrá presentarse en conjunto con el Programa Piloto en el caso de Yacimientos No Convencionales.		No está identificado, dentro de los procedimientos administrativos actualmente previstos en qué momento el operador petrolero podrá realizar actividades en un pozo piloto o un "Programa Piloto", por lo que es preciso que la CNH proporcione en las disposiciones transitorias del anteproyecto plazos adecuados para cumplir con la obligación que se genera a través de los Lineamientos de Planes.
Artículo 84, tercer párrafo	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, los Operadores Petroleros deberán presentar el Programa Piloto dentro de los ochenta días hábiles, contados a partir de la notificación o ratificación de un Descubrimiento, o en los casos de revaluación de Campos previamente descubiertos sin producción, posteriores a la Fecha Efectiva del contrato según corresponda.	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, los Operadores Petroleros deberán presentar el Programa Piloto dentro de los sesenta ochenta días hábiles, contados a partir de la notificación o ratificación de un Descubrimiento, o en los casos de revaluación de Campos previamente descubiertos sin producción, posteriores a la Fecha Efectiva del contrato según corresponda.	Se sugiere la redacción propuesta a efecto de proponer una reducción de plazos para que el proceso de transición de exploración a producción sea más rápido y eficaz.
Artículo 85	Artículo 85. Del plazo para resolver el Programa Piloto. La Comisión resolverá respecto del Programa Piloto en un plazo no mayor a sesenta días hábiles contados a partir de la recepción de la solicitud en términos del artículo anterior. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo		No está identificado, dentro de los procedimientos administrativos actualmente previstos en qué momento el operador petrolero podrá realizar actividades en un pozo piloto o un "Programa Piloto", por lo que es preciso que la CNH proporcione en las

	establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.		disposiciones transitorias del anteproyecto plazos adecuados para cumplir con la obligación que se genera a través de los Lineamientos de Planes.
Artículo 91, último párrafo	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, el Operador Petrolero deberá presentar el informe de evaluación dentro de los ochenta días hábiles, contados a partir de la terminación de período de evaluación.	A falta de un plazo previsto en las Asignaciones y Contratos, el Operador Petrolero deberá presentar el informe de evaluación dentro de los sesenta ochenta días hábiles, contados a partir de la terminación de período de evaluación.	Se sugiere la redacción propuesta a efecto de proponer una reducción de plazos para que el proceso de transición de exploración a producción sea más rápido y eficaz.
Artículo 106, inciso a)	a) Producción (Ver tabla en documento)		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se solicita a la CNH indique dicha práctica, para facilitar a los operadores petroleros la ejecución de estos indicadores y dar certeza jurídica a los mismos.
Artículo 106, inciso c)	c) Reparaciones Mayores (Ver tabla en documento)		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se solicita a la CNH indique dicha práctica, para facilitar a los operadores petroleros la ejecución de estos indicadores y dar certeza jurídica a los mismos.
Artículo 106, inciso d)	d) Pozos perforados (Ver tabla en documento)		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se solicita a la CNH indique dicha práctica, para facilitar a los operadores petroleros la

			ejecución de estos indicadores y dar certeza jurídica a los mismos.
Artículo 106, inciso e)	e) Terminación de Pozos (Ver tabla en documento)		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se solicita a la CNH indique dicha práctica, para facilitar a los operadores petroleros la ejecución de estos indicadores y dar certeza jurídica a los mismos.
Artículo 106, inciso f)	f) Gasto de Operación (Ver tabla en documento)		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se solicita a la CNH indique dicha práctica, para facilitar a los operadores petroleros la ejecución de estos indicadores y dar certeza jurídica a los mismos.
Artículo 106, inciso g)	g) Inversión (Ver tabla en documento)		No se identifica la práctica internacional que serviría como soporte a la adopción de este elemento normativo, por lo que se solicita a la CNH indique dicha práctica, para facilitar a los operadores petroleros la ejecución de estos indicadores y dar certeza jurídica a los mismos.
Artículo Cuarto Transitorio	CUARTO. 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		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

	partir de la entrada en vigor de este ordenamiento se sujetará al procedimiento establecido en los presentes Lineamientos.		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.
Artículo Quinto Transitorio	QUINTO. 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 presentes Lineamientos.		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 determinado por dicha dependencia y no por la CNH.
Anexo II, fracción I, numeral 1, subnumeral I, inciso I.2.5.	I.2.5. Principales tecnologías		PEP considera necesario que la Comisión especifique si la información a presentar corresponde a procesos en específico, tales como recuperación secundaria o mejorada, perforación de pozos o, en su caso, debe ser presentada información general sobre ese rubro.
Anexo II, fracción I, numeral 2	2. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS Y YACIMIENTOS DENTRO DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN O CONTRACTUAL	2. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS Y YACIMIENTOS E INFRAESTRUCTURA DENTRO DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN O CONTRACTUAL	Se sugiere adicionar al numeral la referencia a infraestructura, en atención a

			que dentro del contenido del mismo se solicita incluir información sobre dicha infraestructura.
Anexo II, fracción I, numeral 2, subnumeral 2.1.	2.1. Interpretación sísmica y configuración estructural a) Describir la información sísmica disponible indicando la calidad de la misma, incluyendo de manera enunciativa mas no limitativa: i. Sísmica 2D; ii. Sísmica 3D; iii. <i>CheckShots</i>; iv. <i>VSP's</i>, y v. Magnetometría y gravimetría. b) Incluir mapas en profundidad o en tiempo y secciones estructurales que incluyan los Pozos perforados en el Área de Asignación o Contractual y, en su caso, las localizaciones consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción del escenario ganador.		Se sugiere que la CNH defina si las secciones estructurales pueden ser de los pozos representativos de la Asignación, esto derivado a que hay asignaciones que contienen varios pozos como los proyectos de la región Norte o Cantarell y podría saturar las secciones que se presenten.
Anexo II, fracción I, numeral 2, subnumeral 2.2.	2.2. Geología a) Describir los siguientes aspectos: i. La geología regional en la que se encuentra el Área		Se tienen las siguientes observaciones: • Es necesario que se confirme si el modelo sedimentario solicitado por la CNH sea el de los

	de Asignación o Contractual; ii. Los antecedentes geológico-petroleros de la cuenca; iii. La columna geológica del área; iv. El modelo sedimentológico y su distribución, y v. La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos. b) Presentar mapas de distribución de propiedades por cada yacimiento: i. Saturación de Hidrocarburos; ii. Porosidad; iii. Espesor bruto y espesor neto, y iv. Otras que tengan un interés técnico o económico. c) Justificación general del Operador de los estudios realizados que soporten la geología y mapas presentados.		yacimientos de la asignación. • Los mapas de distribución de propiedades no correlacionan carbonatos del Cretácico, por lo tanto un mapa de porosidad o saturación promedio no serían representativos de este tipo de yacimientos ya que son yacimientos con espesores muy grandes. • Se debe definir el concepto de interés económico. • El inciso c) Justificación general del Operador de los estudios realizados que soporten la geología y mapas presentados no resulta ser preciso en cuanto a su alcance, por lo que se solicita a la Comisión especificar lo que se requiere incorporar en este inciso. • Resulta conveniente definir qué mapas puedan tener interés económico para la Comisión • No se menciona que se debe describir la metodología, sólo se pide un inventario de información y resultados finales, con lo cual no desarrolla el tema y no se proporciona certeza a los operadores sobre la información a presentar.
--	--	--	--

Anexo II, fracción I, numeral 2, subnumeral 2.3.	2.3. Descripción petrofísica a) Describir los criterios para la obtención de la porosidad, así como los valores obtenidos. En caso de contar con datos de porosidad provenientes de diferentes métodos, presentar la comparación de dichos valores; b) Presentar los parámetros de cálculo de la saturación de agua de acuerdo con la metodología utilizada, así como los resultados obtenidos; c) Presentar el valor de corte para el volumen de arcilla; porosidad y de saturación de agua; d) Describir la metodología de cálculo de la permeabilidad, así como los resultados obtenidos. Comparar los resultados obtenidos de análisis de laboratorio realizados a muestras de roca y de fluidos con los resultados obtenidos a través de registros geofísicos; e) Describir los criterios para la distribución de las propiedades petrofísicas; f) Incluir los resultados del análisis cromatográfico del gas; g) Presentar el nivel de los contactos de fluidos, así como la metodología para la obtención de estos. En caso de no contar con esta información, justificar la falta de ésta, y h) La identificación de los intervalos que son considerados yacimientos.		PEP considera conveniente que la información de este punto se incorpore a la sección de Geología que antecede, ya que la distribución de las propiedades petrofísicas es parte del modelo geológico. Asimismo, se recomienda considerar que en la certificación de reservas se tienen varios límites, además de los contactos de fluidos, como los contactos convencionales o límites físicos los cuales no están considerados en el anteproyecto.
Anexo II, fracción I, numeral 2,	2.4. Fluidos		Respecto del inciso a), se solicita aclarar si solo se deben mencionar los estudios en

subnumeral 2.4.	a) Presentar un inventario de muestras de fluidos y estudios con los que cuentan el o los Yacimientos del Área de Asignación o Contractual, y b) Presentar los resultados de los estudios realizados a las muestras de aceite, gas y agua en los Yacimientos del Área de Asignación o Contractual.		forma de lista o presentar más detalle, así como definir con mayor precisión la extensión de la documentación para este apartado.
Anexo II, fracción I, numeral 3	3. DESCRIPCIÓN DE ALTERNATIVAS ANALIZADAS Describir las alternativas analizadas incluyendo de manera enunciativa mas no limitativa, la estrategia de desarrollo, el perfil de producción, los retos tecnológicos, 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. Describir la alternativa de desarrollo seleccionada con respecto a los Yacimientos del Área de Asignación o Contractual y justificar, con base en dicha selección, la maximización del Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables. Para cada alternativa completar, al menos, la información solicitada en la Tabla II.10. Alternativas Desarrollo, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.		PEP considera que la información requerida en esta sección no está suficientemente definida y los requerimientos son imprecisos, por lo que se solicita a la Comisión se realcen las precisiones correspondientes.
Anexo II, fracción I, numeral 4	4. PLAN DE DESARROLLO		Se solicita especificar el formato de presentación de la información requerida, ya que la

	Describir la alternativa de desarrollo seleccionada con respecto a los Yacimientos del Área de Asignación o Contractual y justificar, con base en dicha selección, la maximización del Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables. Presentar los siguientes rubros:		información fue solicitada de manera general sin formato de presentación.
Anexo II, fracción I, numeral 4, subnumeral 4.1.	4.1. Determinación del Área de Extracción El Área de Extracción deberá ser propuesta por el Operador Petroleros de conformidad con lo siguiente: a) Cuando el Operador Petrolero sea titular de un Contrato o Asignación cuyos derechos le permitan realizar únicamente actividades de Extracción, se considerará como Área de Extracción, la totalidad del área asociada a dicho Contrato o Asignación. El Área de Extracción podrá reducirse de acuerdo con el procedimiento que establezca el Contrato o Asignación para la devolución de área. b) Cuando el Operador sea titular de un Contrato o Asignación cuyos derechos le permitan realizar actividades de Exploración y de Extracción, el Área de Extracción deberá ser calculada tomando en		Para el inciso a) se debe definir si el proceso de devolución del área a la que se hace referencia para la reducción del área de la asignación va en el mismo sentido del proceso de renuncia de asignaciones con producciones marginales. Asimismo, se debe hacer distinción en cuanto al proceso de devolución del área de un polígono de asignación y la renuncia del área total de un polígono de asignación. Los supuestos <i>b</i>, <i>c</i> y <i>d</i>, se debe aclarar el supuesto en el que si alguno de los yacimientos no es de interés para el operador petrolero cómo se debe configurar el área del polígono. Para el supuesto <i>c</i>, se debe considerar que debe existir un tipo de configuraciones específicas por el operador petrolero para su delimitación.

	consideración las siguientes premisas: i. Las Áreas de Extracción en las que se tenga el propósito de llevar a cabo Extracción, deberán estar referidas a un polígono cuyo perímetro contenga la proyección en planta, en la superficie terrestre, de la(s) formación(es) productora(s) de hidrocarburos en la(s) que se podrá(n) desarrollar los trabajos correspondientes. La proyección superficial de la totalidad del o de los Yacimientos deberá estar contenida en dicha retícula; ii. El Área de Extracción deberá referirse a un área regular, donde todos sus lados siempre deberán estar orientados de manera norte-sur y este-oeste; iii. El polígono del Área de Extracción se configurará con base en la retícula de referencia, considerando una extensión mínima por lado de 30 segundos (tanto en Latitud como en Longitud); iv. La superficie total de un Área de Extracción será		
--	---	--	--

	determinada por la suma de los bloques que la conformen, y v. El avance de contactos de los fluidos no constituirá un supuesto para la modificación del Área de Extracción. Las anteriores premisas deberán ser utilizadas en los siguientes supuestos: a. Yacimiento continuo Para las áreas en las que se encuentre únicamente un yacimiento continuo se tomará como Área de Extracción aquella que resulte de la proyección de la configuración estructural en superficie, asociada al volumen original. En caso de existir certificación de reservas asociada, deberán tomarse como antecedente los volúmenes originales correspondientes a dicha certificación. En la siguiente figura se observa la proyección en superficie de un yacimiento determinado por un Operador dentro de un Área Contractual o		
--	--	--	--

	de Asignación, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dicho yacimiento. El Área de Extracción será aquella que envuelva completamente la proyección en superficie del yacimiento. b. Múltiples yacimientos sobrepuestos Cuando se tengan dos o más yacimientos que se estén desarrollando de manera simultánea y estén sobrepuestos, de tal manera que el yacimiento de mayor superficie envuelva completamente a los demás yacimientos, se tomará el área del mayor como Área de Extracción. En la figura que se expone a continuación, se observa un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos yacimientos, en cuyas proyecciones en superficie se encuentra uno de ellos contenido en su totalidad por el otro, así como la		
--	---	--	--

	determinación del Área de Extracción asociada a dichos yacimientos. El Área de Extracción será aquella que envuelva completamente a la proyección en superficie del yacimiento más grande. c. Yacimientos sobrepuestos parcialmente Cuando se presenten dos o más yacimientos que se estén desarrollando de manera simultánea y estén sobrepuestos parcialmente, el Área de Extracción corresponderá a aquella generada a partir del perímetro que comprenda la proyección en superficie de los yacimientos sobrepuestos. Lo anterior se puede observar en la siguiente figura, en donde se presenta un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos yacimientos, cuyas proyecciones en		
--	--	--	--

	superficie se encuentran sobrepuestas parcialmente, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dichos yacimientos. El Área de Extracción será aquella que abarque el perímetro que envuelva completamente a la proyección en superficie de los yacimientos. d. Yacimientos dispersos En el caso de presentarse dos o más cuerpos con características de yacimientos aislados cuyas proyecciones en superficie no se superpongan, se deberá asociar un Área de Extracción para cada yacimiento conforme al supuesto descrito en el inciso a. y posteriormente sumarlas para obtener el Área de Extracción total. En la figura siguiente, se observa un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos yacimientos,		
--	---	--	--

	cuyas proyecciones en superficie no muestran superposición, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dichos yacimientos. El Área de Extracción será la suma de las áreas asociadas a cada uno de los yacimientos en cuestión. e. Configuración estructural de yacimiento no contemplada por los anteriores supuestos De no encontrarse en los anteriores supuestos la configuración para la determinación del Área de Extracción, se deberá proponer a la Comisión Nacional de Hidrocarburos la metodología de cálculo que permita abarcar puntualmente la configuración estructural del yacimiento en estudio. Cuando el Área Contractual o de Asignación tenga derechos de Exploración y Extracción.		
--	---	--	--

Anexo II, fracción I, numeral 4, subnumeral 4.2.	4.2. Actividades del Plan de Desarrollo para la Extracción Describir las actividades consideradas en la alternativa seleccionada para el desarrollo del Área de Asignación o Contractual. Incluir, además, un cronograma de ejecución de dichas actividades en el que se observen los principales estudios, obras, Pozos y, en su caso, el inicio de la producción.		Se solicita especificar el formato de presentación de la información requerida, ya que no se incluye alguna tabla para la entrega de la información.
Anexo II, fracción I, numeral 4.2.1., inciso e)	e) Presentar las intervenciones a Pozos consideradas en el Plan de Desarrollo, clasificadas como reparaciones mayores con o sin equipo y reparaciones menores con o sin equipo. Incluir el costo promedio de cada una de las reparaciones consideradas y la calendarización de las mismas.	e) Presentar las intervenciones a Pozos consideradas en el Plan de Desarrollo, clasificadas como reparaciones mayores con o sin equipo y reparaciones menores con o sin equipo. Incluir el costo promedio de cada una de las reparaciones consideradas y la calendarización de las mismas.	Se propone eliminar como información el costo promedio, atendiendo a que por la naturaleza de las reparaciones menores sus costos tienden a variar bastante, por lo que la información no refleja en forma precisa los costos del operador.
Anexo II, fracción I, numeral 4.2.3.	4.2.3. Estudios y toma de información Describir los estudios y actividades de toma de información considerados en el Plan, mismos que deberán estar enfocados hacia el conocimiento de subsuelo, a través de la caracterización estática y dinámica de los Yacimientos. Lo anterior, considerando de manera enunciativa mas no limitativa, los siguientes rubros:		Es conveniente que la Comisión defina la extensión de la información que debe tener cada uno de los puntos requeridos, así como el formato en que se debe de presentar, ya que la información se solicita de manera muy general.

	a) Adquisición, procesamiento o reprocesamiento de sísmica; b) Estudios geológicos; c) Toma de registros; d) Toma de núcleos; e) Estudios petrofísicos f) Pruebas y estudios PVT g) Pruebas de presión h) Generación o actualización de los modelos estático o dinámico Adicionalmente, considerar las actividades de monitoreo del comportamiento del Yacimiento, con el fin de proponer la optimización del Plan de Desarrollo para la Extracción e indicar la frecuencia con la que se hará dicho monitoreo, como son: a) Comportamiento de la producción; b) Presión del Yacimiento; c) Posición y avance de los contactos de fluidos, así como los gastos críticos por Pozo; d) Condiciones operativas de los pozos (P_{TP}, P_{TR}, P_{WH}, P_{BH}, T_{WH}); e) Aforo de Pozos; f) Registros de saturación; g) Toma de muestras de agua y análisis de las mismas;		
--	--	--	--

	h) Análisis cromatográficos, y i) Pruebas de formación		
Anexo II, fracción I, numeral 4.2.4.	4.2.4. Medición El Plan de Desarrollo para la Extracción deberá contener la información que dé cumplimiento a lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), incluyendo la documentación soporte correspondiente. En caso de considerar infraestructura o Puntos de Medición de uso compartido entre Operadores Petroleros o entre el Operador Petrolero y un tercero, se deberá incluir el proyecto de acuerdo con lo establecido en los LTMMH y, en su caso, en el Contrato respectivo.		El tema de medición es muy extenso y complejo en materia de cumplimiento regulatorio, y actualmente el operador debe llenar al menos 200 cuartillas del documento, y de la revisión del anexo II se advierte que la carga regulatoria para el operador se mantiene, por lo que no se observa optimización o reducción del procedimiento.
Anexo II, fracción I, numeral 4.2.4.1.4.	4.2.4.1.4. Política de Medición Presentar el documento y/o programa a que hace referencia el artículo 6 de los LTMMH. El Operador Petrolero deberá manifestar en su documento que se asegurará la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales en la medición de hidrocarburos, así como la adopción de la Gestión y Gerencia de la Medición.	4.2.4.1.4. Política de Medición Mencionar o, en su caso, presentar el documento y/o programa a que hace referencia el artículo 6 de los LTMMH. El Operador Petrolero deberá manifestar en su documento que se asegurará la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales en la medición de hidrocarburos, así como la adopción de la Gestión y Gerencia de la Medición.	PEP considera que si el operador ya cuenta con el documento referido la obligación a su cargo debería ser únicamente la de mencionar dicho documento y proporcionar los elementos que faciliten su ubicación por la CNH en sus archivos, al tratarse de información con la que cuenta en el ámbito de su competencia.
Anexo II, fracción I, numeral 4.2.4.1.6.	4.2.4.1.6. Procedimientos de Medición Para el caso de Planes de Desarrollo para la Extracción asociados a Contratos, presentar los siguientes procedimientos de la medición de los Hidrocarburos:	4.2.4.1.6. Procedimientos de Medición Para el caso de Planes de Desarrollo para la Extracción asociados a Contratos, mencionar o, en su caso, presentar los siguientes procedimientos de la medición de los Hidrocarburos: i. Programación de Hidrocarburos	PEP considera que si el operador ya cuenta con la información referida la obligación a su cargo debería ser únicamente la de mencionarla y proporcionar los elementos que faciliten su ubicación por la CNH en sus

	i. Programación de Hidrocarburos ii. Almacenamiento iii. Monitoreo de calidad y volumen	ii. Almacenamiento iii. Monitoreo de calidad y volumen	archivos, al tratarse de información con la que cuenta en el ámbito de su competencia.
Anexo II, fracción I, numeral 4.2.4.1.7.	4.2.4.1.7. Implementación de sistemas telemétricos Presentar la descripción de los sistemas telemétricos existentes o un cronograma para la implementación de estos, para garantizar el monitoreo de la medición en tiempo real, en los puntos de medición, de transferencia y operación a tiempo real.	4.2.4.1.7. Implementación de sistemas telemétricos En caso de ser viable económicamente, presentar la descripción de los sistemas telemétricos existentes o un cronograma para la implementación de estos, para garantizar el monitoreo de la medición en tiempo real, en los puntos de medición, de transferencia y operación a tiempo real.	Se sugiere adecuar la manera en que se presenta la información por el operador, toda vez que el monitoreo en tiempo real podría implicar la generación de costos que conviertan esta actividad en económicamente inviable.
Anexo II, fracción I, numeral 4.4., inciso b)	4.4. Combinación tecnológica para el plan propuesto b) Presentar las tecnologías de seguimiento y control de producción de hidrocarburos desde el pozo hasta el Punto de Medición. Para ello deberá describir lo siguiente: i. El listado y funcionamiento de dichas tecnologías; ii. Su ubicación geográfica, y iii. Los programas de mantenimiento a las mismas a fin de que se cuente con el seguimiento y control del registro de la producción de hidrocarburos y otros fluidos provenientes de los pozos. Entre las tecnologías referidas se encontrarán las siguientes de forma enunciativa más no limitativa: registradores de presión, sensores de temperatura, telemetría de condiciones de producción, radares y registros.		Se considera necesario que la CNH indique las razones por las que es importante que el operador presente la información solicitada en el inciso b), como parte de su proceso de evaluación del plan que presente el operador. Asimismo, se sugiere definir la extensión que debe de tener cada uno de los puntos requeridos, así como el formato en que se debe de presentar, al solicitarse dicha información en forma, por lo que por certeza jurídica del operador es necesario adecuar el anteproyecto.

	Es importante señalar que dichas tecnologías deberán garantizar que el total de la producción de pozos llegue al Punto de Medición.		
Anexo II, fracción I, numeral 4.5.1.	4.5.1. Programa de Inversiones Los Operadores Petroleros deberán presentar el desglose de la inversión programada, al menos, por Sub-actividad petrolera, Tarea y Sub-tarea, describiendo y detallando cuando sea posible los estudios, actividades o trabajos a realizar e indicando los parámetros o unidades de éstos. Las inversiones se deben presentar anualizadas para la totalidad del periodo de Desarrollo para la Extracción y debe ser expresada en dólares de Estados Unidos, todo lo anterior de acuerdo con la Tabla II.26. Programa de Inversiones, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx. Todas las actividades mencionadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción deberán guardar correspondencia con las Sub-actividades, Tareas y Sub-tareas, e inversiones asociadas		El formato que se menciona es con una periodicidad anual, por lo que se solicita a la CNH que se coordine con la Secretaría de Economía, en atención a que hay diferencias en los formatos solicitados entre ambos reguladores.

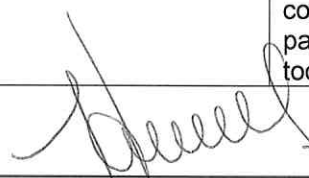
	descritas en la Tabla II.26. Programa de Inversiones. De igual manera todas las Sub-actividades, Tareas y Sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la Tabla II.26. Programa de Inversiones, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción. a) En el caso de una modificación describir las inversiones y los gastos de operación del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado y comparar con el presentado a la Comisión, y b) Separar los costos asociados a la recuperación secundaria y mejorada y presentarlos de forma explícita.		
Anexo II, fracción I, numeral 4.5.2.	4.5.2. Presupuesto En el caso de Contratos que así lo indiquen, los Contratistas deberán presentar el desglose de la inversión programada, al menos, por Sub-actividad petrolera, Tarea y Sub-tarea, describiendo y detallando cuando sea posible los		PEP destaca que tratándose de la forma de presentar la información, ésta refiere específicamente a los CEE. Asimismo, en el primer párrafo se solicita la información de manera mensual; sin embargo, el formato en Excel se presenta de manera anual, por lo que se solicita a la CNH realice las adecuaciones respectivas.

	estudios, actividades o trabajos a realizar e indicando los parámetros o unidades de éstos. Las inversiones se deben presentar mensualizadas para la totalidad del periodo del Programa de Trabajo correspondiente y expresada en dólares de Estados Unidos, todo lo anterior de acuerdo con la Tabla II.27. Presupuesto, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx. Todas las actividades mencionadas en el Programa de Trabajo deberán guardar correspondencia con las Sub-actividades, Tareas y Sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la Tabla Presupuesto. De igual manera todas las Sub-actividades, Tareas y Sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la Tabla II.27. Presupuesto, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Trabajo.		
Anexo II, fracción I, numeral 4.6.	4.6. Evaluación económica		Se comenta que la evaluación económica solicitada actualmente se pide la sensibilidad en

			precios para Asignatarios y otras adicionales para Contratos (en las variables producción, inversión, gasto, etc.). Al respecto de comenta que para Asignaciones marginales (negativas DI) por lo menos se debe incluir una sensibilidad de precios (condiciones favorables de mercado) o en Derechos Fiscales (mejoras en régimen fiscal como DECRETO 2017) ya que en las SPBAS-02 han salido varias Asignaciones con VPN DI<0 por su etapa avanzada de Explotación • En este anteproyecto hay premisas base de la Comisión; sin embargo, manifiestan que se pueden usar las que se tengan bien justificadas por el operador. • El formato de evaluación económica viene de manera anual y mensual; sin embargo, no se hace la distinción de cómo debe entregarse para Operadores Petroleros y Contratistas como se hizo en el formato de contenido nacional • Un punto interesante que fue problemático en 2018 es que en los Lineamientos vigentes se menciona la evaluación hasta la vigencia de la asignación, diferente a
--	--	--	---

			la aplicable a los CEE, por lo que se considera necesario que la Comisión establezca dicha diferenciación en forma precisa para certeza jurídica de los operadores. • Respecto a las fórmulas de precios, éstas se han utilizado como parte de las rondas de licitación de CEE; sin embargo, en sus inicios cuando se documentaron los Farmouts se vio que a largo plazo no eran pronósticos muy representativos para el mercado, por lo que PEP considera conveniente utilizar esquemas tales como las mejores proyecciones que realizaba PEMEX, a efecto de dar congruencia a la información de ese operador. • No es claro si la tasa de descuento del 10% es la tasa que se aplicará, esto debido a que PEMEX ha descontado sus proyectos con una tasa de 7.5%, por lo que considerando lo indicado en este numeral es de estimarse que el operador puede utilizar sus premisas en todos los incisos establecidos en esta sección.
Anexo II, fracción I,	4.6. Evaluación económica	4.6. Evaluación económica	Se considera que para poder elaborar el plan con la

numeral 4.6., numeral ii	ii. Precio de gas (dólares/mil pies cúbicos) Índice de referencia de Precios de Gas Natural al mayoreo correspondiente a la Región en la que se localiza el Área Contractual o el Área de Asignación, publicado para el mes anterior a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo, por la Comisión Reguladora de Energía en: http://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html, convertido a dólares/mil pies cúbicos (1 pie cúbico = 1.03 mil btu)	ii. Precio de gas (dólares/mil pies cúbicos) Índice de referencia de Precios de Gas Natural al mayoreo correspondiente a la Región en la que se localiza el Área Contractual o el Área de Asignación, publicado para los 3 meses anteriores el mes anterior a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo, por la Comisión Reguladora de Energía en: http://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html, convertido a dólares/mil pies cúbicos (1 pie cúbico = 1.03 mil btu)	anticipación debida, es conveniente que la información que se proporcione corresponda a los 3 meses anteriores a la presentación del plan.
Anexo II, fracción I, numeral 4.6., numeral iv	4.6. Evaluación económica iv. Tipo de cambio (pesos/dólar) Tasa que marca la relación entre el valor de Pesos de México y Dólares de Estados Unidos para solventar obligaciones, promedio de los dos meses calendario anteriores a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo. Publicada por Banco de México.	4.6. Evaluación económica iv. Tipo de cambio (pesos/dólar) Tasa que marca la relación entre el valor de Pesos de México y Dólares de Estados Unidos para solventar obligaciones, promedio de los tres dos meses calendario anteriores a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo. Publicada por Banco de México.	Se considera que para poder elaborar el plan con la anticipación debida, es conveniente que la información que se proporcione corresponda a los 3 meses anteriores a la presentación del plan. Asimismo, se considera conveniente que se aclare si la paridad sería constante para todos los años.



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...).

**CUADRO SINÓPTICO DE ANÁLISIS DE LOS REQUISITOS Y ELEMENTOS DEL
PROCESO DE AUTORIZACIÓN DE LOS PLANES DE EXPLORACIÓN Y DE
DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.**

País	Concepto	Requisitos	Criterios de Resolución
Noruega¹	Solicitudes de licencias de producción	La solicitud de una licencia de producción se presentará al Ministerio con una copia a la Dirección Noruega del Petróleo. La solicitud deberá contener: a) nombre, dirección y nacionalidad del solicitante, e indicación de si el solicitante es una persona física o una persona jurídica, b) indicación de quién en Noruega será el representante en relación con las autoridades, c) indicación de la zona o áreas a las que se aplica una solicitud de licencia de producción, d) indicación de las prioridades del solicitante con respecto a las áreas, en caso de que la solicitud se aplique a más de un área, e) información sobre las actividades del licenciario, incluida la capacidad financiera, f) una evaluación geológica del área o áreas a las que se aplica una solicitud de licencia de producción, y la efectividad de las actividades petroleras planificadas para esta área, g) una evaluación financiera del área o áreas a las que se aplica una solicitud de licencia de producción, h) información relativa a la experiencia y la competencia técnica de importancia para la zona o áreas a las que se aplica una solicitud de licencia de producción, i) descripción de la organización y experiencia que el solicitante tendrá disponible en Noruega y en otros lugares para	Las condiciones y requisitos para otorgar una licencia de producción y para realizar actividades petroleras de conformidad con una licencia de producción, se basarán únicamente en la necesidad de garantizar que las actividades petroleras -dentro del área comprendida en la licencia de producción- se lleven a cabo de manera "apropiada". Se juzgará que son "apropiadas" las condiciones para realizar las actividades petroleras correspondientes, si se colman los criterios de: i) seguridad nacional; ii) orden público; iii) salud pública; iv) seguridad del transporte; v) protección del medio ambiente; vi) protección de recursos biológicos y tesoros nacionales de valor artístico, histórico o arqueológico; vii) la seguridad de las instalaciones y los empleados; viii) la gestión sistemática de los recursos -por

¹ Norwegian Petroleum Directorate, Regulations to Act relating to petroleum activities

		actividades relacionadas con el área o áreas a las que se aplica una solicitud de licencia de producción, j) certificación de que se ha pagado la tarifa de tramitación. El Ministerio puede eximir del requisito relativo al contenido de la solicitud de acuerdo con el primer párrafo, y también requerir más información. La solicitud de una licencia de producción se escribirá en noruego o inglés.	ejemplo; la tasa de producción o la optimización de las actividades de producción- o; ix) la necesidad de garantizar los ingresos fiscales. Esta sección se aplicará únicamente a las licencias de producción concedidas después del 1 de septiembre de 1995. Un licenciatario que haya cumplido el compromiso de trabajo de acuerdo con la Sección 3-8 y las condiciones aplicables de otro modo a la licencia de producción individual, puede exigir que la licencia se extienda después del vencimiento del plazo estipulado de conformidad con el primer párrafo. El período de extensión se estipulará en la licencia de producción individual y, como regla general, será de hasta 30 años, pero puede ser, en casos específicos, de hasta 50 años.
Noruega	Extensión de licencias de producción	La solicitud de prórroga de una licencia de producción de conformidad con la Ley, sección 3-9, primer párrafo, se presentará a la Dirección Noruega del Petróleo dentro de los cuatro meses anteriores a la expiración de la licencia de producción, a menos que la Dirección Noruega del Petróleo decida otra cosa. La solicitud de prórroga de conformidad con la Ley, sección 3-9, segundo párrafo, se presentará a la Dirección Noruega del Petróleo dentro de los dos meses anteriores a la expiración de la licencia de producción, a menos que la Dirección Noruega del Petróleo decida otra cosa. El licenciatario debe especificar el área para la cual se busca la extensión.	Si un licenciatario decide desarrollar un depósito de petróleo, el licenciatario deberá presentar al Ministerio para su aprobación un plan para el desarrollo
Noruega	Plan para el desarrollo y operación de un depósito de petróleo. ²	Plan para el desarrollo y operación de uno o más yacimientos de petróleo, cf. la sección 4-2 del Acta contendrá una descripción del desarrollo y una evaluación de impacto. Los comentarios presentados en relación con la	

² Guidelines for plan for development and operation of a petroleum deposit (PDO) and plan for installation and operation of facilities for transport and utilization of petroleum (PIO). The Ministry of Petroleum and Energy and the Ministry of Labour and Social Affairs. 21 March, 2018.

evaluación de impacto se incluirán en el proceso de evaluación, cuando se apruebe el plan de desarrollo y operación. El plan se presentará al Ministerio de Trabajo e Inclusión Social con una copia a la Dirección Noruega del Petróleo y la Autoridad de Seguridad del Petróleo de Noruega.

El Ministerio no puede aprobar un plan para el desarrollo y operación de un depósito de petróleo que implique medidas de construcción y construcción en conflicto con el uso de la tierra como parte de una decisión vinculante sobre planificación de acuerdo con la Ley de Planificación y Construcción, hasta el consentimiento de la planificación autoridad ha sido obtenida.

El Ministerio puede exigir que el licenciatario individual proporcione información sobre cómo el licenciatario tiene la intención de financiar su parte del desarrollo.

El Ministerio deberá, en un documento separado que se hará público, indicar el motivo de la decisión de aprobar o no aprobar el plan para su desarrollo y funcionamiento. La exposición de motivos incluirá, entre otras cosas, una lista de posibles condiciones de carácter medioambiental para la aprobación y medidas que puedan ser necesarias para remediar los efectos negativos significativos en el medio ambiente. La información sujeta a las disposiciones legales relacionadas con el secreto profesional no se hará pública.

En caso de alteraciones sustanciales o desvíos del plan, se deberá enviar una notificación al Ministerio. El Ministerio puede requerir que se presente un plan nuevo o enmendado.

y operación del depósito de petróleo.

El plan contendrá una cuenta de aspectos económicos, aspectos de recursos, aspectos técnicos, relacionados con la seguridad,

comerciales y ambientales, así

como información sobre cómo una instalación puede ser desmantelada y eliminada cuando hayan cesado las actividades

petroleras. El plan también deberá incluir información sobre las instalaciones para el transporte o la utilización

comprendidas en la Sección 4-3. En el

caso de que una instalación deba colocarse en el territorio, el plan deberá además proporcionar

información sobre qué solicitudes de licencias, etc. se han presentado de acuerdo con otra legislación aplicable.

El Ministerio puede, cuando los motivos particulares lo

justifiquen, exigir que el licenciatario presente una relación

detallada del impacto en el medio ambiente, los posibles riesgos de contaminación y el impacto en otras actividades

afectadas, con

respecto a un área definida mayor.

Si el desarrollo se planifica en dos o más etapas, el plan deberá, en la medida de lo posible, comprender el desarrollo total. El Ministerio puede limitar la aprobación para aplicar a etapas individuales.

No deben emprenderse obligaciones contractuales sustanciales, ni debe iniciarse el trabajo de construcción, hasta que se haya aprobado el plan de desarrollo y operación, a menos que se cuente con el consentimiento del Ministerio.

El Ministerio, a solicitud de un licenciario, puede renunciar al requisito de presentar un plan de desarrollo y operación.

Se notificará al Ministerio y se aprobará cualquier desviación o alteración significativa de los términos y condiciones previos en los que se haya presentado o aprobado un plan y cualquier alteración significativa de las instalaciones. El Ministerio puede requerir que se presente un plan nuevo o modificado para su aprobación.

Noruega	Descripción del desarrollo en el plan para el desarrollo y operación de un depósito de petróleo	La descripción del desarrollo con la documentación asociada se adaptará en la medida del desarrollo. La descripción debe dar cuenta de los aspectos económicos, relacionados con los recursos, técnicos, ambientales y de seguridad del desarrollo. La descripción del desarrollo deberá contener, en la medida necesaria: a) descripción de la estrategia de desarrollo y el concepto de desarrollo, así como los criterios para las elecciones que se han realizado, descripción de etapas de desarrollo posteriores, si corresponde, vínculos con otros campos y, si corresponde, coordinación de las actividades petroleras, b) descripción de aspectos geológicos y de ingeniería de yacimientos, y cronograma de producción, c) descripción de las soluciones técnicas, incluidas las soluciones destinadas a prevenir y reducir al mínimo los vertidos y las emisiones nocivos para el medio ambiente, d) información sobre sistemas de gestión, incluida información sobre la planificación, organización e implementación del desarrollo, e) información sobre operación y mantenimiento, f) información sobre aspectos económicos, g) información sobre qué licencia, aprobaciones o autorizaciones se han solicitado, o que se prevé solicitar, de conformidad con otra legislación aplicable, si una instalación se va a colocar en el territorio o fondo marino	i) El Ministerio puede, en condiciones específicas, otorgar una licencia específica para instalar y operar instalaciones cuando el derecho de instalar y operar no se deriva de un plan aprobado para el desarrollo y la operación. La solicitud se presentará con un plan para la construcción, colocación, operación y uso de las instalaciones mencionadas en el primer párrafo, incluyendo instalaciones de envío, tuberías, instalaciones de licuefacción, instalaciones para la generación y transmisión de energía eléctrica y otras instalaciones para el transporte o la utilización de petróleo. La licencia puede otorgarse por un período de tiempo fijo, y puede a solicitud del licenciataria ser extendida por el Ministerio.
Noruega			

- sujeto a derechos de propiedad privada,
- h) información sobre cómo se pueden eliminar las instalaciones cuando cesen las actividades petroleras,
 - i) información sobre las instalaciones para el transporte o la utilización que comprende la Ley, sección 4-3,
 - j) información sobre cómo se comercializará el gas,
 - k) descripción de medidas técnicas para la preparación para emergencias,
 - l) información sobre otros factores de importancia para la gestión de recursos,
 - m) otra información requerida de conformidad con las normas de seguridad vigentes en cualquier momento,
 - n) si el desarrollo incluye captura, transporte y almacenamiento de CO₂,
 - o) una caracterización de la ubicación de almacenamiento y el complejo de almacenamiento, y una evaluación de la seguridad esperada de almacenamiento, plan de monitoreo propuesto, cf. Apéndice II de este Reglamento,
 - p) «plan propuesto de medidas correctoras en caso de irregularidades significativas», cf. Sección 30g primer párrafo letra b),
 - q) plan preliminar propuesto para la post-operación, cf. Sección 30j y Apéndice II de este Reglamento,

El Ministerio puede requerir estudios de soluciones alternativas.

Reino Unido	Requisitos para la planificación y el	Consideraciones importantes para nuevos campos de desarrollo: ✓ Entrega robusta del proyecto (SE-05)	El desarrollo y la producción de yacimientos de petróleo y gas en las
--------------------	---------------------------------------	---	---

Reino Unido

consentimiento para desarrollar campos.³

- ✓ Evaluaciones de impacto ambiental, salud y de seguridad.
- ✓ Desmantelamiento
- ✓ Unitización y desarrollo cooperativo
- ✓ Campos transfronterizos
- ✓ Enfoque flexible a las propuestas de desarrollo:
 - i. Pruebas de pozo
 - ii. Desarrollo en fases
 - iii. Desarrollo de enlace satelital
- ✓ Consideraciones de mejores prácticas
- ✓ Implementación o quema de gas
- ✓ Medición de los hidrocarburos
- ✓ Criterios financieros

Requisitos para la fase de evaluación del proyecto:

- ✓ Evaluación económica
- ✓ Consulta sobre el Plan de Acción de la Cadena de Suministro (SCAP)
- ✓ Consulta sobre el Plan de Ejecución del Proyecto (PEP)
- ✓ Tecnología y evaluación respecto de la Recuperación Mejorada
- ✓ Preparación de la declaración ambiental (ES)

Requisitos para la fase de autorización:

- ✓ Plan de acción de la cadena de suministro
- ✓ Plan de Ejecución del Proyecto
- ✓ Determinación de campo
- ✓ Área de Desarrollo
- ✓ Unificación y acuerdos de operación de la unidad (UUOA)
- ✓ Aprobación del operador de campo

aguas territoriales del Reino Unido y en la plataforma continental del Reino Unido («UKCS») está sujeto a un régimen de concesión de licencias supervisado por la Autoridad del Petróleo y el Gas («OGA»). Bajo las cláusulas modelo aplicables a una licencia de producción marítima, los licenciarios requieren el consentimiento de OGA para erigir o llevar a cabo trabajos permanentes con el propósito de obtener o transportar petróleo de un área autorizada o para obtener petróleo de dicha área. Tal consentimiento se conoce como "Consentimiento de desarrollo y producción". El Plan de Desarrollo de Campo es un requisito previo para las consideraciones de desarrollo y producción de la OGA y debe proporcionar una descripción de la información técnica y económica en la que se basa el desarrollo. Al considerar si acepta un Plan de Desarrollo, la OGA evaluará, entre otras cosas, si el proyecto propuesto está de

³ Requirements for the planning of and consent to UKCS Field Developments

Reino Unido

	✓ Modificaciones de instalaciones ✓ Consulta de declaración ambiental ✓ Notificación de diseño ✓ Desmantelamiento de los arreglos de seguridad ✓ Consentimiento al Plan de Desarrollo ✓ Periodo contemplado ✓ Contenido del Plan de Desarrollo ✓ Consentimiento de desarrollo y producción	de acuerdo con las obligaciones establecidas en la estrategia para permitir el objetivo principal de maximizar la recuperación económica del petróleo del Reino Unido (MER UK Strategy), y si los métodos de desarrollo propuestos cumplen con las buenas prácticas de campo petrolífero.
Plan de Desarrollo para campos offshore ⁴	El Plan debe contener como mínimo con lo siguiente: 1. Resumen ejecutivo 2. Descripción del campo: ✓ Interpretación sísmica y configuración estructural. ✓ Interpretación geológica y descripción del yacimiento. ✓ Modelo geológico. ✓ Registros petrofísicos y fluidos del yacimiento. ✓ Hidrocarburos presentes en el yacimiento. ✓ Caracterización del yacimiento. ✓ Desarrollo del yacimiento, procesos de recuperación secundaria y mejorada. ✓ Diseño de pozos y tecnología a usar	El OGA considera la economía del campo y los desarrollos incrementales como parte de la evaluación de los planes de desarrollo de campo. Los operadores deben completar una hoja de cálculo de la Plantilla de Economía Estándar (SET) para ayudar al OGA en este proceso.

⁴ Guidance on the preparation and content of offshore oil and gas field development plans. May 2018.

Reino Unido

para la producción de pozos.

3. Plan de Desarrollo y Gestión:

- ✓ Plan de Desarrollo, reservas y perfiles de producción.
- ✓ Instalaciones de perforación y producción.
- ✓ Instalaciones para el procesamiento
- ✓ Planificación del proyecto.
- ✓ Desmantelamiento.
- ✓ Costos.
- ✓ Plan de gestión del campo.

4. Referencias

Reino Unido	Modificación al Plan de desarrollo	Informar a la autoridad de cualquier desviación al plan a medida que se hace evidente.	Es posible que un cambio en el plan pueda requerir una evaluación de impacto ambiental de acuerdo al reglamento (Offshore Petroleum Production and Pipe-lines. Assessment of Environmental Effects).
Reino Unido	Modificación al plan de desarrollo a petición del licenciario	Enviar un anexo del plan de desarrollo	
Reino Unido	Prórroga al plan de desarrollo	Si los licenciarios desean continuar la producción más allá de la duración de la autorización inicial, pueden solicitar una extensión del consentimiento de producción a través del Portal de Energía del Reino Unido.	
E.U.A.	Plan de Exploración 15 días hábiles para revisión documental ⁵	1. Contenido del Plan 1.1. Información del Plan 1.2. Ubicación 1.3. Programa de Seguridad y Prevención de Contaminación	Cumplir con los requisitos establecidos.

⁵ Listado de Planes aprobados por el BSEE

30 días para
emitir una
resolución⁶

E.U.A.

- 1.4. Tanques de almacenamiento y producción
- 1.5. Medidas de prevención de la contaminación
- 1.6. Medidas adicionales
- 2. Información General
 - 2.1. Aplicaciones y permisos
 - 2.2. Fluido de perforación
 - 2.3. Nuevas o inusuales tecnologías
 - 2.4. Declaración de vinculación
 - 2.5. Responsabilidad financiera en caso de un derrame de Petróleo
 - 2.6. Programa de control de pozos en aguas profundas
 - 2.7. Programa de preventores y control de pozos
- 3. Información Geológica y Geofísica
 - 3.1. Descripción Geológica
 - 3.2. Mapa de estructuras
 - 3.3. Interpretación sísmica
 - 3.4. Correlaciones geológicas
 - 3.5. Informe de riesgos superficiales
 - 3.6. Evaluación de riesgos superficiales
 - 3.7. Alta resolución de los estudios sísmicos
 - 3.8. Columna estratigráfica
 - 3.9. Tablas de tiempo contra profundidad
- 4. Información del Ácido Sulfhídrico
 - 4.1. Concentración
 - 4.2. Clasificación
 - 4.3. Plan de Contingencia para el H₂S
 - 4.4. Informe del modelado
- 5. Información biológica, física y socioeconómica
 - 5.1. Formaciones bentónicas en aguas profundas

E.U.A.

⁶ Resumen de Code Federal Regulations (CFR)

- 5.2. Informe de las Características topográficas
- 5.3. Vida en el fondo marino
- 5.4. Mapa de las características biológicas sensibles del área
- 5.5. Hábitat de especies amenazadas en el lecho marino
- 5.6. Informe arqueológico
- 5.7. Información sobre la calidad del aire y agua
- 5.8. Información socioeconómica
- 6. Información sobre desechos y descargas
 - 6.1. Proyección de residuos generados
 - 6.2. Reporte del modelado
- 7. Información sobre emisiones al aire
 - 7.1. Selección de hojas de trabajo y preguntas
 - 7.2. Informe detallado
- 8. Información sobre derrame de Hidrocarburos
 - 8.1. Plan sobre la contención de derrames de hidrocarburos
 - 8.2. Sitios de respuesta
 - 8.3. Determinación del peor caso
 - 8.4. Respuesta a contención de derrame de hidrocarburos
 - 8.5. Reporte del modelo
- 9. Información del monitoreo ambiental
 - 9.1. Sistemas de monitoreo
 - 9.2. Acciones de contingencia
 - 9.3. Resguardo de la marina
- 10. Estipulaciones sobre la información de arrendamiento
 - 10.1. Área de resguardo militar
 - 10.2. Especies protegidas por la marina
- 11. Información de las medidas de mitigación ambiental

E.U.A.

- 11.1. Medidas tomadas para evitar, minimizar y mitigar la contaminación ambiental
- 11.2. Toma incidental
- 12. Buques de apoyo e información área
 - 12.1. General
 - 12.2. Buques de suministro de diésel
 - 12.3. Transportación de los fluidos de perforación
 - 12.4. Transporte de residuos sólidos y líquidos
- 13. Información sobre las instalaciones de apoyo
 - 13.1. General
 - 13.2. Construcción o expansión de la base de apoyo
 - 13.3. Calendario de construcción o expansión de la base de apoyo
 - 13.4. Eliminación de residuos
- 14. Gestión en zonas costeras
- 15. Análisis de Impacto ambiental
- 16. Información relativa a la administración
 - 16.1. Descripción de la información
 - 16.2. Bibliografía

Colombia	Acreditación al cumplimiento de los compromisos exploratorios de la Primera Fase del Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P). ⁷	1. Para que las actividades sean reconocidas por la ANH, El Contratista, antes de la fecha de vencimiento del Período de Evaluación, deberá haber entregado toda la información de carácter científico, técnico, medioambiental, económico-financiero y de desarrollo de los Programas en Beneficio de las Comunidades, obtenida en ejecución de las actividades adicionales. 2. Las actividades adicionales sujetas a la acreditación deberán estar contempladas en la Primera	El Contratista que con ocasión de la ejecución de un Contrato de Evaluación Técnica (TEA) realice actividades adicionales al Programa Exploratorio – mínimo y adicional– pactado inicialmente, podrá solicitar que las mismas le sean acreditadas al cumplimiento de los
-----------------	--	--	--

⁷Agencia Nacional de Hidrocarburos, Reglamento para contratación de Áreas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Colombia

Presentación y Contenido de Plan de Explotación. Quince días naturales para revisión documental. Treinta días para emitir resolución⁸

Fase del Programa Exploratorio del Contrato de Exploración y Producción aprobado por el Consejo Directivo para el mismo tipo de área, vigente en la fecha en que se efectúe la solicitud.

3. La ejecución de las actividades adicionales no modificará el plazo pactado para la ejecución del Contrato de Evaluación Técnica.

PARÁGRAFO. Las actividades adicionales a que se refiere el presente artículo deben entenderse como diferentes a aquellas actividades adicionales ofrecidas por el contratista en la oportunidad de adjudicación del contrato.

Dentro de los tres (3) Meses siguientes a la presentación de la Declaración de Comercialidad de que trata la Cláusula 8, EL CONTRATISTA entregará a la ANH el Plan de Explotación inicial el cual contendrá, como mínimo, la siguiente información:

- a) El mapa con las coordenadas del Área de Explotación
- b) El cálculo de reservas y de la producción acumulada de Hidrocarburos, diferenciada por tipo de Hidrocarburo.
- c) El esquema general proyectado para el Desarrollo del Campo Comercial, que incluya una descripción del programa de perforación de pozos de desarrollo, de los métodos de extracción, de las facilidades respectivas y de los procesos a los cuales se someterán los fluidos extraídos antes del Punto de Entrega.

compromisos exploratorios de la Primera Fase del Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P), suscrito como consecuencia de la conversión de aquel, siempre que se justifique técnica y económicamente,

La ANH dará por recibido el Plan de Explotación cuando EL CONTRATISTA entregue toda la información antes descrita.

Si la ANH no recibe el Plan de Explotación con la totalidad de la información anteriormente indicada, dentro de los quince (15) Días calendario siguientes a su presentación podrá requerir el envío de la información faltante y EL CONTRATISTA dispondrá de treinta (30) Días calendario contados desde el recibo del requerimiento para entregarla.

Si la ANH no se pronuncia dentro de los quince (15) Días calendario

⁸ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Contrato De Exploración Y Producción Villarrica Norte. CLAUSULA 9.

- d) El pronóstico de producción anual de Hidrocarburos y sus sensibilidades, utilizando la tasa óptima de producción que permita lograr la máxima recuperación económica de las reservas.
- e) La Identificación de los factores críticos para la ejecución del Plan de Explotación, tales como aspectos ambientales, sociales, económicos, logísticos y las opciones para su manejo.
- f) Una propuesta de Punto de Entrega para consideración de la ANH.
- g) Una propuesta de canasta de máximo tres (3) petróleos crudos de calidad similar para efectos del cálculo de los Derechos por Precios Altos descritos en la Cláusula 16.
- h) Un programa de Abandono para efectos de la Cláusula 30.
- siguientes a la presentación del Plan de Explotación por parte de EL CONTRATISTA, se entenderá que ha sido aceptado.** Si EL CONTRATISTA no entrega el Plan de Explotación en la fecha establecida en el numeral anterior o si la ANH no recibe la documentación faltante dentro del plazo de treinta (30) Días señalado en este numeral, se configurará un incumplimiento que dará lugar a la aplicación de la Cláusula 28.

Principales hallazgos:

I. De la experiencia de Noruega y de Reino Unido identificamos los siguientes elementos:

- Los procedimientos para la autorización, tanto de los Planes de Exploración y Planes para la Extracción de Hidrocarburos, como de sus modificaciones, no comienzan con la presentación oficial de los documentos que contienen los mismos. Es decir, no es un trámite estructurado en distintas etapas, sino producto de un proceso continuo de discusión y acuerdo entre las autoridades competentes y los Operadores Petroleros.
- Para tal efecto, las Guías para la elaboración y presentación de los planes a ser presentados y aprobados, detallan documentos de visualización, conceptualización y definición del diseño (pre-ingeniería) de los proyectos que serán aprobados.
- Debido a que existen Guías de contenido de la preparación y nivel de detalle de los documentos que contienen los Planes, los Operadores Petroleros pueden comenzar a discutir con las autoridades el alcance y sentido de los Planes y de sus modificaciones.

II. De la experiencia de Noruega.

- Se establece que si los Planes de Desarrollo (PIO/PDO) o sus modificaciones no rebasan un umbral de inversión (i.e. en 2010, este monto era 10 Billones de Coronas Noruegas⁹) y de desarrollo comprometidos, que no impliquen la autorización por parte del Parlamento Noruego, entonces, el Ministerio del Petróleo y Energía podrá otorgar la Licencia correspondiente (título habilitante para desarrollar actividades petroleras), en un plazo no mayor a ocho semanas.
- Si los Planes no requieren autorización del Parlamento y éstos fueron elaborados de forma conjunta entre los Operadores Petroleros y las Autoridades, en sus distintas fases -i) Primera fase: Estudios de Factibilidad [concluye con la presentación del Documento de Decisiones Específicas [BOK]]; ii) Segunda fase: Estudios de Conceptualización [concluye con la presentación del Documento de Decisiones para Continuar [BOV]]; iii) Tercera fase: Pre-ingeniería- [concluye con la presentación del Documento de Decisiones a Implantar [BOG]], entonces el proceso de autorización podría durar entre 2 a 6 semanas¹⁰.
- En comparación con Noruega, en México los operadores petroleros y la misma empresa productiva del estado se enfrentan a retrasos en las operaciones, así como en la parte administrativa dado la sobre-regulación que existe por parte de los órganos reguladores. Reiteramos la necesidad de tener una comunicación armónica entre los mismos.

III. De la experiencia de EUA, identificamos los siguientes elementos:

- Los tiempos para autorizar tanto los Planes de Exploración y Planes para la Extracción de Hidrocarburos, como sus modificaciones, son sustancialmente menores, respecto de los establecidos en México:
 - 15 días hábiles para revisión documental¹¹
 - 30 días para emitir una resolución¹²

IV. De la experiencia de Colombia, identificamos los siguientes elementos:

- Los tiempos para autorizar los Planes de Explotación de Hidrocarburos, con base en los contratos firmados entre Operadores y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), son sustancialmente menores, respecto de los establecidos en México:
 - 15 días hábiles para revisión documental¹³
 - 30 días para emitir una resolución¹⁴

⁹ "Guidelines for plan for development and operation of a petroleum deposit (PDO) and plan for installation and operation of facilities for transport and utilisation of petroleum (PIO). 4 February 2010" (Guías para la presentación del Plan de Desarrollo Operativo -PDO- y del Plan para la Instalación y Operación de la infraestructura, para el transporte y unificación del Petróleo -PIO-). Ver apartados 1.6, 1.7 y siguientes (página 11 y siguientes).

¹⁰ IDEM. Página 15.

¹¹ Listado de Planes aprobados por el BSEE

¹² Resumen de Code Federal Regulations (CFR)

¹³ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Contrato De Exploración Y Producción Villarrica Norte. CLAUSULA 9.

¹⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos. Contrato De Exploración Y Producción Villarrica Norte. CLAUSULA 9.