

JCRU-GLS-AMMOC-AMB -B000211387

Contacto CONAMER

De: Norma Externa PCL <norma.externapcl@pemex.com>
Enviado el: jueves, 6 de mayo de 2021 08:59 a. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Guerrero Altamirano Rafael; Moran Martinez Enrique; Mena Velazquez Leon Daniel; Martinez Corona Maria Del Pilar; Santos Hernandez Alba Cristina; Silva Hernandez Carlos Benjamin; Avendaño Verduzco Maria Paulina; Hernandez Leyva Alejandro Felipe; Jalomo Vicencio Erendira Mildred; Pelaez Gomez Nancy; Ramirez Huerta Norma
Asunto: Registro comentarios adicionales al Acuerdo por el que se modifican los lineamientos que regulan los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de Hidrocarburos
Datos adjuntos: Comentarios PEP al Acuerdo Modific Lineamientos de Planes 04052021.pdf



A la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria:

Con el presente, se remiten comentarios adicionales a los enviados el 10 de abril de 2021, elaborados por Petróleos Mexicanos, con relación al anteproyecto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) denominado *Acuerdo por el que se modifican los lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*, EXP. 66/0001/260321.

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

Atentamente,

Gerencia Jurídica de Cumplimiento Legal y Transparencia

FORMATO PARA EMISIÓN DE COMENTARIOS:

COMENTARIOS CONAMER

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

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

<p>Artículo 3, fracción XVI Bis</p>	<p>XVI Bis. Informe de Evaluación Inicial: Documento mediante el cual los Operadores Petroleros pueden acceder a un Programa de Transición para realizar actividades de Producción Temprana o bien preparatorias para la Extracción conforme a las actividades descritas en dicho documento y asociadas a las ejecutas en el Plan de Exploración;</p>	<ul style="list-style-type: none"> XVI Bis. Informe de Evaluación Inicial: Documento mediante el cual los Operadores Petroleros pueden acceder a un Programa de Transición para realizar actividades de Producción Temprana o bien preparatorias para la Extracción conforme a las actividades descritas en dicho documento y asociadas a las ejecutadas en el Plan de Exploración. 	
<p>Artículo 12, primer párrafo</p>	<p>Artículo 12. Del pago de aprovechamientos. Los Operadores Petroleros deberán pagar los derechos y aprovechamientos que al efecto se establezcan, a fin de tramitar y resolver las solicitudes de aprobación y modificaciones de los Planes, Programas de Evaluación, Piloto, Transición, Trabajo y Presupuesto, por los servicios de administración y seguimiento técnico de las Asignaciones y Contratos. Asimismo, deberán pagar los derechos y aprovechamientos por cualquier otro concepto, en términos de los Lineamientos y conforme establezca la Normativa correspondiente.</p>	<p>Artículo 12. Del pago de aprovechamientos. Los Operadores Petroleros deberán pagar los derechos y aprovechamientos que al efecto se establezcan, a fin de tramitar y resolver las solicitudes de aprobación y modificaciones de los Planes, Programas de Evaluación, Piloto, Transición, Trabajo y Presupuesto, por los servicios de administración y seguimiento técnico de las Asignaciones y Contratos. Asimismo, deberán pagar los derechos y aprovechamientos por cualquier otro concepto, en términos de los Lineamientos y conforme establezca la Normativa correspondiente.</p>	<p>Con la finalidad de dar claridad al pago de los derechos y aprovechamientos, sería importante que la Comisión indicara la proporcionalidad en el contenido de los planes o programas, para determinar los montos. Por ejemplo, los servicios de administración y seguimiento técnico anual de cada Plan o Programa o Etapa de transición de arranque, para asignaciones o contratos, actualmente cuesta \$689,940 y no tienen una proporcionalidad entre un plan de exploración y uno de desarrollo.</p>
<p>Artículo 17, primer párrafo</p>	<p>Artículo 17. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta veinte días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero para que, dentro de un plazo de veinte días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta diez días hábiles.</p>	<p>Artículo 17. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior, la Comisión tendrá un plazo de hasta veinte quince días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero para que, dentro de un plazo de veinte quince días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta diez días hábiles.</p>	<p>Se propone una reducción de los plazos referidos en este artículo, ya que el proceso de aprobación de un plan puede repercutir en el retraso en el inicio de operaciones con el consecuente impacto en la incorporación de reservas o producción de hidrocarburos.</p>

Artículo 19, fracción VI, inciso ii., primer párrafo	ii. ...		A fin de dar certeza jurídica al operador petrolero, se considera conveniente la eliminación de la aprobación referida en el inciso ii de la fracción VI del artículo 19, en atención a la duplicidad de costos económicos y de oportunidad que generaría tener una aprobación en este sentido.
Artículo 19, fracción VI, inciso ii., segundo párrafo	El Operador Petrolero deberá presentar la versión actualizada del Plan que incluya las observaciones de la Comisión para su correspondiente análisis y deberá cumplir con los requisitos de los artículos 15, 39, 58, 61, 73 o 93 de los Lineamientos.		Cabe señalar que la manera en la que se obtendría una aprobación o rechazo del plan es imprecisa, así como los costos para el trámite respectivo.
Artículo 19, fracción VI, inciso ii., tercer párrafo	La Comisión resolverá dentro del plazo establecido en el artículo 16 de los Lineamientos.		A fin de dar certeza jurídica al operador petrolero, se considera conveniente la eliminación de la aprobación referida en el inciso ii de la fracción VI del artículo 19, en atención a la duplicidad de costos económicos y de oportunidad que generaría tener una aprobación en este sentido.
Artículo 19, fracción VI, inciso ii., último párrafo	...		Cabe señalar que la manera en la que se obtendría una aprobación o rechazo del plan es imprecisa, así como los costos para el trámite respectivo.

			<p>Cabe señalar que la manera en la que se obtendría una aprobación o rechazo del plan es imprecisa, así como los costos para el trámite respectivo.</p>
<p>Artículo 27, primer párrafo</p>	<p>Artículo 27. De la presentación del Programa de Trabajo, Presupuesto y Programa Operativo Anual. El Operador Petrolero deberá cumplir con los términos y plazos establecidos en las Asignaciones; Asignaciones AR o Contratos que correspondan para la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto; o en su caso el Programa Operativo Anual.</p>	<p>Artículo 27. De la presentación del Programa de Trabajo, Presupuesto y Programa Operativo Anual. El Operador Petrolero deberá cumplir con los términos y plazos establecidos en las Asignaciones, Contratos o Asignaciones AR que correspondan, para la presentación del Programa de Trabajo y Presupuesto; o en su caso el Programa Operativo Anual.</p>	<p>Se sugiere un cambio de orden a efecto de precisar que para las asignaciones AR se presentará un Programa Operativo Anual.</p>
<p>Artículo 27, segundo párrafo, fracción III</p>	<p>III. Para el caso de las Asignaciones AR con Extracción temporal, conforme a su título, el Asignatario deberá entregar el Programa Operativo Anual cada mes de diciembre, contemplando un pronóstico de producción, las actividades y costos del siguiente año calendario, de conformidad con lo establecido en los Títulos de Asignación correspondientes.</p>		<p>Considerando que la definición de Asignación AR, contenida en el artículo 3, fracción IV Bis del Anteproyecto, es importante que la Comisión clarifique la manera en la que los operadores petroleros deberán llevar a cabo las actividades de resguardo del área de asignación, así como la definición de dicha actividad de resguardo, incluyendo la de pozos y materiales que se localizan en ella. Lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica sobre las acciones a realizar, considerando que dichas asignaciones mantendrán dicha condición hasta ser licitadas por el Estado Mexicano.</p>
<p>Artículo 41, fracción I</p>	<p>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando;</p>	<p>Derogar</p>	<p>La actividad exploratoria, está regida por el grado de conocimiento del subsuelo, mediante métodos indirectos (sísmica) y directos (pozos exploratorios), que se van obteniendo a través del tiempo. Lo cual conlleva a una actualización de la estrategia, que no necesariamente implica una modificación del Plan</p>
<p>Artículo 41, fracción III</p>		<p>III. Para Contratos que permitan la recuperación de costos, cuando exista un incremento o decremento del veinte por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados</p>	

--	--

Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Plan;

Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:

A efectos de determinar en términos reales el incremento o decremento de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, de tal manera que cuando el valor absoluto de esta variación sea igual o mayor al umbral preestablecido, la Comisión evaluará si se actualiza el supuesto de modificación utilizando la fórmula que se describe a continuación:

$$Mod. Plan. Inv = \frac{V_{t+1}^{1} Inv. Ejecutadas + \sum_{i=1}^n Inv. Planeadas}{Inv. Aprobada} - 100$$

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

V_{t+1}^{1} = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.

$\sum_{i=1}^n Inv. Ejecutadas$ = Es la cantidad de inversión declaradamente realizada de forma acumulada evaluada desde el año de aprobación del plan (i=1) hasta el año anterior del cálculo del diferencial de inversión (t-1), la cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos.

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

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

Todos los valores previamente descritos deberán expresarse en valores reales, para lo cual se utiliza un factor de actualización por inflación (FA), a través de la siguiente fórmula:

$$FA = \left(\frac{INPP_t}{INPP_i} \right)$$

Donde:

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

INPP_i = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año i.

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

Como se señaló en la Propuesta, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación de la CNH. Acuerdo CNH.E.05.001/2020.

		<p>La actualización por inflación requiere que las inversiones estén denominadas en dólares, por lo que las inversiones realizadas en pesos se deben convertir a dólares con el tipo de cambio del año de inversión (T_i). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (T_f).</p> $Inv. Pesos_i \left(\frac{Inv. Pesos_i}{T_i} \right) (F.A)(T_f)$ <p>Donde:</p> <p>$Inv. Pesos_i$ = Es la inversión en pesos del periodo expresada en pesos del año actual</p> <p>$Inv. Pesos_f$ = Es la inversión en pesos del año i.</p> <p>T_i = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año i.</p> <p>T_f = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual</p> <p>$F.A$ = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables T_i del año correspondiente, se calcula el promedio simple del último año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicados por el Banco de México.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calculará de la siguiente manera:</p> $Var. Inv. = \frac{\sum_{i=1}^n Inv. Ejecutada_i + \sum_{j=1}^m Inv. Pausada_j - Inv. Aprobada}{Inv. Aprobada} \cdot 100$ <p>Donde:</p> <p>$Var. Inv.$ = Es la variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente.</p>	
<p>Artículo 41</p>		<p>El Operador petrolero podrá cambiar la ubicación estructural de los pozos exploratorios a perforar, siempre y cuando sean los mismos objetivos geológicos documentados en el Plan, sin necesidad de modificar el mismo.</p>	<p>Se genera la propuesta de incluir en el Artículo el párrafo.</p> <p>Con base en la experiencia se fortalecen las localizaciones exploratorias con el conocimiento técnico derivado de los estudios, a fin de contar con flexibilidad operativa.</p> <p>Esta propuesta resulta relevante para la actividad exploratoria, ya que tiene como finalidad la identificación de prospectos que deriven en la incorporación de reservas.</p>
<p>Artículo 46</p>	<p>La Comisión resolverá respecto del Programa de Evaluación en un plazo no mayor a cuarenta días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud en términos del artículo anterior de los Lineamientos. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.</p>	<p>Artículo 46. Del plazo para resolver el Programa de Evaluación. La Comisión resolverá respecto del Programa de Evaluación en un plazo no mayor a treinta cuarenta días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud en términos del artículo anterior de los Lineamientos. Si la Comisión no resuelve la solicitud dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.</p>	<p>Con el fin de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone reducir el plazo para la resolución del programa de evaluación.</p>

<p>Artículo 47, primer párrafo</p>		<p>Artículo 47. De la revisión documental de la información y de la prevención. Dentro del plazo establecido en el artículo anterior la Comisión tendrá un plazo de hasta diez quince días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación, para revisar la documentación presentada y, en caso de que existan faltantes o no se cumplan con los requisitos aplicables, prevenir por única ocasión al Operador Petrolero, para que, dentro de un plazo de diez quince días hábiles, posteriores a la notificación de la prevención correspondiente, subsane o aclare lo que a derecho corresponda. A solicitud del interesado, la Comisión podrá otorgar por única ocasión una prórroga de hasta cinco ocho días hábiles.</p>	<p>Con el fin de dar continuidad operativa a los descubrimientos, se propone reducir los plazos del trámite para la resolución del programa de evaluación.</p>
<p>Artículo 50, fracción I</p>	<p>I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Programa de Evaluación aprobado, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando</p>	<p>Derrogar</p>	<p>En tanto el objetivo del programa de evaluación no se modifique, el operador podrá variar el número y ubicación de los pozos, lo cual se reportaría en el informe de evaluación.</p>
<p>Artículo 50, fracción III</p>		<p>III. Para Contratos que permitan la recuperación de costos, cuando exista un incremento o decremento del veinte por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Programa de Evaluación vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Programa de Evaluación:</p> <p>Para dicho cálculo, se establecen las siguientes premisas:</p> <p>A efectos de determinar en términos reales el incremento o decremento de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Programa vigente, de tal manera que cuando el valor absoluto de esta variación sea igual o mayor al umbral preestablecido, la Comisión evaluará si se actualiza</p>	<p>Como se señaló en la Propuesta, se propone incluir lo establecido en el acuerdo Segundo del Acuerdo de interpretación. Acuerdo CNH.E.05.001/2020.</p>

	<p>el supuesto de modificación utilizando la fórmula que se describe a continuación:</p> $Mod. Plan Inv = \frac{V^{11} Inv. Ejecutadas + V^{10} Inv. Pienzadas}{Inv. Aprobada} - 100$ <p>Donde:</p> <p><i>Mod. Plan Inv</i> = Es el porcentaje de variación en inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.</p> <p><i>f</i> = Es el año del cálculo del diferencial de inversión o año actual.</p> <p><i>V^{f-1} Inv. Ejecutadas</i> = Es la cantidad de inversión efectivamente realizada de forma acumulada, evaluada desde el año de aprobación del plan (t-1) hasta el año anterior del cálculo del diferencial de inversión (f-1). La cual se registra en los reportes de seguimiento a que hace referencia el artículo 100 de los Lineamientos.</p> <p><i>V^f Inv. Pienzadas</i> = Es la sumatoria de la inversión a ejecutar, evaluada al año del cálculo del diferencial (f) hasta el año final contemplado en el Plan.</p> <p><i>Inv. Aprobada</i> = Es el total de las inversiones programadas en el Plan aprobado.</p> <p>Todos los valores previamente descritos deberán expresarse en valores reales, para lo cual se utiliza un factor de actualización por inflación (FA), a través de la siguiente fórmula:</p> $FA = \left(\frac{INPP_t}{INPP_f} \right)$ <p>Donde:</p> <p><i>INPP_t</i> = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año previo al año de cálculo del diferencial o año actual.</p> <p><i>INPP_f</i> = Es el Índice Nacional de Precios al Productor en Estados Unidos correspondiente al año:</p> <p>Asimismo, el INPP se obtiene del Bureau of Labor Statistics de Estados Unidos, bajo la denominación "PPI for All Commodities".</p>	
--	---	--

		<p>La actualización por inflación requiere que las inversiones estén denominadas en dólares, por lo que las inversiones realizadas en pesos se deben convertir a dólares con el tipo de cambio del año de inversión (T_1). Posteriormente, se actualizan y se vuelven a convertir con base en el tipo de cambio actual (T_2).</p> $\text{Inv. Pesos}_2 = \left(\frac{\text{Inv. Pesos}_1}{T_1} \right) (F \cdot I) (T_2)$ <p>Donde:</p> <p>Inv. Pesos₁ = Es la inversión en pesos del periodo expresada en pesos del año actual</p> <p>Inv. Pesos₂ = Es la inversión en pesos del año t</p> <p>T_1 = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año t</p> <p>T_2 = Es el tipo de cambio de pesos por dólar en el año actual</p> <p>F = Es el factor de actualización por inflación.</p> <p>Para la determinación de las variables T_1 del año correspondiente, se calcula el promedio simple del último año del tipo de cambio diario para solventar obligaciones publicado por el Banco de México.</p> <p>Teniendo en cuenta lo anterior, el índice de variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente se calcula de la siguiente manera:</p> $\text{Var. Inv.} = \frac{Y_1^{\text{Inv. Eje.}} + Y_2^{\text{Inv. Eje.}} - \text{Inv. Aprobada}}{\text{Inv. Aprobada}} \cdot 100$ <p>Donde:</p> <p>Var. Inv. = Es la variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el plan vigente.</p>	
<p>Artículo 50 (propuesta)</p>		<p>El Operador petrolero podrá reubicar la posición estructural de los pozos delimitadores a perforar, siempre y cuando se cumpla con el objetivo del Programa de delimitar areal y/o verticalmente el yacimiento descubierto, sin que esto implique la modificación del Programa de Evaluación.</p>	<p>Se genera la propuesta de incluir en el Artículo el párrafo.</p> <p>De acuerdo al conocimiento de estudios de modelado estáticos y dinámicos, que se van obteniendo durante el periodo de evaluación.</p> <p>Esta propuesta resulta relevante para la actividad exploratoria, ya que tiene como finalidad la identificación de prospectos que deriven en la incorporación de reservas.</p>
<p>Artículo 52, primer párrafo</p>	<p>Artículo 52. Del informe de evaluación. Una vez concluidas las actividades derivadas del Programa de Evaluación o del Plan de Exploración, y dentro del plazo previsto en las Asignaciones y Contratos respectivos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión mediante formato IE y su instructivo, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos escirco o la plataforma que se establezca para tal efecto, el informe de evaluación que permita a la Comisión constatar que se han alcanzado los objetivos</p>	<p>Artículo 52. Del informe de evaluación. Una vez concluidas las actividades derivadas del Programa de Evaluación o del Plan de Exploración, y dentro del plazo previsto en las Asignaciones y Contratos respectivos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión mediante formato IE y su instructivo, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos escirco o la plataforma que se establezca para tal efecto, el informe de evaluación</p>	<p>Dado que el informe de evaluación no pone a consideración de la Comisión la aprobación de actividades a ejecutar, sino más bien reportar los resultados de la evaluación, ya sea a través de un PE o Programa de Evaluación, mismos que se ubican en la etapa de exploración, los pagos de aprovechamientos por éstos ya debieran contemplar la valoración del informe de evaluación.</p>



	para evaluar el Descubrimiento y determinar su dimensión, extensión, volumen original y potencial productivo.	que permita a la Comisión constatar que se han alcanzado los objetivos para evaluar el Descubrimiento y determinar su dimensión, extensión, volumen original y potencial productivo.	Por tanto, se estima que esta aprobación de actividades genera costos adicionales para el operador petrolero.
Artículo 52 Bis, último párrafo	El Informe de Evaluación Inicial deberá contener la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo I, relativo al Informe de Evaluación Inicial, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos escínco o la plataforma que se establezca para tal efecto.	El Informe de Evaluación Inicial deberá contener la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo I, relativo al Informe de Evaluación Inicial, acreditando el pago del aprovechamiento respectivo, adjuntando el comprobante de pago mediante el esquema de pagos electrónicos escínco o la plataforma que se establezca para tal efecto.	Dado que el informe de evaluación inicial no pone a consideración de la Comisión la aprobación de actividades a ejecutar, sino más bien reportar los resultados de la evaluación, ya sea a través de un PE o Programa de Evaluación, mismos que se ubican en la etapa de exploración, los pagos de aprovechamientos por éstos, ya debieran contemplar la valoración del informe de evaluación inicial.
Artículo 53	La Comisión resolverá respecto del informe de evaluación en un plazo no mayor a treinta días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de este, así como la documentación referida en el artículo anterior. Si la Comisión no se pronuncia dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	La Comisión resolverá respecto del informe de evaluación en un plazo no mayor a treinta veinte días hábiles contados a partir del día siguiente a la recepción de este, así como la documentación referida en el artículo anterior. Si la Comisión no se pronuncia dentro del plazo establecido, la misma se entenderá en sentido favorable.	Por tanto, se estima que esta aprobación de actividades genera costos adicionales para el operador petrolero.
Artículo 55, último párrafo	La Comisión resolverá respecto del informe de evaluación en sentido favorable en caso de que se cumpla con los elementos anteriormente citados y tendrá por cumplido el Programa de Evaluación. En caso contrario, dejará a salvo los derechos del Operador Petrolero para que realice las actividades complementarias que permitan atender con lo previsto en este artículo, y en su caso, deberá presentar un Programa de Evaluación atendiendo los requisitos señalados por el artículo 45 y el Anexo I, apartado II de los Lineamientos, o bien, la modificación al Programa de Evaluación correspondiente. Lo anterior, siempre y cuando lo permitan los plazos establecidos en las Asignaciones y Contratos respectivos.	La Comisión resolverá respecto del informe de evaluación en sentido favorable en caso de que se cumpla con los elementos anteriormente citados y tendrá por cumplido el Programa de Evaluación. En caso contrario, dejará a salvo los derechos del Operador Petrolero para que realice las actividades complementarias que permitan atender con lo previsto en este artículo, y en su caso, podrá optar por deberá presentar un Programa de Evaluación, atendiendo los requisitos señalados por el artículo 45 y el Anexo I, apartado II de los Lineamientos, o bien, la modificación al Programa de Evaluación correspondiente. Lo anterior, siempre y cuando lo permitan los plazos establecidos en las Asignaciones y Contratos respectivos.	Debe ser opción del operador la reevaluación del descubrimiento a recomendación de la Comisión, pero en todo caso, con el nivel de certidumbre presentado en el informe de evaluación, el operador puede programar actividades en un Programa de Transición o PDE para reducir dicha incertidumbre. Por tanto, Se estima que dicha opción debe ser decisión del operador petrolero, a fin de tener la oportunidad de realizar la valoración de la situación técnica que corresponda.

Artículo 55 Bis, último párrafo	El Operador Petrolero que cuente con el pronunciamiento en sentido favorable del Informe de Evaluación Inicial por parte de la Comisión, no podrá incorporar Reservas asociadas al Descubrimiento a que se refiere el artículo 52 Bis de los Lineamientos, dentro del procedimiento que regula el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.	El Operador Petrolero que cuente con el pronunciamiento en sentido favorable del Informe de Evaluación Inicial por parte de la Comisión, no podrá incorporar Reservas asociadas al Descubrimiento a que se refiere el artículo 52 Bis de los Lineamientos, dentro del procedimiento que regula el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación.	Reconocer los volúmenes y las reservas asociadas al informe de evaluación (a dos desplazamientos del pozo descubridor), lo cual permitirá sustentar el desarrollo inicial, el correcto direccionamiento de la producción asociada al campo y congruencia con entidades internas y externas (FMP, SEC, SENER).
Artículo 62, fracción III		Los Operadores Petroleros que aún no cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, pero que ya hubieran enviado la notificación de descubrimiento y esta haya sido ratificada por parte de la Comisión, podrán incorporar Reservas asociadas al informe de evaluación inicial.	Se propone derogar, debido a que intervienen factores externos, tales como la paridad y precio del hidrocarburo, que repercuten en ajustes presupuestales de inversión hacia las asignaciones y la jerarquización de las mismas, para orientar el presupuesto a las de mayor rentabilidad, lo que origina el estar actualizando Planes de manera recurrente.
Artículo 62, fracción XI	XI. Cuando el Área de Asignación o Contractual produzca 5,000 barriles o más de promedio diario anual de Petróleo se sujetará a lo siguiente:	XI. Derogar	Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 47 Asignaciones en un año, lo que representa una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar el resto de las asignaciones, que son 239 Asignaciones a documentar en un periodo de 2 a 3 años. Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.

Artículo 62, fracción XI, inciso a)	a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.	a) Derogado	<p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p> <p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 47 Asignaciones en un año, lo que representa una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar el resto de las asignaciones, que son 239 Asignaciones a documentar en un periodo de 2 a 3 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p> <p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 145 Asignaciones en tres años, lo que equivale a documentar 48 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 213,446 Horas Hombre, sin considerar 141 Asignaciones a documentar en un periodo de 1 a 2 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p>
Artículo 62, fracción XII	XII. Cuando la Asignación o Contrato produzca menos de 5,000 barriles promedio diario anual de Petróleo, se sujetará a lo siguiente:	XII. Derogado	<p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p> <p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 145 Asignaciones en tres años, lo que equivale a documentar 48 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 213,446 Horas Hombre, sin considerar 141 Asignaciones a documentar en un periodo de 1 a 2 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p>

<p>Artículo 62, fracción XII, inciso a)</p>	<p>a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en tres años respecto del volumen pronosticado para el mismo trienio.</p>	<p>a) Derogado</p>	<p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 145 Asignaciones en tres años, lo que equivale a documentar 48 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 213,446 Horas Hombre, sin considerar 141 Asignaciones a documentar en un periodo de 1 a 2 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p> <p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 94 Asignaciones en dos años, lo que equivale a documentar 47 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar 192 Asignaciones a documentar en un periodo de 1 a 3 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p> <p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 94 Asignaciones en dos años, lo que equivale a documentar 47 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 209,000</p>
<p>Artículo 62, fracción XIII</p>	<p>XIII. Para las Áreas de Asignación o Contractual que contengan Campos que produzcan exclusivamente de Yacimientos de gas no asociado se sujetará a lo siguiente:</p>	<p>XIII. Derogado</p>	<p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 94 Asignaciones en dos años, lo que equivale a documentar 47 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 209,000 Horas Hombre, sin considerar 192 Asignaciones a documentar en un periodo de 1 a 3 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p> <p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 94 Asignaciones en dos años, lo que equivale a documentar 47 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 209,000</p>
<p>Artículo 62, fracción XIII, inciso a)</p>	<p>a) Exista una variación del \pm veinte por ciento o más del volumen a producir en dos años respecto del volumen pronosticado para el mismo bienio.</p>	<p>a) Derogado</p>	<p>Esta propuesta permite reducir cargas administrativas y financieras efectivamente. Este supuesto implica para PEMEX, la actualización de 94 Asignaciones en dos años, lo que equivale a documentar 47 Asignaciones por año, con una carga administrativa de 209,000</p>

			<p>Horas Hombre, sin considerar 192 Asignaciones a documentar en un periodo de 1 a 3 años.</p> <p>Para documentar un Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE), se requiere un equipo multidisciplinario de 48 especialistas y un tiempo estimado de 3 meses.</p> <p>Existe una pérdida de oportunidad para la atención a la producción base e incremental, por destinar recursos técnicos a la documentación de Planes.</p>
<p>Artículo 62, fracción VII</p>	<p>VII. El Operador Petrolero contemple la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada o bien, considere la implementación de algún método diferente al que está aprobado en el Plan vigente;</p>	<p>Derogar</p>	<p>Esta propuesta busca reducir cargas administrativas y financieras, considerando que las obligaciones de actualización en esta materia se encuentran contenidas en los lineamientos de recuperación secundaria y mejorada.</p> <p>Mientras exista un Plan de Desarrollo para la Extracción vigente (Plan), en el que se prevea la implementación de un método de recuperación secundaria y mejorada, los operadores petroleros, podrán continuar con los estudios, pruebas y muestreos, que soporten la correcta administración del yacimiento, incrementando el factor de recuperación final.</p>
<p>Artículo 62, fracción VIII</p>	<p>VIII. Las proyecciones del Operador Petrolero indiquen que la meta de aprovechamiento de gas no será alcanzada o será alcanzada fuera del tiempo aprobado en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente, conforme a las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;</p>	<p>Derogar</p>	<p>Esta propuesta busca reducir cargas administrativas y financieras, considerando que las obligaciones de actualización en esta materia se encuentran contenidas en los lineamientos de aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.</p> <p>Mientras exista un Plan de Desarrollo para la Extracción vigente (Plan), en el que se tenga establecida una meta de aprovechamiento de gas, los operadores petroleros, deberán tomar decisiones técnicas y económicas, manteniendo la prioridad de una correcta extracción de campos petroleros, que permita administrar la energía del yacimiento e incrementar el aprovechamiento de gas, cumpliendo su razón de ser.</p>

Artículo 69, fracción III, inciso a)	a) Que esté diseñado procurando obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo de Campo de forma viable y que guarde congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, y procurando la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga;	a) Que esté diseñado procurando obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo de Campo de forma viable y que guarde congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, y procurando administrar la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga;	Se sugiere la adición marcada en rojo para precisar cómo deberá evaluar la Comisión el programa de transición.
Artículo 69, fracción III, inciso b)	b) Que el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado procure el máximo aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, en términos de la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	b) Que el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado procure un nivel aceptable de el máximo aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, en términos de la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	En razón de que en el PDE se programará y autorizará un programa de aprovechamiento de gas natural asociado, en un Programa de Transición pudiera retrasar la ejecución de las actividades por la infraestructura, que, en su caso, fuese necesario implementar para el aprovechamiento y conservación de los volúmenes de gas natural asociado.
Artículo 69, fracción III, inciso c)	c) Que presenten la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	c) Que presenten la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y determinación de los parámetros de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;	Se sugiere la adición marcada en rojo para precisar cómo deberá evaluar la Comisión el programa de transición.
Artículo 69, fracción III, inciso d)	d) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, el aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, así como la cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia, y	d) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, el aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, así como la cuantificación del volumen o masa y determinación de los parámetros de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia, y	Se sugiere la adición marcada en rojo para precisar cómo deberá evaluar la Comisión el programa de transición.
Artículo 101, primer párrafo	Artículo 101. Del pago del aprovechamiento por concepto de los servicios de administración y seguimiento. Los Operadores Petroleros deberán pagar anualmente y		Con la finalidad de dar claridad al pago del aprovechamiento en cuestión, sería importante que la Comisión indicara que sólo se deberá cubrir

	<p>acreditar, los derechos y aprovechamientos que al efecto se establezcan por los servicios de administración técnica por cada año o la parte proporcional que corresponda, adjuntando el comprobante de pago mediante el procedimiento de acreditación establecido en el artículo 12 de los Lineamientos, respecto de cada Plan, Programa de Evaluación, Programa Piloto y Programa de Transición aprobados, así como por la etapa de transición de arranque cuyos montos serán notificados por la Comisión a los Operadores Petroleros conforme a la Normativa aplicable o, en su caso, serán publicados en el Diario Oficial de la Federación.</p>		<p>éste cuando esa CNH haya aprobado un programa o plan.</p>
<p>Artículo Tercero Transitorio (propuesta)</p>		<p>Tercero. - La resolución CNH.E.09.002/19 del 14 de febrero de 2019, seguirá vigente en el año 2021 para efectos de los Programas Operativos Anuales, por lo que para efectos de los Programas correspondientes al año 2022, los operadores petroleros deberán cumplir con las disposiciones de este Acuerdo.</p>	<p>Se propone este artículo transitorio para dar certeza jurídica en cuanto a las disposiciones aplicables a los Programas Operativos Anuales.</p>
<p>Anexo I, apartado I, primer párrafo</p>	<p>Las inversiones y los gastos de operación incluidos como parte del Programa de Inversiones y Presupuesto deberán corresponder a las erogaciones para el desarrollo de las Actividades Petroleras dentro del Área de Asignación o Contractual correspondiente. En su caso, se podrán incluir pagos o ingresos por la compra de bienes, servicios o uso de infraestructura compartida, siempre que éstos se identifiquen claramente dentro del Programa de Inversiones y Presupuestos.</p>		<p>La Comisión dictamina en su resolución respectiva las actividades de un PE, como son pozos, estudios, adquisición sísmica, etc., no así infraestructura asociada, la cual no sería necesario desglosar en el Programa de Inversiones y Presupuesto.</p>
<p>Anexo I, apartado V</p>	<p>Asimismo, se deberá acreditar el pago del aprovechamiento respectivo.</p>	<p>Derogar</p>	<p>Debido a que desde que se emitieron los lineamientos vigentes hasta la fecha del presente, este trámite no se encuentra disponible para selección y pago del aprovechamiento respectivo en la página oficial: https://es.cinco.cnh.gob.mx/Tramites/Tramites. Además de que genera costos adicionales al operador toda vez que mediante este documento se informa de la ejecución de las actividades de un plan de exploración o programa de evaluación, se</p>

Anexo I, apartado V, numeral 4	4... Este estudio deberá contener un análisis económico basado en pronósticos anuales, de los perfiles de la producción por Pozo, las inversiones requeridas, los ingresos y los costos de operación. Para el caso de los perfiles de producción, estos consideraran el pronóstico de gasto máximo de producción de eficiencia de producción. Lo anterior de conformidad con la Tabla I.10. Recursos asociados al descubrimiento, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx .	Derogar	solicita a esa Comisión no contemplar este requisito. La tabla I.10 es un requisito adicional a lo anteriormente establecido para los Informes de Evaluación y no se identifica sustento para su presentación ya que el estudio de viabilidad de desarrollo es un escenario para valorar la comercialidad del descubrimiento, que puede o no ser considerado más adelante en el Plan de Desarrollo, por tanto no se estima necesario ampliar este requerimiento.
Anexo I, apartado VII, numeral 2	2. LOS DATOS TÉCNICOS, MAPAS Y REPORTE RELATIVOS AL DESCUBRIMIENTO EVALUADO	2. LOS DATOS E INFORMES TÉCNICOS, MAPAS Y REPORTE RELATIVOS AL DESCUBRIMIENTO EVALUADO	Debido a que desde que se emitieron los lineamientos vigentes hasta la fecha del presente, este trámite no se encuentra disponible para selección y pago del aprovechamiento respectivo en la página oficial: https://e5cinco.cnh.gob.mx/Tramites/Tramites
Anexo I, apartado VII, párrafo décimo	Asimismo, se deberá acreditar el pago del aprovechamiento respectivo.	Derogar	Además de que genera costos adicionales al operador toda vez que mediante este documento se informa de la ejecución de las actividades de un plan de exploración o programa de evaluación, se solicita a esa Comisión no contemplar este requisito.
Anexo I, apartado VII, numeral 2, inciso 2.7	Al menos una prueba dinámica de producción con flujo a superficie, se incluirá una descripción del pre-acondicionamiento y limpieza del Pozo para la prueba, indicando:	En caso de que el operador petrolero haya realizado Al menos una prueba dinámica de producción, se incluirá una descripción del pre-acondicionamiento y limpieza del Pozo para la prueba, indicando:	Con el fin de optimizar la recuperación de los hidrocarburos y de continuar con el programa de evaluación y/o programa de transición, se debe plantear como opcional para el operador la presentación de la información de la prueba dinámica de producción, ya que se han presentado casos en los que mediante los resultados de un mini dst, manifestaciones durante la perforación aunado a los registros geofísicos obtenidos, se ha sustentado el

Anexo I, apartado VII, numeral 2, inciso 2.7		<p>En caso de que no se considere realizar esta actividad, el Operador Petrolero deberá justificar técnicamente la razón.</p>	<p>descubrimiento, adicionalmente, la información que se obtenga durante el programa de evaluación corroborará y complementará los datos obtenidos inicialmente</p> <p>Como antecedente, los lineamientos actualmente vigentes, específicamente en el Anexo I, apartado V, requisito 2.7, el operador puede justificar técnicamente la razón de no haber realizado la prueba dinámica de producción por lo que se solicita a la Comisión contemplarlo para el informe de evaluación inicial.</p>
Anexo I, apartado VII, numeral 4	<p>4. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LLEVAR EL DESCUBRIMIENTO A UN PROGRAMA DE TRANSICIÓN</p> <p>Incluir los beneficios de la Producción Temprana, así como demostrar que los volúmenes descubiertos, que tienen mayor certidumbre, sean puestos en Producción Temprana en condiciones económicamente viables.</p>	<p>Derogar</p>	<p>Requisito adicional a lo anteriormente establecido para los Informes de Evaluación y no se encuentra sustentada su presentación toda vez que la conveniencia de realizar actividades de producción temprana se indicará en el programa de transición correspondiente.</p>
Anexo I, apartado VII, numeral 5	<p>ESTUDIO DE SUSTENTO PARA ESTABLECER LOS GASTOS CRÍTICOS Y/O MÁXIMOS.</p> <p>Este estudio deberá contener un análisis de gastos variables en el que se sustente cuál es el gasto óptimo para la producción en cada uno de los Pozos, así como el gasto máximo para cada Pozo, con la finalidad de evitar conificaciones de agua, la disminución excesiva de la energía del Yacimiento o poner en riesgo la maximización de la recuperación de Hidrocarburos en el largo plazo.</p>	<p>Derogar</p>	<p>Requisito no sustentado para un Informe de Evaluación Inicial, ya que los gastos críticos y/o máximos se evalúan en un Plan de Desarrollo, o en su defecto en el Programa de Transición, por lo que no se estima necesario este requerimiento.</p>
Anexo II, apartado I, numeral 2, segundo párrafo	<p>Asimismo, colocar al menos una sección sísmo-estratigráfica (en tiempo o profundidad) en dirección longitudinal y una transversal a la estructura o a la distribución del Yacimiento de acuerdo al modelo de depósito. Dichas secciones deberán contener al menos lo siguiente: los Pozos que corten las mismas o al menos proyectar los más cercanos, los registros geofísicos disponibles sobre la trayectoria de éstos, la proyección de la configuración a la entrada de las formaciones de interés e indicar los intervalos probados en los Pozos.</p>	<p>Asimismo, colocar al menos una sección sísmo-estratigráfica (en tiempo o profundidad) en dirección longitudinal y una transversal a la estructura o a la distribución del Yacimiento de acuerdo con el al modelo de depósito. Dichas secciones deberán contener al menos lo siguiente: los Pozos que corten las mismas o al menos proyectar los más cercanos, los registros geofísicos disponibles sobre la trayectoria de éstos, la proyección de la configuración a la entrada de las</p>	<p>Se sugiere una adecuación de forma.</p>

<p>Anexo II, apartado I, numeral 4.2.4.1.2., primer párrafo</p>	<p>Presentar la descripción de los sistemas de medición de volumen y calidad a instalar y existentes (formato para el Reporte Anual de Censos de Medición, versión última CNH_DGM_Censos, disponible en el enlace www.cnh.gob.mx) en el Punto de Medición, de referencia y de transferencia. La descripción deberá incluir el manejo y medición del agua a producir.</p>	<p>formaciones de interés e indicar los intervalos probados en los Pozos.</p> <p>Presentar la descripción de los sistemas de medición de volumen y calidad a instalar y existentes (formato para el Reporte Anual de Censos de Medición, versión última CNH_DGM_Censos, disponible en el enlace www.cnh.gob.mx) en el Punto de Medición, así como, la medición de volumen y parámetros de la calidad operacional, de referencia y de transferencia. La descripción deberá incluir el manejo y medición o estimación del agua a producir.</p>	<p>Generalmente el volumen de agua se determina a partir de muestreo y su análisis en laboratorio, por lo que se proponen cambios en este apartado.</p>
<p>Anexo II, apartado I, numeral 4.2.4.1.2., último párrafo</p>	<p>Para el caso de utilizar la medición multifásica, se deberá presentar la información de acuerdo a lo establecido en el artículo 24 de los LTMMH.</p>	<p>Para el caso de utilizar la medición multifásica, se deberá presentar la información de acuerdo con a lo establecido en el artículo 24 de los LTMMH.</p>	<p>Se propone una adecuación de forma.</p>


 Rafael Guerrero Altamirano

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