



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Lineamientos que Regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

ANEXO IV

Elaboración y Presentación de los Planes de Exploración y Desarrollo para la Extracción relativos a Yacimientos No Convencionales y procesos relacionados con los mismos

APARTADO A.

ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE EXPLORACIÓN RELATIVOS A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y PROCESOS RELACIONADOS CON LOS MISMOS

OBJETO DEL APARTADO

El presente apartado tiene por objeto detallar la información que deberán presentar los Operadores Petroleros a la Comisión en los siguientes casos:

- I. Planes de Exploración y sus modificaciones;
- II. Informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos;
- III. Notificación de Descubrimiento;
- IV. Programa Piloto y sus modificaciones;
- V. Informe de evaluación, y
- VI. Declaración de Descubrimiento Comercial.

FORMATO E INSTRUCCIONES PARA LA PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La información a que refiere este apartado que presenten los Operadores Petroleros a la Comisión deberá ser entregada en formato digital, atendiendo la secuencia y contenidos que se describen a continuación:

Carpeta 1 – Documento integral. Plan de Exploración o sus modificaciones, Programa Piloto o sus modificaciones, Informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos, Notificación de Descubrimiento, informe de evaluación o Declaración de Descubrimiento Comercial, según corresponda, en archivo de texto digital editable y en formato .pdf.

Carpeta 2 – Archivos de origen. Las figuras, mapas, gráficas, cronogramas, tablas y todo tipo de imágenes en formatos .png, .tiff, y .jpg que son parte del documento integral y deben ser completamente legibles, con resolución de, al menos, 300 dpi. Todos los mapas deben tener escala, coordenadas (latitud y longitud), orientación y leyenda. Todas las secciones sísmicas deberán estar ubicadas o localizadas en un mapa.

Carpeta 3 – Información geográfica. Toda la información georreferenciada deberá ser entregada en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0 o más reciente.

Carpeta 4 – Programa de Inversiones, Presupuesto y Evaluación Económica, según corresponda. La información contenida dentro de esta carpeta deberá presentarse en hojas de cálculo (.xls), deberán mostrar, cuando sea posible, las fórmulas para obtener los datos reportados en los casos que sea procedente realizarlo y corresponderán al Programa de Inversiones, Presupuesto y a la evaluación económica, de acuerdo con el trámite que se ingrese y en consistencia con la tabla de trámites e información.

Carpeta 5 – Anexos para el cumplimiento con otras dependencias conforme al Contrato o Asignación, según corresponda. En esta carpeta se incluirán los requisitos previstos en los Contratos y Asignaciones de conformidad con lo establecido por la Secretaría de Economía y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.

Asimismo, se deberá adjuntar el comprobante de pago de aprovechamientos que aplique a cada trámite, sin que sea incorporado a alguna de las carpetas.

Dependiendo del trámite de que se trate deberá presentar las siguientes carpetas:

TRÁMITE	CARPETA 1	CARPETA 2	CARPETA 3	CARPETA 4	CARPETA 5	PAGO DE APROVECHAMIENTOS
Plan de Exploración de Yacimientos Convencionales No	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Programa Piloto	✓	✓	✓	✓	✓	✓



Informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos	✓	✓	✓			
Notificación de Descubrimiento	✓	✓	✓			
Informe de evaluación	✓	✓	✓	✓		✓
Declaración de Descubrimiento Comercial	✓					

No será necesario entregar la información que los Operadores Petroleros hubieren presentado previamente a la Comisión, siempre y cuando se cumpla con lo previsto en el artículo 4 de los Lineamientos.

I. PLAN DE EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

El Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales deberá presentarse mediante el formato AP, y su instructivo correspondiente, incluyendo los siguientes aspectos en el orden señalado:

1. Resumen ejecutivo;
2. Localización geográfica y geológica del Área de Asignación o Contractual;
3. Antecedentes exploratorios;
4. Descripción de actividades que integran el Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, considerando en su caso los posibles escenarios planeados;
5. Cronograma general de actividades de los escenarios;
6. Opciones tecnológicas relevantes que se implementarán durante la ejecución del Plan del Exploración de Yacimientos No Convencionales;
7. En el caso de Producción Temprana, manejo de los Hidrocarburos y lugar de entrega en términos de la Normativa aplicable;
8. En el caso de Producción Temprana, Programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado, y
9. Programa de Inversiones, y en su caso, Presupuesto.

A continuación, se señala el nivel de detalle de cada uno de los puntos referidos anteriormente:

1. **RESUMEN EJECUTIVO**
 - 1.1. **Objetivo.**
 - 1.1.1. **Objetivos del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales.** Descripción del objetivo del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales.
 - 1.1.2. **Alcance.** Descripción de los resultados esperados de la ejecución del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales y la estrategia operativa.
 - 1.1.3. **Actividades exploratorias principales.** Síntesis de las principales actividades a realizar en el Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales.
 - 1.1.4. **Monto de la inversión.** Incluir el monto total de la inversión en dólares de los Estados Unidos de América.
 - 1.1.5. **Información adicional.** Información que el Operador Petrolero considere relevante y necesaria para la evaluación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales por parte de la Comisión.
2. **LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN O CONTRACTUAL**
Deberá presentar mapas georreferenciados que incluyan elementos de referencia, culturales, geológicos, relieve, entre otros que el Operador Petrolero considere relevantes.
3. **ANTECEDENTES EXPLORATORIOS**
 - 3.1. **Estudios exploratorios.**
 - 3.2. **Información sísmica.** Deberá indicar cobertura y especificaciones de adquisición y procesamiento.
 - 3.3. **Estudios de métodos potenciales.** Se deberá indicar cobertura y especificaciones de adquisición y procesamiento.
 - 3.4. En su caso, información concerniente a Pozos perforados, en formato de ficha de reporte de terminación y resultado.
 - 3.5. La información generada por los propios Operadores Petroleros como resultado de las actividades correspondientes a la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos. Cuando los Operadores Petroleros soliciten la modificación de su Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales deberán indicar en



este apartado el contenido del informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos o la actualización de dicha información que se describe en el numeral III del presente apartado.

3.6. Cualquier otra información que el Operador Petrolero encuentre relevante.

4. DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL PLAN DE EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Este apartado establece la información que deberán presentar los Operadores Petroleros, con relación a las actividades que consideren realizar como parte del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, las cuales deberán ser acordes con la etapa o etapas del proceso exploratorio en la que se encuentre el Área de Asignación o Contractual correspondiente. Dicha descripción se presentará para cada escenario que el Operador Petrolero considere dentro del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, conforme lo siguiente:

4.1. Actividades relativas a la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos

Los Operadores Petroleros deberán presentar la información que se requiere en este apartado cuando por las características de la información de que dispone, respecto del Área de Asignación o Contractual, consideren en su Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales la realización de actividades de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos.

4.1.2. Programa de actividades a realizar

Descripción de las actividades exploratorias en cumplimiento a los términos y condiciones de la Asignación o Contrato respectivo, considerando las Mejores Prácticas de la Industria, las cuales podrán ser, entre otras:

4.1.2.1. Adquisición, procesamiento y reprocesamiento de:

- a) Información geológica;
- b) Información sísmica;
- c) Métodos potenciales, y
- d) Métodos electromagnéticos.

Cuando se considere la realización de estas actividades, la descripción de los estudios antes mencionados deberá contener al menos:

- i. Nombre del estudio;
- ii. Objetivos particulares;
- iii. Alcances de las actividades;
- iv. Cubrimiento en km o km²;
- v. Tecnologías y metodologías por utilizar;
- vi. Parámetros de adquisición y procesamiento;
- vii. Algoritmos y tipo de procesamiento;
- viii. Periodo de ejecución, y
- ix. Resultados esperados.

4.1.2.2. Estudios exploratorios

Los estudios pueden ser, entre otros: evaluación de cuencas, evaluación de sistemas petroleros, evaluación de *Plays*, estratigrafía, bioestratigrafía, geoquímica, interpretación de métodos potenciales, interpretación sísmica, interpretación estructural, ambientes sedimentarios, modelado geológico, etc. Cuando considere la realización de alguna de estas actividades, deberá contener:

- a) Nombre del estudio y en su caso autor;
- b) Objetivos particulares;
- c) Alcances, y
- d) Periodo de ejecución.

4.1.2.3. Pozos de sondeo estratigráfico

En el caso de considerar una perforación exploratoria de sondeo estratigráfico con el objetivo de evaluar el potencial de Hidrocarburos, deberá incluir el cronograma de perforación, así como la justificación técnica de la inclusión de esta actividad dentro del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales.

4.1.2.4. Cronograma de actividades

Se deberá presentar la totalidad de las actividades a realizar durante esta etapa exploratoria calendarizada de forma mensual, indicando duración y fechas estimadas de inicio y término por actividad y subactividad.

4.2. Actividades relativas a la etapa de Incorporación de Reservas

Los Operadores Petroleros deberán presentar la información prevista en este apartado, cuando en el Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales que presenten consideren la realización de actividades encaminadas a la Incorporación de Reservas.

Para la Exploración de Yacimientos No Convencionales, esta etapa comprende:



- a) Perforación inicial: Considera perforaciones verticales para obtener registros geofísicos especiales y muestras de núcleo para determinar propiedades estáticas de los *Plays* y estimar los recursos potenciales y los posibles límites geográficos del Área de Interés, y
- b) Perforación horizontal para evaluar el comportamiento de producción de los Pozos tipos luego de aplicar las técnicas de fracturas hidráulicas, y continuar con la determinación de las propiedades dinámicas de los *Plays*.

Cuando por las características del Área de Asignación o Contractual, la Exploración se encuentre en etapa de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos y todavía no se cuente con la información suficiente que permita presentar la información con el nivel de detalle previsto en este apartado, los Operadores Petroleros deberán presentar por lo menos, una descripción conceptual de las actividades que conforme a la estrategia exploratoria podrían ser ejecutadas una vez que como resultado de la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos decidan continuar hacia esta etapa.

4.2.1. Programa de actividades a realizar

Descripción de las actividades exploratorias en cumplimiento a los términos y condiciones de la Asignación o Contrato respectivo, considerando las Mejores Prácticas de la Industria.

Dichas actividades podrán ser, entre otras, las señaladas en el apartado actividades relativas a la Evaluación del Potencial de Hidrocarburos a la escala correspondiente de las Áreas de Interés. Asimismo, deberá describir las siguientes:

4.2.1.1. Identificación de las Áreas de Interés por perforar

Respecto de cada Pozo tipo a perforar durante el Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, deberá indicar de forma preliminar lo siguiente:

- a) Nombre del Pozo;
- b) Coordenadas geográficas y coordenadas UTM, para el conductor y el objetivo;
- c) Tipo de Hidrocarburo esperado;
- d) Objetivo geológico;
- e) Profundidad programada;
- f) Elevación del Terreno o tirante de agua, en su caso;
- g) Recurso prospectivo asociado en (P90, P50, P10, Pmedia);
- h) Probabilidad geológica y probabilidad comercial;
- i) Sección sísmica interpretada en donde se observe el Área de Interés, y
- j) Número de días de perforación, y en su caso, número de días de terminación.

Cuando no se cuente con el detalle de la información requerida en este apartado debido a las características del Área de Asignación o Contractual, los Operadores Petroleros presentarán al menos un escenario operativo que considere el número de las Área de Interés a explorar y sus características generales.

4.2.1.2. Programa preliminar para la toma de información

Para cada Pozo tipo a perforar, indicando sin limitación: núcleos, registros geofísicos, perfiles sísmicos, pruebas de formación, muestras de fluidos, entre otros.

4.2.1.3. Cronograma de actividades

Presentar la totalidad de las actividades a realizar durante esta etapa exploratoria calendarizadas por mes, indicando duración y fechas estimadas de inicio y término por actividad y subactividad.

4.3. Actividades relativas a la etapa de Caracterización y Delimitación de un Descubrimiento

Cuando los Operadores Petroleros consideren la realización de actividades encaminadas a la Caracterización y Delimitación de un Descubrimiento, deberán presentar la información a que refiere el artículo 80 de los Lineamientos, al nivel de detalle solicitado en el presente Anexo.

5. CRONOGRAMA GENERAL DE ACTIVIDADES DE LOS ESCENARIOS

6. OPCIONES TECNOLÓGICAS

Describir las tecnologías a utilizar considerando las Mejores Prácticas de la Industria petrolera:

- I. Identificación de retos tecnológicos. Descripción de los retos tecnológicos identificados para llevar a cabo las actividades de exploración;
- II. Criterios de selección de tecnologías exploratorias. Descripción de criterios de selección de las tecnologías exploratorias que permitirán una mejor capacidad de resolución y de predicción para alcanzar las metas y los objetivos del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, y
- III. Tecnologías por utilizar. Descripción de las alternativas tecnológicas a utilizar en el proceso exploratorio del Área Contractual o Asignación.



7. MANEJO DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS Y LUGAR DE ENTREGA EN CASO DE PRODUCCIÓN TEMPRANA

Cuando exista Producción Temprana derivada de las actividades del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, se deberá atender la Normativa aplicable y especificar lo siguiente:

- 7.1. Descripción de los Puntos de Medición, así como sus instrumentos de medida asociados;
- 7.2. Tipo de medidor y especificaciones técnicas;
- 7.3. Incertidumbre asociada a los instrumentos de medida;
- 7.4. Descripción del manejo de los Hidrocarburos desde el Pozo hasta el Punto de Medición;
- 7.5. Calidad por tipo de Hidrocarburo obtenidos en superficie y los que en su caso se comercializarán y
- 7.6. Ubicación en la que se entregarán los Hidrocarburos al comercializador.

8. PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL ASOCIADO EN CASO DE PRODUCCIÓN TEMPRANA

Cuando exista Producción Temprana derivada de las actividades del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales, se deberá cumplir con la Normativa aplicable emitida por la Comisión en la materia de acuerdo con lo siguiente:

- 8.1. El análisis técnico-económico respecto de las alternativas para el aprovechamiento del Gas Natural Asociado;
- 8.2. El volumen de Gas Natural Asociado que se aprovechará;
- 8.3. La descripción de las acciones e inversiones para el aprovechamiento, conservación, transferencia, o cuando sea necesaria, la destrucción controlada, en términos del artículo 6 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y
- 8.4. La descripción general de instalaciones y equipos dedicados en materia de aprovechamiento de Gas Natural Asociado, identificando su ubicación a través de un mapa y croquis descriptivo de estas. Lo anterior, incluyendo los sistemas de medición disponibles.

9. PROGRAMA DE INVERSIONES Y PRESUPUESTO

Los Operadores Petroleros deberán presentar los archivos del Programa de Inversiones; y en el caso de Contratos que así lo indiquen, el de Presupuesto.

9.1. PROGRAMA DE INVERSIONES.

Los Operadores Petroleros deberán presentar el desglose de la inversión programada 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 estos. Las inversiones se deben presentar anualizadas para la totalidad del periodo de Exploración y expresada en dólares de Estados Unidos, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx.

Todas las actividades mencionadas en el Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales deberán guardar correspondencia con las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales.

9.2. 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 estudios, actividades o trabajos a realizar e indicando los parámetros o unidades de estos. Las inversiones se deben presentar mensualizadas para la totalidad del periodo del Programa de Trabajo correspondiente y expresada en dólares de Estados Unidos de América, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla IV.2. 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 IV.2. Presupuesto**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.2. Presupuesto**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Trabajo.



I.A. MODIFICACIONES AL PLAN DE EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Quando ocurra alguno de los supuestos previstos en el artículo 76 de los Lineamientos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión el formato MP y su instructivo, adjuntando el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

Así mismo deberá adjuntarse el documento que integre los apartados del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales que sufran modificación, los cuales deberán cumplir con los requisitos y nivel de detalle en el fueron originalmente presentados, una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado, con la información y el nivel de detalle previstos en este Anexo.

II. PROGRAMA PILOTO

Los Operadores Petroleros que presenten un Programa Piloto, deberán emplear el formato PP y su instructivo correspondiente, al que adjuntarán la siguiente información:

1. Resumen ejecutivo;
2. Datos generales y localización geográfica y geológica del Área de Asignación o Contrato, que incluya el polígono del área que contiene al Descubrimiento (área de evaluación);
3. Descripción y cronograma de las actividades de evaluación, considerando los posibles escenarios de acuerdo con la información que se obtenga durante la ejecución del Programa Piloto;
4. Programa de Inversiones y Presupuesto;
5. En el caso de Producción Temprana, manejo de los Hidrocarburos y lugar de entrega en términos de la Normativa aplicable, y
6. En el caso de Producción Temprana, Programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

A continuación, se señala el nivel de detalle de cada uno de los puntos referidos anteriormente:

1. **RESUMEN EJECUTIVO**
 - 1.1. **Objetivo.**
 - 1.1.1. Objetivos del Programa Piloto.
 - 1.1.2. **Alcance.** Descripción de los resultados esperados de la ejecución del Programa Piloto y la estrategia operativa.
 - 1.1.3. **Principales actividades de evaluación.** Síntesis de las principales actividades del Programa Piloto.
 - 1.1.4. **Monto de la inversión.** Monto total de la inversión en dólares de los Estados Unidos de América.
 - 1.1.5. **Datos del personal responsable del Programa Piloto.** Señalar personal encargado del Programa Piloto para la atención de dudas técnicas relativas al contenido del mismo.
 - 1.1.6. **Información adicional.** Información que el Operador Petrolero considere relevante y necesaria para la evaluación del Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales por parte de la Comisión.
2. **DATOS GENERALES Y LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN O CONTRATO**
 - 2.1. Identificación de la Asignación o Contrato y su vigencia, y
 - 2.2. Localización geográfica y geológica del área correspondiente al Descubrimiento a evaluar, con mapas georreferenciados y elementos de referencia, culturales, geológicos, relieve, entre otros que el Operador Petrolero considere relevantes.
3. **DESCRIPCIÓN Y CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES QUE INTEGRAN EL PROGRAMA PILOTO**

Deberá considerar en su caso los posibles escenarios planeados de acuerdo con la información que se obtenga durante la ejecución del Programa Piloto y contendrá:

 - 3.1 Descripción detallada de cada una de las actividades a realizar en el Programa Piloto.
 - 3.2 Cronograma en donde se presenten las actividades descritas en el punto anterior, calendarizadas por mes, indicando duración y fechas estimadas de inicio y término por actividad y subactividad.
 - 3.3 Se deberá completar la **Tabla IV.3. Posible ubicación de los Pozos a perforar**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx.
 - 3.4 Programa preliminar de perforación del o los Pozos Tipos considerados en el Programa Piloto, donde se debe aclarar y detallar las distintas actividades a desarrollar, las cuales pueden ser de manera enunciativa más no limitativa:
 - a) Estado mecánico preliminar;



- b) Profundidad de asentamiento y descripción de TR's, columna geológica probable y objetivos y, en su caso, datos direccionales.
 - c) Registros geofísicos programados en cada Pozo;
 - d) Toma de muestras de núcleo y tipo en cada Pozo, y
 - e) Diseño de la terminación preliminar (etapas, disparos, estimulaciones por fracturas hidráulicas).
- 3.5 Descripción de las pruebas de producción a realizar:
- a) Resumen y alcance de la o las pruebas de producción;
 - b) Cronograma de las actividades a realizar previo al inicio de las pruebas de producción;
 - c) Descripciones litológicas, de petrografía, análisis de petrofísica básica y técnicas analíticas especiales que se contemplan realizar a los núcleos y muestras de canal, y
 - d) Secuencia operativa por ejecutar para realizar las pruebas de producción.
- 3.6 Descripción de las actividades a realizar que permitan obtener la información técnica siguiente:
- a) Secciones sísmicas y estratigráficas, considerando al menos una longitudinal y una transversal del Yacimiento No Convencional que se evaluará;
 - b) Mapas topográficos, geológicos (en tiempo y profundidad, paleoambientales sedimentarios, facies, litofacies, isopacas, isoporosidades, isopermeabilidades, intensidad de fracturamiento, entre otros) y de atributos sísmicos;
 - c) Descripciones litológicas, de petrografía, análisis de petrofísica básica y técnicas analíticas especiales que se contemplan realizar a los núcleos y muestras de canal;
 - d) Propiedades petrofísicas y geoquímicas de las rocas de los Yacimientos No Convencionales (modelos petrofísicos), y
 - e) Propiedades de los Hidrocarburos contenidos del Yacimiento No Convencional (análisis PVT).

4. PROGRAMA DE INVERSIONES Y PRESUPUESTO

4.1 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 estos. Las inversiones se deben presentar anualizadas para la totalidad del periodo de evaluación y expresada en dólares de Estados Unidos de América, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx.

Todas las actividades mencionadas en el Programa Piloto deberán guardar correspondencia con las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa Piloto.

4.2 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 estudios, actividades o trabajos a realizar e indicando los parámetros o unidades de estos. Las inversiones se deben presentar mensualizadas para la totalidad del periodo del Programa de Trabajo correspondiente y expresada en dólares de Estados Unidos de América, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla IV.2. 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 IV.2. Presupuesto**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.2. Presupuesto**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Trabajo.

5. MANEJO DE HIDROCARBUROS PRODUCIDOS Y LUGAR DE ENTREGA EN CASO DE PRODUCCIÓN TEMPRANA

Cuando exista producción de Hidrocarburos derivada de las actividades del Programa Piloto, se deberá atender la Normativa aplicable y especificar lo siguiente:

- 5.1 Descripción de los puntos de medición, así como sus instrumentos de medida asociados;
- 5.2 Tipo de medidor y especificaciones técnicas;
- 5.3 Incertidumbre asociada a los instrumentos de medida;
- 5.4 Descripción del manejo de los Hidrocarburos desde el Pozo hasta el Punto de Medición y comercialización;
- 5.5 Calidad por tipo de Hidrocarburo obtenidos en superficie y los que en su caso se comercializarán y
- 5.6 Ubicación en la que se entregarán los Hidrocarburos al comprador o comercializador.



6. PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL ASOCIADO EN CASO DE PRODUCCIÓN TEMPRANA

Cuando exista producción de Hidrocarburos derivada de las actividades del Programa Piloto, se deberá cumplir con la Normativa aplicable emitida por la Comisión en la materia de acuerdo con lo siguiente:

- 6.1 El análisis técnico-económico respecto de las alternativas para el aprovechamiento del Gas Natural Asociado;
- 6.2 El volumen de Gas Natural asociado que se aprovechará;
- 6.3 La descripción de las acciones e inversiones para el aprovechamiento, conservación, transferencia, o cuando sea necesaria, la destrucción controlada, en términos del artículo 6 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y
- 6.4 La descripción general de instalaciones y equipos dedicados en materia de aprovechamiento de Gas Natural Asociado, identificando su ubicación a través de un mapa y croquis descriptivo de estas. Lo anterior, incluyendo los sistemas de medición disponibles.

II.A. MODIFICACIONES AL PROGRAMA PILOTO

Cuando ocurra alguno de los supuestos previstos en el artículo 85 de los Lineamientos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión el formato PP y su instructivo, adjuntando el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

Así mismo deberá adjuntarse el documento que integre los apartados del Programa Piloto que sufran modificación, los cuales deberán cumplir con los requisitos y nivel de detalle en el fueron originalmente presentados, una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al programa aprobado, con la información y el nivel de detalle previstos en este Anexo.

III. INFORME DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE HIDROCARBUROS

El informe de Evaluación del Potencial de Hidrocarburos que presenten los Operadores Petroleros en el supuesto previsto en el artículo 104 de los Lineamientos, mediante formato EPH deberá estar acompañado de la siguiente información:

1. Datos generales de la Asignación o Contrato;
2. Identificación de *Plays*;
3. Estimación de Recursos Prospectivos, por tipo de Hidrocarburo y en petróleo crudo equivalente
4. Portafolio de Oportunidades Exploratorias y Áreas de Interés jerarquizadas
5. Resultados de la perforación de Pozos de sondeo estratigráfico, en su caso, y
6. Escenario Operativo Seleccionado.

A continuación, se señala el nivel de detalle de cada uno de los puntos referidos anteriormente:

1. DATOS GENERALES DE LA ASIGNACIÓN O CONTRATO

- 1.1. Localización geográfica y geológica del Área de Asignación o Contrato.

2. IDENTIFICACIÓN DE *PLAYS*

- 2.1. Mapas de las áreas potenciales de los *Plays* identificados;
- 2.2. Descripción de cada *Play* en términos del Yacimiento No Convencional, Fluidos y propiedades estimadas;

3. ESTIMACIÓN DE RECURSOS PROSPECTIVOS, POR TIPO DE HIDROCARBURO Y EN PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE

Completar la **Tabla IV.5. Estimación de recursos prospectivos**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.com.mx.

4. PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS Y ÁREAS DE INTERÉS JERARQUIZADOS

- 4.1. El portafolio de Oportunidades Exploratorias deberá presentarse en formato de hoja de cálculo editable, indicado por lo menos la siguiente información:

- a) Provincia geológica;
- b) Objetivos y profundidad;
- c) *Play*;
- d) Ambiente sedimentario;



- e) Litología;
 - f) Campo análogo;
 - g) Tipo de trayectoria del Pozo exploratorio requerido;
 - h) Tirante de agua o elevación del terreno;
 - i) Área de la Oportunidad Exploratoria (P90, P50, P10 y Pmedia);
 - j) Espesor neto del objetivo (P90, P50, P10 y Pmedia);
 - k) Retos tecnológicos y operativos principales, y
 - l) Cualquier otro que considere relevante.
- 4.2. Presentar secciones sísmicas representativas interpretadas, correspondientes a las Áreas de Interés descritos.
- 4.3. Profundidad de los posibles objetivos.
- 4.4. La probabilidad de éxito geológico, por Áreas de Interés y objetivo, de conformidad con la **Tabla IV.6. Probabilidad de éxito geológico**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.com.mx.
- 5. RESULTADOS DE LA PERFORACIÓN DE POZOS DE SONDEO ESTRATIGRÁFICO, EN SU CASO, y**
- 6. ESCENARIO OPERATIVO SELECCIONADO**
En los supuestos en el que el Operador Petrolero tuviere el Plan de Exploración de Yacimientos No Convencionales aprobado con diversos escenarios operativos, deberá informar a la Comisión, cuál de estos será la alternativa a ejecutar.

IV. NOTIFICACIÓN DE UN DESCUBRIMIENTO

La notificación de un Descubrimiento que presenten los Operadores Petroleros en el supuesto previsto en el artículo 77 de los Lineamientos, deberá presentarse mediante formato ND, adjuntando la siguiente información:

- 1. Localización geográfica y geológica del Descubrimiento;
- 2. Información técnica disponible relacionada con el Descubrimiento;
- 3. **Un reporte con el análisis de dicha información con evidencia de productividad, estableciendo los detalles acerca de un posible programa de prueba de producción a Pozos y estimulación, en el caso de la ausencia de una prueba de producción, se requiere que esta evidencia de productividad esté basada en análogos adecuados.**
- 4. Estimación preliminar de los recursos descubiertos, y
- 5. Manifestación expresa respecto del desarrollo de actividades de Producción Temprana, de acuerdo con el Plan aprobado.

A continuación, se señala el nivel de detalle de cada uno de los puntos referidos anteriormente:

- 1. **LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA DEL DESCUBRIMIENTO**
Localización geográfica y geológica del Área de Asignación o Contractual donde ha ocurrido el Descubrimiento con mapas georreferenciados y elementos de referencia: culturales, geológicos, relieve y los demás que el Operador Petrolero considere pertinentes.
- 2. **LA INFORMACIÓN TÉCNICA DISPONIBLE RELACIONADA CON EL DESCUBRIMIENTO**
Dicha información deberá incluir los detalles de la calidad, flujo y formaciones geológicas que contienen Hidrocarburos, y descripción de las pruebas realizadas a los Pozos, así como los resultados obtenidos. Para tal efecto deberá presentar:
 - a. Secciones sísmicas y estratigráficas, interpretadas; considerando al menos una de tipo longitudinal y una transversal de cada uno de los Yacimientos No Convencionales descubiertos.
 - b. Los registros geofísicos interpretados tomados en los Pozos.
- 3. **REPORTE CON EL ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN ANTERIOR, ESTABLECIENDO LOS DETALLES ACERCA DE UN POSIBLE PROGRAMA DE PRUEBA DE PRODUCCIÓN A POZOS Y ESTIMULACIÓN**
Cuando el Operador Petrolero haya realizado pruebas de producción o estimulación de los Pozos deberá atender los siguientes requisitos:
 - 3.1. Descripción detallada de las pruebas de producción realizadas en los Pozos, incluyendo el objetivo, alcance y tiempo de las mismas, así como los resultados medidos, de conformidad con la **Tabla IV.7. Medición durante las pruebas de producción**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.com.mx.
 - 3.2. Para el caso en el que los Pozos hayan sido estimulados deberá presentar el detalle de la operación realizada y se deberá reportar la información de la estimulación.



3.3. Las propiedades petrofísicas determinadas y descripción de la metodología e insumos utilizados para dicha determinación.

4. ESTIMACIÓN PRELIMINAR DE LOS RECURSOS DESCUBIERTOS

4.1. Con base en la información medida y estimada se deberán reportar los recursos contingentes asociados al Descubrimiento realizado para cada Yacimiento No Convencional por tipo de Hidrocarburo, de conformidad con la **Tabla IV.8. Recursos contingentes asociados al Descubrimiento**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.com.mx.

En caso de que el Operador Petrolero cumpla con los requisitos establecidos en la metodología de estimación de Reservas que adoptó la Comisión para este propósito, deberá indicar las Reservas que incorpora en su caso, con el Descubrimiento notificado, para cada Yacimiento No Convencional por tipo de Hidrocarburo, de conformidad con la **Tabla IV.9. Reservas que se incorporan con el Descubrimiento**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.com.mx.

5. MANIFESTACIÓN EXPRESA RESPECTO DEL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE PRODUCCIÓN TEMPRANA, DE ACUERDO CON EL PLAN APROBADO

V. INFORME DE EVALUACIÓN

Los Operadores Petroleros deberán presentar el informe de evaluación en el supuesto previsto en el artículo 87 de los Lineamientos, mediante el formato IE, al cual deberá adjuntarse la siguiente información:

1. Reporte que describa todas las actividades llevadas a cabo por el Operador Petrolero durante el Programa Piloto;
2. Los datos técnicos, mapas y reportes relativos al Descubrimiento evaluado;
3. Estimación de los volúmenes de Hidrocarburos asociados al Descubrimiento y la recuperación final del mismo;
4. Estudio de la viabilidad de desarrollo del área de evaluación;
5. Cualquier opinión elaborada por peritos encargados de llevar a cabo estudios operacionales, técnicos y económicos relacionados con el Descubrimiento;
6. Cualquier otro hecho considerado relevante por el Operador Petrolero, y
7. Conclusiones generales e hipótesis que sirvan de sustento para considerar si el Descubrimiento puede ser un Descubrimiento Comercial.

Asimismo, se deberá adjuntar el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

A continuación, se señala el nivel de detalle de cada uno de los puntos referidos anteriormente:

1. REPORTE QUE DESCRIBA TODAS LAS ACTIVIDADES LLEVADAS A CABO POR EL OPERADOR PETROLERO DURANTE EL PROGRAMA PILOTO

El mismo deberá incluir:

- 1.1. La descripción de las actividades realizadas en el periodo de evaluación, conforme al Programa Piloto aprobado por la Comisión, así como las desviaciones con respecto al mismo, y en su caso las medidas tomadas para compensar dichas desviaciones, y
- 1.2. Cronograma de actividades, sub-actividades y tareas de evaluación ejecutadas durante el periodo de evaluación.

2. LOS DATOS TÉCNICOS, MAPAS Y REPORTES RELATIVOS AL DESCUBRIMIENTO O ÁREA DE INTERÉS EVALUADOS

En este apartado deberá describirse al menos lo siguiente:

- 2.1. Secciones sísmicas y estratigráficas, interpretadas que considere al menos una de tipo longitudinal y una transversal a cada uno de los Yacimientos No Convencionales descubiertos;
- 2.2. Análisis de los registros geofísicos y los modelos petrofísicos empleados;
- 2.3. Mapas topográficos y geológicos en la cima de cada Yacimiento No Convencional;
- 2.4. Los resultados de los análisis de núcleos y muestras de canal;
- 2.5. Análisis de los datos de presión volumen y temperatura (PVT) de los fluidos de cada Yacimiento No Convencional, y
- 2.6. Respecto a la medición de los Hidrocarburos realizada durante su producción, se deberá reportar:
 - a) Datos de aforos;



- b) Tasas de producción, y
- c) Temperatura y presión de cada sensor del equipo de medición del Pozo y del separador en los distintos puntos de manejo de la producción.

3. ESTIMACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS ASOCIADOS AL DESCUBRIMIENTO Y LA RECUPERACIÓN FINAL DEL MISMO

En este apartado se deberá describir lo siguiente:

- 3.1.** Las metodologías utilizadas para el cálculo del volumen original de Hidrocarburos (método volumétrico, balance de materia, simulación numérica);
 - 3.1.1.** Para el caso en el que se haya utilizado un modelo de balance de materia, adicionalmente deberá presentar dicho modelo en formato gráfico editable.
- 3.2.** Los recursos asociados al Descubrimiento para cada Yacimiento No Convencional por tipo de Hidrocarburo, de conformidad con la **Tabla IV.10. Recursos contingentes asociados al Descubrimiento**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.com.mx.

4. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE DESARROLLO DEL ÁREA DE EVALUACIÓN;

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 consideran el pronóstico de tasa máxima de eficiencia de producción.

5. CUALQUIER OPINIÓN ELABORADA POR PERITOS ENCARGADOS DE LLEVAR A CABO ESTUDIOS OPERACIONALES, TÉCNICOS Y ECONÓMICOS RELACIONADOS CON EL DESCUBRIMIENTO

6. CUALQUIER OTRO HECHO CONSIDERADO RELEVANTE POR EL OPERADOR PETROLERO

7. CONCLUSIONES GENERALES E HIPÓTESIS QUE SIRVA DE SUSTENTO PARA CONSIDERAR SI EL DESCUBRIMIENTO PUEDE SER UN DESCUBRIMIENTO COMERCIAL

VI. DECLARACIÓN DE DESCUBRIMIENTO COMERCIAL

La declaración de Descubrimiento Comercial que presenten los Operadores Petroleros en el supuesto previsto en el artículo 91 de los Lineamientos, mediante formato DDC, deberá contener la siguiente información:

1. DELIMITACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE DESARROLLO

Para tal efecto deberá presentarse:

- a) Identificación de la Asignación o Contrato y su vigencia, y
- b) Localización geográfica y geológica de la porción del Área de Asignación o Contractual que pretende llevar a desarrollo, con mapas georreferenciados y elementos de referencia.

2. MANIFESTACIÓN EXPRESA DE DESARROLLAR EL DESCUBRIMIENTO COMERCIAL

APARTADO B.

ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LOS PLANES DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN RELATIVOS A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y PROCESOS RELACIONADOS CON LOS MISMOS

OBJETO.

Este apartado tiene por objeto establecer los elementos esenciales que debe contener el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales. Los Operadores Petroleros deben presentar cada una de las secciones que se señalan en el presente apartado indicando, si es el caso, el motivo por el cual no cuentan con la información que dé cumplimiento a lo solicitado en alguna sección en particular y las acciones que serán tomadas como parte del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales con el fin de obtener la información faltante.

FORMATO E INSTRUCCIONES PARA LA PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La información a que refiere este apartado que presenten los Operadores Petroleros a la Comisión deberá ser entregada en formato digital, de conformidad con el formato correspondiente. Toda la información gráfica que presente el Operador Petrolero deberá contar con una resolución que permita apreciar lo que se busca describir, de manera



técnicamente aceptable e incluir escalas y referencias geográficas. Las imágenes y la información geográfica deberán ser entregadas en los formatos y de acuerdo con el sistema de referencia que señala el CNIH, atendiendo a la secuencia y contenidos que se describen a continuación:

Carpeta 1 – Documento integral. Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales o su modificación según corresponda, en archivo de texto digital editable y en formato.pdf. Deberá incluir los puntos 1 a 8 del apartado siguiente.

Carpeta 2 – Archivos de origen. Las figuras, mapas, gráficas, cronogramas, tablas y todo tipo de imágenes en formatos.png, .tiff, y .jpg que son parte del documento integral y deben ser completamente legibles, con resolución de, al menos, 300 dpi. Todos los mapas deben tener escala, coordenadas (latitud y longitud), orientación y leyenda. Todas las secciones sísmicas deberán estar ubicadas o localizadas en un mapa.

Carpeta 3 – Información geográfica. Toda la información georreferenciada deberá ser entregada en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0 o más reciente.

Carpeta 4 – Programa de Inversiones, Presupuesto y evaluación económica, según corresponda. La información contenida dentro de esta carpeta deberá presentarse en hojas de cálculo (.xls), deberán mostrar, cuando sea posible, las fórmulas para obtener los datos reportados en los casos que sea procedente realizarlo y corresponderán al Programa de Inversiones, Presupuesto y a la evaluación económica, de acuerdo con el trámite que se ingrese y en consistencia con la tabla de trámites e información.

Asimismo, se deberá adjuntar el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

I. PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

El Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales deberá presentarse en el formato AP y deberá incluir los siguientes aspectos en el orden señalado:

1. Resumen ejecutivo;
2. Descripción de los Campos y Yacimientos No Convencionales dentro del Área de Asignación o Contractual;
3. Descripción de alternativas analizadas, y
4. Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales

A continuación, se señala el nivel de detalle de cada uno de los puntos referidos anteriormente:

1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Objetivo

- I.1.1. Volumen estimado por recuperar de aceite y gas, en su caso, o de gas;
- I.1.2. Factores de recuperación por Yacimiento No Convencional de aceite y gas, en su caso, o de gas.

1.2. Alcance

- I.2.1. Actividades a realizar;
- I.2.2. Inversiones. Indicar el monto total de la inversión en dólares de los Estados Unidos de América;
- I.2.3. Gastos de operación Indicar el monto total de los gastos de operación en dólares de los Estados Unidos de América;
- I.2.4. Propuesta de duración del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales;
- I.2.5. Principales tecnologías.

1.3. Ubicación geográfica

Explicar las características de la ubicación del Área de Asignación o Contractual y presentar uno o varios mapas de referencia en donde se muestren:

- 1.3.1. El polígono que limita el Área de Asignación o Contractual;
- 1.3.2. Explicar las características de la ubicación del Área de Asignación o Contractual y presentar uno o varios mapas de referencia en donde se muestren: las instalaciones superficiales (Pozos, ductos, líneas de descarga, baterías, separadores, etc.), rasgos topográficos, vías de acceso, cuerpos de agua (si los hay), Zonas de Salvaguarda, poblaciones, división estatal y municipal o algún otro elemento geográfico que se considere importante, y

2. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS Y YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DENTRO DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN O CONTRACTUAL

2.1. Interpretación sísmica

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. *CheckShots*;
 - iv. *VSP's*, y
 - v. Magnetometría y gravimetría.
- b) Incluir mapas en profundidad o en tiempo y secciones estructurales **mostrando la sísmica como fondo, en donde se observen los Pozos representativos** perforados en el Área de Asignación o Contractual y, en su caso, las localizaciones consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales del escenario ganador.

2.2. Geología

- a) Describir los siguientes aspectos:
- i. La geología regional en la que se encuentra el Área 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 No Convencionales, y
- b) **Describir los criterios tomados para la distribución de propiedades de cada Yacimiento No Convencional. Asimismo,** presentar mapas de distribución de propiedades que tengan un interés técnico o económico.

En caso de que los mapas de distribución de propiedades no sean representativos, describir la metodología utilizada para determinar las mejores zonas del o los Yacimientos No Convencionales.

2.2.1. 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) 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;
- c) Describir los criterios para la distribución de las propiedades petrofísicas, y
- d) La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos No Convencionales.

2.3. Fluidos

- a) Presentar un **listado** de muestras de fluidos **obtenidos, señalando la más representativa de cada Yacimiento No Convencional, así como los** estudios con los que cuentan el o los Yacimientos No Convencionales 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 No Convencionales del Área de Asignación o Contractual.

2.4. Información técnica de los Yacimientos No Convencionales

Presentar una tabla con la información de cada Yacimiento No Convencional dentro del Área de Asignación o Contractual que contenga al menos lo señalado en la **Tabla IV.11. Información Técnica Yacimientos No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

2.5. Descripción de la infraestructura actual

Describir Pozos e instalaciones actuales, incluyendo, ductos (longitud, diámetro, origen y destino) e instalaciones (capacidad de separadores y compresores, bombeo y transporte) para el manejo de los fluidos dentro del Área de Asignación o Contractual y, de ser el caso, aquella que se encuentre por fuera de esta y que será utilizada por el Operador Petrolero. Si el Área de Asignación o Contractual cuenta con Campos en producción a la fecha de presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, describir el proceso actual para el manejo del agua y demás componentes del fluido a utilizar para el fracturamiento hidráulico, así como el proceso para el manejo en superficie de los hidrocarburos y del agua producidos.

2.5.1. Pozos perforados

Presentar la información de los Pozos perforados a la fecha de presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, de conformidad con lo solicitado en las **Tablas IV.12. Inventario Pozos IV.13. Inventario Sistemas Artificiales Producción IV.14. Inventario Ductos y IV.15. Inventario Plataformas**, disponibles en el enlace: www.cnh.gob.mx.

2.5.2. Ductos

Presentar la información de los ductos que actualmente operan en el Área de Asignación o Contractual en la **Tabla IV.14. Inventario Ductos**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

2.5.3. Infraestructura

Presentar la información de la infraestructura que actualmente opera en el Área de Asignación o Contractual a través de las **Tablas IV.15. Inventario Plataformas; IV.16. Inventario Baterías Separación; IV.17. Inventario Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas; IV.18. Inventario Complejo procesador y terminal de distribución y IV.19. Inventario Otra Infraestructura**, disponibles en el enlace: www.cnh.gob.mx.

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 No Convencionales 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 IV.20. Alternativas Desarrollo**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

4. PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Describir la alternativa de desarrollo seleccionada con respecto a los Yacimientos No Convencionales 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:

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.

En caso de que se reduzca el Área de Asignación o Contractual se ajustará la correspondiente Área de Extracción.

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 consideración las siguientes premisas:

- i. 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;
- ii. 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);
- iii. La superficie total de un Área de Extracción será determinada por la suma de los bloques que la conformen, y

4.2. Actividades del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales

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.

4.2.1. Pozos por perforar

a) Completar, para cada uno de los Pozos tipo considerados en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, la **Tabla IV.21. Pozos Plan Desarrollo No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx;

b) Incluir figuras con el estado mecánico de los Pozos tipo descritos;

c) Incluir la descripción de la metodología para la estimación del número de Pozos a perforar en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales y el espaciamiento de aquellos que tienen la misma formación objetivo;

d) Presentar el cronograma de perforación de los Pozos considerados en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, de conformidad con la **Tabla IV.22. Cronograma Perforación Desarrollo No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx, y

e) Presentar las intervenciones a Pozos consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, 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.

4.2.2. Ductos e infraestructura

Describir la filosofía de operación del Área de Asignación o Contractual para el manejo del agua y demás componentes del fluido a utilizar para el fracturamiento hidráulico, así como para el manejo en superficie de los hidrocarburos y del agua producidos desde el Pozo hasta el Punto de Medición. Lo anterior, con base en la infraestructura y ductos planeados a construir durante la ejecución del Plan de Desarrollo para



Extracción de Yacimientos No Convencionales, mismos que serán presentados a través de los siguientes formatos:

4.2.2.1. Ductos

Presentar la información de los ductos que serán construidos al amparo del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales de conformidad con la **Tabla IV.23. Ductos Plan Desarrollo**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

4.2.2.2. Infraestructura

a) Presentar la información de la infraestructura que será construida al amparo del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales mediante las **Tablas IV.24. Plataformas Plan Desarrollo; IV.25. Baterías Separación Plan Desarrollo; IV. 26. Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas Plan Desarrollo; IV.27. Complejo procesador y terminal de distribución Plan Desarrollo y IV.28. Otra Infraestructura Plan Desarrollo**, disponibles en el enlace: www.cnh.gob.mx, y

b) Describir aquella infraestructura que se encuentre fuera del Área de Asignación o Contractual y que el Operador Petrolero tenga considerado utilizar.

4.2.3. Estudios y toma de información

Describir los estudios y actividades de toma de información considerados en el Plan, **mediante la Tabla IV.60. Estudios Toma Información Plan Desarrollo disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx** mismos que deberán estar enfocados hacia el conocimiento de subsuelo, a través de la caracterización estática y dinámica de los Yacimientos No Convencionales.

Lo anterior, considerando de manera enunciativa mas no limitativa, los siguientes rubros:

- 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/producción
- h) Generación o actualización de los modelos estático o dinámico

Adicionalmente, considerar las actividades de monitoreo del comportamiento del Yacimiento No Convencional, con el fin de proponer la optimización del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales e indicar la frecuencia con la que se hará dicho monitoreo, como son:

- a) Comportamiento de la producción;
- b) Presión del Yacimiento No Convencional;
- c) Condiciones operativas de los Pozos (P_{TP} , P_{TR} , P_{WH} , P_{BH} , T_{WH});
- d) Aforo de Pozos;
- e) Toma de muestras de agua y análisis de las mismas;
- f) Análisis cromatográficos, y
- g) Pruebas de formación

4.2.4. Medición

El Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales 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.

4.2.4.1. Información que debe presentar el Operador Petrolero para la aprobación de sus Mecanismos de Medición contenidos en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales.

4.2.4.1.1. Ubicación del punto de medición

Presentar la ubicación o propuesta de ubicación del Punto de Medición, así como, la ubicación para la medición operacional, de referencia y de transferencia conforme la **Tabla IV.29. Ubicación Sistemas Medición** disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx. Se deberá incluir diagramas de las instalaciones con que se cuente y donde se ubiquen los sistemas de medición nuevos y/o existentes y su tipo, para la determinación de volumen y calidad. Justificar la propuesta de ubicación, y su justificación.

4.2.4.1.2. Descripción de la propuesta de los sistemas de medición



Presentar la descripción de los sistemas de medición de volumen y calidad a instalar y existentes (formato para el Reporte Anual de Censos de Medición, versión última CNH_DGM_Censos, disponible en el enlace www.cnh.gob.mx) en el Punto de Medición, así como, la medición de volumen y calidad operacional, de referencia y de transferencia.

4.2.4.1.3. Responsable Oficial

Documento de designación del responsable oficial conforme al artículo 9 de los LTMMH, el cual deberá contar las facultades para comprometer u obligar al Operador Petrolero en relación con los Mecanismos de Medición, de conformidad con la **Tabla IV.30. Responsable Oficial** disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

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 de la Industria y estándares internacionales en la medición de Hidrocarburos, así como la adopción de la gestión y gerencia de la medición.

4.2.4.1.5. Programas y cronogramas de implementación de los mecanismos de medición

Presentar los programas y cronogramas de implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales deben contemplar las actividades necesarias para el cumplimiento de los requerimientos para la aprobación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición establecidos en los LTMMH en su última versión, así como a los términos y condiciones de la Asignación o Contrato correspondiente.

Considerar, al menos, los siguientes cronogramas:

- a. Cronograma de: desarrollo, oficialización, difusión de la política de medición.
- b. Cronograma para el desarrollo del análisis de las inversiones y costos de operación estimados de las actividades relacionadas con la medición de Hidrocarburos para la definición de los mecanismos de medición, así como, su impacto en la incertidumbre de medida en el Punto de Medición, en la medición de transferencia, operacional y de referencia.
- c. Cronograma de la construcción, actualización y modificación de los sistemas de medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los Hidrocarburos, conforme a lo establecido en los LTMMH;
- d. Cronograma para el desarrollo e implementación de los procedimientos:
 - i. De mantenimiento de los sistemas de medición y sus instrumentos de medida.
 - ii. Para la confirmación metrológica.
 - iii. Para la elaboración del balance.
 - iv. Para la calibración de instrumentos de medida;
- e. Cronograma para el desarrollo e implementación del modelo de presupuesto de incertidumbre de medida en el Punto de Medición, en la medición de transferencia, operacional y de referencia, elaborado con base en lo dispuesto en los LTMMH;
- f. Cronograma para el desarrollo y puesta en operación de la bitácora de registro con la cual se llevará a cabo el registro, control y evaluación de las actividades relacionadas con la operación de los Mecanismos de Medición;
- g. Cronograma de la conceptualización, planeación y ejecución del programa anual de diagnósticos.
- h. Cronograma para la determinación de las competencias que debe tener el personal involucrado con los sistemas de medición de Hidrocarburos en el Punto de Medición, en la medición de transferencia, operacional y de referencia. Evaluación del nivel de cumplimiento del personal involucrado con los sistemas de medición: el Punto de Medición, en la medición de transferencia, operacional y de referencia con relación a la determinación de las competencias que debe tener. desarrollo y ejecución del plan de capacitación y adiestramiento del personal involucrado con los sistemas de medición de acuerdo con la evaluación del nivel de cumplimiento de las competencias determinadas, y
- i. Cronograma de desarrollo de la propuesta de indicadores de desempeño de la instrumentación de los mecanismos de medición, dentro de los cuales, deberán estar comprendidos, entre otros, aquellos que permitan dar cumplimiento a lo dispuesto en los LTMMH. Asimismo, se deberá contemplar el tiempo para el desarrollo de la metodología de cálculo de cada indicador, el nombre del mismo, la fórmula o descripción, la unidad de medida, la frecuencia de medida, las metas y los procedimientos de evaluación de estos indicadores de desempeño.

Para el caso de modificaciones, construcción y actualizaciones de los sistemas de medición e instalaciones de producción, deberá presentarse el programa correspondiente.

Lo anterior, deberá ser presentado de acuerdo con los siguientes supuestos:



- a) Cuando el Área de Asignación o Contractual pasa de la etapa de Exploración a la etapa de Extracción, los programas y cronogramas deberán reflejar el cumplimiento de los LTMMH previo al inicio de la producción, o

Cuando a la fecha de presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, el Área de Asignación o Contractual contenga Campos con producción comercial regular en Etapa de Extracción, los programas deberán reflejar el cumplimiento de los LTMMH en un plazo máximo de 18 meses a partir de la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales. En caso de que el Operador considere que requiere de un plazo mayor, deberá proponerlo a la Comisión junto con la justificación respectiva, quedando dicho plazo sujeto a aprobación.

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:

- i. Programación de Hidrocarburos
- ii. Almacenamiento
- iii. Monitoreo de calidad y volumen

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.

4.2.4.1.8. Medición derivada de pruebas de pozos

Describir en forma breve los Puntos de Medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada y la calidad de los fluidos producidos (petróleo, agua, gas y condensado) de las pruebas de Pozos en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, resultante de la reparación y/o perforación, consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales. Presentar un diagrama esquemático describiendo el proceso de conexión, equipos de proceso y la ubicación de los sistemas de medición hasta su entrega en el Punto de Medición.

2.2.1. Comercialización de la Producción

- a) Pronósticos y Especificaciones de calidad de cada uno de los Hidrocarburos a ser comercializados (petróleo, gas y condensado).
- b) Describir la estrategia comercial de los Hidrocarburos disponibles para la venta, por tipo de Hidrocarburo (petróleo, gas y condensado).
- c) Descripción y ubicación del o los puntos de venta por tipo de Hidrocarburo.
- d) Mecanismos para la determinación del precio de venta por tipo de Hidrocarburo.
- e) Descripción de los costos necesarios observados de transporte, Almacenamiento, logística y todos los demás costos incurridos para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta.
- f) Instalaciones de Comercialización a ser utilizadas y a construir.

Para los Contratos donde el Estado reciba como contraprestación el Hidrocarburo en especie (petróleo, gas y condensado), describir la metodología para la entrega de los Hidrocarburos del Estado al Comercializador.

4.2.5. Aprovechamiento de gas

- a) Describir las instalaciones existentes o, en su caso, las que se considera construir como parte del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales con el fin de aprovechar el gas producido en el Área de Asignación o Contractual;
- b) Describir cómo se aprovechará el gas producido en el Área de Asignación o Contractual, considerando el gas que será utilizado como autoconsumo, para bombeo neumático, para conservación y para transferencia, con base en las definiciones de las *Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* (Disposiciones);
- c) Presentar la meta anual de aprovechamiento de gas para el proyecto, acompañado del cronograma de actividades e inversiones asociadas, para dar cumplimiento a la meta de 98% de conformidad con las Disposiciones y mediante **Tabla IV.33. Aprovechamiento de Gas**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx, y
- d) Presentar los volúmenes mensuales estimados que serán usados por el Operador Petrolero como Hidrocarburos de autoconsumo en Actividades Petroleras de Extracción de recuperación secundaria y mejorada, como combustible, para inyección o para alimentar un sistema artificial de producción. Justificar dichos volúmenes con la información que detalle el proceso en el cual serán utilizados.

4.2.6. Abandono y desmantelamiento

- a) Presentar el cronograma de todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y en su caso, compensación ambiental, desinstalación de maquinaria y equipo, y



entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área de Asignación o Contractual, de conformidad con la **Tabla IV.34. Cronograma Abandono**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx;

- b) Señalar los estándares y procedimientos que serán utilizados para todas las actividades de Abandono y la razón de la selección de estos, conforme a las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable, y
- c) En los casos que sea aplicable conforme a los términos y condiciones del Contrato, copia del contrato formalizado de la constitución del fideicomiso de abandono, y
- d) Indicar el detalle de los montos de asociados al fondeo de las actividades de manera anual, de conformidad con la **Tabla IV.35. Costos Abandono**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

4.3. Reservas y producción

4.3.1. Reservas asociadas al Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales

Presentar la **Tabla IV.36. Reservas Plan Desarrollo**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx, con la información de reservas asociadas al Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales propuesto por el Operador Petrolero. Tener en cuenta lo siguiente:

- a) Especificar la fecha de corte de la producción acumulada para el caso de las reservas propuestas.
- b) Los Factores de Recuperación actuales se deben calcular al corte de la producción acumulada.
- c) Los Factores de Recuperación finales esperados se deben calcular con la reserva al límite económico antes de impuestos.
- d) En los casos en que se cuente con cifras de reservas oficiales previas a la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, se debe adicionar la información conforme a la tabla antes descrita. El Operador Petrolero debe presentar la justificación y los criterios respecto a las variaciones de la información presentada en las tablas antes mencionadas.
En caso de que el Operador Petrolero no cuente con cifras de reservas oficiales, debe proporcionar la justificación que sustente los parámetros y consideraciones presentados en la tabla previamente mencionada.

4.3.2. Producción

- a) Presentar los pronósticos de producción de los hidrocarburos y del agua en el Área de Asignación o Contractual, de acuerdo con la **Tabla IV.37. Producción Plan Desarrollo**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx;
- b) Describir la metodología de cálculo de los pronósticos de producción asociados a la alternativa seleccionada para aceite, gas, agua y en su caso, condensado;
- c) Presentar las acciones que serán realizadas para el operador para la correcta administración de Yacimientos No Convencionales, enfocadas hacia la máxima recuperación de los Hidrocarburos contenidos en estos, y
- d) Tener en cuenta las siguientes consideraciones:
 - i. Los pronósticos de producción deben ser consistentes con las cifras de Reservas 2P o 3P para Yacimientos No Convencionales de aceite y gas asociado y 3P para Yacimientos No Convencionales de gas no asociado
 - ii. Los datos deberán ser presentados en forma mensual hasta el límite de la Asignación o Contrato, o al límite económico si este sucede primero.
 - iii. La información deberá estar referida al Campo, al Yacimiento No Convencional y a los Pozos.
 - iv. Presentar a nivel Yacimiento No Convencional, la producción base e incremental por terminaciones, reparaciones mayores de Extracción, recuperación secundaria y recuperación mejorada.

4.4. Combinación tecnológica para el plan propuesto

- a) Presentar una matriz con las principales tecnologías, sin incumplir los derechos de propiedad intelectual, que serán utilizadas en la ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, incluyendo de manera enunciativa mas no limitativa, tecnologías de caracterización de Yacimientos No Convencionales, tanto estática como dinámica, perforación y terminación de Pozos, deshidratación, separación, medición, aseguramiento de flujo, recuperación avanzada, y
- b) Presentar el análisis de factibilidad técnica mediante tablas de escrutinio y campos análogos, para la aplicación de métodos de recuperación secundaria o mejorada. Sin menoscabo de lo anterior, en caso de contemplar la implementación o ejecución de algún método, el Operador Petrolero deberá dar cumplimiento a la Normativa vigente.

4.5. Programa de Inversiones y Presupuesto

Los Operadores Petroleros deberán presentar los archivos del Programa de Inversiones; y en el caso de Contratos que así lo indiquen, el de Presupuesto.

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 estos. 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 de América, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx.

Todas las actividades mencionadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales deberán guardar correspondencia con las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.1. Programa de Inversiones**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales.

- a) En el caso de una modificación describir las inversiones y los gastos de operación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales 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.

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 estudios, actividades o trabajos a realizar e indicando los parámetros o unidades de estos. Las inversiones se deben presentar mensualizadas para la totalidad del periodo del Programa de Trabajo correspondiente y expresada en dólares de Estados Unidos de América, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla IV.2. 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 IV.2. Presupuesto**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.2. Presupuesto**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Trabajo.

4.6. Evaluación económica

- a) Presentar en el formato establecido por la Comisión en la **Tabla IV.4. Evaluación Económica** las principales variables y premisas económicas **consideradas durante el periodo del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, el cual no podrá exceder la vigencia del Contrato o Asignación que corresponda**, y
- b) Asimismo, se deberán entregar los indicadores económicos solicitados por la Comisión en los formatos que para ello se establezcan en la **Tabla IV.4. Evaluación Económica**.
- c) Tener en cuenta que las siguientes premisas serán las que la Comisión considerará como base. Sin embargo, los Operadores Petroleros podrán determinar y utilizar premisas diferentes a las aquí establecidas, debiendo en tal caso justificar su determinación.
 - i. Precio del aceite (dólares/barril)
 - ii. El precio del petróleo se determinará de conformidad con lo establecido en el Reporte Anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de valores de los términos económicos de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (Reporte Anual), para la determinación del precio contractual, considerando la calidad del petróleo extraído en el área correspondiente medido a través de los grados API y el contenido de azufre por volumen. Conforme al reporte más reciente, la referencia de precio del petróleo sería la siguiente:

Grado API del petróleo extraído en el Área Contractual	Fórmula aplicable para determinar el precio del petróleo
39.0° < API	$\text{Precio} = -12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * \text{S}$
31.1° < API <= 39.0°	$\text{Precio} = -12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * \text{S}$
22.3° < API <= 31.1°	$\text{Precio} = -12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * \text{S}$
10.0° < API <= 22.3°	$\text{Precio} = -12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * \text{S}$
API <= 10.0°	$\text{Precio} = -2.493 + 0.781 * \text{Brent}$

donde:



Brent: Precio de mercado del crudo brent ICE, promedio del mes calendario anterior a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, publicado por *Platts*.

S: Parámetro de ajuste por calidad, utilizando el valor del porcentaje promedio ponderado de azufre en el petróleo producido en el área correspondiente en el mes calendario anterior a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales.

Las fórmulas anteriores se actualizarán con base en la información que cada año publique la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el reporte anual.

- iii. 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 para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, 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)
- iv. Precio de condensado (dólares/barril)
El precio de los condensados se determinará de conformidad con lo establecido en el reporte anual, para la determinación del precio contractual, el precio del crudo marcador de referencia *brent*.

$$\text{Precio} = 7.164 + 0.612 * \text{Brent}$$

donde:

Brent: Precio de mercado del crudo *brent* ICE, promedio del mes calendario anterior a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, publicado por *Platts*.

Esta fórmula se actualizará con base en la información que cada año publique la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en el reporte anual.

- v. 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 del mes calendario anterior a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales. publicada por Banco de México.
- vi. Tasa de descuento (porcentaje)
Tasa de interés utilizada para descontar los flujos de efectivo para determinar el valor presente neto del proyecto del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales establecida en 10%.

II. MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Cuando ocurra alguno de los supuestos previstos en el artículo 97 de los Lineamientos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión el formato MP y su instructivo, adjuntando el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo.

Así mismo deberá adjuntarse el documento que integre los apartados del Plan que sufran modificación, los cuales deberán cumplir con los requisitos y nivel de detalle en el fueron originalmente presentados, una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado, con la información y el nivel de detalle previstos en este Anexo.

APARTADO C.

ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE TRANSICIÓN RELATIVOS A YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

OBJETO.

Este apartado tiene por objeto establecer los elementos esenciales que debe contener el Programa de Transición. Los Operadores Petroleros deben presentar cada una de las secciones que se señalan en el presente apartado indicando,



si es el caso, el motivo por el cual no cuentan con la información que dé cumplimiento a lo solicitado en alguna sección en particular.

FORMATO E INSTRUCCIONES PARA LA PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La información a que refiere este apartado que presenten los Operadores Petroleros a la Comisión deberá ser entregada en formato digital, de conformidad con el formato correspondiente. Toda la información gráfica que presente el Operador Petrolero deberá contar con una resolución que permita apreciar lo que se busca describir, de manera técnicamente aceptable e incluir escalas y referencias geográficas. Las imágenes y la información geográfica deberán ser entregadas en los formatos y de acuerdo con el sistema de referencia que señala el CNIH, atendiendo a la secuencia y contenidos que se describen a continuación:

Carpeta 1 – Programa de Transición. Según corresponda, en archivo de texto digital editable y en formato.pdf. Deberá incluir los puntos 1 a 3 del apartado siguiente.

Carpeta 2 – Archivos de origen. Las figuras, mapas, gráficas, cronogramas, tablas y todo tipo de imágenes en formatos.png, .tiff, y .jpg que son parte del documento integral y deben ser completamente legibles, con resolución de, al menos, 300 dpi. Todos los mapas deben tener escala, coordenadas (latitud y longitud), orientación y leyenda. Todas las secciones sísmicas deberán estar ubicadas o localizadas en un mapa.

Carpeta 3 – Información geográfica. Toda la información georreferenciada deberá ser entregada en formato *Shapefile* (.shp), referida al DATUM ITRF08 época 2010.0 o más reciente.

Carpeta 4 – Programa de Inversiones, Presupuesto y Evaluación Económica, según corresponda. La información contenida dentro de esta carpeta deberá presentarse en hojas de cálculo (.xls), deberán mostrar, cuando sea posible, las fórmulas para obtener los datos reportados en los casos que sea procedente realizarlo y corresponderán al Programa de Inversiones, Presupuesto y a la evaluación económica, de acuerdo con el trámite que se ingrese y en consistencia con la tabla de trámites e información.

Asimismo, se deberá adjuntar el comprobante de aprovechamientos respectivo.

I. PROGRAMA DE TRANSICIÓN.

En el caso de los supuestos previstos en los artículos 63 y 64 de los Lineamientos, el Programa de Transición deberá presentarse en el formato APT y deberá incluir los siguientes aspectos en el orden señalado:

1. Resumen ejecutivo
2. Descripción de los Campos y Yacimientos No Convencionales dentro del Área Contractual
3. Programa de Transición

A continuación, se señala el nivel de detalle de cada uno de los puntos referidos anteriormente:

1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1 Objetivo

- 1.1.1 Volumen estimado por recuperar de aceite y gas, en su caso, o de gas;

1.2 Alcance

- 1.2.1 Actividades a realizar;
- 1.2.2 Inversiones en dólares de los Estados Unidos de América;
- 1.2.3 Gastos de operación en dólares de los Estados Unidos de América;
- 1.2.4 Principales tecnologías.

1.3. Ubicación geográfica

Explicar las características de la ubicación del Área Contractual y presentar uno o varios mapas de referencia en donde se muestren:

- 1.3.1. El polígono que limita el Área de Contractual, y
- 1.3.2. La representación de la(s) condición(es) superficiales en las que se identifiquen entre otras características: las instalaciones superficiales (Pozos, ductos, líneas de descarga, baterías, separadores, etc.), rasgos topográficos, vías de acceso, cuerpos de agua (si los hay), Zonas de Salvaguarda, poblaciones, división estatal y municipal o algún otro elemento geográfico que se considere importante.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS Y YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DENTRO DEL ÁREA CONTRACTUAL

2.1. Interpretación sísmica

- 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. *CheckShots*;
 - iv. *VSP's*, y
 - v. Magnetometría y gravimetría.
- b) Incluir mapas en profundidad o en tiempo y secciones estructurales que incluyan los Pozos perforados en el Área Contractual y, en su caso, las localizaciones consideradas en el Programa de Transición.

2.2. Geología

- a) Describir los siguientes aspectos:
- vi. La geología regional en la que se encuentra el Área de Asignación o Contractual;
 - vii. Los antecedentes geológico-petroleros de la cuenca;
 - viii. La columna geológica del área;
 - ix. El modelo sedimentológico y su distribución, y
 - x. La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos No Convencionales.
- b) **Describir los criterios tomados para la distribución de propiedades de cada Yacimiento No Convencional. Asimismo, presentar mapas de distribución de propiedades que tengan un interés técnico o económico.**

En caso de que los mapas de distribución de propiedades no sean representativos, describir la metodología utilizada para determinar las mejores zonas del o los Yacimientos No Convencionales.

2.2.1. 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) 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;
- c) Describir los modelos utilizados para la variación lateral de los parámetros petrofísicos, y
- d) La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos No Convencionales.

2.3. Fluidos

- a) Presentar un **listado** de muestras de fluidos **obtenidos, señalando la más representativa de cada Yacimiento No Convencional, así como los** estudios con los que cuentan el o los Yacimientos No Convencionales 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 No Convencionales del Área Contractual.

2.4. Información técnica de los Yacimientos No Convencionales

Presentar una tabla con la información de cada Yacimiento No Convencional dentro del Área Contractual que contenga al menos lo señalado en **Tabla IV.38. Información Técnica Yacimientos No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

2.5. Descripción de la infraestructura actual

Describir Pozos e instalaciones actuales, incluyendo, ductos (longitud, diámetro, origen y destino) e instalaciones (capacidad de separadores y compresores, bombeo y transporte) para el manejo de los fluidos dentro del Área Contractual y, de ser el caso, aquella que se encuentre por fuera de esta y que será utilizada por el Operador Petrolero. Si el Área Contractual cuenta con Campos en producción a la fecha de presentación del Programa de Transición, describir el proceso actual para el manejo del agua y demás componentes del fluido a utilizar para el fracturamiento hidráulico, así como el proceso para el manejo en superficie de los Hidrocarburos y del agua producidos.

2.5.1. Pozos perforados

Presentar la información de los Pozos perforados a la fecha de presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Yacimientos No Convencionales, de conformidad con lo solicitado en las **Tablas IV.39. Inventario Pozos Yacimientos No Convencionales** y **IV.40. Inventario Sistemas Artificiales Producción Yacimientos No Convencionales**, disponibles en el enlace: www.cnh.gob.mx.

2.5.2. Ductos

Presentar la información de los ductos que actualmente operan en el Área Contractual en la **Tabla IV.41. Inventario Ductos No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

2.5.3. Infraestructura

Presentar la información de la infraestructura que actualmente opera en el Área Contractual a través de las **Tablas IV.42. Inventario Plataformas No Convencionales; IV.43. Inventario Baterías Separación No Convencionales; IV.44. Inventario Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas No Convencionales; IV.45. Inventario Complejo procesador y terminal de distribución No Convencionales** y **IV.46 Inventario Otra Infraestructura No Convencionales**, disponibles en el enlace: www.cnh.gob.mx.



3. PROGRAMA DE TRANSICIÓN

3.1. Actividades del Programa de Transición

Describir las actividades consideradas para el Programa de Transición. Incluir, además, un cronograma de ejecución de dichas actividades en el que se observen los principales estudios, obras y Pozos.

3.1.1. Pozos por perforar

- a) Completar, para cada uno de los Pozos tipo considerados en el Programa de Transición, la **Tabla IV.47. Pozos Programa Transición No Convencionales** disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.
- b) Incluir figuras con el estado mecánico de los Pozos tipo descritos.
- c) Presentar el cronograma de perforación de los Pozos considerados en el Programa de Transición, de conformidad con la **Tabla IV.48. Cronograma Perforación Programa Transición No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx
- d) Presentar las intervenciones a Pozos consideradas en el Programa de Transición, 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.

3.1.2. Ductos e infraestructura

Describir la filosofía de operación del Área Contractual para el manejo de los fluidos a producir desde el Pozo hasta el punto de medición fiscal. Lo anterior, con base en la infraestructura y ductos planeados a construir durante la ejecución del Programa de Transición, mismos que serán presentados a través de los siguientes formatos:

3.1.2.1. Ductos

Presentar la información de los ductos que serán construidos al amparo del Programa de Transición de conformidad con la **Tabla IV.49. Ductos Programa Transición No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

3.1.2.2. Infraestructura

- a) Presentar la información de la infraestructura que será construida al amparo del Programa de Transición mediante las **Tablas IV.50. Plataformas Programa Transición No Convencionales; IV.51. Baterías Separación Programa Transición No Convencionales; IV.52. Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas Programa Transición No Convencionales; IV.53. Complejo procesador y terminal de distribución Programa Transición No Convencionales y IV.54. Otra Infraestructura Programa Transición No Convencionales**, disponibles en el enlace: www.cnh.gob.mx, y
- b) Describir aquella infraestructura que se encuentre fuera del Área Contractual y que el Operador Petrolero tenga considerado utilizar.

3.1.3. Estudios y toma de información

Describir los estudios y actividades de toma de información considerados en el Programa de Transición, **mediante la Tabla IV.61. Estudios Toma Información No Convencionales disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx** mismos que deberán estar enfocados hacia el conocimiento de subsuelo, a través de la caracterización estática y dinámica de los Yacimientos No Convencionales.

Lo anterior, considerando de manera enunciativa mas no limitativa, los siguientes rubros:

- 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/producción
- h) Generación o actualización de los modelos estático o dinámico

Adicionalmente, considerar las actividades de monitoreo del comportamiento del Yacimiento No Convencional, con el fin de proponer la optimización del Programa de Transición e indicar la frecuencia con la que se hará dicho monitoreo, como son:

- a) Comportamiento de la producción;
- b) Condiciones operativas de los Pozos (P_{TP} , P_{TR} , P_{WH} , P_{BH} , T_{WH});
- c) Aforo de Pozos;
- d) Toma de muestras de agua y análisis de las mismas;
- e) Análisis cromatográficos, y
- f) Pruebas de formación

3.1.4. Medición

Presentar lo relativo al Punto de Medición Provisional, de acuerdo con lo establecido en artículo 42, segundo y tercer párrafos del Lineamiento Técnico en Materia de Medición de Hidrocarburos.



3.1.5. Comercialización de la Producción

- a) Pronósticos y especificaciones de calidad de cada uno de los Hidrocarburos a ser comercializados (petróleo, gas y condensado).
- b) Describir la estrategia comercial de los Hidrocarburos disponibles para la venta, por tipo de Hidrocarburo (petróleo, gas y condensado).
- c) Descripción y ubicación del o los puntos de venta por tipo de Hidrocarburo.
- d) Mecanismos para la determinación del precio de venta por tipo de Hidrocarburo.
- e) Descripción de los costos necesarios observados de transporte, Almacenamiento, logística y todos los demás costos incurridos para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta.
- f) Instalaciones de Comercialización a ser utilizadas y a construir.
Para los Contratos donde el Estado reciba como contraprestación el Hidrocarburo en especie (petróleo, gas y condensado), describir la metodología para la entrega de los Hidrocarburos del Estado al Comercializador.

3.1.6. Aprovechamiento de gas

- a) Describir las instalaciones existentes o, en su caso, las que se considera construir como parte del Programa de Transición con el fin de aprovechar el gas producido en el Área Contractual.
- b) Describir cómo se aprovechará el gas producido en el Área Contractual, considerando el gas que será utilizado como autoconsumo, para bombeo neumático, para Conservación y para Transferencia, con base en las definiciones de las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones).
- c) Presentar la meta de aprovechamiento de gas durante el Programa de Transición, acompañado del cronograma de actividades e inversiones asociadas, para dar cumplimiento a la meta de 98% de conformidad con las Disposiciones y mediante **Tabla IV.55. Aprovechamiento de Gas Programa Transición No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx, y
- d) Presentar los volúmenes mensuales estimados que serán usados por el Operador Petrolero como Hidrocarburos de autoconsumo en actividades petroleras de Extracción de recuperación secundaria y mejorada, como combustible, para inyección o para alimentar un sistema artificial de producción. Justificar dichos volúmenes con la información que detalle el proceso en el cual serán utilizados.

3.1.7. Abandono y desmantelamiento

- a) Presentar, en su caso, el cronograma de todas las actividades consideradas para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y en su caso, compensación ambiental, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, de conformidad con la **Tabla IV.56. Cronograma Abandono Programa Transición No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx;
- b) Señalar los estándares y procedimientos que serán utilizados para todas las actividades de Abandono consideradas y la razón de la selección de estos, conforme a las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable.
- c) Indicar el detalle de los montos de asociados al fondeo de las actividades de manera anual, de conformidad con la **Tabla IV.57. Costos Abandono Programa Transición No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.

3.2. Producción

- a) Presentar los pronósticos de producción de los Hidrocarburos y del agua en el Área Contractual, de acuerdo con la **Tabla IV. 58. Producción Programa Transición No Convencionales**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx;
- b) Describir la metodología de cálculo de los pronósticos de producción de aceite, gas, agua y en su caso, condensado.
- c) Presentar las acciones que serán realizadas para el operador para la correcta administración de Yacimientos No Convencionales, enfocadas hacia la máxima recuperación de los hidrocarburos contenidos en estos.
- d) Tener en cuenta las siguientes consideraciones:
 - i. Los datos deberán ser presentados en forma mensual.
 - ii. La información deberá estar referida al Campo, al Yacimiento No Convencional y a los Pozos.
 - iii. Presentar a nivel Yacimiento No Convencional, la producción base e incremental por terminaciones, reparaciones mayores de extracción, recuperación secundaria y recuperación mejorada.

3.3. Combinación tecnológica para el programa propuesto

Presentar una matriz con las principales tecnologías, sin incumplir los derechos de propiedad intelectual, que serán utilizadas en la ejecución del Programa de Transición, incluyendo de manera enunciativa mas no limitativa, tecnologías de caracterización de Yacimientos No Convencionales, tanto estática como dinámica, perforación y terminación de Pozos, deshidratación, separación, medición, aseguramiento de flujo, Recuperación Avanzada.

3.4. Programa de Inversiones



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 estos. Las inversiones se deben presentar mensualizadas para la totalidad del periodo de transición y deben estar expresadas en dólares de Estados Unidos de América, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla IV.59. Inversiones Programa Transición No Convencionales**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx.

Todas las actividades mencionadas en el Programa de Transición deberán guardar correspondencia con las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.59. Inversiones Programa Transición No Convencionales**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas e inversiones asociadas descritas en la **Tabla IV.59. Inversiones Programa Transición No Convencionales**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Transición.