



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

ANEXO III Elaboración y Presentación de los Programas de Transición

OBJETO.

Este Anexo 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 Anexo 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 Anexo 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), que 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.

Asimismo, se deberá adjuntar el comprobante de pago de aprovechamientos que aplique a cada trámite.

I.A. PROGRAMA DE TRANSICIÓN.

En el caso de los supuestos establecidos 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 dentro del Área Contractual, y
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, y
 - 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 DENTRO DEL ÁREA CONTRACTUAL

2.1. Interpretación sísmica y configuración estructural

- a) Describir la información sísmica disponible, indicando la calidad de la misma, incluyendo de manera enunciativa mas no limitativa:
 - i. Sísmica 2D;
 - ii. Sísmica 3D;
 - iii. *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 Contractual y, en su caso, las localizaciones consideradas en el Programa de Transición.

2.2. Geología

- a) Describir los siguientes aspectos:
 - i. La geología regional en la que se encuentra el Área Contractual;
 - ii. Los antecedentes geológico-petroleros de la cuenca;
 - iii. La columna geológica del área;
 - iv. El modelo sedimentológico y su distribución **por Yacimiento**, y
 - v. La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos.
- b) **Describir los criterios tomados para la distribución de propiedades de cada Yacimiento. Asimismo, presentar mapas de distribución de propiedades:**
 - i. Saturación de Hidrocarburos;
 - ii. Porosidad;
 - iii. Espesor bruto y espesor neto, y
 - iv. Otros que **resulten representativos de los Yacimientos a desarrollar.**

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.

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) Presentar los parámetros de cálculo de la saturación de agua de acuerdo con la metodología utilizada, así como los resultados obtenidos;
- c) Presentar el valor de corte para el volumen de arcilla;
- d) Describir la metodología de cálculo de la permeabilidad, así como los resultados obtenidos. Comparar los resultados obtenidos de análisis de laboratorio realizados a muestras de roca y de fluidos con los resultados obtenidos a través de registros geofísicos;
- e) Describir los modelos utilizados para la variación lateral de los parámetros petrofísicos;
- f) Presentar el nivel de los contactos de fluidos, así como la metodología para la obtención de estos. En caso de no contar con esta información, justificar la falta de ésta, y
- g) La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos.

2.3. Fluidos

- a) Presentar un **listado** de muestras de fluidos **obtenidos, señalando la más representativa de cada Yacimiento, así como los** estudios con los que cuentan el o los Yacimientos del Área Contractual, y
- b) Presentar los resultados de los estudios realizados a las muestras de aceite, gas y agua en los Yacimientos del Área Contractual.

2.4. Información técnica de los Yacimientos

Presentar una tabla con la información de cada Yacimiento dentro del Área Contractual que contenga al menos lo señalado en la **Tabla III.1. Información Técnica Yacimientos**, 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 ésta y que será utilizada por el Operador Petrolero. Describir el proceso actual para el manejo de los fluidos producidos.

2.5.1. Pozos perforados

Presentar la información de los Pozos perforados a la fecha de presentación del Programa de Transición, de conformidad con lo solicitado en las **Tablas III.2. Inventario Pozos** y **III.3. Inventario Sistemas Artificiales Producción**, 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 III.4. 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 Contractual a través de la **Tabla III.5. Inventario Plataformas; III.6. Inventario Baterías Separación; III.7. Inventario Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas; III.8. Inventario Complejo Procesador y Terminal de Distribución y III.9. Inventario Otra Infraestructura**, 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 III.10. Pozos Programa Transición**, 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 III.11. Cronograma Perforación Programa Transición**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx, y
- 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 III.12. Ductos Programa Transición**, 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 III.13. Plataformas Programa Transición; III.14. Baterías Separación Programa Transición; III.15. Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas Programa Transición; III.16. Complejo procesador y terminal de distribución Programa Transición y III. 17. Otra Infraestructura Programa Transición**, 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 III.43. Estudios Toma Información Programa Transición 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.

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, y
- h) Generación o actualización de los modelos estático o dinámico.

Adicionalmente, considerar las actividades de monitoreo del comportamiento del Yacimiento, con el fin de proponer el futuro Plan de Desarrollo para la Extracción e indicar la frecuencia con la que se hará dicho monitoreo, como son:

- a) Comportamiento de la producción;
- b) Presión del Yacimiento;
- c) Posición y avance de los contactos de fluidos, así como los gastos críticos por Pozo;
- d) Condiciones operativas de los pozos (P_{TP} , P_{TR} , P_{WH} , P_{BH} , T_{WH});
- e) Aforo de Pozos;
- f) Registros de saturación;
- g) Toma de muestras de agua y análisis de las mismas;
- h) Análisis cromatográficos, y
- i) Pruebas de formación.

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, y
 - 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 la **Tabla III.18. Aprovechamiento 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.

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 III.19. Cronograma Abandono Programa Transición**, 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 éstos, conforme a las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable, y
- c) Indicar el detalle de los montos de asociados al fondeo de las actividades de manera anual, de conformidad con la **Tabla III.20. Costos Abandono Programa Transición**, 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 III.21. Producción Programa Transición**, 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 el cálculo de producción de aceite para evitar o, en su caso, diferir la irrupción de gas o agua. Describir el método utilizado para dicho cálculo;
- d) Presentar las acciones que serán realizadas para el operador para la correcta administración de Yacimientos, enfocadas hacia la máxima recuperación de los Hidrocarburos contenidos en estos, y
- e) 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 y a los Pozos, y
 - iii. Presentar a nivel Yacimiento, la producción base e incremental por terminaciones, reparaciones mayores de extracción, recuperación secundaria y recuperación mejorada.

3.3. Combinación tecnológica para el Programa de Transición propuesto

- a) 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, 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 éstos. 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 III.22. Programa Inversiones Programa Transición**, 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 **III.22. Programa Inversiones Programa Transición**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la tabla **III.22. Programa Inversiones Programa Transición**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Transición.

Separar los costos asociados a la recuperación secundaria y mejorada y presentarlos de forma explícita.

I.B. PROGRAMA DE TRANSICIÓN EN CASO DE PRODUCCIÓN TEMPRANA.

En el supuesto previsto en el artículo 65 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 dentro del Área de Asignación o Contractual, y
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;
- 1.2.3. Gastos de operación, y
- 1.2.4. 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, 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 DENTRO DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN O CONTRACTUAL**
- 2.1. Interpretación sísmica y configuración estructural**
Incluir mapas en profundidad o en tiempo y secciones estructurales que incluyan los Pozos perforados en el Área de Asignación o Contractual.
- 2.2. Geología**
Describir los siguientes aspectos:
- La geología regional en la que se encuentra el Área de Asignación o Contractual;
 - Los antecedentes geológico-petroleros de la cuenca;
 - La columna geológica del área;
 - El modelo sedimentológico y su distribución, y
 - La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos.
- 2.2.1. Descripción petrofísica**
- 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;
 - Presentar los parámetros de cálculo de la saturación de agua de acuerdo con la metodología utilizada, así como los resultados obtenidos;
 - Presentar el valor de corte para el volumen de arcilla;
 - 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;
 - Describir los modelos utilizados para la variación lateral de los parámetros petrofísicos.
 - Presentar el nivel de los contactos de fluidos, así como la metodología para la obtención de estos. En caso de no contar con esta información, justificar la falta de ésta, y
 - La identificación de los intervalos que son considerados Yacimientos.
- 2.3. Fluidos**
Presentar los resultados de los estudios realizados a las muestras de aceite, gas y agua en los Yacimientos del Área de Asignación o Contractual.
- 2.4. Información técnica de los Yacimientos**
Presentar una tabla con la información de cada Yacimiento dentro del Área de Asignación o Contractual que contenga al menos lo señalado en la **Tabla III.23. Información Técnica Yacimientos Producción Temprana**, 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 ésta y que será utilizada por el Operador Petrolero.
- 2.5.1. Pozos perforados**
Presentar la información de los Pozos perforados a la fecha de presentación del Programa de Transición, de conformidad con lo solicitado en las **Tablas III.24. Inventario Pozos Producción Temprana y III.25. Inventario SAP Producción Temprana**, 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 III.26. Inventario Ductos Producción Temprana**, 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 la **Tabla III.27. Inventario Plataformas Producción Temprana; III.28. Inventario Baterías Separación Producción Temprana; III.29. Inventario Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas Producción Temprana; III.30. Inventario Complejo Procesador y Terminal de Distribución Producción Temprana y III.31. Inventario Otra Infraestructura Producción Temprana**, 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, y obras.

3.1.1. **Intervenciones a Pozos**

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 de Asignación o 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 III.32. Ductos Producción Temprana**, 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 III.33. Plataformas Producción Temprana; III.34. Baterías Separación Producción Temprana; III. 35. Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas Producción Temprana; III.36. Complejo procesador y terminal de distribución Producción Temprana y III. 37. Otra Infraestructura Producción Temprana**, 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.

3.1.3. **Toma de información**

Describir las actividades de toma de información consideradas en el Programa de Transición, **mediante la Tabla III.44. Estudios Toma Información Producción Temprana 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.

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

- a) Comportamiento de la producción;
- b) Presión del Yacimiento;
- c) Posición y avance de los contactos de fluidos, así como los gastos críticos por Pozo;
- d) Condiciones operativas de los pozos (P_{TP} , P_{TR} , P_{WH} , P_{BH} , T_{WH});
- e) Aforo de Pozos;
- f) Registros de saturación;
- g) Toma de muestras de agua y análisis de las mismas;
- h) Análisis cromatográficos, y
- i) Pruebas de formación.

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, y
 - 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 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 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 la **Tabla III.38. Aprovechamiento Gas Producción Temprana**, 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 de Asignación o Contractual, de conformidad con la **Tabla III.39. Cronograma Abandono Producción Temprana**, 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 éstos, conforme a las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable, y
- c) Indicar el detalle de los montos de asociados al fondeo de las actividades de manera anual, de conformidad con la **Tabla III.40. Costos Abandono Producción Temprana**, 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 de Asignación o Contractual, de acuerdo con la **Tabla III.41. Pronóstico Producción Temprana**, 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 el cálculo de producción de aceite para evitar o, en su caso, diferir la irrupción de gas o agua. Describir el método utilizado para dicho cálculo;
- d) Presentar las acciones que serán realizadas para el operador para la correcta administración de Yacimientos, enfocadas hacia la máxima recuperación de los Hidrocarburos contenidos en éstos, y
- e) 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 y a los Pozos, y
 - iii. Presentar a nivel Yacimiento, la producción base e incremental por reparaciones mayores.

3.3. Combinación tecnológica para el Programa de Transición 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, 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 éstos. 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 III.42. Programa Inversiones Producción Temprana**, 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 Presupuesto. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la Tabla Presupuesto, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Transición.

Separar los costos asociados a la recuperación secundaria y mejorada y presentarlos de forma explícita.