



COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

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

ANEXO II Elaboración y Presentación de los Planes de Desarrollo para la Extracción

OBJETO.

Este Anexo tiene por objeto establecer los elementos esenciales que debe contener el Plan de Desarrollo para la Extracción. 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 y las acciones que serán tomadas como parte del Plan de Desarrollo para la Extracción con el fin de obtener la información faltante.

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 – Documento integral. Plan de Desarrollo para la Extracción o su modificación, según corresponda, en archivo de texto digital editable y en formato. Deberá incluir los puntos 1 a 4 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 y se referir al Programa de Inversiones, Presupuesto y a la evaluación económica, según corresponda.

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

I. PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.

El Plan de Desarrollo para la Extracción 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 dentro del Área de Asignación o Contractual;
3. Descripción de alternativas analizadas, y
4. Plan de Desarrollo para la Extracción

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, y
- I.1.2. Factores de recuperación por Yacimiento de aceite y gas, en su caso, o de gas.



1.2. Alcance

- 1.2.1. Actividades a realizar;
- 1.2.2. Inversiones. Indicar el monto total de la inversión en dólares de los Estados Unidos de América;
- 1.2.3. Gastos de operación. Indicar el monto total de los gastos de operación en dólares de los Estados Unidos de América;
- 1.2.4. Propuesta de duración del Plan de Desarrollo para la Extracción, y
- 1.2.5. 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, y
 - 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.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS Y YACIMIENTOS DENTRO DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN O 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 de Asignación o Contractual y, en su caso, las localizaciones consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción 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 **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 por cada Yacimiento:**
 - i. Saturación de Hidrocarburos;
 - ii. Porosidad;
 - iii. Espesor bruto y espesor neto, y
 - iv. Otras 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; porosidad y de saturación de agua;
- d) Describir la metodología de cálculo de la permeabilidad, así como los resultados obtenidos. Comparar los resultados obtenidos de análisis de laboratorio realizados a muestras de roca y de fluidos con los resultados obtenidos a través de registros geofísicos;
- e) Describir los criterios para la distribución de las propiedades petrofísicas;



- f) 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 esta, 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 de Asignación o Contractual, y
- b) Presentar los resultados de los estudios realizados a las muestras de aceite, gas y agua en los Yacimientos del Área de Asignación o Contractual.
- 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 II.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 plataformas, 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, 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 Plan de Desarrollo para la Extracción, de conformidad con lo solicitado en la **Tabla II.2. Inventario Pozos y Tabla II.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 de Asignación o Contractual en la **Tabla II.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 de Asignación o Contractual a través de la **Tabla II.5. Inventario Plataformas; II.6. Inventario Baterías Separación; II.7. Inventario Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas; II.8. Inventario Complejo Procesador y Terminal de Distribución, y II.9. 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 del Área de Asignación o Contractual y justificar, con base en dicha selección, la maximización del Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables.
- Para cada alternativa completar, al menos, la información solicitada en la **Tabla II.10. Alternativas Desarrollo**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx.
- 4. PLAN DE DESARROLLO**
- Describir la alternativa de desarrollo seleccionada con respecto a los Yacimientos del Área de Asignación o Contractual y justificar, con base en dicha selección, la maximización del Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables. Presentar los siguientes rubros:
- 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 Petrolero 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:

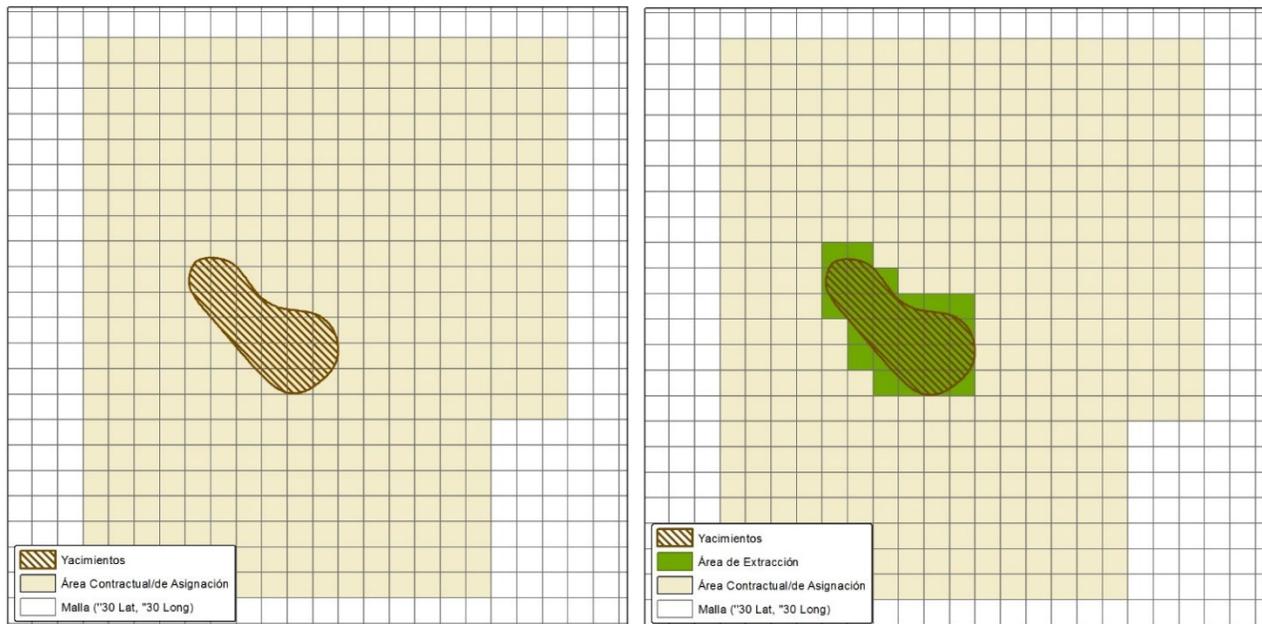
- i. Las Áreas de Extracción en las que se tenga el propósito de llevar a cabo Extracción, deberán estar referidas a un polígono cuyo perímetro contenga la proyección en planta, en la superficie terrestre, de la(s) formación(es) productora(s) de Hidrocarburos en la(s) que se podrá(n) desarrollar los trabajos correspondientes. La proyección superficial de la totalidad del o de los Yacimientos deberá estar contenida en dicha retícula;
- ii. El Área de Extracción deberá referirse a un área regular, donde todos sus lados siempre deberán estar orientados de manera norte-sur y este-oeste;
- iii. El polígono del Área de Extracción se configurará con base en la retícula de referencia, considerando una extensión mínima por lado de 30 segundos (tanto en Latitud como en Longitud);
- iv. La superficie total de un Área de Extracción será determinada por la suma de los bloques que la conformen, y
- v. El avance de contactos de los fluidos no constituirá un supuesto para la modificación del Área de Extracción.

Las anteriores premisas deberán ser utilizadas en los siguientes supuestos:

a. Yacimiento continuo

Para las áreas en las que se encuentre únicamente un Yacimiento continuo se tomará como Área de Extracción aquella que resulte de la proyección de la configuración estructural en superficie, asociada al volumen original. En caso de existir certificación de reservas asociada, deberán tomarse como antecedente los volúmenes originales correspondientes a dicha certificación.

En la siguiente figura se observa la proyección en superficie de un Yacimiento determinado por un Operador dentro de un Área Contractual o de Asignación, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dicho Yacimiento. El Área de Extracción será aquella que envuelva completamente la proyección en superficie del Yacimiento.

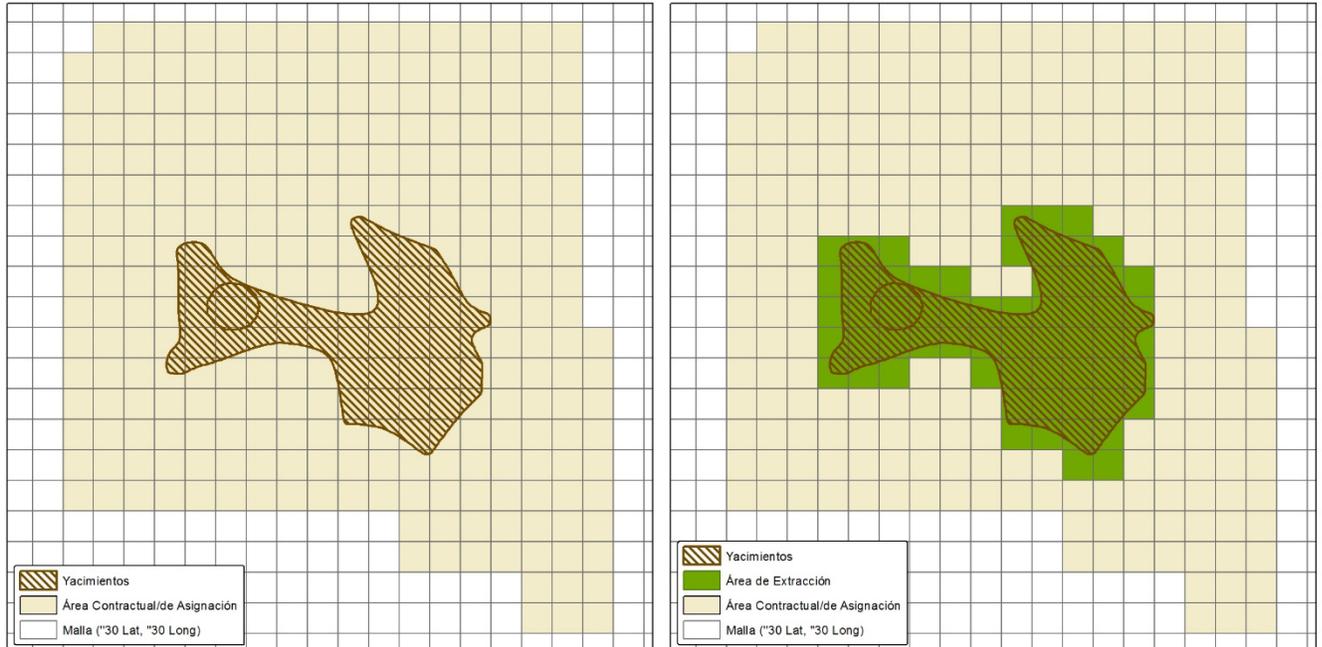


b. Múltiples yacimientos sobrepuestos

Cuando se tengan dos o más Yacimientos que se estén desarrollando de manera simultánea y estén sobrepuestos, de tal manera que el Yacimiento de mayor superficie envuelva completamente a los demás Yacimientos, se tomará el área del mayor como Área de Extracción.

En la figura que se expone a continuación, se observa un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador Petrolero ha determinado la existencia de dos Yacimientos, en cuyas proyecciones en superficie se encuentra uno de ellos contenido en su totalidad por el otro, así como la determinación

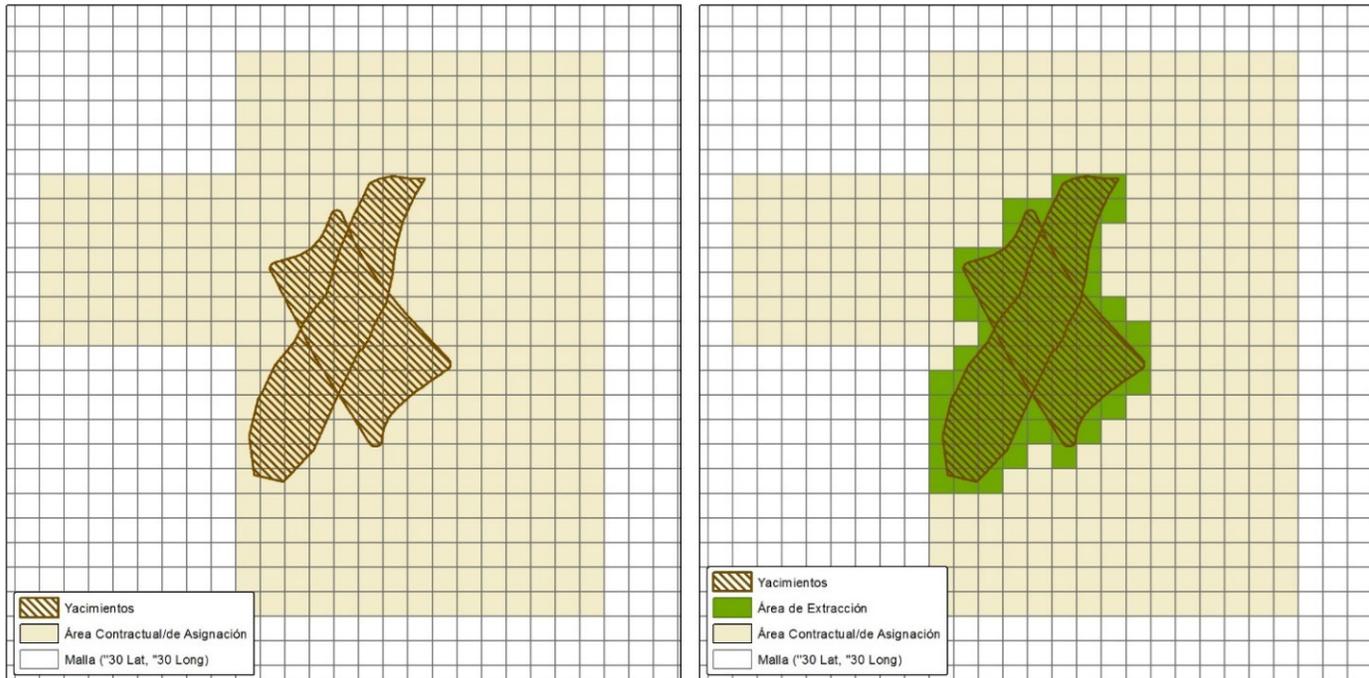
del Área de Extracción asociada a dichos Yacimientos. El Área de Extracción será aquella que envuelva completamente a la proyección en superficie del Yacimiento más grande.



c. Yacimientos sobrepuestos parcialmente

Cuando se presenten dos o más Yacimientos que se estén desarrollando de manera simultánea y estén sobrepuestos parcialmente, el Área de Extracción corresponderá a aquella generada a partir del perímetro que comprenda la proyección en superficie de los Yacimientos sobrepuestos.

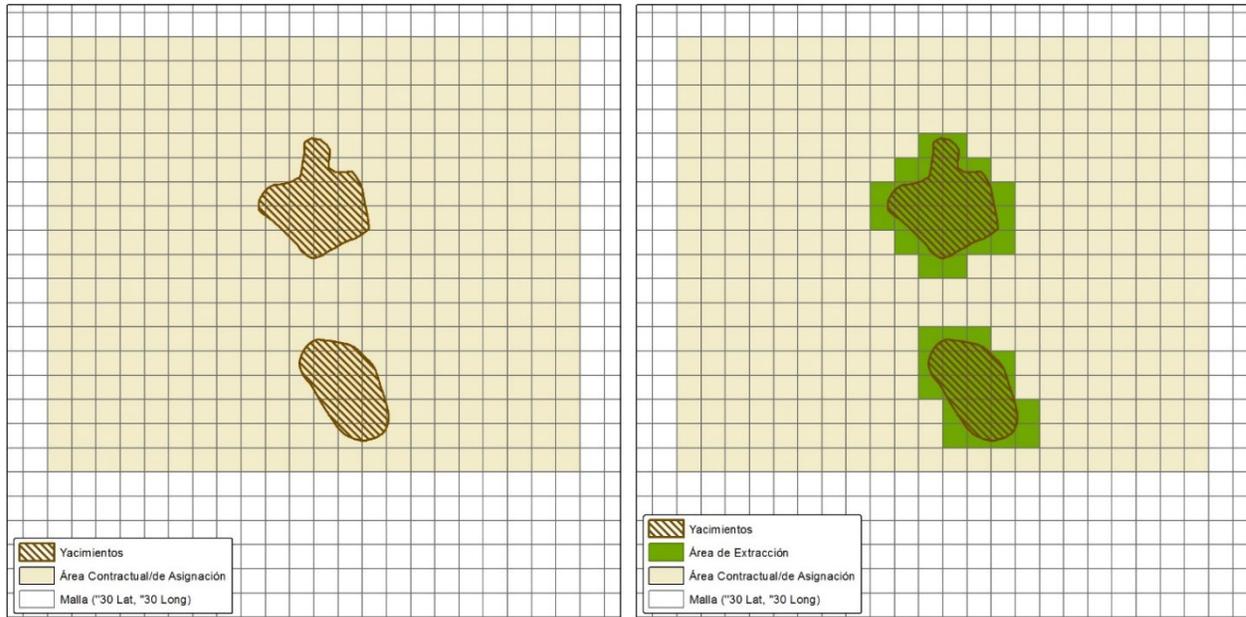
Lo anterior se puede observar en la siguiente figura, en donde se presenta un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos Yacimientos, cuyas proyecciones en superficie se encuentran sobrepuestas parcialmente, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dichos Yacimientos. El Área de Extracción será aquella que abarque el perímetro que envuelva completamente a la proyección en superficie de los Yacimientos.



d. Yacimientos dispersos

En el caso de presentarse dos o más cuerpos con características de Yacimientos aislados cuyas proyecciones en superficie no se superpongan, se deberá asociar un Área de Extracción para cada Yacimiento conforme al supuesto descrito en el inciso a. y posteriormente sumarlas para obtener el Área de Extracción total.

En la figura siguiente, se observa un Área Contractual o de Asignación en la que el Operador ha determinado la existencia de dos Yacimientos, cuyas proyecciones en superficie no muestran superposición, así como la determinación del Área de Extracción asociada a dichos Yacimientos. El Área de Extracción será la suma de las áreas asociadas a cada uno de los Yacimientos en cuestión.



e. Configuración estructural de Yacimiento no contemplada por los anteriores supuestos

De no encontrarse en los anteriores supuestos la configuración para la determinación del Área de Extracción, se deberá proponer a la Comisión la metodología de cálculo que permita abarcar puntualmente la configuración estructural del yacimiento en estudio. Cuando el Área Contractual o de Asignación tenga derechos de Exploración y Extracción.

4.2. Actividades del Plan de Desarrollo para la Extracción

Describir las actividades consideradas en la alternativa seleccionada para el desarrollo del Área de Asignación o Contractual. Incluir, además, un cronograma de ejecución de dichas actividades en el que se observen los principales estudios, obras, Pozos y, en su caso, el inicio de la producción.

4.2.1. Pozos por perforar

- a) Completar, para cada uno de los Pozos tipo considerados en el Plan de Desarrollo para la Extracción, la **Tabla II.11. Pozos Plan Desarrollo**, 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 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 conformidad con la **Tabla II.12. Cronograma Perforación Desarrollo**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx, y
- e) Presentar las intervenciones a Pozos consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción, 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 de los fluidos a producir 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, 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 conformidad con la **Tabla II.13. 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 mediante la **Tabla II.14. Plataformas Plan Desarrollo; II.15. Baterías Separación Plan Desarrollo; II.16. Centrales, Bombas, Tanques, Estaciones y Plantas Plan Desarrollo; II.17. Complejo procesador y terminal de distribución Plan Desarrollo y II.18. Otra Infraestructura Plan Desarrollo**, disponibles en el enlace: www.cnh.gob.mx.
- 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 de Desarrollo para la Extracción, **mediante la Tabla II.29. Estudios Toma Información 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 la optimización del Plan de Desarrollo para la Extracción e indicar la frecuencia con la que se hará dicho monitoreo, como son:

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

4.2.4. Medición

El Plan de Desarrollo para la Extracción deberá contener la información que dé cumplimiento a lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), incluyendo la documentación soporte correspondiente.

En caso de considerar infraestructura o Puntos de Medición de uso compartido entre Operadores Petroleros o entre el Operador Petrolero y un tercero, se deberá incluir el proyecto de acuerdo con lo establecido en los LTMMH y, en su caso, en el Contrato respectivo.

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.

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 II.19. 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.

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 II.20. 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
- b) Cuando a la fecha de presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción, 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. 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, y
- 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, resultante de la reparación y /o perforación, consideradas en el Plan de Desarrollo para la Extracción. 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.

4.2.5. 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.

4.2.6. 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 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 II.21. 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.

4.2.7. 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 II.22. 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;
- 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 II.23. 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

Presentar la **Tabla II.24. Reservas Plan Desarrollo**, disponible en el enlace: www.cnh.gob.mx, con la información de reservas asociadas al Plan de Desarrollo para la Extracción 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, 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 II.25. 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, **incluyendo** el cálculo de producción de aceite para evitar o, en su caso, diferir la irrupción de gas o agua;
- c) 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
- 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 de aceite y gas asociado y 3P para Yacimientos 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 y a los Pozos, y
 - iv. Presentar a nivel Yacimiento, la producción base e incremental por terminaciones, reparaciones mayores de Extracción, recuperación secundaria y 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, 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, 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, todo lo anterior de acuerdo con la **Tabla II.26. Programa de Inversiones**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx.

Todas las actividades mencionadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción deberán guardar correspondencia con las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla II.26. Programa de Inversiones**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla II.26. Programa de Inversiones**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción.

- a) En el caso de una modificación describir las inversiones y los gastos de operación del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado y comparar con el presentado a la Comisión, y
- b) Separar los costos asociados a la recuperación secundaria y mejorada y presentarlos de forma explícita.

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 II.27. Presupuesto**, disponible en el siguiente enlace: www.cnh.gob.mx.

Todas las actividades mencionadas en el Programa de Trabajo deberán guardar correspondencia con las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla II.27. Presupuesto**. De igual manera todas las sub-actividades, tareas y sub-tareas, e inversiones asociadas descritas en la **Tabla II.27. Presupuesto**, deberán guardar correspondencia con la totalidad de actividades mencionadas en el Programa de Trabajo.

4.6. Evaluación económica

Las siguientes premisas serán las que la Comisión considerará como base para su evaluación. Los Operadores podrán determinar y utilizar premisas diferentes a las aquí establecidas, debiendo en tal caso justificar su determinación.

- a) Presentar en el formato establecido por la Comisión en la **Tabla II.28. Evaluación Económica**, las principales variables y premisas económicas **consideradas durante el periodo del Plan de Desarrollo para la Extracción, el cual no podrá exceder la vigencia del Contrato o Asignación que corresponda**;
- b) Asimismo, se deberán entregar los indicadores económicos solicitados por la Comisión en los formatos que para ello se establezcan en la **Tabla II.28. Evaluación Económica**, y
- 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)

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	Precio = -12.662 + 0.984*Brent + 0.609*API - 0.007*API ² - 1.149*S
31.1° < API <= 39.0°	Precio = -12.662 + 0.984*Brent + 0.609*API - 0.007*API ² - 1.149*S
22.3° < API <= 31.1°	Precio = -12.662 + 0.984*Brent + 0.609*API - 0.007*API ² - 1.149*S



$10.0^{\circ} < \text{API} \leq 22.3^{\circ}$	$\text{Precio} = -12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * \text{S}$
$\text{API} \leq 10.0^{\circ}$	$\text{Precio} = -2.493 + 0.781 * \text{Brent}$

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, 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.

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.

ii. **Precio de gas (dólares/mil pies cúbicos)**

Índice de referencia de precios de Gas Natural al mayoreo correspondiente a la Región en la que se localiza el Área Contractual o el Área de Asignación, publicado para el mes anterior a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo para la Extracción, por la Comisión Reguladora de Energía en el siguiente enlace: <http://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html>, convertido a dólares/mil pies cúbicos (1 pie cúbico = 1.03 mil btu)

iii. **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, 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.

iv. **Tipo de cambio (pesos/dólar)**

Tasa que marca la relación entre el valor de pesos de México y Dólares de Estados Unidos de América para solventar obligaciones, promedio de los dos meses calendario anteriores a la fecha en la que se presenta el Plan de Desarrollo para la Extracción. Publicada por el Banco de México.

v. **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 establecida en 10%.

II. MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN

Cuando ocurra alguno de los supuestos previstos en el artículo 62 de los Lineamientos, los Operadores Petroleros deberán presentar a la Comisión el formato PE 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.