

ANEXO I

RECOMENDACIONES DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA PARA LOS SOLICITANTES DE LA MIGRACIÓN DE UNA ASIGNACIÓN RELACIONADA CON UN CONTRATO INTEGRAL DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN O CON UN CONTRATO DE OBRA PÚBLICA FINANCIADA A UN CONTRATO PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.

Las presentes recomendaciones tienen como propósito especificar la documentación que debe contener la solicitud de migración de una Asignación relacionada con un Contrato Integral de Exploración y Producción o con un Contrato de Obra Pública Financiada a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en términos de lo previsto en los Transitorios Vigésimo Octavo de la Ley de Hidrocarburos, así como Sexto de su Reglamento.

1. Definiciones.

En singular o plural, para efectos de este instrumento serán aplicables las definiciones de la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y sus respectivos Reglamentos, así como las que se establecen a continuación:

- I.** CIEP: Contratos Integrales de Exploración y Producción;
- II.** COPF: Contratos de Obra Pública Financiada;
- III.** CEE: Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- IV.** Ley: Ley de Hidrocarburos;
- V.** Lineamientos: Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones, la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de julio de 2015;
- VI.** Promoventes: Pemex Exploración y Producción y el(los) correspondiente(s) contratista(s) del CIEP o COPF;
- VII.** Reglamento: Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, y
- VIII.** Secretaría: Secretaría de Energía.

2. Presentación de la solicitud.

Los Promoventes que en su interés esté migrar la Asignación relacionada a un CIEP o COPF a un CEE deberán incluir en su solicitud cuando menos la documentación descrita en el presente instrumento, en versión impresa y electrónica. Dicha solicitud deberá ser presentada en la Subsecretaría de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía, ubicada en Avenida Insurgentes Sur número 890, piso 15, Colonia Del Valle, Delegación Benito Juárez, C. P. 03100, Ciudad de México, en días y horas hábiles.

La Secretaría revisará cuantitativamente la información presentada por los Promoventes de conformidad con el Anexo 13 de estas recomendaciones.

3. Documentación legal corporativa.

- I. Identificación oficial de los representantes legales de los Promoventes; para estos efectos los documentos aceptables son: credencial para votar o pasaporte vigentes o cédula profesional. En el caso de extranjeros, únicamente se aceptará pasaporte o documento con el cual acredite su legal estancia en México, expedido por el Instituto Nacional de Migración;
- II. Instrumento público en el cual se haga constar la personalidad del representante legal con poderes tan amplios como sean necesarios para representarlo frente a la Secretaría para cualquier asunto relacionado con la solicitud de migración respectiva o, en su caso, el documento con el que se acrediten las facultades correspondientes, y
- III. Para compañías nacionales, instrumento público en el que conste el acta constitutiva así como sus modificaciones, o la correspondiente compulsas de los estatutos sociales. Tratándose de compañías extranjeras documento con el que acredite su legal existencia; los cuales deberán presentarse apostillados o legalizados según corresponda, y en idioma español o inglés; aquellos que se encuentren en un idioma diverso, se deberán acompañar de traducción al español elaborada por perito traductor autorizado en México.

La documentación numerada en este apartado se deberá presentar en original o copia certificada, acompañada de copia simple para su cotejo e inmediata devolución.

4. Documentación con la que se acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en el primer párrafo del Transitorio Vigésimo Octavo de la Ley.

Información y documentos con los que se acredite que el CIEP o COPF relacionado con la Asignación que se pretende migrar a un CEE objeto de la solicitud:

- Se encuentra vigente;
- Fue originalmente licitado, y
- Fue suscrito previo a la entrada en vigor de la Ley.

Para demostrar lo anterior, los Promoventes deberán presentar, de manera enunciativa más no limitativa:

- I. Convocatoria a la Licitación Pública Nacional o Internacional;
- II. Acta de Fallo de la Licitación Pública;
- III. Aprobación, visto bueno u opiniones favorables emitidas por la convocante para llevar a cabo la contratación;
- IV. Libro blanco del procedimiento de contratación;
- V. Notificación de la adjudicación del contrato correspondiente, y
- VI. CIEP o COPF suscrito por las partes correspondientes, incluyendo sus anexos.

La documentación numerada en este apartado se deberá presentar en original o copia certificada, acompañada de copia simple para su cotejo e inmediata devolución.

5. Documentación con la que acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Sexto Transitorio del Reglamento.

A. Información técnica

I. Identificación de la Asignación a migrar, en términos de la fracción I del Sexto Transitorio del Reglamento. Presentar información en formato *Shape* relativa a:

- a) La Asignación;
- b) En caso de que las Asignaciones relacionadas al CIEP o al COPF hayan sufrido modificaciones, incluir las áreas de ampliación o reducción, según sea el caso;
- c) Campos;
- d) Pozos;
- e) Instalaciones e infraestructura ubicada dentro del área del CIEP o del COPF, y
- f) Modelo estructural de los objetivos petroleros, incluyendo mapas estructurales.

II. Características geológicas del área, de conformidad con la fracción IV del Sexto Transitorio del Reglamento incluyendo la siguiente información tectono-estructural, estratigráfica, sedimentológica, en formato *Word*:

- a) Descripción de la evolución tectónica de las estructuras tipo del área, incluyendo mapas estructurales representativos y secciones sísmicas interpretadas representativas;
- b) Descripción y extensión de los *plays* probados, así como la descripción de los *plays* hipotéticos en el área de interés;
- c) Descripción estratigráfica del área de interés, y
- d) Lista de las cimas y bases por cada una de las formaciones en el área de interés.

III. Justificación de la conveniencia de la migración.

- Información respecto del plan de desarrollo y perfiles de producción, en el formato que según se indique a continuación:
 - a) Descripción general del plan de desarrollo, mencionando los escenarios considerados y el escenario ganador, así como su alcance (archivo *Word*);
 - b) Listado de campos a ser incluidos en el Área Contractual, los cuales deberán concordar con los *shapes* señalados en el inciso c) de la fracción I de este numeral, indicando los campos sobre los cuáles se realizará el desarrollo (archivo *Word*);
 - c) Especificar el perfil de producción de reservas 1P, 2P y 3P para cada campo. Las reservas que se especifiquen deberán cumplir con lo previsto por el artículo 4 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (archivo *Word*);

- d) Escenario base e incremental de producción, anualizado y por tipo de fluido (hoja de cálculo en archivo *Excel*);
- e) Descripción detallada de la metodología para la estimación del perfil de producción, así como de los perfiles de inversión y gastos de operación que incluya un programa adicional de trabajo con respecto al original (archivo *Word*);
- f) Estado actual de pozos al cierre del mes inmediato anterior a la solicitud de migración, en el que se desagregue la información contenida en el Anexo 1 del presente instrumento (hoja de cálculo en archivo *Excel*);
- g) Programa anualizado de los pozos a perforar y reparar (hoja de cálculo en archivo *Excel*);
- h) Lista de la producción para cada pozo por tipo de hidrocarburo al cierre del mes inmediato anterior a la solicitud de migración; o bien, especificar del pozo tipo la producción promedio, identificando el tipo de Sistema Artificial de Producción (SAP) y la formación productora (hoja de cálculo en archivo *Excel*);
- i) Relación de los pozos con coordenadas y formaciones productoras asociadas a cada uno de ellos, o bien con reservas certificadas, por tipo de hidrocarburo en términos del artículo 4 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (hoja de cálculo en archivo *Excel*);
- j) Costo estimado del pozo tipo, especificado por cada formación productora identificada (hoja de cálculo en archivo *Excel*);
- k) Descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del área CIEP o COPF, en términos de la fracción VI del Transitorio Sexto del Reglamento (archivo *Word*);
- l) Lista de la infraestructura instalada, incluyendo capacidades nominales y operativas, así como año de operación (hoja de cálculo en archivo *Excel*);
- m) Descripción general de las instalaciones para el manejo de producción (archivo *Word*);
- n) Manejo y aprovechamiento de gas que incluya el plan de acciones y programa de inversiones en instalaciones de apoyo para el aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien, destrucción controlada del gas; así como un programa anual de mantenimiento de los equipos críticos para el aprovechamiento de gas y la meta de aprovechamiento de gas anual para todo el horizonte (archivo *Word*);
- o) Información sobre la calidad, el contenido de azufre y grados API de los Hidrocarburos, según corresponda, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados, de acuerdo con la fracción V del Sexto Transitorio del Reglamento (archivo *Word*);
- p) Procedimientos de Medición de los Hidrocarburos asociados al plan de desarrollo propuesto;
- q) Programa referente a la construcción, actualización y modificación de los sistemas de medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos, incluyendo bitácora de registro, programa de diagnóstico, competencias técnicas, indicadores de desempeño y el nombre(s) del(os) responsable(s) oficial(es) en turno (archivo *Word*). Dicha medición se realizará en apego a los Lineamientos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos;

- r) Descripción general de los métodos de recuperación secundaria y mejorada visualizados en el plan de desarrollo para la extracción, así como el sustento técnico para elegirlos (archivo *Word*);
 - s) Matriz de tecnologías utilizadas y a utilizar (archivo *Word*);
 - t) Descripción general del plan de abandono (archivo *Word*), e
 - u) Información indicada en los Anexos 2 y 3 del presente instrumento (hoja de cálculo en archivo *Excel*).
- En su caso, información respecto del plan de exploración:
 - a) Reseña de antecedentes exploratorios, inventario de información exploratoria inicial, incluyendo inventario de pozos exploratorios, metas físicas y volumétricas así como la inversión total desglosada ;
 - b) Perfil desagregado de los recursos prospectivos por tipo documentado y no documentado;
 - c) Estrategia exploratoria, y
 - d) Pronóstico de incorporación de reservas:
 - i. Escenarios de incorporación de reservas;
 - ii. Criterios de jerarquización de escenarios;
 - iii. Descripción técnica del mejor escenario de Incorporación de Reservas y sus volúmenes asociados (estimación alta, mejor estimado y estimación baja);
 - iv. Número estimado de pozos de desarrollo asociados al posible éxito exploratorio;
 - v. Recuperación final estimada (EUR), y
 - vi. Perfiles de producción por tipo de hidrocarburo.

B. Información, contable, económica y financiera

La siguiente información deberá ser presentada en formato de hoja de cálculo en archivo *Excel* y, según se indique, conforme a los anexos de este instrumento:

- I. Perfiles base e incremental de producción considerando riesgo, por campo y agrupamientos (frecuencia mensual) conforme al Anexo 9;
- II. Perfiles del o los pozos tipo que considere el proyecto (frecuencia mensual) conforme al Anexo 10;
- III. Perfiles base e incremental de costos respectivos por campo y agrupamientos (frecuencia mensual) conforme al Anexo 11, así como detalle de la clasificación de los costos conforme a los Lineamientos (frecuencia anual);
- IV. Desglose de actividades en un programa de trabajo (frecuencia mensual) conforme al Anexo 12, y que la información de costos se acompañe de los estudios comparativos de referencia internacional que hayan sido utilizados en su definición y revisión;
- V. Perfiles de precios por tipo de Hidrocarburo para escenarios alto, medio y bajo, de conformidad con la fracción III del multicitado Transitorio, los cuales deberán entregarse de acuerdo al Anexo 7 (frecuencia mensual);
- VI. Costos de logística después del punto de medición (*netback*) determinados conforme a la metodología definida por la Comisión Reguladora de Energía o de precios de transferencia conforme a los Lineamientos, conforme al Anexo 8;

- VII.** Detalle del valor fiscal incluyendo actividad, subactividad, tipo de activo, nombre, localización, fechas de adquisición o de capitalización de los montos de inversión subsecuentes (día, mes y año), número de inventario, monto original de la inversión, tasa de depreciación correspondiente por monto de inversión, monto acumulado de depreciación al cierre del año 2014, al año inmediato anterior al de la presentación de la solicitud de migración y al último mes que se cuente para el año de presentación de la solicitud de migración, así como una estimación a la fecha probable de firma del CEE respectivo, de conformidad con los Lineamientos y de acuerdo al Anexo 4;
- VIII.** Detalle del valor contable incluyendo actividad, subactividad, tipo de activo, fechas de adquisición y de capitalización de los montos de inversión subsecuentes (día, mes y año), localización, montos capitalizables, tasa de depreciación, monto acumulado de depreciación al cierre del año inmediato anterior al de la presentación de la solicitud de migración y al último mes que se cuente para el año de presentación de la solicitud de migración, así como la estimación a la fecha probable de firma del CEE respectivo, de conformidad con los Lineamientos y de acuerdo al Anexo 5;
- IX.** Para CIEP, valor de los activos creados durante la vigencia del mismo que no han sido pagados, acompañado de su forma de determinación considerando el valor en la cuenta operativa, de los pagos por recuperación de costos y por tarifa, así como saldo de pagos pendientes. De ser posible, se deberá identificar el monto total de costos de operación y de capital, tanto en la cuenta operativa como en la recuperación de costos;
- X.** Modelo de flujos de efectivo históricos y prospectivos del CIEP o COPF contrato correspondiente, incluyendo las premisas y supuestos de cálculo;
- XI.** Relación de contratos de procura de bienes y servicios, identificando fechas de suscripción, vigencia, monto y avance, así como si se trata de contratos con partes relacionadas, de acuerdo al Anexo 6, y
- XII.** Condiciones económicas del Acuerdo de Operación Conjunta, incluyendo: valores y redacciones finales respecto del nivel de participación propuesto; funcionamiento de los mecanismos de acarreo; financiamiento, y elementos inamovibles tales como la designación de Pemex Exploración y Producción como Operador. Lo anterior de conformidad con la fracción VII del mencionado Transitorio.

6. Disposiciones finales.

Lo previsto en estas recomendaciones deberá presentarse conjuntamente por las partes en el CIEP o COPF, sin perjuicio de que la Secretaría, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, determinen requerir información adicional para la resolución de la solicitud de migración de la Asignación a un CEE.

Así mismo, las partes presentarán la solicitud sin perjuicio de la entrega del plan provisional de conformidad con lo establecido en lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

Cuando una de las partes en el CIEP o COPF ingrese información adicional a la solicitud original en representación de los Promoventes, la comunicación deberá incluir la copia de traslado para el(los) Promovente(s) representado(s).

Anexo 1

Pozos perforados					Pozos en perforación
Productores			Taponados		
Fluyentes	Sistema de producción	Tipo de Sistema Artificial de Producción (SAP)	Permanente	Temporal	

Anexo 2

	Actividad		
	Base	Incremental	Sobresaliente
Pozos (número)			
Peras (número)			
Plantas (número)			
Ductos (km, diámetro y número)			
Otros			

Anexo 3

	Inversión		
	Base	Incremental	Sobresaliente
Pozos (miles de dólares)			
Peras (miles de dólares)			
Plantas (miles de dólares)			
Ductos (miles de dólares)			
Otros			

Anexo 4

Actividad	Subactividad	Tipo de Activo	Nombre	Localización (coordenadas)	Fecha de adquisición o de capitalización (día/mes/año)	Número de inventario	Monto original de inversión (pesos)	Tasa de depreciación hasta el cierre del año aplicable (LFD) (%)	Monto acumulado de depreciación al cierre del año aplicable	Valor fiscal remanente al cierre del año aplicable (pesos)	Tasa de depreciación a partir del año aplicable (LISH) (%)	Monto acumulado de depreciación a partir del año aplicable	Valor fiscal remanente actualizado (pesos)	Valor fiscal remanente estimado a la Fecha de Firma (pesos)

Anexo 5

Actividad	Subactividad	Tipo de Activo	Nombre	Localización (coordenadas)	Fecha de adquisición o de capitalización (día/mes/año)	Número de inventario	Monto original de inversión (pesos)	Tasa de depreciación (%)	Monto acumulado de depreciación al cierre del año aplicable (pesos)	Valor contable al cierre del año aplicable (pesos)	Monto acumulado de depreciación a partir del año aplicable (pesos)	Valor contable actualizado (pesos)	Valor contable remante estimado a la Fecha de Firma (pesos)



Anexo 6

Proveedor*	Parte relacionada (sí/no)	Servicio o bien contratado	Fecha Firma (día/mes/año)	Inicio (día/mes/año)	Vigencia (día/mes/año)	Valor (pesos)	Valor (dólares)	Avance %

* Razón social o nombre del contratista.

Anexo 7

Perfiles de precios								
Hidrocarburo	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7
Aceite	USD/B							
Gas Asociado	USD/MPC							
Condensados	USD/C							

Recomendaciones adicionales

- ✓ Los perfiles de precios deben entregarse con periodicidad mensual bajo las siguientes condiciones:
 - Considerando escenarios de precios Bajo, Medio y Alto.
 - Por tipo de hidrocarburo en dólares por barril o dólares por mil pies cúbicos, según corresponda.

Anexo 8

Costos de logística				
Hidrocarburo	Concepto	Valor	Unidad	Descripción
Aceite	Costos de Transporte		USD/B	
Aceite	Costos de Transporte		USD/B	
Gas Asociado	Costos de Transporte		USD/ MPC	

Recomendaciones adicionales

- ✓ Los costos de logística después del punto de medición deberán contemplar, entre otros, los siguientes conceptos:
 - Costos de transporte.
 - Costos de tratamiento o procesamiento.
 - Costos de almacenamiento.
- ✓ Cada concepto deberá ir acompañado de una descripción del proceso y del método de cálculo.
- ✓ En caso que el transporte de hidrocarburos esté regulado, como el caso de un sistema integrado, el cálculo de los costos deberá apegarse a las disposiciones de la Comisión Reguladora de Energía.
- ✓ En caso que el transporte de hidrocarburos sea entre partes relacionadas, los costos deberán ajustarse a precios de mercado.

Anexo 9

Perfiles de producción						
Tipo de Hidrocarburo	Unidad de medida	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Aceite	MMB					
Gas	MMMPC					
Condensados	MMB					

Recomendaciones adicionales

- ✓ Los perfiles de producción deben entregarse con periodicidad mensual bajo las siguientes condiciones:
 - Por tipo de hidrocarburo en barriles, pies cúbicos o barriles de petróleo equivalente, especificando la relación gas-aceite (RGA).
 - Ajustados por riesgo.
 - Desglosados en escenarios Base e Incremental.
- ✓ Adicionalmente, se deberán especificar la región fiscal de conformidad con la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Anexo 10

Perfiles de producción (pozo tipo)									
Pozo Tipo	Hidrocarburo	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7
Tipo I	Aceite	MBD							
	Gas Asociado	MMPCD							
...									
Tipo N	Aceite	MBD							
	Gas Asociado	MMPCD							

Anexo 11

Costos e inversiones								
Tipo de gasto	Actividad		Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Capex	Exploración	Estudios	MMUSD					
		Pozos						
	Evaluación	Estudios	MMUSD					
		Pozos						
	Desarrollo y Producción	Pozos	MMUSD					
		Instalaciones						
Recuperación Mejorada								
Producción (O&M)								
Abandono								
Opex								

Anexo 12

Tipo de gasto	Actividad		Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5
Capex	Exploración	Estudios	MMUSD					
		Pozo						
	Evaluación	Estudios	MMUSD					
		Pozos						
	Desarrollo y Producción	Pozos tipo I	MMUSD					
		Pozos tipo N						
		Instalaciones						
		Pozos inyectores						
		Recuperación Mejorada						
	Opex	Producción (O&M)						
Abandono								

Recomendaciones adicionales

- ✓ El Programa de Actividades deberá entregarse con periodicidad mensual, desglosado en escenarios Base e Incremental, incluyendo la realización de:
 - Pozos de exploración y evaluación, productores (identificando el pozo tipo al que corresponden) e inyectores.
 - Instalaciones, incluyendo infraestructura de recolección, almacenamiento, medición, soporte y procesamiento.
 - Otras inversiones relacionadas a estudios (de exploración o evaluación), reparaciones mayores, y recuperación mejorada.

Anexo 13

Promoventes:	Fecha		
1.- Documentación que acredite la personalidad*		Presentó:	
		SI	NO
Identificación Oficial del (los) representante(s) legal(es).			
Poderes de (los) Representante(s) Legal(es).			
Acta constitutiva (traducida y con apostilla para el caso de extranjeras).			
2.- Documentación con la que se acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en el primer párrafo del Transitorio Vigésimo Octavo de la Ley*			
Convocatoria a la Licitación Pública Nacional o Internacional.			
Acta de Fallo de la Licitación Pública.			
Aprobación u opiniones favorables emitidas por la convocante para llevar a cabo la contratación.			
Libro blanco del procedimiento de contratación.			
Notificación de la adjudicación del contrato correspondiente.			
CIEP o COPF suscrito por las partes correspondientes, incluyendo sus anexos.			
3.- Documentación con la que acredite el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Sexto Transitorio del Reglamento. (Formato Shape)			
A. Información Técnica sobre:			
La Asignación.			
Áreas de ampliación o reducción de la Asignación, según sea el caso.			
Campos.			
Pozos.			
Instalaciones e infraestructura ubicada dentro del área del CIEP o del COPF.			
Modelo estructural de los objetivos petroleros, incluyendo mapas estructurales.			
Descripción de la evolución tectónica de las estructuras tipo del área, incluyendo mapas estructurales representativos y secciones sísmicas interpretadas representativas.			
Descripción y extensión de los <i>plays</i> probados, así como la descripción de los <i>plays</i> hipotéticos en el área de interés.			
Descripción estratigráfica del área de interés.			
Lista de las cimas y bases por cada una de las formaciones en el área de interés.			
Descripción general del plan de desarrollo, mencionando los escenarios considerados y el escenario ganador, así como su alcance.			
Listado de campos a ser incluidos en el Área Contractual, los cuales deberán concordar con los <i>shapes</i> señalados en el inciso c) de la fracción I de este numeral, indicando los campos sobre los cuáles se realizará el desarrollo.			
Perfil de producción de reservas 1P, 2P y 3P para cada campo. Las reservas que se especifiquen deberán cumplir con lo previsto por de conformidad con lo establecido en el artículo 4 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados de la Comisión Nacional de Hidrocarburos			
Escenario base e incremental de producción, anualizado y por tipo de fluido.			

**La documentación numerada en este apartado se deberá presentar en original o copia certificada, acompañada de copia simple para su cotejo e inmediata devolución.*

Descripción detallada de la metodología para la estimación del perfil de producción, así como de los perfiles de inversión y gastos de operación que incluya un programa adicional de trabajo con respecto al original		
Estado actual de pozos al cierre del mes inmediato anterior a la solicitud de migración.		
Programa anualizado de los pozos a perforar y reparar.		
Lista de la producción para cada pozo por tipo de hidrocarburo al cierre del mes inmediato anterior a la solicitud de migración; o bien, especificar del pozo tipo la producción promedio.		
Relación de los pozos con coordenadas y formaciones productoras asociadas a cada uno de ellos, o bien con reservas certificadas, por tipo de hidrocarburo en términos del artículo 4 de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.-		
Costo estimado del pozo tipo, especificado por cada formación productora identificada.		
Descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del área CIEP o COPF.		
Lista de la infraestructura instalada, incluyendo capacidades nominales y operativas.		
Descripción general de las instalaciones para el manejo de producción.		
Manejo y aprovechamiento de gas que incluya el plan de acciones y programa de inversiones en instalaciones de apoyo para el aprovechamiento, conservación, transferencia, o bien, destrucción controlada del gas; así como un programa anual de mantenimiento de los equipos críticos para el aprovechamiento de gas y la meta de aprovechamiento de gas anual para todo el horizonte.		
Información sobre la calidad, el contenido de azufre y grados API de los Hidrocarburos, según corresponda, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados.		
Procedimientos de Medición de los Hidrocarburos asociados al plan de desarrollo propuesto.		
Programa referente a la construcción, actualización y modificación de los sistemas de medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos, incluyendo bitácora de registro, programa de diagnóstico, competencias técnicas, indicadores de desempeño y el nombre(s) del(os) responsable(s) oficial(es) en turno.		
Descripción general de los métodos de recuperación secundaria y mejorada visualizados en el plan de desarrollo para la extracción, así como el sustento técnico para elegirlos.		
Matriz de tecnologías utilizadas y a utilizar.		
Descripción general del plan de abandono.		
Información indicada en los Anexos 2 y 3.		
En su caso, información respecto del plan de exploración:		
Reseña de antecedentes exploratorios, inventario de información exploratoria inicial, incluyendo inventario de pozos exploratorios, metas físicas y volumétricas así como la inversión total desglosada.		
Perfil desagregado de los recursos prospectivos por tipo documentado y no documentado.		
Estrategia exploratoria.		
Pronóstico de incorporación de reservas.		
Escenarios de incorporación de reservas.		
Criterios de jerarquización de escenarios.		
Descripción técnica del mejor escenario de Incorporación de Reservas y sus volúmenes asociados.		
Número estimado de pozos de desarrollo asociados al posible éxito exploratorio.		
Número estimado de pozos de desarrollo asociados al posible éxito exploratorio.		

Recuperación final estimada (EUR).		
Perfiles de producción por tipo de hidrocarburo.		
B. Información, contable, económica y financiera.		
Perfiles base e incremental de producción de riesgo por campo y agrupamientos.		
Perfiles base e incremental de costos respectivos por campo y agrupamientos, así como detalle de los costos conforme a los Lineamientos.		
Perfiles de precios por tipo de Hidrocarburo.		
Costos de logística después del punto de medición (<i>netback</i>).		
Detalle del valor fiscal de conformidad con los Lineamientos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.		
Detalle del valor contable de conformidad con los Lineamientos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.		
Para CIEP, valor de los activos creados durante la vigencia del mismo que no han sido pagados.		
Modelo de flujos de efectivo históricos y prospectivos del contrato correspondiente, incluyendo las premisas y supuestos de cálculo.		
Relación de contratos de procura de bienes y servicios.		
Condiciones económicas del Acuerdo de Operación Conjunta.		
Observaciones:		